Челябинский физико-математический журнал. 2025. Т. 10, вып. 4. С. 750–766.

УДК 622.279.72 DOI: 10.47475/2500-0101-2025-10-4-750-766

ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ В ЗАДАЧЕ ЗАХОРОНЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ПОДМЕРЗЛОТНЫЙ ВОДОНОСНЫЙ КОЛЛЕКТОР В ГАЗОГИДРАТНОМ СОСТОЯНИИ

И. И. Рожин[1,a], **Г. И. Иванов**[1,2,b]

[1] *Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ Якутский научный центр СО РАН, Якутск, Россия*

[2] *Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, Якутск, Россия*

[a] *i_rozhin@mail.ru,* [b] *ivganya@mail.ru*

В рамках задачи нагнетания газа через одиночную скважину в горизонтальный водоносный пласт изучается возможность подземного хранения (консервации) углекислого газа в гидратном состоянии, т. е. в твёрдой фазе, которая образуется при определённых термобарических условиях. Вычислительный эксперимент выполнен на основе математической модели неизотермической фильтрации газа и воды, выведенной на основе фундаментальных законов сохранения массы и энергии. В данной модели наиболее полно учтены основные физические особенности процесса: реальные свойства газа, эффект дросселирования, совместное движение воды и газа в однородной пористой среде, массообмен между газом и водой с гидратом. В вычислительном эксперименте оценивается динамика распределения гидратонасыщенности, водонасыщенности, давления и температуры в выбранном пласте, который характеризуется пористостью, проницаемостью и начальными значениями давления, температуры и водонасыщенности. Для проведения вычислительных экспериментов по образованию газогидрата использованы результаты лабораторных экспериментов по определению равновесных условий образования гидратов углексилого газа в поровом пространстве и водных растворах, имитирующих пластовые воды подмерзлотных горизонтов. Показано влияние равновесных условий гидратообразования на основной показатель эффективности процесса — гидратонасыщенность подземного хранилища газа.

Ключевые слова: *углекислый газ, газовый гидрат, многофазная неизотермическая фильтрация, фазовый переход.*

Введение

В настоящее время вопросам хранения газов в гидратном состоянии посвящено достаточно много работ, они представляют несомненный практический интерес и требуют дальнейших исследований. Такой способ хранения газа привлекателен тем, что газ в гидратном состоянии занимает гораздо меньший объём, чем в свободном состоянии при тех же температуре и давлении. Ю. Ф. Макогон в своей монографии [1] отметил, что интересным представляется вопрос сооружения подземных хранилищ газа с гидратными покрышками в районах распространения грунтов с низкой температурой. При этом перспективными выделил восточные районы нашей

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования РФ (рег. №122011100157-5).

страны — районы распространения многолетнемёрзлых грунтов, где незначительное заглубление ёмкостей обеспечивает весьма экономичное создание охлаждённых газогидратных хранилищ для выравнивания как суточных, так и сезонных неравномерностей газопотребления [2; 3].

В северных регионах, характеризующихся наличием многолетней мерзлоты, имеются термодинамические предпосылки для хранения газа в гидратном состоянии [1–7] в подмерзлотных водоносных горизонтах, т. е. в твёрдой фазе, которая образуется при закачке газа в пористые коллекторы при определённых термодинамических условиях (при определённых соотношениях между температурой и давлением, зависящих от компонентного состава газа, типа и минерализации пластовых вод) из воды (водного раствора, льда, водяных паров) и низкомолекулярных газов. Преимущества такого способа хранения заключаются в большей компактности и стабильности хранилища, так как газ в гидратном состоянии занимает гораздо меньший объём, чем в свободном состоянии при тех же температуре и давлении (в одном объёме гидрата может содержаться до 170 объёмов газа), и кроме того, при переходе в гидратное состояние связывается свободная пластовая вода. Следовательно, создание таких хранилищ газа будет способствовать многократному снижению объёма хранилищ и повышению их стабильности по сравнению с обычными подземными хранилищами, а подошва многолетнемёрзлых пород будет служить естественным непроницаемым для газа экраном. Более того, небольшая глубина таких хранилищ позволит существенно снизить затраты на их сооружение.

Оценка возможности создания подземных хранилищ газа в гидратном состоянии и, соответственно, подготовка их технологического проекта должны быть основаны на современных научных достижениях соответствующих разделов механики жидкости и газа, тепломассообмена, физико-химии газовых гидратов, а также — вычислительной математики.

В последние годы глобальное изменение климата, вызванное выбросами парниковых газов, стимулировало интерес к разработке различных технологий для снижения концентрации углекислого газа (CO_2) в атмосфере. Известны несколько подходов для долгосрочного хранения и утилизации улавливаемого антропогенного CO_2, включая закачку в геологические формации (например, в истощённые залежи нефти и газа, угольные пласты и засолённые водоносные горизонты), глубоководное хранение в океане и связывание путём химических превращений (например, для производства удобрений, сухого льда, пластмасс и др.), замещение метана в его гидрате диоксидом углерода и др. [8]. Заметно растёт интерес к математическому моделированию образования газовых гидратов в пористых средах. В частности, это связано с тем, что увеличение концентрации углекислого газа в атмосфере, вызванное антропогенной деятельностью, негативно сказывается на биосфере Земли, и одним из важных направлений подземного хранения газа является захоронение диоксида углерода в пористых коллекторах в газогидратном состоянии.

В работах [9–16], посвящённых математическому моделированию образования газовых гидратов в пористых коллекторах, использовались некоторые из следующих упрощающих допущений: 1) не учитывались реальные свойства газа; 2) не учитывалась зависимость равновесных условий образования гидратов от состава природного газа (ПГ), от типа и степени минерализации пластовых вод; 3) пластовая вода считалась неподвижной; 4) в уравнении энергии не учитывались адиабатическое расширение и эффект Джоуля — Томсона; 5) граничные условия ставились таким образом, чтобы свести исходную задачу к автомодельной; 6) соответствующие дифференциальные уравнения решались приближёнными аналитическими

методами.

В данной работе используется метод оценки возможности создания подземного газохранилища в гидратном состоянии в подходящих с геологической точки зрения водоносных пластах (подмерзлотных горизонтах), предложенный в работах [17–21]. При этом в математической модели все вышеупомянутые допущения не используются. Для решения соответствующих начально-краевых задач разработаны эффективные вычислительные алгоритмы, основанные на методе конечных разностей.

1. Постановка задачи

В работах [17–21] была оценена концептуальная возможность подземного хранения природного газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах. Она основана на использовании математической модели многофазной неизотермической фильтрации реального газа и воды [22], в которой химическая реакция гидратообразования происходит при температуре, существенно зависящей от давления газа в фильтрующемся потоке. В этой модели наиболее полно учтены основные физические особенности этого процесса: реальные свойства газа, эффект Джоуля — Томсона, совместное движение воды и газа в однородной пористой среде, массообмен между газом и водой с гидратом. При этом используются модифицированные уравнения теории неизотермической многофазной фильтрации, которые выводятся на основе фундаментальных законов сохранения массы и энергии. В качестве уравнений движения используется обобщённый закон фильтрации Дарси для движущихся фаз, коэффициенты проницаемости в котором являются функциями насыщенности соответствующей фазой [23]. Замыкающие математическую модель соотношения: уравнение состояния реального газа; зависимости фазовых проницаемостей от соответствующих насыщенностей; зависимость температуры гидратообразования от давления газа, коэффициенты которой являются функциями компонентного состава природного газа, типа и минерализации пластовых вод.

Рассмотрение задачи выполнено для осесимметричной модели нагнетания газа через одиночную скважину в горизонтальный водоносный пласт, кровля и подошва которого непроницаемы и теплоизолированы. Считается, что течение газа происходит в пласте, изначально насыщенном водой либо водой вместе с газом. Скелет пористой среды недеформируемый, газ находится только в газообразном и гидратном, вода — только в жидком и гидратном состояниях, т. е. образования льда и пара не происходит.

В работе [24] показано, что доля теплопроводности в общем балансе переноса тепла пренебрежимо мала по сравнению с конвекцией, что позволяет в уравнении энергии принять равной нулю кондуктивную составляющую. Тогда выведенное на основе фундаментальных законов гидромеханики многофазных сред [25; 26] с учётом обобщённого закона Дарси уравнение энергии существенно упрощается. При этом вместо условия непроницаемости (отсутствие притока газа) на контуре пласта, использованного в работах [17–19], в данной работе, как в работах [20; 21], задаётся условие, которое допускает вытеснение воды за пределы границы хранилища.

Приведём полную систему дифференциальных уравнений начально-краевой задачи образования гидратов при нагнетании газа в однородный пористый пласт, изначально насыщенный газом и водой [17–21]:

$$(\rho c)_e \frac{\partial T}{\partial t} - mq\rho_h \frac{\partial \nu}{\partial t} - m(1-\nu-\sigma)\left(1+\frac{T}{z}\frac{\partial z}{\partial T}\right)\frac{\partial p}{\partial t} =$$
$$= k(1-\nu)\left(\rho_w c_w \frac{f_w}{\mu_w} + \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g}\right)\frac{\partial p}{\partial r}\frac{\partial T}{\partial r} - k(1-\nu)\rho_g \frac{f_g}{\mu_g}\frac{RT^2}{p}\frac{\partial z}{\partial T}\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)^2, \tag{1}$$

$$m\frac{\partial}{\partial t}\left((1-\nu-\sigma)\frac{p}{zT}\right) = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k(1-\nu)f_g}{\mu_g}\frac{p}{zT}\frac{\partial p}{\partial r}\right) - m\rho_h \varepsilon R\frac{\partial \nu}{\partial t}, \tag{2}$$

$$m\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k(1-\nu)f_w}{\mu_w}\frac{\partial p}{\partial r}\right) - m(1-\varepsilon)\frac{\rho_h}{\rho_w}\frac{\partial \nu}{\partial t}, \tag{3}$$

$$p(r,0) = p_0,\ T(r,0) = T_0,\ \nu(r,0) = \nu_0,\ \sigma(r,0) = \sigma_0, \tag{4}$$

$$T(r_b,t) = T_b,\ p(r_b,t) = p_b(t) \text{ или } 2\pi r_b H\frac{\rho_g}{\rho_n}\frac{k(1-\nu)f_g}{\mu_g}\frac{\partial p(r_b,t)}{\partial r} = -Q, \tag{5}$$

$$-\frac{\partial p(r_k,t)}{\partial r} = \frac{f_w(p(r_k,t)-p_0)}{r_k \ln(r_{out}/r_k)}. \tag{6}$$

В математической модели (1)–(6) приняты следующие обозначения: $(\rho c)_e = (1-m)\rho_s c_s + m(1-\nu-\sigma)\rho_g c_g + m\rho_h c_h + m\rho_w c_w$ — эффективное значение объёмной теплоёмкости пористой среды, содержащей газ, гидрат и пластовую воду; c — удельная теплоёмкость, f — фазовая проницаемость, H — мощность пласта, k — абсолютная проницаемость, m — пористость, p — давление, q — удельная теплота фазового перехода «газ + вода (водный раствор) $\to$ гидрат», R — газовая постоянная, r — радиальная координата, r_b — наружный радиус скважины, r_k — радиус контура пласта, r_{out} — радиус гидродинамического влияния, T — температура, t — время, z — коэффициент сжимаемости, ε — содержание газа в единице объёма гидрата, μ — динамическая вязкость, ρ — плотность, ρ_n — плотность газа при нормальных физических условиях, σ — водонасыщенность, ν — гидратонасыщенность. Нижние индексы g, h, s, w, 0 величин означают газ, гидрат, скелет пористой среды, воду и начальное состояние соответственно.

Уравнение энергии (1), уравнения фильтрации газа (2) и воды (3) с начальными условиями (4), а также граничными условиями на забое скважины (5) и на контуре хранилища (6) замыкаются:

1) соотношениями для относительных фазовых проницаемостей газа и воды [23; 26; 27]:

$$f_g(G) = \begin{cases} \left(\frac{G-0.1}{0.9}\right)^{3.5}, & 0.1 < G \leqslant 1, \\ 0, & 0 \leqslant G \leqslant 0.1, \end{cases} \tag{7}$$

$$f_w(\sigma) = \begin{cases} \left(\frac{\sigma-0.2}{0.8}\right)^{3.5}, & 0.2 < \sigma \leqslant 1, \\ 0, & 0 \leqslant \sigma \leqslant 0.2, \end{cases} \tag{8}$$

где $G = 1-\sigma-\nu$ — газонасыщенность пористой среды;

2) условием термодинамического равновесия «газ + вода (водный раствор) $\to$ гидрат»

$$T = \alpha_1 \ln p + \alpha_2, \tag{9}$$

где α_1, α_2 — эмпирические константы, определяемые по экспериментальным данным или путём аппроксимации равновесных условий гидратообразования для газа данного состава с учётом типа и степени минерализации пластовых вод, которые можно вычислить по методикам [28; 29];

3) уравнением состояния реального газа

$$\rho_g = p/zRT, \tag{10}$$

где зависимость коэффициента сжимаемости газа от давления и температуры определяется эмпирическим уравнением Латонова — Гуревича [30]:

$$z = (0.17376 \ln (T/T_c) + 0.73)^{p/p_c} + 0.1p/p_c.$$

Критические параметры газовой смеси можно определить по правилу Кейа [31]:

$$p_c = \sum_{i=1}^{n} y_i p_{ci}, \quad T_c = \sum_{i=1}^{n} y_i T_{ci},$$

где p_{ci}, T_{ci}, y_i — критические давление, температура и молярная доля i-го компонента газовой смеси.

С помощью разработанной математической модели (1)–(10) и алгоритма численной реализации [17–20] оценивается динамика распределения гидратонасыщенности, водонасыщенности, давления и температуры в выбранном пласте, который характеризуется пористостью, проницаемостью и начальными значениями давления, температуры и водонасыщенности. Численное решение задачи проводится путём аппроксимации исходных уравнений и граничных условий экономичными конечно-разностными схемами, для реализации которых созданы алгоритмы, основанные на идеях реализации метода простых итераций и потоковой прогонки [32; 33].

Результаты расчётов [17–21] показали, что возможность создания подземных хранилищ газа в гидратном состоянии существенно зависит от коллекторских свойств и гидродинамических характеристик водоносных горизонтов. При этом время закачки газа в водонасыщенный коллектор на небольших глубинах, соответствующих подошве многолетней мерзлоты, было ограничено 10 днями [17–19]. В работах [20; 21] это время увеличено до 100 дней, что соответствует реальному периоду снижения газопотребления летом, а также радиус контура питания увеличен от 100 до 300 м.

Следует отметить, что в отличие от работ [17–21], в которых используется равномерная сетка, здесь представлены результаты вычислительного эксперимента при квазиравномерной сетке по радиальной координате, так как основные изменения гидратонасыщенности и водонасыщенности происходят вблизи нагнетательной скважины:

$$r_i = h_0 i + r_w \left(\frac{R_k - h_0 n}{r_w} \right)^{i/n}, \quad i = 0, 1, \ldots, n,$$

где h_0 — «начальный» шаг ($0 \leqslant h_0 \leqslant R_k/n$, при $h_0 = R_k/n$ сетка равномерная).

2. Результаты вычислительного эксперимента

В вычислительном эксперименте принималось условие, при котором углекислый газ не сжижается, т. е. в результате нагнетания газа температура не превышала 283.15 K, а давление не увеличивалось свыше 6 МПа. Изучалось влияние равновесных условий гидратообразования и интенсивности закачки газа на динамику полей температуры, давления, водонасыщенности и гидратонасыщенности. Исходные параметры были взяты из работ [15; 17–20; 34]: $\rho_w = 1000$ кг/м^3, $\rho_s = 2650$ кг/м^3, $\rho_h = 1110$ кг/м^3, $c_w = 4200$ Дж/(кг·K), $c_s = 700$ Дж/(кг·K), $c_h = 2500$ Дж/(кг·K), $c_g = 840.5$ Дж/(кг·K), $q = 345$ кДж/кг, $\varepsilon = 0.28$, $\mu_w = 1.8 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $\mu_g =$

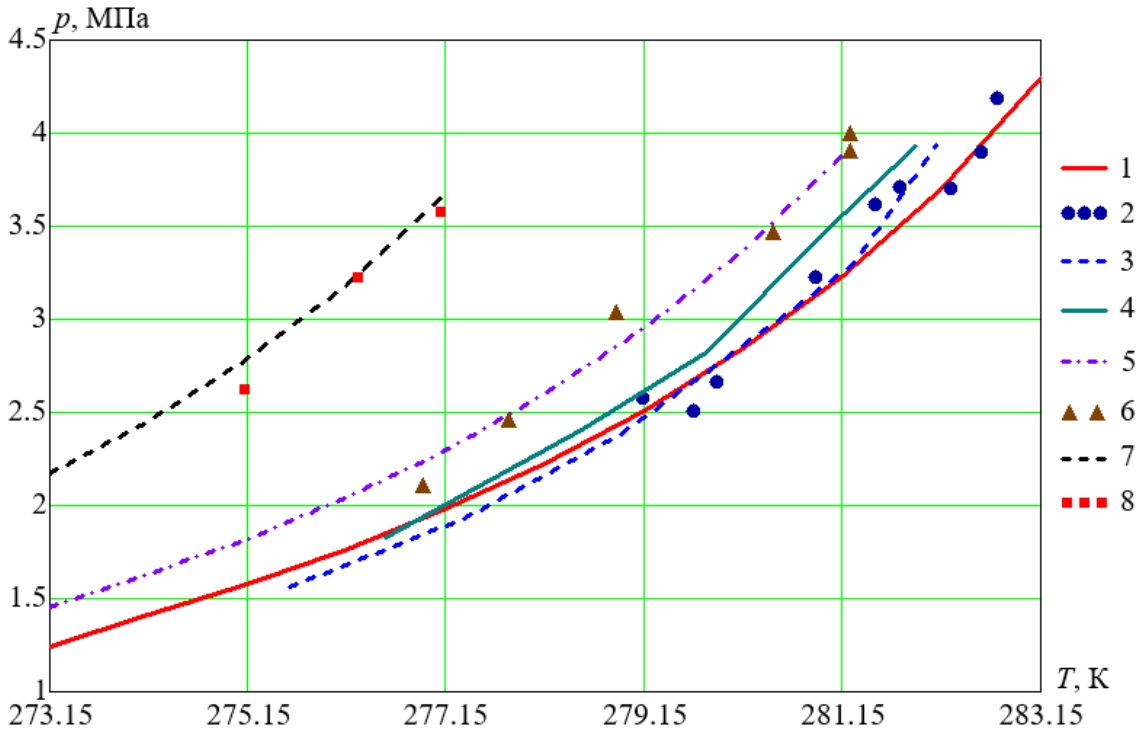

Рис. 1. Равновесные условия образования гидратов углекислого газа для систем: 1 — «CO_2 – вода»; 2 — «CO_2 – песок – вода»; 3 — «CO_2 – песок – 0.25% $NaHCO_3$»; 4 — «CO_2 – песок – 2% $NaHCO_3$»; 5 — «CO_2 – 3% NaCl»; 6 — «CO_2 – песок – 3% NaCl»; 7 — «CO_2 – 10% NaCl»; 8 — «CO_2 – песок – 10% NaCl»

$1.445 \cdot 10^{-5}$ Па·с, $p_0 = 3 \cdot 10^6$ Па, $T_0 = 274.15$ K, $T_b = 279.15$ K, $H = 10$ м, $r_b = 0.1$ м, $r_k = 300.1$ м, $r_{out} = 1000.1$ м, $R = 188.914$ Дж/(кг·K), $p_c = 7.382 \cdot 10^6$ Па, $T_c = 304.19$ K.

Ранее результаты расчётов [17–21] показали, что возможность создания подземных хранилищ газа в гидратном состоянии существенно зависит от коллекторских свойств и данных гидродинамических исследований водоносных горизонтов. Предпочтение следует отдавать водонасыщенным коллекторам с пористостью меньше 0.2, что обеспечивает более равномерное заполнение хранилища гидратами. Проницаемость должна быть выше 10^{-14} м^2, чтобы при больших темпах закачки не допустить чрезмерного роста давления, которое может привести к потере герметичности кровли и подошвы коллектора. Поэтому во всех расчётах принимались значения пористости $m = 0.15$ и проницаемости $k = 8 \cdot 10^{-13}$ м^2. В начальный момент водоносный пласт не содержит гидратов $\nu_0 = 0$ и его водонасыщенность $\sigma_0 = 0.9$. Варьируемые параметры: расход закачиваемого газа (1 и 2 м^3/с) и равновесные условия гидратообразования.

Образование гидратов в пористых средах, насыщенных водой и газом, имеет свои особенности из-за взаимодействия воды, содержащейся в порах, с частицами дисперсной породы. К числу факторов, влияющих на равновесные условия гидратообразования, помимо состава газа и минерализации поровой воды, относятся минералогический состав, дисперсность и влагосодержание горной породы.

Для проведения вычислительных экспериментов использованы результаты расчётных и лабораторных экспериментов [35] по определению равновесных условий образования гидратов CO_2 в поровом пространстве дисперсных сред и водных растворах, имитирующих пластовые воды подмерзлотных горизонтов — пресная вода, растворы гидрокарбоната натрия (ГКН) и хлорида натрия (ХН). Эти результаты представлены на рис. 1, где узлы кривых 1, 5 и 7 вычислены по методике Сло-

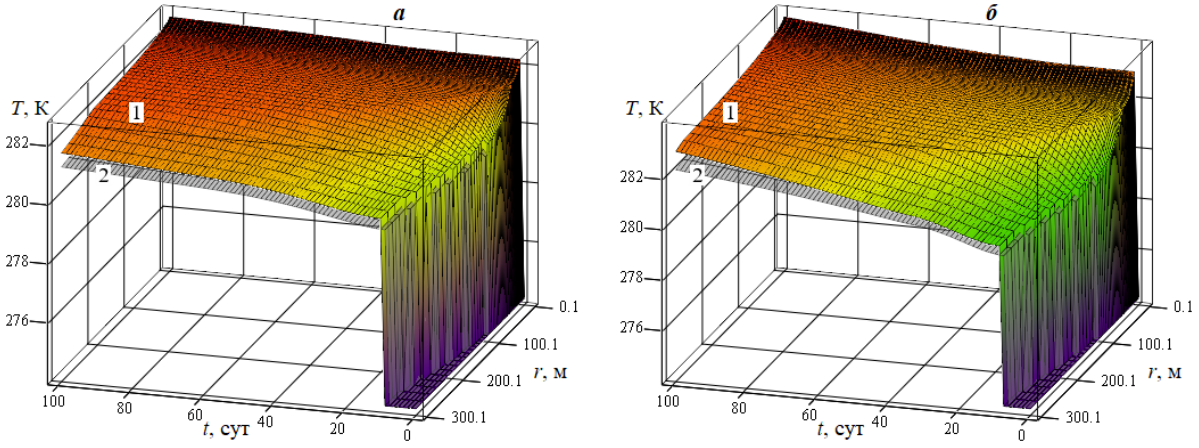

Рис. 2. Температурное поле для систем «CO_2 – вода» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – вода» (поверхность 2): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

ана [29], а остальные относятся к данным лабораторных экспериментов по синтезу гидратов в пористой среде (речной песок). Коэффициенты уравнения (9), аппроксимирующего полученные данные, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Коэффициенты равновесной кривой гидратообразования

Система	α_1, К	α_2, К
«CO_2 – вода»	8.207	158.066
«CO_2 – речной песок – вода»	6.632	181.175
«CO_2 – речной песок – водный раствор ГКН, 2.5 г/л»	7.158	173.667
«CO_2 – речной песок – водный раствор ГКН, 20 г/л»	6.935	176.610
«CO_2 – водный раствор ХН, 30 г/л»	8.186	157.124
«CO_2 – речной песок – водный раствор ХН, 30 г/л»	7.064	173.866
«CO_2 – водный раствор ХН, 100 г/л»	7.567	162.798
«CO_2 – речной песок – водный раствор ХН, 100 г/л»	6.256	182.618

Из рис. 1 видно, что наиболее благоприятные условия гидратообразования углекислого газа будут для пластов с пресной водой и с водным раствором ГКН, т. е. при заданной температуре гидраты будут образовываться при относительно низких давлениях, с которыми связаны глубины подмерзлотных водоносных горизонтов. Но при заданном давлении (т. е. для заданной глубины водоносного пласта) гидраты диоксида углерода будут образовываться при относительно низких температурах в пластах с водным раствором ХН. В этом случае чем больше минерализация пластовой воды, тем меньше равновесная температура гидратообразования.

Анализ результатов вычислительного эксперимента начнём с рассмотрения динамики полей температуры газа из-за её определяющей роли в образовании гидратов. На рис. 2 видно, что за сравнительно небольшое время (несколько часов) температура газа существенно повышается. При $t = 1.25$ сут для системы «CO_2 – вода» в случае малого расхода нагнетания газа температура вблизи забоя скважины увеличивается до 282.2 К, а в случае большого расхода — до 283.1 К. Естественно, скорость распространения фронта сильно зависит от темпа нагнетания газа. Т. е. в этот момент времени температурный фронт достигает расстояний 95.4 и 108.1 м при расходах газа 1 и 2 м^3/с соответственно. Тогда как для системы «CO_2 – песок – вода» температура в призабойной зоне будет немного меньше, она увеличится до 281.6 К при малом расходе и до 282.3 К — при большом расходе. Но при этом фронт температуры будет находиться немного дальше и достигнет расстояний 101.5 и 115.2 м. После 5 суток нагнетания газа температурный фронт достигает рас-

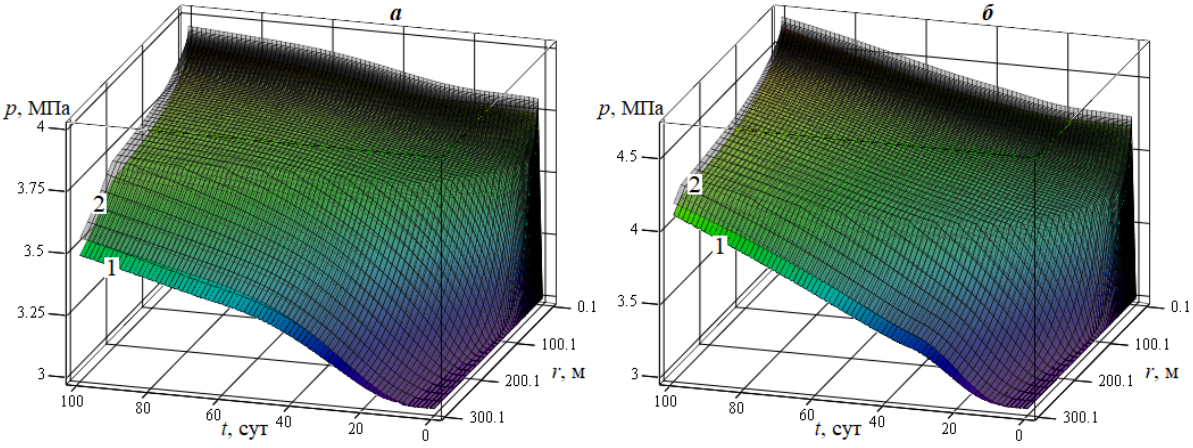

Рис. 3. Поле давления для систем «CO_2 – вода» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – вода» (поверхность 2): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

стояний 196.3 и 210.5 м для системы «CO_2 – вода», 210.5 и 225.7 м — для системы «CO_2 – песок – вода» при малом и большом расходе газа соответственно.

При малом расходе газа фронт температуры достигнет границы пласта через 9 и 8 сут, а при большом расходе — через 7.5 и 6.5 сут для систем «CO_2 – вода» и «CO_2 – песок – вода» соответственно. В конце нагнетания газа температура почти выравнивается по всему пласту, разница температур для систем «CO_2 – вода» и «CO_2 – песок – вода», т. е. при использовании pT-условий в свободном объёме и в пористой среде, составляет: при расходе газа 1 м^3/с в призабойной зоне — 0.65 K, на контуре пласта — 0.48 K; при расходе газа 2 м^3/с в призабойной зоне — 0.96 K, на контуре пласта — 0.74 K. Рис. 2 иллюстрирует все эти особенности и показывает влияние пористой среды, т. е. изменение равновесных условий гидратообразования, на скорость перемещения температурного фронта и на динамику распределения температуры.

Интенсивность нагнетания газа, равновесные условия образования гидратов также влияют на динамику и распределение давления в хранилище (см. поверхности 1 и 2 на рис. 3). Вблизи забоя нагнетательной скважины давление растёт с той же скоростью, что и температура. Так, на забое при малом расходе газа оно почти достигает своего предела 3.96 МПа для системы «CO_2 – песок – вода» и 3.89 МПа для системы «CO_2 – вода», в то время как при большом расходе оно увеличивается постепенно до 4.7 МПа для системы «CO_2 – песок – вода» и до 4.63 МПа — для системы «CO_2 – вода». На контуре хранилища в конце нагнетания газа давление для системы «CO_2 – песок – вода» будет больше давления для системы «CO_2 – вода» на 0.07 МПа при малом расходе и на 0.08 МПа — при большом расходе. При этом максимальная разница давлений между этими системами наблюдается в момент времени 66 сут при малом расходе (0.08 МПа) и 55 сут — при большом расходе (0.12 МПа).

Рассмотрим влияние динамики полей давления и температуры на вытеснение воды и образование гидратов в хранилище. Получено, что скорость фронта водонасыщенности (рис. 4) существенно меньше скорости температурного фронта. Также скорость распространения фронта водонасыщенности зависит от темпа нагнетания газа. При $t = 1.25$ сут для обеих систем в случае малого расхода фронт водонасыщенности достигает 26.1 м, а в случае большого расхода — 34.9 м. На рис. 4 видно, что распределение водонасыщенности качественно согласуется с решением задачи Бакли — Леверетта [23]. Влияние образования гидратов, т. е. перехода части воды в неподвижную фазу, проявляется в немонотонности распределения водонасыщен-

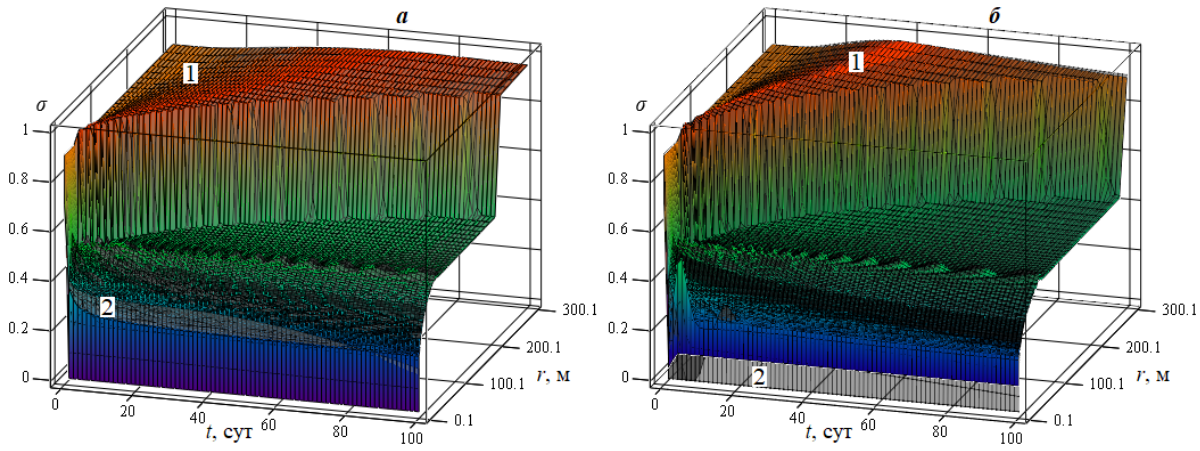

Рис. 4. Поле водонасыщенности для систем «CO_2 – вода» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – вода» (поверхность 2): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

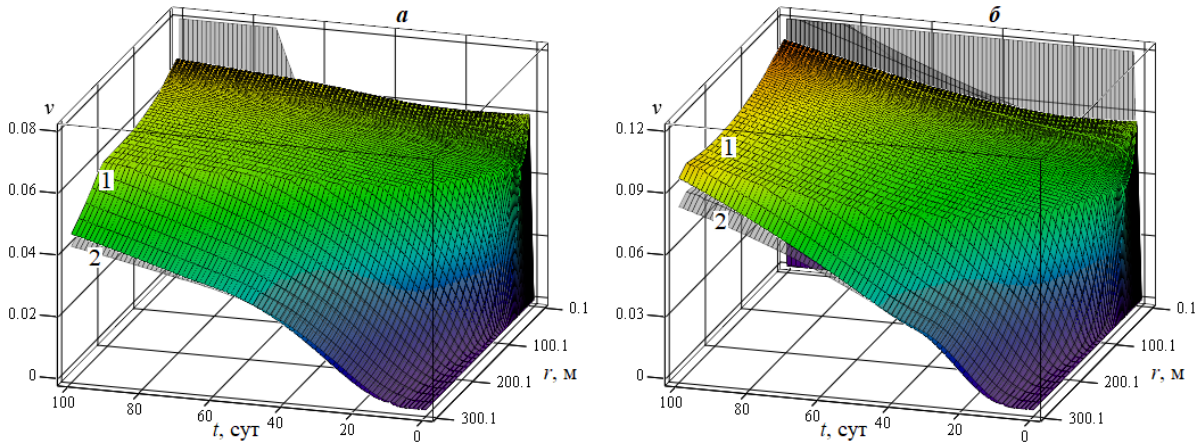

Рис. 5. Поле гидратонасыщенности для систем «CO_2 – вода» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – вода» (поверхность 2): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

ности за фронтом и в том, что перед фронтом водонасыщенность всегда меньше 1. Так, в конце нагнетания газа в средней части пласта водонасыщенность будет равна 0.47 при малом расходе и 0.45 — при большом расходе. Однако в соответствии с теорией двухфазного течения в пористой среде [23] нагнетание газа не может вытеснить всю пластовую воду. На контуре хранилища в конце нагнетания газа водонасыщенность достигает значения 0.95 при малом расходе и 0.91 — при большом расходе. На этой границе пласта максимальное значение водонасыщенности 0.96 будет в момент времени $t = 71$ сут при малом расходе и $t = 36$ сут — при большом расходе.

На рис. 5 видно, что высокая скорость закачки приводит к увеличению гидратонасыщенности в пласте. Это ясно из того факта, что высокое давление благоприятно для образования гидратов. В призабойной зоне при расходе газа 1 м^3/с максимальное значение гидратонасыщенности для системы «CO_2 – песок – вода» равно 0.19, тогда как для системы «CO_2 – вода» — 0.068. При увеличении расхода газа в 2 раза в этой зоне максимальное значение гидратонасыщенности для системы «CO_2 – песок – вода» составит 0.55, а для системы «CO_2 – вода» — 0.11. Тем самым вблизи нагнетательной скважины полная закупорка порового пространства гидратами не происходит. Гидратонасыщенность изменяется монотонно: во всех точках пласта вначале резко увеличивается, затем скорость роста замедляется и выходит почти на стационарный режим. Перспективным является рост насыщения гидратами на границе пласта со временем. Гидратонасыщенность на этом контуре хранилища в конце процесса нагнетания составит: 0.046 (при расходе газа 1 м^3/с) и

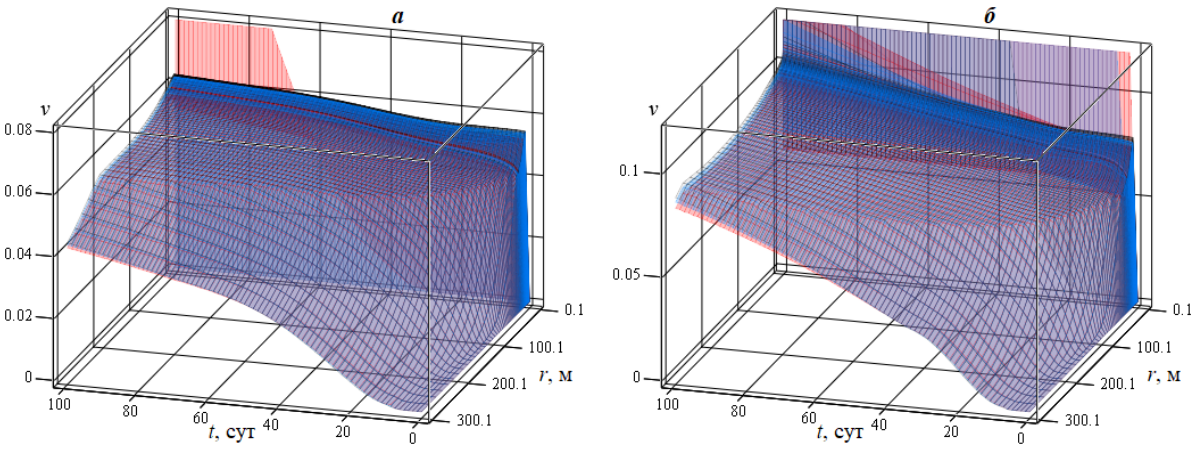

Рис. 6. Поле гидратонасыщенности для систем «CO_2 – песок – вода» (красная поверхность), «CO_2 – песок – 0.25% $NaHCO_3$» (синяя поверхность), «CO_2 – песок – 2% $NaHCO_3$» (черно-белая поверхность): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

0.096 (при расходе газа 2 м^3/с) для системы «CO_2 – вода»; 0.042 (при расходе газа 1 м^3/с) и 0.082 (при расходе газа 2 м^3/с) для системы «CO_2 – песок – вода».

Сравнение результатов рассмотренных вариантов расчёта показало, что в целом по пласту (кроме призабойной зоны) гидратонасыщенность при использовании равновесных условий образования гидратов CO_2 в свободном объёме будет больше, чем в случае использования равновесных условий образования гидратов CO_2 в пористой среде, так как равновесные условия гидратообразования в пористой среде немного смещены относительно равновесных условий, полученных в свободном объёме, в область более высоких давлений и низких температур. Величина гидратонасыщенности сильно зависит от интенсивности закачки газа. Конечно, это не прямое, а косвенное воздействие, которое объясняется различием в изменениях давления и температуры при существенно разных темпах закачки. В то же время значение гидратонасыщенности перед фронтом свидетельствует о том, что в этой части хранилища далеко не вся вода перешла в гидрат.

Далее для остальных систем ограничимся только результатами расчёта полей гидратонасыщенности — основного показателя эффективности консервации диоксида углерода. Как показано на рис. 6, гидратонасыщенность пласта с гидрокарбонатно-натриевым типом вод немного превышает гидратонасыщенность водоносного пласта без солей. Это объясняется также смещением равновесных условий гидратообразования в область более высоких давлений и низких температур (см. рис. 1). При этом в отличие от пласта с пресной водой для пласта с водным раствором гидрокарбоната натрия коэффициенты условия термодинамического равновесия (9): α_1 больше, а α_2 меньше. Но вблизи нагнетательной скважины гидраты образуются больше для пласта с пресной водой. Так, при меньшем расходе газа (1 м^3/с) в конце процесса закачки газа для системы «CO_2 – песок – вода» гидратонасыщенность достигает значения 0.19, для системы «CO_2 – песок – 0.25% $NaHCO_3$» — 0.063, для системы «CO_2 – песок – 2% $NaHCO_3$» — 0.062. При увеличении расхода в 2 раза максимальная насыщенность гидратами в этой зоне равна: для системы «CO_2 – песок – вода» — 0.55; для системы «CO_2 – песок – 0.25% $NaHCO_3$» — 0.48, для системы «CO_2 – песок – 2% $NaHCO_3$» — 0.51. В целом получено, что водный раствор гидрокарбоната натрия является термодинамическим промотором гидратообразования по сравнению с пресной водой.

К моменту окончания закачки углекислого газа почти во всём пласте образуется зона смеси гидрата с водой, однако гидратонасыщенность при этом составляет около 0.08 при большом расходе газа и 0.05 — при малом расходе. Учитывая рост

гидратонасыщенности во времени по закону, близкому к линейному, можно утверждать, что увеличение продолжительности закачки газа приведёт к существенному увеличению этого показателя.

Гидратонасыщенность для пласта с хлоридно-натриевым типом вод, рассчитанная по равновесным условиям гидратообразования в пористой среде, будет ниже, чем гидратонасыщенность по равновесным условиям образования гидратов в свободном объёме (рис. 7 и 8).

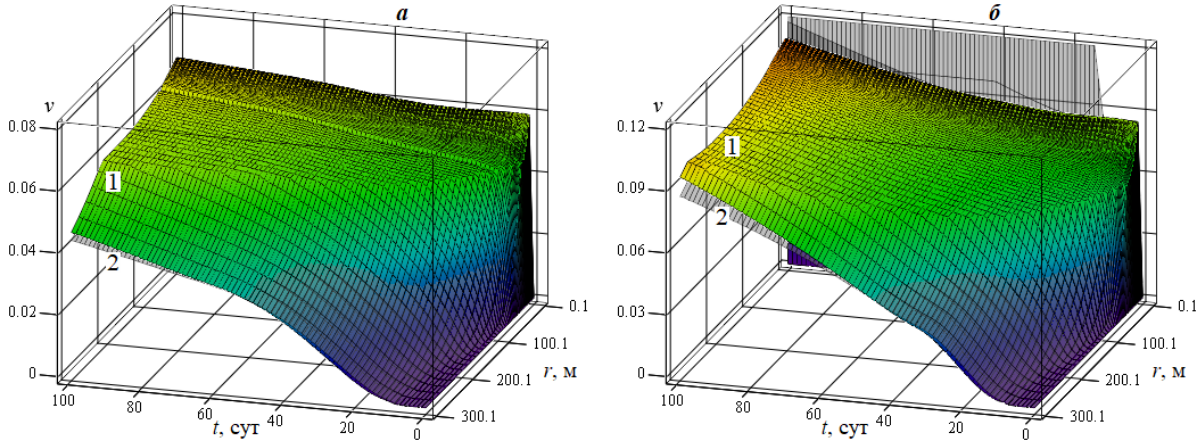

Рис. 7. Поле гидратонасыщенности для систем «CO_2 – 3% NaCl» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – 3% NaCl» (поверхность 2): *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

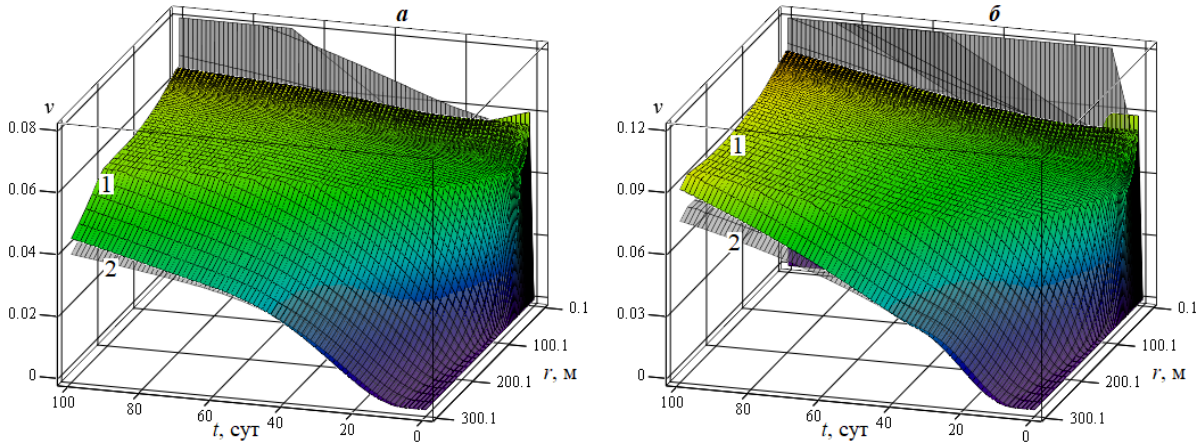

Рис. 8. Поле гидратонасыщенности для систем «CO_2 – 10% NaCl» (поверхность 1) и «CO_2 – песок – 10% NaCl» (поверхность 2); *а* — при расходе газа 1 м^3/с; *б* — 2 м^3/с

Показанное положение поверхностей свидетельствует о том, что в конце процесса нагнетания гидратонасыщенность будет выше для системы с большим значением коэффициента α_1 и малым значением коэффициента α_2. При меньшей интенсивности нагнетания вблизи скважины гидратонасыщенность достигает максимального значения 0.068, если использовать pT-условия гидратообразования в свободном объёме, и 0.062 в случае использования pT-условия гидратообразования в пористой среде (см. рис. 7, *а*). Но при большей интенсивности нагнетания картина изменяется в обратную сторону: максимальные значения гидратонасыщенности равны 0.11 и 0.49 в случаях использования pT-условий гидратообразования в свободном объёме и в пористой среде соответственно (см. рис. 7, *б*).

В ходе расчётов было получено, что при закачке углекислого газа в пласты с пресной водой и с хлоридно-натриевым типом вод с концентрацией 3 % (т. е. для систем «CO_2 – вода» и «CO_2 – 3% NaCl») поля давления, водонасыщенности и гидратонасыщенности практически совпадают в силу малого отличия в коэффициентах равновесной кривой гидратообразования α_1 и α_2.

Максимальные значения гидратонасыщенности вблизи нагнетательной скважины для системы «CO_2 – 10% NaCl» равны 0.064 и 0.1 соответственно при расходах газа 1 и 2 м^3/с, а для системы «CO_2 – песок – 10% NaCl» — 0.11 и 0.21 соответственно при расходах газа 1 и 2 м^3/с (см. рис. 8). Эти значения, как в предыдущих случаях, на рисунках урезаны.

Очевидно, что с увеличением степени минерализации водного раствора хлорида натрия интенсивность образования гидратов уменьшается, так как при заданной температуре гидраты будут образовываться при более высоких давлениях или при заданном давлении — при более низких температурах (см. рис. 1). При меньшем расходе газа поверхности полей гидратонасыщенности практически сливаются. С увеличением темпа нагнетания расхождение — гидратонасыщенность для пласта с водным 10%-м раствором NaCl меньше, чем гидратонасыщенность для пласта с водным 3%-м раствором NaCl. Это расхождение более заметно в случае использования в расчётах pT-условий гидратообразования в поровом пространстве.

Выводы

Проведены численные расчёты при использовании термобарических условий образования гидратов CO_2 в поровом пространстве при учёте минерализации пластовой воды гидрокарбонатно-натриевого и натрий-хлоридного типов. Выявлена связь гидратонасыщенности с коэффициентами условия термодинамического равновесия: при равных условиях в конце процесса нагнетания гидратонасыщенность будет выше для системы с большим значением коэффициента α_1 и малым значением коэффициента α_2.

Сравнение результатов рассмотренных вариантов расчёта показало, что в целом по пласту (кроме призабойной зоны) гидратонасыщенность при использовании равновесных условий образования гидратов CO_2 в свободном объёме будет больше, чем в случае использования равновесных условий образования гидратов CO_2 в пористой среде. Это объясняется тем, что равновесные условия гидратообразования в пористой среде немного смещены относительно равновесных условий, полученных в свободном объёме, в область более высоких давлений и низких температур.

К моменту окончания закачки углекислого газа почти во всём пласте образуется зона смеси гидрата с водой, однако гидратонасыщенность при этом составляет около 0.08 при большом расходе газа и 0.05 — при малом расходе. Учитывая рост гидратонасыщенности во времени по закону, близкому к линейному, можно утверждать, что увеличение продолжительности закачки газа приведёт к существенному росту этого показателя.

Оценивая результаты вычислительного эксперимента в целом, можно утверждать, что при современных технологиях закачки создание подземных хранилищ газа в гидратном состоянии вполне реализуемо.

Список литературы

1. **Макогон Ю. Ф.** Гидраты природных газов. М. : Недра, 1974.
2. **Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И.** Газовые гидраты. М. : Химия, 1980.
3. **Макогон Ю. Ф.** Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М. : Недра, 1985.
4. **Истомин В. А.** Физико-химические исследования газовых гидратов: проблемы и перспективы. М. : ИРЦ Газпром, 2000.

5. **Swinkels W. J. A. M., Drenth R. J. J.** Thermal reservoir simulation model of production from naturally occurring gas hydrate accumulations // SPE Reservoir Evaluation and Engineering. 2000. Vol. 3, iss. 6. P. 559–566.
6. **Sun X., Mohanty K. K.** Kinetic simulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media // Chemical Engineering Science. 2006. Vol. 61, no. 1. P. 3476–3495.
7. **Uddin M., Coombe D. A., Law D. A., Gunter W. D.** Numerical studies of gas–hydrates formation and decomposition in a geological reservoir // Journal of Energy Resources Technology. 2008. Vol. 130, no. 3. P. 032501.
8. **Zhenxue D., Ye Zh., Stauffer P.H., et al.** Injectivity evaluation for offshore CO_2 sequestration in marine sediments // Energy Procedia. 2017. No. 114. P. 2921–2932.
9. **Nurislamov O. R., Shagapov V. Sh.** Gas injection into a moist porous medium with the formation of a gas hydrate // Journal of Applied Mathematics and Mechanics. 2009. Vol. 73, no. 5. P. 581–591.
10. **Tsypkin G. G.** Formation of carbon dioxide hydrate at the injection of carbon dioxide into a depleted hydrocarbon field // Fluid Dynamics. 2014. Vol. 49, no. 6. P. 789–795.
11. **Shagapov V. Sh., Musakaev N. G., Khasanov M. K.** Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2015. Vol. 84. P. 1030–1039.
12. **Шагапов В. Ш., Мусакаев Н. Г.** Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. М. : Наука, 2016.
13. **Shagapov V. S., Rafikova G. R., Khasanov M. K.** The theory of the replacement of methane by carbon dioxide in gas hydrates // Theoretical Foundations of Chemical Engineering. 2019. Vol. 53, no. 1. P. 64–74.
14. **Khasanov M. K., Rafikova G. R., Musakaev N. G.** Mathematical model of carbon dioxide injection into a porous reservoir saturated with methane and its gas hydrate // Energies. 2020. Vol. 13. P. 440.
15. **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, iss. 1. P. 36.
16. **Хасанов М. К., Столповский М. В.** Математическая модель инжекции углекислого газа в газогидратный пласт // Теорет. основы хим. технологии. 2021. Т. 55, № 4. С. 517–528.
17. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Попов В. В., Аргунова К. К.** Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. 2015. № 2. С. 54–67.
18. **Бондарев Э. А., Рожин И. И., Попов В. В., Аргунова К. К.** Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты // Криосфера Земли. 2015. Т. XIX, № 4. С. 64–74.
19. **Рожин И. И.** Термодинамические эффекты в математических моделях добычи природного газа в северных регионах : дис. ... д-ра техн. наук. Новосибирск, 2015.
20. **Bondarev E. A., Rozhin I. I., Popov V. V., Argunova K. K.** Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage // Journal of Engineering Thermophysics. 2018. Vol. 27, no. 2. P. 221–231.
21. **Рожин И. И., Аргунова К. К.** Моделирование подземного хранения природного газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах // Вестн. Северо-Восточ. федер. ун-та им. М. К. Аммосова. Сер.: Науки о Земле. 2022. № 2 (26). С. 10–21.
22. **Bondarev E. A., Kapitonova T. A.** Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation // Russian Journal of Engineering Thermophysics. 1999. Vol. 9, no. 1–2. P. 83–97.
23. **Чарный И. А.** Подземная гидрогазодинамика. М. : Гостоптехиздат, 1963.

24. **Bondarev E. A., Argunova K. K., Rozhin I. I.** Plane-parallel nonisothermal gas filtration: The role of thermodynamics // Journal of Engineering Thermophysics. 2009. Vol. 18, no. 2. P. 168–176.
25. **Бондарев Э. А., Бабе Г. Д., Гройсман А. Г., Каниболотский М. А.** Механика образования гидратов в газовых потоках. Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1976.
26. **Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В. М.** Подземная гидравлика. М. : Недра, 1986.
27. **Чэнь Чж.** Задачи фильтрации двухфазной жидкости при учёте массовых сил : дис. ... канд. техн. наук. М., 1962.
28. **Истомин В. А., Квон В. Г.** Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004.
29. **Sloan E. D., Koh C. A.** Clathrate Hydrates of Natural Gases. Boca Raton : Taylor&Francis Group/CRC Press, 2008.
30. **Латонов В. В., Гуревич Г. Р.** Расчёт коэффициента сжимаемости природных газов // Газовая промышленность. 1969. № 2. С. 7–9.
31. **Kay W. B.** Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industrial&Engineering Chemistry Research. 1936. Vol. 28. P. 1014–1019.
32. **Васильев В. И., Попов В. В., Тимофеева Т. С.** Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2000.
33. **Бондарев Э. А., Попов В. В.** Динамика образования гидратов при добыче природного газа // Вычислительные технологии. 2002. № 1. С. 28–33.
34. **Воронов В. П., Городецкий Е. Е., Григорьев Б. А., Муратов А. Р.** Экспериментальное исследование процесса замещения метана в газовом гидрате диоксидом углерода // Науч.-тех. сб. «Вести газовой науки». 2011. № 2 (7). С. 235–248.
35. **Калачева Л. П., Иванова И. К., Портнягин А. С., Иванов В. К., Аргунова К. К., Бубнова А. Р.** Оценка возможности захоронения углекислого газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18, № 4.

Поступила в редакцию 21.10.2024.
После переработки 04.08.2025.

Сведения об авторах

Рожин Игорь Иванович, доктор технических наук, кандидат физико-математических наук, доцент, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия; e-mail: i_rozhin@mail.ru.

Иванов Гаврил Иванович, кандидат физико-математических наук, доцент Института математики и информатики, Северо-Восточный федеральный университет имени М. К. Аммосова, Якутск, Россия; старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр СО РАН», Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия; e-mail: ivganya@mail.ru.

Chelyabinsk Physical and Mathematical Journal. 2025. Vol. 10, iss. 4. P. 750–766.

DOI: 10.47475/2500-0101-2025-10-4-750-766

COMPUTATIONAL EXPERIMENT IN THE PROBLEM OF CARBON DIOXIDE DISPOSAL IN A SUBPERMAFROST AQUIFER IN A GAS HYDRATE STATE

I.I. Rozhin[1,a], **G.I. Ivanov**[1,2,b]

[1] *Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakut Scientific Center SB RAS, Yakutsk, Russia*
[2] *North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov, Yakutsk, Russia*
[a] *i_rozhin@mail.ru,* [b] *ivganya@mail.ru*

As part of the task of injecting gas through a single well into a horizontal aquifer, the possibility of underground storage (conservation) of carbon dioxide in a hydrate state, i.e. in a solid phase, which is formed under certain thermobaric conditions, is being studied. The computational experiment was carried out on the basis of a mathematical model of non-isothermal filtration of gas and water, derived on the basis of the fundamental laws of conservation of mass and energy. In this model, the main physical features of the process are most fully taken into account: the real properties of the gas, the throttling effect, the joint movement of water and gas in a homogeneous porous medium, mass transfer between gas and water with hydrate. The computational experiment evaluates the dynamics of the distribution of hydrate saturation, water saturation, pressure and temperature in the selected reservoir, which is characterized by porosity, permeability and initial values of pressure, temperature and water saturation. To conduct computational experiments on the formation of gas hydrate, the results of laboratory experiments were used to determine the equilibrium conditions of carbon dioxide hydrates formation in pore space and aqueous solutions simulating stratum waters of subpermafrost horizons. The influence of the equilibrium conditions of hydrate formation on the main indicator of the process efficiency — the hydrate saturation of the underground gas storage facility — is shown.

Keywords: *carbon dioxide, hydrate formation, multiphase nonisothermal filtration, computational experiment.*

References

1. **Makogon Yu.F.** *Gidraty prirodnykh gazov* [Hydrates of natural gases]. Moscow, Nedra, 1974. (In Russ.).
2. **Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I.** *Gazovye gidraty* [Gas hydrates]. Moscow, Khimiya, 1980. (In Russ.).
3. **Makogon Yu.F.** *Gazovye gidraty, preduprezhdenie ikh obrazovaniya i ispol'zovaniye* [Gas hydrates, prevention of their occurrence and exploitation], Nedra, Moscow, 1985. (In Russ.).
4. **Istomin V.A.** *Fiziko-himicheskie issledovaniya gazovyh gidratov: problemy i perspektivy* [Physico-chemical studies of gas hydrates: problems and prospects]. Moscow, IRC Gazprom, 2000. (In Russ.).
5. **Swinkels W.J.A.M., Drenth R.J.J.** Thermal reservoir simulation model of production from naturally occurring gas hydrate accumulations. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2000, vol. 3, no. 6, pp. 559–566.

The work was performed within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (reg. no. 122011100157-5).

6. **Sun X., Mohanty K.K.** Kinetic simulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media. *Chemical Engineering Science*, 2006, vol. 61, no. 1, pp. 3476–3495.
7. **Uddin M., Coombe D.A., Law D.A., Gunter W.D.** Numerical studies of gas-hydrates formation and decomposition in a geological reservoir. *Journal of Energy Resources Technology*, 2008, vol. 130, no. 3, p. 032501.
8. **Zhenxue D., Ye Zh., Stauffer P.H., et al.** Injectivity evaluation for offshore CO_2 sequestration in marine sediments. *Energy Procedia*, 2017, no. 114, pp. 2921–2932.
9. **Nurislamov O.R., Shagapov V.Sh.** Gas injection into a moist porous medium with the formation of a gas hydrate. *Journal of Applied Mathematics and Mechanics*, 2009, vol. 73, no. 5, pp. 581–591.
10. **Tsypkin G.G.** Formation of carbon dioxide hydrate at the injection of carbon dioxide into a depleted hydrocarbon field. *Fluid Dynamics*, 2014, vol. 49, no. 6, pp. 789–795.
11. **Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Khasanov M.K.** Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 2015, vol. 84, pp. 1030–1039.
12. **Shagapov V.Sh., Musakaev N.G.** *Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemakh dobychi, transportirovki i khraneniya gaza* [The Dynamics of formation and decomposition of hydrates in the natural gas extraction, transportation and storage systems]. Moscow, Nauka, 2016. (In Russ.).
13. **Shagapov V.S., Rafikova G.R., Khasanov M.K.** The theory of the replacement of methane by carbon dioxide in gas hydrates. *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*, 2019, vol. 53, no. 1, pp. 64–74.
14. **Khasanov M.K., Rafikova G.R., Musakaev N.G.** Mathematical model of carbon dioxide injection into a porous reservoir saturated with methane and its gas hydrate. *Energies*, 2020, vol. 13, p. 440.
15. **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, p. 36.
16. **Khasanov M.K., Stolpovskii M.V.** Matematicheskaya model' inzhektsii uglekislogo gaza v gazogidratnyy plast [Mathematical model of injection of carbon dioxide into a gas-hydrate-bearing formation]. *Teoreticheskie osnovy khimicheskoy tekhnologii* [Theoretical foundations of chemical engineering], 2021, vol. 55, no. 4, pp. 699–710. (In Russ.).
17. **Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K.** Matematicheskoye modelirovaniye sozdaniya podzemnogo khranilishcha prirodnogo gaza v gidratnom sostoyanii [Mathematical modeling of natural gas underground storage in hydrate state]. *Nauchnye trudy NIPI Neftegaz GNKAR* [SOCAR Proceedings], 2015, no. 2, pp. 54–67. (In Russ.).
18. **Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K.** Otsenka vozmozhnosti podzemnogo khraneniya gidratov prirodnogo gaza v zone mnogoletney merzloty [Assessment of possibility of natural gas hydrates underground storage in permafrost regions]. *Kriosfera Zemli* [Earth's Cryosphere], 2015, vol. XIX, no. 4, pp. 58–67. (In Russ.).
19. **Rozhin I.I.** *Termodinamicheskiye effekty v matematicheskikh modelyakh dobychi prirodnogo gaza v severnykh regionakh* [The thermodynamic effects in mathematical models of natural gas production in northern regions]. Thesis of Doctor of Technical Sciences. Novosibirsk, 2015. (In Russ.).
20. **Bondarev E.A., Rozhin I.I., Popov V.V., Argunova K.K.** Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2018, vol. 27, no. 2, pp. 221–231.
21. **Rozhin I.I., Argunova K.K.** Modelirovaniye podzemnogo khraneniya prirodnogo gaza v gidratnom sostoyanii v podmerzlotnykh vodonosnykh gorizontakh [Modeling of natural gas underground storage in a hydrated state in permafrost aquifers]. *Vestnik Severo-Vostochnogo federal'nogo universiteta imeni M.K. Ammosova. Seriya: Nauki o Zemle*

[Vestnik of North-Eastern Federal University named after M.K. Ammosov. Earth Sciences], 2022, no. 2 (26), pp. 10–21. (In Russ.).

22. **Bondarev E.A., Kapitonova T.A.** Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation. *Russian Journal of Engineering Thermophysics*, 1999, vol. 9, no. 1–2, pp. 83–97.
23. **Charny I.A.** *Podzemnaya gidrogazodinamika* [Underground Hydrogasdynamics]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1963. (In Russ.).
24. **Bondarev E.A., Argunova K.K., Rozhin I.I.** Plane-parallel nonisothermal gas filtration: the role of thermodynamics. *Journal of Engineering Thermophysics*, 2009, vol. 18, no. 2, pp. 168–176.
25. **Bondarev E.A., Babe G.D., Groisman A.G., Kanibolotsky M.A.** *Mekhanika obrazovaniya gidratov v gazovykh potokakh* [Mechanics of hydrate formation in gas flows]. Novosibirsk, Nauka, Siberian Branch, 1976. (In Russ.).
26. **Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maksimov V.M.** *Podzemnaya gidravlika* [Underground Hydraulics]. Moscow, Nedra, 1986. (In Russ.).
27. **Chen Ch.** *Zadachi fil'tratsii dvukhfaznoy zhidkosti pri uchyote massovykh sil* [Problems of filtration of a two-phase liquid taking into account mass forces]. PhD Thesis in Engineering, Institute of Petroleum Chemistry and Gas Industry named after I.M. Gubkin, Moscow, 1962. (In Russ.).
28. **Istomin V.A., Kwon V.G.** *Preduprezhdeniye i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza* [Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems]. Moscow, IRTs Gazprom LLC, 2004. (In Russ.).
29. **Sloan E.D., Koh C.A.** Clathrate Hydrates of Natural Gases. Boca Raton, Taylor&Francis Group/CRC Press, 2008.
30. **Latonov V.V., Gurevich G.R.** Raschyot koeffitsienta szhimayemosti prirodnykh gazov [Calculation of the compressibility coefficient of natural gases]. *Gazovaya promyshlennost'* [Journal Gas Industry], 1969, no. 2, pp. 7–9. (In Russ.).
31. **Kay W.B.** Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures. *Industrial&Engineering Chemistry Research*, 1936, vol. 28, pp. 1014–1019.
32. **Vasiliev V.I., Popov V.V., Timofeeva T.S.** *Vychislitel'nye metody v razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* [Computational methods in the development of oil and gas fields]. Novosibirsk, SB RAS, 2000. (In Russ.).
33. **Bondarev E.A., Popov V.V.** Dinamika obrazovaniya gidratov pri dobyche prirodnogo gaza [Dynamics of hydrate formation during gas production]. *Vychislitel'nye tekhnologii* [Computational Technologies], 2002, no. 1, pp. 28–33. (In Russ.).
34. **Voronov V.P., Gorodetsky E.E., Grigoriev B.A., Muratov A.R.** Eksperimental'noye issledovaniye protsessa zameshcheniya metana v gazovom gidrate dioksidom ugleroda [Experimental study of the process of replacing methane in gas hydrate with carbon dioxide]. *Nauchno-tekhnicheskiy sbornik "Vesti gazovoy nauki"* [Scientific-technical collection book "News of gas science"], 2011, no. 2 (7), pp. 235–248. (In Russ.).
35. **Kalacheva L.P., Ivanova I.K., Portnyagin A.S., Ivanov V.K., Argunova K.K., Bubnova A.R.** Otsenka vozmozhnosti zakhoroneniya uglekislogo gaza v gidratnom sostoyanii v podmerzlotnykh vodonosnykh gorizontakh Vilyuyskoy sineklizy [Assessment of the possibility of carbon dioxide burial in a hydrate state in the sub-permafrost aquifers of the Vilyuy syneclise]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika* [Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies], 2023, vol. 18, no. 4. (In Russ.).

Article received 21.10.2024.
Corrections received 04.08.2025.