

— ПРИКЛАДНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ —

УДК 622.691.24:622.279.72
DOI 10.25587/SVFU.2022.26.2.002*И.И. Рожин, К.К. Арзунова¹*Институт проблем нефти и газа СО РАН, Федеральный исследовательский центр
«Якутский научный центр СО РАН», г. Якутск, Россия**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА
В ГИДРАТНОМ СОСТОЯНИИ В ПОДМЕРЗЛОТНЫХ
ВОДОНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ**

Аннотация. В работе приведены результаты вычислительного эксперимента, направленного на получение критериев выбора геологических структур для создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах. Преимущества такого способа подземного хранения газа заключаются в большей компактности и стабильности хранилища, т.к. газ в гидратном состоянии занимает гораздо меньший объем, чем в свободном состоянии при тех же температуре и давлении. Представлена математическая модель закачки газа через одиночную скважину в горизонтальный водоносный пласт, в которой учтены все основные физические и термодинамические особенности процесса гидратообразования, в том числе сжимаемость газа, эффект Джоуля-Томсона, адиабатическое расширение, неизотермическая фильтрация воды и газа, массообмен между газом, водой и гидратом. С помощью этой модели оценивается динамика распределения гидратонасыщенности, водонасыщенности, давления и температуры в водоносном пласте при различных значениях интенсивности закачки газа и фильтрационно-емкостных свойств пласта. Кроме пористости и проницаемости выбранный пласт (истощенный газовый или водоносный) характеризуется начальными значениями давления, температуры и водонасыщенности. Варьируемыми параметрами являются пористость пласта и объемный расход нагнетаемого газа. Результаты расчетов показали, что для создания подземных хранилищ газа в гидратном состоянии следует выбирать водоносные горизонты в зависимости от их коллекторских свойств и гидродинамических характеристик. В дальнейших исследованиях необходимо оценить тепловое взаимодействие таких хранилищ с окружающими горными породами. Для этого предложенную математическую модель следует обобщить в двумерной постановке. Полученные результаты и математическая модель могут быть использованы при разработке научных основ технологии подземного хранения не только природного газа, но и попутного нефтяного газа, а также парниковых и токсичных газов в гидратном состоянии.

Ключевые слова: подземное хранение, природный газ, гидратообразование, неизотермическая фильтрация, подмерзлотный водоносный горизонт, вычислительный эксперимент.

РОЖИН Игорь Иванович – д.т.н., доцент, г.н.с. Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ «Якутский научный центр СО РАН». E-mail: i_rozhin@mail.ru

ROZHIN Igor Ivanovich – Doctor of Technical Sciences, Associate Professor, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch, RAS, Yakut Scientific Center, Sb, RAS. E-mail: i_rozhin@mail.ru

АРГУНОВА Кира Константиновна – к.ф.-м.н., с.н.с. Институт проблем нефти и газа СО РАН, ФИЦ «Якутский научный центр СО РАН». E-mail: a_kira@mail.ru

ARGUNOVA Kira Konstantinovna – Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Senior Researcher, Institute of Oil and Gas Problems, SB, RAS, Yakut Scientific Center, SB, RAS. E-mail: a_kira@mail.ru

I.I. Rozhin, K.K. Argunova

Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Federal Research Center «Yakut Scientific Center SB RAS»,
Yakutsk, Russia

MODELING NATURAL GAS UNDERGROUND STORAGE IN THE HYDRATED STATE IN PERMAFROST AQUIFERS

Abstract. The paper presents the results of a computational experiment aimed at obtaining criteria for the selection of geological structures for the creation of a natural gas underground storage in the hydrated state in permafrost aquifers. The advantages of this method of underground gas storage are greater compactness and stability of the storage, because the gas in the hydrated state occupies a much smaller volume than in the free state at the same temperature and pressure. A mathematical model of gas injection through a single well into a horizontal aquifer is presented, which takes into account all the basic physical and thermodynamic features of the process under consideration, including gas compressibility, the Joule-Thomson effect, adiabatic expansion, non-isothermal filtration of water and gas, mass transfer between gas, water and hydrate. This model is used to estimate the dynamics of the distribution of hydrate saturation, water saturation, pressure and temperature in the aquifer at different intensity values of gas injection and filtration-capacitance properties of the reservoir. In addition to porosity and permeability, the selected reservoir (depleted gas or aquifer) is characterized by initial values of pressure, temperature and water saturation. The variable parameters are the reservoir porosity and the volume flow rate of the injected gas. The results of the calculations showed that aquifers should be chosen for the creation of underground gas storage facilities in a hydrated state, depending on their reservoir properties and hydrodynamic characteristics. In further studies, it is necessary to evaluate the thermal interaction of such storages with the surrounding rocks. To do this, the proposed mathematical model should be generalized in a two-dimensional formulation. The results obtained and the mathematical model can be used to develop the scientific foundations of underground storage technology not only for natural gas, but also for associated petroleum gas, as well as greenhouse and toxic gases in a hydrate state.

Keywords: underground storage, natural gas, hydrate formation, non-isothermal filtration, permafrost aquifer, computational experiment.

Введение

Актуальность исследований возможности подземного хранения природного газа определяется необходимостью повышения надежности и эффективности систем энергоснабжения в северных регионах, включающих Республику Саха (Якутия), для которой природный газ является одним из основных источников энергии. Для регионов с суровыми климатическими условиями газ в таких хранилищах может также служить резервом при возникновении аварийных ситуаций на месторождении или на трассе магистрального газопровода. В этих регионах, характеризующихся наличием многолетней мерзлоты, имеются термодинамические предпосылки для хранения газа в гидратном состоянии [1–5] в подмерзлотных водоносных горизонтах, т.е. в твердой фазе, которая образуется при закачке природного газа в пористые коллекторы при определенных термодинамических условиях (при определенных 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, т.к. газ в гидратном состоянии занимает гораздо меньший объем, чем в свободном состоянии при тех же температуре и давлении (в одном объеме гидрата может содержаться до 170 объемов газа), и кроме того, при переходе в гидратное состояние связывается вся свободная пластовая вода. Следовательно, создание таких хранилищ газа будет способствовать многократному снижению объема хранилищ и повышению их стабильности по сравнению с обычными подземными хранилищами, а подошва многолетнемерзлых 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 заметно растет 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.

Следует отметить работы российских ученых [6–8], в которых сформулированы и доказаны необходимые условия формирования фронтальной и протяженной зон образования гидрата при закачке газа в насыщенный газом и водой пласт. Так, одна из глав монографии [6] посвящена теоретическому изучению процессов, происходящих в пористых структурах, насыщенных газом и водой, при закачке в них холодного газа. Построены аналитические решения задачи, описывающие распределение основных параметров в пласте. Установлены основные закономерности образования газогидратов в пористых пластах при нагнетании газа в зависимости от температуры закачиваемого газа, исходных параметров пористой среды, а также интенсивности закачки газа. Исследованы критические условия, разделяющие разные режимы, соответствующие гидратообразованию как с фронтальной поверхностью фазовых переходов, так и сформированием объемной области образования гидрата. На основе методов и уравнений механики многофазных сред в работе [9] построена математическая модель закачки газа в пласт, насыщенный газом и льдом. Учитывается образование газового гидрата на протяженной области и таяние льда. Рассматриваемая задача сводится к решению задачи нахождения трех подвижных границ фазовых переходов. Получены автомодельные решения задачи, описывающие распределение параметров (температуры, давления, насыщения фаз) в пласте.

В работах [10–13] исследуется процесс замещения метана в газовом гидрате диоксидом углерода при закачке CO_2 в пористую среду с целью подземного хранения CO_2 и добычи CH_4 . Построена модель, учитывающая как тепломассообмен в пористой среде, так и диффузионную кинетику процесса замещения. Проанализировано влияние коэффициента диффузии, проницаемости и протяженности пласта на время полного замещения газа в гидрате. Установлено, что при высоких значениях коэффициента диффузии в гидрате, низких значениях проницаемости пласта, а также при увеличении длины резервуара, процесс замещения будет происходить во фронтальном режиме, и будет ограничен, как правило, фильтрационным массопереносом. В противном случае замещение будет ограничено диффузией газа в гидрате.

В работах [6–13], а также в статьях [14–15], посвященных математическому моделированию образованию газовых гидратов в пористых коллекторах, использовались некоторые из следующих упрощающих допущений: 1) газ считается идеальным; 2) не учитывается зависимость равновесных условий образования гидратов от состава газовой смеси, от типа и степени минерализации пластовых вод; 3) пластовая вода считается неподвижной; 4) в уравнении энергии не учитываются адиабатическое расширение и эффект Джоуля-Томсона; 5) граничные условия ставятся таким образом, чтобы свести исходную задачу к автомодельной; 6) соответствующие дифференциальные уравнения решаются приближенными аналитическими методами.

В данной работе используется метод оценки возможности создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии в подходящих с геологической точки зрения водоносных пластах (подмерзлотных горизонтах), предложенный в работах [16–19]. При этом в разработанной математической модели все вышеупомянутые допущения не используются.

Постановка задачи

В работах [16–19] 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 [20], 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 обобщенный закон фильтрации Дарси для движущихся фаз, коэффициенты проницаемости в котором являются функциями насыщенности соответствующей фазой [21]. 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 и типа и минерализации пластовых вод.

Рассмотрение задачи выполнено для модельной осесимметричной задачи 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, то есть, образования льда, и пара не происходит.

В работах [22–23] 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 [24–25] с учетом обобщенного закона Дарси, уравнение энергии существенно упрощается. При этом вместо условия непроницаемости (отсутствие притока газа) на контуре пласта, использованного в работах [16–18], в данной работе как в работе [19] задается условие течения воды за пределами границы хранилища.

Приведем полную систему дифференциальных уравнений начально-краевой задачи образования гидратов при нагнетании газа в однородный пористый пласт, изначально насыщенный газом и водой [16–19]:

$$(\rho c)_e \frac{\partial T}{\partial t} - m q \rho_h \frac{\partial v}{\partial t} - m(1 - v - \sigma) \left(1 + \frac{T}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - k(1 - v) \left(\rho_w c_w \frac{f_w}{\mu_w} + \right. \tag{1}$$

$$\left. + \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} + k(1 - v) \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \frac{RT^2}{c_p p} \frac{\partial z}{\partial T} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = 0,$$

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

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

$$p(r, 0) = p_0, \quad T(r, 0) = T_0, \quad v(r, 0) = v_0, \quad \sigma(r, 0) = \sigma_0, \tag{4}$$

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

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

В математической модели приняты следующие обозначения: $(\rho c)_e = (1 - m)\rho_s c_s + m(1 - \nu - \sigma)\rho_g c_g + m\nu\rho_h c_h + m\sigma\rho_w c_w$ – эффективное значение объемной теплоемкости пористой среды, содержащей газ, гидрат и пластовую воду; c – удельная теплоемкость, f – фазовая проницаемость, H – мощность пласта, k – абсолютная проницаемость, m – пористость, p – давление, q – удельная теплота фазового перехода «газ+вода → 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 объема гидрата, μ – динамическая вязкость, ρ – плотность, ρ_n – плотность газа при нормальных физических условиях, σ – водонасыщенность, ν – гидратонасыщенность. Нижние индексы величин означают $g, h, s, w, 0$ газ, гидрат, скелет пористой среды, вода и начальное состояние, соответственно.

Уравнения начально-краевой задачи замыкаются:

1) соотношениями для относительных фазовых проницаемостей газа и воды [24]

$$f_g(\sigma) = \begin{cases} \left(1 - \frac{\sigma}{0.9}\right)^{3.5} (1 + 3\sigma), & 0 \leq \sigma < 0.9, \\ 0, & \sigma \geq 0.9; \end{cases} \quad (7)$$

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

2) условием термодинамического равновесия «газ+вода → гидрат»

$$T = \alpha_1 \ln p + \alpha_2, \quad (9)$$

где α_1, α_2 – эмпирические константы, определяемые по экспериментальным данным или путем аппроксимации равновесных условий гидратообразования для газа данного состава с учетом типа и степени минерализации пластовых вод, которых можно вычислить по методикам [26–27];

3) уравнением состояния реального газа

$$\rho_g = p / zRT, \quad (10)$$

где зависимость коэффициента сжимаемости газа от давления и температуры определяется эмпирическим уравнением Латонова-Гуревича [28]: $z = (0.17376 \ln(T/T_c) + 0.73)^{p/p_c} + 0.1 p/p_c$.

Критические параметры газовой смеси можно определить по правилу Кейя [29]: $p_c = \sum_{i=1}^n y_i p_{ci}$,

$T_c = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci}$, где p_{ci}, T_{ci}, y_i – критические давление и температура, молярная доля i -го компонента природного газа.

С помощью разработанной математической модели (1)–(10) и алгоритма численной реализации [16–19] 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 путем 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 [30–31].

Анализ результатов вычислительного эксперимента

Результаты расчетов 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 в центральной части Восточной Сибири, было ограничено 10 днями [16–18]. В данной работе, как в работе [19], это время увеличено до 100 дней, что соответствует реальному периоду снижения газопотребления летом. А также радиус контура питания увеличен от 100 м до 300 м.

В вычислительном эксперименте изучалось влияние пористости и проницаемости водоносного пласта и интенсивности закачки газа на динамику полей температуры, давления, водонасыщенности и гидратонасыщенности. Другие исходные параметры оставались неизменными, как в работах [16–19]: $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_s = 2650 \text{ кг/м}^3$, $\rho_h = 920 \text{ кг/м}^3$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг}\times\text{K)}$, $c_s = 700 \text{ Дж/(кг}\times\text{K)}$, $c_h = 3210 \text{ Дж/(кг}\times\text{K)}$, $c_g = 2093 \text{ Дж/(кг}\times\text{K)}$, $q = 510 \text{ кДж/кг}$, $\varepsilon = 0.147$, $\mu_w = 1.8 \times 10^{-3} \text{ Па}\times\text{с}$, $\mu_g = 1.3 \times 10^{-5} \text{ Па}\times\text{с}$, $p_0 = 3 \times 10^6 \text{ Па}$, $T_0 = 274.15 \text{ К}$, $T_b = 279.15 \text{ К}$, $H = 10 \text{ м}$, $r_b = 0.1 \text{ м}$, $r_k = 300.1 \text{ м}$, $r_{out} = 1000.1 \text{ м}$. Состав закачиваемого природного газа, по которому вычислялись газовая постоянная, критическое давление и температура, эмпирические коэффициенты, входящие в соотношение (9), соответствовал Среднеботуобинскому нефтегазоконденсатному месторождению Республики Саха (Якутия): $\text{CH}_4 - 85.90$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 7.32$, $\text{C}_3\text{H}_8 - 2.24$, $i\text{-C}_4\text{H}_{10} - 0.26$, $n\text{-C}_4\text{H}_{10} - 0.68$, $i\text{-C}_5\text{H}_{12} - 0.17$, $n\text{-C}_5\text{H}_{12} - 0.24$, $\text{C}_6\text{H}_{14} - 0.08$, $\text{CO}_2 - 0.05$, $\text{N}_2 - 2.64$, $\text{H}_2 - 0.14$, $\text{He} - 0.28$ (объемные доли, %); $R = 445.6 \text{ Дж/(кг}\times\text{K)}$, $p_c = 4.555 \times 10^6 \text{ Па}$, $T_c = 204.134 \text{ К}$, $\alpha_1 = 7.82 \text{ К}$, $\alpha_2 = 166.64 \text{ К}$.

Варьируемые параметры: расход закачиваемого газа ($1 \text{ м}^3/\text{с}$ и $5 \text{ м}^3/\text{с}$) и различные комбинации пористости и проницаемости пласта. В начальный момент водоносный пласт не содержит гидратов и его водонасыщенность равна 0.9. В работе [19] представлены результаты численных расчетов при комбинациях: $1 - m = 0.15$, $k = 8 \times 10^{-13} \text{ м}^2$; $2 - m = 0.15$, $k = 8 \times 10^{-14} \text{ м}^2$.

В работах [16–19] получено, что проницаемость коллектора 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. Тем самым, в этой работе были рассмотрены комбинации при одной и той же проницаемости $k = 8 \times 10^{-13} \text{ м}^2$ и следующих значениях пористости: 1) $m = 0.5$, 2) $m = 0.4$.

Начнем с рассмотрения динамики полей температуры газа из-за её определяющей роли в образовании гидратов. Из рис. 1 видно, что за сравнительно небольшое время (несколько часов) температура газа существенно повышается: в случае высокой пористости при большом расходе – на 14 К, а при малой – на 11 К. После 10 дней нагнетания газа температурный фронт достигает расстояний 108 м и 205 м, через 49 и 18 дней – границу пласта, соответственно, при малом и большом расходе газа. В конце нагнетания газа температура почти выравнивается по всему пласту. Рис. 1 иллюстрирует все эти особенности и показывает влияние пористости на скорость перемещения температурного фронта и на динамику распределения температуры.

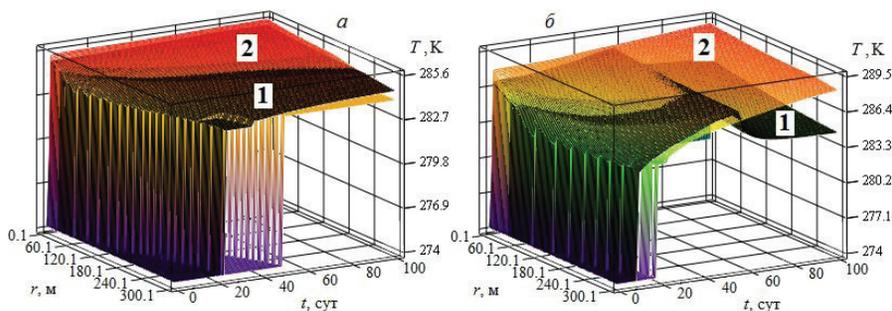


Рис. 1. Динамика температурных полей при расходе газа: а – $1 \text{ м}^3/\text{с}$; б – $5 \text{ м}^3/\text{с}$ (цифры на поверхностях соответствуют пористости: 1 – 0.15, 2 – 0.4)

Величина пористости также влияет на динамику и распределение давления в хранилище (см. поверхности 1 и 2 на рис. 2). Вблизи нагнетательной скважины давление растёт с той же скоростью, что и температура. Но при малом расходе оно почти достигает своего предела 4 МПа, в то время как при большом расходе оно увеличивается постепенно до 6.5 МПа, тогда как в случае низкой проницаемости пласта – до 12 МПа, при котором возможно образование трещин в горных породах [19].

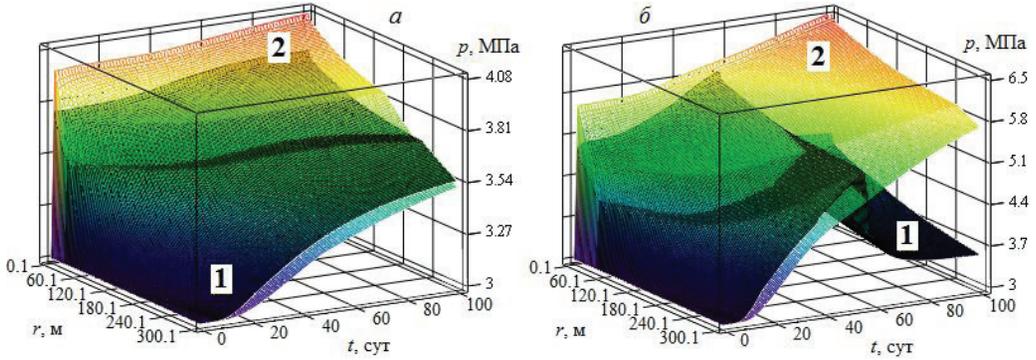


Рис. 2. Динамика полей давления при расходе газа: *a* – 1 м³/с; *б* – 5 м³/с (цифры на поверхностях соответствуют пористости: 1 – 0.15, 2 – 0.4)

Теперь рассмотрим влияние динамики полей давления и температуры на вытеснение воды и образование гидратов в хранилище. Ограничимся анализом случая пористости $m = 0.4$, поскольку результаты в случае низких значений пористости и проницаемости представлены в работах [16–19]. Также было получено, что скорость фронта водонасыщенности (рис. 3) существенно меньше скорости температурного фронта. На рис. 3 и рис. 4 видно, что распределение водонасыщенности качественно согласуется с решением задачи Бакли-Леверетта [21]. Влияние образования гидратов, то есть перехода части воды в неподвижную фазу, проявляется в немонотонности распределения водонасыщенности за фронтом и в том, что перед фронтом водонасыщенность всегда меньше 1 (см. кривые 2 на рис. 4). Естественно, скорость распространения фронта сильно зависит от темпа нагнетания газа. Однако, в соответствии с теорией двухфазного течения в пористой среде [21] нагнетание газа не может вытеснить всю пластовую воду (см. кривую 3 на рис. 3б).

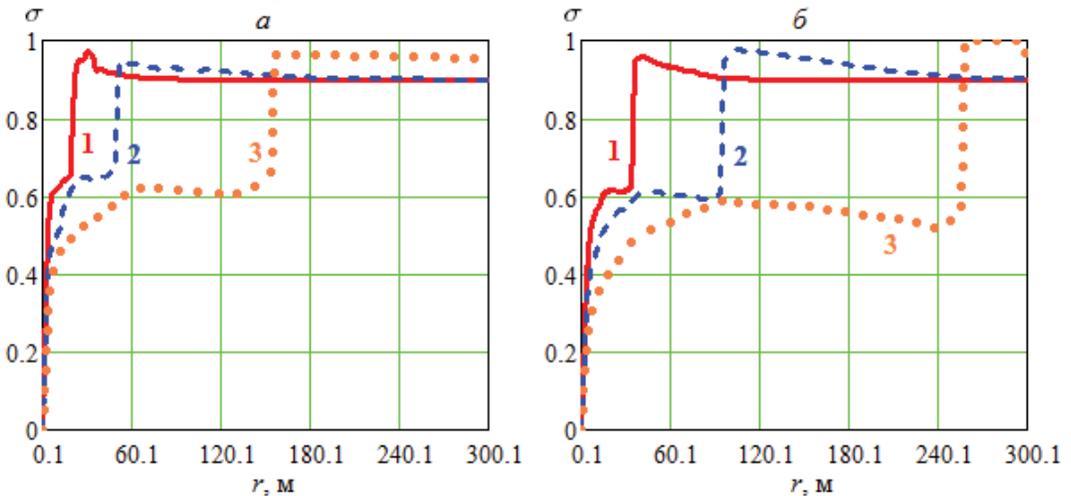


Рис. 3. Распределение водонасыщенности в пласте при расходе газа: *a* – 1 м³/с; *б* – 5 м³/с (1 – $t = 1.25$ сут, 2 – $t = 10$ сут, 3 – $t = 100$ сут)

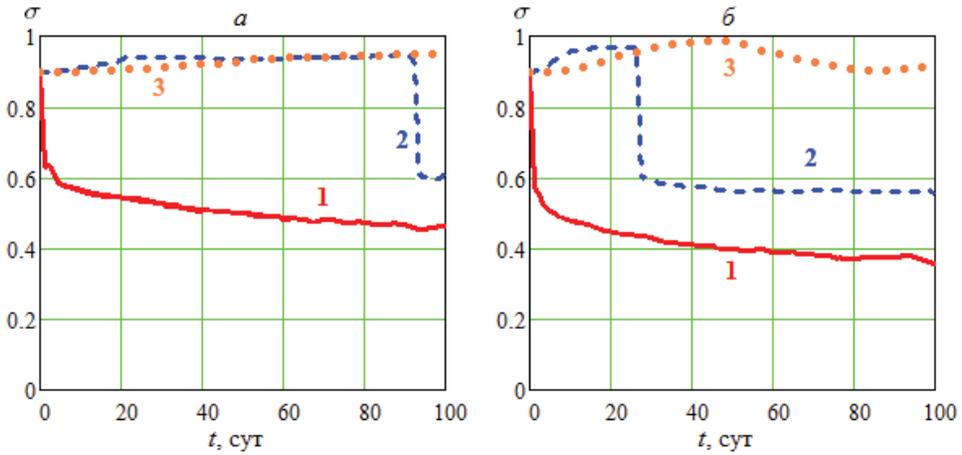


Рис. 4. Динамика водонасыщенности в пласте при расходе газа:
 $a - 1 \text{ м}^3/\text{с}$; $b - 5 \text{ м}^3/\text{с}$ ($1 - r = 12.4 \text{ м}$, $2 - r = 150.1 \text{ м}$, $3 - r = 300.1 \text{ м}$)

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. Перспективным является рост насыщения гидратами на границе пласта со временем (кривая 3 на рис. 6б).

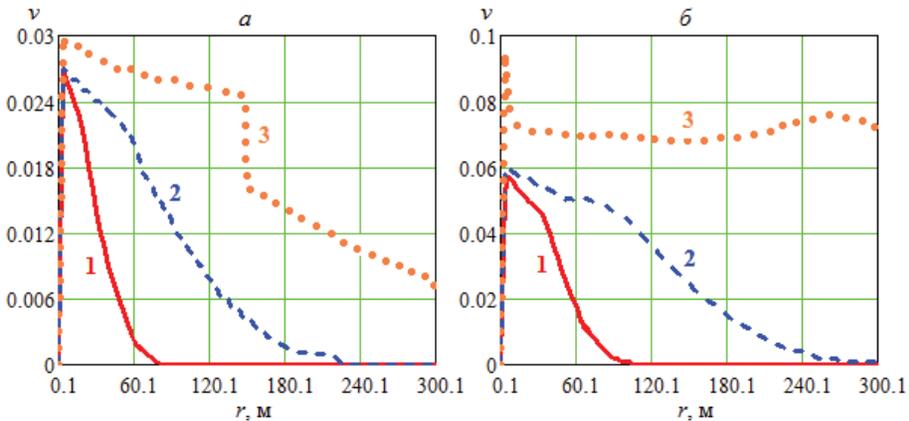


Рис. 5. Распределение гидратонасыщенности в пласте при расходе газа:
 $a - 1 \text{ м}^3/\text{с}$; $b - 5 \text{ м}^3/\text{с}$ ($1 - t = 1.25 \text{ сут}$, $2 - t = 10 \text{ сут}$, $3 - t = 100 \text{ сут}$)

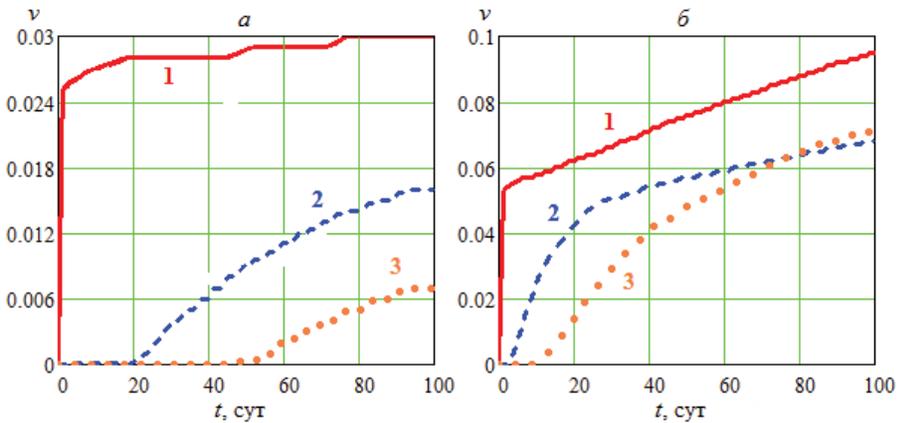


Рис. 6. Динамика гидратонасыщенности в пласте при расходе газа:
 $a - 1 \text{ м}^3/\text{с}$; $b - 5 \text{ м}^3/\text{с}$ ($1 - r = 12.4 \text{ м}$, $2 - r = 150.1 \text{ м}$, $3 - r = 300.1 \text{ м}$)

В случае низкой пористости и большого расхода температура и давление (см. поверхности I на рис. 1б и рис. 2б), а также гидратонасыщенность изменяются немонотонно: во всех точках пласта вначале резко увеличиваются, затем скорость их роста замедляется, далее примерно через 55 дней уменьшаются и выходят на стационарный режим.

Сравнение результатов рассмотренных вариантов показало, что гидратонасыщенность при высокой пористости пласта будет меньше, чем в случае низкой пористости. Это объясняется тем, что скорость вытеснения воды газом будет тем выше, чем меньше пористость. Следовательно, для создания подземного хранилища газа в гидратном состоянии следует выбирать водонасыщенные коллекторы с пористостью меньше 0.2.

Дополнительные исследования необходимы для оценки теплового взаимодействия таких хранилищ с окружающими горными породами (в том числе с многолетнемерзлыми) и образования гидратов после периода закачки. При этом предложенную математическую модель следует модифицировать в двумерной постановке. Также в дальнейших исследованиях в модели необходимо учесть зональную неоднородность, при которой пласт состоит из нескольких зон (областей пласта) с различными фильтрационно-емкостными свойствами.

Заключение

Представлена математическая модель многофазной неизотермической фильтрации реального газа и воды, в которой химическая реакция гидратообразования происходит при температуре, существенно зависящей от давления газа. Результаты расчетов показали, что возможность создания подземных хранилищ газа в гидратном состоянии существенно зависит от коллекторских свойств и данных гидродинамических исследований водоносных горизонтов. Получено, что чем меньше пористость и проницаемость пласта, тем быстрее увеличивается гидратонасыщенность и тем неравномернее она распределяется по водоносному пласту. Оценивая результаты вычислительного эксперимента в целом, можно утверждать, что при современных технологиях закачки создание подземных хранилищ газа в гидратном состоянии вполне реализуемо.

Полученные результаты и математические модели могут быть использованы при разработке научных основ технологий хранения природного газа, а также – попутных нефтяных, парниковых и токсичных газов в гидратном состоянии. Решение этой задачи существенно повысит надежность и экологичность систем газоснабжения арктических и северных регионов России.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (Рег. № 122011100157-5, научная тема FWRS-2021-0003).

Литература

1. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. – М.: Недра, 1985. – 208 с.
2. Истомина В.А. Физико-химические исследования газовых гидратов: проблемы и перспективы. – М.: ТРЦ Газпром, 2000. – 71 с.
3. Swinkels W.J.A.M., R.J.J. Drenth 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. doi: 10.2118/68213-PA.
4. Sun X., K.K. Mohanty Kinetic simulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media // Chemical Engineering Science. – 2006. – vol. 61, no. 1. – P. 3476–3495. doi: 10.1016/j.ces.2005.12.017.
5. 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. 032501-1. doi: 10.101115/1.2956978.
6. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. – М.: Наука, 2016. – 240 с.
7. Musakaev N.G. Solution of the problem of natural gas storages creating in gas hydrate state in porous reservoirs / N.G. Musakaev, M.K. Khasanov // Mathematics. – 2020. – vol. 8, iss. 1. doi: 10.3390/math8010036.

8. Мусакаев Н.Г. Численное исследование процесса образования газового гидрата в пористом коллекторе / Н.Г. Мусакаев, С.Л. Бородин, М.К. Хасанов // Прикладная механика и техническая физика. – 2021. – том 62, № 4(368). – С. 57–67. doi: 10.15372/PMTF20210406.
9. Khasanov M.K. Mathematical modeling of the process of gas injection into a reservoir with the formation of gas hydrate and melting ice / M.K. Khasanov, N.G. Musakaev // Lobachevskii Journal of Mathematics. – 2021. – vol. 42, no. 9. – P. 2151–2158. doi: 10.1134/S1995080221090158.
10. Khasanov M.K. Gas hydrate formation of sulfur dioxide by injection of liquid carbon dioxide into a natural layer saturated with methane and ice / M.K. Khasanov, S.R. Kildibaeva // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2019. – iss. 302. – 7 p. doi: 10.1088/1755-1315/302/1/012053.
11. Khasanov M.K. Mathematical model of decomposition of methane hydrate during the injection of liquid carbon dioxide into a reservoir saturated with methane and its hydrate / M.K. Khasanov, M.V. Stolpovsky, S.R. Kildibaeva, N.G. Musakaev // Mathematics. – 2020. – vol. 8, no. 9. – 1482. doi: 10.3390/math8091482.
12. Khasanov M.K. Mathematical model of carbon dioxide injection into a porous reservoir saturated with methane and its gas hydrate / M.K. Khasanov, G.R. Rafikova, N.G. Musakaev // Energies. – 2020. – vol. 13. – 440. doi: 10.3390/en13020440.
13. Хасанов М.К. Математическая модель инъекции углекислого газа в газогидратный пласт / М.К. Хасанов, М.В. Столповский // Теоретические основы химической технологии. – 2021. – том 55, № 4. – С. 517–528. doi: 10.31857/S0040357121030088.
14. Shagapov V.Sh. Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas / V.Sh. Shagapov, N.G. Musakaev, M.K. Khasanov // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2015. – vol. 84. – P. 1030–1039. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.01.105.
15. Шагапов В.Ш. К теории образования газогидрата в частично водонасыщенной пористой среде при нагнетании метана / В.Ш. Шагапов, Г.Р. Рафикова, М.К. Хасанов // Теплофизика высоких температур. – 2016. – том 54, № 6. – С. 911–920. doi: 10.7868/S004036441606017X.
16. Рожин И.И. Термодинамические эффекты в математических моделях добычи природного газа в северных регионах: дис. д.т.н. – Рожин Игорь Иванович: Институт проблем нефти и газа СО РАН, 2015. – Якутск. – 264 с.
17. Бондарев Э.А. Математическое моделирование создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии / Э.А. Бондарев, И.И. Рожин, В.В. Попов, К.К. Аргунова // Научные труды НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2015. – № 2. – С. 54–67. doi: 10.5510/OGP20150200243.
18. Бондарев Э.А. Оценка возможности подземного хранения гидратов природного газа в зоне многолетней мерзлоты / Э.А. Бондарев, И.И. Рожин, В.В. Попов, К.К. Аргунова // Криосфера Земли. – 2015. – том XIX, № 4. – С. 64–74.
19. Bondarev E.A. Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov, K.K. Argunova // Journal of Engineering Thermophysics. – 2018. – vol. 27, No. 2. – P. 221–231. doi: 10.1134/S181023281802008X.
20. Bondarev, E.A. Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation / E.A. Bondarev, T.A. Kapitonova // Russian Journal of Engineering Thermophysics. – 1999. – vol. 9, no. 1-2. – P. 83–97.
21. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостехиздат, 1963. – 396 с.
22. Бондарев, Э.А. Плоскопараллельная неизотермическая фильтрация газа: роль теплопереноса / Э.А. Бондарев, К.К. Аргунова, И.И. Рожин // Инженерно-физический журнал. – 2009. – том 82, № 6. – С. 1059–1065.
23. Bondarev E.A. Plane-parallel nonisothermal gas filtration: the role of thermodynamics / E.A. Bondarev, K.K. Argunova, I.I. Rozhin // Journal of Engineering Thermophysics. – 2009. – Vol. 18, No. 2. – P. 168–176. doi: 10.1134/S1810232809020088.
24. Басниев К.С., Власов А.М., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидравлика. – М.: Недра, 1986. – 304 с.
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. – 157 с.
26. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 506 с.
27. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate hydrates of natural gases. – Boca Raton: Taylor&Francis Group/CRC Press, 2008. – 720 p.

28. Латонов В.В. Расчет коэффициента сжимаемости природных газов / В.В. Латонов, Г.Р. Гуревич // Газовая промышленность. – 1969. – № 2. – С. 7–9.
29. Kay W.B. Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 1936. – Vol. 28. – P. 1014–1019.
30. Бондарев Э.А. Динамика образования гидратов при добыче природного газа / Э.А. Бондарев, В.В. Попов // *Вычислительные технологии*. – 2002. – № 1. – С. 28–33.
31. Васильев В.И., Попов В.В., Васильев В.И., Тимофеева Т.С. Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. – 126 с.

References

1. Makogon YU.F. Gazovye gidraty, preduprezhdenie ih obrazovaniya i ispol'zovanie. – M.: Nedra, 1985. – 208 s.
2. Istomin V.A. Fiziko-himicheskie issledovaniya gazovyh gidratov: problemy i perspektivy. – M.: TRC Gazprom, 2000. – 71 s.
3. Swinkels W.J.A.M., R.J.J. Drenth 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. doi: 10.2118/68213-PA.
4. Sun X., K.K. Mohanty Kinetic simulation of methane hydrate formation and dissociation in porous media // *Chemical Engineering Science*. – 2006. – vol. 61, no. 1. – P. 3476–3495. doi: 10.1016/j.ces.2005.12.017.
5. 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. 032501-1. doi: 10.101115/1.2956978.
6. Shagapov V.SH., Musakaev N.G. Dinamika obrazovaniya i razlozheniya gidratov v sistemah dobychi, transportirovki i hraneniya gaza. – M.: Nauka, 2016. – 240 s.
7. Musakaev N.G. Solution of the problem of natural gas storages creating in gas hydrate state in porous reservoirs / N.G. Musakaev, M.K. Khasanov // *Mathematics*. – 2020. – vol. 8, iss. 1. doi: 10.3390/math8010036.
8. Musakaev N.G. CHislennoe issledovanie processa obrazovaniya gazovogo gidrata v poristom kollektore / N.G. Musakaev, S.L. Borodin, M.K. Hasanov // *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*. – 2021. – tom 62, № 4(368). – S. 57–67. doi: 10.15372/PMTF20210406.
9. Khasanov M.K. Mathematical modeling of the process of gas injection into a reservoir with the formation of gas hydrate and melting ice / M.K. Khasanov, N.G. Musakaev // *Lobachevskii Journal of Mathematics*. – 2021. – vol. 42, no. 9. – P. 2151–2158. doi: 10.1134/S1995080221090158.
10. Khasanov M.K. Gas hydrate formation of sulfur dioxide by injection of liquid carbon dioxide into a natural layer saturated with methane and ice / M.K. Khasanov, S.R. Kildibaeva // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – 2019. – iss. 302. – 7 p. doi: 10.1088/1755-1315/302/1/012053.
11. Khasanov M.K. Mathematical model of decomposition of methane hydrate during the injection of liquid carbon dioxide into a reservoir saturated with methane and its hydrate / M.K. Khasanov, M.V. Stolpovsky, S.R. Kildibaeva, N.G. Musakaev // *Mathematics*. – 2020. – vol. 8, no. 9. – 1482. doi: 10.3390/math8091482.
12. Khasanov M.K. Mathematical model of carbon dioxide injection into a porous reservoir saturated with methane and its gas hydrate / M.K. Khasanov, G.R. Rafikova, N.G. Musakaev // *Energies*. – 2020. – vol. 13. – 440. doi: 10.3390/en13020440.
13. Hasanov M.K. Matematicheskaya model' inzhekcii uglekislogo gaza v gazogidratnyj plast / M.K. Hasanov, M.V. Stolpovskij // *Teoreticheskie osnovy himicheskoy tekhnologii*. – 2021. – tom 55, № 4. – S. 517–528. doi: 10.31857/S0040357121030088.
14. Shagapov V.Sh. Formation of gas hydrates in a porous medium during an injection of cold gas / V.Sh. Shagapov, N.G. Musakaev, M.K. Khasanov // *International Journal of Heat and Mass Transfer*. – 2015. – vol. 84. – P. 1030–1039. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2015.01.105.
15. Shagapov V.SH. K teorii obrazovaniya gazogidrata v chastichno vodonasyshchennoj poristoj srede pri nagnetanii metana / V.SH. SHagapov, G.R. Rafikova, M.K. Hasanov // *Teplofizika vysokih temperatur*. – 2016. – tom 54, № 6. – S. 911–920. doi: 10.7868/S004036441606017X.
16. Rozhin I.I. Termodinamicheskie efekty v matematicheskikh modelyakh dobychi prirodnogo gaza v severnyh regionah: dis. d.t.n. – Rozhin Igor' Ivanovich: Institut problem nefti i gaza SO RAN, 2015. – YAkutsk. – 264 s.

17. Bondarev E.A. Matematicheskoe modelirovanie sozdaniya podzemnogo hranilishcha prirodnogo gaza v gidratnom sostoyanii / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov, K.K. Argunova // Nauchnye trudy NIPI «Neftegaz» GNKAR. – 2015. – № 2. – S. 54–67. doi: 10.5510/OGP20150200243.
18. Bondarev E.A. Ocenka vozmozhnosti podzemnogo hraneniya gidratov prirodnogo gaza v zone mnogoletnej merzloty / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov, K.K. Argunova // Kriosfera Zemli. – 2015. – tom XIX, № 4. – S. 64–74.
19. Bondarev E.A. Underground storage of natural gas in hydrate state: primary injection stage / E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov, K.K. Argunova // Journal of Engineering Thermophysics. – 2018. – vol. 27, no. 2. – P. 221–231. doi: 10.1134/S181023281802008X.
20. Bondarev, E.A. Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation / E.A. Bondarev, T.A. Kapitonova // Russian Journal of Engineering Thermophysics. – 1999. – vol. 9, no. 1-2. – P. 83–97.
21. Charnyj I.A. Podzemnaya gidrogazodinamika. – M.: Gostoptekhizdat, 1963. – 396 s.
22. Bondarev, E.A. Ploskoparallel'naya neizotermicheskaya fil'traciya gaza: rol' teploperenosa / E.A. Bondarev, K.K. Argunova, I.I. Rozhin // Inzhenerno-fizicheskij zhurnal. – 2009. – tom 82, № 6. – S. 1059–1065.
23. Bondarev E.A. Plane-parallel nonisothermal gas filtration: the role of thermodynamics / E.A. Bondarev, K.K. Argunova, I.I. Rozhin // Journal of Engineering Thermophysics. – 2009. – Vol. 18, No. 2. – P. 168–176. doi: 10.1134/S1810232809020088.
24. Basniev K.S., Vlasov A.M., Kochina I.N., Maksimov V.M. Podzemnaya gidravlika. – M.: Nedra, 1986. – 304 s.
25. Bondarev E.A., Babe G.D., Grojsman A.G., Kanibolotskij M.A. Mekhanika obrazovaniya gidratov v gazovyh potokah. – Novosibirsk: Nauka, Sib. otd-nie, 1976. – 157 s.
26. Istomin V.A., Kvon V.G. Preduprezhdenie i likvidaciya gazovyh gidratov v sistemah dobychi gaza. – M.: OOO «IRC Gazprom», 2004. – 506 s.
27. Sloan E.D., Koh C.A. Clathrate hydrates of natural gases. – Boca Raton: Taylor&Francis Group/CRC Press, 2008. – 720 p.
28. Latonov V.V. Raschet koefitsienta szhimaemosti prirodnyh gazov / V.V. Latonov, G.R. Gurevich // Gazovaya promyshlennost'. – 1969. – № 2. – S. 7–9.
29. Kay W.B. Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industrial & Engineering Chemistry Research. – 1936. – Vol. 28. – P. 1014–1019.
30. Bondarev E.A. Dinamika obrazovaniya gidratov pri dobyche prirodnogo gaza / E.A. Bondarev, V.V. Popov // Vychislitel'nye tekhnologii. – 2002. – № 1. – S. 28–33.
31. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Vasil'ev V.I., Timofeeva T.S. Vychislitel'nye metody v razrabotke mestorozhdenij nefi i gaza. – Novosibirsk: Izd-vo SO RAN, 2000. – 126 s.