

УДК 622.279.72

**ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАКАЧКИ
ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В МЕТАНОГИДРАТНЫЕ ПЛАСТЫ
С УЧЕТОМ РЕАЛЬНЫХ СВОЙСТВ ГАЗОВ**

**NUMERICAL STUDY OF THE INJECTION PROCESS
OF CARBON DIOXIDE IN METHANEHYDRATE LAYERS
TAKING INTO ACCOUNT GASES REAL PROPERTIES**

Столповский М.В.^{1,2}, Гималтдинов И.К.¹, Хасанов М.К.²

**¹Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Уфа, Российская Федерация**

**²Стерлитамакский филиал Башкирского государственного
университета, Стерлитамак, Российская Федерация**

M.V. Stolpovskii^{1,2}, I.K. Gimaltdinov¹, M.K. Khasanov²

**¹Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation**

**²Sterlitamak Branch of Bashkir State University,
Sterlitamak, Russian Federation**

e-mail: iljas_g@mail.ru

Аннотация. Построена математическая модель замещения CH_4 на CO_2 в метаногидратном пласте при инъекции углекислого газа, учитывающая конечную протяженность пласта, реальные свойства газа, эффект Джоуля-Томсона и адиабатическое сжатие. Полученная задача с подвижной межфазной границей решена численно методом ловли фронта в узел сетки. Доказано, что в зависимости от параметров нагнетаемого углекислого газа и параметров, характеризующих исходное состояние системы, процесс может происходить как с образованием только газогидрата углекислого

газа, так с образованием как газогидрата углекислого газа, так и смеси метана и воды. Построены карты решений, т.е. критические диаграммы, определяющие существование каждого из двух режимов протекания процесса. Показано, что режим с разложением газогидрата метана на газ и воду (т.е. режим с двумя подвижными границами фазовых переходов) реализуется в низкопроницаемых пористых средах, а также при высокой температуре и низком давлении закачиваемого углекислого газа. Исследована зависимость скорости восстановления метана от проницаемости и начального пластового давления.

Annotation. A mathematical model of the replacement of CH_4 by CO_2 in methane hydrate reservoir by injection of carbon dioxide, taking into account the finite length of the reservoir, the real gas properties, the effect of Joule-Thomson and adiabatic compression. The task with a moving interfacial boundary is solved numerically by the method of catching the front in the grid node. It is proved that depending on the parameters of the injected carbon dioxide and the parameters characterizing the initial state of the system, the process can occur with the formation of a hydrate of carbon dioxide, with the formation as hydrate of carbon dioxide and a mixture of methane and water. The maps of the solutions, i.e. the critical charts that determine the existence of each of the two modes of the process. It is shown that the mode of methane hydrate decomposition into gas and water (i.e. mode with two moving boundaries of phase transitions) is implemented in low-permeability porous media, as well as at high temperature and low pressure of the injected carbon dioxide. The dependence of the recovery rate of methane from the permeability and initial reservoir pressure is researched.

Ключевые слова: замещение, инъекция CO_2 , метаногидратный пласт, реальные свойства газов, подвижная граница фазовых переходов.

Key words: substitution, injection of CO_2 methane hydrates layer, real properties of gases, moving boundary phase transitions.

Введение

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения газа и воды, образующиеся при высоких давлениях и низких температурах. Пристальное изучение гидратов природных газов связано, в первую очередь, с тем, что они содержат в себе очень большое количество газа (в основном метана). Так, 1 м³ гидрата может содержать до 160 м³ газа. В основном залежи газогидратов расположены в толще морей и океанов, где реализуются термобарические условия их существования. Для извлечения газа из таких гидратных месторождений предполагаются их термическая обработка [1, 2], разгерметизация (сброс давления) [3-5], а также ввод ингибиторов [6]. Однако такие воздействия, приводящие к разложению газогидратов, могут привести к ослаблению дна океана, что приведет к крайне неблагоприятным последствиям [7]. Как показали эксперименты, возможность извлечения природного газа из газогидратных пластов возможна также при инъекции в них углекислого газа [8]. При этом углекислый газ связывается в гидратную фазу, высвобождая при этом свободный метан. Такая реакция возможна потому, что гидрат углекислого газа термодинамически более стабилен, чем гидрат метана [9, 10].

Эксперименты по замещению гидрата метана гидратом углекислого газа при нагнетании газообразного CO₂ представлены, в частности, в работах [11, 12]. Динамика замещения метана жидким углекислым газом представлена в работе [13]. Исследование процесса разложения газогидрата метана при инъекции теплого углекислого газа в пористую среду, насыщенную метаном и его газогидратом, рассмотрена в работах [14, 15]. Численное решение задачи об инъекции CO₂ в пласт конечной протяженности было рассмотрено в [16]. Следует отметить, что в работах [14, 15] автомодельное решение было получено для пластов бесконечной длины, что является некоторым приближением. При этом газ, как и в [16], полагался калорически совершенным. В настоящей работе представлена

математическая модель замещения CH_4 на CO_2 в метаногидратном пласте при инъекции углекислого газа, учитывающая конечную протяженность пласта, реальные свойства газа, эффект Джоуля-Томсона и адиабатическое сжатие.

Постановка задачи и основные уравнения

Рассмотрим однородный пористый пласт протяженности L , кровля и подошва которого непроницаемы и теплоизолированы. Будем полагать, что в начальный момент пласт полностью насыщен метаном и его гидратом, давление p_0 и температура T_0 которых соответствуют условиям их стабильного существования, т.е. $T_0 < T_{s(m)}(p_0)$, где $T_{s(m)}(p_0)$ – равновесная температура системы «гидрат CH_4 – вода – CH_4 », соответствующая давлению p_0 . Будем полагать, что через левую границу пласта ($x = 0$) закачивается диоксид углерода, давление p_e и температура T_e соответствуют условиям стабильного существования смеси CO_2 и его гидрата, т.е. $T_e < T_{s(c)}(p_e)$, где $T_{s(c)}(p_e)$ – равновесная температура системы «гидрат CO_2 – вода – CO_2 ». В результате такой инъекции CO_2 в пласте образуются две области. Так, поры ближней области, примыкающей к левой границе пласта, содержат углекислый газ и его гидрат; поры дальней области заполнены метаном и его гидратом. При этом возникает устойчивая подвижная граница, движущаяся с течением времени в глубь пласта и разделяющая указанные выше области. Ее устойчивость объясняется тем, что течения в пористых средах являются ламинарными, а также большей, по сравнению с метаном, вязкостью углекислого газа. При описании процессов тепломассопереноса в пористых средах примем следующие допущения: пористость постоянна; скелет пористой среды, гидрат и вода являются несжимаемыми и неподвижными; температура пористой среды и насыщающего ее вещества является одинаковой. При этом положим, что гидраты метана и углекислого газа являются

двухкомпонентными системами с массовой концентрацией газа G_m и G_c соответственно.

Система основных уравнений, описывающая процессы фильтрации и теплопереноса в пористой среде и представляющая собой законы сохранения масс и энергии, закон Дарси и уравнение состояния, в прямолинейно-параллельном случае при отмеченных выше допущениях в каждой из областей имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_g \phi S_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_g \phi S_g v_g) = 0,$$

$$\rho C \frac{\partial T}{\partial t} + \rho_g \tilde{N}_g \phi S_g v_g \left(\frac{\partial T}{\partial x} + \varepsilon_g \frac{\partial p}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) - \rho_g C_g \phi S_g \eta_g \frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad (1)$$

$$\phi S_g v_g = -\frac{k_g}{\mu_g} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad \rho_g = \frac{p}{z_g R_g T}, \quad \eta_g = \frac{1}{\rho_g C_g} - \varepsilon_g,$$

$$\rho C = (1 - \phi) \rho_{sk} C_{sk} + \phi \sum_{j=g,h,l} S_j \rho_j C_j, \quad \lambda = (1 - \phi) \lambda_{sk} + \phi \sum_{j=g,h,l} S_j \lambda_j.$$

Здесь ϕ – пористость; p – давление; T – температура; S_j , ρ_j , C_j и λ_j ($j = g, h, l$) – соответственно насыщенность пор, плотность, удельная массовая теплоемкость и теплопроводность j -й фазы (g – газ, h – газогидрат, l – вода); v_g , k_g , R_g , μ_g , ε_g , η_g ($g = c, m$) – соответственно скорость, проницаемость, газовая постоянная, динамическая вязкость, коэффициент дросселирования и адиабатический коэффициент g -ой газовой фазы (c – углекислый газ, m – метан); ρ_{sk} , λ_{sk} и C_{sk} – плотность, коэффициент теплопроводности и удельная теплоемкость скелета пористой среды; ρC и λ – удельная объемная теплоемкость и коэффициент теплопроводности системы «пласт – насыщающее вещество».

Зависимость коэффициента фазовой проницаемости для газа k_g от газонасыщенности S_g и абсолютной проницаемости k_0 зададим следующим образом [17]:

$$k_g = k_0 S_g^3 \quad (g = c, m).$$

Коэффициент сверхсжимаемости для метана будем находить на основе уравнения Латонова-Гуревича [18]:

$$z_m = [0.17376 \cdot \ln(T/T_c) + 0.73]^{p/p_c} + 0.1 \cdot p/p_c,$$

где T_c и p_c – эмпирические критические параметры для газа.

Для коэффициента сверхсжимаемости углекислого газа будем использовать линейную аппроксимацию [19]:

$$z_c = -0.006p / 10^6 + 0.998.$$

Из системы (1) можно получить уравнения пьезопроводности и температуропроводности:

$$\frac{1}{z_{(i)} T_{(i)}} \frac{\partial p_{(i)}}{\partial t} = \chi_{(i)}^{(p)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{p_{(i)}}{z_{(i)} T_{(i)}} \frac{\partial p_{(i)}}{\partial x} \right), \quad (2)$$

$$\frac{\partial T_{(i)}}{\partial t} = \chi^{(T)} X_{(i)} \frac{p_{(i)}}{z_{(i)} T_{(i)}} \frac{\partial p_{(i)}}{\partial x} \left(\frac{\partial T_{(i)}}{\partial x} + \varepsilon_s \frac{\partial p_{(i)}}{\partial x} \right) + \chi^{(T)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial T_{(i)}}{\partial x} \right) + Y_{(i)} \frac{p_{(i)}}{z_{(i)} T_{(i)}} \frac{\partial p_{(i)}}{\partial t}, \quad (3)$$

где $\chi_{(1)}^{(p)} = \frac{k_c}{\mu_c \phi (1 - S_{hc})}$, $\chi_{(2)}^{(p)} = \frac{k_m}{\mu_m \phi (1 - \nu)}$, $X_{(1)} = \frac{\tilde{N}_c k_c}{\lambda R_c \mu_c}$, $X_{(2)} = \frac{\tilde{N}_m k_m}{\lambda R_m \mu_m}$,

$$Y_{(1)} = \frac{\phi C_c S_c \eta_c}{R_c \rho C}, \quad Y_{(2)} = \frac{\phi C_m S_m \eta_m}{R_m \rho C}, \quad \chi^{(T)} = \frac{\lambda}{\rho C}.$$

Здесь и далее нижние индексы в скобках $i = 1, 2$ относятся соответственно к параметрам первой и второй областей.

Как было отмечено выше, при инжекции CO_2 в метаногидратный пласт возникают две области и подвижная граница фазового перехода $x = x_{(n)}$, разделяющая их. Поэтому условия сохранения масс газов и воды на ней имеют вид [14-16]:

$$\begin{aligned} \phi \rho_c S_c (v_c - \dot{x}_{(n)}) &= \phi \rho_{hc} S_{hc} G_c \dot{x}_{(n)}, \quad \phi \rho_m S_m (v_m - \dot{x}_{(n)}) = \phi \rho_{hm} S_{hm} G_m \dot{x}_{(n)}, \\ \phi \rho_c (1 - G_c) S_{hc} \dot{x}_{(n)} &= \phi \rho_m (1 - G_m) S_{hm} \dot{x}_{(n)}. \end{aligned} \quad (4)$$

Поскольку объемная насыщенность гидратом метана ν ($S_{hm} = \nu$), то из последнего уравнения системы (4) для объемной насыщенности гидратом CO_2 получим:

$$S_{hc} = \frac{\rho_m (1 - G_m)}{\rho_c (1 - G_c)} \nu.$$

Применив к первым двум уравнениям системы (4) закон Дарси, условия баланса массы газа и тепла на подвижной границе фазового перехода $x = x_{(n)}$ можно представить в виде:

$$\begin{aligned} -\frac{k_c}{\mu_c} \frac{\partial p_c}{\partial x} &= \phi \cdot \dot{x}_{(n)} \left(S_c + \frac{\rho_{hc} G_c S_{hc}}{\rho_c} \right), \\ -\frac{k_m}{\mu_m} \frac{\partial p_m}{\partial x} &= \phi \cdot \dot{x}_{(n)} \left(S_m + \frac{\rho_{hm} G_m \nu}{\rho_m} \right), \\ \lambda \frac{\partial T_c}{\partial x} - \lambda \frac{\partial T_m}{\partial x} &= \phi (\rho_{hc} S_{hc} L_{hc} - \rho_{hm} S_{hm} L_{hm}) \dot{x}_{(n)}. \end{aligned} \quad (5)$$

Здесь L_{hc} и L_{hm} – соответственно удельные теплоты образования гидратов диоксида углерода и метана.

Начальные условия, а также условия на границах пласта представим в виде:

$$\begin{aligned} t = 0: \quad p &= p_0, \quad T = T_0 \quad (0 \leq x \leq L); \\ x = 0: \quad p &= p_e, \quad T = T_e \quad (t > 0); \\ x = L: \quad p &= p_0, \quad \frac{\partial T}{\partial x} = 0 \quad (t > 0). \end{aligned} \quad (6)$$

Для решения задачи (2), (3) с начальными и граничными условиями (6) и условиями (5) на подвижной границе фазового перехода исходные

уравнения представляются в неявном конечно-разностном виде. Для решения такой системы применялся метод ловли фронта в узел пространственной сетки [16, 20], в сочетании с алгоритмом прогонки и методом итераций.

Анализ результатов

На рисунке 1 для момента времени $t = 50$ сут представлены распределения температуры и давления в пласте при нагнетании углекислого газа под давлением $p_e = 3,4$ МПа и температуре $T_e = 274$ К. Для остальных параметров, характеризующих систему, приняты следующие значения: $\phi = 0,1$, $\nu = 0,2$, $k_0 = 10^{-15} \text{ м}^2$, $p_0 = 3$ МПа, $T_0 = 274$ К, $\rho C = 2,5 \cdot 10^6 \text{ Дж} / (\text{К} \cdot \text{м}^3)$, $\lambda = 2 \text{ Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$, $G_d = 0,28$, $G_m = 0,13$, $R_d = 189 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{К})$, $R_m = 520 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{К})$, $\rho_{hd} = 1100 \text{ кг} / \text{м}^3$, $\rho_{hm} = 900 \text{ кг} / \text{м}^3$, $\mu_d = 1,3 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $\mu_m = 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $L_{hd} = 4,1 \cdot 10^5 \text{ Дж} / \text{кг}$, $L_{hm} = 4,5 \cdot 10^5 \text{ Дж} / \text{кг}$, $C_d = 800 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{К})$, $C_m = 1560 \text{ Дж} / (\text{кг} \cdot \text{К})$, $\varepsilon_c = 13,947 \text{ К} / \text{МПа}$, $\varepsilon_m = 4,5 \text{ К} / \text{МПа}$, $L = 100$ м. Из анализа рисунка 1 видно, что замещение метана на углекислый газ в газогидрате сопровождается нагревом пласта. Это обусловлено тем, что произведение плотности газогидрата, удельной массовой теплоты гидратообразования и гидратонасыщенности для углекислого газа больше, чем метана:

$$\rho_{hc} L_{hc} S_{hc} > \rho_{hm} L_{hm} S_{hm}.$$

На рисунке 2 для момента времени $t = 180$ сут представлены распределения температуры и давления в пласте при нагнетании теплого газа с температурой $T_e = 281$ К. Пористость и исходная гидратонасыщенность полагались равными соответственно $\phi = 0,18$ и $\nu = 0,35$. Из рисунка 2 видно, что при высоком значении давления нагнетания углекислого газа (случай *a*) температура пласта (сплошная линия) во второй области ниже равновесной температуры разложения газогидрата метана (штриховая линия).

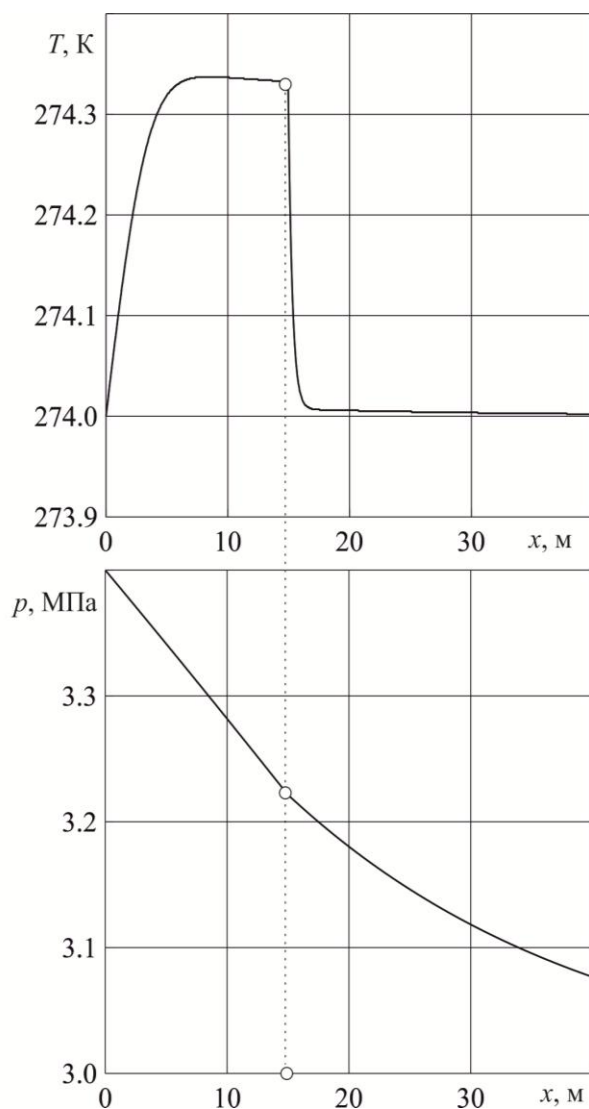


Рисунок 1. Распределения температуры и давления при нагнетании холодного газа в момент времени $t = 50$ сут

Следовательно, в этом случае решение с одной границей фазовых переходов дает адекватное математическое описание процесса. При более низком значении давления закачиваемого углекислого газа (случай *b*) температура пласта перед фронтом фазовых переходов (т.е. во второй области) на некотором участке поднимается выше равновесной температуры разложения газогидрата метана, что соответствует перегреву метаногидрата на этом участке.

Следовательно, необходимо вводить вторую границу фазовых переходов, на которой происходит разложение гидрата CH_4 на метан и

воду. Соответственно в этом случае необходимо вводить промежуточную область, частично насыщенную свободной водой.

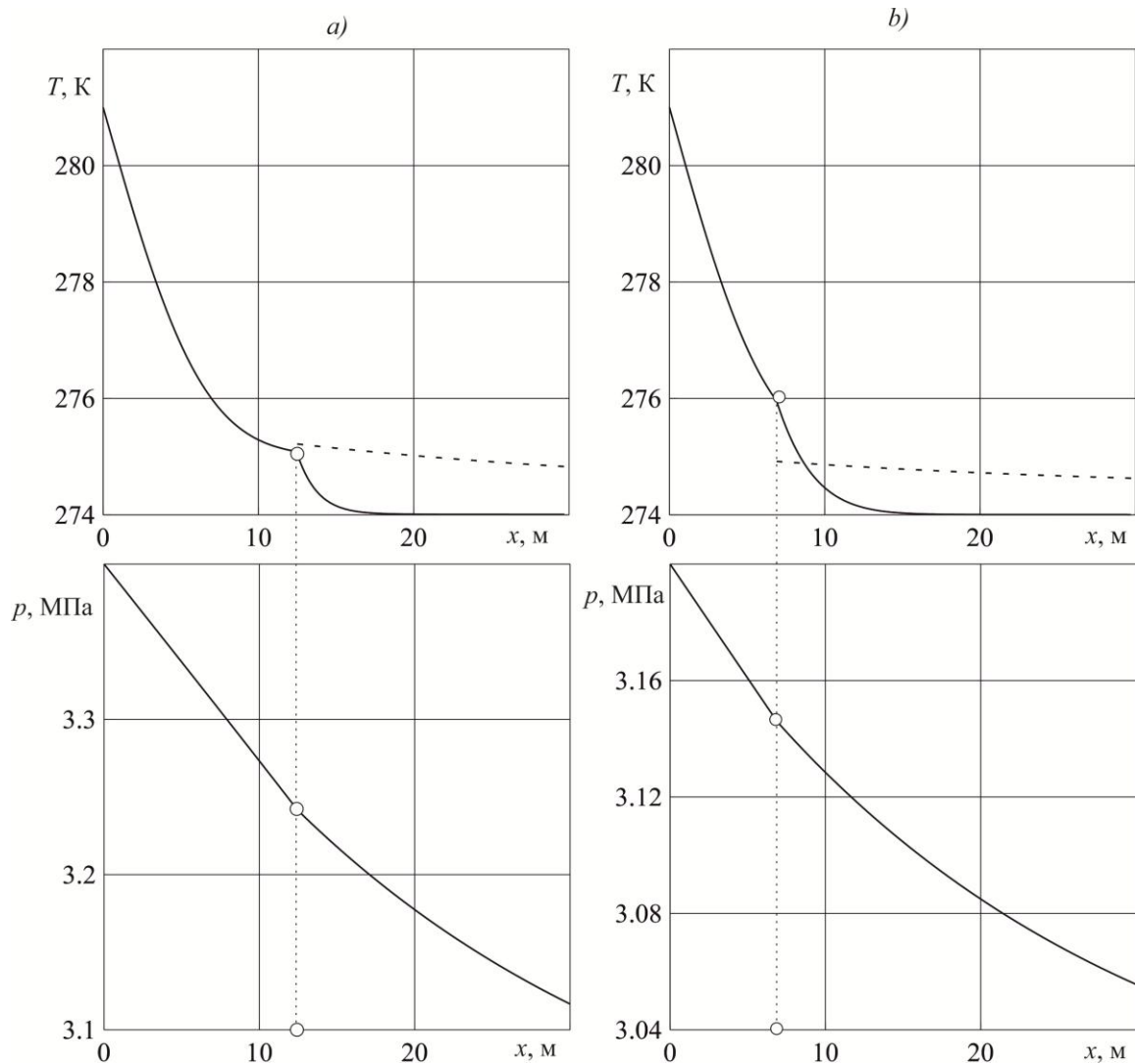


Рисунок 2. Распределения температуры и давления при нагнетании теплового газа в момент времени $t = 180$ сут: непротиворечивый случай $p_e = 3,4$ МПа (a); противоречивый случай $p_e = 3,2$ МПа (b)

Были проведены вычислительные эксперименты для определения критического значения температуры инжектируемого углекислого газа T_{cr} , выше которого происходит разложение метаногидрата на газ и воду. На рисунке 3 приведена зависимость величины критического значения температуры закачиваемого газа от давления p_0 (a) и проницаемости пласта (b) для момента времени $t = 15$ сут после начала инъекции. Из рисунка 3 видно, что при увеличении проницаемости и давления

инжекции, а также при уменьшении давления p_0 критическое значение температуры инъекции возрастает, причем тем быстрее, чем ниже исходная температура пласта. Таким образом, режим с замещением метана на углекислый газ в газогидрате (т.е. без разложения газогидрата на газ и воду) реализуется в высокопроницаемых средах, а также в случае больших перепадов давления $\Delta p = p_e - p_0$ в пласте. Это обусловлено тем, что в этом случае фронт замещения метана на углекислый газ в газогидрате (скорость которого возрастает с увеличением скорости течения газа в пласте) распространяется значительно дальше, чем область прогрева пористой среды. Соответственно в этом случае вторая зона не успевает прогреваться до значений температур, вызывающих диссоциацию метаногидрата на метан и воду.

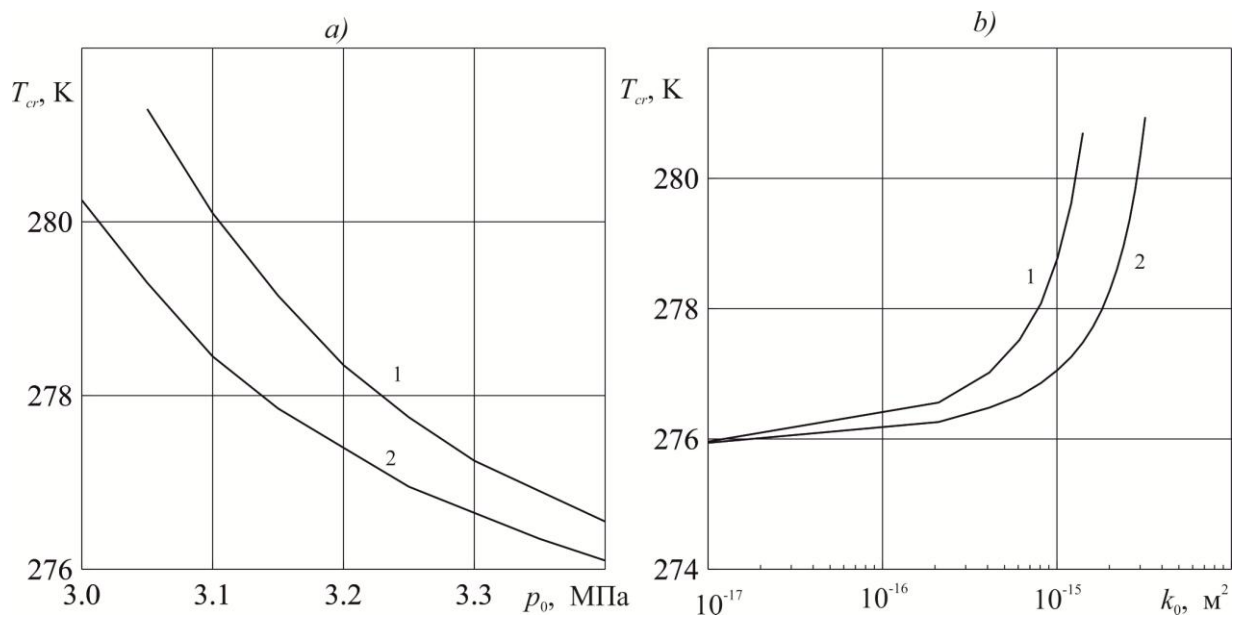
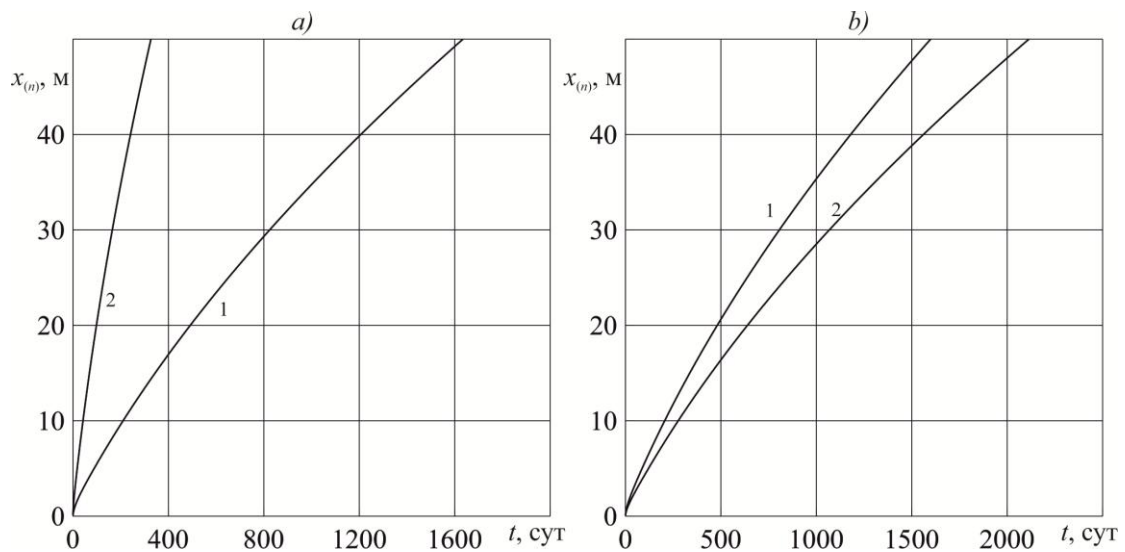


Рисунок 3. Зависимость критической температуры на момент времени $t = 15$ сут от:

- a – исходного давления системы при $p_e = 3,5$ МПа – 1; $p_e = 3,45$ МПа – 2;
- b – исходной проницаемости пласта: $p_0 = 3$ МПа – 1; $p_0 = 3,2$ МПа – 2

Скорость восстановления метана из газогидрата определяется скоростью движения фронта фазовых переходов. На рисунке 4

представлены законы движения границы перехода при различных значениях проницаемости пласта и исходного давления системы.



a) 1 – $k_0 = 10^{-15}$ м², 2 – $k_0 = 5 \cdot 10^{-15}$ м² ($p_e = 3,4$ МПа, $T_e = 278$ К)
 б) 1 – $p_0 = 3,1$ МПа; 2 – $p_0 = 3,2$ МПа ($p_e = 3,5$ МПа, $T_e = 278$ К)

Рисунок 4. Закон движения границы фазового перехода

Рисунок 4 показывает, что скорость фронта замещения метана на углекислый газ увеличивается с ростом проницаемости пласта и уменьшением давления p_0 . Это обусловлено тем, что скорость границы замещения определяется скоростью течения газа в пласте, которая в соответствии с законом Дарси прямо пропорциональна градиенту давления в пласте и обратно пропорциональна проницаемости пористой среды.

Выводы

Построена математическая модель замещения CH_4 на CO_2 в метаногидратном пласте при инъекции углекислого газа, учитывающая конечную протяженность пласта, реальные свойства газа, эффект Джоуля-Томсона и адиабатическое сжатие.

Доказано, что в зависимости от параметров нагнетаемого углекислого газа и параметров, характеризующих исходное состояние системы,

процесс может происходить как с образованием только газогидрата углекислого газа, так с образованием как газогидрата углекислого газа, так и смеси метана и воды. Построены карты решений, т.е. критические диаграммы, определяющие существование каждого из двух режимов протекания процесса. Показано, что режим с разложением газогидрата метана на газ и воду реализуется в низкопроницаемых пористых средах, а также при высокой температуре и низком давлении закачиваемого углекислого газа. Исследована зависимость скорости восстановления метана от проницаемости и начального пластового давления.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 17-79-20001).

Список используемых источников

1. Holder G.D., Angert P.F., John V.T., Yen S. Thermodynamic Evaluation of Thermal Recovery of Gas from hydrates in the Earth // J. Pet. Technol. 1982. No. 34. P. 1127-32.
2. Yang X., Sun C.Y., Yuan Q., Ma P.C., Chen G.J. Experimental Study on Gas Production from Methane Hydrate-Bearing Sand by Hot-Water Cyclic Injection // Energy Fuels. 2010. No. 24. P. 5912-20.
3. Lee J., Park S., Sung W. An Experimental Study on the Productivity of Dissociated Gas from Gas Hydrate by Depressurization Scheme // Energy Convers Manage. 2010. No. 51. P. 2510-5.
4. Su K.H., Sun C.Y., Yang X., Chen G.J., Fan S.S. Experimental Investigation of Methane Hydrate Decomposition by Depressurizing in Porous Media with 3-Dimension Device // J. Nat. Gas Chem. 2010. No. 19. P. 210-6.
5. Yang X., Sun C.Y., Su K.H., Yuan Q., Li Q.P., Chen G.J. A Three-Dimensional Study on the Formation and Dissociation of Methane Hydrate in Porous Sediment by Depressurization // Energy Convers Manage. 2012. Vol. 56. P. 1-7.

6. Yuan Q., Sun C.Y., Yang X., Ma P.C., Ma Z.W., Li Q.P. e.a. Gas Production from Hydrate Bearing Sands by Inhibitor Injection Using a Three-Dimensional Reactor // *Energy Fuels*. 2010. No. 25. P. 3108-15.
7. Gunn D.A., Nelder L.M., Rochelle C.A., Bateman K. e.a. Towards Improved Ground Models for Slope Instability Evaluations through Better Characterization of Sediment-Hosted Gas-Hydrates // *Terra Nova*. 2002. No.14. P. 443-51.
8. Ersland G., Husebo J., Graue A., Kvamme B. Transport and Storage of CO₂ in Natural Gas Hydrate Reservoirs // *Energy Procedia*. 2009. Vol. 1. P. 77-84.
9. Goel N. In Situ Methane Hydrate Dissociation with Carbon Dioxide Sequestration: Current Knowledge and Issues // *J. Petrol. Sci. Eng.* 2006. Vol. 51. P. 169-84.
10. Ohgaki K., Takano K, Moritoki M. Exploitation of CH₄ Hydrates under the Nankai Trough in Combination with CO₂ Storage // *Kagaku Kogaku Ronbunshu*. 1994. No. 20. P. 121-3.
11. Lee H., Seo Y., Seo Y.T., Moudrakovski I.L., Ripmeester J.A. Recovering Methane from Solid Methane Hydrate with Carbon Dioxide // *Angew Chem. Int. Ed.* 2003. No. 42. P. 5048-51.
12. Ota M., Abe Y., Watanabe M., Smith Jr. R.L., Inomata H. Methane Recovery from Methane Hydrate Using Pressurized CO₂ // *Fluid Phase Equilib.* 2005. No. 228-229. P. 553-9.
13. Qing Y., Chang-Y.S., Bei L., Xue W., Zheng-Wei M., Qing-Lan M., Lan-Y. Y., Guang-Jin Ch., Qing-Ping Li, Shi L., Ke Zh. Methane Recovery from Natural Gas Hydrate in Porous Sediment Using Pressurized Liquid CO₂ // *Energy Conversion and Management*. 2013. No. 67. P. 257-264.
14. Хасанов М.К., Шагапов В.Ш. Разложение газогидрата метана в пористой среде при инъекции теплого углекислого газа // *Инженерно-физический журнал*. 2016. Т. 89. № 5. С. 1129-1140.

15. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., Duong Ngoc Hai. Theoretical Research of the Gas Hydrate Deposits Development Using the Injection of Carbon Dioxide // *International J. of Heat and Mass Transfer*. 2016. Vol. 107. P. 347-357.

16. Гималтдинов И.К., Столповский М.В., Додова М.И. Численное решение задачи об образовании гидрата двуокиси углерода в пористом пласте, изначально насыщенном гидратом метана // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2017. Т. 328. № 6. С. 91-98.

17. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1982. 211 с.

18. Алиев З.С., Самуйлова Л.В., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов: учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2011. 340 с.

19. Grobe M., Pashin J.C., Dodge R.L. Carbon Dioxide Sequestration in Geological Media // *State of the Science: AAPG* – 715.

20. Васильев В.И., Попов В.В., Тимофеева Т.С. Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. 126 с.

References

1. Holder G.D., Angert P.F., John V.T., Yen S. Thermodynamic Evaluation of Thermal Recovery of Gas from hydrates in the Earth. *J. Pet. Technol.*, 1982, No. 34, pp. 1127-32.

2. Yang X., Sun C.Y., Yuan Q., Ma P.C., Chen G.J. Experimental Study on Gas Production from Methane Hydrate-Bearing Sand by Hot-Water Cyclic Injection. *Energy Fuels*, 2010, No. 24, pp. 5912-20.

3. Lee J., Park S., Sung W. An Experimental Study on the Productivity of Dissociated Gas from Gas Hydrate by Depressurization Scheme. *Energy Convers Manage*, 2010, No. 51, pp. 2510-5.

4. Su K.H., Sun C.Y., Yang X., Chen G.J., Fan S.S. Experimental Investigation of Methane Hydrate Decomposition by Depressurizing in Porous Media with 3-Dimension Device. *J. Nat. Gas Chem.*, 2010, No. 19, pp. 210-6.
5. Yang X., Sun C.Y., Su K.H., Yuan Q., Li Q.P., Chen G.J. A Three-Dimensional Study on the Formation and Dissociation of Methane Hydrate in Porous Sediment by Depressurization. *Energy Convers Manage*, 2012, Vol. 56, pp. 1-7.
6. Yuan Q., Sun C.Y., Yang X., Ma P.C., Ma Z.W., Li Q.P. e.a. Gas Production from Hydrate Bearing Sands by Inhibitor Injection Using a Three-Dimensional Reactor. *Energy Fuels*, 2010, No. 25, pp. 3108-15.
7. Gunn D.A., Nelder L.M., Rochelle C.A., Bateman K. e.a. Towards Improved Ground Models for Slope Instability Evaluations through Better Characterization of Sediment-Hosted Gas-Hydrates. *Terra Nova*, 2002, No.14, pp. 443-51.
8. Ersland G., Husebo J., Graue A., Kvamme B. Transport and Storage of CO₂ in Natural Gas Hydrate Reservoirs. *Energy Procedia*, 2009, Vol. 1, pp. 77-84.
9. Goel N. In Situ Methane Hydrate Dissociation with Carbon Dioxide Sequestration: Current Knowledge and Issues. *J. Petrol. Sci. Eng.*, 2006, Vol. 51, pp. 169-84.
10. Ohgaki K., Takano K, Moritoki M. Exploitation of CH₄ Hydrates under the Nankai Trough in Combination with CO₂ Storage. *Kagaku Kogaku Ronbunshu*, 1994, No. 20, pp. 121-3.
11. Lee H., Seo Y., Seo Y.T., Moudrakovski I.L., Ripmeester J.A. Recovering Methane from Solid Methane Hydrate with Carbon Dioxide. *Angew Chem. Int. Ed.*, 2003, No. 42, pp. 5048-51.
12. Ota M., Abe Y., Watanabe M., Smith Jr. R.L., Inomata H. Methane Recovery from Methane Hydrate Using Pressurized CO₂. *Fluid Phase Equilib*, 2005, No. 228-229, pp. 553-9.

13. Qing Y., Chang-Y.S., Bei L., Xue W., Zheng-Wei M., Qing-Lan M., Lan-Y. Y., Guang-Jin Ch., Qing-Ping Li, Shi L., Ke Zh. Methane Recovery from Natural Gas Hydrate in Porous Sediment Using Pressurized Liquid CO₂. *Energy Conversion and Management*, 2013, No. 67, pp. 257-264.

14. Khasanov M.K., Shagapov V.Sh. Razlozhenie gazogidrata metana v poristoi srede pri inzhektsii teplogo uglekislogo gaza [Methane Gas Hydrate Decomposition in a Porous Medium Upon Injection of a Warm Carbon Dioxide Gas]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal – Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2016, Vol. 89, No. 5, pp. 1129-1140. [in Russian].

15. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., Duong Ngoc Hai. Theoretical Research of the Gas Hydrate Deposits Development Using the Injection of Carbon Dioxide. *International J. of Heat and Mass Transfer*, 2016, Vol. 107, pp. 347-357.

16. Gimaltdinov I.K., Stolpovskii M.V., Dodova M.I. Chislennoe reshenie zadachi ob obrazovanii gidrata dvoukisi ugleroda v poristom plaste, iznachal'no nasyshchennom gidratom metana [Numerical Solution of the Problem of CO₂ Hydrate Generation in a Porous Medium Initially Saturated with Methane Hydrate]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov – Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, Vol. 328, No. 6, pp. 91-98. [in Russian].

17. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Dvizhenie zhidkosti i gazov v prirodnykh plastakh* [Movement of Liquids and Gases in Natural Seams]. Moscow, Nedra Publ., 1982. 211 p. [in Russian].

18. Aliev Z.S., Samuilova L.V., Marakov D.A. *Razrabotka mestorozhdenii prirodnykh gazov: ucheb. posobie* [Development of Natural Gas Deposits: Textbook]. Moscow, MAKS Press, 2011. 340 p. [in Russian].

19. Grobe M., Pashin J.C., Dodge R.L. Carbon Dioxide Sequestration in Geological Media. *State of the Science: AAPG* – 715.

20. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Timofeeva T.S. *Vychislitel'nye metody v razrabotke mestorozhdenii nefti i gaza* [Computational Methods in the Development of Oil and Gas Fields]. Novosibirsk, Izd-vo SO RAN, 2000. 126 p. [in Russian].

Сведения об авторах

About the Authors

Столповский М. В., канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры физики, ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа; научный сотрудник кафедры прикладной информатики и программирования, ФГБОУ ВО «БашГУ», филиал, г. Стерлитамак, Российская Федерация

M. V. Stolpovskii, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Assistant Professor of Physics Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Researcher of Applied Informatics and Programming Department, FSBEI HE «BashSU», Branch, Sterlitamak, Russian Federation

e-mail: s_maxim.pmm@mail.ru

Гималтдинов И. К., д-р физ.-мат. наук, профессор кафедры физики, ФГБОУ ВО «УГНТУ», г. Уфа, Российская Федерация

I. K. Gimaltdinov, Doctor of Physical and Mathematical Sciences, Professor of Physics Department, FSBEI HE «USPTU», Ufa, Russian Federation

e-mail: iljas_g@mail.ru

Хасанов М. К., канд. физ.-мат. наук, зав. кафедрой прикладной информатики и программирования, ФГБОУ ВО «БашГУ», филиал, г. Стерлитамак, Российская Федерация

M. K. Khasanov, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Head of Applied Informatics and Programming Department, FSBEI HE «BashSU», Branch, Sterlitamak, Russian Federation

e-mail: hasanovmk@mail.ru