

ВЛИЯНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ОТВОДЯЩЕЙ ТРУБКИ НА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ ПРИ ОТБОРЕ ГАЗА ИЗ «КУПОЛА – СЕПАРАТОРА»

© Р. Р. Уразов¹, И. А. Чиглинцев², А. А. Насыров^{2*}

¹Уфимский государственный авиационный технический университет, Ишимбайский филиал
Россия, Республика Башкортостан, 453200 г. Ишимбай, ул. Губкина, 26.

²Башкирский государственный университет, Бирский филиал
Россия, Республика Башкортостан, 452450 г. Бирск, ул. Интернациональная, 10.

Тел.: +7 (34784) 4 04 55.

*Email: nasaza@mail.ru

В работе рассматриваются процесс образования гидратных отложений на стенках трубопровода, в процессе отбора газа из установки «купол-сепаратор», предназначенной для аварийного сбора углеводородов на дне океана. На основе построенной математической модели показано влияние толщины стенки трубки на отложение газогидратов.

Ключевые слова: отбор газа, гидратообразование, гидрат, «купол-сепаратор», углеводороды.

Введение

Одним из наиболее эффективных методов предотвращения последствий неконтролируемых выбросов углеводородного сырья в воды мирового океана, может служить применение установки типа «купол-сепаратор» [1–3]. Такие чрезвычайные ситуации, примерами которых могут служить прорывы скважин в Мексиканском заливе в 2010 г. и утечка газа на добывающей платформе в Северном море в марте 2012 г. представляют из себя серьезную экологическую угрозу.

Предлагаемая установка позволяет собирать нефть и газ непосредственно над местом прорыва и транспортировать их по гибким трубам на судно-сборщик, которое, в свою очередь, переправляет собранные углеводороды на берег.

Данная работа является продолжением и дальнейшим развитием работ [2] и [4], в ней рассматривается течение газа в отводящей трубке при различных значениях толщины ее стенки, с учетом образования газогидратных отложений.

Основные уравнения

Необходимым условием для образования газовых гидратов является наличие воды (или ее паров) и легких углеводородных компонент [5–7]. Поэтому примем, что поток природного газа в трубопроводе, состоит из двух компонент: воды (в парообразном состоянии и в виде капелек) и углеводородной смеси.

Здесь и в дальнейшем нижним индексом l и ϑ обозначим параметры, относящиеся к жидкой и парообразной фазам, w и g – параметры, относящиеся к воде и газовому потоку в целом, а равновесные параметры – s .

Примем следующие допущения: температура в каждом сечении канала одинакова для обеих фаз (газа и жидкости); фазовые переходы происходят в

равновесном режиме; течение в газопроводе квазиустановившееся, массовый расход газа гораздо больше скорости роста массы гидратного слоя. Расход газа m_g по всей длине трубопровода будем считать постоянным:

$$\begin{aligned} m_g &= m_{g0} = \text{Const}, & (1) \\ m_g &= \rho_g w_g S, \quad S = \pi a^2. \end{aligned}$$

Здесь ρ_g и w_g – плотность и скорость газа в трубопроводе; S и a – площадь и радиус «живого» сечения трубопровода. Поскольку транспорт газа может сопровождаться отложением газогидрата, то a и, следовательно, S являются функциями координаты z и времени t . Координату z будем отсчитывать от входного сечения в трубопровод. Трубопровод расположен строго вертикально. При дальнейшем рассмотрении введем параметр $\delta_h = \delta_h(z, t)$, определяющий толщину газогидратного слоя вблизи стенки трубопровода с радиусом a_0 , тогда $a = a_0 - \delta_h$.

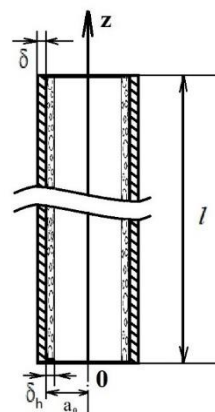


Рис. 1. Схема трубопровода для отвода газа.

Вода, содержащаяся в потоке с массовой концентрацией k_w , может находиться в двух агрегатных состояниях: в виде жидких капелек с концентрацией

k_l и в виде пара в газовой фазе с массовой концентрацией k_g . Эти концентрации связаны между собой следующим образом:

$$k_w = k_l + (1 - k_l)k_g. \quad (2)$$

Уравнение импульсов

Уравнение импульсов для рассматриваемого течения газа в стационарном приближении может быть записано в виде:

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

где p – давление газа.

Силу трения между потоком и стенками канала примем в виде [8,9,10]:

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

здесь τ – сила гидравлического трения, отнесенная к единице площади внутренней поверхности трубопровода, λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

В общем случае [10] $\lambda = f(Re, \varepsilon)$, где $Re = 2a\rho_g w_g / \mu_g = 2m_g / \pi a \mu_g$ – критерий Рейнольдса; $\varepsilon = \beta/a$ – относительная шероховатость стенок трубы; β – высота выступов шероховатости.

Движение газа в трубопроводах осуществляется исключительно при турбулентном режиме.

Будем считать, что значение λ лежит в области закона сопротивления гладких труб. В ней λ зависит только от Re и для этой области (при $Re < 10^5$) расчеты проводим по формуле Блазиуса [10]:

$$\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}.$$

Уравнение сохранения энергии

Уравнение сохранения энергии с учетом тепловых эффектов конденсации пара, отвода тепла к внутренней стенке трубопровода, запишем в виде:

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

$$Q_{gc} = 2\pi a q_{gc}.$$

Здесь T_g – температура газа, c_g – удельная теплоемкость газа, l_w – удельная теплота парообразования воды, q_{gc} – интенсивность теплопередачи от газового потока к стенке трубопровода, отнесенная к единице площади.

Теплопередача от газового потока к стенке трубы [11, 12] будет происходить в трех режимах. Первый реализуется на тех участках, где гидратообразование отсутствует. Тогда,

$$\begin{aligned} q_{gc} &= q_{cw}, \\ q_{gc} &= \beta_{gc}(T_g - T_c^-), \quad q_{cw} = \beta_{cw}(T_c^- - T_w), \\ \beta_{gc} &= \frac{\lambda_g Nu_g}{2a}, \quad \beta_{cw} = \frac{\lambda_w Nu_w}{l}, \quad (5) \\ T_c^- &= \frac{\beta_{gc} T_g + \beta_{cw} T_w}{\beta_{gc} + \beta_{cw}}, \end{aligned}$$

где q_{cw} – интенсивность теплопередачи от стенки трубопровода в океаническую воду, отнесенная к единице площади, T_c^- – температура внутренней стенки трубопровода, l – длина (высота) трубопровода, λ_g, λ_w – коэффициент теплопроводности газа и воды, соответственно,

Второй режим будет реализовываться там, где образование гидратных отложений лимитируется теплоотводом. Здесь

$$q_{gc} = \beta_{gc}(T_g - T_s(p)), \quad (6)$$

где $T_s(p)$ – равновесная температура гидратообразования.

Третий режим теплопередачи обусловлен отложением гидратов по диффузионному механизму:

$$\begin{aligned} q_{gc} &= \beta_{gc}(T_g - T_c^-), \\ q_{gc} + l_h j_h &= q_{cw}, \quad (7) \\ T_c^- &= \frac{\beta_{gc} T_g + \beta_{cw} T_w + l_h j_h}{\beta_{cw} + \beta_{gc}}, \end{aligned}$$

где l_h – удельная теплота фазового перехода при гидратообразовании, j_h – массовая интенсивность образования газогидратов, приходящаяся на единицу площади.

Число Нуссельта Nu_g можно определить из соотношения [8, 10, 12]:

$$\begin{aligned} Nu_g &= 0.021 Re^{0.8} Pr^{0.43}, \\ Nu_w &= B(Gr_w \cdot Pr_w)^n \quad (8) \end{aligned}$$

Gr, Pr – числа Грасгофа и Прандтля, B и n – эмпирические константы, взятые для вертикальной поверхности.

Приведенные уравнения масс (1), импульсов (3), энергии (4), с учетом уравнения Клапейрона – Менделеева, при задании гидравлического трения f , интенсивности теплоотвода $Q_{g\sigma}$ являются замкнутой системой.

В результате несложных преобразований (1), (3) и (4) получим систему дифференциальных уравнений первого порядка

$$\begin{aligned} \frac{dT_g}{dz} &= \left(\frac{S w_g}{m_g R_g} - \frac{S^2 p}{m_g^2 R_g} \right) \frac{dp}{dz} - \frac{p \rho_g g S^2}{m_g^2 R_g} - \frac{S p}{m_g^2 R_g} f, \quad (9) \\ \frac{dp}{dz} &= \frac{\frac{c_g p \rho_g S_g^2}{m_g R_g} + \frac{l_w k_g T_w p \rho_g S_g^2}{T_g^2 m_g R_g} + \left(\frac{c_g S g p}{m_g R_g} + \frac{l_w k_g T_w p S_g}{T_g^2 m_g R_g} \right) \cdot f - Q_{gc}}{\left(m_g c_g + \frac{m_g l_w k_g T_w^*}{T_g^2} \right) \left(\frac{S_g w_g}{m_g R_g} - \frac{S_g^2 p}{m_g^2 R_g} \right) \frac{m_g}{\rho_g} \frac{m_g l_w k_g}{p}}. \quad (10) \end{aligned}$$

Уравнения (9), (10) представляют собой систему обыкновенных дифференциальных уравнений, позволяющих определить распределения давления и температуры по длине трубопровода. Данную систему можно решить методом Рунге-Кутты четвертого порядка точности.

Образование газогидратов

Как было показано в работах [13, 14], на основании уравнения Клапейрона – Менделеева и зависимости давления насыщения от температуры можно записать уравнение, описывающее распределение равновесной концентрации водяного пара вдоль трубопровода:

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

Для простоты описания допустим, что пар на входе в трубопровод является сухим, т.е. выполняется условие

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

где k_{g0} и k_{g^*} – фактическая концентрация пара на входе в трубопровод и равновесная концентрация,

соответствующая температуре T_{g0} и давлению p_0 на входном сечении трубопровода. Тогда уравнение (11) позволяет определить сечение трубопровода, где наступает точка росы. Для этого необходимо проанализировать изменения давления и температуры стенки трубопровода. Точка росы вблизи стенки наступит в сечении, где будут удовлетворяться условия

$$k_l = \frac{k_w - k_{g^*}}{1 - k_{g^*}} > 0, k_{g^*} = \frac{p_w^* R_g}{p R_g} \exp\left(-\frac{T_w^*}{T_g}\right),$$

$$T_c^- \leq T_s(p).$$

Уравнение сохранения массы воды запишем в виде

$$m_g \frac{dk_w}{dz} = -J_w, \quad (12)$$

$$J_w = 2\pi a j_w.$$

Здесь J_w и j_w – интенсивности потребления влаги на образование газогидрата, приходящиеся на единицу длины трубопровода и единицу площади внутренней его стенки.

Пусть массовая интенсивность образования газогидрата на единицу площади равна j_h . Тогда для скорости роста толщины газогидрата на внутренней стенке трубопровода можно записать

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

где ρ_h – плотность газогидратов.

Для упрощения численных расчетов примем, что интенсивности потребления влаги и гидратообразования связаны «стехиометрическим» условием

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

в k_{gh} – массовая концентрация гидратообразующего газа в составе газогидрата.

Образование газогидрата может происходить двумя способами. Первый, будем называть режимом теплового баланса, когда интенсивность процесса определяется лишь интенсивностью теплоотвода от поверхности фазовых переходов (поверхности газогидрата). В этом случае полагается, что температура поверхности фазовых переходов T_c^- (которая является одновременно температурой внутренней стенки трубопровода) изотермична и равна равновесной температуре гидратообразования $T_s(p)$, соответствующей значению давления газа p в потоке ($T_c^- = T_s(p)$) [5]. Следовательно, интенсивность гидратообразования определяться из условия теплового баланса:

$$l_h j_h = q_{cw} - q_{gc}. \quad (15)$$

Для второго режима, сопровождающегося «дефицитом» влаги, процесс полностью лимитируется поступлением влаги к поверхности газогидратного слоя. При этом температура поверхности T_c^- должна удовлетворять условию существования газогидрата $T_c^- \leq T_s(p)$, соответствующего давлению p в потоке. Примем, что концентрация влаги в газовой фазе вблизи поверхности газогидрата равна нулю ($k_{wc} = 0$). Тогда, используя известные соотношения [14,15] для теплопереноса и аналогии процессов теплопередачи и диффузии в турбулентном потоке, получим

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

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

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

Переход к процессу гидратообразования начинается в сечении трубопровода $z = z_s$, где выполняются условия $k_{l(w)} > 0$ и $T_c^- \leq T_s(p)$.

В большинстве случаев [16], основным компонентом попутных газов является метан. Поэтому, за температуру гидратообразования смеси газов примем равновесную температуру гидратообразования метана, соответствующую давлению p_g , которая, как отмечается в работах [11,17], для большинства гидратообразующих сред (в частности, для метана и воды), хорошо описывается формулой:

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

где T_{h0} , p_{h0} , T_* – эмпирические параметры.

Результаты расчетов

Проведены расчеты, моделирующие динамику изменения скорости, температуры, давления и влажности газа при его прохождении по трубе, а также иллюстрирующие рост гидратных отложений на стенках трубки со временем. Параметры для отводящей трубки из полиуретана имеют следующие значения: $a = 0.05$ м; $l = 1000$ м. Примем следующие теплофизические параметры: $T_w = 277$ 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); $l_w = 1.7 \cdot 10^6$ Дж/кг; $R_g = 461$ Дж/(кг · К); $p_w^* = 9.34 \cdot 10^9$; $T_w^* = 4228$; $l_h = 5 \cdot 10^5$ Дж/кг; $k_g = 3 \cdot 10^{-3}$; $\rho_h = 910$ кг/м³; $T_{h0} = 283$ К; $p_{h0} = 6.95$ МПа; $T_* = 10$ К. Расчет проведен для трубки с различной толщиной стенки: 0.005 м, 0.01 м и 0.02 м. Начальные температура и давление газа на входе были приняты $T_g^0 = 320$ К; $P_g^0 = 97$ атм. Моделируемый период времени эксплуатации трубки составляет 50 часов. Пунктирные прямые с координатами z_{s1} , z_{s2} , z_{s3} на рисунках отмечают границу между безгидратной зоной (слева) и зоной термодинамической стабильности гидратов (справа).

На рис. 2 представлены кривые, описывающие изменение температуры газа по длине трубки. Видно, что с увеличением толщины стенки трубки, газ охлаждается медленнее.

На рис. 3 представлено распределение отложений гидратов на стенках трубки. Видно, что с увеличением ее толщины гидратные отложения смещаются к концу трубки ближе к поверхности океана.

Изменение влажности газа в трубке представлен на рис. 4. Расчеты показывают, что на участке трубопровода, подверженного склерозу, вода, содержащаяся в потоке, полностью переходит в состав газогидратов.

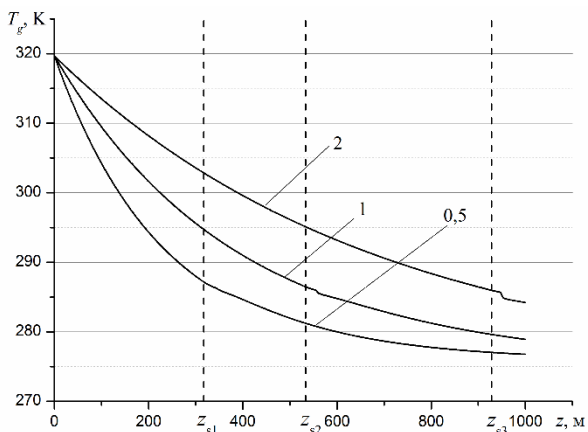


Рис. 2. Изменение распределения температуры газа в отводящей трубке. Числа над кривыми соответствуют толщине стенки трубки в см.

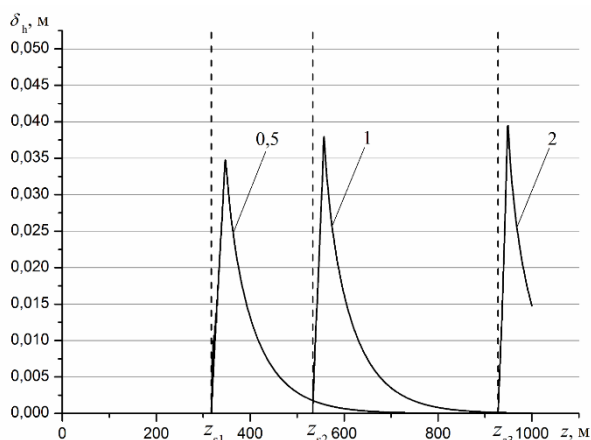


Рис. 3. Изменение толщины гидратного слоя по длине отводящей трубки. Числа над кривыми соответствуют толщине стенки трубки в см.

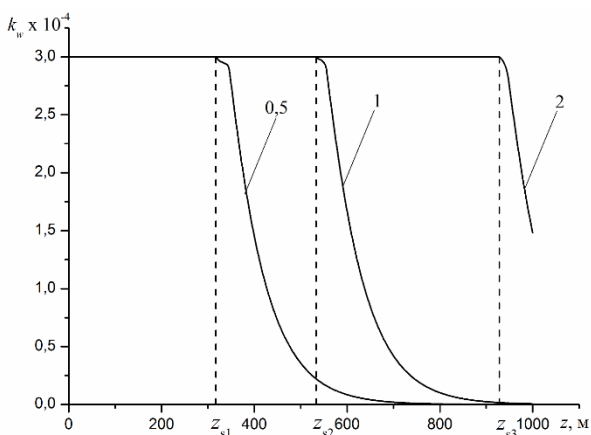


Рис. 4. Изменение распределения влажности газа в отводящей трубке. Числа над кривыми соответствуют толщине стенки трубки в см.

Результаты, приведенные на рис. 5, иллюстрируют распределение скорости газа вдоль трубопровода, в зависимости от различных толщин стенок.

Расчеты показывают, что в области гидратообразования наблюдается значительная пульсация параметра.

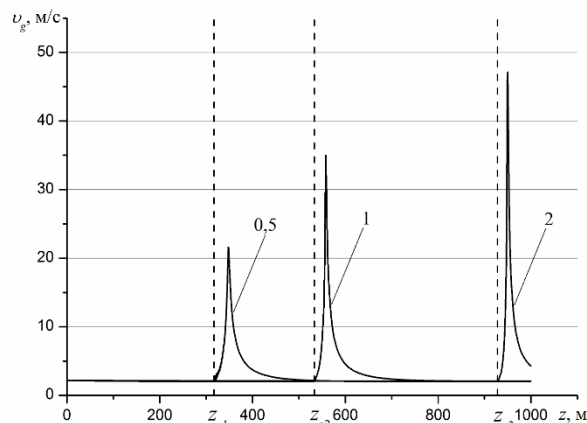


Рис. 5. Изменение скорости течения газа в отводящей трубке. Числа над кривыми соответствуют толщине стенки трубки в см.

Из рис. 6. видно, что за участком наибольшего отложения гидратных масс происходит падение давления газа. Это можно объяснить тем, что в момент прохождения газом наибольшего сужения трубки, происходит его адиабатное расширение, вследствие чего уменьшается температура газа, что хорошо видно на рис. 2.

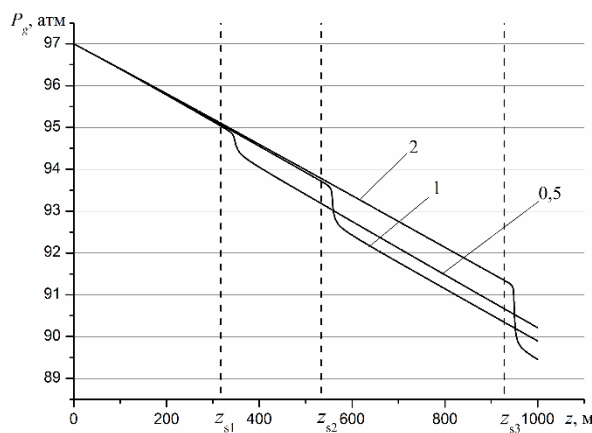


Рис. 6. Изменение распределения давления газа в отводящей трубке. Числа над кривыми соответствуют толщине стенки трубки δ в см.

Заключение

В работе, на основе уравнений механики многофазных сред, построена математическая модель, описывающая процесс течения влажного природного газа в трубке, отводящей газ из «купола-сепаратора», и учитывающая гидратообразование на внутренних стенках канала. Приведены результаты расчетов изменения скорости, температуры, давления и влажности газа, а также толщины гидратных отложений на стенках трубопровода. Показано, что

увеличение толщины отводящей трубки «купола-сепаратора» способствует более длительному сохранению температуры газа, что в свою очередь смещает область возможной закупорки трубопровода к поверхности океана.

Таким образом, представляется, что уменьшение теплоотвода от полиуретановой трубки за счет увеличения ее толщины является одним из наиболее рациональных способов, по предотвращению закупорки отводящей трубки в процессе отбора газа из «купола-сепаратора».

ЛИТЕРАТУРА

1. 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.
2. 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. Vol. 89. Issue 4. Pp. 854–863.
3. 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.
4. Насыров А. А. Моделирование процесса наполнения «купола – сепаратора», предназначенного для ликвидации нефтегазовых выбросов в зоне морского дна // Вестник Кемеровского государственного университета. 2015. №2(62). Том 1. С. 41–45.
5. Билюшов В. М. Математическая модель образования гидратов при течении влажного газа в трубах // Инженерно-физический журнал. 1984. №1. С.57–64.
6. Бондарев Э. А., Габышева 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.
7. Истомин В. А. Фазовые равновесия и физико-химические свойства газовых гидратов: анализ новых экспериментальных данных. М.: ВНИИЭгазпром, 1992. 41 с.
8. Бекиров Т. М., Шаталов А. Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра, 1986. 261 с.
9. Билюшов В. М. Математическая модель образования гидратов при течении влажного газа в трубах // Инженерно-физический журнал. – 1984. – №1. С.57–64.
10. Гужов А. И., Титов В. Г., Медведев В. Ф., Васильев В. А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. М.: Недра, 1978. 401 с.
11. Шагалов 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.
12. Кутателадзе С. С. Основы теории теплообмена. М.: Атомиздат, 1979. 416 с.
13. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Ч. 1, 2. М.: Наука, 1987.
14. Шагалов 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.
15. Шагалов В. Ш., Уразов Р. Р. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений // Теплофизика высоких температур. 2004. Т.42, №3. С.461–468.
16. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, стр. 312.
17. Бык С. Ш. Газовые гидраты / С. Ш. Бык, Ю. Ф. Макогон, В. И. Фомина. М.: Химия, 1980.

Поступила в редакцию 09.04.2017 г.

THE INFLUENCE OF THE THICKNESS OF THE WALL OF THE OUTLET PIPE ON THE HYDRATE FORMATION AT EXTRACTION OF GAS FROM THE “DOME-SEPARATOR”

© R. R. Urazov¹, I. A. Chiglintsev², A. A. Nasyrov^{2*}

¹*Ufa State Aviation Technical University, Ishimbay branch
26 Gubkin Street, 453200 Ishimbay, Republic of Bashkortostan, Russia.*

²*Bashkir State University, Birsk branch
10 Internatsional'naya Street, 452450 Birsk, Republic of Bashkortostan, Russia.*

Phone: +7 (34784) 4 04 55.

**Email: nasaza@mail.ru*

One of the most promising methods to prevent the consequences of uncontrolled releases of hydrocarbons in ocean water is the use of “dome-separator”. Such emergencies as breaking of wells in the Gulf of Mexico in 2010 and a gas leak on a production platform in the North Sea in March 2012 represent a serious environmental threat. The proposed facility allows one to collect oil and gas directly above the tunnel and transport them through a flexible pipe on the ship-collector, which, in turn, forwards the collected hydrocarbons to the shore. The authors of the work discuss the theoretical basis for the formation of hydrate deposits on the walls of the pipe in the process of gas extraction from the “dome-separator” designed for emergency collection of hydrocarbons on the ocean floor. Based on the constructed mathematical model, the influence of the wall thickness of the tube on the deposition of gas hydrates is shown. It appears that the decrease in heat removal from a flexible polyurethane tube by increasing its thickness is one of the most efficient ways to prevent blockage of the outlet pipe in the process gas out of the “dome-separator”.

Keywords: gas extraction, hydrate formation, hydrate, dome-separator, hydrocarbons.

Published in Russian. Do not hesitate to contact us at bulletin_bsu@mail.ru if you need translation of the article.

REFERENCES

1. Zhukov A. V., Zvonarev M. I., Zhukova Yu. A. *Mezhdunarodnyi zhurnal prikladnykh i fundamental'nykh issledovaniy*. 2013. No. 10, ch.1. Pp. 16–20.
2. Chiglintsev I. A., Nasyrov A. A. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2016. Vol. 89. Issue 4. Pp. 854–863.
3. Gimaltdinov I. K., Kil'dibaeva S. R. *Teplofizika i aeromekhanika*. 2015, T.22, No. 3. Pp. 401–406.
4. Nasyrov A. A. *Vestnik Kemerovskogo gosudarstvennogo universiteta*. 2015. No. 2(62). Vol. 1. Pp. 41–45.
5. Bilyushov V. M. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*. 1984. No. 1. Pp. 57–64.
6. Bondarev E. A., Gabysheva L. N. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza*. 1982. No. 5. Pp. 105–112.
7. Istomin V. A. *Fazovye ravovesiya i fiziko-khimicheskie svoystva gazovykh gidratov: analiz novykh eksperimental'nykh dannykh* [Phase equilibrium and physical-chemical properties of gas hydrates: analysis of new experimental data]. Moscow: VNIIEgazprom, 1992.
8. Bekirov T. M., Shatalov A. T. *Sbor i podgotovka k transportu prirodnykh gazov* [Extraction of natural gas and its preparation for transport]. Moscow: Nedra, 1986.
9. Bilyushov V. M. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*. – 1984. – No. 1. Pp. 57–64.
10. Guzhov A. I., Titov V. G., Medvedev V. F., Vasil'ev V. A. *Sbor, transport i khranenie prirodnykh uglevodorodnykh gazov* [Extraction, transportation, and storage of natural hydrocarbon gases]. Moscow: Nedra, 1978.
11. Shagapov V. Sh., Chiglintseva A. S., Syrtlanov V. R. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*. 2009. Vol. 50, No. 4. Pp. 100–111.
12. Kutateladze S. S. *Osnovy teorii teploobmena* [Basics of the theory of heat transfer]. Moscow: Atomizdat, 1979.
13. Nigmatulin R. I. *Dinamika mnogofaznykh sred*. Pt. 1, 2 [Dynamics of multiphase media. Pt. 1, 2]. Moscow: Nauka, 1987.
14. Shagapov V. Sh., Musakaev N. G., Urazov R. R. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal*. 2008. Vol. 81, No. 2. Pp. 271–279.
15. Shagapov V. Sh., Urazov R. R. *Teplofizika vysokikh temperatur*. 2004. Vol. 42, No. 3. Pp. 461–468.
16. Gimatudinov Sh. K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta*. Izd. 2, pererab. i dop. [Physics of oil and gas reservoir. Ed. 2, rev. and ext.]. M., «Nedra», 1971, str. 312.
17. Byk S. Sh. *Gazovye gidraty* [Gas hydrates] / S. Sh. Byk, Yu. F. Makogon, V. I. Fomina. Moscow: Khimiya, 1980.

Received 09.04.2017.