

УДК 532.546

DOI 10.17223/19988621/67/13

**А.С. Чиглинцева, А.А. Насыров, И.А. Чиглинцев,
С.А. Лепихин, В.В. Коледин**

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ОТКАЧИВАЮЩЕМ ТРУБОПРОВОДЕ С ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ ПРИ ОТБОРЕ ГАЗА ИЗ «КУПОЛА-СЕПАРАТОРА»¹

На основе численного моделирования исследуется образование гидратов в вертикальном трубопроводе, через который происходит отбор газа из «купола-сепаратора» – устройства, предназначенного для сбора энергетических углеводородов, вытекающих из поврежденных глубоководных добывающих скважин и транспортных трубопроводов. Анализируется влияние на интенсивность гидратообразования в газоотводной трубе наличия и толщины теплоизоляционного покрытия трубы и скорости движения морской воды.

Ключевые слова: *утечка углеводородов, «купол-сепаратор», движение газа, образование газового гидрата, теплообмен.*

Добыча нефти и газа на шельфе всегда сопряжена с потенциально высокой угрозой загрязнения окружающей среды и, в случае серьезных аварий, может обернуться крупномасштабной экологической катастрофой, подобной разливу нефти в Мексиканском заливе после взрыва на нефтедобывающей платформе в 2010 году [1–4]. Тогда для сбора и последующей откачки вытекающей из разрушенной скважины нефти был применен специальный купол, который установили непосредственно над местом утечки. При этом ликвидаторы аварии столкнулись с проблемой образования в куполе достаточно большого количества гидрата, что негативно сказалось на устойчивости купола и создало трудности при отборе углеводородного сырья из купола [3, 4].

Некоторые численные модели глубоководных нефтяных и газовых выбросов из скважин и сравнение результатов моделирования с натуральными экспериментами представлены в [5–8]. В [7, 8] основное внимание уделено проблеме образования гидрата в затопленных струях.

В [9–12] рассмотрены теоретические основы функционирования «купола-сепаратора» с учетом различных механизмов образования в нем гидратов. Проанализированы возможные случаи расслоения на фазы газожидкостной смеси в куполе, изучены динамика наполняемости купола пластовой жидкостью и реализующиеся при этом поля температур и давлений. Проведен анализ образования и скорости прироста газогидратов в «куполе-сепараторе» при различных дебитах скважины. В [13] проанализировано влияние на интенсивность гидратообразования в куполе дополнительного теплоизоляционного покрытия, установленного на его внешней поверхности. Отмечается сравнительно слабый эффект от такого способа предотвращения накопления гидратов в установке, особенно при сравнительно быстром наполнении купола углеводородами.

¹ Работа поддержана грантом Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – докторов наук, номер гранта: МД-2179.2020.1.

Модели образования гидрата в вертикальных трубопроводах малого диаметра, в том числе в трубе, через которую происходит отбора газа из «купола-сепаратора», и влияние на скорость прироста гидратных отложений толщины газоотводной трубы рассмотрены в [14, 15].

В данной работе, которая является продолжением и дальнейшим развитием исследований [10, 12–14] изучается интенсивность гидратообразования в газоотводной трубе, снабженной внешним теплоизоляционным покрытием разной толщины и при наличии движения окружающей водной среды.

Постановка задачи и основные уравнения

Отбираемый из «купола-сепаратора» газ будем рассматривать как газожидкостную смесь, содержащую в своем составе легкие углеводороды и воду в виде пара и взвеси капель. Если термобарические условия, при которых ведется отбор газа, благоприятны для образования гидратов, то на внутренней поверхности газоотводного трубопровода будет происходить нарастание газогидратного слоя, уменьшающего живое сечение трубопровода [16–18].

Процессы течения газожидкостной смеси в отводящей трубе и образования в ней газового гидрата будем рассматривать в рамках следующих допущений: скорость течения газа гораздо меньше скорости звука, течение квазиустановившееся, массовый расход газа превышает скорость прироста массы газогидрата, температура жидкой и газовой фаз в любой точке сечения трубопровода одинакова, фазовые превращения равновесные. Взвесь жидкой воды в потоке принимаем мелкодисперсной, ее объемную концентрацию незначительной. Это позволяет пренебречь влиянием дисперсной фазы на течение газа и считать скорости капель воды и газа равными [19, 20].

Физические параметры, относящиеся к воде и газовому потоку в целом, снабдим нижними индексами w и g , параметры воды в парообразном и жидком (капельном) состоянии – нижними индексами ϑ и l соответственно. Параметрам, характеризующим равновесные состояния, припишем нижний индекс s .

Количество газа, перекачиваемого за единицу времени из «купола-сепаратора» через газоотводный трубопровод на поверхность океана, принимаем постоянным по всей длине трубопровода:

$$m_g = \rho_g w_g S = \text{const}, \quad (1)$$

где ρ_g и w_g – плотность и скорость газа в трубопроводе; $S = \pi a^2$ – площадь «живого» сечения трубопровода.

В процессе отбора газа из «купола-сепаратора» образующийся газогидрат будет нарастать в виде слоя на внутренней поверхности трубопровода. Эти гидратные отложения учтем в виде толщины газогидратного слоя δ_h . Так как интенсивность гидратообразования по длине трубопровода будет неодинакова, то δ_h очевидно будет зависеть от координаты z , а также времени t . Ось z , относительно которой будем рассматривать движение газа, направим вверх вдоль трубопровода, совместив ее начало с входным сечением. Тогда δ_h может быть представлена как

$$\delta_h(z, t) = a_0 - a(z, t),$$

где a_0 – внутренний радиус стального трубопровода; a – радиус «живого» сечения трубопровода.

Полагаем, что доминирующим фактором образования гидрата в трубопроводе является интенсивный отвод теплоты, выделяющейся при его образовании, в ок-

ружающую среду [13, 21]. Поэтому с целью анализа предупреждения гидратообразования путем снижения тепловых потерь от газового потока рассмотрим трубопровод длиной L , покрытый снаружи слоями пенополиуретана и полиуретана толщиной δ_{pp} и δ_p соответственно (рис. 1).

Влагосодержание газового потока зададим через массовую концентрацию воды k_w . Вода в составе транспортируемой газовой смеси может присутствовать как в парообразном, так и жидком (в виде капель) состояниях. Тогда для массовой концентрации воды можно записать

$$k_w = k_l + (1 - k_l) k_v, \quad (2)$$

где k_l , k_v – массовые концентрации капель и пара соответственно.

Для описания установившегося течения газа в отводящем трубопроводе запишем уравнение импульсов в стационарном приближении:

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - \rho_g g S - f, \quad (3)$$

где p – давление газа.

Силу вязкого трения между потоком газа и внутренней поверхностью трубопровода зададим как [22, 23]

$$f = 2\pi a \tau, \quad \tau = \lambda \frac{\rho_g w_g^2}{8},$$

где τ – сила гидравлического трения, отнесенная к единице площади внутренней поверхности трубопровода.

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = f(\text{Re}, \varepsilon)$ в общем случае является функцией двух параметров [23]: числа Рейнольдса $\text{Re} = 2a\rho_g w_g / \mu_g = 2m_g / \pi a \mu_g$ и относительной шероховатости внутренней поверхности трубы $\varepsilon = \beta/a$, где β – высота выступов шероховатости, μ_g – динамическая вязкость газа.

При откачке газа из-под «купола-сепаратора» в трубопроводе будет реализовываться турбулентный режим течения. Для его описания будем считать, что коэффициент гидравлического сопротивления λ принимает значения, соответствующие закону сопротивления гладких труб. В этом случае λ будет определяться только числом Рейнольдса, и при значениях $\text{Re} < 10^5$ может быть определен по формуле Блазиуса [23]

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}.$$

Движение газа в отводящем трубопроводе, содержащем в своём составе пары воды, будет сопровождаться их конденсацией, в результате чего будет выделяться энергия. Для передачи тепла от газового потока к внутренней стенке трубки запишем уравнение сохранения энергии в виде

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g}{\rho_g} \frac{dp}{dz} + m_g l_w \frac{dk_l}{dz} - Q_{gen}, \quad Q_{gen} = 2\pi a q_{gen}. \quad (4)$$

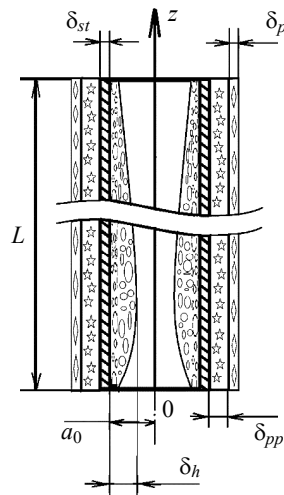


Рис. 1. Принципиальная схема трубопровода с теплоизоляцией
Fig. 1. Basic scheme of a gas pipeline with insulation

Здесь l_w – удельная теплота парообразования воды, c_g , T_g – удельная теплоемкость и температура газа, q_{gen} – общая интенсивность теплопередачи от газового потока к стенке трубопровода, приходящаяся на единицу площади.

Тепловые потоки от газа в трубе к внешней среде через многослойную цилиндрическую поверхность трубопровода (рис. 2) зададим как

$$\begin{aligned} q_g &= \beta_g (T_g - T_h'), & q_h &= \beta_h (T_h' - T_h''), & q_{st} &= \beta_{st} (T_{st}' - T_{st}''), \\ q_{pp} &= \beta_{pp} (T_{pp}' - T_{pp}''), & q_p &= \beta_p (T_p' - T_p''), & q_w &= \beta_w (T_{p1}' - T_w), \\ q_{gen} &= q_g = q_h = q_{st} = q_{pp} = q_p = q_w, \\ q_{gen} &= \beta_{gen} (T_g - T_w), \\ \frac{1}{\beta_{gen}} &= \frac{1}{\beta_g} + \frac{1}{\beta_h} + \frac{1}{\beta_{st}} + \frac{1}{\beta_{pp}} + \frac{1}{\beta_p} + \frac{1}{\beta_w}, \\ \beta_g &= \frac{\lambda_g \text{Nu}_g}{2R}, \quad \beta_h = \frac{\lambda_h}{\delta_h}, \quad \beta_{st} = \frac{\lambda_{st}}{\delta_{st}}, \quad \beta_{pp} = \frac{\lambda_{pp}}{\delta_{pp}}, \quad \beta_p = \frac{\lambda_p}{\delta_p}, \quad \beta_w = \frac{\lambda_w \text{Nu}_w}{L}, \end{aligned} \quad (5)$$

где T_i^j – температура, которая указана на рис. 2 (нижний индекс $i = g, h, st, pp, p, w$ определяет принадлежность параметра соответственно газу, слою гидрата, стальной стенке трубопровода, пенополиуретановому и полиуретановому теплоизоляционным слоям и окружающей воде; верхний индекс j в виде одного штриха характеризует температуру на внутренней поверхности слоя вещества, в виде двух штрихов – на внешней поверхности); q_i – интенсивность передачи тепла через единицу площади поверхности; λ_i – коэффициенты теплопроводности; L – длина (высота) трубопровода.

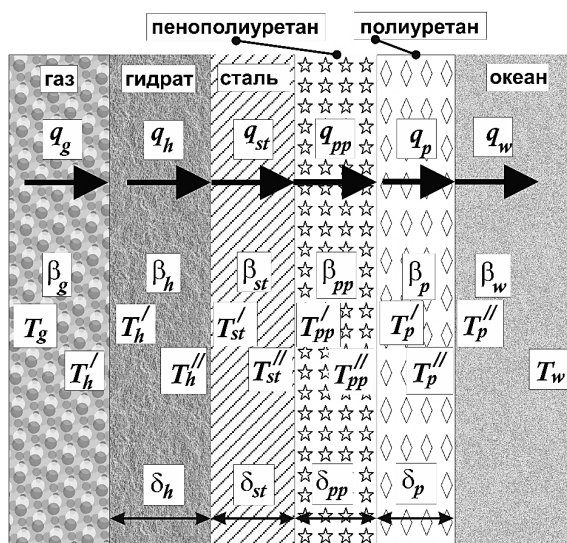


Рис. 2. Схема тепловых потоков через стенку трубопровода
Fig. 2. Scheme of heat flows through a pipeline wall

Согласно [24, 25], передача тепла от газового потока к стенке трубы вдоль самого трубопровода может осуществляться в трех режимах, в зависимости от термобарических условий и влагосодержания потока. Первому режиму теплопередачи соответствует участок трубопровода, на котором отсутствует гидратообразование ($q_h = 0$, $1/\beta_h = 0$).

Второй и третий режимы теплопередачи сопровождаются образованием слоя газогидрата в откачивающем трубопроводе. Во втором режиме гидратообразование лимитируется теплоотводом:

$$q_g = \beta_g (T_g - T_s(p)), \quad (6)$$

где $T_s(p)$ – равновесная температура гидратообразования, а в третьем – диффузионными процессами:

$$q_g = \beta_g (T_g - T_h'),$$

$$q_g + l_h j_h = q_w, \quad (7)$$

$$T_h' = \frac{\beta_g T_g + \beta_w T_w + l_h j_h}{\beta_w + \beta_g}.$$

Здесь j_h – интенсивность гидратообразования, отнесённая к единице площади контактной поверхности; l_h – удельная теплота гидратообразования.

Поскольку заметный прирост гидратных отложений в трубопроводе происходит за достаточно длительный промежуток времени, то пренебрежём временными эффектами образования кристаллов гидрата, считая процесс гидратообразования мгновенным.

Зададим критерии Нуссельта Nu_g и Nu_w , характеризующие конвективные потоки тепла от газа в трубопроводе к внутренней поверхности трубы и от внешней поверхности трубопровода к окружающей водной среде. Движение океанических вод, омывающих газоотводный трубопровод, учтем в рамках случая поперечного обтекания одиночного цилиндра. Тогда средний коэффициент теплоотдачи будет определяться из выражений [23, 25]:

$$Nu_g = 0.021 Re^{0.8} Pr^{0.43}, \quad Nu_w = C Pr^n Re_w^m, \quad (8)$$

где $Re_w = \frac{w_w D_{equl}}{v_w}$; $Nu_w = \frac{\alpha D_{equl}}{\lambda_w}$; Pr – число Прандтля; w_w – скорость движения

омывающих океанических масс; v_w , λ_w – кинематическая вязкость морской воды и её теплопроводность; α – коэффициент теплоотдачи; $n = 0.35$ – коэффициент, определяемый эмпирическим путем; C и m – коэффициенты, зависящие от скорости обтекания цилиндра и его формы. Для упрощения расчетов будем полагать, что скорость морского течения вдоль всего отводящего трубопровода постоянна и варьируется в пределах от 0.25 до 1 м/с. Тогда для коэффициентов можно принять значения $C = 0.026$, $m = 0.8$ [26].

Записанные уравнения сохранения массы газа (1), импульса (3) и энергии (4) для газового потока образуют замкнутую систему при дополнении их уравнением состояния газа и выражениями для интенсивности теплоотвода Q_{gen} и гидравлического трения f . Преобразование этих уравнений позволяет получить систему дифференциальных уравнений первого порядка, способных описать распределение температуры газа и его давления вдоль отводящего трубопровода:

$$\frac{dT_g}{dz} = \left(\frac{w_g S}{m_g R_g} - \frac{p S^2}{m_g^2 R_g} \right) \frac{dp}{dz} - \frac{p \rho_g g S^2}{m_g^2 R_g} - \frac{p S}{m_g^2 R_g} f ; \quad (9)$$

$$\frac{dp}{dz} = \frac{\frac{\rho_g c_g g p S_g^2}{m_g R_g} + \frac{k_v \rho_g g T_w^* l_w p S_g^2}{T_g^2 m_g R_g} + \left(\frac{c_g p S_g}{m_g R_g} + \frac{k_v T_w^* l_w p S_g}{T_g^2 m_g R_g} \right) \cdot f - Q_{gen}}{\left(m_g c_g + \frac{m_g k_v l_w T_w^*}{T_g^2} \right) \left(\frac{w_g S_g}{m_g R_g} - \frac{p S_g^2}{m_g^2 R_g} \right) - \frac{m_g}{\rho_g} - \frac{m_g k_v l_w}{p}}. \quad (10)$$

Решение данной системы обыкновенных дифференциальных уравнений может быть получено методом Рунге-Кутты четвертого порядка точности.

Образование газогидратов в трубопроводе

Образование гидрата в откачивающем трубопроводе определяется местными значениями давления и температуры газового потока и его влагосодержанием. Принимая во внимание уравнение состояния газа, а также зависимость между давлением и температурой, при которых наступает состояние насыщения, можно получить выражение, описывающее распределение равновесной концентрации водяного пара вдоль трубопровода [20]:

$$k_v^* = \frac{p_w^* R_g}{p R_v} \exp \left(- \frac{T_w^*}{T_g} \right). \quad (11)$$

Пар, поступающий на входе в отводящий трубопровод, будем считать сухим. Это позволяет записать условие

$$k_{v0} < k_v^*, \quad k_v^* = \frac{p_w^* R_g}{p_0 R_v} \exp \left(- \frac{T_w^*}{T_{g0}} \right),$$

где k_{v0} и k_v^* – фактическая концентрация пара на входе в трубопровод и равновесная концентрация, соответствующая температуре T_{g0} и давлению p_0 на входном сечении трубопровода. Тогда из (11) и вышеописанных выражений можно определить сечения в канале, в которых реализуется условие, соответствующее точке росы. Это условие зависит от температуры T_c^- и давления газа на внутренней стенке трубопровода и имеет вид

$$k_l = \frac{k_w - k_v^*}{1 - k_v^*} > 0, \quad k_v^* = \frac{p_w^* R_g}{p R_v} \exp \left(- \frac{T_w^*}{T_g} \right), \quad T_c^- \leq T_s(p).$$

Если условия в газовом потоке благоприятны образованию гидратов, то в отводящем трубопроводе будет происходить уменьшение содержания влаги. Уравнение сохранения массы воды в этом случае запишем как

$$m_g \frac{dk_w}{dz} = -J_w, \quad J_w = 2\pi a j_w. \quad (12)$$

Здесь J_w и j_w – интенсивности отбора влаги из газового потока, идущие на образование гидрата, отнесённые на единицу длины внутренней стенки трубопровода и её площади соответственно.

Скорость прироста газогидратных отложений на внутренней стенке трубопровода зададим как

$$\frac{\partial \delta_h}{\partial t} = \frac{j_h}{\rho_h}, \quad (13)$$

где j_h – интенсивность гидратообразования, приведённая к единице площади контактной поверхности, ρ_h – плотность газогидратов.

Будем полагать, что интенсивность гидратообразования и интенсивность отбора влаги из газового потока для образования гидрата связаны между собой «стехиометрическим» соотношением

$$j_w = (1 - k_{gh}) j_h, \quad (14)$$

где k_{gh} – массовая доля гидратообразующего газа в составе гидрата.

В процессе образования газогидратов можно выделить два основных механизма. В случае реализации одного из них наблюдается достаточное поступление гидратообразующих компонентов, поэтому процесс перехода газа в гидрат будет лимитироваться отводом тепла от межфазной поверхности. Для его описания необходимо применить условие теплового баланса. Обозначим через T_h' температуру межфазной поверхности, которая остаётся постоянной и будет равна равновесной температуре образования гидрата $T_s(p)$ при соответствующем давлении p в потоке отбираемого газа ($T_h' = T_s(p)$) [16].

Тогда условие теплового баланса для поверхности гидратных отложений в отводящем трубопроводе позволяет записать

$$j_h l_h = q_w - q_g. \quad (15)$$

В случае реализации другого механизма наблюдается нехватка влаги для образования газогидрата, поэтому скорость фазового перехода будет зависеть от количества влаги, которая поступает к межфазной границе. Для данного режима так же должно выполняться условие для температуры поверхности гидрата в виде $T_c^- \leq T_s(p)$, при текущем давлении p . Концентрацию влаги в газе близкого к слою гидрата будем считать равной $k_{wc} = 0$. Используя соотношения тепломассопереноса [27, 28] при турбулентном режиме, получим

$$j_{h(w)} = \frac{v^{(D)}}{2a} \rho_g k_w \text{Sh}, \quad (16)$$

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

Здесь $v^{(D)}$ и $v^{(\mu)}$ – коэффициенты диффузии и кинематической вязкости, $\text{Pr}^{(D)}$, Sh – критерии Прандтля и Шервуда соответственно.

Нарастание гидратного слоя в трубопроводе при отборе газа из «купола-сепаратора» будет происходить в зоне трубопровода, для которой характерно выполнение условий $k_{l(w)} > 0$ и $T_c^- \leq T_s(p)$.

Как правило, основным компонентом попутного газа является метан [29], поэтому примем за температуру образования гидратов температуру гидратообразования метана при текущем давлении p_g . Эту температуру можно задать формулой [24, 30]

$$T_s(p) = T_{h0} + T_* \ln \left(\frac{p}{p_{h0}} \right), \quad (17)$$

где T_{h0} , p_{h0} , T_* – параметры, определяемые опытным путем.

Результаты расчетов

На основе построенной модели были исследованы особенности течения газа, откачиваемого из «купола-сепаратора», в вертикальном трубопроводе длиной $l = 1500$ м и внутренним радиусом $a_0 = 5$ см в трех ситуациях: при отсутствии внешнего теплоизоляционного покрытия трубопровода и с внешним утеплением трубопровода слоями пенополиуретана и полиуретана при двух разных значениях толщины пенополиуретанового слоя. Толщина стенки и слоев теплоизоляции в расчетах составляла: $\delta_{st} = 1$ см, $\delta_p = 0.5$ см, $\delta_{pp} = 0.5$ и 1 см. Теплофизические параметры системы равны: $T_w = 277$ К; $m_g = 1$ кг/с; $R_g = 519.38$ Дж/(кг·К); $\mu_g = 1028 \cdot 10^{-8}$ кг/(м·с); $c_g = 2365$ Дж/(кг·К); $\lambda_g = 0.03$ Вт/(м·К); $\lambda_p = 0.25$ Вт/(м·К); $\lambda_{pp} = 0.024$ Вт/(м·К); $\lambda_{st} = 86$ Вт/(м·К); $l_w = 1.7 \cdot 10^6$ Дж/кг; $R_v = 461$ Дж/(кг·К); $p_w^* = 9.34 \cdot 10^9$ Па; $T_w^* = 4228$ К; $l_h = 5 \cdot 10^5$ Дж/кг; $k_v = 3 \cdot 10^{-3}$; $\rho_h = 910$ кг/м³; $T_{h0} = 283$ К, $p_{h0} = 6.95$ МПа, $T_* = 10$ К. Начальные температура и давление газа на входе трубопровода: $T_g^0 = 310$ К; $p_g^0 = 150$ атм. Скорость омыwania трубопровода океаническими водами $w_0 = 0.25$ м/с.

На рис. 3 представлены распределения основных параметров газового потока и гидратных образований в трубопроводе спустя 35 ч после начала откачки газа из «купола-сепаратора». Линии 1 соответствуют трубопроводу без внешнего утепления, линии 2 и 3 – трубопроводу с теплоизоляционным покрытием с толщиной пенополиуретанового слоя $\delta_{pp} = 0.5$ и 1 см соответственно.

Видно, что температура газового потока в трубопроводе без теплоизоляционного покрытия достаточно быстро снижается до температуры окружающей среды (рис. 3, а), что обусловлено интенсивным оттоком тепла от газа через металлическую стенку трубопровода, обладающую низким термическим сопротивлением. Это приводит к тому, что термобарические условия образования газогидратов в трубопроводе достигаются уже в его нижней части вблизи входного сечения. Об этом свидетельствует резкое падение давления газа на отметке $z \approx 70$ м (рис. 3, б), которое связано с адиабатным расширением газа после прохождения области сужения в канале, образующегося из-за отложений газогидрата на стенках трубопровода, а также уменьшение влагосодержания газового потока вследствие перехода воды в состав гидратных образований (рис. 3, в). При этом, как показывают расчеты, содержание воды в газовом потоке вверх по трубопроводу постепенно снижается практически до нуля, вследствие чего в газопроводе локализуется зона гидратных отложений протяженностью несколько десятков метров. Причем, по истечению уже полутора суток с момента откачки газа из купола, труба радиусом 5 см может быть практически полностью перекрыта газогидратными образованиями (рис. 3, д). Это, в свою очередь, приводит к многократному возрастанию скорости газового потока в области сужения канала (рис. 4), которое может привести к отрыву потоком и появлению в составе газа твердых частиц гидрата.

Утепление внешней поверхности газоотводной трубы слоями пенополиуретана и полиуретана приводит к уменьшению тепловых потерь газового потока и, как следствие, более медленному снижению температуры газа вдоль трубопровода,

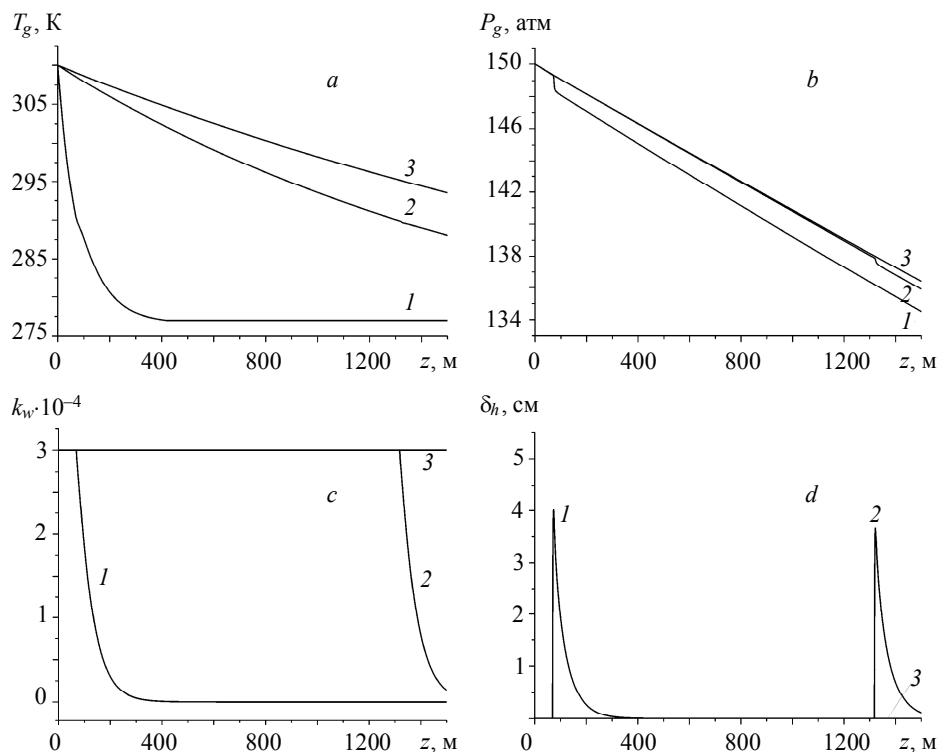


Рис. 3. Распределение температуры (а), давления (b) и влагосодержания газового потока (с) и гидратных отложений (d) в трубопроводе
Fig. 3. Distribution of the (a) temperature, (b) pressure, and (c) moisture content of the gas flow, and (d) hydrated deposits in the pipeline

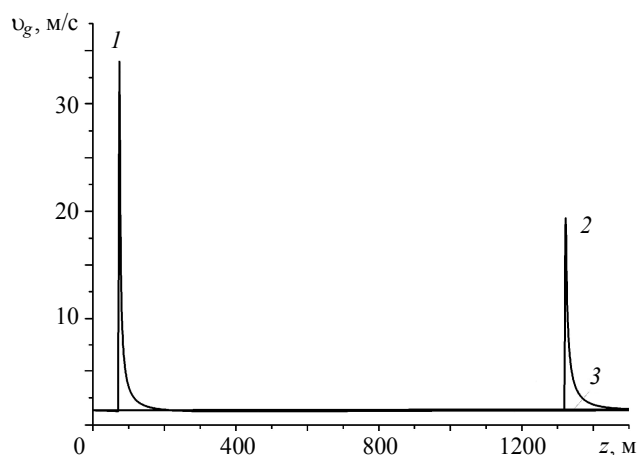


Рис. 4. Распределение скорости газового потока в трубопроводе
Fig. 4. Distribution of the gas flow velocity in the pipeline

в результате чего условия, благоприятные гидратообразованию, смещаются вверх по трубопроводу. Так, при толщине слоя пенополиуретана в 0.5 см, зона гидратных образований наблюдается практически у верхнего конца откачивающего газопровода, где происходит характерное снижение давления и влагосодержания газового потока (линии 2 на рис. 3). Как показывают расчеты, в таком утепленном трубопроводе за 35 ч образуется практически столько же газогидрата, как в трубе без теплоизоляции, что может представлять серьезную проблему при откачке газа из «купола-сепаратора».

Толщина пенополиуретанового покрытия в 1 см обеспечивает уже такое снижение температуры газового потока, при котором условия гидратообразования не достигаются ни в какой части трубопровода и транспорт газа из купола-сепаратора может происходить в безгидратном режиме. Линии распределения давления и концентрации воды в трубопроводе остаются прямыми и не имеют резкого снижения, характерного для процесса потребления влаги из газа на образование гидрата (линии 3 на рис. 3, *b* и 3, *c*). Зона гидратных отложений (рис. 3, *d*) и связанное с ее формированием пиковое возрастание скорости газового потока (рис. 4) не наблюдаются.

На рис. 5 проанализировано влияние на процесс гидратообразования в газопроводе скорости движения обтекающих его вод. Рассмотрен случай утепленного трубопровода с толщиной пенополиуретанового слоя $\delta_{pp} = 0.5$ см. Сплошная, штриховая и пунктирные линии на рисунке соответствуют скоростям морского течения $w_0 = 0, 0.5$ м/с и 1 м/с соответственно. Время расчёта также составляет 35 ч. Видно, что наличие движения окружающей воды со скоростями до 1 м/с не оказывает существенного влияния на процессы гидратообразования в утепленном трубопроводе. Количество формирующегося гидрата остается практически одинаковым, а зона гидратных отложений с увеличением скорости омывающих водных масс незначительно смещается вниз по каналу. Сдвиг зоны гидратообразования вниз по трубе обусловлен тем, что с увеличением скорости омывающих вод

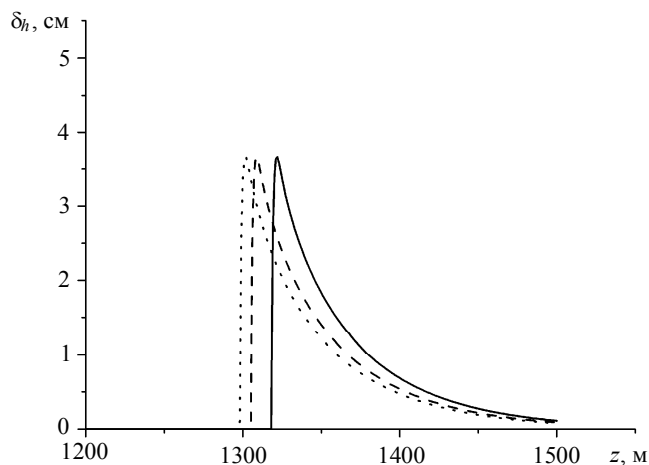


Рис. 5. Зона газогидратных отложений в трубопроводе при разной скорости обтекания морской водой

Fig. 5. A zone of hydrated deposits in the pipeline at different velocities of the sea current

возрастает интенсивность отвода тепла от газового потока в окружающую среду, и температура газа вдоль трубопровода снижается несколько быстрее. В стальном трубопроводе без теплоизоляции заметного смещения зоны гидратообразования при увеличении скорости движения окружающей воды не наблюдается в силу незначительного влияния движения омывающих вод на теплообменные процессы между газом и окружающей средой из-за низкого термического сопротивления материала трубопровода.

Заключение

На основе построенной математической модели рассмотрен процесс течения газа, откачиваемого из глубоководного «купола-сепаратора», по вертикального трубопроводу. Анализируются влияние на достижение в трубопроводе условий гидратообразования и формирование гидратных отложений наличия и толщины теплоизоляционного покрытия трубопровода и скорости подводных морских течений.

Отмечено, что в стальном газопроводе, не обладающем внешним утеплением, происходит быстрое охлаждение газового потока и гидрат может образовываться уже на начальном участке трубопровода вблизи купола. При этом уже в течение первых суток эксплуатации газопровода возникает вероятность закупорки гидратными отложениями транспортного канала. Снабжение трубопровода внешней теплоизоляцией в виде слоев пенополиуретана и полиуретана приводит к более медленному охлаждению газового потока, в результате чего условия гидратообразования, в зависимости от толщины теплоизолятора, реализуются ближе к выходу газопровода или вообще не достигаются.

Движение омывающей трубопровод морской воды не приводит к существенным изменениям в протекании физико-химических процессов в газопроводе из-за незначительного влияния на теплообменные процессы между газом и окружающей средой.

Таким образом, можно заключить, что при отборе газа из глубоководного «купола-сепаратора» покрытие откачивающего трубопровода теплоизоляцией может быть эффективным способом предотвращения в нем образования газогидратов и закупорки транспортного канала.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григулецкий В.Г. Краткий технологический анализ аварии на скважине MC-2S2 в Мексиканском заливе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2011. № 6. С. 2–11.
2. Богдавленский В.И., Баринов П.С., Богдавленский И.В. Катастрофа в Мексиканском заливе на месторождении Ixtoc комплекса Cantarell // Бурение и нефть. 2018. № 1. С. 3–13.
3. Murawski S., Ainsworth C., Gilbert S., Hollander D., Paris C., Schlueter M., Wetzel D. (Eds.) Scenarios and Responses to Future Deep Oil Spills Fighting the Next War: Fighting the Next War. Springer International Publishing. 2020. 542 p. DOI: 10.1007/978-3-030-12963-7.
4. Иванов А.Ю., Терлеева Н.В. Нефтяной разлив в Мексиканском заливе – вклад дистанционного зондирования в мониторинг чрезвычайной ситуации // Земля из космоса: наиболее эффективные решения. 2011. № 8. С. 72–79.
5. Zheng L., Yapa P.D., Chen F. A model for simulating deepwater oil and gas blowouts – Part I: Theory and model formulation // Journal of Hydraulic Research. 2002. V. 41. No. 4. P. 339–351. <https://doi.org/10.1080/00221680309499980>.
6. Chen F.H., Yapa P.D. A model for simulating deep water oil and gas blowouts – Part II: Comparison of numerical simulations with “Deepspill” field experiments //

- Journal of Hydraulic Research. 2003. V. 41. No. 4. P. 353–365. <https://doi.org/10.1080/00221680309499981>.
7. Yapa P.D., Dasanavaka L.K., Bandara U.C., Nakata K. A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater // Journal of Hydraulic Research. 2010. V. 48. No. 5. P. 559–572. <https://doi.org/10.1080/00221686.2010.507010>.
 8. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. Модель затопленной струи с учетом двух предельных схем гидратообразования // Теплофизика и аэромеханика. 2018. Т. 25. № 1. С. 79–88.
 9. Жуков А.В., Звонарев М.И., Жукова Ю.А. Способ добычи газа из глубоководных месторождений газогидратов // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2013. № 10. Ч. 1. С. 16–20. URL: <https://applied-research.ru/ru/article/view?id=4042> (дата обращения: 04.05.2020).
 10. Насыров А.А. Моделирование процесса наполнения «купола-сепаратора», предназначенного для ликвидации нефтегазовых выбросов в зоне морского дна // Вестник Кемеровского государственного университета. 2015. Т. 1. № 2(62). С. 41–45. <https://doi.org/10.21603/2078-8975-2015-2-141>.
 11. Гималтдинов И.К., Кильдибаева С.Р. К теории начального этапа накопления нефти в куполе-сепараторе // Теплофизика и аэромеханика. 2015. Т. 22. № 3. С. 401–406. DOI: 10.1134/S0869864315030130.
 12. Chiglintsev I.A., Nasyrov A.A. 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. V. 89. Iss. 4. P. 854–863. DOI: 10.1007/s10891-016-1446-0
 13. Насыров А.А., Чиглинцев И.А., Лепихин С.А. К вопросу разложения газогидрата в куполе-сепараторе, предназначенном для отбора выбросов углеводородов в шельфовой зоне // Известия Кабардино-Балкарского государственного университета. 2019. Т. 9. № 1. С. 35–41.
 14. Уразов Р.Р., Чиглинцев И.А., Насыров А.А. Влияние толщины стенки отводящей трубы на гидратообразование при отборе газа из «купола – сепаратора» // Вестник Башкирского университета. 2017. Т. 22. № 2. С. 330–335.
 15. Шайдаков В.В., Сухоносоев А.Л., Людвиницкая А.Р., Джафаров Р.Д., Драган Ф.В. Математическая модель процесса гидратообразования в трубопроводе малого диаметра в квазистатическом приближении // Экспозиция. Нефть. Газ. Научно-технический журнал. Набережные Челны. 2015. № 4. С. 34–37. URL: <https://rucont.ru/efd/532702>.
 16. Билюшов В.М. Математическая модель образования гидратов при течении влажного газа в трубах // Инженерно-физический журнал. 1984. Т. 46. № 1. С. 57–64.
 17. Бондарев Э.А., Габыева Л.Н., Каниболотский М.А. Моделирование образования гидратов при движении газа в трубах // Известия АН СССР. Механика жидкости и газа. 1982. № 5. С. 105–112.
 18. Истомин В.А. Фазовые равновесия и физико-химические свойства газовых гидратов. М.: Изд-во ГТК «Газпром», 1992. 41 с.
 19. Вараксин А.Ю. Гидрогазодинамика и теплофизика двухфазных потоков: проблемы и достижения (обзор) // Теплофизика высоких температур. 2013. Т. 51. № 3. С. 421–455.
 20. Нисматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. Ч. 1. М.: Наука, 1987. 464 с.
 21. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986. 261 с.
 22. Шагапов В.Ш., Тазетдинов Б.И., Нурисламов О.Р. К теории образования и разложения газогидратных частиц в процессе их всплытия в воде // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2013. № 6(26). С. 106–113.
 23. Гужов А.И., Титов В.Г., Медведев В.Ф., Васильев В.А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. М.: Недра. 1978. 401 с.
 24. Шагапов В.Ш., Чиглинцева А.С., Сыртланов В.Р. О возможности вымывания газа из газогидратного массива посредством циркуляции теплой воды // Прикладная механика и техническая физика. 2009. Т. 50. № 4. С. 100–111. DOI: 10.1007/s10808-009-0084-0.

25. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. М.: Атомиздат. 1979. 416 с.
26. Кутателадзе С.С., Боришанский В.М. Справочник по теплопередаче. М.: Госэнергоиздат. 1958. 417 с.
27. Шагапов В.Ш., Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р. Математическая модель течения природного газа в трубопроводах с учетом диссоциации газогидратов // Инженерно-физический журнал. 2008. Т. 81. № 2. С.271–279. DOI: 10.1007/s10891-008-0036-1.
28. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений // Теплофизика высоких температур. 2004. Т. 42. № 3. С. 461–468.
29. Гиматуллинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.
30. Бык С.Ш., Макогон Ю.Ф., Фомина В.И. Газовые гидраты. М.: Химия. 1980. 296 с.

Статья поступила 27.05.2020 г.

Chiglintseva A.S., Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A., Lepikhin S.A., Koledin V.V. (2020) STUDY OF THE HYDRATE FORMATION IN A PIPELINE WITH INSULATION COATING DURING GAS TRANSFER FROM THE “DOME-SEPARATOR”. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika* [Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics]. 67. pp. 144–158

DOI 10.17223/19988621/67/13

Keywords: hydrocarbon leak, “dome-separator”, gas flow, gas hydrate formation, heat transfer.

The paper proposes a mathematical model describing the process of the hydrate formation in a vertical pipeline through which the gas is transported from the dome-separator designed to eliminate a technogenic spill of oil from the well at the seabed. If the dome is located in the zone of stable hydrate existence, then hydrate deposits can form within and in the pipeline, which can lead to the pipeline clogging.

The influence of the presence of a pipeline insulation coating, which consists of the layers of polyurethane and polyurethane foam, and its thickness on the hydrate formation process in a steel pipeline is studied on the basis of numerical modeling. It is shown that if the gas is derived from the dome located at a depth of 1500 m, the zone of hydrate deposits is formed at the inlet of the pipeline without insulation (in the dome-separator vicinity). When the thermal insulation of the pipeline is used, it leads to an upward shift of the hydrate formation conditions. As a result, depending on the thickness of the insulation coating, the zone of hydrate deposits is formed near the outlet of the pipeline (in the ocean surface vicinity) or no hydrates are formed in the pipe.

It is also shown that the motion of the seawater around the pipeline has almost no effect on the process of hydrate formation within the pipe.

Financial support. The research was funded by a grant of the President of the Russian Federation for state support of young Russian scientists – doctors of sciences (Competition – MD-2020), according to the research project No. MD-2179.2020.1

Angelina S. CHIGLINTSEVA (Doctor of Physics and Mathematics, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation). E-mail: changelina@rambler.ru

Azat A. NASYROV (Candidate of Physics and Mathematics, Bashkir State University, Birk branch, Birk, Russian Federation). E-mail: nasaza@mail.ru

Igor' A. CHIGLINTSEV (Candidate of Physics and Mathematics, Bashkir State University, Birk branch, Birk, Russian Federation). E-mail: schnik@mail.ru

Sergey A. LEPIKHIN (Candidate of Physics and Mathematics, Industrial University of Tyumen, Surgut branch, Surgut, Russian Federation). E-mail: sg81@bk.ru

Viktor V. KOLEDIN (Candidate of Physics and Mathematics, South Ural State University, Nizhnevartovsk branch, Nizhnevartovsk, Russian Federation). E-mail: vikoled@mail.ru

REFERENCES

1. Griguletskiy V.G. (2011) Kratkiy tekhnologicheskiy analiz avarii na skvazhine MS-2S2 v Meksikanskom zalive [A brief technological analysis of the accident at well MS-2S2 in the Gulf of Mexico]. *Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 6. pp. 2–11.
2. Bogoyavlenskiy V.I., Barinov P.S., Bogoyavlenskiy I.V. (2018) Katastrofa v Meksikanskom zalive na mestorozhdenii Ixtoc kompleksa Cantarell [Catastrophe in the gulf of Mexico at the Ixtoc field of the Cantarell complex]. *Burenie i nef't – Drilling and Oil*. 1. pp. 3–13.
3. Murawski S., Ainsworth C., Gilbert S., Hollander D., Paris C., Schlueter M., Wetzel D. (2020) *Scenarios and Responses to Future Deep Oil Spills Fighting the Next War: Fighting the Next War*. Switzerland: Springer International Publishing. DOI: 10.1007/978-3-030-12963-7.
4. Ivanov A.Yu., Terleeva N.V. (2011) Neftyanoy razliv v Meksikanskom zalive – vklad distantsionnogo zondirovaniya v monitoring chrezvychaynoy situatsii [Gulf of Mexico oil spill – contribution of remote sensing to emergency monitoring]. *Zemlya iz kosmosa: naibolee effektivnye resheniya – Earth from Space: The Most Effective Solutions*. 8. pp. 72–79.
5. Zheng L., Yapa P.D., Chen F. (2002) A model for simulating deepwater oil and gas blowouts – Part I: Theory and model formulation. *Journal of Hydraulic Research*. 41(4). pp. 339–351. DOI: 10.1080/00221680309499980.
6. Chen F.H., Yapa P.D. (2003) A model for simulating deep water oil and gas blowouts – Part II: Comparison of numerical simulations with “Deepspill” field experiments. *Journal of Hydraulic Research*. 41(4). pp. 353–365. DOI: 10.1080/00221680309499981.
7. Yapa P.D., Dasanavaka L.K., Bandara U.C., Nakata K. (2010) A model to simulate the transport and fate of gas and hydrates released in deepwater. *Journal of Hydraulic Research*. 48(5). pp. 559–572. DOI: 10.1080/00221686.2010.507010.
8. Gimaltdinov I.K., Kildibaeva S.R. (2018) Model' zatoplennoy strui s uchetom dvukh predel'nykh skhem gidratoobrazovaniya [Model of a submerged jet accounting for two limiting schemes of hydrate formation]. *Teplofizika i aeromekhanika – Thermophysics and Aeromechanics*. 25(1). pp. 75–83. DOI: 10.1134/S0869864318010079.
9. Zhukov A.V., Zvonarev M.I., Zhukova Yu.A. (2013) Sposob dobychi gaza iz glubokovodnykh mestorozhdeniy gazogidratov [A method of gas extraction from deep water deposits of gas hydrates]. *Mezhdunarodniy zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy – International Journal of Applied and Fundamental Research*. 10. pp. 16–20.
10. Nasyrov A.A. (2015) Modelirovanie protsessa napolneniya «kupola-separatora», prednaznachennogo dlya likvidatsii neftegazovykh vybrosov v zone morskogo dna [Modelling of filling the “dome-separator” intended for elimination of oil and gas emissions in the seabed zone]. *Vestnik Kemerovskogo gosudarstvennogo universiteta – Bulletin of Kemerovo State University*. 1(2). pp. 41–45. DOI: 10.21603/2078-8975-2015-2-141.
11. Gimaltdinov I.K., Kildibaeva S.R. (2015) About the theory of initial stage of oil accumulation in a dome-separator. *Thermophysics and Aeromechanics*. 22(3). pp. 387–392. DOI: 10.1134/S0869864315030130.
12. Chiglintsev I.A., Nasyrov A.A. (2016) 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*. 89(4). pp. 854–863. DOI: 10.1007/s10891-016-1446-0.
13. Nasyrov A.A., Chiglintsev I.A., Lepikhin S.A. (2019) K voprosu razlozheniya gazogidrata v kupole-separatora, prednaznachennogo dlya otbora uglevodorodov v shel'fovoy zone [To the issue of gas hydrate decomposition in dome-separator intended for elimination of petroleum hydrocarbons emissions on the shelf]. *Izvestiya Kabardino-Balkarskogo gosudarstvennogo universiteta – Proceedings of the Kabardino-Balkarian State University*. 9(1). pp. 35–41.
14. Urazov R.R., Chiglintsev I.A., Nasyrov A.A. (2017) Vliyanie tolshchiny stenki otvodyashchey trubki na gidratoobrazovanie pri otbore gaza iz «kupola – separatora» [The influence of the thickness of the wall of the outlet pipe on the hydrate formation at extraction

- of gas from the “dome-separator”]. *Vestnik Bashkirskogo universiteta – Bulletin of Bashkir University*. 22(2). pp. 330–335.
15. Shaydakov V.V., Sukhonosov A.L., Lyudvinitskaya A.R., Dzhafarov R.D., Dragan F.V. (2015) Matematicheskaya model' protsessa gidratoobrazovaniya v truboprovode malogo diametra v kvazistaticheskom priblizhenii [A mathematical model of the hydrate formation process in a small-diameter pipeline in a quasistatic approximation]. *Ekspozitsiya. Neft'. Gaz – Exposition. Oil & Gas*. 4. pp. 34–37.
 16. Bilyushov V.M. (1984) Matematicheskaya model' obrazovaniya gidratov pri techenii vlazhnogo gaza v trubakh [Mathematical model of hydrate formation in the flow of moist gas in tubes]. *Inzhenerno-fizicheskiy zhurnal – Engineering Physics Journal*. 46(1). pp. 46–52.
 17. Bondarev E.A., Gabysheva L.N., Kanibolotsky M.A. (1982) Simulation of the formation of hydrates during gas flow in tubes. *Fluid Dynamics*. 19(5). pp. 105–112.
 18. Istomin V.A. (1992) *Fazovyye ravnovesiya i fiziko-khimicheskie svoystva gazovykh gidratov* [Phase equilibria and physicochemical properties of gas hydrates]. Moscow: Izdatel'stvo GSK "Gazprom".
 19. Varaksin A.Yu. (2013) Gidrogazodinamika i teplofizika dvukhfaznykh potokov: problemy i dostizheniya (obzor) [Fluid dynamics and thermal physics of two-phase flows: problems and achievements (review)]. *Teplofizika vysokikh temperatur – High Temperature*. 51(3). pp. 377–407. DOI: 10.1134/S0018151X13030073.
 20. Nigmatulin R.I. (1987) *Dinamika mnogofaznykh sred* [Dynamics of multiphase media]. Part 1. Moscow: Nauka.
 21. Bekirov T.M., Shatalov A.T. (1986) *Sbor i podgotovka k transportu prirodnnykh gazov* [Natural gas collection and preparation for transportation]. Moscow: Nedra.
 22. Shagapov V.Sh., Tazetdinov B.I., Nurislamov O.R. (2013) K teorii obrazovaniya i razlozheniya gazogidratnykh chastits v protsesse ikh vsplytiya v vode [A contribution to the theory of gas hydrate particle formation and decomposition in the process of their ascent in water]. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta. Matematika i mekhanika – Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. 6(26). pp. 106–113.
 23. Guzhov A.I., Titov V.G., Medvedev V.F., Vasil'ev V.A. (1978) *Sbor, transport i khraneniye prirodnnykh uglevodorodnykh gazov* [Collection, transportation, and storage of natural hydrocarbon gases]. Moscow: Nedra.
 24. Shagapov V.Sh., Chiglintseva A.S., Syrtlanov V.R. (2009) Possibility of gas washout from a gas-hydrate massif by circulation of warm water. *Journal of Applied Mechanics and Technical Physics*. 50(4). pp. 628–637. DOI: 10.1007/s10808-009-0084-0.
 25. Kutateladze S.S. (1979) *Osnovy teorii teploobmena* [Foundations of the heat transfer theory]. Moscow: Atomizdat.
 26. Kutateladze S.S., Borishanskiy V.M. (1958) *Spravochnik po teploperedache* [Heat transfer handbook]. Moscow: Gosenergoizdat.
 27. Shagapov V.Sh., Musakaev N.G., Urazov R.R. (2008) Mathematical model of natural gas flow in pipelines with allowance for the dissociation of gas hydrates. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 81(2). pp. 287–296. DOI: 10.1007/s10891-008-0036-1.
 28. Shagapov V.Sh., Urazov R.R. (2004) The characteristics of a gas pipeline in the presence of hydrate deposits. *High Temperature*. 42(3). pp. 463–470. DOI: 10.1023/B:HITE.0000033884.53813.1d.
 29. Gimatudinov Sh.K. (1971) *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow: Nedra.
 30. Byk S.Sh., Makogon Yu.F., Fomina V.I. (1980) *Gazovye gidrati* [Gas hydrates]. Moscow: Khimiya.

Received: May 27, 2020