

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

УДК 532.546+519.63

doi: 10.26907/2541-7746.2021.2.153-166

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РАЗЛОЖЕНИЯ ГАЗОВОГО ГИДРАТА ПРИ ТЕПЛОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ГИДРАТОСОДЕРЖАЩУЮ ОБЛАСТЬ ПОРИСТОГО ПЛАСТА

Н.Г. Мусакаев^{1,2}, Д.С. Бельских²

¹*Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики
им. С.А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, 625026, Россия*

²*Тюменский государственный университет, г. Тюмень, 625003, Россия*

Аннотация

Предложена математическая модель, описывающая в двумерном приближении процесс теплового воздействия (повышение температуры на верхней границе пласта) на область пористой среды, содержащую в начальном состоянии метан и его гидрат. Границы области являются непроницаемыми для продуктов разложения газового гидрата (газа и воды). Учтены неидеальность газа и неизотермические эффекты при движении газа и воды в пористой среде. Процесс разложения гидрата метана предполагается равновесным. Проведено численное исследование неизотермического фильтрационного течения с учетом диссоциации в пористой среде газогидрата метана. Результаты исследования показали, что при тепловом воздействии наблюдается фронтальный режим фазовых переходов. Причем область, содержащая продукты разложения газового гидрата, увеличивается с ростом температуры на верхней границе пласта и увеличением его исходной проницаемости, а также со снижением начальной гидратонасыщенности.

Ключевые слова: газовый гидрат, пористая среда, неизотермическая фильтрация, разложение гидрата, численное исследование

Введение

В настоящее время в обществе активно обсуждается проблема эмиссии метана в земную атмосферу из-за растепления многолетнемерзлых пород (ММП) в связи с потеплением климата [1–3]. Метан является вторым по значимости после углекислого газа парниковым газом [4, 5]. В работе [5] отмечено, что роль метана как парникового газа постоянно возрастает, так как начиная с доиндустриального периода концентрация метана выросла примерно на 150%, в то время как концентрация диоксида углерода лишь на 40%. Большое количество метана содержится в гидратосодержащих залежах, которые в материковой зоне в преобладающей части находятся в районах вечной мерзлоты (в России эти районы расположены в Арктическом регионе) [6]. В работе [7] отмечено, что в настоящее время происходит разрушение ММП, что главным образом влечет за собой выделение CH_4 и разложение газогидратов, которое в отдельных районах вечной мерзлоты может приобретать угрожающий характер. При этом запасы CH_4 настолько велики, что если бы 10% метана было выброшено в атмосферу в течение нескольких лет, это оказало бы влияние на радиационный баланс Земли, эквивалентное десятикратному увеличению атмосферного CO_2 [4].

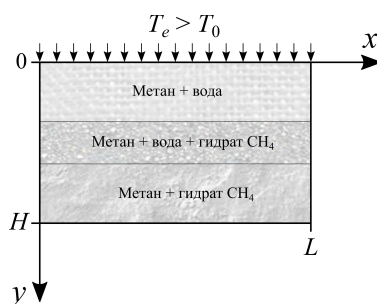


Рис. 1. Схема задачи

Для того чтобы ответить на вопрос, возможно ли нарушение стабильного состояния гидратосодержащих залежей (из-за потепления климата), необходимо в том числе и проведение численного исследования процесса разложения газового гидрата в пористой среде, что позволит уменьшить объем необходимых экспериментальных и промысловых данных [8].

Работы, связанные с теоретическим исследованием процесса разложения газового гидрата, преимущественно посвящены проблеме отбора газа из гидратонасыщенного пласта, см., например, [9–17]. В этих работах получены автомоделные и численные решения данной задачи, в том числе и для наиболее общего случая, когда исходные значения давления и температуры не обязательно лежат на кривой фазового равновесия «газ – вода(лед) – газогидрат». В наших работах [18, 19] проведена численная реализация математической модели движения газа в пористой среде, в которой был осуществлен учет диссоциации газового гидрата, неидеальности газа и неизотермических эффектов при фильтрационном течении газа.

Все приведенные выше работы описывают фильтрационное течение газа в одномерном приближении. В настоящей работе в плоскопараллельном приближении рассмотрена двумерная задача о нагреве замкнутой области пласта, содержащей в порах в исходном состоянии метан и его гидрат с учетом движения в пористой среде обеих компонент газогидрата (воды и газа). При математическом описании процесса теплового воздействия на гидратонасыщенную залежь использовались уравнения механики многофазных сред [20].

Постановка задачи

Рассмотрим процесс движения газа (метана) и воды в пористом пласте с заданными постоянными размерами глубины и протяженности (рис. 1). Данный пласт в исходном состоянии заполнен метаном и его гидратом, давление p_0 и температура T_0 которых соответствуют термодинамическим условиям их существования в свободном состоянии. Исходная гидратонасыщенность $S_{h,0}$ – известная величина. Все границы пласта являются непроницаемыми, а сам пласт является однородным и изотропным. Кроме того, имеют место следующие допущения: гидрат метана является двухкомпонентной системой с постоянной массовой концентрацией газа G ; температуры пористой среды, газа, гидрата метана и воды в каждой точке пласта совпадают (однотемпературная модель); пористость пласта m – постоянная величина; скелет пористой среды и газовый гидрат несжимаемы и неподвижны; капиллярные эффекты в модели не рассматриваются [19–21]. Для реализации математической модели в численном виде используются неявная разностная схема, метод прогонки, метод простых итераций и авторский метод для расчета гидратонасыщенности [18, 19].

Для решения используется система основных уравнений механики многофазных сред, преобразованная к двумерному виду, с учетом движения газа и воды в пористой среде [13, 19, 22]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_g\rho_g + G \cdot (mS_h\rho_h)) + \frac{\partial}{\partial x}(mS_g\rho_g v_{gx}) + \frac{\partial}{\partial y}(mS_g\rho_g v_{gy}) = 0,$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(mS_w\rho_w + (1 - G) \cdot (mS_h\rho_h)) + \frac{\partial}{\partial x}(mS_w\rho_w v_{wx}) + \frac{\partial}{\partial y}(mS_w\rho_w v_{wy}) = 0,$$

$$mS_i v_{ix} = -\frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad mS_i v_{iy} = -\frac{k_i}{\mu_i} \left(\frac{\partial p}{\partial y} - \rho_i g \right) \quad (i = g, w),$$

$$\begin{aligned} \rho c \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_g c_g m S_g \left[v_{gx} \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial x} \right) + v_{gy} \left(\frac{\partial T}{\partial y} + \varepsilon \frac{\partial p}{\partial y} - \frac{g}{c_g} \right) \right] + \\ + \rho_w c_w m S_w \left[v_{wx} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right) + v_{wy} \left(\frac{\partial T}{\partial y} - \frac{g}{c_w} \right) \right] - \rho_g c_g m S_g \eta_s \frac{\partial p}{\partial t} = \\ = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) \right] + m \rho_h L_h \frac{\partial S_h}{\partial t}, \end{aligned}$$

$$p = z_g \rho_g R T, \quad \rho_w = \text{const},$$

$$z_g = \left(0.4 \cdot \lg \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0.73 \right)^{p/p_c} + 0.1 \cdot \frac{p}{p_c},$$

$$\varepsilon = -\frac{1}{\rho_g c_g} \frac{T}{z_g} \left(\frac{\partial z_g}{\partial T} \right)_p, \quad \eta_s = \frac{1}{\rho_g c_g} - \varepsilon, \quad \sum_{i=g,w,h} S_i = 1,$$

$$\rho c = (1 - m) \rho_{sk} c_{sk} + m \sum_{i=g,w,h} S_i \rho_i c_i, \quad \lambda = (1 - m) \lambda_{sk} + m \sum_{i=g,w,h} S_i \lambda_i.$$

где S_i ($i = g, w, h$) – насыщенность пор i -й фазой; ρ_i ($i = g, w, h$) – плотность i -й фазы; v_{gx} и v_{gy} – истинная скорость газа по оси x и y соответственно; v_{wx} и v_{wy} – истинная скорость воды по оси x и y соответственно; p – давление; $k_i = \tilde{k}_i k_0$, k_0 – абсолютная проницаемость, \tilde{k}_i ($i = g, w$) – относительная фазовая проницаемость i -й фазы; μ_i ($i = g, w$) – коэффициент динамической вязкости i -й фазы; g – ускорение свободного падения; T – температура; z_g – коэффициент сверхсжимаемости для газа; p_c и T_c – критические давление и температура газа; ε – коэффициент Джоуля–Томпсона, η_s – коэффициент адиабатического охлаждения; L_h – теплота разложения газового гидрата; ρ_{sk} , λ_{sk} и c_{sk} – плотность, удельный коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой среды; c_i и λ_i ($i = g, w, h$) – удельная теплоемкость и коэффициент теплопроводности i -й фазы; параметры газа, воды и гидрата снабжены индексами g , w и h соответственно.

Относительные фазовые проницаемости для газа и воды рассчитываются согласно эмпирической зависимости Чень–Чжун–Сяня [21]:

$$\tilde{k}_g = \begin{cases} 0, & 0 \leq S_g \leq 0.1, \\ [(S_g - 0.1)/0.9]^{3.5} (4 - 3S_g), & 0.1 \leq S_g \leq 1; \end{cases}$$

$$\tilde{k}_w = \begin{cases} [(0.8 - S_g)/0.8]^{3.5}, & 0 \leq S_g \leq 0.8, \\ 0, & 0.8 \leq S_g \leq 1. \end{cases}$$

На границах между выделенными зонами (рис. 1) принимается условие непрерывности температуры и давления, в области разложения газогидрата значения этих параметров связаны условием фазового равновесия [23]. Зависимость равновесной температуры диссоциации газового гидрата от давления $T_s(p)$ конструировалась с учетом интерполяционных соотношений, предложенных в работе [24].

Начальные и граничные условия для задачи зададим в следующем виде:

$$t = 0, \quad 0 \leq x \leq L, \quad 0 \leq y \leq H : \quad p = p_0, \quad T = T_0, \quad S_h = S_{h0}, \quad S_w = 0, \quad S_g = 1 - S_{h0};$$

$$t > 0 : \quad \begin{cases} x = 0 : v_{ix} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0; & x = L : v_{ix} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0 \quad (i = g, w); \\ y = 0 : v_{iy} = 0, \quad T = T_e; & y = H : v_{iy} = 0, \quad \frac{\partial T}{\partial y} = 0 \quad (i = g, w); \end{cases}$$

Здесь L – длина пласта, H – глубина пласта, T_e – внешняя температура на верхней границе условного пласта.

Численное исследование

Были проведены вычислительные эксперименты по изучению влияния параметров системы «пористый пласт – насыщающий флюид» и температуры на верхней границе пористого резервуара на распределение параметров в рассматриваемой области пористого пласта. При проведении расчетов были приняты следующие значения используемых параметров [23, 25–28]: $T_e = 276$ К; $L = 100$ м; $H = 10$ м; $T_0 = 273$ К; $p_0 = 3$ МПа; $S_{h0} = 0.6$; $k_0 = 10^{-15}$ м²; $m = 0.1$; $p_c = 4.599$ МПа; $T_c = 190.56$ К; $\rho_{sk} = 2000$ кг/м³; $\rho_w = 1000$ кг/м³; $\rho_h = 910$ кг/м³; $c_{sk} = 1000$ Дж/(кг·К); $c_g = 1560$ Дж/(кг·К); $c_w = 4200$ Дж/(кг·К); $c_h = 2500$ Дж/(кг·К); $\lambda_{sk} = 2$ Вт/(м·К); $\lambda_g = 4 \cdot 10^{-2}$ Вт/(м·К); $\lambda_w = 0.56$ Вт/(м·К); $\lambda_h = 0.45$ Вт/(м·К); $\mu_g = 11.4 \cdot 10^{-6}$ Па·с; $\mu_w = 10^{-3}$ Па·с; $R_g = 519$ Дж/(кг·К); $L_h = 4.37 \cdot 10^5$ Дж/кг; $G = 0.12$.

На рис. 2 представлены распределения давления, температуры и гидратонасыщенности через 1 сутки после повышения температуры на верхней границе гидратосодержащей залежи; значения гидратонасыщенности S_h находились с использованием зависимости $T_s(p)$ [18]. Видно, что при принятых значениях параметров разложение гидрата метана происходит лишь на небольшом участке, примыкающем к верхней границе. Стоит также отметить фронтальный режим диссоциации газогидрата, то есть отсутствует трехфазная зона, содержащая в порах метан, воду и гидрат СН₄. Фазовый переход полностью происходит на поверхности, разделяющей первую зону пласта, насыщенную метаном и водой, и третью, не затронутую процессом повышения температуры на верхней границе пласта. Этот факт подтверждают выводы работы [29], где для одномерного случая показано, что при тепловом воздействии на гидратонасыщенную залежь, коэффициент пьезопроводности которой превышает коэффициент температуропроводности, решений с протяженной областью фазовых переходов не существует.

На рис. 3 приведены распределения давления, температуры и гидратонасыщенности с учетом повышения температуры T_e , но это повышение реализуется лишь для участка на верхней границе гидратосодержащей залежи длиной 20 м; середина

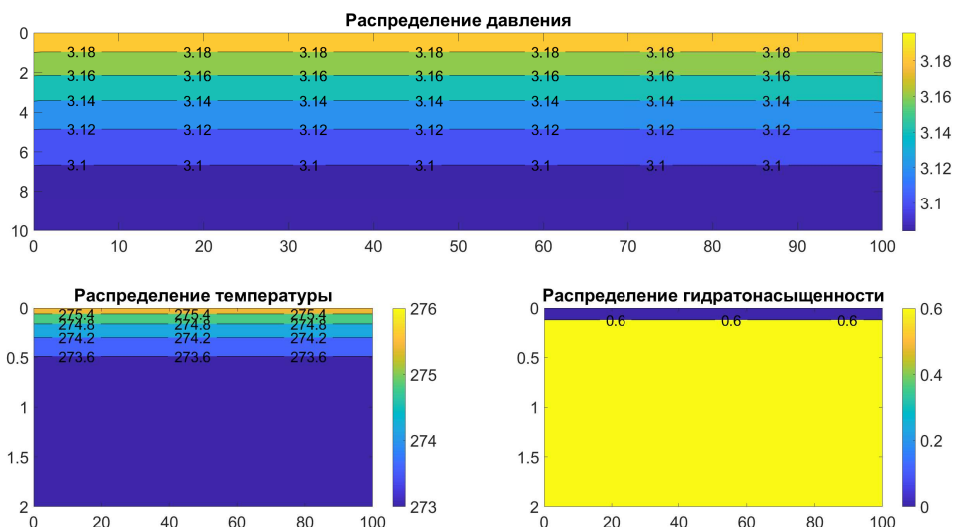


Рис. 2. Распределение параметров системы «пористая среда – насыщающий флюид» по пространству на момент времени $t = 1$ сут. Размерность давления – МПа, температуры – К. Размерность пространства – в метрах

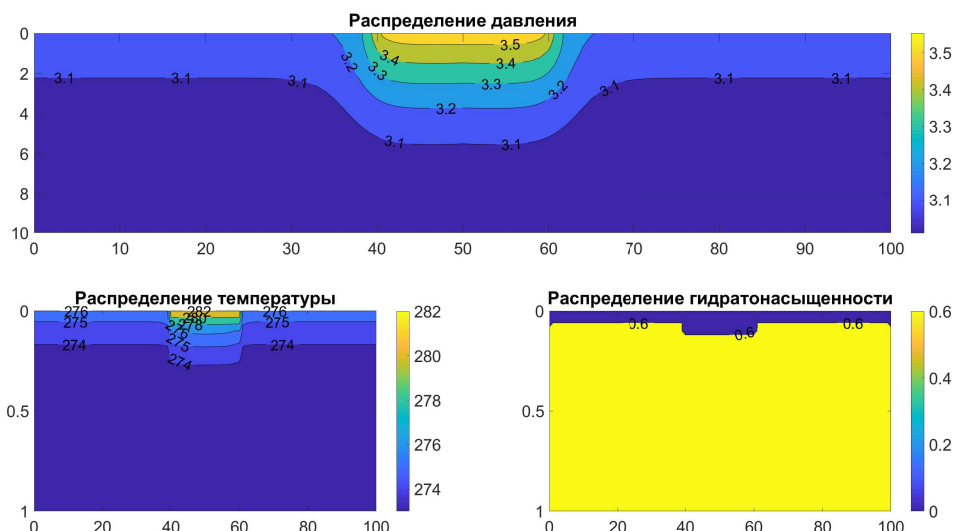


Рис. 3. Распределение параметров системы «пористая среда – насыщающий флюид» по пространству на момент времени $t = 6$ ч

участка совпадает с серединой рассматриваемой в задаче замкнутой области пористой среды. Из данных, представленных на рисунке, видно, что распределения параметров (особенно давления) имеют двумерный характер. Такое распределение параметров нельзя получить в рамках одномерной постановки задачи.

На рис. 4 показано влияние времени t теплового воздействия на замкнутую область пористой среды, температуры на ее верхней границе T_e , начальной гидратонасыщенности S_{h0} и проницаемости пласта k_0 на положение фронтальной поверхности фазовых переходов $z(s)$. Значения $z(s)$ приведены для середины пласта ($x = 50$ м) на момент времени $t = 7$ сут после повышения температуры на всей

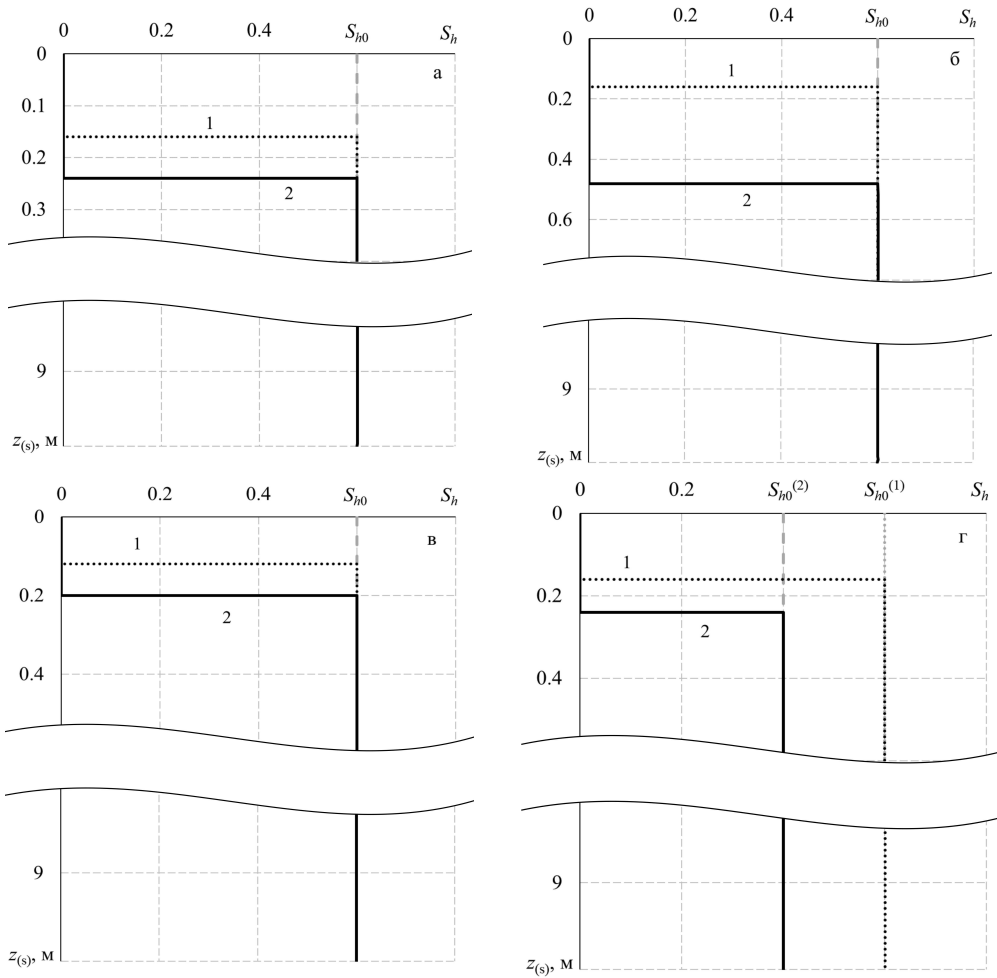


Рис. 4. Изменение глубины $z_{(s)}$ зоны пласта, в которой гидрат метана уже разложился, при различных параметрах t , T_e , k_0 и S_{h0} . Линии 1 и 2 соответствуют: а) $t = 7$ и 30 сут; б) $T_e = 276$ и 282 К; в) $k_0 = 10^{-16}$ и 10^{-14} м²; г) $S_{h0} = 0.6$ и 0.4

верхней границе гидратосодержащей залежи. Из данных, представленных на рис. 4, видно, что при росте значений t , T_e , k_0 и уменьшении S_{h0} протяженность первой зоны, примыкающей к верхней границе пласта, увеличивается, но размер участка, в котором газогидрат уже разложился, остается небольшим. Как показали расчеты, даже при очень больших значениях T_e (~ 50 °С), или t (порядка полугодия), или k_0 ($\sim 10^{-11}$ м²) газогидрат разлагается на расстоянии от верхней границы пласта, не превышающем одного метра. Такой стабильный характер «жизни» газогидратов в пористой среде вызван, на наш взгляд, тем, что разложение газового гидрата имеет своим следствием значительное увеличение давления и соответствующее повышение равновесной температуры фазового перехода $T_s(p)$, что и не допускает диссоциацию гидрата метана в области, удаленной от верхней границы [18].

На рис. 5 и 6 представлены распределения температуры и гидратонасыщенности через 7 сут после повышения температуры для двух значений T_e и для случая кусочно-постоянной функции температуры на верхней границе пласта (аналогично

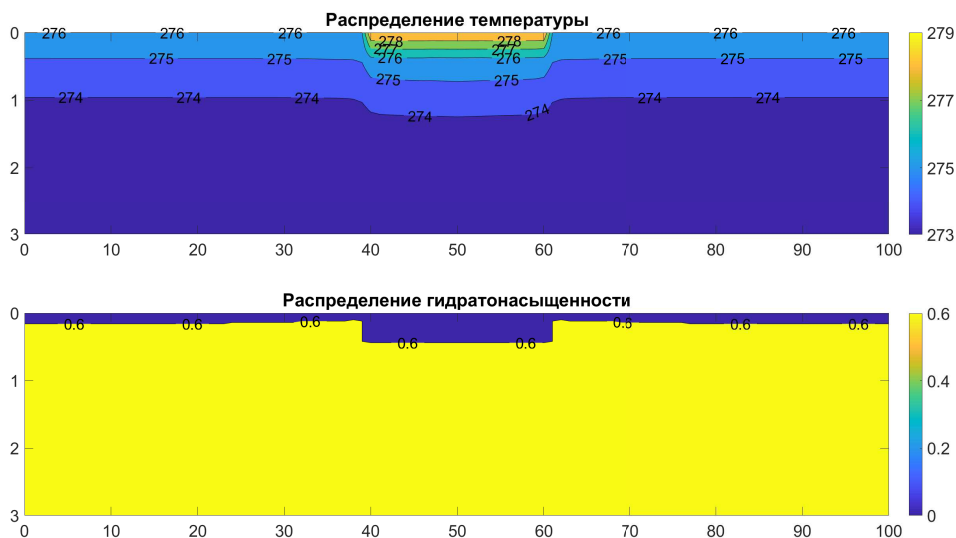


Рис. 5. Распределения температуры и гидратонасыщенности при $T_e = 279$ К на момент времени $t = 7$ сут

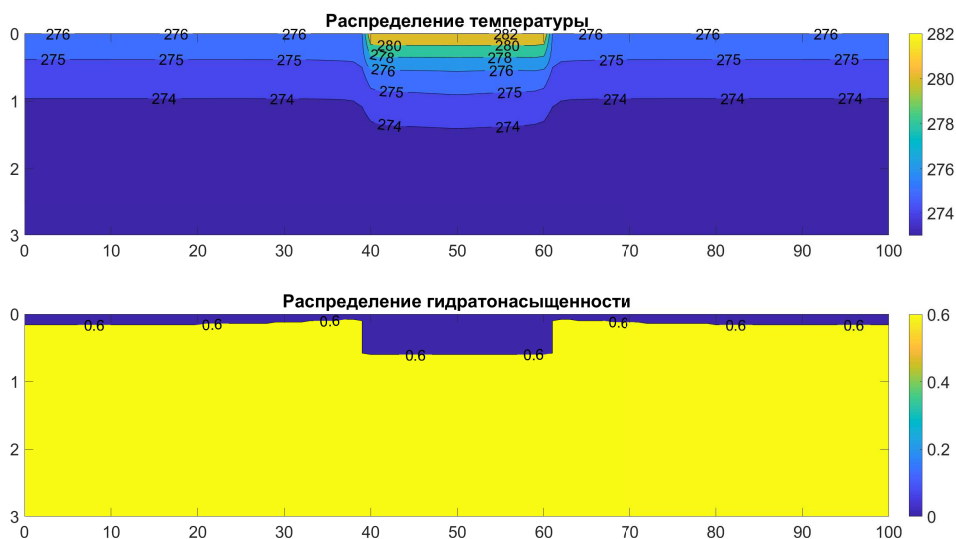


Рис. 6. Распределения температуры и гидратонасыщенности при $T_e = 282$ К на момент времени $t = 7$ сут

рис. 3). Так же как и в одномерном случае [18], большему значению T_e соответствует большая протяженность зоны, в которой газогидрат уже разложился. Как и следовало ожидать, наибольшая глубина диссоциации гидрата метана достигается в середине «пятна» ($x = 50$ м). Отметим также, что глубина разложения газогидрата на участках пласта, примыкающих к его левой и правой границам, несколько больше, чем для участков, соседствующих с «пятном». Связано это, на наш взгляд, с тем, что давление и соответствующая ему равновесная температура разложения газогидрата в зоне, расположенной у левой и правой границ пласта, имеют меньшие значения, нежели в зонах, расположенных у «пятна». При этом значения температуры пласта в указанных участках практически одинаковы.

Заключение

В работе проведено численное исследование процессов, происходящих в замкнутой области пористой среды, содержащей в начальном состоянии метан и его гидрат, при повышении температуры на верхней границе пласта. В двумерном приближении для плоскопараллельного случая предложена математическая модель изучаемого процесса с учетом возможного разложения газового гидрата и движения в пористой среде воды и метана. Проведенный анализ влияния времени теплового воздействия на указанную область, температуры на ее верхней границе, начальной гидратонасыщенности и исходной проницаемости пласта на положение границы зоны, в которой газогидрат уже разложился, показал, что фазовый переход полностью происходит на фронтальной поверхности. Причем с ростом температуры на верхней границе пористого резервуара, снижением начальной гидратонасыщенности и увеличением исходной проницаемости пласта протяженность зоны, насыщенной продуктами разложения гидрата метана, увеличивается.

Благодарности. Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-31-90043.

Литература

1. Васильев А.А., Мельников В.П., Семенов П.Б., Облогов Г.Е., Стрелецкая И.Д. Содержание и эмиссия метана в доминантных ландшафтах типичной тундры Западного Ямала // Докл. Акад. наук. – 2019. – Т. 485, № 1. – С. 88–92. – doi: 10.31857/S0869-5652485188-92.
2. Neumann R.B., Moorberg C.J., Lundquist J.D., Turner J.C., Waldrop M.P., McFarland J.W., Euskirchen E.S., Edgar C.W., Turetsky M.R. Warming Effects of Spring Rainfall Increase Methane Emissions From Thawing Permafrost // Geophys. Res. Lett. – 2019. – V. 46, No 3. – P. 1393–1401. – doi: 10.1029/2018GL081274.
3. Euskirchen E.S., Bret-Harte M.S., Shaver G.R., Edgar C.W., Romanovsky V.E. Long-term release of carbon dioxide from Arctic tundra ecosystems in Alaska // Ecosystems. – 2017. – V. 20, No 5. – P. 960–974. – doi: 10.1007/s10021-016-0085-9.
4. Archer D. Methane hydrate stability and anthropogenic climate change // Biogeosciences. – 2007. – V. 4, No 4. – P. 521–544. – doi: 10.5194/BG-4-521-2007.
5. Киселев А.А., Решетников А.И. Метан в Российской Арктике: результаты наблюдений и расчетов // Проблемы Арктики и Антарктики. – 2013. – № 2. – С. 5–15.
6. Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T.Y. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st century // J. Pet. Sci. Eng. – 2007. – V. 56, No 1–3. – P. 14–31. – doi: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.
7. Лобковский Л.И., Никифоров С.Л., Дмитриевский Н.Н., Либина Н.В., Семилетов И.П., Ананьев Р.А., Мелузов А.А., Росляков А.Г. О процессах газовыделения и деградации подводных многолетнемерзлых пород на шельфе моря Лаптевых // Океанология. – 2015. – Т. 55, № 2. – С. 312–320. – doi: 10.7868/S0030157415010128.
8. Chernov A.A., Elistratov D.S., Mezentsev I.V., Meleshkin A.V., Pil'nik A.A. Hydrate formation in the cyclic process of refrigerant boiling-condensation in a water volume // Int. J. Heat Mass Transfer. – 2017. – V. 108, Pt. B. – P. 1320–1323. – doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.12.035.
9. Sung W.M., Lee H., Lee H., Lee C. Numerical study for production performances of a methane hydrate reservoir stimulated by inhibitor injection // Energy Sources. – 2002. – V. 24, No 6. – P. 499–512. – doi: 10.1080/00908310290086527.

10. *Васильев В.И., Попов В.В., Цыпкин Г.Г.* Численное исследование разложения газовых гидратов, сосуществующих с газом в природных пластах // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. – 2006. – № 4. – С. 127–134.
11. *Bai Y., Li Q., Zhao Y., Li X., Du Y.* The experimental and numerical studies on gas production from hydrate reservoir by depressurization // *Transp. Porous Media.* – 2009. – V. 79. – P. 443–468. – doi: 10.1007/s11242-009-9333-1.
12. *Feng J.-C., Li X.-S., Li G., Li B., Chen Z.-Y., Wang Y.* Numerical investigation of hydrate dissociation performance in the South China Sea with different horizontal well configurations // *Energies.* – 2014. – V. 7, No 8. – P. 4813–4834. – doi: 10.3390/en7084813.
13. *Баренблатт Г.И., Лобковский Л.И., Нигматуллин Р.И.* Математическая модель истечения газа из газонасыщенного льда и газогидратов // Доклады Акад. наук. – 2016. – Т. 470, № 4. – С. 458–461. – doi: 10.7868/S0869565216280148.
14. *Лобковский Л.И., Рамазанов М.М.* Математическая модель осесимметричного квазистационарного тепломассопереноса в газогидратном пласте // Изв. РАН. Механика жидкости и газа. – 2017. – № 4. – С. 85–96. – doi: 10.7868/S0568528117040089.
15. *Wan Q.-C., Si H., Li B., Li G.* Heat transfer analysis of methane hydrate dissociation by depressurization and thermal stimulation // *Int. J. Heat Mass Transfer.* – 2018. – V. 127. – P. 206–217. – doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.07.016.
16. *Wang Y., Feng J.-C., Li X.-S., Zhang Y., Chen Z.-Y.* Fluid flow mechanisms and heat transfer characteristics of gas recovery from gas-saturated and water-saturated hydrate reservoirs // *Int. J. Heat Mass Transfer.* – 2018. – V. 118. – P. 1115–1127. – doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.11.081.
17. *Moridis G.J., Queiruga A.F., Reagan M.T.* Production from multilayered hydrate-bearing media with fully coupled flow, thermal, chemical and geomechanical processes using TOUGH + Millstone. Part 1: Numerical modeling of hydrates // *Transp. Porous Media.* – 2019. – V. 128. – P. 405–430. – doi: 10.1007/s11242-019-01254-6.
18. *Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К., Бородин С.Л., Бельских Д.С.* Численное исследование процесса разложения гидрата метана при закачке теплого газа в гидратонасыщенную залежь // Вестн. Том. гос. университета. Математика и механика. – 2018. – № 56. – С. 88–101. – doi: 10.17223/19988621/56/8.
19. *Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A.* Methodology for the numerical study of the methane hydrate formation during gas injection into a porous medium // *Lobachevskii J. Math.* – 2020. – V. 41, No 7. – P. 1272–1277. – doi: 10.1134/S199508022007032X.
20. *Нигматуллин Р.И.* Динамика многофазных сред. Ч. 1, 2. – М.: Наука, 1987.
21. *Басниев К.С., Кочина И.Н.* Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 416 с.
22. *Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р.* Математическая модель течения природного газа в трубопроводах с учетом диссоциации газогидратов // Инж.-физ. журн. – 2008. – Т. 81, № 2. – С. 271–279. – doi: 10.1007/s10891-008-0036-1.
23. *Истомин В.А., Якушев В.С.* Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
24. *Musakaev N.G., Borodin S.L.* To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide // *MATEC Web Conf.* – 2017. – V. 115. – Art. 05002, P. 1–4. – doi: 10.1016/j.fuel.2019.116614.
25. *Sloan E.D., Koh A.C.* Clathrate Hydrates of Natural Gases. – CRC Press, Taylor and Francis Group, 2008. – 752 p.

26. *Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khabeev N.S., Bailey S.S.* Mathematical modelling of two-phase flow in a vertical well considering paraffin deposits and external heat exchange // *Int. J. Heat Mass Transfer.* – 2004. – V. 47, No 4. – P. 843–851. – doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2003.06.006.
27. *Musakaev N.G., Khasanov M.K.* Solution of the problem of natural gas storages creating in gas hydrate state in porous reservoirs // *Mathematics.* – 2020. – V. 8, No 1. – Art. 36, P. 1–14. – doi: 10.3390/math8010036.
28. *Misyura S.Y., Donskoy I.G.* Dissociation kinetics of methane hydrate and CO₂ hydrate for different granular composition // *Fuel.* – 2020. – V. 262. – Art. 116614, P. 1–8. – doi: 10.1016/j.fuel.2019.116614.
29. *Musakaev N.G., Khasanov M.K.* On the issue of the solutions existence of the problem of gas hydrate dissociation in a porous medium with the formation of an extended region of phase transitions // *J. Phys.: Conf. Ser.* – 2019. – V. 1404. – Art. 012034, P. 1–6. – doi: 10.1088/1742-6596/1404/1/012034.

Поступила в редакцию
10.12.2020

Мусакаев Наиль Габсалямович, доктор физико-математических наук, профессор, главный научный сотрудник; профессор кафедры прикладной и технической физики

Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им.

С.А. Христиановича СО РАН

ул. Таймырская, д. 74, г. Тюмень, 625026, Россия

Тюменский государственный университет

ул. Володарского, д. 6, г. Тюмень, 625003, Россия

E-mail: *musakaev@ikz.ru*

Бельских Денис Сергеевич, аспирант кафедры фундаментальной математики и механики

Тюменский государственный университет

ул. Володарского, д. 6, г. Тюмень, 625003, Россия

E-mail: *denisbelskikh@gmail.com*

ORIGINAL ARTICLE

doi: 10.26907/2541-7746.2021.2.153-166

**Numerical Study of the Process
of Gas Hydrate Decomposition under the Thermal Impact
on the Hydrate-Containing Region
of a Porous Formation**

N.G. Musakaev^{a,b}, D.S. Belskikh^{b**}*

^a*Tyumen Branch of the Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics,
Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Tyumen, 625026 Russia*

^b*University of Tyumen, Tyumen, 625003 Russia*

E-mail: **musakaev@tkz.ru*, ***denisbelskikh@gmail.com*

Received December 10, 2020

Abstract

A mathematical model that describes, in a two-dimensional approximation, the thermal impact (a temperature increase at the upper boundary of the reservoir) on the region of the porous medium containing methane and its hydrate in the initial state is proposed. The boundaries of the region are impermeable to decomposition products of the gas hydrate (gas and water). The gas reality and the non-isothermal effects during the movement of gas and water in the porous medium are considered. The methane hydrate decomposition is assumed to be in equilibrium. A numerical study of non-isothermal filtration flow is performed considering the dissociation of methane gas hydrate in the porous medium. The obtained results show that a frontal mode of phase transitions is observed under the thermal impact. The region containing the products of gas hydrate decomposition grows along with the increase in the values of temperature at the upper boundary of the formation and its initial permeability, as well as with the decrease in the hydrate saturation.

Keywords: gas hydrate, porous medium, non-isothermal filtration, hydrate decomposition, numerical study

Acknowledgments. The study was supported by the Russian Foundation for Basic Research (project no. 19-31-90043).

Figure Captions

Fig. 1. Problem scheme.

Fig. 2. Distribution of the parameters of the porous medium – saturating fluid system in an area at the moment of time $t = 1$ day. The dimension of pressure is MPa, temperature is K. The dimension of area is in meters.

Fig. 3. Distribution of the parameters of the porous medium – saturating fluid system in an area at the moment of time $t = 6$ h.

Fig. 4. Changes in the depth $z_{(s)}$ of the formation region, in which methane has already decomposed, under various parameters t , T_e , k_0 , and S_{h0} . Lines 1 and 2 correspond to: a) $t = 7$ and 30 days; b) $T_e = 276$ and 282 K; c) $k_0 = 10^{-16}$ and 10^{-14} m²; d) $S_{h0} = 0.6$ and 0.4.

Fig. 5. Distribution of the temperature and hydrate saturation at $T_e = 279$ K and the moment of time $t = 7$ days.

Fig. 6. Distribution of the temperature and hydrate saturation at $T_e = 282$ K and the moment of time $t = 7$ days.

References

1. Vasiliev A.A., Melnikov V.P., Semenov P.B., Oblogov G.E., Streletskaya I.D. Methane concentration and emission in dominant landscapes of typical tundra of Western Yamal. *Dokl. Earth Sci.*, 2019, vol. 485, pt. 1, pp. 284–287. doi: 10.1134/S1028334X19030085.
2. Neumann R.B., Moorberg C.J., Lundquist J.D., Turner J.C., Waldrop M.P., McFarland J.W., Euskirchen E.S., Edgar C.W., Turetsky M.R. Warming effects of spring rainfall increase methane emissions from thawing permafrost. *Geophys. Res. Lett.*, 2019, vol. 46, no. 3, pp. 1393–1401. doi: 10.1029/2018GL081274.
3. Euskirchen E.S., Bret-Harte M.S., Shaver G.R., Edgar C.W., Romanovsky V.E. Long-term release of carbon dioxide from Arctic tundra ecosystems in Alaska. *Ecosystems*, 2017, vol. 20, no. 5, pp. 960–974. doi: 10.1007/s10021-016-0085-9.
4. Archer D. Methane hydrate stability and anthropogenic climate change. *Biogeosciences*, 2007, vol. 4, no. 4, pp. 521–544. doi: 10.5194/BG-4-521-2007.
5. Kiselev A.A., Reshetnikov A.I. Methane in the Russian Arctic: Measurements and model estimations. *Probl. Arkt. Antarkt.*, 2013, no. 2, pp. 5–15. (In Russian)
6. Makogon Y.F., Holditch S.A., Makogon T.Y. Natural gas-hydrates – A potential energy source for the 21st century. *J. Pet. Sci. Eng.*, 2007, vol. 56, nos. 1–3, pp. 14–31. doi: 10.1016/j.petrol.2005.10.009.
7. Lobkovskiy L.I., Nikiforov S.L., Dmitrevskiy N.N., Libina N.V., Semiletov I.P., Ananiev R.A., Meluzov A.A., Roslyakov A.G. Gas extraction and degradation of the submarine permafrost rocks on the Laptev Sea shelf. *Oceanology*, 2015, vol. 55, no. 2, pp. 283–290. doi: 10.1134/S0001437015010129.
8. Chernov A.A., Elistratov D.S., Mezentsev I.V., Meleshkin A.V., Pil'nik A.A. Hydrate formation in the cyclic process of refrigerant boiling-condensation in a water volume. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 2017, vol. 108, pt. B, pp. 1320–1323. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2016.12.035.
9. Sung W.M., Lee H., Lee H., Lee C. Numerical study for production performances of a methane hydrate reservoir stimulated by inhibitor injection. *Energy Sources*, 2002, vol. 24, no. 6, pp. 499–512. doi: 10.1080/00908310290086527.
10. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Tsypkin G.G. Numerical investigation of the decomposition of gas hydrates coexisting with gas in natural reservoirs. *Fluid Dyn.*, 2006, vol. 41, no. 4, pp. 599–605. doi: 10.1007/s10697-006-0078-z.
11. Bai Y., Li Q., Zhao Y., Li X., Du Y. The experimental and numerical studies on gas production from hydrate reservoir by depressurization. *Transp. Porous Media*, 2009, vol. 79, pp. 443–468. doi: 10.1007/s11242-009-9333-1.
12. Feng J.-C., Li X.-S., Li G., Li B., Chen Z.-Y., Wang Y. Numerical investigation of hydrate dissociation performance in the South China Sea with different horizontal well configurations. *Energies*, 2014, vol. 7, no. 8, pp. 4813–4834. doi: 10.3390/en7084813.

13. Barenblatt G.I., Lobkovsky L.I., Nigmatulin R.I. A mathematical model of gas outflow from gas-saturated ice and gas hydrates. *Dokl. Earth Sci.*, 2016, vol. 470, pt. 2, pp. 1046–1049. doi: 10.1134/S1028334X16100019.
14. Lobkovskii L.I., Ramazanov M.M. Mathematical model of axisymmetric quasi-steady-state heat and mass transfer in a gas hydrate reservoir. *Fluid Dyn.*, 2017, vol. 52, no. 4, pp. 536–546. doi: 10.1134/S0015462817040081.
15. Wan Q.-C., Si H., Li B., Li G. Heat transfer analysis of methane hydrate dissociation by depressurization and thermal stimulation. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 2018, vol. 127, pp. 206–217. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.07.016.
16. Wang Y., Feng J.-C., Li X.-S., Zhang Y., Chen Z.-Y. Fluid flow mechanisms and heat transfer characteristics of gas recovery from gas-saturated and water-saturated hydrate reservoirs. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 2018, vol. 118, pp. 1115–1127. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.11.081.
17. Moridis G.J., Queiruga A.F., Reagan M.T. Production from multilayered hydrate-bearing media with fully coupled flow, thermal, chemical and geomechanical processes using TOUGH + Millstone. Part 1: Numerical modeling of hydrates. *Transp. Porous Media*, 2019, vol. 128, pp. 405–430. doi: 10.1007/s11242-019-01254-6.
18. Musakaev N.G., Khasanov M.K., Borodin S.L., Belskikh D.S. Numerical investigation of the methane hydrate decomposition in the process of warm gas injection into a hydrate-saturated reservoir. *Vestn. Tomsk. Gos. Univ. Mat. Mekh.*, 2018, no. 56, pp. 88–101. doi: 10.17223/19988621/56/8. (In Russian)
19. Musakaev N.G., Borodin S.L., Gubaidullin A.A. Methodology for the numerical study of the methane hydrate formation during gas injection into a porous medium. *Lobachevskii J. Math.*, 2020, vol. 41, no. 7, pp. 1272–1277. doi: 10.1134/S199508022007032X.
20. Nigmatulin R.I. *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of Multiphase Media]. Pts. 1, 2. Moscow, Nauka, 1987. (In Russian)
21. Basniev K.S., Kochina I.N. *Podzemnaya gidromekhanika* [Underground Hydromechanics]. Moscow, Nedra, 1993. 416 p. (In Russian)
22. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Urazov R.R. Mathematical model of natural gas flow in pipelines with allowance for the dissociation of gas hydrates. *J. Eng. Phys. Thermophys.*, 2008, vol. 81, no. 2, pp. 287–296. doi: 10.1007/s10891-008-0036-1.
23. Istomin V.A., Yakushev V.S. *Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh* [Gas Hydrates in Natural Conditions]. Moscow, Nedra, 1992. 236 p. (In Russian)
24. Musakaev N.G., Borodin S.L. To the question of the interpolation of the phase equilibrium curves for the hydrates of methane and carbon dioxide. *MATEC Web Conf.*, 2017, vol. 115, art. 05002, pp. 1–4. doi: 10.1016/j.fuel.2019.116614.
25. Sloan E.D., Koh A.C. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. CRC Press, Taylor and Francis Group, 2008. 752 p.
26. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khabeev N.S., Bailey S.S. Mathematical modeling of two-phase flow in a vertical well considering paraffin deposits and external heat exchange. *Int. J. Heat Mass Transfer*, 2004, vol. 47, no. 4, pp. 843–851. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2003.06.006.
27. Musakaev N.G., Khasanov M.K. Solution of the problem of natural gas storages creating in gas hydrate state in porous reservoirs. *Mathematics*, 2020, vol. 8, no. 1, art. 36, pp. 1–14. doi: 10.3390/math8010036.
28. Misyura S.Y., Donskoy I.G. Dissociation kinetics of methane hydrate and CO₂ hydrate for different granular composition. *Fuel*, 2020, vol. 262, art. 116614, pp. 1–8. doi: 10.1016/j.fuel.2019.116614.

29. Musakaev N.G., Khasanov M.K. On the issue of the solutions existence of the problem of gas hydrate dissociation in a porous medium with the formation of an extended region of phase transitions. *J. Phys.: Conf. Ser.*, 2019, vol. 1404, art. 012034, pp. 1–6. doi: 10.1088/1742-6596/1404/1/012034.
-

Для цитирования: Мусакаев Н.Г., Бельских Д.С. Численное исследование процесса разложения газового гидрата при тепловом воздействии на гидратосодержащую область пористого пласта // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Физ.-матем. науки. – 2021. – Т. 163, кн. 2. – С. 153–166. – doi: 10.26907/2541-7746.2021.2.153-166.

For citation: Musakaev N.G., Belskikh D.S. 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*, 2021, vol. 163, no. 2, pp. 153–166. doi: 10.26907/2541-7746.2021.2.153-166. (In Russian)