Численное моделирование течений газа и нефти в соосных каналах при их добыче из купола-сепаратора

© И.К. Гималтдинов, М.В. Столповский, А.А. Насыров

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064 Уфа, Россия
e-mail: s_maxim.pmm@mail.ru

Поступило в Редакцию 5 мая 2026 г.
В окончательной редакции 22 июля 2026 г.
Принято к публикации 23 октября 2026 г.

Предложена математическая модель одновременного отбора углеводородов (газа и нефти) с помощью системы соосных цилиндрических каналов из купола-сепаратора. Полагается, что по внутреннему каналу течет газ, который может образовывать газогидрат на стенках канала, по внешнему — нефть. Показано, что наличие внешнего канала, по которому течет нефть, может противодействовать образованию газогидратов во внутреннем канале.

Ключевые слова: течение, система трубок, газогидрат, теплообмен.

DOI: 10.61011/JTF.2026.12.64060.272-26

В настоящее время актуальной является разработка месторождений нефти и газа в глубоководных районах, что объясняется их огромными запасами и существенным вкладом в общемировую добычу [1]. Поскольку большая часть систем добычи и транспортировки этого сырья находится в областях с достаточно низкой температурой, то данное обстоятельство может в некоторых случаях обеспечивать благоприятные условия для образования и отложения в них газовых гидратов (ГГ) [2,3]. Для решения задач по предотвращению ГГ отложений необходимо в том числе построение математических моделей, учитывающих основные особенности изучаемых процессов [4]. Математические модели одно- или многофазного течения в каналах и трубопроводах с учетом образования в них твердой фазы представлены, в частности, в [5–9]. Известно, что для быстрой ликвидации разлива нефти и газа при авариях в подводных скважинах могут использоваться купола-сепараторы, в которых накапливаются нефть и газ и потом откачиваются из нее на стоящий на поверхности воды танкер [10,11]. В настоящей работе исследовано течение газа и нефти в системе соосных цилиндрических каналов (рис. 1).

Рассмотрим соосный (коаксиальный) трубопровод (СТ) для одновременного отбора газа и нефти из купола-сепаратора, расположенного на дне океана [12,13] (рис. 1). Параметры СТ: внутренний и внешний радиусы внутреннего канала соответственно a_1 и a_2; аналогичные параметры для внешнего канала — a_3 и a_4; длина каналов L, материал стенок — сталь. По внутреннему каналу течет газ — метан, по внешнему — нефть. Термодинамические условия и состав газа могут быть такими, что во внутреннем канале в процессе течения может образовываться ГГ. Вследствие того, что нефть лучше сохраняет тепловую энергию на единицу массы по сравнению с газом и ее начальная температура может быть достаточно большой, то ее поток может противодействовать образованию гидратов на внутреннем канале.

Для описания течения нефти и газа примем следующие допущения. Течение нефти и газа является квазиустановившимся, поскольку время установления основных параметров потока много меньше времени образования гидрата. При этом газовый поток состоит из двух компонент: паров воды и метана, а нефть является однофазной несжимаемой однокомпонентной

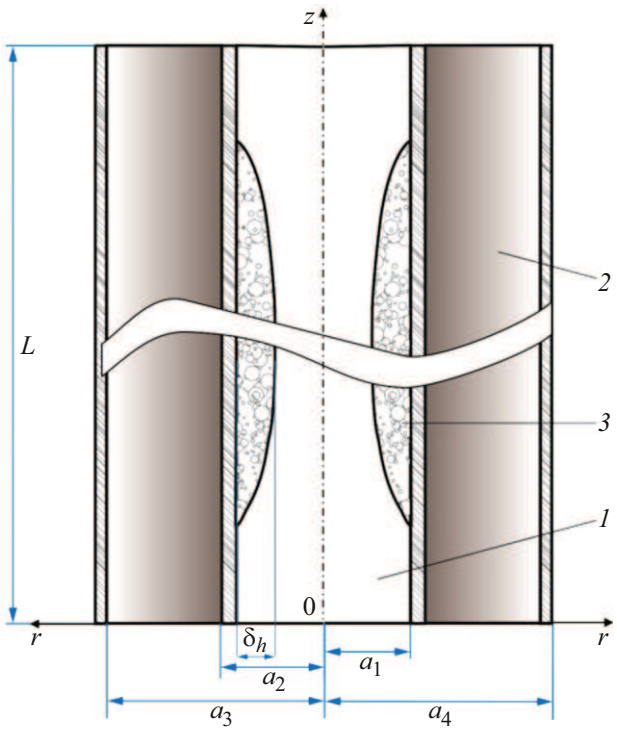


Рис. 1. Постановка задачи: *1* — газ; *2* — нефть; *3* — газогидрат.

жидкостью. Кроме того, температуры газа T_g и нефти T_o на входе в СТ равны и выше температуры воды T_w, окружающей его. Вследствие теплообмена с внешней средой возможна конденсация паров воды на внутренние стенки канала, по которому течет газ. Следовательно, в общем случае вода в потоке газа существует в двух состояниях: парообразном и в виде капелек [5,6,12,13]. В этом случае для массовой концентрации воды k_w в потоке можно записать

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v, \tag{1}$$

где k_l и k_v — соответственно массовые концентрации воды в виде капель и пара. При этом присутствие в потоке газа воды в виде капель, а также определенные термобарические условия, могут способствовать формированию слоя газогидрата на внутренних стенках трубопровода. В этом случае предполагается, что фазовые переходы в области течения газа происходят в равновесном режиме. Здесь и далее нижние индексы l и v относятся к параметрам жидкой и газообразной фаз воды; индексы w, g, o, h соответствуют параметрам воды, газа (в целом), нефти и гидрата; параметры на внутренней и внешней стенках внутреннего канала обозначаются как Σ_1 и Σ_2, аналогично для внешнего — Σ_3 и Σ_4.

Система основных уравнений, описывающих квазиустановившееся течение влажного газа во внутреннем и нефти во внешнем каналах СТ, имеет вид [5,12,13]:

$$m_i = \rho_i S_i v_i = \text{const}, \quad (i = g, o),$$

$$m_g \frac{dv_g}{dz} = -S_g \frac{dp_g}{dz} - \rho_g g S_g - f_{\Sigma_1},$$

$$\frac{dp_o}{dz} = -\rho_o g - \frac{f_{\Sigma_2} + f_{\Sigma_3}}{S_o},$$

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g}\frac{dp_g}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\Sigma_1},$$

$$m_o c_o \frac{dT_o}{dz} = \frac{m_o}{\rho_o}\frac{dp_o}{dz} + Q_{\Sigma_1 o} - Q_{ow}, \tag{2}$$

$$f_{\Sigma_i} = 2\pi a_{\Sigma_i}\tau_{\Sigma_i} \quad (i = 1, 2, 3), \quad \tau_{\Sigma_1} = \theta_{\Sigma_1}\frac{\rho_g v_g^2}{8},$$

$$\theta_{\Sigma_1} = (1.8 \lg \mathrm{Re}_g - 1.5)^{-2}, \quad \mathrm{Re}_g = \frac{2a_{\Sigma_1}\rho_g v_g}{\mu_g},$$

$$\tau_{\Sigma_i} = \theta_{\Sigma_i}\frac{\rho_o v_o^2}{8},$$

$$\theta_{\Sigma_i} = \begin{cases} 64/\mathrm{Re}_o, \mathrm{Re}_o \le 2300 \\ \qquad (i = 2, 3), \ \mathrm{Re}_o = \frac{2(a_3 - a_2)\rho_o v_o}{\mu_o}, \\ 0.3164 \cdot \mathrm{Re}_o^{-0.25}, \mathrm{Re}_o > 2300 \end{cases},$$

$$a_{\Sigma_1} = a_1 - \delta_{h_2}, \quad \mu_o(T_o) = Ae^{B/T_o},$$

$$p_g = \rho_g R_g T_g, \quad p_v = \rho_v R_v T_g, \quad \rho_o = \text{const}.$$

Здесь z — вертикальная координата; g — ускорение свободного падения; l_w — удельная теплота парообразования; R_i $(i = g, v)$ — приведенная газовая постоянная; m_i, ρ_i, v_i, c_i, и p_i $(i = g, o)$ — соответственно массовый расход, плотность, скорость, удельная теплоемкость и давление; $S_o = \pi(a_2^2 - (a_1 + \delta_1)^2)$ — площадь межтрубного пространства; $S_g = \pi a_{\Sigma_1}^2$ — площадь „живого“ сечения внутреннего канала; δ_h — толщина ГГ слоя; A и B — коэффициенты. Величины f_i и τ_i $(i = \Sigma_1, \Sigma_2, \Sigma_3)$ представляют собой силу трения, приходящую на единицу длины и площади i-й границы тепловые потоки Q_i и q_i, приходящиеся на единицу длины и площади, между газом и внутренней стенкой $(i = g\Sigma_1)$, внутренней стенкой внутреннего канала и нефтью $(i = \Sigma_1 o)$, нефтью и водой $(i = ow)$ имеют вид [13,14]:

$$Q_i = 2\pi a q_i, \quad Q_{g\Sigma_1} = \frac{\pi(T_g - T_{\Sigma_1})}{R_{g\Sigma_1}}, \quad Q_{\Sigma_1 o} = \frac{\pi(T_{\Sigma_1} - T_o)}{R_{\Sigma_1 o}},$$

$$Q_{ow} = \frac{\pi(T_o - T_w)}{R_{ow}}, \quad R_{g\Sigma_1} = \frac{1}{2a_{\Sigma_1}\alpha_{\Sigma_1}},$$

$$R_{\Sigma_1 o} = \frac{1}{2\lambda_h}\ln\frac{a_1}{a_{\Sigma_1}} + \frac{1}{2\lambda_{st}}\ln\frac{a_2}{a_1} + \frac{1}{2a_2\alpha_{\Sigma_2}},$$

$$R_{ow} = \frac{1}{2a_3\alpha_{\Sigma_3}} + \frac{1}{2\lambda_{st}}\ln\frac{a_4}{a_3} + \frac{1}{2a_4\alpha_{\Sigma_4}}, \tag{3}$$

$$\alpha_{\Sigma_1} = \frac{\lambda_g \mathrm{Nu}_g}{2a_{\Sigma_1}}, \quad \alpha_i = \frac{\lambda_o \mathrm{Nu}_o}{2a_i} \quad (i = 2, 3),$$

$$\alpha_{\Sigma_4} = \frac{\lambda_w \mathrm{Nu}_w}{L}, \quad \mathrm{Nu}_g = 0.021\mathrm{Re}_g^{0.8}\mathrm{Pr}_g^{0.43},$$

$$\mathrm{Nu}_o = \begin{cases} 4, \mathrm{Re}_o \le 2300 \\ 0.021\mathrm{Re}_o^{0.8}\mathrm{Pr}_o^{0.43}, \mathrm{Re}_o > 2300 \end{cases},$$

$$\mathrm{Nu}_w = C \cdot (\mathrm{Gr}_w \cdot \mathrm{Pr}_w)^n, \quad \mathrm{Pr}_i = \frac{\mu_i c_i}{\lambda_i}, \quad (i = g, o, w).$$

Здесь R_i $(i = g\Sigma_1, \Sigma_1 o, ow)$ и α_{Σ_i} $(i = 1, 2, 3, 4)$ — соответственно линейные термические сопротивления и коэффициенты теплопередачи; λ_h и λ_{st} — коэффициенты теплопроводности гидрата и стали. Для равновесной температуры образования ГГ можно записать [6]:

$$T_h = T_{h0} + T_* \ln(p/p_{h0}), \tag{4}$$

где T_{h0} — равновесная температура, соответствующая давлению p_{h0}; T_* — эмпирический параметр. На основании уравнений состояния газа и пара, а также зависимости давления насыщения пара от температуры, можно получить уравнение [15]:

$$k_v = \frac{p_{w^*} R_g}{p_g R_v} \exp\left(-\frac{T_{w^*}}{T_g}\right), \tag{5}$$

где p_{w^*} и T_{w^*} — эмпирические постоянные. Из (2) с учетом (1) и (5) можно получить систему дифференциальных уравнений, описывающих распределение

температуры и давления в газе и нефти, удобную для численных расчетов:

$$\frac{dp_g}{dz} = \frac{A_g}{B_g},$$

$$\frac{dT_g}{dz} = \left(\frac{S_g v_g}{m_g R_g} - \frac{S_g^2 p_g}{m_g^2 R_g}\right)\frac{dp_g}{dz} - \frac{p_g \rho_g g S_g^2}{m_g^2 R_g} - \frac{S_g p_g}{m_g^2 R_g} f_{\Sigma_1},$$

$$\frac{dp_o}{dz} = -\rho_o g - \frac{f_{\Sigma_2} + f_{\Sigma_3}}{S_o},$$

$$\frac{dT_o}{dz} = \frac{1}{\rho_o c_o}\frac{dp_o}{dz} + \frac{1}{m_o c_o}(Q_{\Sigma_1 o} - Q_{ow}), \qquad (6)$$

где

$$A_g = \frac{c_g p_g \rho_g g S_g^2}{m_g R_g} + \frac{l_w k_v T_{w^*} p_g \rho_g g S_g^2}{T_g^2 m_g R_g} + \left(\frac{c_g S_g p_g}{m_g R_g} + \frac{l_w k_v T_{w^*} p_g S_g}{T_g^2 m_g R_g}\right) f_{\Sigma_1} - Q_{g\Sigma_1},$$

$$B_g = \left(m_g c_g + \frac{m_g l_w k_v T_{w^*}}{T_g^2}\right)\left(\frac{S_g v_g}{m_g R_g} - \frac{S_g^2 p_g}{m_g^2 R_g}\right) - \frac{m_g}{\rho_g} - \frac{m_g l_w k_v}{p_g}.$$

Эволюция отложения ГГ на стенках внутреннего канала описывается уравнениями [6]:

$$m_g \frac{dk_w}{dz} = -J_w, \quad J_w = 2\pi a j_w,$$

$$\frac{\partial \delta_h}{\partial t} = \frac{j_h}{\rho_h}, \quad j_w = (1 - k_{gh}) j_h. \qquad (7)$$

Здесь J_i и j_i $(i = w, h)$ — интенсивности (потребления или образования), отнесенные на единицу длины и площади внутренней стенки трубопровода; ρ_h — плотность гидрата; k_{gh} — массовое содержание газа в составе ГГ. Примем, согласно [6], что образование ГГ может происходить в двух режимах. В первом режиме, реализуемым при достаточно большом количестве влаги, интенсивность образования ГГ лимитируется отводом тепла от границы фазовых переходов; при этом внутренняя поверхность трубопровода равна равновесной температуре гидратообразования:

$$j_h l_h = q_{\Sigma_1 o} - q_{g\Sigma_1}, \qquad (8)$$

где l_h — удельная теплота гидратообразования. Здесь полагается, что температура внутренней поверхности трубопровода (или ГГ) равна равновесной температуре гидратообразования. Второй режим образования ГГ характеризуется „дефицитом“ влаги. При этом для интенсивности ее поступления к поверхности ГГ можно записать:

$$j_w = \rho_g \nu_g^{(D)} \mathrm{Sh} \cdot k_w, \quad \mathrm{Sh} = 0.021 \mathrm{Re}_g^{0.8} \mathrm{Pr}_g^{(D)0.43},$$

$$\mathrm{Pr}_g^{(D)} = \frac{\nu_g^{(\mu)}}{\nu_g^{(D)}}, \quad \nu_g^{(\mu)} = \frac{\mu_g}{\rho_g}. \qquad (9)$$

Здесь $\nu_g^{(D)}$ и $\nu_g^{(\mu)}$ — коэффициенты диффузии и кинематической вязкости газа; $\mathrm{Pr}_g^{(D)}$ — диффузионное число Прандтля; Sh — число Шервуда.

Для численного решения задачи вводятся равномерные пространственная и временная сетки с шагами h и Δt соответственно. При $t = 0$ $\delta_h = 0$ по всей высоте канала, т. е. известны распределения радиуса и площади „живого“ сечения. Решая систему (6) методом Рунге–Кутта 4-го порядка с использованием условий на входе в каналы T_i^0 и p_i^0 $(i = g, o)$ получим распределения давления и температуры нефти и газа при $t = 0$. На основе данных значений можно с учетом (4), (5) и (1) выделить область гидратообразования, а также определить для момента времени Δt на основе (7)–(9) распределение толщины ГГ слоя в этот момент времени. Таким образом, из распределения геометрических характеристик внутреннего канала в текущий момент времени находятся давление и температура, а на их основе — геометрические размеры канала в „новый“ момент времени.

Верификация задачи проведена на основе сравнения численного и аналитического решений для температурных полей, реализующихся при течении сухого газа (метана) в трубе с теплообменом в отсутствие гидратообразования. Аналитическое решение было получено с на основе [16,17]. Сравнение численного решения с аналитическим показало высокую точность численного моделирования: распределения температур по длине трубы практически совпадают.

На рис. 2 сплошными линиями для момента времени $t = 65\,\mathrm{h}$ представлены распределения основных параметров системы при отборе газа и нефти из купола-сепаратора с использованием СТ. Штриховой линией представлены аналогичные параметры, когда из купола-сепаратора осуществляется отбор только газа с помощью одной трубки. Как следует из фрагмента (рис. 2, *a*) использование СТ приводит к более медленному падению температуры газа, чем при его отборе с помощью лишь одной трубки. Это связано с тем, что слой нефти создает дополнительное термическое сопротивление потоку тепла от газа из-за чего он охлаждается медленнее. Кроме того, нефть, граничащая через стенку скважины с окружающей водой, остывает также медленнее, чем газ при его отборе через единственную трубку. Из фрагмента рис. 2, *b* видно, что в СТ распределения давления нефти и газа имеют линейный характер. Следует отметить, что в случае прохождения газом области максимального сужения канала, может наблюдаться сильное падение как давления, так и температуры (рис. 2, *a*, *b*), что связано с адиабатическим эффектом [5]. Падение влагосодержания газа (рис. 2, *c*), обусловленное переходом воды в ГГ, в случае использования СТ начинает происходить при $z \approx 1100\,\mathrm{m}$, а при использовании лишь одной трубки — при $z \approx 100\,\mathrm{m}$. Из фрагмента рис. 2, *d* видно, что толщина ГГ слоя имеет немонотонный характер: она сначала возрастает, достигая максимального значения,

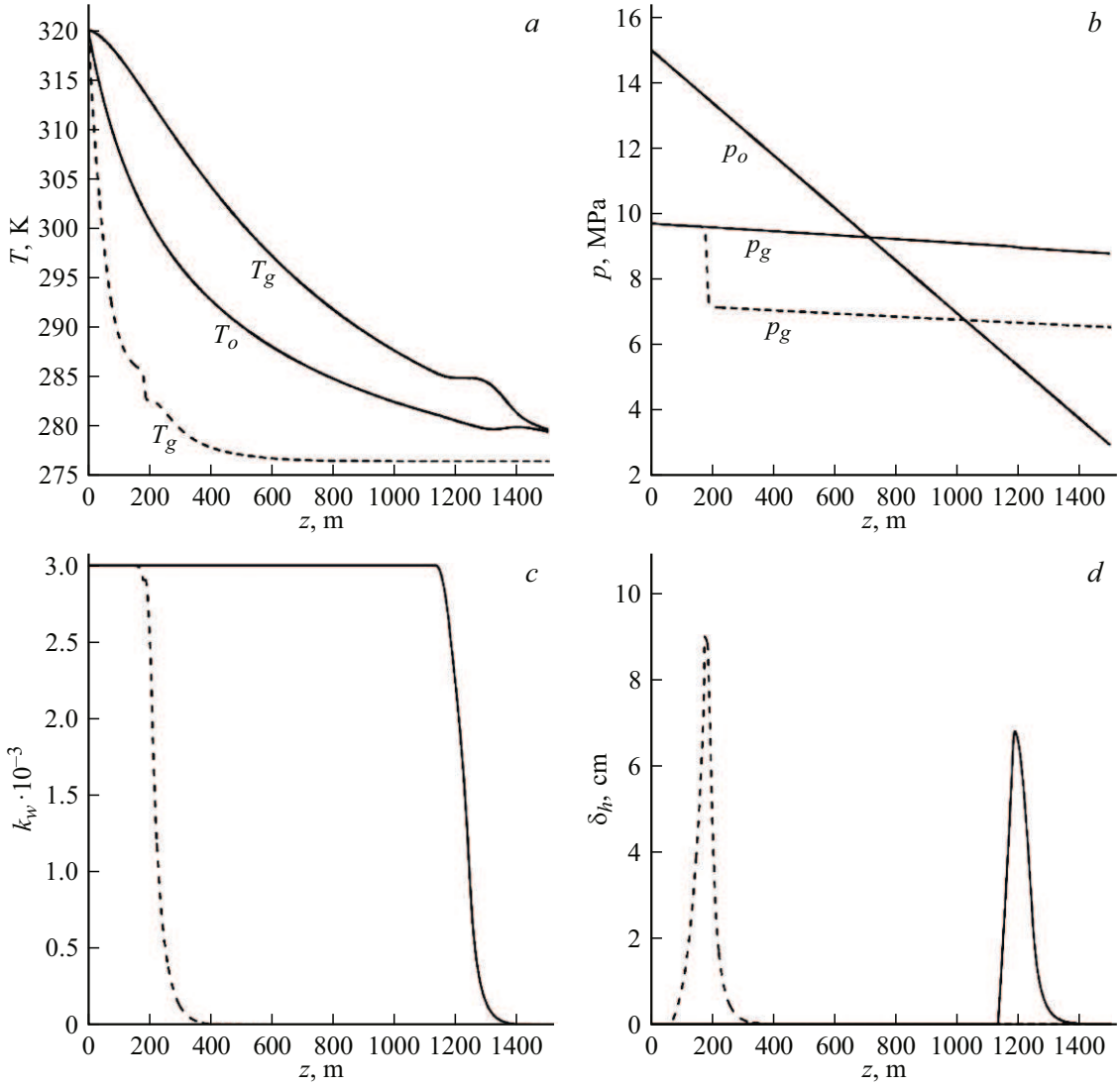


Рис. 2. Распределение температуры (a), давления (b), влагосодержания (c) и толщины газогидратного слоя (d), сплошные линии — соответствуют течениям нефти и газа в системе соосных труб; штриховая линия — течению газа в трубе при $m_g = 3$ kg/s, $m_o = 8$ kg/s, $T_g^0 = 320$ K, $p_g^0 = 9.7$ MPa, $k_w^0 = 3 \cdot 10^{-3}$, $T_o^0 = 320$ K, $p_o^0 = 15$ MPa, $T_w = 277$ K, $R_g = 520$ J/(kg·K), $R_v = 461$ J/(kg·K), $l_h = 5 \cdot 10^5$ J/kg, $l_w = 1.7 \cdot 10^6$ J/kg, $c_g = 2365$ J/(kg·K), $c_w = 4200$ J/(kg·K), $k_{gh} = 0.12$, $T_{w*} = 4228$ K, $p_{w*} = 9.34 \cdot 10^9$ Pa, $T_{h0} = 280$ K, $p_{h0} = 5.5$ MPa, $T^* = 10$ K, $\lambda_g = 0.03$ J/(m·K·s), $\lambda_h = 2$ J/(m·K·s), $\lambda_w = 0.57$ J/(m·K·s), $\lambda_{st} = 50$ J/(m·K·s), $\mu_g = 1028 \cdot 10^{-8}$ Pa·s, $\rho_h = 910$ kg/m^3, $v^{(D)} = 10^{-6}$ m^2/s, $g = 9.81$ m/s^2, $L = 1500$ m, $a_1 = 10$ cm, $a_2 = 20$ cm, $\delta_1 = \delta_2 = 2$ mm, $A = 2.92 \cdot 10^{-8}$ Pa·s, $B = 3815$ K.

а затем убывает. Это обусловлено уменьшением влагосодержания в газе и, как следствие, сменой режимов образования ГГ: режим с избытком влаги изменяется на режим ее „дефицита“. Кроме того, отметим, что толщина ГГ слоя при использовании СТ меньше, чем в случае отбора газа с помощью лишь одной трубки. Таким образом, использование СТ существенно сдвигает начало области формирования гидрата и уменьшает интенсивность гидратообразования, по сравнению со случаем, когда течение газа осуществляется посредством лишь одного канала.

На рис. 3 для момента времени $t = 24$ h представлены распределение толщины газогидратного слоя по высоте внутреннего канала при различных значения массового расхода газа (рис. 3, a) и нефти (рис. 3, b). Как следует из рис. 3, a, увеличение массового расхода газа приводит как к увеличению координаты начала области образования ГГ, так и росту толщины ГГ слоя. Это связано с тем, что в этом случае для достижения условий образования ГГ требуется отдача от газа большего количества теплоты, которое и реализуется при больших значениях координаты z. Также с ростом величины массового расхода газа увеличивается и содержание по массе воды в системе, что и приводит к росту толщины ГГ слоя. Из рис. 3, b видно, что увеличение массового расхода нефти способствует уменьшению координаты начала области

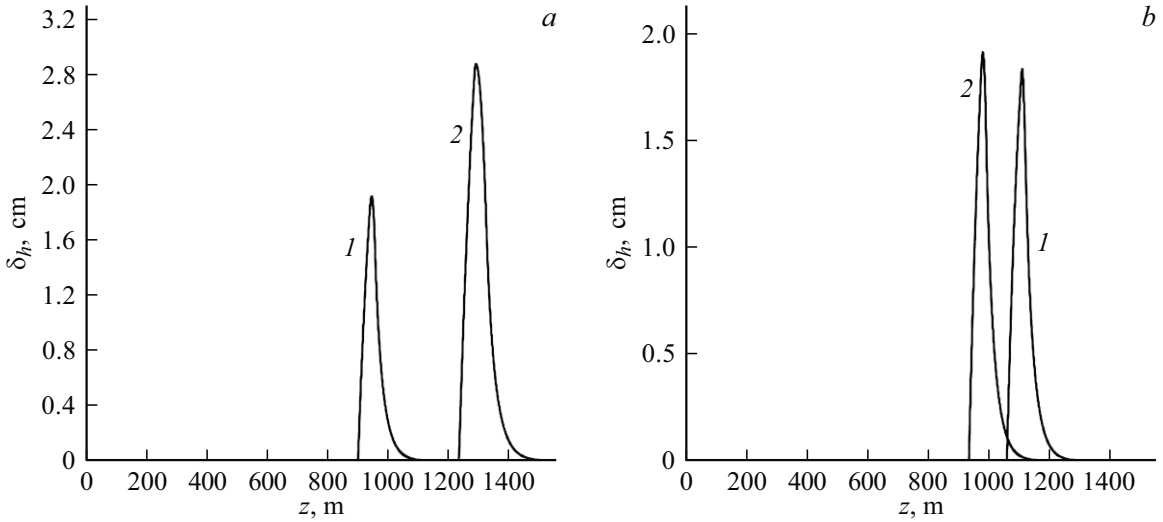


Рис. 3. Распределения толщины газогидратного слоя: *a* — $m_o = 10$ kg/s; линии *1* и *2* соответствуют $m_g = 2$ и 4 kg/s; *b* — $m_g = 2$ kg/s; линии *1* и *2* соответствуют — $m_o = 5$ и 8 kg/s.

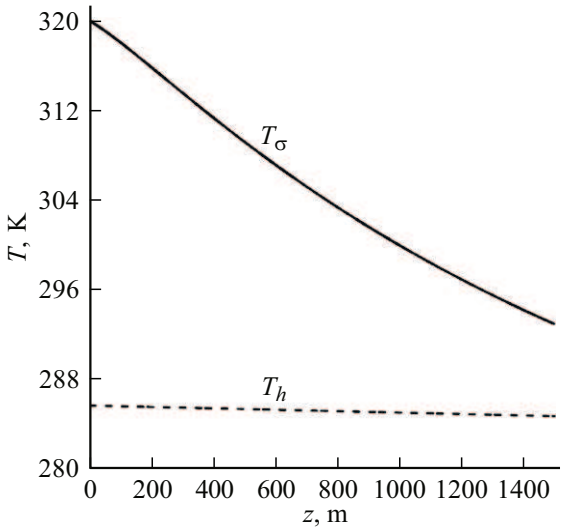


Рис. 4. Распределение температуры на стенках внутреннего канала (сплошная линия) и равновесной температуры гидратообразования (штриховая линия) при $m_g = 5$ kg/s и $m_o = 3$ kg/s.

образования ГГ и увеличению толщины гидратного слоя. В этом случае увеличивается интенсивность теплообмена между нефтью и окружающей водой и нефтью и газом, обусловленная более интенсивным турбулентным течением нефти в межтрубном пространстве.

Из анализа рис. 3 следует, что увеличение массового расхода газа и уменьшение массового расхода нефти приводят к тому, что область формирования ГГ будет реализовываться во внутреннем канале при более высоких значениях координаты *z*. Следовательно, при определенных значениях данных параметров возможен режим, когда образование ГГ не реализуется по всей высоте внутреннего канала. На рис. 4 представлено распределение температуры на внутренней стенке внутреннего канала (сплошная линия) и равновесной температуры гидратообразования (штриховая линия), построенной на основе (3). Из рис. 4 следует, что при данных значениях массовых расходов температура на стенке внутреннего канала лежит выше равновесной температуры образования ГГ. Следовательно, образование ГГ в этом случае не происходит по всей длине канала.

В заключении можно отметить: — использование соосных труб при транспортировке нефти и газа от купола-сепаратора существенно сдвигает начало области формирования гидрата по высоте и уменьшает интенсивность гидратообразования, по сравнению со случаем, когда течение газа осуществляется посредством лишь одного канала;

— увеличение массового расхода газа или уменьшение массового расхода нефти приводит к формированию области гидратообразования для больших значений координаты *z*;

— при определенных параметрах массового расхода газа и нефти возможен режим без образования ГГ.

Финансирование работы

Работа выполнена при поддержке госзадания Минобрнауки РФ на тему „„Новые методы получения полифункциональных органических соединений, обладающих совокупностью ценных свойств (ингибиторы коррозии, антиокислители, ПАВ, пластификаторы и др.), обработка многопараметровых данных натуральных наблюдений мониторинга водных объектов и гидратообразования“(FEUR-2026-0004)“.

Конфликт интересов

Авторы заявляют, что у них нет конфликта интересов.

Список литературы

[1] Z. Rui, C. Li, F. Peng, K. Ling, G. Chen, X. Zhou, H. Chang. J. Nat. Gas Sci. Eng., **39**, 44 (2017). DOI: 10.1016/j.jngse.2017.01.029

[2] W. Li, J. Gong, X. Lü, J. Zhao, Y. Feng, D. Yu. Pet. Sci., **10**, 97 (2013). DOI: 10.1007/s12182-013-0256-2

[3] G.C. Song, Y.X. Li, W.C. Wang, K. Jiang, Z. Shi, X. Ye, P.F. Zhao. J. Nat. Gas Sci. Eng., **45**, 26 (2017). DOI: 10.1016/j.jngse.2017.06.018

[4] S.L. Borodin, N.G. Musakaev, D.S. Belskikh. Mathematics, **10** (24), 4674 (2022). DOI: 10.3390/math10244674

[5] В.Ш. Шагапов, Н.Г. Мусакаев, Р.Р. Уразов. Инженерно-физический журнал, **81** (2), 271 (2008).

[6] V.Sh. Shagapov, R.R. Urazov, N.G. Musakaev. Heat and Mass Transfer, **48** (9), 1589 (2012). DOI: 10.1007/s00231-012-1000-3

[7] J. Pei, S. Wei, Z. Wang, S. Tong, X. Sui, J. Zhang, J. Zhong, B. Sun. Chem. Eng. Sci., **332**, 124112 (2026). DOI: 10.1016/j.ces.2026.124112

[8] W. Lou, D. Sun, X. Sun, P. Li, Y. Liu, L. Guan, B. Sun, Z. Wang. Pet. Sci., **20**, 424 (2023). DOI: 10.1016/j.petsci.2022.11.011

[9] X. Duan, B. Shi, J. Wang, S. Song, H. Liu, X. Li, Y. Chen, Q. Liao, J. Gong, S. Chen, F. Diao. J. Nat. Gas Sci. Eng., **96**, 104241 (2021). DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104241

[10] С.Р. Кильдибаева, И.К. Гималтдинов. Известия Томского политех. ун-та. Инжиниринг георесурсов, **330** (2), 167 (2019). DOI: 10.18799/24131830/2019/2/117

[11] И.К. Гималтдинов, С.Р. Кильдибаева. Теплофизика и аэромеханика, **22** (3), 401 (2015). DOI: 10.1134/S0869864315030139

[12] И.А. Чиглинцев, А.А. Насыров. Инженерно-физический журнал, **89** (4), 851 (2016).

[13] Р.Р. Уразов, И.А. Чиглинцев, А.А. Насыров. Инженерно-физический журнал, **90** (5), 1223 (2017).

[14] М. А. Михеев, И. М. Михеева. *Основы теплопередачи* (Энергия, М., 1977), с. 344.

[15] Р.И. Нигматулин. *Динамика многофазных сред* (Наука, М., 1987), ч. 1, с. 464.

[16] A.H. Rzayev, G.A. Guluyev, F.H. Pashayev, As.H. Rzayev, R.Sh. Asadova. Mekhatronica, Avtomatizatsiya, Upravlenie, **21** (6), 337 (2020). DOI: 10.17587/mau.21.337-347

[17] I. Khujaev, A. Arifjanov, S. Khujaeva. ISJ Theor. Appl. Sci., **10** (78), 25 (2019). DOI: 10.15863/TAS.2019.10.78.4