

УДК 622.279.72

ИНЖЕКЦИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ГАЗОГИДРАТНЫЙ ПЛАСТ

Хасанов Марат Камилович¹,
hasanovmk@mail.ru

Столповский Максим Владимирович¹,
s_maxim.pmm@mail.ru

Кильдибаева Светлана Рустамовна¹,
freya.13@mail.ru

Гималтдинов Ильяс Кадирович²,
iljas_g@mail.ru

¹ Башкирский государственный университет,
Россия, 453103, г. Стерлитамак, пр. Ленина, 49.

² Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Россия, 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

Актуальность исследования связана с новым подходом к добыче природного газа из газогидратного пласта, который имеет ряд преимуществ перед предшествующими методами. Предложенные ранее методы предполагали закачку тёплой воды или понижение давления, что вело к высоким энергозатратам, выделению попутных продуктов (вода и песок), а также к разрушению дна. Предложенный метод замещения диоксидом углерода метана не только не имеет описанных выше недостатков, но и может рассматриваться как способ консервации диоксида углерода.

Цель: исследовать особенности замещения метана на диоксид углерода в газогидратном пласте при инъекции углекислого газа; провести численный эксперимент, в ходе которого установить влияние основных параметров системы на давление и температуру пласта.

Объекты: газогидратный пласт конечной протяженности, давление и температура которого в начальный момент времени соответствуют условиям стабильного существования газогидрата.

Методы. Построена математическая модель замещения метана на углекислый газ в газогидрате, учитывающая конечную протяженность пласта. Для описания процессов тепломассопереноса в пористой среде использована система уравнений, включающая законы сохранения масс, энергии, закон Дарси, уравнение состояния.

Результаты. Построена математическая модель нагнетания диоксида углерода в пласт, насыщенный метаном и его гидратом. Проведенный численный эксперимент показал, что в определенном диапазоне значений параметров, характеризующих нагнетаемый газ и начальное состояние пласта, полученная температура пласта в области, насыщенной газогидратом метана, ниже равновесной температуры разложения газогидрата метана, которая соответствует вычисленному распределению давления. При понижении давления нагнетаемого диоксида углерода или увеличении давления пласта значение температуры пласта поднимается выше значения равновесной температуры диссоциации метаногидрата. Это ведет к возникновению промежуточной области, насыщенной метаном и водой.

Ключевые слова:

Гидрат метана, диоксид углерода, гидратообразование, пористый пласт, замещение.

Введение

Газовые гидраты – один из перспективных источников энергии будущего. Ввиду широкой географии распространения и практически нетронутых запасов газовые гидраты представляют большой интерес как для учёных, так и для нефтедобывающих компаний по всему миру [1]. Первым разрабатываемым газогидратным месторождением стала Мессояхская залежь. Добыча природного газа из гидрата возможна при его диссоциации. В начале XXI в. были проведены совместные исследования по добыче гидрата таких стран, как Канада, США, Германия, Япония, Индия, для разработки месторождения Малик на территории вечной мерзлоты в Канаде. Первоначально добыча гидрата осуществлялась путём закачки тёплой воды в скважину, затем применялся метод понижения давления, однако оба метода являются очень энерго-

затратными [2]. Более того, при таких способах добычи природного газа из гидрата выделялись сопутствующие продукты (вода и песок) [3].

В материковой части зон вечной мерзлоты находится лишь малая часть всего объёма запасов газовых гидратов, а большая часть сосредоточена на дне Мирового океана [2, 4]. Первые исследования по получению газовых гидратов из недр Мирового океана были проведены в 2013 г. Японией в Нанкайском прогибе [5, 6]. Применение способа диссоциации гидрата для залежей на море представляется нецелесообразным вследствие выделения больших объёмов воды и опасности разрушения дна [7].

Во избежание нарушения прочности пород был предложен метод замещения газогидрата метана диоксидом углерода [8–12]. В этом случае вода не выделяется, так как гидрат метана заменяется ги-

дратом углекислого газа. Вследствие того, что вязкость диоксида углерода в жидком виде на несколько порядков ниже, чем воды, он легко распространяется в пористой среде [13].

Также установлено, что метод замещения не влияет на механическую прочность пород [13]. Первые опыты по замещению метана в газогидрате на диоксид углерода были проведены в 2011 г. на северном склоне Аляски [14]. На сегодняшний момент проведен ряд лабораторных экспериментов, в которых изучалась кинетика гидратообразования, зависимость гидратообразования от проницаемости, минерализации воды и способа инъекции диоксида углерода.

Математические модели инъекции углекислого газа в пласт, содержащий метан и его газогидрат, представлены в работах [15, 16]. Однако в этих работах построены решения задачи в автомодельном приближении для полубесконечного пласта. В настоящей работе, в отличие от [15, 16], учитывается конечная протяженность пласта и исследуется влияние давления на его внешней границе на особенности протекания процесса замещения.

Постановка задачи

Рассмотрим пористый пласт конечной протяженности, который в начальный момент времени заполнен метаном и гидратом метана с насыщенностью v . Кровля и подошва пласта непроницаемы, давление p_0 и температура T_0 пласта соответствуют условиям стабильного существования смеси метана и его гидрата:

$$t = 0, x > 0: T = T_0, p = p_0, S_h = v.$$

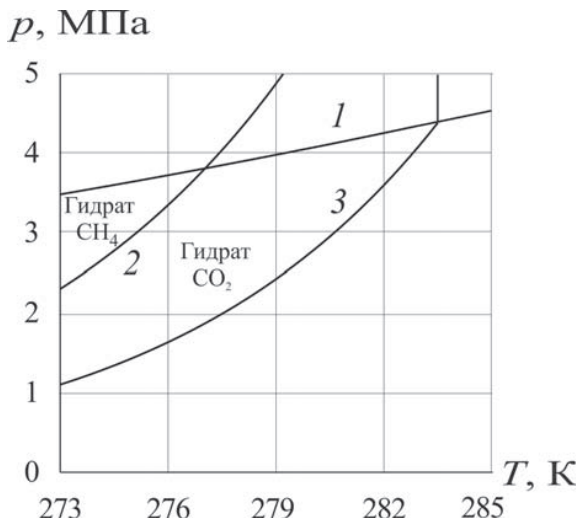


Рис. 1. Диаграмма фазового равновесия гидратов метана и диоксида углерода

Fig. 1. Diagram of phase equilibrium of methane hydrates and carbon dioxide

Через левую границу пласта ($x=0$) закачивается диоксид углерода в газообразном состоянии. Давление p_w и температура T_w диоксида углерода поддерживается постоянной и соответствует условиям

существования гетерогенной смеси углекислого газа и его гидрата:

$$t > 0, x = 0: T = T_w, p = p_w.$$

На диаграмме фазового равновесия (рис. 1) представлены кривые, относящиеся к метану и диоксиду углерода: 1) «жидкость–пар» для диоксида углерода; 2) «газ–вода–гидрат» для метана; 3) «газ–вода–гидрат» для диоксида углерода. Для рассматриваемой задачи значения давления и температуры пласта на диаграмме соответствуют области, выше кривой 2, а закачиваемого диоксида углерода – между кривыми 1 и 3.

Значения давления и температуры равновесной кривой «газ–вода–гидрат» описываются уравнением [17]:

$$p = p_{s0} \exp\left(\frac{T - T_0}{T_*}\right), \quad (1)$$

где p_{s0} – равновесное значение давления, которое соответствует температуре T_0 ; T_* – эмпирический параметр, зависящий от вида газогидрата.

Течение в пористых пластах считаем ламинарным. Вследствие того, что процесс нагнетания газа протекает быстрее, чем процесс диффузии, и массоперенос, вызванный процессом фильтрации, многократно превосходит массоперенос, вызванный диффузией. Применительно к данной задаче вязкость диоксида углерода приблизительно в полтора раза превышает вязкость метана для диапазонов рассматриваемых давлений и температур. Согласно этим замечаниям, можно пренебречь перемешиванием газов и считать устойчивым фронт вытеснения метана углекислым газом. Вследствие вышеперечисленных факторов можно предположить, что при закачке диоксида углерода образуются две области. В ближней области поры пласта насыщены диоксидом углерода и его гидратом, а в дальней области поры пласта насыщены метаном и его гидратом (рис. 2). С учетом всех допущений замещение CH_4 на углекислый газ в составе метаногидрата полностью реализуется на подвижной границе, разделяющей эти зоны.

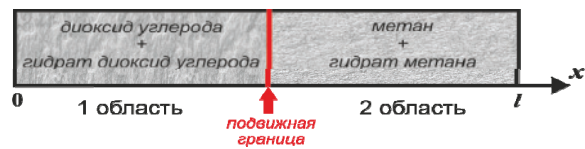


Рис. 2. Схема областей, формируемых при закачке диоксида углерода

Fig. 2. Areas formed by injection of carbon dioxide

В представленной модели не учитываются неравновесные процессы, связанные с диффузией газа через гидратную оболочку, поскольку, согласно оценкам, представленным в работах [15, 16] для значений проницаемости, характерных для реальных природных пластов, этими процессами можно пренебречь. В работе [18] было показано, что при вытеснении смешивающихся жидкостей в природ-

ных пористых пластах фильтрационный (конвективный) перенос значительно преобладает над диффузионным. В этой связи диффузионным перемешиванием газов в данной задаче будем пренебрегать.

При описании процесса инъекции диоксида углерода в пористый пласт примем ряд допущений:

- температуры пористого пласта и насыщающего вещества совпадают;
- гидраты диоксида углерода (CO_2) и метана (CH_4) являются двухкомпонентными системами с соответствующими массовыми концентрациями G_c и G_m ;
- пористость постоянна;
- скелет пористой среды и газогидрат несжимаемы;
- метан и диоксида углерода являются калорически совершенными газами.

Основные уравнения

С учетом вышеперечисленных допущений система уравнений для описания процессов массо- и теплопереноса в газогидратном пласте, в прямолинейно-параллельном случае имеет вид [19–25]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(\rho_i \phi S_i) + \frac{\partial}{\partial x}(\rho_i \phi S_i v_i) &= 0, \\ \frac{\partial}{\partial t}(\rho C T) + \rho_i c_i \phi S_i v_i \frac{\partial T}{\partial x} &= \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right), \\ \phi S_i v_i &= -\frac{k_i}{\mu_i} \frac{\partial p}{\partial x}, \quad \rho_i = p/R_{gi} T. \end{aligned} \quad (2)$$

Здесь и далее нижние индексы $i=c, m$ соответствуют параметрам диоксида углерода и метана; p – давление; T – температура; ϕ – пористость; ρ_i – истинная плотность, v_i – скорость, k_i – проницаемость, c_i – удельная массовая теплоемкость, R_{gi} – газовая постоянная, μ_i – динамическая вязкость i -й фазы; S_i – насыщенность пор пласта i -й фазой; λ – коэффициент теплопроводности газогидратного пласта; ρC – коэффициент удельной объемной теплоемкости газогидратного пласта.

Вследствие того, что в данной задаче рассматривается калорически совершенный газ и относительно небольшой диапазон изменения давления, во втором уравнении системы (2) отброшены слагаемые, отвечающие за эффекты Джоуля–Томсона и адиабатического расширения.

Зависимость коэффициента фазовой проницаемости k_i для i -й газовой фазы от газонасыщенности S_i и абсолютной проницаемости k_0 зададим в виде:

$$k_i = k_0 S_i^3 \quad (i = c, m).$$

Так как в данной постановке задачи пренебрегаем перемешиванием газов и считаем устойчивым фронт вытеснения метана углекислым газом, с учётом замещения условия баланса массы углекислого газа и метана на границе между областями примут вид:

$$\begin{aligned} \phi S_c \rho_c (v_c - \dot{x}^{(n)}) &= \phi S_{hc} \rho_{hc} G_c \dot{x}^{(n)}, \\ \phi S_m \rho_m (v_m - \dot{x}^{(n)}) &= \phi S_{hm} \rho_{hm} G_m \dot{x}^{(n)}, \end{aligned} \quad (3)$$

где ρ_{hi} – плотность гидрата и S_{hi} – насыщенность гидрата i -й фазы; $\dot{x}^{(n)}$ – скорость движения границы фазовых переходов. Здесь и далее нижний индекс n относится к параметрам на границе между областями.

Условия баланса массы и тепла на границе между областями с учётом (3) и законом Дарси можно записать в следующем виде:

$$\begin{aligned} -\frac{k_c}{\mu_c} \frac{\partial p_{(1)}}{\partial x} &= \phi \left(\frac{\rho_{hc}}{\rho_c} S_{hc} G_c + S_c \right) \dot{x}^{(n)}, \\ -\frac{k_m}{\mu_m} \frac{\partial p_{(2)}}{\partial x} &= \phi \left(\frac{\rho_{hm}}{\rho_m} S_{hm} G_m + S_m \right) \dot{x}^{(n)}, \\ \phi S_{hc} \rho_{hc} (1 - G_c) \dot{x}^{(n)} &= \phi S_{hm} \rho_{hm} (1 - G_m) \dot{x}^{(n)}, \\ \lambda \frac{\partial T_{(1)}}{\partial x} - \lambda \frac{\partial T_{(2)}}{\partial x} &= \phi (S_{hc} \rho_{hc} L_{hc} - S_{hm} \rho_{hm} L_{hm}) \dot{x}^{(n)}. \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь L_{hi} – теплота образования гидрата i -й фазы ($i=c, m$); $p_{(j)}$ и $T_{(j)}$ – давление и температура в j -й области; нижние индексы $j=1, 2$ относятся к параметрам первой и второй областей.

Температура и давление на границе между областями полагаются непрерывными:

$$P_{n(1)} = P_{n(2)} = P_{(n)}, \quad T_{n(1)} = T_{n(2)} = T_{(n)}.$$

Насыщенность пористой среды газогидратом CH_4 во 2-й зоне $S_{hm} = v$. Тогда величина гидратонасыщенности в первой зоне может быть найдена из третьего уравнения системы (5), которое является условием баланса массы воды, связанной в газогидрате:

$$S_{hc} = \frac{\rho_{hm} (1 - G_m) v}{\rho_{hc} (1 - G_c)}.$$

На основе системы (2), уравнения пьезо- и температуропроводности можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial p_{(j)}^2}{\partial t} &= \chi_{(j)}^{(p)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial p_{(j)}^2}{\partial x} \right) \quad (j = 1, 2), \\ \frac{\partial T_{(j)}}{\partial t} &= \chi^{(T)} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial T_{(j)}}{\partial x} \right) + \\ &+ \chi^{(T)} \text{Pe}_{(j)} \frac{\partial p_{(j)}^2}{\partial x} \frac{\partial T_{(j)}}{\partial x} \quad (j = 1, 2), \end{aligned} \quad (5)$$

где

$$\begin{aligned} \chi_{(1)}^{(p)} &= \frac{k_c P_{(1)}}{\mu_c \phi (1 - S_{hc})}, \quad \chi_{(2)}^{(p)} = \frac{k_m P_{(2)}}{\mu_m \phi (1 - v)}, \\ \text{Pe}_{(1)} &= \frac{\rho_{0c} C_c k_c}{2 \lambda \mu_c P_{(1)}}, \quad \text{Pe}_{(2)} = \frac{\rho_{0m} C_m k_m}{2 \lambda \mu_m P_{(2)}}, \quad \chi^{(T)} = \frac{\lambda}{\rho C}. \end{aligned}$$

Результаты расчетов

Для решения поставленной задачи (5) с условиями (3), (4) на подвижной границе фазового перехода строится равномерная сетка с шагом h . Поскольку решение задачи ищется в зонах с одной неизвестной подвижной границей (поверхностью фазовых переходов), то для ее решения используется метод ловли фронта в узел пространственной сетки. В соответствии с этим методом неизвестный шаг по времени τ_{j+1} выбирается таким образом, чтобы фронт фазовых превращений перемещался по пространственной координате x ровно на один шаг: $x_{(n)}(t_{j+1}) - x_{(n)}(t_j) = h$. Уравнениям (5), описывающим распределения температуры и давления, а также условиям (3), (4) на подвижной границе фазовых превращений ставятся в соответствие неявные дискретные аналоги. Полученная при этом система алгебраических уравнений решается на каждом временном слое методом простых итераций в сочетании с алгоритмом прогонки.

С течением времени межфазная граница будет перемещаться от левой границы пласта к правой, а температура пористой среды будет возрастать (поскольку в работе рассматривается случай закачки газа с температурой выше, чем исходная температура пласта). При этом, поскольку газогидрат считается неподвижным, насыщенности пор фазами (газом и газогидратом) явно не зависят от времени.

Поскольку при построении математической модели полагалось, что в первой области существует гидрат диоксида углерода, а во второй области –

гидрат метана, предложенная модель адекватно описывает процесс, если давление в первой и во второй областях выше равновесного давления образования газогидратов соответственно углекислого газа и метана. Значение такого равновесного давления определяется формулой (1) согласно найденному в процессе решения распределению температуры (будем называть это условием термодинамической непротиворечивости). Начальные значения давления и температуры пласта соответствуют на фазовой диаграмме зоне стабильного существования гидрата метана (выше кривой 2). Тогда, если инжестировать углекислый газ с давлением и температурой, которые также расположены в указанной зоне, условие термодинамической непротиворечивости заведомо выполняется.

Если выполняется условие, что давление и температура закачиваемого диоксида углерода лежат в зоне существования метана и воды (ниже кривой 2), то возможна ситуация, когда значения давления и температуры на некотором участке второй области соответствуют условиям разложения гидрата метана на газ и воду.

На рис. 3 приведены зависимости температуры и давления от координаты в момент времени $t=200$ сут. для двух разных значений давления закачиваемого газа $p_e=3,4$ (а) и $3,1$ МПа (б). Расчеты производились при следующих начальных и граничных условиях: $L=100$ м, $\nu=0,4$, $m=0,2$, $T_w=276$ К, $T_0=274$ К, $T_e=276$ К, $p_0=3$ МПа, $G_c=0,28$, $G_m=0,13$, $\phi=0,1$, $k_0=5 \cdot 10^{-15}$ м², $T_*=10$ К, $p_{s0}=2,87$ МПа,

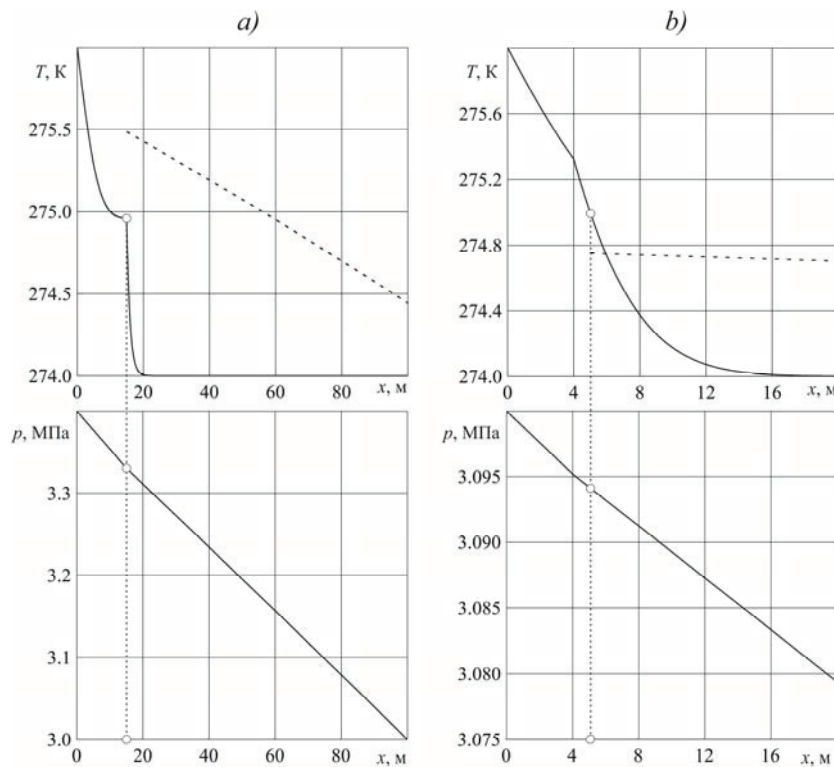


Рис. 3. Распределение температуры и давления пласта в момент времени $t=200$ сут. при p_e : а) 3,4; б) 3,1 МПа

Fig. 3. Distribution of temperature and pressure of the reservoir at $t=200$ days and p_e : а) 3,4; б) 3,1 МПа

$\lambda=2$ Вт/(м·К), $\rho_c=2,5 \cdot 10^6$ Вт/(м·К), $\rho_{hc}=1100$ кг/м³, $\rho_{hm}=900$ кг/м³, $C_c=800$ Дж/(кг·К), $C_m=1560$ Дж/(кг·К), $R_{gc}=189$ Дж/(кг·К), $R_{gm}=520$ Дж/(кг·К), $L_{hm}=4,5 \cdot 10^5$ Дж/кг, $L_{hc}=4,1 \cdot 10^5$ Дж/кг, $\mu_c=1,4 \cdot 10^{-5}$ Па·с, $\mu_m=10^{-5}$ Па·с, $T_{c^*}=7,6$ К, $T_{m^*}=10$ К, $p_{soc}=1,29$ МПа, $p_{som}=2,87$ МПа [16,18].

Согласно рис. 3, при высоком значении давления нагнетания диоксида углерода (случай *a*) температура пласта (сплошная линия) в области, насыщенной газогидратом метана, не поднимается выше равновесной температуры разложения газогидрата метана, соответствующей вычисленному распределению давления (штриховая линия). Таким образом, в данном случае решение с фронтальной поверхностью фазовых переходов дает термодинамически непротиворечивое описание процесса замещения метана на углекислый газ в газогидрате. При меньшем значении давления инжектируемого диоксида углерода (случай *b*) значение температуры пористой среды на некотором участке области, насыщенной газогидратом метана, поднимается выше равновесной температуры диссоциации метана гидрата. Это вызывает перегрев гидрата метана. Следовательно, в данном случае необходимо вводить вторую поверхность фазовых превращений, на которой происходит диссоциация гидрата CH₄ на метан и воду.

Отметим, что с течением времени межфазная граница будет перемещаться.

На рис. 4 приведены зависимости температуры и давления от координаты на момент времени $t=200$ сут. для двух разных значений давления на правой границе пласта $p_0=3,0$ (*a*) и $p_0=3,2$ МПа (*b*).

Согласно рис. 4, при более низком значении давления p_0 (случай *a*) температура пласта (сплошная линия) в области, насыщенной газогидратом метана, ниже равновесной температуры разложения газогидрата метана, соответствующей вычисленному распределению давления (штриховая линия). Поэтому данное решение соответствует условию термодинамической непротиворечивости. При более высоком значении давления p_0 (случай *b*) температура пласта на некотором участке области, насыщенной газогидратом метана, превышает значение температуры разложения метаногидрата. В связи с этим наблюдается перегрев смеси метана и его гидрата, и возникает необходимость введения второй границы фазовых переходов. В этой области происходит диссоциация метаногидрата на метан и воду.

На рис. 5 приведена зависимость температуры на границе фазового перехода от давления нагнетаемого газа в момент времени $t=200$ сут. для двух разных значений проницаемости $k_0=10^{-14}$ м² (линия 1) и $k_0=5 \cdot 10^{-15}$ м² (линия 2). Это обусловлено тем, что в этом случае уменьшается скорость движения фронта замещения и его координаты и соответственно увеличивается влияние более горячей левой границы ($T_e > T_0$) на температуру данного фронта. В этой связи при низких значениях давления инъекции температура пласта на фронте замещения поднимается выше равновесной температуры диссоциации метаногидрата, что соответствует возникновению промежуточной области, насыщенной метаном и водой, т. е. режиму со второй поверхностью фазовых превращений, на которой происходит диссоциация метаногидрата.

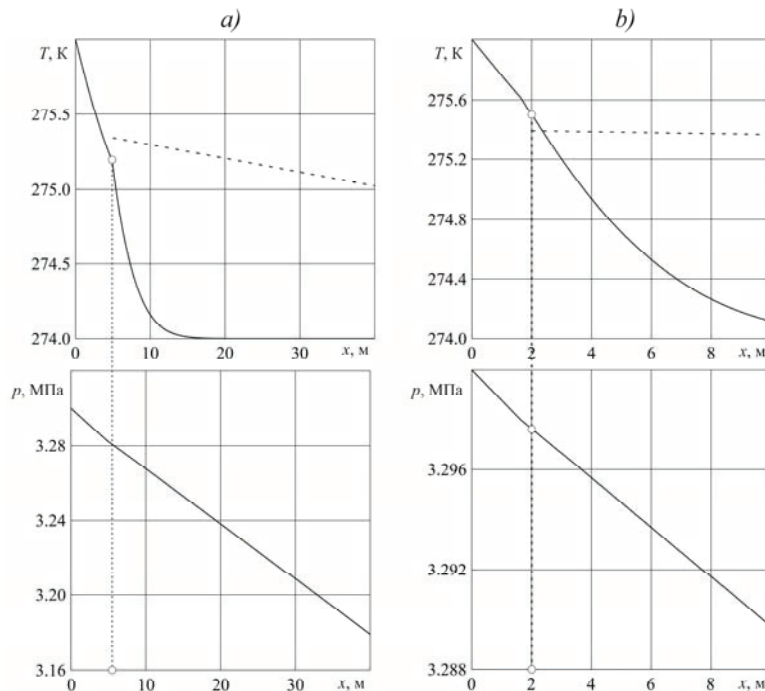


Рис. 4. Распределение температуры и давления пласта в момент времени $t=200$ сут. при p_0 : а) 3,0; б) 3,2 МПа; $k_0=2 \cdot 10^{-15}$ м²

Fig. 4. Distribution of temperature and pressure of the reservoir at $t=200$ days, p_0 : а) 3,0; б) 3,2 МПа; $k_0=2 \cdot 10^{-15}$ м²

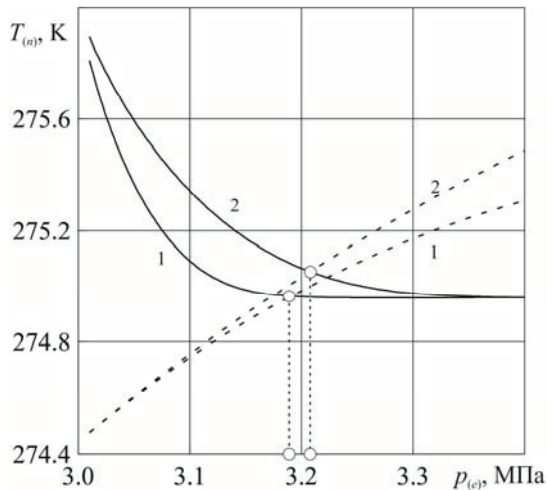


Рис. 5. Зависимость температуры на границе фазового перехода от давления нагнетаемого газа в момент времени $t=200$ сут. при $k_0=10^{-14} \text{ м}^2$ (линия 1) и $k_0=5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (линия 2)

Fig. 5. Dependence of temperature on the boundary of phase transition on injected gas pressure at $t=200$ days, $k_0=10^{-14} \text{ м}^2$ (line 1) and $k_0=5 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (line 2)

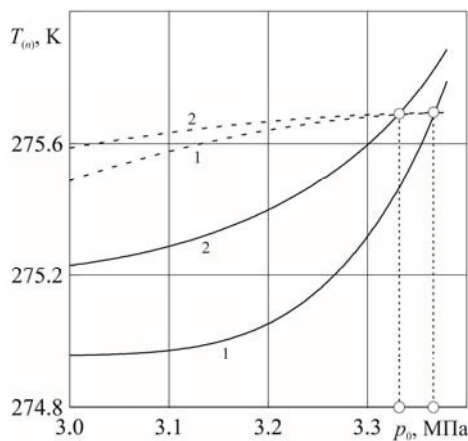


Рис. 6. Зависимость температуры на границе фазового перехода от исходного давления системы в момент времени $t=200$ сут. при $v=0,4$ (линия 1) и $v=0,5$ (линия 2), $p_e=3,4$ МПа

Fig. 6. Dependence of temperature on the boundary of phase transition on the system initial pressure at $t=200$ days, $v=0,4$ (line 1) and $v=0,5$ (line 2), $p_e=3,4$ МПа

На рис. 6 приведена зависимость температуры на границе фазового перехода от давления нагнетаемого газа в момент времени $t=200$ сут. для двух разных значений насыщенности $v=0,4$ (линия 1) и $v=0,5$ (линия 2). Согласно рис. 6, при увеличении

давления на правой границе пласта наблюдается увеличение температуры на фронте замещения. Это обусловлено тем, что в этом случае уменьшается перепад давления в пласте и соответственно уменьшается скорость движения фронта замещения и его координаты. Это приводит к тому, что увеличивается влияние более горячей левой границы ($T_e > T_0$) на температуру данного фронта. В этой связи при высоких значениях давления на правой границе пласта значение температуры пласта на фронте замещения выше значения равновесной температуры разложения газогидрата метана. Этот физический эффект соответствует возникновению промежуточной области, насыщенной метаном и водой.

Заключение

Построена математическая модель процесса нагнетания теплового диоксида углерода в природный пласт, который в начальный момент времени насыщен метаном и его гидратом. В ходе проведенного численного эксперимента установлено, что при определенных значениях параметров, характеризующих нагнетаемый газ и начальное состояние пласта, полученная температура пласта в области, насыщенной газогидратом метана, ниже равновесной температуры разложения газогидрата метана, которая соответствует вычисленному распределению давления.

При понижении давления нагнетаемого диоксида углерода или увеличении давления на правой границе пласта температура пласта в области, насыщенной газогидратом, поднимается выше равновесной температуры разложения гидрата метана. Таким образом, в данном случае существует необходимость введения второй границы фазовых переходов, на которой происходит диссоциация газогидрата метана, и, соответственно, необходимо рассматривать промежуточную область, насыщенную метаном и водой. Это обусловлено тем, что в этом случае уменьшается скорость движения фронта замещения и ее координаты, увеличивается влияние более горячей левой границы ($T_e > T_0$) на температуру данного фронта. В этой связи при низких значениях давления инъекции и высоких значениях давления на правой границе температура пласта на фронте замещения поднимается выше равновесной температуры разложения газогидрата метана.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физические принципы и модели разложения гидратов природного газа / Ю.Ф. Макогон, Ф.Л. Саяхов, И.Л. Хабибуллин, Г.А. Халиков. – М.: ВНИИЭгазпром, 1988. – 32 с.
2. De Souza E.F. Understanding CO₂-E_{OR} and its Application in Brazil // Capture Journal. 2010. URL: <http://www.carboncapturejournal.com/news/understanding-co2-eor-and-its-application-in-brazil/2832.aspx?Category=all> (дата обращения 01.07.2017).
3. Макогон Ю.Ф., Омелченко Р.Ю. Мессояха – газогидратная залежь, роль и значение // Геология и полезные ископаемые мирового океана. – 2012. – № 3. – С. 5–19.
4. Probabilistic estimation of hydrate formation / D. Herath, F. Khan, S. Rathnayaka, M.A. Rahman // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2015. – V. 135. – P. 32–38.
5. Belahmidi C. Japan's Methane Hydrates Natural Gas Extraction – a Game Changer? // HIS Unconventional Blog. 2013. URL: <http://blog.ihs.com/japans-methane-hydrates-natural-gas-extraction> (дата обращения 12.07.2017).
6. Gas Production from Methane Hydrate Layers Confirmed // JOGMEC's Activities. News Release. 2013. URL: <http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/release0110.html> (дата обращения 23.05.2017).
7. Ruppel C. Methane Hydrates and the Future of Natural Gas // MITEL Natural Gas Report. 2011. URL: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEL-The-Future-of-Natural-Gas-Supplementary-Paper-2.4-Methane-Hydrates-and-the-Future-of-Natural-Gas.pdf> (дата обращения 6.04.2017).
8. Nago A., Nieto A. Natural Gas Production from Methane Hydrate Deposits Using CO₂ Clathrate Sequestration: State-of-Art Review and New Technical Approaches // Journal of Geological Research. 2011. URL: <https://www.hindawi.com/journals/jgr/2011/239397/> (дата обращения 09.05.2017).
9. Parshall J. Production Method for Methane Hydrate Sees Scientific Success // Journal of Petroleum Technology. – 2012. – V. 64. – № 8. – P. 50–51.
10. Conoco Phillips Gas Hydrate Production Test Final Technical Report / D. Schoderbek, H. Farrell, K. Hester et al. // National Energy Technology Laboratory. – 2013. URL: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/2013reports/nt0006553-finalreport.pdf> (дата обращения 11.07.2017).
11. Doe/Netl Methane Hydrate Projects. Gas Hydrate Production Trial Using CO₂/CH₄ Exchange // National Energy Technology Laboratory. – 2013. URL: <http://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/methane-hydrates/mh-06553hydrateprodtrial> (дата обращения 22.07.2017).
12. US and Japan successfully complete Arctic field of gas hydrate production technology using CO₂ – methane exchange within structure. Green Gas Congress press-release, 2012. Available at: <http://www.greencarcongress.com/2012/05/co2ch4-20120502.html> (дата обращения 21.07.2017).
13. Controllable methane hydrate formation through trace carbon dioxide charging / Y. Song, F. Wang, G. Liu, S. Luo, R. Guo // Fuel. – 2017. – V. 203. – P. 145–151.
14. Аксерольд С.М. Разработка залежей метаногидратов методом замещения метана углекислым газом (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник. – 2014. – № 8 (242). – С. 70–102.
15. Хасанов М.К., Шагапов В.Ш. Разложение газогидрата метана в пористой среде при инъекции теплого углекислого газа // Инженерно-физический журнал. – 2016. – № 5. – С. 1129–1140.
16. Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide / V.Sh. Shagapov, M.K. Khasanov, N.G. Musakaev, Ngoc Hai Duong // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2017. – V. 107. – P. 347–357.
17. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
18. Collins R.E. Flow of Fluids through Porous Materials. – New York: Reinhold Publishing Corp, 1961. – 270 p.
19. Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г., Гималтдинов И.К. Особенности разложения газогидратов с образованием льда в пористой среде // Инженерно-физический журнал. – 2015. – Т. 88. – № 5. – С. 1022–1031.
20. Khasanov M.K. Investigation of regimes of gas hydrate formation in a porous medium, partially saturated with ice // Thermophysics and Aeromechanics. – 2015. – V. 22. – № 2. – P. 245–255.
21. Гималтдинов И.К., Хасанов М.К. Математическая модель образования газогидрата при инъекции газа в пласт, частично насыщенный льдом // Прикладная математика и механика. – 2016. – Т. 80. – Вып. 1. – С. 80–90.
22. Tsympkin G.G. Formation of carbon dioxide hydrate at the injection of carbon dioxide into a depleted hydrocarbon field // Fluid Dynamics. – 2014. – V. 49. – № 6. – P. 789–795.
23. Истомина В.А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. – М.: Недра, 1992. – 236 с.
24. Nigmatulin R.I. Dynamics of Multiphase Media. – New York: Hemisphere Publ. Corp., 1991. – 507 p.
25. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Theory of fluid flows through natural rocks. – Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 1990. – 395 p.

Поступила 11.09.2017 г.

Информация об авторах

Хасанов М.К., кандидат физико-математических наук, научный сотрудник Стерлитамакского филиала Башкирского государственного университета.

Столповский М.В., кандидат физико-математических наук, научный сотрудник Стерлитамакского филиала Башкирского государственного университета.

Кильдибаева С.Р., кандидат физико-математических наук, научный сотрудник Стерлитамакского филиала Башкирского государственного университета.

Гималтдинов И.К., доктор физико-математических наук, профессор кафедры физики Уфимского государственного нефтяного технического университета.

UDC 622.279.72

INJECTION OF CARBON DIOXIDE IN GAS HYDRATE POROUS RESERVOIR

Marat K. Khasanov¹,
hasanovmk@mail.ru

Maxim V. Stolpovsky¹,
s_maxim.pmm@mail.ru

Svetlana R. Kildibaeva¹,
freya.13@mail.ru

Ilyas K. Gimaltdinov²,
iljas_g@mail.ru

¹ Bashkir State University, Sterlitamak Branch,
49, Lenin Avenue, Sterlitamak, 453103, Russia.

² Ufa State Petroleum Technological University,
1, Cosmonauts street, Ufa, 450062, Russia.

The relevance of the research is associated with a new approach to natural gas extraction from the gas hydrate reservoir, which has a number of advantages over the previous methods. In the previously described methods, warm water was injected or pressure was lowered. This leads to high energy costs, the release of associated products (water and sand) and destruction bottom of the sea. The methane carbon dioxide substitution method considered in this paper does not have these drawbacks and can be considered as a method for conservation of carbon dioxide.

The main aim is to study the features of methane replacement by carbon dioxide in gas hydrate formation during carbon dioxide injection in a porous reservoir; to carry out a numerical experiment for determining the influence of the system main parameters on pressure and temperature of the reservoir.

Objects: gas hydrate reservoir of finite length, pressure and temperature of which at the initial moment of time correspond to the conditions for the stable existence of the gas hydrate.

Methods. The authors have constructed a mathematical model for methane replacement by carbon dioxide in gas hydrate, taking into account the finite extent of the formation. To describe the processes of heat and mass transfer in a porous medium, a system of equations is used, including the laws of conservation of masses, energy, Darcy's law, the equation of state.

Research results. The authors have constructed the mathematical model for injecting carbon dioxide into the reservoir saturated with methane and its hydrate. The numerical experiment showed that in a certain range of parameters characterizing the injected gas and the initial state of the formation, the obtained reservoir temperature in the region saturated with methane gas hydrate is below the equilibrium decomposition temperature of methane gas hydrate, which corresponds to the calculated pressure distribution. When the pressure of the injected carbon dioxide decreases or the formation pressure increases, the formation temperature rises above the equilibrium decomposition temperature of the methane hydrate. Therefore, it is necessary to introduce a second boundary of phase transitions and, accordingly, an intermediate region saturated with methane and water.

Key words:

Methane hydrate, carbon dioxide, hydrate formation, porous reservoir, substitution.

The research was financially supported by the grant of the Russian Science Foundation (project no. 17–79–20001).

REFERENCES

- Makogon Yu.F., Sakhov F.L., Khabibullin I.L., Khalikov G.A. *Fizicheskie printsipy i modeli razlozheniya gidratov prirodnogo gaza* [Physical principles and models of decomposition of hydrates of natural gas]. Moscow, VNIIEgazprom Publ., 1988. 32 p.
- De Souza E.F. Understanding CO₂-EOR and its Application in Brazil. *Capture Journal*, 2010. Available at: <http://www.carbon-capturejournal.com/news/understanding-co2-eor-and-its-application-in-brazil/2832.aspx?Category=all> (accessed 1 July 2017).
- Makogon Yu.F., Omelchenko R.Yu. Messoyakha – gas-hydrate reservoir, the role and importance of. *Geology and minerals of world ocean*, 2012, no. 3, pp. 5–19. In Rus.
- Herath D., Khan F., Rathnayaka S., Rahman M.A. Probabilistic estimation of hydrate formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 135, pp. 32–38.
- Belahmidi C. Japan's Methane Hydrates Natural Gas Extraction – a Game Changer? *HIS Unconventional Blog*, 2013. Available at: <http://blog.ihs.com/japans-methane-hydrates-natural-gas-extraction> (accessed 12 July 2017).
- Gas Production from Methane Hydrate Layers Confirmed. *JOG-MEC's Activities. News Release*, 2013. Available at: <http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/release0110.html> (accessed 23 May 2017).
- Ruppel C. Methane Hydrates and the Future of Natural Gas. *MITEI Natural Gas Report*, 2011. Available at: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/06/MITEI-The-Future-of-Natural-Gas-Supplementary-Paper-2.4-Methane-Hydrates-and-the-Future-of-Natural-Gas.pdf> (accessed 6 April 2017).
- Nago A., Nieto A. Natural Gas Production from Methane Hydrate Deposits Using CO₂ Clathrate Sequestration: State-of-Art Review and New Technical Approaches. *Journal of Geological Research*, 2011. Available at: <https://www.hindawi.com/journals/jgr/2011/239397/> (accessed 9 May 2017).
- Parshall J. Production Method for Methane Hydrate Sees Scientific Success. *Journal of Petroleum Technology*, 2012, vol. 64, no. 8, pp. 50–51.

10. Schoderbek D., Farrell H., Hester K. Conoco Phillips Gas Hydrate Production Test Final Technical Report. *National Energy Technology Laboratory*, 2013. Available at: <http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/publications/Hydrates/2013reports/nt0006553-?nalreport.pdf> (accessed 11 July 2017).
11. Doe/Netl Methane Hydrate Projects. Gas Hydrate Production Trial Using CO₂/CH₄ Exchange. *National Energy Technology Laboratory*, 2013. Available at: <http://www.netl.doe.gov/research/oil-and-gas/methane-hydrates/mh-06553hydrateprodtrial> (accessed 22 July 2017).
12. US and Japan successfully complete Arctic field of gas hydrate production technology using CO₂ – methane exchange within structure. *Green Gas Congress press-release*, 2012. Available at: <http://www.greencarcongress.com/2012/05/co2ch4-20120502.html> (accessed 21 July 2017).
13. Song Y., Wang F., Liu G., Luo S., Guo R. Controllable methane hydrate formation through trace carbon dioxide charging. *Fuel*, 2017, vol. 203, pp. 145–151.
14. Acerola S.M. Development of deposits of methane hydrates method of substitution of methane with carbon dioxide (materials of foreign literature). *Logger*, 2014, no. 8 (242), pp. 70–102. In Rus.
15. Khasanov M.K., Shagapov V.Sh. Methane Gas Hydrate Decomposition in a Porous Medium Upon Injection of a Warm Carbon Dioxide Gas. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2016, vol. 89, no. 5, pp. 1123–1133.
16. Shagapov V.Sh., Khasanov M.K., Musakaev N.G., Ngoc Hai Duong. Theoretical research of the gas hydrate deposits development using the injection of carbon dioxide. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2017, vol.107, pp. 347–357.
17. Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I. *Gazovye gidraty* [Gas hydrates]. Moscow, Khimiya Publ., 1980. 296 p.
18. Collins R.E. *Flow of Fluids through Porous Materials*. New York, Reinhold Publishing Corp., 1961. 270 p.
19. Khasanov M.K., Musakaev N.G., Gimaltdinov I.K. Features of the Decomposition of Gas Hydrates with the Formation of Ice in a Porous Medium. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2015, vol. 88, no. 5, pp. 1052–1061.
20. Khasanov M.K. Investigation of regimes of gas hydrate formation in a porous medium, partially saturated with ice. *Thermophysics and Aeromechanics*, 2015, vol. 22, no. 2, pp. 245–255.
21. Gimaltdinov I.K., Khasanov M.K. Mathematical model of the formation of a gas hydrate on the injection of gas into a stratum partially saturated with ice. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 2016, vol. 80, no. 1, pp. 57–64.
22. Tsytkin G.G. Formation of carbon dioxide hydrate at the injection of carbon dioxide into a depleted hydrocarbon field. *Fluid Dynamic*, 2014, vol. 49, no 6, pp. 789–795.
23. Istomin V.A., Yakushev V.S. *Gazovye gidraty v prirodnykh usloviyakh* [Gas Hydrates under Natural Conditions]. Moscow, Nedra Publ., 1992. 236 p.
24. Nigmatulin R.I. *Dynamics of Multiphase Media*. New York, Hemisphere Publ. Corp., 1991. 507 p.
25. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. *Theory of fluid flows through natural rocks*. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 1990. 395 p.

Received 11 September 2017.

Information about the authors

Marat K. Khasanov, Cand. Sc., research scientist, Bashkir State University, Sterlitamak Branch.

Maxim V. Stolpovsky, Cand. Sc., research scientist, Bashkir State University, Sterlitamak Branch.

Svetlana R. Kildibaeva, Cand. Sc., research scientist, Bashkir State University, Sterlitamak Branch.

Ilyas K. Gimaltdinov, Dr. Sc., professor, Ufa State Petroleum Technical University.