


Численное исследование процесса добычи газа из газогидратной залежи при наличии термического и депрессионного воздействия

Наиль Габсалямovich Мусакаев, Денис Сергеевич Бельских 

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия
Контакт для переписки: denisbelskikh@gmail.com 

Аннотация. В настоящее время до сих пор остро стоит вопрос технологии добычи газа из имеющихся газогидратных залежей, которые были обнаружены на шельфе Мирового океана и в районах залегания многолетнемерзлых пород. Это связано с тем, что запасы метана в свободном состоянии существенным образом уступают его запасам в газогидратном состоянии. Одной из задач для возможной добычи газа из гидратосодержащей пористой среды является изучение процесса разложения газогидрата в случае теплового и депрессионного воздействий как наиболее часто применяемых. Необходимо провести теоретическое исследование, которое несет в себе разработку математической модели, ее алгоритмизацию, создание вычислительной программы и проведение численных экспериментов.

В работе представлена одномерная осесимметричная задача о нагреве и/или снижении давления на забое скважины, проходящей через всю толщину пористого пласта, поры которого изначально заполнены метаном и его гидратом. Привлекаемая математическая модель состоит из уравнений неразрывности для метана, его гидрата и воды, уравнения движения газовой фазы в пористой среде в виде закона фильтрации Дарси, уравнения состояния для метана и воды, уравнения сохранения энергии, в котором произведен учет эффектов Джоуля — Томсона и адиабатического охлаждения для газа, скрытой теплоты фазового перехода «газогидрат \leftrightarrow метан + вода». Произведена численная реализация предложенной математической модели и осуществлено численное исследование теплового (термического) и/или депрессионного воздействия на изучаемую гидратосодержащую залежь.

Ключевые слова: разложение газового гидрата, тепловое воздействие, депрессионное воздействие, математическая модель, алгоритм решения, пористая среда

Благодарности: работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (№ 121030500156-6).

Цитирование: Мусакаев Н. Г., Бельских Д. С. 2023. Численное исследование процесса добычи газа из газогидратной залежи при наличии термического и депрессионного воздействия // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 9. № 3 (35). С. 83–99. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-83-99>

Поступила 13.09.2023; одобрена 20.09.2023; принята 06.10.2023

Numerical study of the gas production process from a gas hydrate deposit in the presence of thermal and depression effects

Nail G. Musakaev, Denis S. Belskikh 

Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia
Corresponding author: denisbelskikh@gmail.com 

Abstract. Today the issue of gas production technology from existing gas hydrate deposits discovered on the shelf of the World Ocean and in permafrost areas is still very significant since the methane reserves in the free state are significantly inferior to its reserves in the form of its gas hydrates. One of the tasks for possible gas production from a hydrate-containing porous medium is to study the process of gas hydrate decomposition under thermal and depression effects since they are most commonly used ones. It is necessary to conduct a theoretical study including the development of a mathematical mode and its algorithmization, the creation of a computational program and the conduct of numerical experiments.

The paper presents one-dimensional axisymmetric problem of heating and/or pressure reduction at the bottom of a well passing through the entire thickness of a porous formation when its pores are initially filled with methane and its hydrate. The utilized mathematical model includes the continuity equations for methane, its hydrate and water; the equation of the gas phase motion in a porous medium as the Darcy filtration law; the state equation of methane and water, the energy conservation equation considering the Joule–Thomson effects and adiabatic cooling for gas,

the latent heat of the “gas hydrate \leftrightarrow methane + water” phase transition. A numerical implementation of the proposed mathematical model and a numerical study of the thermal and/or depression impact on the studied hydrate-bearing deposit are carried out.

The results of calculations show that the size of a zone containing only the gas hydrate decomposition products (gas and water) slightly increases with a smaller length of a porous layer. They also show that the thermal effect (increasing the temperature at the bottomhole of production well) on the hydrate-saturated reservoir simultaneously with the depression effect is not efficient enough due to the intensive flow of cold gas (with a temperature equal to the initial temperature of the reservoir) from the hydrate-containing deposit to the well.

Keywords: gas hydrate dissociation, thermal impact, depression impact, mathematical model, algorithm of solution, porous medium

Acknowledgements: the research was carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (project No. 121030500156-6).

Citation: Musakaev, N. G., & Belskikh, D. S. (2023). Numerical study of the gas production process from a gas hydrate deposit in the presence of thermal and depression effects. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 9(3), 83–99. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2023-9-3-83-99>

Received September 13, 2023; Reviewed September 20, 2023; Accepted October 6, 2023

Введение

Газовые гидраты — это кристаллические твердые вещества, в состав которых входят молекулы воды, объединенные водородными связями и образующие полости, а также молекулы других веществ в этих полостях [Истомин, Якушев, 1992; Sloan, Koh, 2007]. Одним из таких веществ может быть природный газ, состоящий главным образом из метана, который образует большое количество природных газогидратных залежей, особенно в местах наличия многолетнемерзлых пород на материковой части [Макогон и др., 2007; Бородин, Бельских, 2018]. Однако в настоящее время до сих пор остро стоит вопрос эффективной и экономически выгодной добычи газа из имеющихся газогидратных залежей. Основными на данный момент способами добычи являются депрессионный (снижение давления) и термический (повышение температуры) [Бородин, Бельских, 2018]. Эти подходы позволяют создавать такие условия, при которых начинается процесс разложения газогидрата. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, а их совместное использование позволяет улучшить процесс добычи газа из газогидратных месторождений [Hancock и др., 2005; Moridis и др., 2005; Liang и др., 2023].

Такие мероприятия, связанные с добычей газа из гидратосодержащих залежей, должны опираться на теоретическую проработку данной проблемы. Для изучения процесса необходимо построение математической модели, проведение ее алгоритмизации и программной реализации. Результаты вычислительных экспериментов позволят установить особенности диссоциации природных газогидратов в случае депрессионного и теплового воздействия [Шагапов, Мусакаев, 2016; Лобковский, Рамазанов, 2017; Liang и др., 2023].

В ряде работ [Ху, Ruppel, 1999; Ahmadi и др., 2004; Liu и др., 2009; Шагапов и др., 2016; Davletshina и др., 2019; Мусакаев, Бельских, 2021; Musakaev и др., 2021] было представлено теоретическое изучение процесса диссоциации газогидрата при снижении давления на забое скважины или тепловом (термическом) воздействии на пористый коллектор, насыщенный газогидратом. В настоящей работе рассмотрена одномерная задача о добыче газа из пласта, изначально содержащего в порах метан и его гидрат, в случае одновременно теплового и депрессионного воздействия или циклического подхода, когда имеет место только тепловое, а затем только депрессионное воздействие. Для математического описания изучаемых процессов привлекаются уравнения механики многофазных сред, записанные в осесимметричном приближении [Нигматулин, 1987].

Постановка задачи

Будем рассматривать случай добычи газа из гидратосодержащей залежи в одномерном осесимметричном приближении (рис. 1). На скважине, проходящей через всю толщину пласта, в момент времени $t > 0$ имеет место либо одновременное повышение температуры до постоянной T_e и добычи газа при постоянном давлении p_e на забое скважины, либо смена воздействия на пласт с теплового на депрессионный [Мусакаев и др., 2018]. При этом T_e выше исходной температуры пласта T_0 и равновесной температуры разложения газогидрата $T_s(p_0)$, а p_e ниже исходного пластового давления p_0 и равновесного давления разложения газогидрата $p_s(p_0)$. В задаче вода считается неподвижной фазой, поскольку рассматриваются случаи относительно небольших значений (до 0,3) исходной гидратонасыщенности (а соответственно, и водонасыщенности).

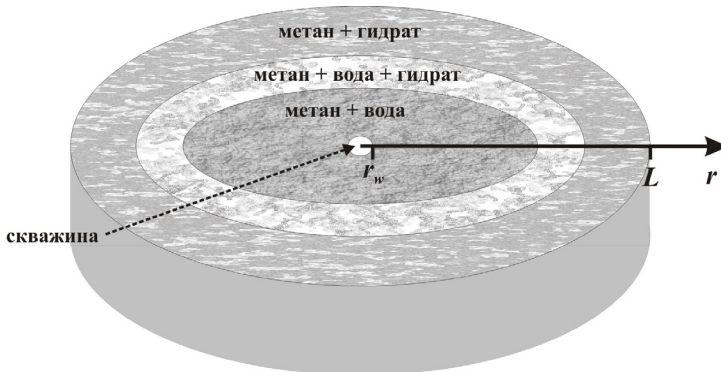


Рис. 1. Схема задачи

Fig. 1. The problem's scheme

Пусть изначально (при $t = 0$) рассматриваемая область пористой среды содержит в порах только метан и его гидрат (рис. 1). Внешняя граница этой области радиуса L принимается непроницаемой. Также примем следующие упрощающие предположения: газовый гидрат состоит из воды и газа с постоянной массовой концентрацией G ; скелет пористой среды и гидрат метана считаются неподвижными и несжимаемыми; капиллярные эффекты в модели не учитываются; рассматривается однотемпературная модель, когда в некотором бесконечно малом объеме пористой системы температура всех фаз имеет одинаковое значение; значения пористости пласта m и плотности воды не изменяются.

С учетом обозначенных выше упрощающих предположений запишем в одномерном осесимметричном приближении основные уравнения, описывающие неизотермическую фильтрацию газа и воды. Так, уравнения сохранения масс будут иметь следующий вид [Нигматулин, 1987; Xu, Ruppel, 1999; Мусакаев и др., 2018]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_g\rho_g + GmS_h\rho_h) + \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}(r\rho_g u_g) = 0, \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(S_w\rho_w + (1 - G)S_h\rho_h) = 0, \quad (2)$$

$$S_g + S_w + S_h = 1. \quad (3)$$

Здесь и далее нижние индексы $j = g, w, h$ и sk означают, что связанные с ними параметры относятся к газу, воде, газогидрату и скелету пористой среды соответственно; t — время; r — радиальная координата; S_j — насыщенности j -м веществом; ρ_j — плотность j -й фазы; u_g — радиальная составляющая вектора скорости фильтрации газа.

Уравнение движения газа в виде закона Дарси запишем следующим образом [Истомин, Якушев, 1992; Басниев и др., 1993]:

$$u_g = -\frac{k_0 k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r}, \quad (4)$$

где k_0 — абсолютная проницаемость пласта; k_g и μ_g — относительная фазовая проницаемость и динамическая вязкость для газа; p — давление.

Относительная фазовая проницаемость газа рассчитывается с помощью данной эмпирической зависимости [Басниев и др., 1993]:

$$k_g = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_g \leq 0,1, \\ \left(\frac{S_g - 0,1}{0,9}\right)^{3,5} (4 - 3S_g), & 0,1 < S_g \leq 1. \end{cases}$$

Уравнение состояния реального газа используется в следующем виде [Бондарев и др., 2015]:

$$p = X_g \rho_g R_g T, \quad (5)$$

$$X_g = \left(0,4 \cdot \lg\left(\frac{T}{T_c}\right) + 0,73\right)^{\frac{p}{p_c}} + 0,1 \frac{p}{p_c}, \quad (6)$$

где X_g — коэффициент сжимаемости газа; R_g — удельная газовая постоянная; T — температура.

Уравнение сохранения энергии (уравнение притока тепла) в одномерном осесимметричном приближении можно представить в следующем виде [Нигматулин, 1987; Шарафутдинов, Давлетшин, 2021а, 2021б; Musakaev и др., 2021]:

$$\begin{aligned} & \rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_g c_g \left(u_g \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \\ & + \rho_g c_g \varepsilon_g \left(u_g \frac{\partial p}{\partial r} \right) - \rho_g c_g m S_g \eta_g \frac{\partial p}{\partial t} = \\ & = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \right) + m \rho_h L_h \frac{\partial S_h}{\partial t}, \end{aligned} \quad (7)$$

$$\rho c = (1 - m) \rho_{sk} c_{sk} + \sum_{j=g,w,h} m S_j \rho_j c_j,$$

$$\lambda = (1 - m) \lambda_{sk} + \sum_{j=g,w,h} m S_j \lambda_j.$$

Здесь ρc и λ — объемная теплоемкость и теплопроводность системы «пористая среда — насыщающий флюид»; ρ_{sk} — плотность вещества, образующего скелет пористой среды; c_j и λ_j — изобарная теплоемкость и теплопроводность j -й фазы; L_h — теплота диссоциации гидрата метана; ε_g и η_g — коэффициенты Джоуля — Томсона и адиабатического охлаждения.

Начальные и граничные условия для принятой постановки задачи можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} & t = 0, \quad r_w \leq r \leq L: p = p_0, \quad T = T_0, \\ & S_h = S_{h0}, \quad S_w = 0, \quad S_g = 1 - S_{h0}, \\ & t > 0: \begin{cases} r = r_w: p = p_e = \text{const}, \quad T = T_e = \text{const}, \\ r = L: \frac{\partial p}{\partial r} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial r} = 0, \end{cases} \end{aligned}$$

где S_{h0} — исходная насыщенность пористой среды гидратом метана.

С учетом закона Дарси для газа (4) условие на скважине, вскрывающей весь пласт, можно переписать в следующем виде:

$$t > 0, \quad r = r_w: r \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{Q_e \mu_g}{2\pi \rho_g k_0 k_g}, \quad T = T_e,$$

где Q_e — массовый расход добываемого газа.

Произведя преобразования уравнений (1)–(7), запишем соотношения, позволяющие рассчитать значения давления p , температуры T и водонасыщенности S_w :

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p}{X_g} \frac{\partial X_g}{\partial t} + \frac{p}{T} \frac{\partial T}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{p}{S_g} \frac{\rho_h}{\rho_g} G \frac{\partial S_h}{\partial t} + \frac{X_g R T}{m S_g} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{\rho_g k_0 k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial r} \right], \quad (8)$$

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\rho_g c_g}{\rho c} \frac{k_0 k_g}{\mu_g} \left[\frac{\partial p}{\partial r} \left(\frac{\partial T}{\partial r} + \varepsilon_g \frac{\partial p}{\partial r} \right) + m S_g \eta_g \frac{\partial p}{\partial t} \right] + \frac{m \rho_h L_h}{\rho c} \frac{\partial S_h}{\partial t}, \quad (9)$$

$$\frac{\partial S_w}{\partial t} = - \frac{\rho_h}{\rho_w} (1 - G) \frac{\partial S_h}{\partial t}. \quad (10)$$

Система уравнений (8)–(10) дискретизируется с помощью неявной разностной схемы и решается с помощью метода простых итераций.

После дискретизации значения искомым параметров системы рассчитываются в узлах сетки по следующему алгоритму решения [Musakaev и др., 2021]:

1. Распределения давления и температуры по координате r на новом временном шаге находятся решением дискретных аналогов уравнений (8) и (9) соответственно с помощью метода прогонки.
2. Значения коэффициента сверхсжимаемости газа рассчитываются с помощью дискретного аналога уравнения (6). Стоит отметить, что при расчете здесь и далее привлекаются или значения параметров, определенные в предыдущих пунктах алгоритма, или их итерационные ($iter$) значения.
3. Распределения значений гидратонасыщенности по координате r на новом временном шаге рассчитываются способом, описанным в предыдущих работах авторов статьи [Мусакаев, Бельских, 2021; Musakaev и др., 2021]. Вначале рассчитываются значения равновесной температуры T_h и давления p_h фазового перехода с использованием корреляции из статьи [Musakaev, Borodin, 2017]. При выполнении условий, допускающих диссоциацию гидрата метана ($T_j^{k+1} > T_h, p_j^{k+1} < p_h, (S_h)_j^{iter} > 0$), определяем количество газогидрата, которое может разложиться:

$$\Delta S_h = \min \left\{ \Delta S_h^T = \frac{(\rho c)_j^{k+1}}{m \rho_h L_h} |T_j^{k+1} - T_h|; \right. \\ \left. \Delta S_h^p = \frac{(S_g)_j^{iter} (\rho g)_j^{k+1}}{G \rho_h p_j^{k+1}} |p_h - p_j^{k+1}|; (S_h)_j^{iter} \right\}.$$

Тогда на новом временном шаге можно найти значение гидратонасыщенности:

$$(S_h)_j^{k+1} = (S_h)_j^{iter} - \Delta S_h.$$

В случае возможного образования газогидрата ограничивающим условием также является наличие свободной воды в пористой среде.

4. Параметры S_w и S_g можно определить из соотношений, представляющих собой дискретные аналоги уравнений (10) и (3) соответственно.
5. Определяется относительная погрешность δ текущей итерации:

$$\max_{\forall i, j} \left\{ \left| \frac{p_j^{iter} - p_j^{k+1}}{p_j^{k+1}} \right|; \left| \frac{(X_g)_j^{iter} - (X_g)_j^{k+1}}{(X_g)_j^{k+1}} \right|; \left| \frac{T_j^{iter} - T_j^{k+1}}{T_j^{k+1}} \right|; \left| \frac{(S_g)_j^{iter} - (S_g)_j^{k+1}}{(S_g)_j^{k+1}} \right| \right\}.$$

Если значение относительной погрешности текущей итерации больше некоторой заданной величины точности ε (т. е. $\delta > \varepsilon$), то итерационные значения параметров системы переопределяются, и итерации на текущем временном шаге продолжают-ся при переходе к пункту 1. Иначе (если $\delta < \varepsilon$) в пункте 1 осуществляется переход на новый временной шаг.

Вычислительный эксперимент

Для решения задачи изложенным выше алгоритмом была разработана вычислительная программа и проведено численное исследование процесса одновременного снижения давления и повышения температуры на скважине, а также очередной реализации этих воздействий на рассматриваемую область пористого пласта. В данном исследовании были использованы следующие исходные значения параметров [Hancock и др., 2005; Мусакаев и др., 2018; Мусакаев, Бельских, 2021; Misyura и др., 2021]: $T_e = 325$ К; $p_e = 1$ МПа; $r_w = 0,1$ м; $L = 100$ м; $T_0 = 281$ К; $p_0 = 7$ МПа; $S_{h0} = 0,3$; $k = 10^{-15}$ м²; $m = 0,35$; $\rho_{sk} = 2\,000$ кг/м³; $\rho_w = 1\,000$ кг/м³; $\rho_h = 910$ кг/м³; $c_{sk} = 1\,000$ Дж/(кг · К); $c_w = 4\,200$ Дж/(кг · К); $c_h = 2\,500$ Дж/(кг · К); $\lambda_{sk} = 2$ Вт/(м · К); $\lambda_w = 0,56$ Вт/(м · К); $\lambda_h = 0,45$ Вт/(м · К); $\mu_w = 10^{-3}$ Па · с; $L_h = 4,37 \cdot 10^5$ Дж/кг; $G = 0,12$. Интерполяция известных табличных данных с учетом полученных распределений температуры и давления позволяет получить необходимые значения используемых параметров для метана.

На рис. 2 представлена эволюция во времени полей давления, температуры и гидратонасыщенности; рассмотрен случай одновременного теплового и депрессионного воздействия на гидратонасыщенный пласт. На рис. 3 приведено изменение во времени протяженности зоны в пласте, содержащей только продукты разложения газового гидрата — газ и воду.

Из рис. 2 и 3 видно, что с течением времени протяженность зоны пласта, в которой содержатся газ и вода, растет, при этом температура снижается со значения T_e до величины T_0 (и ниже) в небольшой зоне, примыкающей к скважине (рис. 2). Связано это в основном, на наш взгляд, с интенсивным притоком к скважине холодного (с температурой T_0) газа из пласта; нагретый газ также откачивается. Таким образом, анализ рис. 2 позволяет заметить, что оказываемое на гидратонасыщенный пласт тепловое воздействие (повышение температуры на забое добывающей скважины), реализованное одновременно с депрессионным воздействием, является малоэффективным. Такое повышение температуры может быть применено, как мы считаем, для целей поддержания в зоне, в которой разложился газогидрат, температуры выше 0 °С, т. к. при определенных параметрах депрессионного воздействия на пласт температура в некоторой его области может опуститься ниже 0 °С (следовательно, возможно образование льда) за счет поглощения тепла, выделяемого при разложении газогидрата, и действия эффекта Джоуля — Томсона. Данный эффект понижения температуры ниже T_0 также можно наблюдать на рис. 2.

Также из рис. 2 видно, что реализуется режим диссоциации газогидрата с протяженной зоной фазовых переходов. Таким образом, в пласте можно выделить три характерные зоны (рис. 1): ближнюю (примыкающую к скважине), где поры заполнены газом и водой,

промежующую, в которой газ, вода и газогидрат находятся в состоянии термодинамического равновесия, и дальнюю, насыщенную метаном и его гидратом. Причем с течением времени увеличивается доля газогидрата, разложившегося в промежуточной зоне (по сравнению с диссоциацией газогидрата на фронтальной поверхности, разделяющей ближнюю и промежуточные зоны).

Рассмотрим случай, когда в первый месяц на скважине имело место только тепловое воздействие на гидратонасыщенный пласт без отбора газа, а на второй месяц — только депрессионное воздействие, т. е. происходил отбор газа без нагрева при поддержании постоянного давления на скважине (рис. 4).

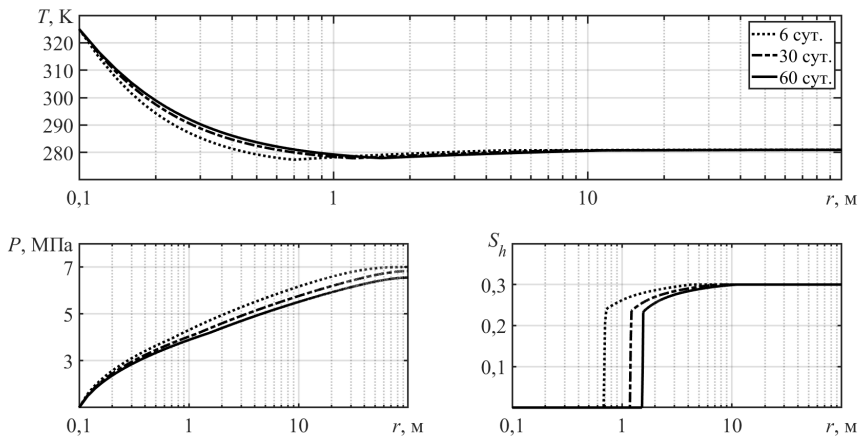


Рис. 2. Распределение по координате r температуры, давления и гидратонасыщенности в различные моменты времени после начала эксплуатации скважины ($L = 100$ м)

Fig. 2. Distributions of temperature, pressure and hydrate saturation along the r -coordinate at different times after the start of well exploitation ($L = 100$ m)

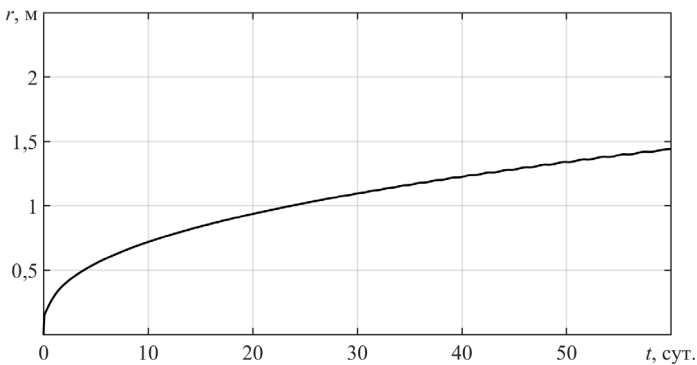


Рис. 3. Изменение во времени протяженности ближней зоны (в метрах), содержащей только продукты разложения газогидрата ($L = 100$ м)

Fig. 3. The change of length (in meters) of the close area containing only gas hydrate decomposition products over time ($L = 100$ m)

Из рис. 4 можно видеть, что при выбранных параметрах воздействия и пласта разложение газогидрата в пористом пласте имеет фронтальный режим в первый месяц при наличии только теплового воздействия. После начала реализации депрессионного воздействия температура во всем пласте становится равной исходной, а затем понижается до более низких значений, что обусловлено притоком к скважине газа из пласта и учетом эффекта Джоуля — Томсона.

После смены вида воздействия с теплового на депрессионное во второй месяц отмечается некоторое снижение темпов роста протяженности ближней зоны, содержащей только продукты разложения газогидрата (рис. 5).

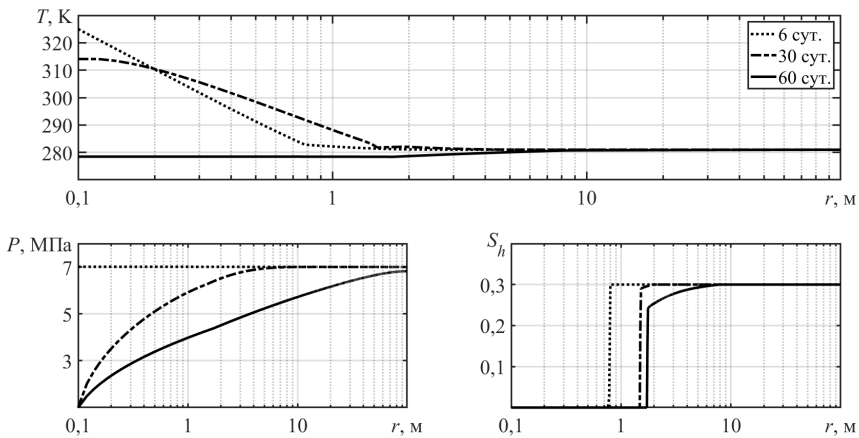


Рис. 4. Распределение по координате r температуры, давления и гидратонасыщенности в различные моменты времени после начала эксплуатации скважины ($L = 100$ м)

Fig. 4. Distributions of temperature, pressure and hydrate saturation along the r -coordinate at different times after the start of well exploitation ($L = 100$ m)

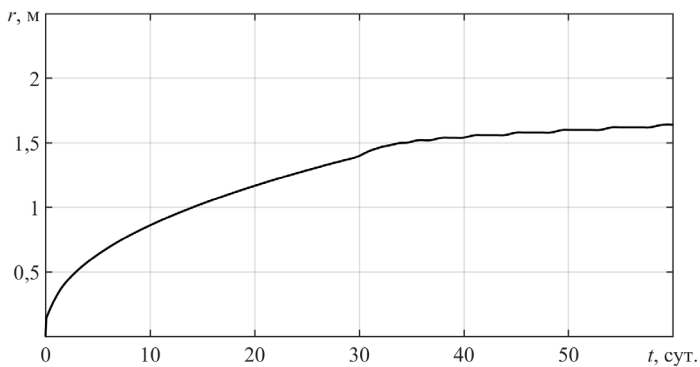


Рис. 5. Изменение во времени протяженности ближней зоны (в метрах), содержащей только продукты разложения газогидрата ($L = 100$ м)

Fig. 5. The change of length (in meters) of the close area containing only gas hydrate decomposition products over time ($L = 100$ m)

Поскольку в задаче представлен случай замкнутого и непроницаемого внешнего контура пласта, то были произведены расчеты с меньшей протяженностью пласта — 25 м. Для одновременного теплового и депрессионного воздействия на гидратонасыщенный пласт по итогу заметно более значительное снижение давления внутри пласта и, как следствие, общее уменьшение гидратонасыщенности вдоль всей длины пласта (рис. 6). Также на рис. 6 видно общее снижение температуры пласта ниже начального значения $T_0 = 281 \text{ K}$ ($\sim 8^\circ\text{C}$), а на некотором отдалении от скважины температура в пласте опускается ниже 0°C . На рис. 7 можно отметить большую протяженность зоны, содержащей только продукты разложения газогидрата — газ и воду, однако разница с пластом длиной 100 м невелика.

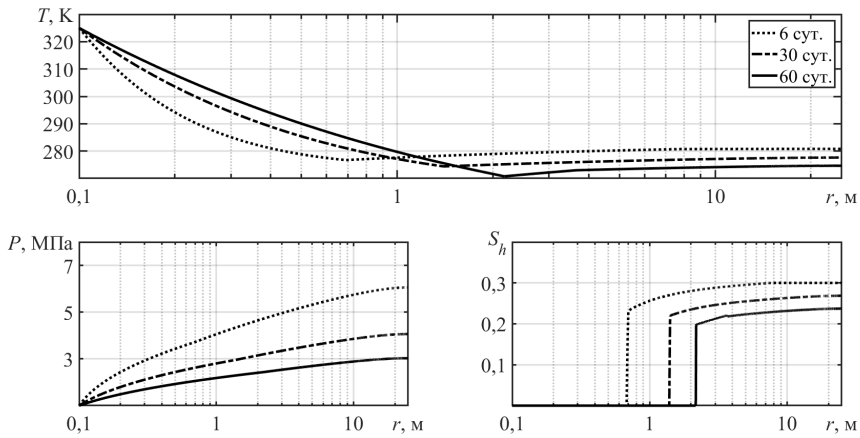


Рис. 6. Распределение по координате r температуры, давления и гидратонасыщенности в различные моменты времени после начала эксплуатации скважины ($L = 25 \text{ м}$)

Fig. 6. Distributions of temperature, pressure and hydrate saturation along the r -coordinate at different times after the start of well exploitation ($L = 25 \text{ m}$)

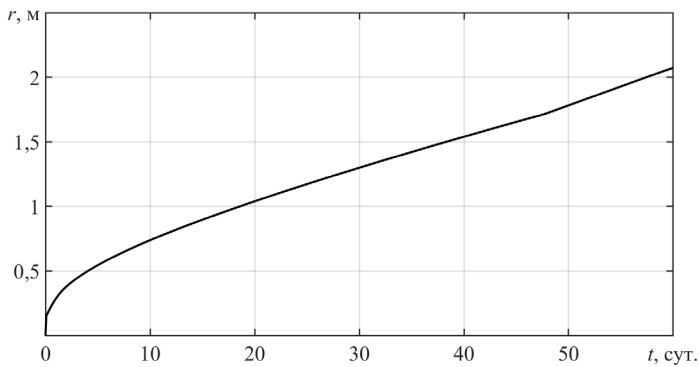


Рис. 7. Изменение во времени протяженности ближней зоны (в метрах), содержащей только продукты разложения газогидрата ($L = 25 \text{ м}$)

Fig. 7. The change of length (in meters) of the close area containing only gas hydrate decomposition products over time ($L = 25 \text{ m}$)

Аналогичная картина наблюдается и при очередной реализации воздействий на рассматриваемую область пористого пласта, а именно: в первый месяц реализуется только тепловое воздействие на гидратонасыщенный пласт, а на второй месяц — только депрессионное (рис. 8 и 9). Из данных, показанных на рис. 8, видно, что для 60 сут. имеет место как фронтальная, так и протяженная зона разложения газового гидрата (аналогично рис. 4). После смены вида воздействия с теплового на депрессионное также отмечается снижение темпов роста протяженности ближней зоны, содержащей только продукты разложения газогидрата (рис. 9), как ранее было отмечено для пласта длиной 100 м (рис. 5).

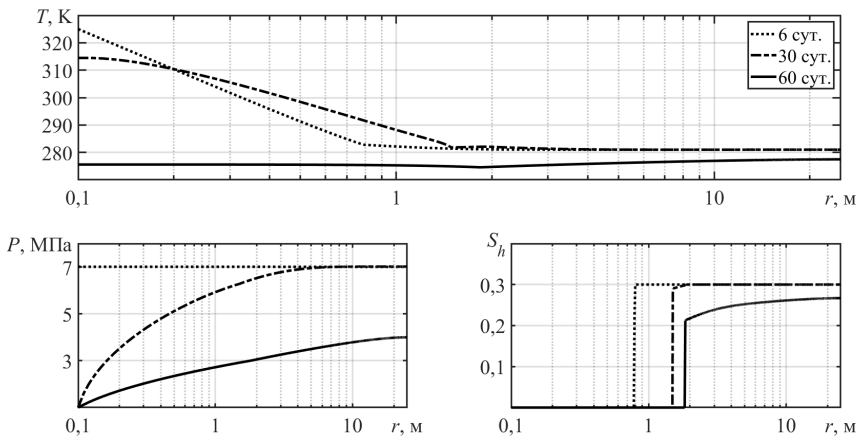


Рис. 8. Распределение по координате r температуры, давления и гидратонасыщенности в различные моменты времени после начала эксплуатации скважины ($L = 25$ м)

Fig. 8. Distributions of temperature, pressure and hydrate saturation along the r -coordinate at different times after the start of well exploitation ($L = 25$ m)

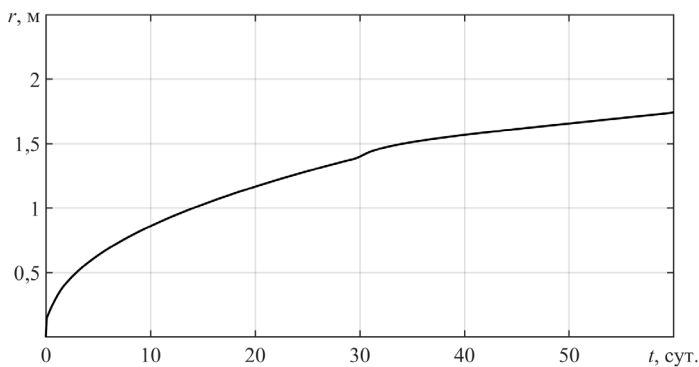


Рис. 9. Изменение во времени протяженности ближней зоны (в метрах), содержащей только продукты разложения газогидрата ($L = 25$ м)

Fig. 9. The change of length (in meters) of the close area containing only gas hydrate decomposition products over time ($L = 25$ m)

Заключение

В работе рассматривается в одномерном осесимметричном приближении задача о тепловом и/или депрессионном воздействии на область пористой среды, изначально содержащей метан и его газогидрат. Система основных уравнений, описывающих изучаемый процесс, состоит из уравнения сохранения масс, уравнения Дарси для движения газовой фазы, уравнения притока тепла, в котором учтены фазовые превращения, эффекты Джоуля — Томсона и адиабатического охлаждения. Построен алгоритм решения и разработан программный продукт для расчета основных параметров и установления особенностей изучаемого процесса разложения газогидрата в пористой среде.

Показано, что размеры зоны, содержащей только продукты разложения газового гидрата (газ и вода), несколько увеличиваются при меньшей протяженности пористого пласта. Расчетным путем показано, что тепловое воздействие (повышение температуры на забое добывающей скважины) на гидратонасыщенный пласт, реализованное одновременно с депрессионным воздействием, не обладает достаточной эффективностью из-за интенсивного притока к скважине холодного (с температурой, равной исходной температуре пласта) газа из гидратосодержащей залежи.

Список источников

- Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. 1993. Подземная гидромеханика. М.: Недра. 416 с.
- Бондарев Э. А., Рожин И. И., Попов В. В., Аргунова К. К. 2015. Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты // Криосфера Земли. Том 19. № 4. С. 64–74.
- Бородин С. Л., Бельских Д. С. 2018. Современное состояние исследований, связанных с извлечением метана из гидратосодержащей пористой среды // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 4. № 4. С. 131–147. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-131-147>
- Истомин В. А., Якушев В. С. 1992. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра. 236 с.
- Лобковский Л. И., Рамазанов М. М. 2017. Математическая модель осесимметричного квазистационарного теплопереноса в газогидратном пласте // Известия РАН. Механика жидкости и газа. № 4. С. 85–96. <https://doi.org/10.7868/S0568528117040089>
- Мусакаев Н. Г., Хасанов М. К., Бородин С. Л., Бельских Д. С. 2018. Численное исследование процесса разложения гидрата метана при закачке теплого газа в гидратонасыщенную залежь // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. № 56. С. 88–101. <https://doi.org/10.17223/19988621/56/8>
- Мусакаев Н. Г., Бельских Д. С. 2021. Численное исследование процесса разложения газового гидрата при тепловом воздействии на гидратосодержащую область пористого пласта // Ученые записки Казанского университета. Серия: Физико-математические науки. Том 163. № 2. С. 153–166. <https://doi.org/10.26907/2541-7746.2021.2.153-166>
- Нигматулин Р. И. 1987. Динамика многофазных сред: в 2 ч. Часть 1. М.: Наука. 464 с.
- Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г. 2016. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. М.: Наука. 238 с.

- Шагапов В. Ш., Чиглинцева А. С., Русинов А. А. 2016. Теоретическое моделирование процесса извлечения газа из пористого газогидратного пласта, частично насыщенного газом, с учетом теплового взаимодействия с окружающими породами // Теоретические основы химической технологии. Том 50. № 4. С. 452–462. <https://doi.org/10.7868/S004035711604014X>
- Шарафутдинов Р. Ф., Давлетшин Ф. Ф. 2021а. Аналитическая модель нестационарного температурного поля в пласте с трещиной гидроразрыва // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 7. № 2 (26). С. 75–94. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-2-75-94>
- Шарафутдинов Р. Ф., Давлетшин Ф. Ф. 2021б. Численное исследование неизотермической фильтрации сжимаемого флюида в низкопроницаемом пласте с трещиной гидроразрыва // Прикладная механика и техническая физика. Том 62. № 2. С. 160–173. <https://doi.org/10.15372/PMTF20210216>
- Ahmad G., Ji Ch., Smith H. D. 2004. Numerical solution for natural gas production from methane hydrate dissociation // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 41. No. 4. Pp. 269–285. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.09.004>
- Davletshina M. R., Stolpovskii M. V., Solovov D. B. 2019. Decomposition of methane hydrate with heat exposure // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 272. No. 3. Article 032239. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/272/3/032239>
- Hancock S. H., Collett T. S., Dallimore S. R., Satoh T., Inoue T., Huenges E., Hennings J., Weatherill B. 2005. Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well // Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada / S. R. Dallimore, T. S. Collett (eds.). Bulletin 585.
- Liang D., Lin D., Lu J., Liu J., Li D., Jin G., Xia Zh., Li X.-S. 2023. Numerical study on natural gas hydrate production by hot water injection combined with depressurization // SSRN. 46 p. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4417014>
- Liu Y., Strumendo M., Arastoopour H. 2009. Simulation of methane production from hydrates by depressurization and thermal stimulation // Industrial & Engineering Chemistry Research. Vol. 48. No. 5. Pp. 2451–2464. <https://doi.org/10.1021/ie8005275>
- Makogon Y. F., Holditch S. A., Makogon T. Y. 2007. Natural gas-hydrates — A potential energy source for the 21st Century // Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 56. No. 1–3. Pp. 14–31. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.009>
- Misyura S. Y., Donskoy I. G., Manakov A. Y., Morozova V. S., Strizhak P. A., Skiba S. S., Sagidullin A. K. 2021. Studying the influence of key parameters on the methane hydrate dissociation in order to improve the storage efficiency // Journal of Energy Storage. Vol. 44. Article 103288. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103288>
- Moridis G. J., Collett T. S., Dallimore S. R., Inoue T., Mroz T. 2005. Analysis and interpretation of the thermal test of gas hydrate dissociation in the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well // Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada / S. R. Dallimore, T. S. Collett (eds.). Bulletin 585.
- Musakaev N. G., Borodin S. L. 2017. To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide // MATEC Web of Conferences. Vol. 115. Article 05002. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201711505002>

- Musakaev N. G., Belskikh D. S., Borodin S. L. 2021. Mathematical model and method for solving the problem of non-isothermal gas and liquid filtration flow during dissociation of gas hydrates // *Lobachevskii Journal of Mathematics*. Vol. 42. No. 9. Pp. 2198–2204. <https://doi.org/10.1134/S1995080221090225>
- Sloan E. D., Koh C. A. 2007. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. 3rd ed. Boca Raton: CRC Press. 752 p. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>
- Xu W., Ruppel C. 1999. Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. Vol. 104. No. B3. Pp. 5081–5095. <https://doi.org/10.1029/1998JB900092>

References

- Basniev, K. S., Kochina, I. N., & Maksimov, V. M. (1993). *Underground fluid mechanics*. Nedra. [In Russian]
- Bondarev, E. A., Rozhin, I. I., Popov, V. V., & Argunova, K. K. (2015). Assessment of possibility of natural gas hydrates underground storage in permafrost regions. *Earth's Cryosphere*, 19(4), 64–74. [In Russian]
- Borodin, S. L., & Belskikh, D. S. (2018). The current state of researches related to the extraction of methane from a porous medium containing hydrate. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 4(4), 131–147. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-131-147> [In Russian]
- Istomin, V. A., & Yakushev, V. S. (1992). *Gas hydrates in nature*. Nedra. [In Russian]
- Lobkovskii, L. I., & Ramazanov, M. M. (2017). Mathematical model of axisymmetric quasi-steady-state heat and mass transfer in a gas hydrate reservoir. *Fluid Dynamics*, 52(4), 536–546. <https://doi.org/10.1134/S0015462817040081>
- Musakaev, N. G., Khasanov, M. K., Borodin, S. L., & Belskikh, D. S. (2018). Numerical investigation of the methane hydrate decomposition in the process of warm gas injection into a hydrate-saturated reservoir. *Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*, (56), 88–101. <https://doi.org/10.17223/19988621/56/8> [In Russian]
- Musakaev, N. G., & Belskikh, D. S. (2021). Numerical study of the process of gas hydrate decomposition under the thermal impact on the hydrate-containing region of a porous formation. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta. Seriya: Fiziko-matematicheskie nauki*, 163(2), 153–166. <https://doi.org/10.26907/2541-7746.2021.2.153-166> [In Russian]
- Nigmatulin, R. I. (1987). *Dynamics of multiphase media: in 2 parts. Part 1*. Nauka. [In Russian]
- Shagapov, V. S., & Musakaev, N. G. (2016). *Dynamics of hydrate formation and decomposition in gas production, transportation and storage systems*. Nauka. [In Russian]
- Shagapov, V. S., Chiglintseva, A. S., & Rusinov, A. A. (2016). Theoretical modeling of gas extraction from a partially gas-saturated porous gas-hydrate reservoir with respect to thermal interactions with surrounding rocks. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 50(4), 449–458. <https://doi.org/10.1134/S004057951604045X>
- Sharafutdinov, R. F., & Davletshin, F. F. (2021a). An analytical model of a non-stationary temperature field in a reservoir with a hydraulic fracturing. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*, 7(2), 75–94. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-2-75-94> [In Russian]

- Sharafutdinov, R. F., & Davletshin, F. F. (2021b). Numerical study of non-isothermal filtration of compressible fluid in a low-permeability reservoir with a hydraulic fracture. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*, 62(2), 317–328. <https://doi.org/10.1134/S0021894421020164>
- Ahmadi, G., Ji, Ch., & Smith, H. D. (2004). Numerical solution for natural gas production from methane hydrate dissociation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 41(4), 269–285. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.09.004>
- Davletshina, M. R., Stolpovskii, M. V., & Solovev, D. B. (2019). Decomposition of methane hydrate with heat exposure. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 272(3), Article 032239. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/272/3/032239>
- Hancock, S. H., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Satoh, T., Inoue, T., Huenges, E., Hennings, J., & Weatherill, B. (2005). Overview of thermal-stimulation production-test results for the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. In S. R. Dallimore & T. S. Collett (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, Bulletin 585*.
- Liang, D., Lin, D., Lu, J., Liu, J., Li, D., Jin, G., Xia, Zh., & Li, X.-S. (2023). Numerical study on natural gas hydrate production by hot water injection combined with depressurization. SSRN. <https://doi.org/10.2139/ssrn.4417014>
- Liu, Y., Strumendo, M., & Arastoopour, H. (2009). Simulation of methane production from hydrates by depressurization and thermal stimulation. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(5), 2451–2464. <https://doi.org/10.1021/ie8005275>
- Makogon, Y. F., Holditch, S. A., & Makogon, T. Y. (2007). Natural gas-hydrates — A potential energy source for the 21st Century. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 56(1–3), 14–31. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2005.10.009>
- Misyura, S. Y., Donskoy, I. G., Manakov, A. Y., Morozova, V. S., Strizhak, P. A., Skiba, S. S., & Sagidullin, A. K. (2021). Studying the influence of key parameters on the methane hydrate dissociation in order to improve the storage efficiency. *Journal of Energy Storage*, 44, Article 103288. <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103288>
- Moridis, G. J., Collett, T. S., Dallimore, S. R., Inoue, T., & Mroz, T. (2005). Analysis and interpretation of the thermal test of gas hydrate dissociation in the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. In S. R. Dallimore & T. S. Collett (Eds.), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. Geological Survey of Canada, Bulletin 585*.
- Musakaev, N. G., & Borodin, S. L. (2017). To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide. *MATEC Web of Conferences*, 115, Article 05002. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201711505002>
- Musakaev, N. G., Belskikh, D. S., & Borodin, S. L. (2021). Mathematical model and method for solving the problem of non-isothermal gas and liquid filtration flow during dissociation of gas hydrates. *Lobachevskii Journal of Mathematics*, 42(9), 2198–2204. <https://doi.org/10.1134/S1995080221090225>
- Sloan, E. D., & Koh, C. A. (2007). *Clathrate hydrates of natural gases* (3rd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781420008494>
- Xu, W., & Ruppel, C. (1999). Predicting the occurrence, distribution, and evolution of methane gas hydrate in porous marine sediments. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 104(B3), 5081–5095. <https://doi.org/10.1029/1998JB900092>

Информация об авторах

Наиль Габсалимович Мусакаев, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия
musakaev@ikz.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8589-9793>

Денис Сергеевич Бельских, кандидат физико-математических наук, научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, Тюмень, Россия
denisbelskikh@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0813-5765>

Information about the authors

Nail G. Musakaev, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia
musakaev@ikz.ru, <https://orcid.org/0000-0002-8589-9793>

Denis S. Belskikh, Cand. Sci. (Phys.-Math.), Researcher, Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Tyumen, Russia
denisbelskikh@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-0813-5765>