

ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ

УДК 622.691.24:622.279.72:519.633

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГИДРАТОВ
ПРИРОДНОГО ГАЗА В ЗОНЕ МНОГОЛЕТНЕЙ МЕРЗЛОТЫ**

Э.А. Бондарев, И.И. Рожин, В.В. Попов*, К.К. Аргунова

*Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, 1, Россия; bondarev@ipng.ysn.ru
Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова, 677000, Якутск, ул. Белинского, 58, Россия

Предложен метод оценки возможности создания подземного хранилища природного газа в гидратном состоянии в подмерзлотных водоносных горизонтах. Он основан на использовании математической модели многофазной неизотермической фильтрации реального газа и воды, в которой химическая реакция гидратообразования происходит при температуре, существенно зависящей от давления газа. Рассмотрено распределение гидратонасыщенности, водонасыщенности, давления и температуры в выбранном пласте, который характеризуется определенной пористостью и проницаемостью при начальных значениях давления, температуры и водонасыщенности. Соответствующая начально-краевая задача решается методом конечных разностей с использованием итерационного алгоритма и метода прогонки. Результаты расчетов показали, что возможность создания таких хранилищ газа сильно зависит от коллекторских свойств и гидродинамических характеристик водоносных горизонтов. Необходимы дополнительные исследования с целью оценки теплового взаимодействия подобных хранилищ с окружающими горными породами.

Многолетняя мерзлота, подземное хранение, природный газ, гидратообразование, математическое моделирование

**ASSESSMENT OF POSSIBILITY OF NATURAL GAS HYDRATES UNDERGROUND STORAGE
IN PERMAFROST REGIONS**

E.A. Bondarev, I.I. Rozhin, V.V. Popov*, K.K. Argunova

*Institute of Oil and Gas Problems, SB RAS, 677980, Yakutsk, Oktyabrskaya str., 1, Russia; bondarev@ipng.ysn.ru
Ammosov North-Eastern Federal University, 677000, Yakutsk, Belinskogo str., 58, Russia

An approach to assessment of the possibility of the construction of natural gas hydrate underground storage in appropriate geological structures has been proposed. It is based on the mathematical model of multiphase real gas and water flow in porous media. The model takes into account the transformation of gas and water into hydrate at certain temperature which depends on gas flow pressure. The dynamics of hydrate and water saturation as well as the pressure and temperature fields in a reservoir with given porosity, permeability and initial values of pressure, temperature and water saturation has been studied. An implicit finite-difference scheme is used to approximate the original boundary-value problem. The finite-difference equations have been solved using simple iteration and sweeping algorithms. Some examples of calculations corresponding to real cases are given. Calculations have revealed that the final result strongly depends on the porosity and permeability of a reservoir. Further efforts are needed to estimate the role of heat exchange with surrounding rocks.

Permafrost, underground storage, natural gas, hydrate formation, mathematical modeling

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время подземные хранилища природного газа в основном создаются в пористых пластах на базе истощенных газовых месторождений и водоносных структур, расположенных вблизи трассы магистральных газопроводов или крупных центров потребления газа. Их роль заключается в обеспечении равномерной подачи газа по газопроводам при его сезонно-неравномерном по-

треблении, особенно в регионах с резко континентальным климатом, т. е. они служат своеобразными аккумуляторами газа.

Альтернативой таких хранилищ могут стать подземные хранилища газа в гидратном состоянии, т. е. твердой фазе, которая образуется при закачке природного газа в пористые коллекторы при определенных термодинамических условиях (при

конкретных соотношениях между температурой и давлением, зависящих от состава газа). В зоне распространения многолетнемерзлых пород этими коллекторами могут служить подмерзлотные водоносные горизонты. Например, в Центральной Якутии они могут располагаться непосредственно под подошвой многолетней мерзлоты на глубинах 500–600 м [Балобаев, 2003], при этом их проницаемость лежит в пределах 10^{-12} – 10^{-14} м².

В работе [Дучков и др., 2009] показано, что захоронение углекислого газа в подмерзлотных горизонтах возможно при его закачке в коллекторы, расположенные ниже зоны стабильности гидратов углекислого газа. В этом случае экраном для СО₂ служат глинистые покрышки коллекторов, сама зона стабильности гидратов и монолитные слои многолетнемерзлых горных пород.

Преимущества такого способа заключаются в большей компактности и стабильности хранилища, так как газ в гидратном состоянии занимает гораздо меньший объем, чем в свободном состоянии при тех же температуре и давлении, а при переходе в гидратное состояние связывается вся свободная пластовая вода. Известен способ хранения природных газов в гидратном состоянии, в котором гидраты создаются из природного газа и воды в специальных емкостях, располагающихся на поверхности, и в этом смысле они являются аналогом хранилищ сжиженного газа.

В многочисленных научных публикациях [Шаганов и др., 2005, 2008, 2011], посвященных математическому моделированию подземного хранения природного газа в гидратном состоянии, использовались следующие упрощающие допущения: 1) не учитывались реальные свойства природного газа; 2) не принималась во внимание зависимость равновесных условий образования гидратов от состава природного газа; 3) пластовая вода считалась неподвижной; 4) в уравнении энергии не учитывались адиабатическое расширение и эффект Джоуля–Томсона.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Для изучения динамики образования гидратов при нагнетании природного газа в водоносный пласт ограниченных размеров воспользуемся математической моделью работы [Bondarev, Kapitonovala, 1999], в которой наиболее полно учтены основные физические особенности этого процесса: реальные свойства газа, эффект Джоуля–Томсона, совместное движение воды и газа, массообмен между газом, водой и гидратом.

Поскольку предполагается оценить принципиальную возможность создания подземного хранилища газа в гидратном состоянии, рассмотрим пример модельной осесимметричной задачи нагнетания газа через одиночную скважину в горизонтальный водоносный пласт, кровля и подошва

которого непроницаемы и теплоизолированы. Предположим, что течение газа происходит в пласте, изначально насыщенном водой. Скелет пористой среды недеформируем, газ находится только в газообразном и гидратном, а вода – только в жидком и гидратном состояниях, т. е. образования льда и пара не происходит. В работе [Бондарев и др., 2009] показано, что доля теплопроводности в общем балансе переноса тепла пренебрежимо мала по сравнению с конвекцией, поэтому в уравнении энергии положим кондуктивную составляющую равной нулю. Тогда в силу фундаментальных законов механики многофазных сред [Бондарев, 1976; Басниев, 1986] и с учетом обобщенного закона Дарси уравнение энергии в цилиндрических координатах принимает вид

$$(\rho c)_e \frac{\partial T}{\partial t} - m q \rho_h \frac{\partial v}{\partial t} - m(1-v-\sigma) \times \\ \times \left(1 + \frac{T}{z} \frac{\partial z}{\partial T} \right) \frac{\partial p}{\partial t} - k(1-v) \left(\rho_w c_w \frac{f_w}{\mu_w} + \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \right) \times \\ \times \frac{\partial p}{\partial r} \frac{\partial T}{\partial r} + k(1-v) \rho_g c_g \frac{f_g}{\mu_g} \frac{RT^2}{c_p p} \frac{\partial z}{\partial T} \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)^2 = 0, \quad (1)$$

где $(\rho c)_e = (1-m)\rho_s c_s + m(1-v-\sigma)\rho_g c_g + m v \rho_h c_h + m \sigma \rho_w c_w$ – эффективное значение объемной теплоемкости пористой среды, содержащей газ, гидрат и воду.

В этих же координатах запишем уравнения фильтрации газа и воды:

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

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

Здесь и далее приняты следующие обозначения: c – удельная теплоемкость; f – фазовая проницаемость; k – абсолютная проницаемость; m – пористость; p – давление; q – теплота фазового перехода “гидрат–газ–вода”; R – газовая постоянная; r – пространственная координата; r_b – радиус скважины; r_k – радиус контура пласта; T – температура; t – время; z – коэффициент несовершенства газа; ϵ – содержание газа в единице объема гидрата; μ – динамическая вязкость; ρ – плотность; σ – водонасыщенность; v – гидратонасыщенность. Нижние индексы $g, h, s, w, 0$ относятся соответственно к газу, гидрату, твердому скелету пористой среды, воде и начальному состоянию.

Для однозначного решения системы (1)–(3) необходимо задать начальные и граничные условия. В качестве начальных условий зададим постоянные значения давления, температуры, гидратонасыщенности и водонасыщенности:

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

В точке нагнетания газа (на забое скважины) задаются:
постоянное значение температуры

$$T(r_b, t) = T_b; \quad (5)$$

и либо забойное давление газа

$$p(r_b, t) = p_b(t), \quad (6)$$

либо его объемный дебит (приведенный к нормальным физическим условиям)

$$2\pi r_b H \frac{\rho_g}{\rho_n} \frac{k(1-v)f_g}{\mu_g} \frac{\partial p(r_b, t)}{\partial r} = -Q, \quad (7)$$

где H – мощность пласта; ρ_n – плотность газа при $p_n = 101\,325$ Па и $T_n = 273.15$ К.

На контуре пласта задается условие непроницаемости (отсутствие притока газа):

$$\frac{\partial p(r_k, t)}{\partial r} = 0. \quad (8)$$

Уравнения задачи замыкаются:

1) соотношениями для относительных фазовых проницаемостей газа и воды [Чарный, 1963]

$$f_g(\sigma) = \begin{cases} \left(1 - \frac{\sigma}{0.9}\right)^{3.5} (1 + 3\sigma), & 0 \leq \sigma < 0.9, \\ 0, & \sigma \geq 0.9; \end{cases} \quad (9)$$

$$f_w(\sigma) = \begin{cases} \left(\frac{\sigma - 0.2}{0.8}\right)^{3.5}, & 0.2 < \sigma \leq 1, \\ 0, & 0 \leq \sigma \leq 0.2; \end{cases} \quad (10)$$

2) условием термодинамического равновесия “гидрат–газ–вода”

$$T = \alpha_1 \ln p + \alpha_2, \quad (11)$$

где α_1, α_2 – эмпирические константы, определяемые по экспериментальным данным или вычисляемые для газа указанного состава по методикам, изложенным в [Истомин, 2004; Sloan, 2008];

3) уравнением состояния для реального газа

$$\rho_g = p/(zRT), \quad (12)$$

где коэффициент несовершенства газа, зависящий от давления и температуры, аппроксимируем уравнением Латонова–Гуревича [Латонов, Гуревич, 1969]:

$$z = (0.173\,76 \ln(T/T_c) + 0.73)^{p/p_c} + 0.1 p/p_c.$$

Критические параметры природного газа определяются в зависимости от его состава по правилу Кэя [Kay, 1936]:

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

где p_{ci}, T_{ci}, y_i – критическое давление и температура, мольная доля i -го компонента природного газа.

Для решения поставленной задачи (1)–(12) используется метод конечных разностей. При этом исходные уравнения, граничные и начальные условия заменяются их сеточными аналогами [Бондарев и др., 2009], а для решения соответствующей системы алгебраических уравнений на каждом временном слое использовался предложенный в работах [Васильев, 2000; Бондарев, Попов, 2002] алгоритм реализации метода простых итераций.

ЧИСЛЕННАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМ

Для решения начально-краевой задачи (1)–(12), заменяя $p(r_i, t_j) = p_i^j$, $T(r_i, t_j) = T_i^j$, $v(r_i, t_j) = v_i^j$ и $\sigma(r_i, t_j) = \sigma_i^j$ численными аналогами в узлах пространственно-временной сетки, аппроксимируем уравнения (1)–(8) неявной абсолютно устойчивой разностной схемой:

$$\begin{aligned} (\rho c)_{e,i} \frac{T_i^j - T_i^{j-1}}{\tau} - m q \rho_h \frac{v_i^j - v_i^{j-1}}{\tau} - m(1 - v_i^j - \sigma_i^j) \times \\ \times \left(1 + \frac{T_i^j}{z_i^j} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_i \right) \frac{p_i^j - p_i^{j-1}}{\tau_n} = k(1 - v_i^j) \times \\ \times \left(\rho_w \frac{c_w f_{w,i}}{\mu_w} + \frac{p_i^j}{z_i^j R T_i^j} \frac{c_g f_{g,i}}{\mu_g} \right) \frac{p_{i+1}^j - p_i^j}{h_{i+1}} \frac{T_{i+1}^j - T_i^j}{h_{i+1}} - \\ - \frac{k(1 - v_i^j) f_{g,i} T_i^j}{\mu_g} \frac{T_i^j}{z_i^j} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_i \left(\frac{p_{i+1}^j - p_i^j}{h_{i+1}} \right)^2, \end{aligned} \quad (13)$$

$$i = \overline{1, n-1}, \quad j > 0;$$

$$\begin{aligned} m \left((1 - v_i^j - \sigma_i^j) \frac{p_i^j}{z_i^j T_i^j} - (1 - v_i^{j-1} - \sigma_i^{j-1}) \frac{p_i^{j-1}}{z_i^{j-1} T_i^{j-1}} \right) \times \\ \times \frac{h_i r_i}{\tau} + m \rho_h \varepsilon R \frac{v_i^j - v_i^{j-1}}{\tau} h_i r_i = \\ = \left(r \frac{k(1-v)f_g}{\mu_g} \frac{p}{zT} \right)_{i+1/2}^j \frac{p_{i+1}^j - p_i^j}{h_{i+1}} - \\ - \left(r \frac{k(1-v)f_g}{\mu_g} \frac{p}{zT} \right)_{i-1/2}^j \frac{p_i^j - p_{i-1}^j}{h_i}, \quad i = \overline{1, n-1}; \quad (14) \end{aligned}$$

$$m \frac{\sigma_i^j - \sigma_i^{j-1}}{\tau} h_i r_i + m(1-\varepsilon) \frac{\rho_h}{\rho_w} \frac{v_i^j - v_i^{j-1}}{\tau} h_i r_i =$$

$$= \left(r \frac{k(1-v)f_w}{\mu_w} \right)_{i+1/2}^j \frac{p_{i+1}^j - p_i^j}{h_{i+1}} -$$

$$- \left(r \frac{k(1-v)f_w}{\mu_w} \right)_{i-1/2}^j \frac{p_i^j - p_{i-1}^j}{h_i}, \quad i = \overline{1, n-1}, \quad j > 0; \quad (15)$$

$$p_i^0 = p_0, \quad T_i^0 = T_0, \quad v_i^0 = v_0, \quad \sigma_i^0 = \sigma_0, \quad i = \overline{0, n}; \quad (16)$$

$$T_0^j = T_b, \quad j > 0; \quad (17)$$

$$p_0^j = p_b$$

или

$$2\pi r_b H \frac{p_0^j}{z_0^j R T_0^j} \frac{k(1-v_0^j)f_{g,0}}{\rho_n \mu_g} \frac{p_1^j - p_0^j}{h_1} = -Q, \quad j > 0, \quad (18)$$

где τ – шаг равномерной сетки по времени $\bar{\omega}_\tau = \{t_j = j\tau, \quad j = \overline{0, J}\}$; h_i – шаг равномерной сетки по радиальной координате $\bar{\omega}_h = \{r_{i+1} = r_i + h_{i+1}, \quad h_{i+1} = (r_k - r_b)/n, \quad i = \overline{0, n-1}; \quad r_0 = r_b, \quad h_0 = 0\}$; $h_i = (h_i + h_{i+1})/2$ – шаг потоковой сетки.

В разностном виде условие на правой границе записывается с первым порядком аппроксимации:

$$p_n^j = p_{n-1}^j, \quad j > 0. \quad (19)$$

Для решения нелинейной системы алгебраических уравнений (13)–(19) на каждом временном слое можно использовать следующий алгоритм реализации метода простых итераций. Вначале, используя (13), исключаем из (14) выражение $(v_i^j - v_i^{j-1})/\tau$, при этом все T_i^j заменяем на $\alpha_1 \ln p_i^j + \alpha_2$. В получающемся уравнении дискретный аналог производной температуры по времени заменяем конечно-разностным аналогом производной давления по времени. Алгоритм дальнейших действий заключается в следующем.

1. Задаем начальное значение счетчику итераций $s = 0$ и начальные приближения распределений давления, температуры, водонасыщенности и гидратонасыщенности равными их соответствующим значениям на нижнем временном слое:

$$p_i^s = p_i^{j-1}, \quad T_i^s = T_i^{j-1}, \quad v_i^s = v_i^{j-1}, \quad \sigma_i^s = \sigma_i^{j-1}, \quad i = \overline{0, n}.$$

2. Увеличиваем счетчик итерации на единицу. Умножаем уравнение (15) на $p_i^j / (z_i^j T_i^j)$ и складываем его с (14). Далее из полученного уравнения

методом потоковой прогонки находим распределение давления $p_i^s, \quad i = \overline{0, n}$.

3. Начиная с левого конца ($i = 0$), для всех $\sigma_i^s > 0$ из уравнения (13) находим распределение гидратонасыщенности v_i^s , при этом распределение температуры определяется из условия трехфазного равновесия “гидрат–газ–вода” $T_i^s = \alpha_1 \ln p_i^s + \alpha_2, \quad i = \overline{0, n}$. В случае $\sigma_i^s = 0$ из уравнения (13) сразу находим распределение температуры T_i^s .

4. Из уравнения (15) находим распределение водонасыщенности σ_i^s , также начиная вычисления с левого конца.

5. Повторяем пункты 2–4 до заданной точности. Если условия сходимости итераций выполняются, то переходим к следующему временному слою.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

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: $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho_s = 2650 \text{ кг/м}^3$, $\rho_h = 920 \text{ кг/м}^3$, $c_w = 4200 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_s = 700 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_h = 3210 \text{ Дж/(кг·К)}$, $c_g = 2093 \text{ Дж/(кг·К)}$, $q = 510 \text{ 000 Дж/кг}$, $\varepsilon = 0.147$, $\mu_w = 1.8 \cdot 10^{-3} \text{ Па·с}$, $\mu_g = 1.3 \cdot 10^{-5} \text{ Па·с}$, $p_0 = 3.0 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $T_0 = 274.15 \text{ К}$, $T_b = 279.15 \text{ К}$, $H = 10 \text{ м}$, $r_b = 0.1 \text{ м}$, $r_k = 100.1 \text{ м}$, $n = 1000$, $\tau = 10 \text{ с}$.

Состав закачиваемого природного газа, по которому вычислялись газовая постоянная, критические давление и температура и эмпирические коэффициенты, входящие в соотношение (11), соответствовал Среднеботуобинскому месторождению Республики Саха (Якутия). Объемные доли, %: $\text{CH}_4 - 85.90$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 7.32$, $\text{C}_3\text{H}_8 - 2.24$, $\text{iC}_4\text{H}_{10} - 0.26$, $\text{nC}_4\text{H}_{10} - 0.68$, $\text{iC}_5\text{H}_{12} - 0.17$, $\text{nC}_5\text{H}_{12} - 0.24$, $\text{C}_6\text{H}_{14} - 0.08$, $\text{CO}_2 - 0.05$, $\text{N}_2 - 2.64$, $\text{H}_2 - 0.14$, $\text{He} - 0.28$; $R = 445.6 \text{ Дж/(кг·К)}$, $p_c = 4.555 \text{ МПа}$, $T_c = 204.134 \text{ К}$, $\alpha_1 = 7.82 \text{ К}$, $\alpha_2 = 166.64 \text{ К}$. Месторождение выбрано потому, что для этого газа имеются экспериментальные данные по равновесным условиям гидратообразования, которые были использованы для вычисления эмпирических коэффициентов соотношения (11).

Вычислительный эксперимент проводился с целью выявить принципиальную возможность

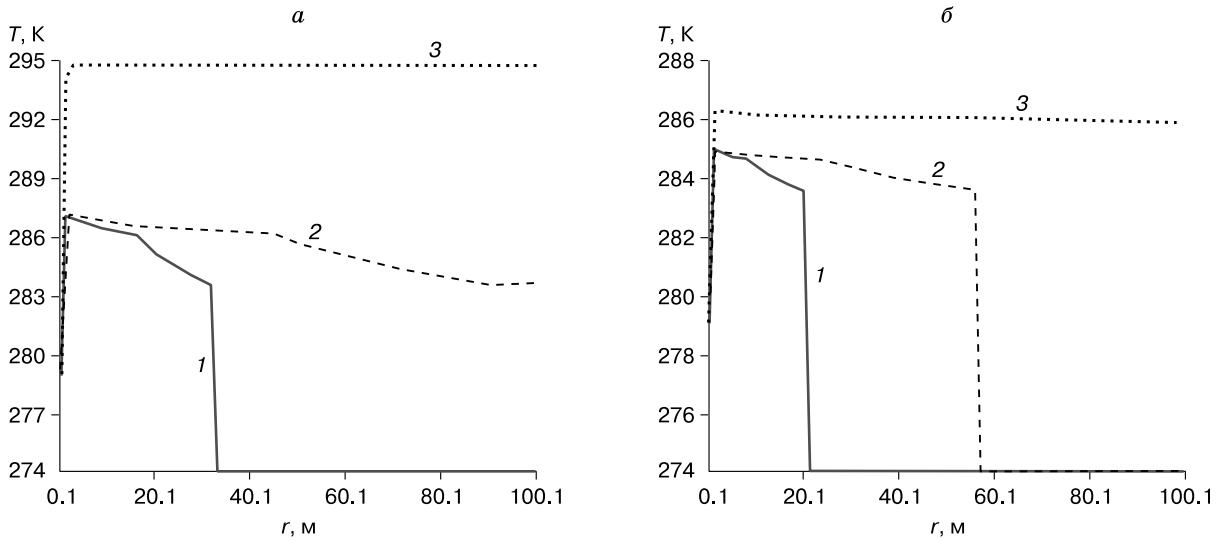


Рис. 1. Распределение температуры при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $t = 3$ ч; 2 – $t = 1$ сут; 3 – $t = 10$ сут.

создания подземного хранилища газа в гидратном состоянии на небольших глубинах, соответствующих подошве многолетней мерзлоты в центральной части Восточной Сибири. По этой причине время нагнетания газа было ограничено 10 сут. Расход нагнетаемого газа составлял 86 400 и 432 000 м³/сут. В начальный момент водоносный пласт не содержит гидратов, а его водонасыщенность равна 0.9. Наиболее существенные результаты вычислений представлены на рис. 1–10. Проведем анализ полученных данных.

За сравнительно небольшое время температура газа существенно повышается: за 3 ч при

большом расходе – на 13 К, при малом – на 11 К (см. кривые 1 на рис. 1, а, б). При малых значениях t наблюдается перемещение температурного фронта, причем его скорость существенно зависит от темпа нагнетания (см. кривые 1 и 2 на рис. 1, а, б). В момент завершения закачки температура по всему пласту выравнивается, повышаясь при большом расходе на 21 К, при малом – на 12 К.

Давление газа в хранилище со временем растет, однако гораздо медленнее, чем температура, особенно при малой интенсивности закачки (ср. кривые 1 и 2 на рис. 2, а, б). При этом при большой

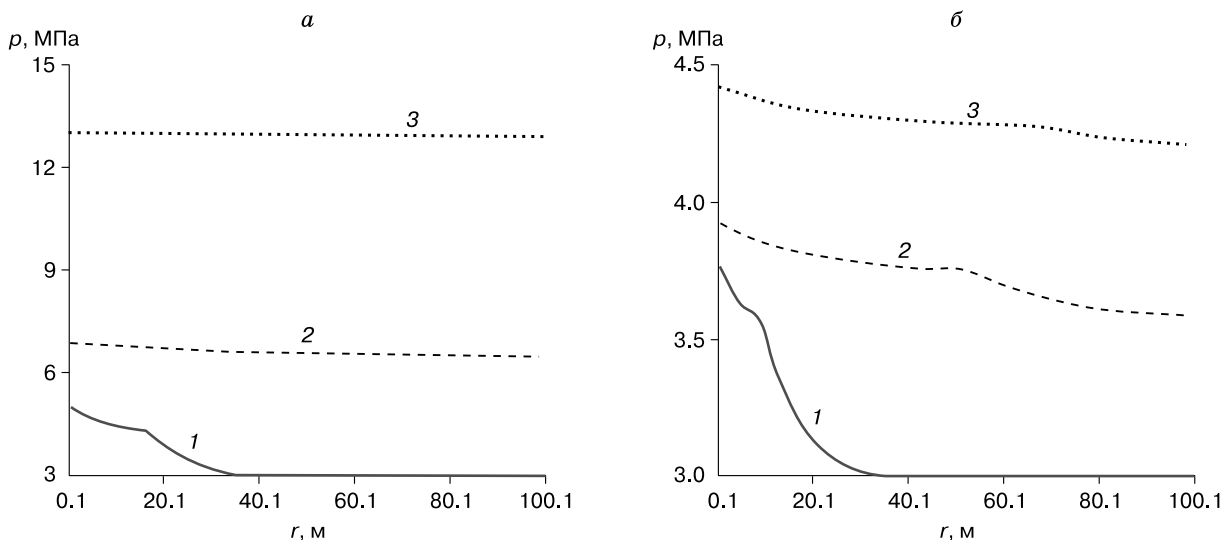


Рис. 2. Распределение давления при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $t = 3$ ч; 2 – $t = 5$ сут; 3 – $t = 10$ сут.

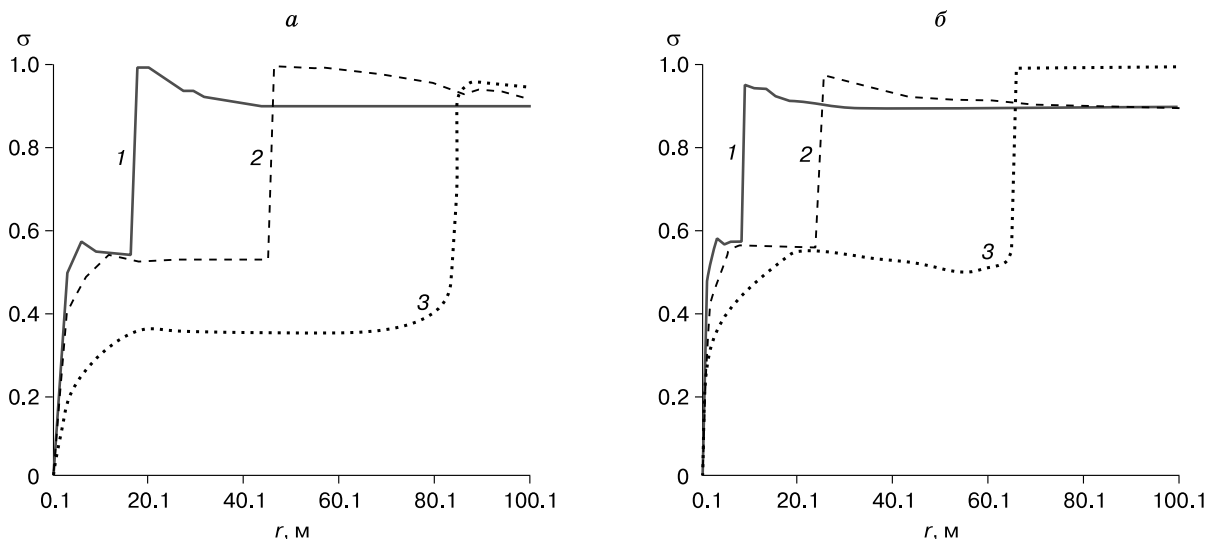


Рис. 3. Распределение водонасыщенности при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $t = 3$ ч; 2 – $t = 1$ сут; 3 – $t = 10$ сут.

интенсивности закачки оно уже через 5 сут практически равномерно распределено по площади хранилища (кривые 2 и 3 на рис. 2, а).

Сопоставим эти результаты с распределением водо- и гидратонасыщенности в хранилище. Из сравнения кривых 1, 2 на рис. 1 и 3 видно, что скорость фронта водонасыщенности существенно меньше скорости температурного фронта. При этом распределение водонасыщенности качественно соответствует решению задачи Бакли–Левверетта [Чарный, 1963]. Влияние образования гидратов, т. е. перехода части воды в неподвижную фазу, проявляется в немонотонности распределе-

ния за фронтом (кривая 3 на рис. 3, б), и в том, что перед фронтом водонасыщенность при большом расходе всегда меньше 1 (см. рис. 3, а).

Эти выводы подтверждаются анализом кривых распределения гидратонасыщенности на рис. 4, причем наиболее наглядно эти эффекты проявляются при большом расходе газа. Действительно, сопоставление рис. 3, а и рис. 4, а показывает, что скорости фронта водонасыщенности и условного фронта гидратонасыщенности примерно равны.

Из сравнения кривых на рис. 4, а и рис. 4, б следует, что величина гидратонасыщенности силь-

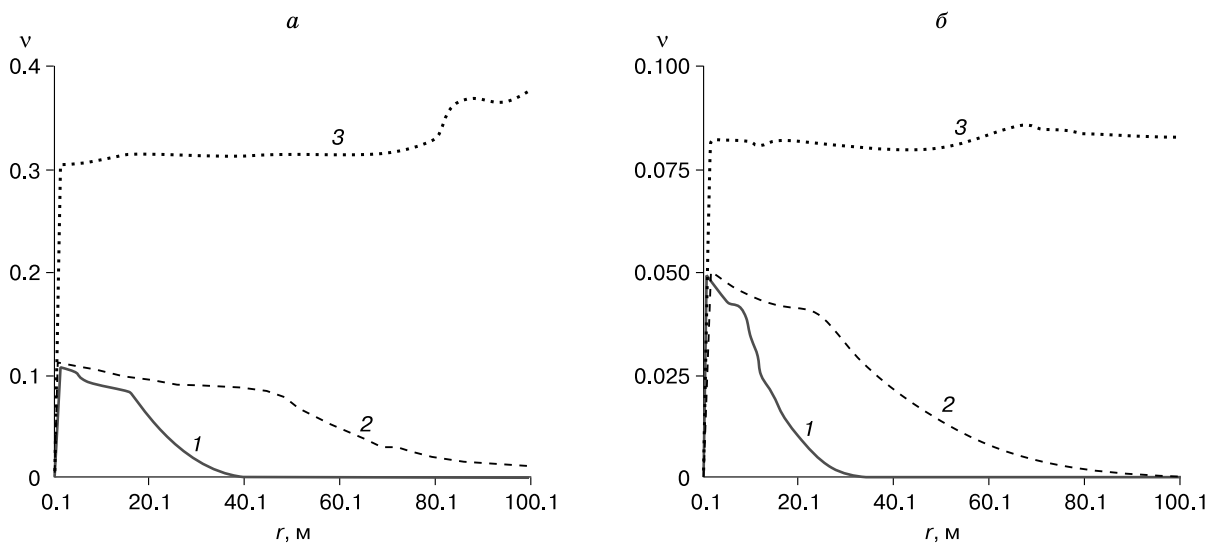


Рис. 4. Распределение гидратонасыщенности при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $t = 3$ ч; 2 – $t = 1$ сут; 3 – $t = 10$ сут.

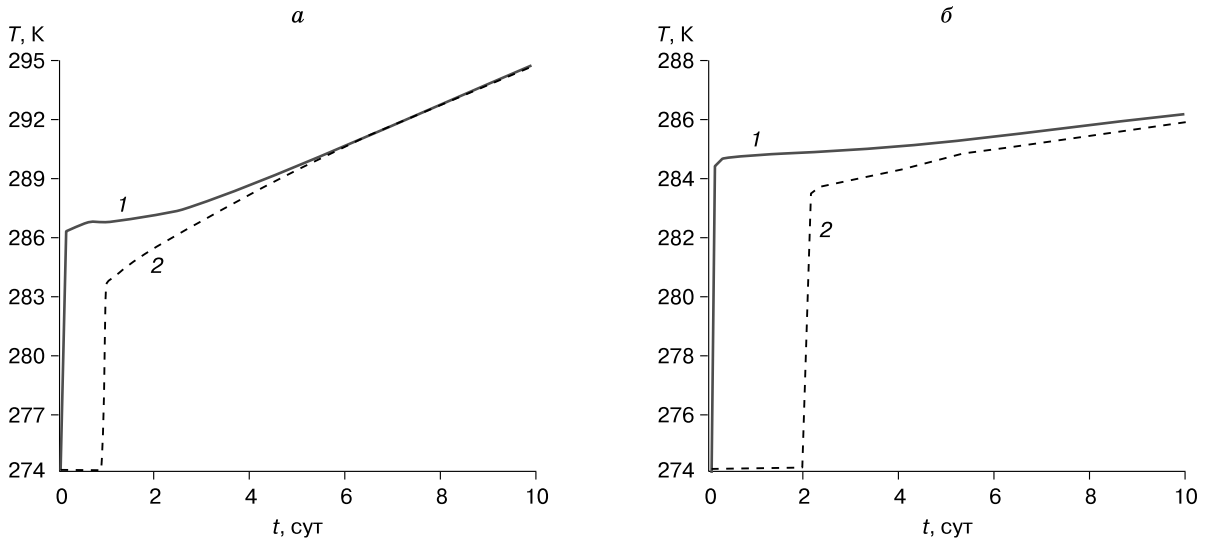


Рис. 5. Динамика температуры при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $r = 10.1$ м; 2 – $r = 100.1$ м.

но 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.

Важные выводы следуют из сопоставления динамики рассмотренных выше функций. Эти результаты представлены на рис. 5, 6. Необходимо отметить, что на рис. 5 приведены только две кривые, так как температура газа на забое зада-

на (условие (5)). На рис. 5 видно, что после некоторого времени температура выходит на регулярный режим, и это полностью соответствует физическим условиям процесса (постоянные температура и расход нагнетаемого газа).

Давление выходит на квазистационарный режим несколько позже, чем температура, что объясняется более сложным характером движения смеси газ–вода (см. рис. 6). Однако для большого расхода газа оно сильно (почти в 4 раза) возрастает по всему объему хранилища (см. кривые 1 и 2 на рис. 6, а). Для малого расхода газа рост давления не превышает 50 %, при этом даже в конце за-

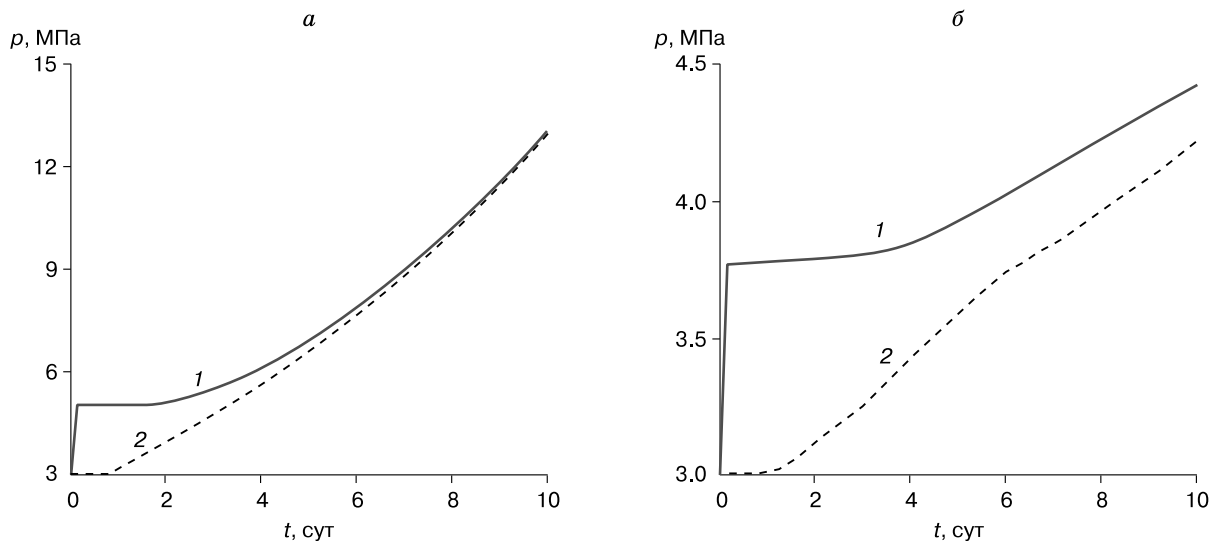


Рис. 6. Динамика давления при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $r = 10.1$ м; 2 – $r = 100.1$ м.

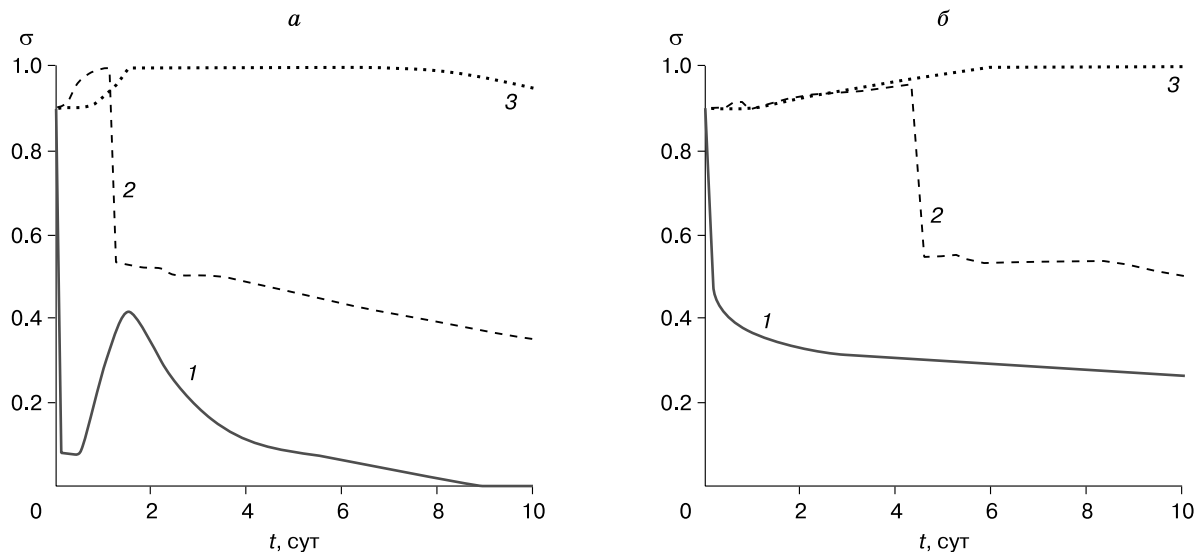


Рис. 7. Динамика водонасыщенности при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $r = 1.1$ м; 2 – $r = 50.1$ м; 3 – $r = 100.1$ м.

качки оно распределено по пласту неравномерно (см. рис. 6, б).

Перейдем к анализу динамики водо- и гидратонасыщенности создаваемого хранилища – основных показателей эффективности процесса (рис. 7, 8). Прежде всего отметим, что при большой интенсивности закачки газа водонасыщенность изменяется во времени немонотонно. Это особенно заметно вблизи скважины, где со временем вода частично переходит в гидрат (кривая 1 на рис. 8, а), а большая ее часть оттесняется от скважины (кривая 1 на рис. 7, а).

Из результатов, представленных на рис. 1–8, следует, что к моменту окончания закачки газа почти во всем пласте образуется зона смеси гидрата с водой, при этом гидратонасыщенность составляет около 0.3 при большом расходе газа и менее 0.1 при малом расходе. Возрастает гидратонасыщенность во времени по закону, близкому к линейному (см. рис. 8), поэтому можно утверждать, что увеличение продолжительности закачки газа приведет к существенному росту этого показателя.

В вычислительном эксперименте также оценивалось влияние коллекторских свойств пласта

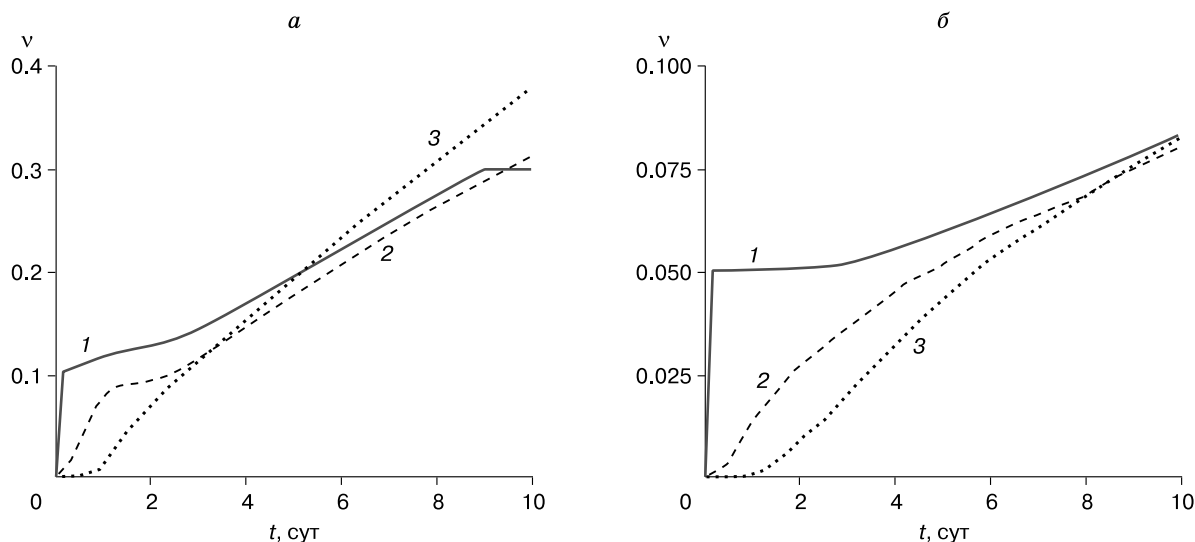


Рис. 8. Динамика гидратонасыщенности при большом (а) и малом (б) расходе газа:

1 – $r = 1.1$ м; 2 – $r = 50.1$ м; 3 – $r = 100.1$ м.

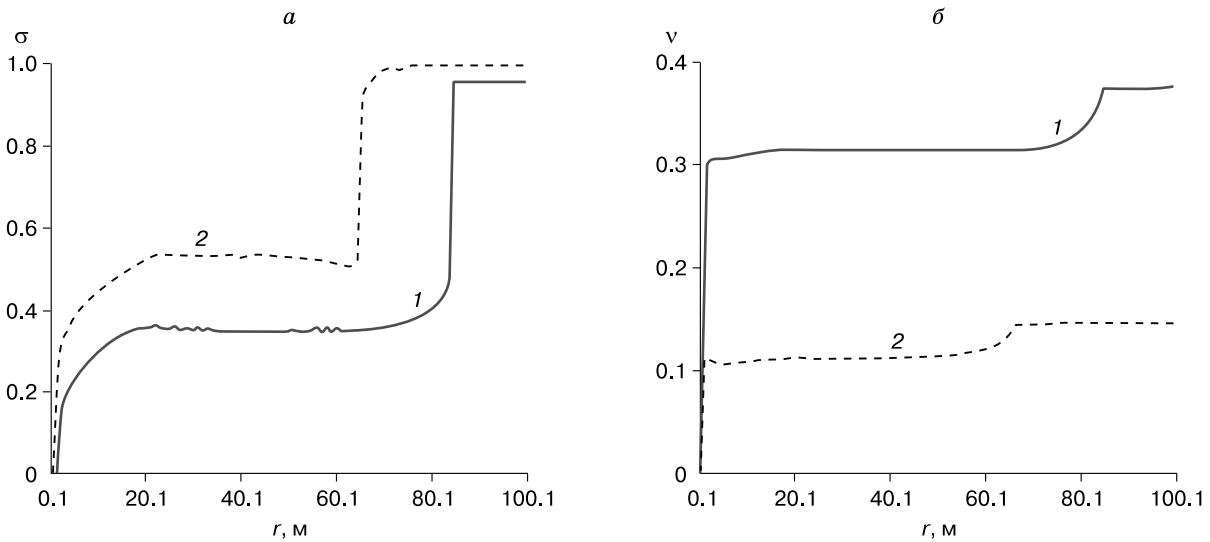


Рис. 9. Влияние пористости на распределение водонасыщенности (а) и гидратонасыщенности (б) в конце расчетного времени при большом расходе газа:

1 – $m = 0.15$; 2 – $m = 0.4$.

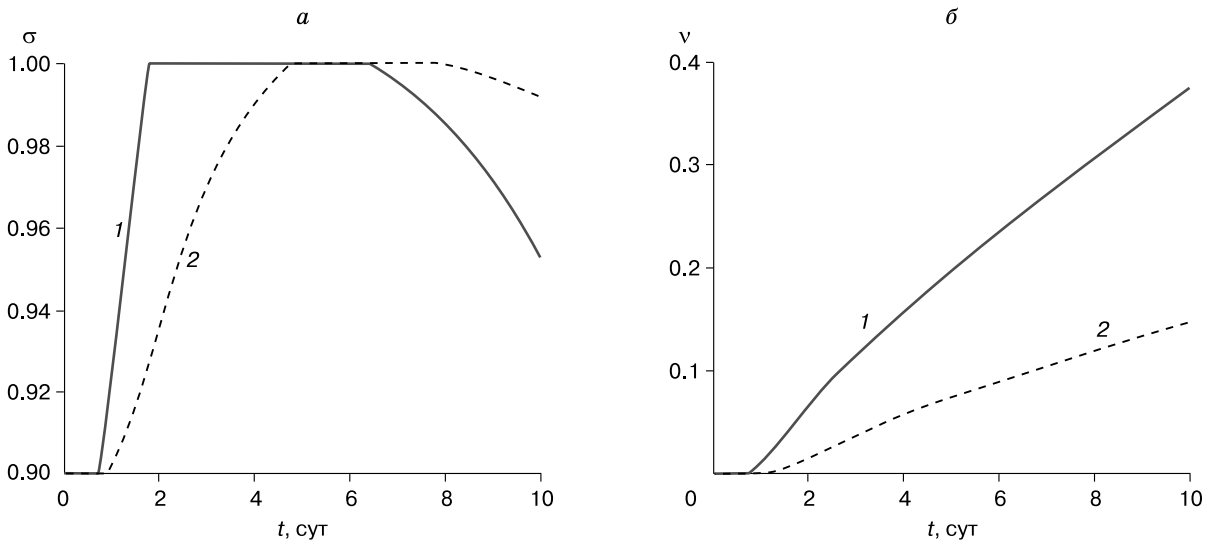


Рис. 10. Влияние пористости на динамику водонасыщенности (а) и гидратонасыщенности (б) на внешней границе при большом расходе газа:

1 – $m = 0.15$; 2 – $m = 0.4$.

на распределение и динамику водо- и гидратонасыщенности в конце закачки. Расчеты проводились только для большого расхода газа. На рис. 9, 10 приведены соответствующие кривые для двух значений пористости.

Кривые на рис. 9 подтверждают физически очевидный вывод о том, что скорость вытеснения воды газом будет тем выше, чем меньше пористость. Это, в свою очередь, приведет к росту гидратонасыщенности (ср. кривые 1 и 2 на рис. 9, а, б).

Такой вывод подтверждается сравнением кривых 1 и 2 на рис. 10, б: скорость роста гидратонасыщенности увеличивается с уменьшением пористости. Зависимость динамики водонасыщенности от пористости сложнее: при меньшей пористости она вначале возрастает быстрее, но затем и убывает быстрее (см. рис. 10, а).

Влияние проницаемости на распределение и динамику рассматриваемых функций показано на рис. 11, 12. Как следует из анализа рис. 11, умень-

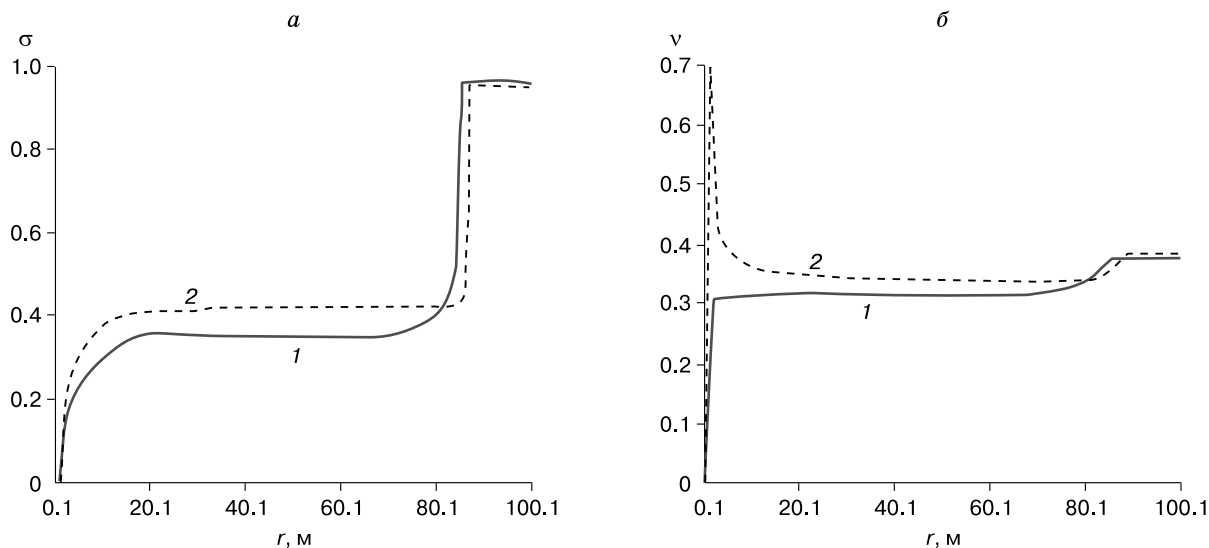


Рис. 11. Влияние проницаемости на распределение водонасыщенности (а) и гидратонасыщенности (б) в конце расчетного времени при большом расходе газа:

1 – $k = 8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; 2 – $k = 8 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$.

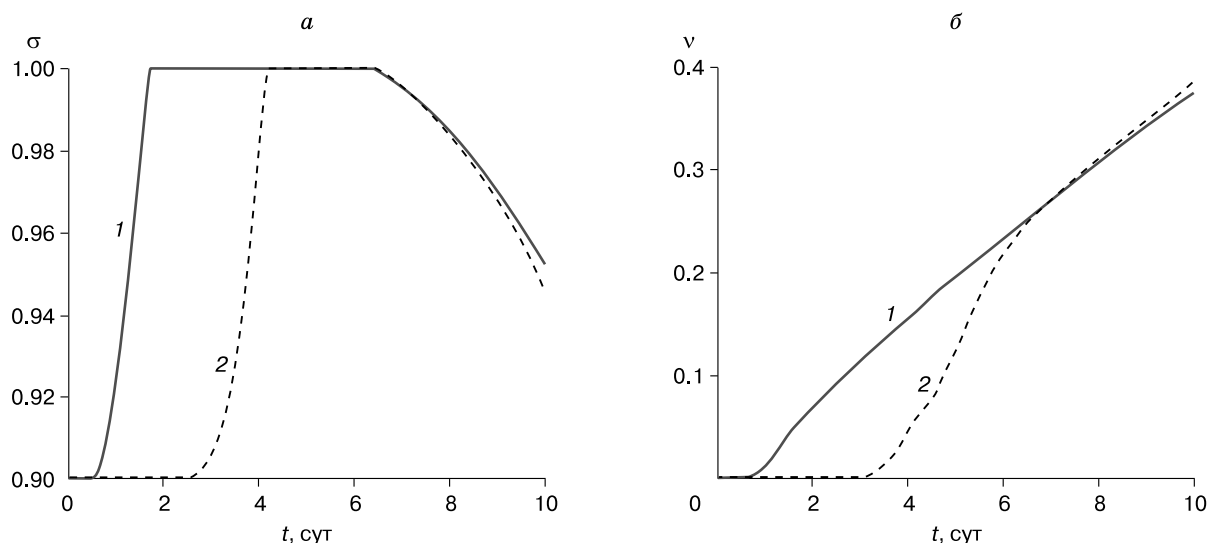


Рис. 12. Влияние проницаемости на динамику водонасыщенности (а) и гидратонасыщенности (б) на внешней границе при большом расходе газа:

1 – $k = 8 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; 2 – $k = 8 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$.

шение проницаемости в 10 раз слабо сказывается на скорости движения фронта водонасыщенности (ср. кривые 1 и 2 на рис. 11, а), что полностью соответствует теории Бакли–Лeverетта. В то же время оно приводит к резкому, хотя и локализованному вблизи скважины, росту гидратонасыщенности (кривая 2 на рис. 11, б). Однако снижение проницаемости приводит к задержке динамики как водонасыщенности (см. рис. 12, а), так и гидратонасыщенности (см. рис. 12, б).

ВЫВОДЫ

Оценивая результаты вычислительного эксперимента в целом, можно утверждать, что создание в водоносных пластах подмерзлотных горизонтов хранилищ газа в гидратном состоянии требует тщательного анализа их коллекторских свойств и данных гидродинамических исследований скважин. В частности, при коротком периоде закачки газа предпочтение следует отдавать коллекторам с пористостью менее 0.2, что обеспечи-

вает более равномерное заполнение хранилища гидратом. Проницаемость должна быть выше 10^{-14} м², чтобы при больших темпах закачки не допустить чрезмерного роста давления, которое может привести к потере герметичности кровли и подошвы коллектора.

В дальнейшем необходимо проведение исследования теплового взаимодействия таких хранилищ с окружающими горными породами.

Полученные результаты и предложенная тематическая модель могут быть использованы при разработке научных основ технологии подземного хранения природного газа, а также парниковых и токсичных газов в гидратном состоянии.

Литература

- Балобаев В.Т.** Подземные воды Центральной Якутии и перспективы их использования / В.Т. Балобаев, Л.Д. Иванова, Н.М. Никитина и др. Новосибирск, Изд-во СО РАН, фил. "Гео", 2003, 137 с.
- Басниев К.С.** Подземная гидравлика / К.С. Басниев, А.М. Власов, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. М., Недра, 1986, 303 с.
- Бондарев Э.А.** Механика образования гидратов в газовых потоках / Э.А. Бондарев, Г.Д. Бабе, А.Г. Гройсман, М.А. Каниболотский. Новосибирск, Наука, 1976, 157 с.
- Бондарев Э.А., Аргунова К.К., Рожин И.И.** Плоскопараллельная неизотермическая фильтрация газа: роль теплопереноса // Инж.-физ. журн., 2009, т. 82, № 6, с. 1059–1065.
- Бондарев Э.А., Попов В.В.** Динамика образования гидратов при добыче природного газа // Вычислит. технологии, 2002, № 1, с. 28–33.
- Васильев В.И.** Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа / В.И. Васильев, В.В. Попов, Т.С. Тимофеева. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2000, 126 с.
- Дучков А.Д., Соколова Л.С., Аюнов Д.Е., Пермяков М.Е.** Оценка возможности захоронения углекислого газа в криолитозоне Западной Сибири // Криосфера Земли, 2009, т. XIII, № 4, с. 62–68.
- Истомин В.А.** Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. М., ИРЦ Газпром, 2004, 508 с.
- Латонов В.В., Гуревич Г.Р.** Расчет коэффициента сжимаемости природных газов // Газ. пром-сть, 1969, № 2, с. 7–9.
- Чарный И.А.** Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. М., Гостоптехиздат, 1963, 396 с.
- Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Хасанов М.К.** Нагнетание газа в пористый резервуар, насыщенный газом и водой // Теплофизика и аэромеханика, 2005, т. 12, № 4, с. 645–656.
- Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Гималтдинов И.К., Столповский М.В.** Численное моделирование образования газогидрата в пористом пласте конечной протяженности при продувке его газом // Прикл. механика и техн. физика, 2011, т. 52, № 4, с. 116–126.
- Шагапов В.Ш., Хасанов М.К., Мусакаев Н.Г.** Образование газогидрата в пористом резервуаре, частично насыщенном водой, при инъекции холодного газа // Прикл. механика и техн. физика, 2008, т. 49, № 3, с. 137–150.
- Bondarev E.A., Kapitonova T.A.** Simulation of multiphase flow in porous media accompanied by gas hydrate formation and dissociation // Russian J. Eng. Thermophys., 1999, vol. 9, No. 1–2, p. 83–95.
- Kay W.B.** Density of hydrocarbon gases and vapors at high temperature and pressures // Industrial and Eng. Chem. Res., 1936, vol. 28, p. 1014–1019.
- Sloan E.D.** Clathrate hydrates of natural gases / E.D. Sloan, C.A. Koh. Boca Raton, USA, Taylor&Francis Group/CRC Press, 2008, 720 p.

Поступила в редакцию
28 января 2014 г.