

Том 21
Номер 3

eISSN 2658–5782

2026

МНОГОФАЗНЫЕ СИСТЕМЫ

электронный
научный журнал

MULTIPHASE
SYSTEMS

online
journal

<https://multiphasesystems.online>



Институт
механики
им. Р.Р. Мавлютова



Численное моделирование отбора газа и нефти из купола-сепаратора с помощью системы соосных цилиндрических каналов

М.В. Столповский¹, А.А. Насыров¹✉, И.А. Чиглинцев²

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Российская Федерация

² ФГБОУ ВО "Уфимский университет науки и технологий" (Бирский филиал), Бирск, Российская Федерация

E-mail: nasaza@mail.ru

Аннотация. В настоящее время добыча углеводородов на континентальном шельфе сталкивается с серьезными проблемами — аварийными выбросами флюидов, наносящими экологический ущерб и гидратообразованием в трубопроводах. Газовые гидраты формируются на больших глубинах при особых термобарических условиях, постепенно сужают проходное сечение труб и могут полностью их закупорить, провоцируя аварии и приводя к дорогостоящему ремонту. Для решения этих проблем предложена подводная установка типа «купол–сепаратор» с соосными вертикальными каналами. Она позволяет гидродинамически отдельно отбирать нефть и попутный газ из зоны разлива или устья аварийной скважины — это повышает эффективность сбора углеводородов и дает возможность управлять процессом образования гидратов. Цель исследования — построить математическую модель течения многофазной смеси во внутреннем канале и выявить условия роста газогидратного слоя. В основе модели лежат уравнения механики гетерогенных сред, конвективного теплообмена и фазовых переходов. Сформулированную систему нелинейных дифференциальных уравнений в частных производных (она отражает профили скоростей, давления, температуры и динамику изменения толщины гидратной корки) решали численно методом Рунге–Кутты. Параметрическое моделирование выявило важный эффект: толщина гидратного слоя и интенсивность его роста по длине канала меняются немонотонно — это связано со сложным взаимодействием тепловых и гидродинамических факторов. Установлено, что управлять локализацией зоны риска можно через массовые расходы фаз: увеличение расхода нефти смещает начало гидратообразования ближе к входу канала, а усиление потока газа отодвигает его вниз по течению. Критическое сужение канала зависит от баланса массовых расходов фаз и радиуса внешнего соосного канала. Результаты исследования формируют научную базу для проектирования безопасных, отказоустойчивых систем подводной добычи и помогают разрабатывать алгоритмы предотвращения закупорки глубоководных трубопроводов — это крайне важно при освоении морских месторождений.

Ключевые слова: газогидрат; соосный трубопровод; купол–сепаратор; многофазное течение; теплообмен; численное моделирование

Финансирование: 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)

Цитирование: Столповский МВ, Насыров АА, Чиглинцев ИА. Численное моделирование отбора газа и нефти из купола-сепаратора с помощью системы соосных цилиндрических каналов. *Многофазные системы*. 2026;21(3):108–116.

Numerical Simulation Of Gas And Oil Extraction From A Dome-Separator Using A System Of Coaxial Cylindrical Channels

M.V. Stolpovsky¹, A.A. Nasyrov¹✉, I.A. Chiglintsev²

¹ Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

² BirsK Branch of the Ufa University of Science and Technology, BirsK, Russian Federation

E-mail: nasaza@mail.ru

Abstract. Currently, hydrocarbon production on the continental shelf faces serious problems: accidental fluid releases cause environmental damage, and hydrate formation in pipelines poses another major threat. Gas hydrates form at great depths under specific thermobaric conditions; they gradually narrow pipe passages and can fully clog them, leading to accidents and costly repairs. An underwater dome-separator installation with coaxial vertical channels is proposed to address these issues. It enables hydrodynamically separate extraction of oil and associated gas from spill zones or emergency well mouths, boosting collection efficiency and allowing control over hydrate formation. The study's purpose was to build a mathematical model of multiphase mixture flow in the inner channel and identify conditions for gas hydrate layer growth. The model relies on equations describing heterogeneous media mechanics, convective heat transfer,

and phase transitions. The resulting system of nonlinear partial differential equations – capturing velocity, pressure, temperature profiles, and hydrate crust thickness dynamics – was solved numerically using the Runge–Kutta method. Parametric modeling uncovered a key effect: hydrate layer thickness and growth intensity vary nonmonotonously along the channel due to complex thermal and hydrodynamic interactions. Mass flow rates of the phases help control the risk zone's location: higher oil flow shifts hydrate formation onset closer to the channel entrance, while increased gas flow moves it downstream. Key conclusions: critical channel narrowing depends on the balance of phase mass flow rates and the external coaxial channel's radius. These findings provide a scientific basis for designing safe, fault-tolerant underwater mining systems and developing algorithms to prevent deep-sea pipeline blockages – crucial for offshore field development.

Keywords: gas hydrate; coaxial pipeline; dome separator; multiphase flow; heat transfer; numerical simulation

Funding: The work was supported by the state assignment of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation on the topic "New methods for obtaining multifunctional organic compounds with a set of valuable properties (corrosion inhibitors, antioxidants, surfactants, plasticizers, etc.), processing multiparameter data from natural observations of monitoring water bodies and hydrate formation" (FEUR-2026-0004).

Cite: Stolpovsky MV, Nasyrov AA, Chiglintsev IA. Numerical Simulation Of Gas And Oil Extraction From A Dome-Separator Using A System Of Coaxial Cylindrical Channels. *Multiphase Systems*. 2026;21(3):108–116.

1. Введение

В настоящее время добыча углеводородов на континентальном шельфе сталкивается с серьезными проблемами — аварийными выбросами флюидов, наносящими экологический ущерб и гидратообразованием в трубопроводах. Газовые гидраты (твердые кристаллические соединения из газа и воды) формируются на больших глубинах при особых термобарических условиях, постепенно сужают проходное сечение труб и могут полностью их закупорить, провоцируя аварии и приводя к дорогостоящему ремонту. Для решения этих проблем в настоящей работе предлагается подводная установка типа «купол–сепаратор» с соосными вертикальными каналами. Она позволит гидродинамически отдельно отбирать нефть и попутный газ из зоны разлива или устья аварийной скважины, что повысит эффективность сбора углеводородов и даст возможность управлять процессом образования гидратов. Цель исследования — построить математическую модель течения многофазной смеси во внутреннем канале и выявить условия роста газогидратного слоя.

2. Постановка задачи и математическая модель

Рассмотрим соосный трубопровод для одновременного отбора газа и нефти из купола — сепаратора, расположенного на дне океана [1–4] (рис. 1). Предполагается, что по внутреннему каналу течет газ — метан, по внешнему — нефть. Положим, что радиус внутреннего канала, по которому течет газ (метан), равен a_1 ; толщина его стенок равна δ_1 . Аналогичные параметры второго канала соответственно равны a_2 и δ_2 . Таким образом, течение нефти осуществляется в межтрубном пространстве $a_1 + \delta_1 \leq r \leq a_2$. При этом длину трубопровода примем равной L , материал стенок каналов — сталь. Температура омывающей трубу извне воды полагаем равной T_w , которую будем считать постоянной по всей длине трубопровода.

Следует отметить, что термодинамические условия, реализуемые в области течения газа могут быть такими, что во внутреннем канале возможно образование газогидрата. Поскольку нефть лучше сохраняет тепловую энергию на единицу массы по сравнению с газом и имеет достаточно большую начальную температуру, ее поток может противодействовать образованию гидратов на внутреннем канале. Требуется изучить распределение теплофизических параметров вдоль соосного трубопровода с целью прогнозирования образования газогидрата.

Для описания течения влажного газа и нефти примем следующие допущения. Течение нефти и газа является квазиустановившимся; газовый поток состоит из двух компонентов: воды и метана, а нефть является однофазной несжимаемой однокомпонентной жидкостью. Кроме того, температуры газа T_{0g} и нефти T_{0o} на входе в соосный (коаксиальный) трубопровод (СТ) выше температуры воды T_w , окружающей соосный канал. При этом величины T_g и T_o являются функциями вертикальной координаты z , отсчитываемой от входа в СТ, т.е. $T_g = T_g(z)$ и $T_o = T_o(z)$. Вследствие теплообмена с внешней средой происходит остывание нефти и газа, на основании чего возможна конденсация паров воды на внутренних стенках канала, по которому течет газ. По-

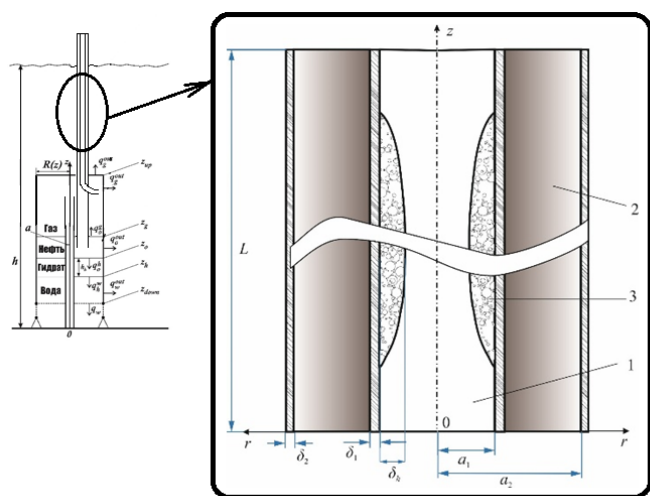


Рис. 1. Постановка задачи: 1 — газ; 2 — нефть; 3 — газогидрат

этому в общем случае будем полагать, что вода в потоке газа может существовать в 2-х состояниях: парообразном и в виде капелек. Тогда для массовой концентрации воды k_w в потоке можно записать:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_v, \quad (1)$$

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 в дальнейшем для обозначения параметров, относящихся к жидкой и парообразной фазам, примем нижние индексы l и v ; индексами w , g и o обозначим те параметры, которые будут относиться к воде, потоку газа в целом и нефти; индексом h — относящиеся к газогидрату.

На основании представленных допущений запишем систему, описывающую квазиустановившееся течение влажного газа. Поскольку массовый расход газа гораздо больше скорости роста массы гидратного слоя, то можно пренебречь переходными процессами в газе, связанными с переходом части газа в гидрат [5, 6]. Поэтому расход газа m_g по всей длине трубопровода будем считать постоянным:

$$m_g = m_g^0 = \rho_g S_g v_g = \text{const}. \quad (2)$$

Здесь ρ_g и v_g — плотность и скорость газовой фазы; S_g — площадь «живого» сечения, при этом $S_g = \pi a^2$, где a — радиус «живого», т.е. свободного, не занятого гидратом, сечения потока газа. Следует отметить, вследствие нарастания гидрата a и S_g являются функциями координаты z и времени t . Поэтому можно записать, что $a = a_l - \delta_h$, где $\delta_h = \delta_h(z, t)$ — толщина газогидратного слоя. Уравнение движения для газа имеет вид [5, 7]:

$$m_g \frac{dv_g}{dz} = -S_g \frac{dp_g}{dz} - \rho_g g S_g - f_{g\sigma}, \quad (3)$$

$$f_{g\sigma} = 2\pi a \tau_{g\sigma} \quad \tau_{g\sigma} = \theta_g \frac{\rho_g v_g^2}{g},$$

где g — ускорение свободного падения; p_g — давление в газовой фазе; $f_{g\sigma}$ и $\tau_{g\sigma}$ — сила трения между газовым потоком и стенкой внутреннего канала, отнесенная к единице его длины и площади, соответственно. Величина гидравлического сопротивления θ_g в общем случае является функцией шероховатости стенок трубы ϵ и числа Рейнольдса $Re_g = \frac{2a\rho_g v_g}{\mu_g}$. Здесь для расчетов величины θ_g будем использовать следующее выражение [8, 9]:

$$\theta_g = (1.81 \lg Re_g - 1.5)^{-2}.$$

Уравнение для определения температуры газа с учетом процессов конденсации пара и отвода тепла через

стенку канала можно представить в виде [8, 10]:

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp_g}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{g\sigma}, \quad (4)$$

$$Q_{g\sigma} = 2\pi a q_{g\sigma}.$$

Здесь l_w — удельная теплота парообразования; c_g — удельная теплоемкость газа; величины $Q_{g\sigma}$ и $q_{g\sigma}$ представляют, соответственно, тепловой поток от газа к внутренней стенке внутреннего канала, отнесенный к единице его длины канала и площади. Выражение для величины удельного теплового потока от газа к внутренней стенке канала (или гидрата, когда он имеется) имеет вид:

$$q_{g\sigma} = \alpha_{g\sigma}(T_g - T_\sigma),$$

где $\alpha_{g\sigma} = \lambda_g Nu_g / (2a)$ — коэффициент теплоотдачи от газа к внутренней стенке трубопровода; λ_g — коэффициент теплопроводности газа. Критерий Нуссельта для газа зададим в следующем виде:

$$Nu_g = 0.021 Re_g^{0.8} Pr_g^{0.43},$$

где $Pr_g = \mu_g c_g / \lambda_g$ — число Прандтля для газа. Температуру T_σ внутренней поверхности канала, по которому течет газ, определим из условия теплового баланса $q_{q\sigma} = q_{\sigma\sigma}$, где интенсивность теплопередачи от внутренней стенки внутреннего канала к нефти определяется выражением

$$q_{\sigma\sigma} = \alpha_{\sigma\sigma}(T_\sigma - T_o).$$

Нефть движется в межтрубном пространстве с площадью поперечного сечения $S_o = \pi(a_2^2 - (a_1 + \delta_1)^2)$. В этом случае, система основных уравнений имеет вид:

$$m_o = m_o^0 = \rho_o S_o v_o = \text{const},$$

$$0 = -S_o \frac{dp_o}{dz} - \rho_o g S_o - f_{o\sigma(1)} - f_{o\sigma(2)},$$

$$m_o c_o \frac{dT_o}{dz} = \frac{m_o}{\rho_o} \frac{dp_o}{dz} + Q_{\sigma(1)o} - Q_{o\sigma(2)},$$

$$Q_{\sigma(1)o} = 2\pi a q_{\sigma(1)o}, \quad Q_{o\sigma(2)} = 2\pi a_2 q_{o\sigma(2)}.$$

Здесь $f_{o\sigma(1)}$ и $f_{o\sigma(2)}$ — сила трения, отнесенная к единице длины канала между нефтью и, соответственно, внешним слоем внутреннего канала и внутренним слоем наружного канала. При этом, можно записать:

$$f_{o\sigma(1)} = 2\pi(a_1 + \delta_1)\tau_o, \quad f_{o\sigma(2)} = 2\pi a_2 \tau_o, \quad \tau_o = \theta_o \frac{\rho_o v_o^2}{g}.$$

Здесь τ_o — сила трения между потоком нефти и стенками каналов, отнесенная к единице их площади. Для величины гидравлического сопротивления нефти θ_o примем выражение

$$\theta_o = 0.3164 / Re_o^{0.25},$$

где $Re_o = 2a_* \rho_o v_o / \mu_o$ — число Рейнольдса для нефти; $a_* = a_2 - (a_1 + \delta_1)$ — размер кольцевого слоя; μ_o и ρ_o — коэффициент динамической вязкости и плотности нефти, которые будем считать постоянными величинами. Величины Q_j и q_j ($j = \sigma(1)o, o\sigma(2)$) представляют, соответственно, тепловой поток, отнесенный к единице длины

канала и его площади. Индексы $\sigma_{(1)0}$ и $\sigma\sigma_{(2)}$ соответствуют теплопередаче между внешней стенкой внутреннего канала и нефтью и нефтью и внутренней стенкой внешнего канала. При этом выражение для плотности теплового потока имеет вид:

$$q_{\sigma_{(1)0}} = \alpha_{\sigma_{(1)0}}(T_{\sigma_{(1)}} - T_o), \quad q_{\sigma\sigma_{(2)}} = \alpha_{\sigma\sigma_{(2)}}(T_o - T_{\sigma_{(2)}}),$$

где $\alpha_{\sigma_{(1)0}} = \lambda_o \text{Nu}_{\sigma_{(1)0}} / (2(a_1 + \delta_1))$ и $\alpha_{\sigma\sigma_{(2)}} = \lambda_o \text{Nu}_{\sigma\sigma_{(2)}} / (2a_2)$ — коэффициенты теплоотдачи; λ_o — коэффициент теплопроводности нефти. Критерий Нуссельта в этом случае представим в виде [11]:

$$\text{Nu}_j = 0.021 \text{Re}_o^{0.8} \text{Pr}_o^{0.43} \left(\frac{\text{Pr}_o}{\text{Pr}_w} \right)^{0.25}, \quad j = \sigma_{(1)0}, \sigma\sigma_{(2)},$$

где $\text{Pr}_o = \mu_o c_o / \lambda_o$ — число Прандтля для нефти; величина Pr_w — представляет число Прандтля для нефти на стенке соответствующего канала. При этом зависимость коэффициента динамической вязкости от температуры имеет вид:

$$\mu_o = A \exp(B/T_o)$$

где $A = 2.92 \cdot 10^{-8} \text{ Па} \cdot \text{с}$ и $B = 3815.26 \text{ К}^{-1}$ — эмпирические параметры.

Число Нуссельта для воды представим в виде $\text{Nu}_w = B(\text{Gr}_w \cdot \text{Pr}_w)^n$, где Gr_w и Pr_w — соответственно числа Грасгофа и Прандтля для воды; B и n — эмпирические постоянные, взятые для вертикальной поверхности [12]. Для определения температуры наружной поверхности внешней трубки и следовательно, числа Грасгофа, используется условие теплового баланса, заключающееся в равенстве тепловых потоков между потоком нефти и водой через стенки.

В качестве температуры гидратообразования приемлем равновесную температуру гидратообразования метана, которая достаточно хорошо описывается эмпирической зависимостью вида [5, 13]:

$$T_h = T_{h0} + T_* \ln \left(\frac{p}{p_{h0}} \right), \quad (5)$$

где T_{h0} — равновесная температура, соответствующая давлению p_{h0} ; T_* — эмпирический параметр.

Уравнения Менделеева–Клапейрона для газовой смеси в целом и пара имеют вид:

$$p_g = \rho_g R_g T_g, \quad p_v = \rho_v R_v T_v.$$

Здесь R_g и R_v — приведенные газовые постоянные для газа (метана) и водяного пара; ρ_v — плотность водяного пара. На основании представленных формул, а также зависимости давления насыщения пара от температуры можно получить уравнение [5, 14]:

$$k_v = \frac{p_{w*} R_g}{p_g R_v} \exp \left(- \frac{T_{w*}}{T_g} \right), \quad (6)$$

выражающее распределение равновесной концентрации водяного пара в трубопроводе. Здесь p_{w*} и T_{w*} — эмпирические постоянные.

Из уравнений (3) и (4) с учетом (1), (2) и (6) можно получить систему дифференциальных уравнений, описывающую распределение температуры и давления в газе:

$$\begin{aligned} \frac{dp_g}{dz} &= \frac{A_g}{B_g}, \\ \frac{dT_g}{dz} &= \left(\frac{S_g v_g}{m_g R_g} - \frac{S_g^2 p_g}{m_g^2 R_g} \right) \frac{dp_g}{dz} - \\ &\quad - \frac{p_g \rho_g S_g^2}{m_g^2 R_g} - \frac{S_g p_g}{m_g^2 R_g} f_g, \\ \frac{dp_o}{dz} &= -\rho_o g - \frac{f_{\sigma\sigma_{(1)}} + f_{\sigma\sigma_{(2)}}}{S_o}, \\ \frac{dT_o}{dz} &= \frac{1}{\rho_o c_o} \frac{dp_o}{dz} + \frac{1}{m_o c_o} (Q_{\sigma_{(1)0}} - Q_{\sigma\sigma_{(2)}}), \end{aligned} \quad (7)$$

где

$$\begin{aligned} A_g &= \frac{c_g p_g \rho_g S_g^2}{m_g R_g} + \frac{l_w k_v T_{w*} p_g \rho_g S_g^2}{T_g^2 m_g R_g} + \\ &\quad + \left(\frac{c_g S_g p_g}{m_g R_g} + \frac{l_w k_v T_{w*} p_g S_g}{T_g^2 m_g R_g} \right) f_g - Q_{g\sigma}, \\ B_g &= \left(m_g c_g + \frac{m_g l_w k_v T_{w*}}{T_g^2} \right) \left(\frac{S_g v_g}{m_g R_g} - \frac{S_g^2 p_g}{m_g^2 R_g} \right) - \\ &\quad - \frac{m_g}{\rho_g} - \frac{m_g l_w k_v}{p_g}. \end{aligned}$$

Система (7) может быть решена методом Рунге–Кутты 4-го порядка. При этом необходимо задать граничные условия — температуру и давление ($i = g, o$) на входе в каналы ($z = 0$).

Для выделения области, в которой происходит отложение газогидрата на внутренних стенках трубопровода, необходимо, с одной стороны, наличие влаги, а с другой — соответствующие термодинамические условия. Это означает, что температура газа опускается ниже точки росы для водяного пара, содержащегося в газе, и температура внутренней стенки трубопровода становится ниже равновесной температуры (5) для текущего давления p_g . Эти условия с учетом (2) и (5) можно записать в виде:

$$k_l = \frac{k_w - k_v}{1 - k_v} > 0, \quad T_o \leq T_h(p_g).$$

Поскольку формирование газогидратов сопровождается потреблением воды, то происходит обеднение газового потока водой. При этом уравнение сохранения массы влаги имеет вид:

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

Здесь J_w и j_w — интенсивности потребления влаги, отнесенные на единицу длины и площади внутренней стенки трубопровода. Тогда для скорости роста толщины гидрата можно записать:

$$\frac{\partial \delta_h}{\partial t} = \frac{j_h}{\rho_h},$$

где j_h — интенсивность образования газогидрата, отнесенная к единице внутренней поверхности трубопровода; ρ_h — его плотность. При этом газогидраты являются клатратными соединениями с массовым содержанием газа k_{gh} . В этом случае стехиометрическое соотношение записывается в виде:

$$j_w = (1 - k_{gh})j_h.$$

Следует отметить, что, как показано в [5, 6, 15], образование газогидрата может происходить в двух режимах. В первом режиме, называемом режимом теплового баланса и реализуемом при достаточно большом количестве влаги, интенсивность образования гидрата лимитируется отводом тепла от границы фазовых переходов (границы гидратообразования):

$$j_h l_h = q_{\sigma w} - q_{\sigma g}, \quad (8)$$

где l_h — удельная теплота гидратообразования. При этом в данном режиме полагается, что температура внутренней поверхности трубопровода (или гидрата) равна равновесной температуре гидратообразования, определяемой из (5): $T_\sigma = T_h(p_g)$.

Второй режим гидратообразования характеризуется «дефицитом» влаги. При этом температура внутренней поверхности трубопровода должна удовлетворять условию существования газогидрата: $T_\sigma \leq T_h(p_g)$. В этом случае, для интенсивности поступления влаги к поверхности газогидрата можно записать [16, 17]:

$$j_w = \rho_g v^{(D)} Sh k_w, \quad (9)$$

$$Sh = 0.021 Re^{0.8} Pr^{(D)0.43}, \quad Pr^{(D)} = \frac{v^{(\mu)}}{v^{(D)}} \quad v^{(\mu)} = \frac{\mu_g}{\rho_g}.$$

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

3. Результаты расчетов

В расчетах переход от первого режима гидратообразования ко второму осуществляется следующим образом. После того, как выделена область гидратообразования, происходит расчет интенсивности гидратообразования $j_{h(1)}$ по первому режиму с использованием (8) и условия $T_\sigma = T_h(p_g)$. По мере образования гидрата в дальних сечениях трубопровода будет уменьшаться концентрация влаги k_w , и интенсивность влагопереноса, вычисленная по формуле (9), будет равна интенсивности влагопереноса и стехиометрического соотношения. В этом случае начинает реализовываться второй режим формирования гидрата, температура внутренней поверхности трубопровода определяется из (9).

На рис. 2 для момента времени $t = 20$ ч. представлены распределения температуры, давления, влагосодержания и интенсивности гидратообразования при отборе газа из купола-сепаратора с помощью системы соосных трубок. Полагается, что $a_1 = 10$ см, $a_2 = 22$ см; материал

стенок каналов — сталь с коэффициентом теплопроводности $\lambda = 50$ Вт/(м·К); толщины трубок каналов равны $\delta_1 = 1$ мм, $\delta_2 = 2$ мм. Для остальных параметров, характеризующих состояние системы, приняты следующие значения: $m_g = 1.0$ кг/с; $m_o = 6.0$ кг/с; $T_{g0} = 310$ К; $p_{g0} = 10$ МПа; $k_{w0} = 5 \cdot 10^{-3}$; $T_{o0} = 310$ К; $p_{o0} = 15$ МПа; $T_w = 277$ К; $R_g = 520$ Дж/(кг·К); $R_v = 461$ Дж/(кг·К); $l_h = 5 \cdot 10^5$ Дж/кг; $l_w = 1.7 \cdot 10^6$ Дж/кг; $c_g = 2365$ Дж/(кг·К); $c_w = 4200$ Дж/(кг·К); $k_{gh} = 0.12$; $T_{w*} = 4228$ К; $p_{w*} = 9.34 \cdot 10^9$ Па; $T_{h0} = 280$ К; $p_{h0} = 5.5$ МПа; $T_* = 10$ К; $\lambda_g = 0.03$ Вт/(м·К); $\lambda_h = 2$ Вт/(м·К); $\lambda_w = 0.57$ Вт/(м·К); $\mu_g = 1028 \cdot 10^{-8}$ Па·с; $\rho_h = 910$ кг/м³; $v(D) = 10^{-6}$ м²/с; $g = 9.81$ м/с²; $L = 1200$ м.

Из рис. 2 следует, что при данных параметрах образование газогидрата во внутреннем канале происходит в сечении с координатой $z \sim 700$ м. Следует отметить, что протяженность данной области при рассматриваемых параметрах составляет порядка 200 м. Из фрагментов (а) и (б) следует, что температура нефти монотонно убывает на всем протяжении канала, а ее давление имеет линейный характер. При этом наиболее сильное падение температуры и давления в газе реализуется за местом максимального сужения канала. Это объясняется адиабатным расширением газа после прохождения области максимального сужения в канале, образующейся вследствие формирования газогидрата на внутренних стенках канала. Следует отметить, что распределение толщины газогидратного слоя на внутренней поверхности канала, по которому течет газ, является немонотонным. Из фрагмента (г) рис. 2 следует, что за областью максимального сужения канала, толщина газогидратного слоя уменьшается. Это обстоятельство обусловлено уменьшением влаги в потоке и, как следствие, уменьшением интенсивности гидратообразования. При этом, из рис. 2 (в) следует, что в области формирования газогидратов влагосодержание изменяется от максимального значения до нуля.

На рис. 3 для момента времени $t = 10$ ч представлены распределения толщины гидрата (а) и интенсивности гидратообразования (б) в зависимости от массового расхода нефти. При этом кривая 1 соответствует $m_o = 6$ кг/с, а кривая 2 — $m_o = 8$ кг/с; остальные параметры соответствуют рис. 2. Из рис. 3 следует, что толщина гидрата и интенсивность его образования по длине канала имеют немонотонный характер. Так, вблизи начала границы формирования газогидрата его толщина и интенсивность возрастают, достигая максимального значения, а затем уменьшаются до нуля. Данное обстоятельство можно объяснить тем, что вблизи начала формирования области гидратообразования влаги в потоке газа достаточно, и режим гидратообразования реализуется по первому механизму. Затем происходит обеднение газового потока влагой, вследствие чего процесс гидратообразования реализуется в режиме ее дефицита. При этом интенсивность гидратообразования и его толщина при этом уменьшаются до нуля. Кроме того, из рис. 3 следует, что с увеличением массового расхода

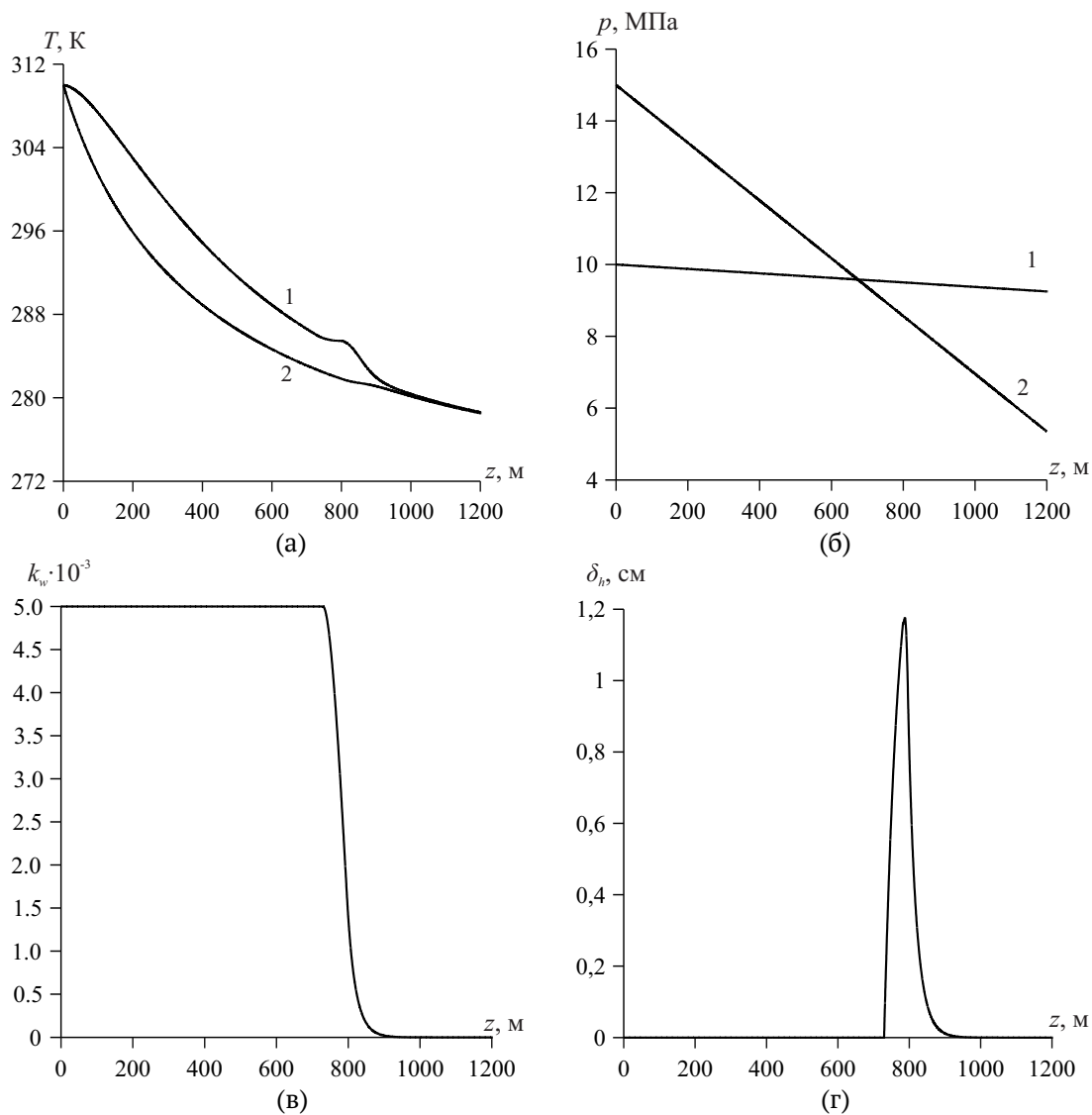


Рис. 2. Распределения температуры (а), давления (б), влагосодержания (в) и толщины газогидратного слоя (г); линии 1 и 2 соответствуют параметрам газа и нефти

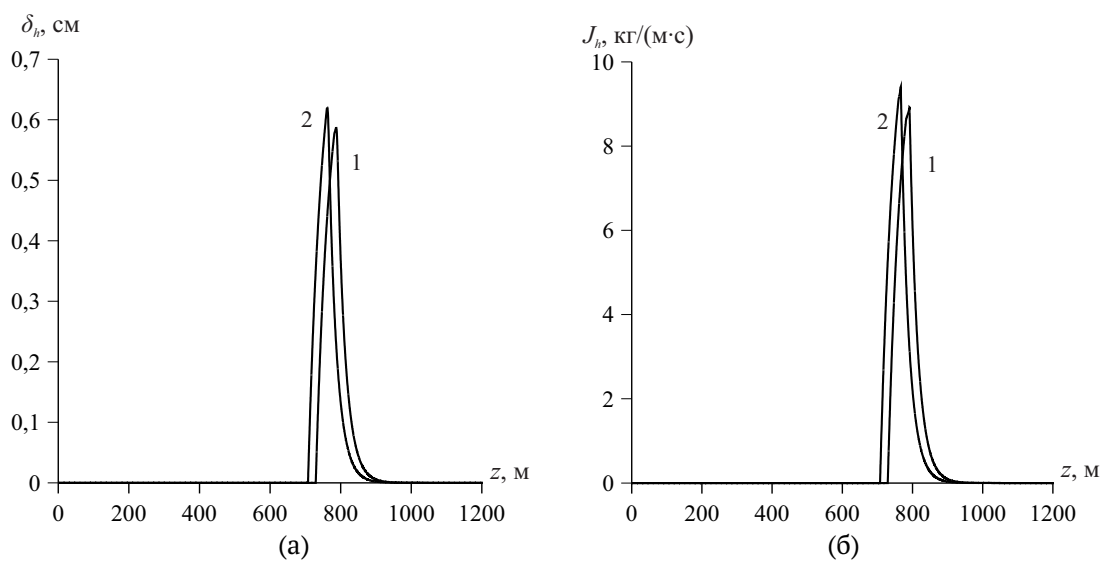


Рис. 3. Распределения толщины гидрата (а) и интенсивности гидратообразования (б) при различных значениях массового расхода нефти

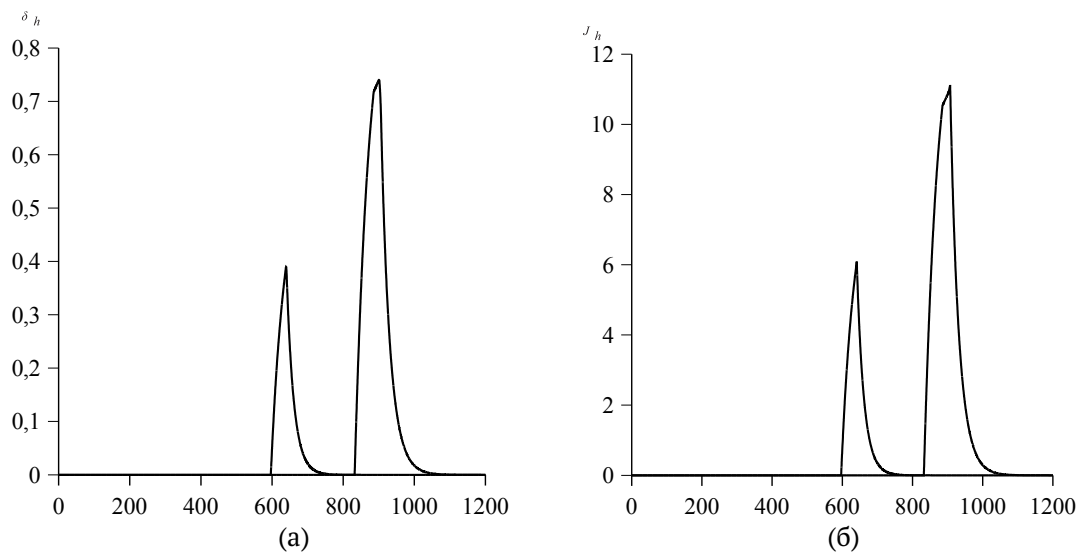


Рис. 4. Распределения толщины гидрата (а) и интенсивности гидратообразования (б) при различных значениях массового расхода газа

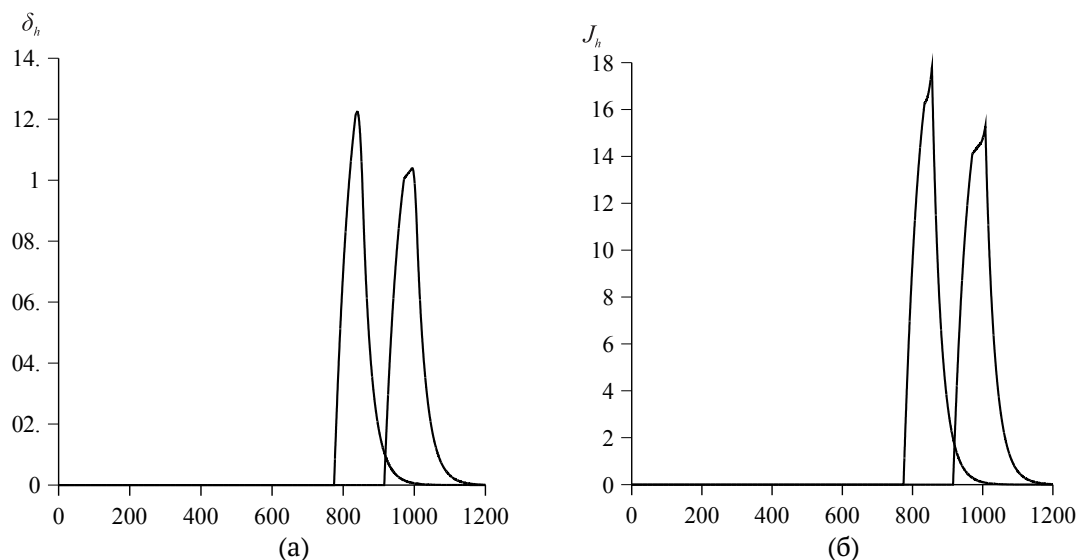


Рис. 5. Распределения толщины гидрата (а) и интенсивности гидратообразования (б) при различных значениях радиуса внешнего канала

нефти интенсивность гидратообразования увеличивается, а координата начала формирования газогидратной области уменьшается. Это связано с тем, что увеличение m_o приводит к увеличению теплообмена между нефтью и окружающей водой и газом и нефтью.

На рис. 4 представлены аналогичные рис. 3 зависимости при различных значениях массового расхода газа: кривая 1 соответствует $m_g = 0.5$ кг/с, кривая 2 — $m_g = 1.5$ кг/с. При этом $m_o = 7$ кг/с, остальные параметры соответствуют рис. 2. Из рис. 4 следует, что увеличение массового расхода газа приводит как к увеличению координаты начала области образования гидрата, так и к росту толщины газогидратного слоя. Это связано с тем, что в этом случае для достижения условий образования гидрата требуется отдача от газа большего количества теплоты, которое и реализуется при боль-

ших значениях координаты z . Также с ростом величины массового расхода газа увеличивается и содержание по массе воды в системе, что и приводит к росту толщины газогидратного слоя.

На рис. 5 представлены распределения толщины гидрата (а) и интенсивности гидратообразования (б) в зависимости от радиуса внешнего канала. При этом кривая 1 соответствует $a_2 = 18$ см, а кривая 2 — $a_2 = 20$ см; остальные параметры соответствуют рис. 4. Из рис. 5 следует, что увеличение радиуса внешнего канала приводит как к увеличению координаты начала области образования гидрата, так и толщины газогидратного слоя. Это объясняется тем, что в этом случае увеличивается и толщина нефти, что приводит к формированию области газогидрата при больших значениях координаты z .

4. Заключение

В работе представлена математическая модель течения газа и нефти в соосном трубопроводе. Показано, что при определенных параметрах системы в области течения газа возможно формирование газогидрата. На основе численных экспериментов установлено, что толщина гидрата и интенсивность его образования по длине канала имеют немонотонный характер. Получено, что с увеличением массового расхода нефти и уменьшением массового расхода газа интенсивность гидратообразования увеличивается, а координата начала формирования газогидратной области уменьшается.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов / Author Contributions

Концептуализация / Conceptualization: ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Методология / Methodology: МВС (MVS), ИАЧ (IACH); Программное обеспечение / Software: МВС (MVS); Верификация данных / Validation: ААН (AAN); Получение финансирования / Funding acquisition: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Проведение исследования / Investigation: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Ресурсы / Resources: МВС (MVS), ААН (AAN); Администрирование данных / Data curation: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Создание черновика рукописи / Writing – original draft: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Создание рукописи и ее редактирование / Writing – review & editing: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Визуализация / Visualization: МВС (MVS), ААН (AAN), ИАЧ (IACH); Руководство исследованием / Supervision: МВС (MVS), ААН (AAN); Администрирование проекта / Project administration: МВС (MVS), ААН (AAN); Получение финансирования / Funding acquisition: МВС (MVS), ААН (AAN).

Список литературы / References

- [1] Кильдибаева СР, Гималтдинов ИК. Теоретическая модель накопления углеводородов в куполе с учетом гидратообразования, лимитирующегося теплообменом. *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2019;330(2):167–174. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/2/117>
- [2] Кильдибаева СР, Гималтдинов ИК. Theoretical Model for Hydrocarbon Accumulation in a Dome Taking Into Account Condensation, Limited by Heat Transfer. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019;330(2):167–174. (in Russian)
- [3] Гималтдинов ИК, Кильдибаева СР. К теории начального этапа накопления нефти в куполе-сепараторе. *Теплофизика и аэромеханика*. 2015;22(3):401–406. <https://elibrary.ru/VUAXOL>
- [4] Gimaltdinov I, Kildibaeva S. About the theory of initial stage of oil accumulation in a dome-separator. *Thermophysics and Aeromechanics*. 2015;22387–392. <https://doi.org/10.1134/S0869864315030130>
- [5] Rui Z, Li C, Peng F, Ling K, Chen G, Zhou X, Chang H. Development of industry performance metrics for offshore oil and gas project. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017;39:44–53. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.01.022>
- [6] Archer D. Methane hydrate stability and anthropogenic climate change. *Biogeosciences*. 2007;4(4):521–544. <https://doi.org/10.5194/bg-4-521-2007>
- [7] Шагапов ВШ, Мусакаев НГ. Динамика образования и разложения гидратов в системах добычи, транспортировки и хранения газа. М.:Наука; 2016. 320 с. (in Russian)
- [8] Чиглинцев ИА, Насыров АА. Моделирование процесса наполнения купола-сепаратора с разложением газогидрата, образовавшегося в период монтажа установки. *Инженерно-физический журнал*. 2016;89(4):851–860. <https://elibrary.ru/wfazlv>
- [9] Chiglintsev IA, Nasyrov AA. Modeling of the Process of Filling a Dome Separator with the Decomposition of a Gas Hydrate Formed During the Mounting of the Installation. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2016;89(4):854–863. <https://doi.org/10.1007/s10891-016-1446-0>
- [10] Шагапов ВШ, Уразов РР. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений. *Теплофизика высоких температур*. 2004;42(3):461–468. <https://elibrary.ru/OKJJSZ>
- [11] Shagapov VSh, Urazov RR. The Characteristics of a Gas Pipeline in the Presence of Hydrate Deposits. *High Temperature*. 2004;42:463–470. <https://doi.org/10.1023/B:HITE.0000033884.53813.1d>
- [12] Бондарев ЭА, Рожин ИИ, Аргунова КК. Обобщенная математическая модель образования гидратов в магистральных газопроводах. *Прикладная механика и техническая физика*. 2019;60(3):120–127. <https://doi.org/10.15372/PMTF20190312>
- [13] Bondarev EA, Rozhin II, Argunova KK. Generalized Mathematical Model of Hydrate Formation in Gas Pipelines. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 2019;60:503–509. doi:10.1134/S002189441903012X
- [14] Pei J, Wei S, Wang Z, et al. A Quantitative Multiphase Flow Model Coupling Hydrate Phase Transition and Deposition in Long-Distance Subsea Pipelines. *Chemical Engineering Science*. 2026;332:124112. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2026.124112>
- [15] Leifer I, Boles JR, Luyendyk BP. *Measurement of oil and gas emissions from a marine seep, development and technology*. University of California energy institute (archive); 2007. 24 p. <https://escholarship.org/uc/item/6ns670dt>
- [16] Chiglintseva AS, Nasyrov AA, Chiglintsev IA. Warm Insulation of Exhaust Pipe When Taking Gas From the "Dome – Separator" Installation From Large Depths. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2020;860:012033. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012033>
- [17] Кутателадзе СС. *Основы теории теплообмена*. 2-е изд., доп. М.:Атомиздат; 1979. 416 с.
- [18] Kutateladze SS. *Fundamentals of Heat Transfer Theory*. 2nd ed. M.:Atomizdat; 1979. 416 p. (in Russian)
- [19] Song GC, Li YX, Wang WC, Jiang K, Shi Z, Ye X, Zhao PF. Experimental study of hydrate dissociation in oil-dominated systems using a high-pressure visual cell. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2017;45:26–37. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.032>
- [20] Нигматулин РИ. *Динамика многофазных сред*. Ч. 1. М.:Наука; 1987. 464 с.
- [21] Nigmatulin RI. *Dynamics of Multiphase Media*. Vol. 1. Hemisphere, N.Y.; 1990. 532 p.
- [22] Уразов РР, Чиглинцев ИА, Насыров АА. Образование склеротических отложений гидрата в трубе для отбора газа из купола-сепаратора. *Инженерно-физический журнал*. 2017;90(5):1223–1231. <https://elibrary.ru/znlkyy>
- [23] Urazov RR, Chiglintsev IA, Nasyrov AA. Formation of Sclerotic Hydrate Deposits in a Pipe for Extraction of a Gas from a Dome Separator. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2017;90(5):1162–1169. <https://doi.org/10.1007/s10891-017-1670-2>
- [24] Norris BWE, Zerpa LE, Koh CA, Johns ML, May EF, Aman ZM. Rapid assessments of hydrate blockage risk in oil-continuous flowlines. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016;30:284–294. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.01.035>
- [25] Lou W, Sun D, Sun X, et al. High-Precision Nonisothermal Transient Wellbore Drift Flow Model Suitable for the Full Flow Pattern Domain and Full Dip Range. *Petroleum Science*. 2023;20:424–446. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.11.011>

Сведения об авторах / Information about the Authors

Максим Владимирович Столповский

кандидат физ.-мат. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Российская Федерация

Maxim V. Stolpovsky

Ph.D. (Phys. & Math.), Assoc. Prof.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation
s_maxim.pmm@mail.ru
ORCID: 0000-0001-9173-7136

Азат Аскатович Насыров

кандидат физ.-мат. наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной технический
университет, Уфа, Российская Федерация

Azat A. Nasyrov

Ph.D. (Phys. & Math.), Assoc. Prof.
Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian
Federation
nasaza@mail.ru
ORCID: [0000-0002-1900-4955](https://orcid.org/0000-0002-1900-4955)

Игорь Александрович Чиглинцев

Кандидат физ.-мат. наук
ФГБОУ ВО "Уфимский университет науки и технологий"
(Бирский филиал), Бирск, Российская Федерация

Igor Alexandrovich Chiglintsev

Ph.D. (Phys. & Math.)
Birsk Branch of the Ufa University of Science and Technology,
Birsk, Russian Federation
schnik@mail.ru
ORCID: [0000-0003-0692-5373](https://orcid.org/0000-0003-0692-5373)