РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ В ТРУБОПРОВОДЕ С УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ

DEVELOPMENT OF A MATHEMATICAL MODEL FOR CALCULATING HYDRATE FORMATION IN A PIPELINE TAKING INTO ACCOUNT TEMPERATURE CHANGE

А. А. Паранук
Arambiy A. Paranuk

Кубанский государственный
технологический университет,
г. Краснодар,
Российская Федерация

Kuban State
Technological University,
Krasnodar, Russian Federation

А. В. Бунякин
Alexey V. Bunyakin

Кубанский государственный
университет,
г. Краснодар,
Российская Федерация

Kuban State University,
Krasnodar, Russian Federation

С. И. Шиян
Stanislav I. Shiyan

Кубанский государственный
технологический университет,
г. Краснодар,
Российская Федерация

Kuban State
Technological University,
Krasnodar, Russian Federation

Развитие магистрального транспорта природного газа имеет колоссальное значение для экономики и промышленности РФ в условиях санкций со стороны Запада, а снижение затрат на обслуживание и ликвидацию аварий и аварийных ситуаций является крайне актуальной задачей, которая требует решения с привлечением современных научных достижений и открытий в этой области. В этой связи необходимо решить ряд задач, которые могли бы снизить риски возникновения аварий и аварийных ситуаций в магистральных трубопроводах, вызванных образованием техногенных газовых гидратов.

Целью данного исследования является разработка математической модели расчета образования гидратов в полости магистрального газопровода, которая учитывала бы изменение температуры трубопровода на рассматриваемом участке, рельеф трассы, а также унос части ингибитора (метанола) потоком природного газа. Для реализации предложенной математической модели необходимо решения дифференциальных уравнений, предложенных в методике ПАО «Газпром» для определения температуры газа. Разрабатываемая математическая модель должна позволить сократить расход метанола за счет точности определения участка начала конденсаций влаги и подачи ингибитора в данные участки, а также более точного определения температуры и давления природного газа.

В данном исследовании авторами получена оригинальная математическая модель, которая адаптирована под эксплуатационные условия и позволяет использовать реальные данные с действующего объекта магистрального газопровода Ухта – Торжок для расчета расхода метанола. Авторами также в разработанной математической модели учитывается равновесное содержание паров метанола и воды в системе «природный газ – водометанольный раствор», а также вводятся определенные уравнения по определению концентрации метанола, насыщающего газ, концентрации метанола, насыщающего жидкость, которые позволяют уточнить объем реагента, необходимого для подачи в поток газа в целях предупреждения образования гидратов и поддержания безгидратного режима. Авторами в работе использована специальная номограмма по определению равновесного содержания паров метанола и воды в системе «природный газ – водометанольный раствор», которая получила достаточное широкое распространение на объектах транспорта углеводородного сырья ПАО «Газпром».

Ключевые слова

дифференциальные уравнения;
гидраты природного газа;
метанол; рельеф трассы;
ингибиторы гидратообразования;
коэффициент сжимаемости

В данной работе определены основные параметры, влияющие на процесс образования гидратов в полости трубопровода, а также проведена проверка полученной математической модели на соответствие реальным данным действующего объекта магистрального газопровода.

The development of the main transport of natural gas is of great importance for the economy and industry of the Russian Federation in the context of sanctions from the West. Reducing the cost of servicing and eliminating accidents and emergencies is an extremely urgent task that requires a solution with the involvement of modern scientific achievements and discoveries in this area. In this regard, it is necessary to solve a number of tasks that could reduce the risks of accidents and emergencies in the main pipelines caused by the formation of technogenic gas hydrates.

The purpose of this study is to develop a mathematical model for calculating the formation of hydrates in the cavity of the main gas pipeline, which would take into account the change in the temperature of the pipeline in the section under consideration, the relief of the route, as well as the carryover of a part of the inhibitor (methanol) by the flow of natural gas. To implement the proposed mathematical model, it is necessary to solve the differential equations proposed in the methodology of Gazprom PJSC for determining the gas temperature. The developed mathematical model should make it possible to reduce the consumption of methanol due to the accuracy of determining the site of the beginning of moisture condensation and supplying the inhibitor to these areas, as well as more accurate determination of the temperature and pressure of natural gas.

In this study, the authors obtained an original mathematical model, which is adapted to operating conditions and allows using real data from the operating facility of the Ukhta – Torzhok gas pipeline to calculate the methanol consumption. The authors also take into account the equilibrium content of methanol and water vapors in the «natural gas – water-methanol solution» system in the developed mathematical model, and also introduce certain equations to determine the concentration of methanol that saturates the gas, the concentration of methanol that saturates the liquid, which make it possible to specify the volume of the reagent required for supplying gas to the flow in order to prevent the formation of hydrates and maintain a hydrate-free regime. The authors used a special nomogram to determine the equilibrium content of methanol and water vapors in the «natural gas – water-methanol solution» system, which has become quite widespread at the facilities for transporting hydrocarbon raw materials of Gazprom PJSC.

In this paper, the main parameters influencing the formation of hydrates in the pipeline cavity are determined, and the obtained mathematical model is checked for compliance with the real data of the operating object of the main gas pipeline.

Введение

Современные трубопроводы — сложные технические системы, которые являются основным элементом, связывающим районы добычи, переработки, включая узлы транспорта природного газа, с потребителями. На сегодняшний день специалистам газовой отрасли приходится решать круг определенных задач, которые напрямую влияют на надежность работы газопровода. К таким задачам относится проблема образования гидратов в трубопроводе с учетом параметров газа и профиля трассы [1–3]. Для разработки математической модели и расчета образования гидратов в трубопроводе с учетом изменения температуры и

профиля трассы необходимо решить комплекс уравнений, которые позволяют отобразить физику процесса транспорта природного газа по трубопроводам [1–3].

Определение термобарических параметров магистрального газопровода

Уравнение потерь импульса движущегося газа при гидравлическом трении [4–8]:

$$P' + \rho V V' + \rho g h' + \frac{\lambda}{d} \frac{\rho V^2}{2} = 0. \quad (1)$$

В уравнении (1) g , λ , d — ускорение свободного падения, коэффициент гидравлического трения и диаметр трубы соответственно; $\rho = \rho(x)$, $V = V(x)$ — плотность газа и ско-

Keywords

differential equations;
natural gas hydrates; methanol;
track relief; hydrate inhibitors;
compressibility factor

рость газа соответственно. Штрих означает производную по переменной x [5–11].

Уравнение потерь энергии газа за счет теплоотдачи через стенку трубы [9]:

$$\left(\frac{P}{\rho} + gh + \frac{V^2}{2} + c_v T\right)' + \frac{k\pi d}{Q}(T - T_s) = 0. \quad (2)$$

В уравнении (2) c_v — удельная по массе теплоемкость газа при постоянном объеме; k — коэффициент теплоотдачи; Q — массовый расход газа; T_s — температура снаружи от трубы; $T = T(x)$ — текущая температура газа в рассматриваемой точке x трубопровода.

Уравнения состояния газа и сохранения его массового расхода Q имеют вид [5–11]:

$$P = Z \frac{R}{\mu} T \rho; \quad \rho V = \frac{P \mu V}{Z R T} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \quad (3)$$

где R , μ , Z — универсальная газовая постоянная, молярная масса газа, коэффициент сжимаемости газа соответственно.

Из уравнений (3) следует соотношение:

$$\frac{PV}{ZT} = \text{const}. \quad (4)$$

Дифференцируя соотношение (4) по переменной x , получим:

$$\frac{V'}{V} + \frac{P'}{P} - \frac{Z'}{Z} - \frac{T'}{T} = 0. \quad (5)$$

Введем в рассмотрение безразмерные параметры α и β изменения коэффициента сжимаемости $Z = Z(P(x), T(x))$.

Обозначим

$$\alpha = \frac{P}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P}; \quad \beta = \frac{T}{Z} \frac{\partial Z}{\partial T}. \quad (6)$$

С учетом обозначений (6) имеем:

$$\frac{Z'}{Z} = \alpha \frac{P'}{P} + \beta \frac{T'}{T}. \quad (7)$$

Тогда из уравнения (5) и равенства (7) получим:

$$\frac{V'}{V} = \frac{Z'}{Z} + \frac{T'}{T} - \frac{P'}{P} = (\alpha - 1) \frac{P'}{P} + (\beta + 1) \frac{T'}{T}. \quad (8)$$

Преобразуем уравнение (1). Подставляя в уравнение (1) выражение для V' из равенства (8), получим:

$$P' + \rho V^2 \left((\alpha - 1) \frac{P'}{P} + (\beta + 1) \frac{T'}{T} \right) + \rho gh' + \frac{\lambda}{d} \frac{\rho V^2}{2} = 0. \quad (9)$$

Преобразуем уравнение (2). С учетом выражений (3) и (6) имеем:

$$\begin{aligned} \left(\frac{P}{\rho} + c_v T\right)' &= \left(\frac{R}{\mu} Z T + c_v T\right)' = \left(\frac{R}{\mu} Z + c_v\right) T' + \frac{R}{\mu} T Z' = \\ &= \left(\frac{R}{\mu} Z(1 + \beta) + c_v\right) T' + \alpha \frac{R Z T}{\mu P} P'. \end{aligned} \quad (10)$$

Тогда, используя выражение (10), уравнение (2) запишется в виде:

$$\begin{aligned} &\left(\frac{R}{\mu} Z(1 + \beta) + c_v\right) T' + \alpha \frac{R Z T}{\mu P} P' + gh' + \\ &+ (\alpha - 1) \frac{V^2}{P} P' + (\beta + 1) \frac{V^2}{T} T' + \frac{\pi d k}{Q} (T - T_s) = 0. \end{aligned} \quad (11)$$

При этом из соотношений (3) имеем:

$$\begin{aligned} V &= \frac{4QR}{\pi \mu d^2} \frac{ZT}{P}; \\ \rho &= \frac{4Q}{\pi d^2 V} = \frac{\mu P}{R Z T}. \end{aligned} \quad (12)$$

В уравнении (1) коэффициент λ может определяться экспериментальным путем или может быть подобран так, чтобы его значения не превышали допустимой погрешности 5 %, что вполне удовлетворяет условиям инженерных расчетов.

Для коэффициента сжимаемости Z имеем [6]:

$$\begin{aligned} Z &= \frac{1}{1 - S} - \frac{a^2}{b} \frac{S}{1 + S}; \\ S &= \frac{Pb}{Z}; \end{aligned} \quad (13)$$

$$b = 0,0867 \frac{T_*}{P_* T}; \quad a^2 = 0,4278 \frac{1}{P_*} \left(\frac{T_*}{T}\right)^{2,5}. \quad (14)$$

Критические параметры газа, имеющего преобладающую метановую фракцию: $T_* \approx 190,55 \text{ K}$; $P_* \approx 4,695 \text{ МПа}$; $R \approx 8,3143 \frac{\text{Дж}}{\text{К} \cdot \text{моль}}$ [6].

Тогда эмпирическая зависимость (13) может быть записана в виде:

$$\begin{aligned} Z &= \frac{1}{1 - 0,0867 \frac{PT_*}{P_* T} \frac{1}{Z}} - 0,4278 \frac{\left(\frac{T_*}{T}\right)^{2,5} \frac{P}{Z P_*}}{1 + 0,0867 \frac{PT_*}{P_* T} \frac{1}{Z}} = \\ &= \frac{Z}{Z - 0,0867 \frac{PT_*}{P_* T}} - 0,4278 \frac{\left(\frac{T_*}{T}\right)^{2,5} \frac{P}{P_*}}{Z + 0,0867 \frac{PT_*}{P_* T}}. \end{aligned} \quad (15)$$

После введения безразмерных параметров [4, 5]

$$\gamma = 0,0867 \frac{PT_*}{TP_*}; \quad \delta = 0,4278 \left(\frac{T_*}{T}\right)^{2,5} \frac{P}{P_*} \quad (16)$$

эта зависимость переписывается в виде

$$\frac{Z}{Z - \gamma} - Z = \frac{\delta}{Z + \gamma} \quad (17)$$

и представляет собой нелинейное уравнение, имеющее единственный положительный корень Z . Этот корень может быть найден методом Ньютона.

Исключим из выражения (6) для безразмерных параметров частные производные $\frac{\partial Z}{\partial P}$

и $\frac{\partial Z}{\partial T}$. Для этого продифференцируем уравнение (17), считая независимыми переменные P и T :

$$\frac{dZ}{Z-\gamma} - Z \frac{dZ-d\gamma}{(Z-\gamma)^2} - dZ = \frac{d\delta}{Z+\gamma} - \delta \frac{dZ+d\gamma}{(Z+\gamma)^2}, \quad (18)$$

или, то же самое,

$$\begin{aligned} dZ \left(\frac{1}{Z-\gamma} - \frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} - 1 \right) = \\ = \left(-\frac{Z}{(Z-\gamma)^2} - \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} \right) \cdot 0,0867 \frac{T_*}{P_*} \left(\frac{dP}{T} - \frac{PdT}{T^2} \right) + \\ + \frac{1}{Z+\gamma} 0,4278 \frac{T_*^{2,5}}{P_*} \left(\frac{dP}{T^{2,5}} - 2,5 \frac{PdT}{T^{3,5}} \right). \end{aligned} \quad (19)$$

Сопоставляя полученные выражения с уравнением (3), получаем значения безразмерных параметров α и β [5, 10]:

$$\alpha = \frac{P}{P_* Z} \frac{0,4278 \left(\frac{T_*}{T} \right)^{2,5} - \left(\frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} \right) 0,0867 \frac{T_*}{T}}{\frac{1}{Z-\gamma} - \frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} - 1};$$

$$\beta = \frac{P}{P_* Z} \frac{\left(\frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} \right) 0,0867 \frac{T_*}{T} - \frac{2,5}{Z+\gamma} 0,4278 \left(\frac{T_*}{T} \right)^{2,5}}{\frac{1}{Z-\gamma} - \frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} - 1}. \quad (20)$$

$$\beta = \frac{P}{P_* Z} \frac{\left(\frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} \right) 0,0867 \frac{T_*}{T} - \frac{2,5}{Z+\gamma} 0,4278 \left(\frac{T_*}{T} \right)^{2,5}}{\frac{1}{Z-\gamma} - \frac{Z}{(Z-\gamma)^2} + \frac{\delta}{(Z+\gamma)^2} - 1}. \quad (21)$$

Введем обозначения

$$\begin{aligned} A_{11} &= 1 + (\alpha - 1) \frac{\rho V^2}{P}, \\ A_{12} &= (\beta + 1) \frac{\rho V^2}{T}, \\ B_1 &= -\rho g h' - \frac{\lambda}{d} \frac{\rho V^2}{2}, \\ A_{21} &= \alpha \frac{RTZ}{\mu P} + (\alpha - 1) \frac{V^2}{P}, \\ A_{22} &= (\beta + 1) \left(\frac{RZ}{\mu} + \frac{V^2}{T} \right) + c_V, \\ B_2 &= -g h' - \frac{\pi d k}{Q} (T - T_s). \end{aligned} \quad (22)$$

Тогда уравнения (10), (11) примут вид:

$$P' = \frac{1}{\Delta} (B_1 A_{22} - B_2 A_{12}); \quad (24)$$

$$T' = \frac{1}{\Delta} (A_{11} B_2 - A_{21} B_1); \quad \Delta = A_{11} A_{22} - A_{12} A_{21}. \quad (25)$$

Система уравнений в виде (24), (25) при соответствующих начальных условиях допускает численную реализацию явным методом Рунге-Куты.

Методика расчета определения расхода метанола

Для определения температуры гидратообразования воспользуемся уравнением [12]:

$$T_{гидр} = A \lg P + B, \quad (26)$$

где $T_{гидр}$ — температура начала гидратообразования, К; P — давление на участке, МПа; A, B — эмпирические коэффициенты, зависящие от температуры газа и компонентного состава [12].

Для определения участка образования гидратов необходимо выполнение условия, при котором $T_{гидр} \approx T$, то есть температура гидратообразования равна температуре газа.

Для определения влагосодержания в природном газе в трубопроводе воспользуемся уравнением [13]:

$$\begin{aligned} W &= \frac{0,457}{a \cdot P_x} \cdot e^{0,0735t + 0,00027t^2} + \\ &+ 0,0418 \cdot e^{0,054t - 0,0002t^2}, \end{aligned} \quad (27)$$

где W — влагосодержание газа, г/м³; P_x — давление природного газа в рассматриваемой точке, МПа; t — температура на рассматриваемом участке газопровода, °С [1–4]; a — эмпирический коэффициент, определенный экспериментально для существующих магистральных трубопроводов [13].

Авторами проведен анализ действующих магистральных трубопроводов при помощи прибора Hygrovision-mini, который позволяет определять точки росы и температуры конденсации углеводородов. Hygrovision-mini является ручным визуальным прибором с автономным питанием, работающим по принципу охлаждаемого зеркала. Измеритель Hygrovision-mini предназначен для измерения точки росы (температуры точки росы по воде ТТРв в соответствии с ГОСТ Р 53763-2009 и СТО Газпром 089-2010) и температуры конденсации углеводородов (температуры точки росы по углеводородам ТТРув в соответствии с ГОСТ Р 53762-2009 и СТО Газпром 089-2010) в природном газе или других газах при рабочем давлении (таблица 1).

Количество жидкой фазы, выделившейся из газа [1, 2]:

$$G_{ж.в.} = W \cdot Q, \quad (28)$$

где Q — расход природного газа, нм³/сут; W — влагосодержание природного газа, г/м³.

Приведем данные равновесного содержания паров метанола и воды в системе «природный газ — водометанольный раствор» (рисунок 1).

Для определения концентрации метанола, насыщающего газ ($K_{м.г.}$), и концентрации метанола, насыщающего жидкость ($K_{м.ж.}$), необходимо эти параметры определить по номограмме (рисунок 1).

Таблица 1. Эмпирические коэффициенты для магистральных трубопроводов

Наименование	Численные значения эмпирического коэффициента a
Саратов — Москва	1,282
Уренгой — Помары — Ужгород	1,321
Ямал — Европа	1,232
Голубой поток	1,225
Дзуарикау — Цхинвал	1,121
Джубга — Лазаревское — Сочи	1,225
Сахалин — Хабаровск — Владивосток	1,213
Северный поток	1,451
Ухта — Торжок	1,221

Рисунок 1. Равновесное содержание паров метанола и воды в системе «природный газ — водометанольный раствор». Метанолосодержание и влажность газа при изменении концентрации метанола в воде (0–70 % об.) и давления (2–12,5 МПа) при температуре 20 °С [3]

Количество метанола, насыщающего газ [1, 2]:

$$G_{м.г.} = Q \cdot \frac{K_{м.г.}}{1000}, \quad (29)$$

где $K_{м.г.}$ — концентрация метанола, насыщающего газ, кг/м³.

Количество метанола, насыщающего жидкость:

$$G_{м.ж.} = Q \cdot \frac{K_{м.ж.}}{1000}, \quad (30)$$

где $K_{м.ж.}$ — концентрация метанола, насыщающего жидкость, кг/м³.

Количество метанола, вводимого в газопровод [1, 2]:

$$G_{м.} = G_{м.ж.} + G_{м.г.}, \quad (31)$$

где $G_{м.г.}$ — количество метанола, насыщающего газ (кг/сут).

Удельный расход метанола [1, 2]:

$$q_m = \frac{G_{м.}}{Q}. \quad (32)$$

Расчетные данные

Для расчета используются данные действующего магистрального газопровода Ухта — Торжок: $Q = 6000$ тыс. нм³/сут, коэффициент теплопроводности, диаметр внутренний газопровода $D = 1400$ мм, температура газа $t = 23$ °С, температура окружающей среды $t_{окр} = -12$ °С, давление на рассматриваемом участке $P_n = 7,2$ МПа, $P_k = 6,8$ МПа, длина расчетного участка $L = 50$ км, плотность природного газа $\rho = 0,78$ кг/м³, точка росы по воде -10 °С.

Результаты расчета представлены в таблице 2.

Рисунок 2. Зоны образования влаги (ориентировочно) — точка N 1: 45,3 км; зоны гидратообразования (ориентировочно) — точка N 2: 2,2 км

Рисунок 3. График изменения температуры по длине газопровода Ухта — Торжок

Таблица 2. Результаты расчета

Наименование	Обозначение	Значение	Единицы
Температура гидратообразования	T_z	16,61	°C
Температура газа	T	17,73	°C
Влагосодержание газа	W	0,2106	г/м³
Количество жидкой фазы, выделившейся из газа	$G_{ж.в.}$	1263,6	кг/сут
Концентрация метанола в газе	$K_{м.г.}$	0,0015	кг/м³
Концентрация метанола, насыщающего жидкость	$K_{м.ж.}$	0,00025	кг/м³
Количество метанола, насыщающего газ	$G_{м.г.}$	9000	кг/сут
Количество метанола, насыщающего жидкость	$G_{м.ж.}$	1500	кг/сут
Количество метанола, вводимого в газопровод	G	10500	кг/сут
Удельный расход метанола	q_m	0,00175	кг/м³

По результатам расчета (рисунки 2, 3) установлено, что на исследуемом участке трубопровода образуются гидраты в полости магистрального газопровода на расстоянии 2,2 км от компрессорной станции, определена зона возможного образования влаги — участок 45,3 км.

Вывод

В результате исследования авторами получена оригинальная математическая модель, позволяющая определять термобарические характеристики трубопровода, а также устанавливать участок возможного образования

гидрата, получена зависимость определения количества влаги, проведен расчет расход необходимого ингибитора (метанола) гидратообразования. Стоит отметить, что существует возможность в данной математической модели учитывать поправки на соленость пластовой воды с помощью поправочных коэффициентов, которые могут быть введены при анализе номограммы рисунка 1.

Таким образом, расчет по данной математической модели показал, что полученные результаты соответствует реальным данным, а погрешность расчета по температуре не превышает 5 %.

СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Паранук А.А. Совершенствование математической модели расчета процесса образования гидратов в газопроводе // Технологии нефти и газа. 2018. № 4 (117). С. 61-64.
2. Паранук А.А. Разработка математической модели расчета гидратообразования // Технологии нефти и газа. 2017. № 2 (109). С. 56-58.
3. Алекперов Ю.З. Графический способ определения растворимости метанола в системе природный газ углеводородный конденсат пластовая вода в условиях промышленной обработки газа // Нефтепромышленное дело. 2010. № 8. С. 42-44.
4. Широков М.Ф. Физические основы гидродинамики. М.: Физматгиз, 1958. 340 с.
5. Шиян С.И., Бунякин А.В., Кунина П.С. Особенности моделирования технологических процессов транспорта газа // Научная мысль Кавказа. 2005. № 1. С. 102.
6. Бондарев Э.А., Воеводин А.Ф. Решение задач трубной гидравлики в системах добычи и транспорта природного газа. Новосибирск: Издательство СО РАН, 2017. 208 с.
7. Неизотермическое течение газа в трубах / Под ред. О.Ф. Васильева. Новосибирск: Наука, 1978. 127 с.
8. Шиян С.И., Бунякин А.В., Кунина П.С. Оптимизация выбора математической модели течения газа в трубопроводе для определения его технического состояния // Научная мысль Кавказа. 2004. № 9. С. 89-104.
9. Makogon Yu.F., Holditch S.A. Experiments Illustrate Hydrate Morphology, Kinetics // Oil and Gas Journal. 2001. Vol. 99. No. 7. P. 45.
10. Бунякин А.В. Особенности решения системы дифференциальных уравнений одномерного неустановившегося движения сжимаемого газа // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Естественные науки. 2004. № S2. С. 3-9.
11. Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в трубах. М.: Недра, 1975. 296 с.
12. Makogon Yu.F., Melikhov I.V., Kozlovskaya E.D., Bozhevolnov V.E. Secondary Nucleation in the Formation of Methane Crystal Hydrate // Russian Journal of Physical Chemistry A. 2007. Vol. 81. No. 10. P. 1645-1649. DOI: 10.1134/S0036024407100184.

13. Паранук А.А., Никулин А.В. Разработка программы для расчета влагоемкости газа в программе БОРЛАНД ДЕЛФИ 7.0 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 1 (33). С. 49-50.

REFERENCES

1. Paranuk A.A. Sovershenstvovanie matematicheskoi modeli rascheta protsessa obrazovaniya gidratov v gazoprovode [Forecasting the Thermal Interaction of Underground Pipeline with Ice Grounds]. *Tekhnologii nefi i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2018, No. 4 (117), pp. 61-64. [in Russian].
2. Paranuk A.A. Razrabotka matematicheskoi modeli rascheta gidratoobrazovaniya [Mathematical Model for Calculation of Hydrate Formation Process]. *Tekhnologii nefi i gaza — Oil and Gas Technologies*, 2017, No. 2 (109), pp. 56-58. [in Russian].
3. Alekperov Yu.Z. Graficheskii sposob opredeleniya rastvorimosti metanola v sisteme prirodnyi gaza uglevodnorodnyi kondensat plastovaya voda v usloviyakh promyslovoi obrabotki gaza [Graphical Method of Methanol Solubilization Determination in the System of Natural Gas — Hydrocarbon Component — Formation Water Under Gas Field Treatment Conditions]. *Neftpromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 2010, No. 8, pp. 42-44. [in Russian].
4. Shirokov M.F. *Fizicheskie osnovy gidrodinamiki* [Physical Foundations of Hydrodynamics]. Moscow, Fizmatgiz Publ., 1958. 340 p. [in Russian].
5. Shiyan S.I., Bunyakin A.V., Kunina P.S. Osobennosti modelirovaniya tekhnologicheskikh protsessov transporta gaza [Features of Modeling of Technological Processes of Gas Transportation]. *Nauchnaya mysl' Kavkaza — Scientific Thought of Caucasus*, 2005, No. 1, pp. 102. [in Russian].
6. Bondarev E.A., Voevodin A.F. *Reshenie zadach trubnoi gidravliki v sistemakh dobychi i transporta prirodnogo gaza* [Solving the Problems of Pipe Hydraulics in Natural Gas Production and Transportation Systems]. Novosibirsk, Izdatel'stvo SO RAN Publ., 2017. 208 p. [in Russian].
7. *Neizotermicheskoe techenie gaza v trubakh* [Non-Isothermal Gas Flow in Pipes]. Ed. by O.F. Vasileva. Novosibirsk, Nauka Publ., 1978. 127 p. [in Russian].

8. Shiyan S.I., Bunyakin A.V., Kunina P.S. Optimizatsiya vybora matematicheskoi modeli techeniya gaza v truboprovode dlya opredeleniya ego tekhnicheskogo sostoyaniya [Optimization of the Choice of a Mathematical Model of Gas Flow in a Pipeline to Determine its Technical State]. *Nauchnaya mysl' Kavkaza — Scientific Thought of Caucasus*, 2004, No. 9, pp. 89-104. [in Russian].

9. Makogon Yu.F., Holditch S.A. Experiments Illustrate Hydrate Morphology, Kinetics. *Oil and Gas Journal*, 2001, Vol. 99, No. 7, pp. 45.

10. Bunyakin A.V. Osobennosti resheniya sistemy differentsial'nykh uravnenii odnomernogo neustanovivshegosya dvizheniya szhimaemogo gaza [Features of the Solution of a System of Differential Equations for One-Dimensional Unsteady Motion of a Compressible Gas]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Severo-Kavkazskii region. Seriya: Estestvennye nauki — University News*.

North-Caucasian Region. Natural Sciences Series, 2004, No. S2, pp. 3-9. [in Russian].

11. Charnyi I.A. *Neustanovivsheesya dvizhenie real'noi zhidkosti v trubakh* [Unsteady Motion of Real Liquid in Pipes]. Moscow, Nedra Publ., 1975. 296 p. [in Russian].

12. Makogon Yu.F., Melikhov I.V., Kozlovskaya E.D., Bozhevolnov V.E. Secondary Nucleation in the Formation of Methane Crystal Hydrate. *Russian Journal of Physical Chemistry A*, 2007, Vol. 81, No. 10, pp. 1645-1649. DOI: 10.1134/S0036024407100184.

13. Paranuk A.A., Nikulin A.V. Razrabotka programmy dlya rascheta vlagomkosti gaza v programme BORLAND DELFI 7.0 [Development Program for the Calculation of Gas Moisture Capacity in BORLAND DELPHI]. *Ekspozitsiya Neft' Gaz — Exposition Oil Gas*, 2014, No. 1 (33), pp. 49-50. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Паранук Арамбий Асланович, канд. техн. наук, доцент кафедры оборудования нефтяных и газовых промыслов, Институт нефти, газа, энергетики, Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Российская Федерация

Arambiy A. Paranuk, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Equipment for Oil and Gas Fields Department, Institute of Oil, Gas, Power Engineering, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

e-mail: rambi.paranuk@gmail.com

Бунякин Алексей Вадимович, канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры математических и компьютерных методов, Кубанский государственный университет, г. Краснодар, Российская Федерация

Alexey V. Bunyakin, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Assistant Professor of Mathematical and Computer Methods Department, Kuban State University Krasnodar, Russian Federation

e-mail: alex.bunyakin@mail.ru

Шиян Станислав Иванович, канд. техн. наук, доцент кафедры оборудования нефтяных и газовых промыслов, Институт нефти, газа, энергетики, Кубанский государственный технологический университет, г. Краснодар, Российская Федерация

Stanislav I. Shiyan, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Equipment for Oil and Gas Fields Department, Institute of Oil, Gas, Power Engineering, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russian Federation

e-mail: akngs@mail.ru