DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-5-114-133

УДК 532.529:536.421.4:622.276.8

Р.Г. Шагиев (Государственное автономное научное учреждение
«Институт стратегических исследований Республики Башкортостан»,
г. Уфа, Российская Федерация)

ОТЛОЖЕНИЕ ГИДРАТОВ ПО ВЕРХНЕЙ ОБРАЗУЮЩЕЙ ТРУБОПРОВОДА ПРИ РАССЛОЕННОМ РЕЖИМЕ СОВМЕСТНОГО ТЕЧЕНИЯ ГАЗА И ВОДЫ

Rustam G. Shagiev (State Autonomous Scientific Department
Institute of Strategic Researches of Republic of Bashkortostan,
Ufa, Russian Federation)

TOP OF LINE HYDRATE DEPOSITION IN GAS-WATER STRATIFIED FLOW

Введение

При эксплуатации трубопроводов важным является адекватное прогнозирование интенсивности гидратных отложений, что позволяет планировать различные превентивные и очистные мероприятия.

Цели и задачи

Разработка математической модели интенсивности отложения гидратов при расслоенном режиме совместного течения воды и газа в трубопроводах.

Методы

Метод основан на решении уравнений сохранения массы, количества движения и энергии многофазных течений многокомпонентных течений с физико-химическими превращениями в расслоенном режиме течения.

Результаты

Разработана математическая модель интенсивности отложения гидратов в многофазных нефтепромысловых трубопроводах при расслоенном режиме течения.

Заключение

Разработана математическая модель отложения гидратов по верхней образующей трубопровода при расслоенном режиме течения «вода - газ».

Background

When operating pipelines, it is important to adequately predict the intensity of hydrated deposits, which allows you to plan various preventive and treatment measures.

Aims and Objectives

Development of a mathematical model of the hydrate deposition rate under gas-water stratified flow in pipelines.

Methods

The method is based on solving the equations of conservation of mass, momentum and energy of multiphase flows of multicomponent flows with physicochemical transformations under stratified flow regime.

Results

A mathematical model of the hydrate deposition rate in multi-phase oilfield pipelines under stratified flow regime is developed.

Conclusion

A mathematical model of top of line hydrate deposition in gas-water stratified flow is developed.

Ключевые слова: газопровод при наличии водной фазы; расслоенный режим; отложения гидратов по верхней образующей трубопровода; математическое моделирование

Key words: gas dominated flow with free water; stratified regime; top of line hydrate deposition; mathematical modeling

При транспортировке углеводородного сырья в промысловых трубопроводах происходит совместное течение нефти, воды и газа. В широком диапазоне режимных параметров реализуется расслоенный режим течения, характеризующийся течением жидкой фазы вдоль нижней образующей трубы и течением газа вдоль верхней образующей трубы.

При температуре водогазовой смеси меньше температуры гидратообразования может происходить образование газогидратов.

Первым шагом для борьбы с указанным явлением является разработка методов прогноза интенсивности и локализации гидратных отложений на основе математических моделей.

Интенсивность образования газогидратов в основном контролируется тремя механизмами: внутренней кинетикой, теплопередачей и массопередачей. Были предложены различные модели формирования гидратов, которые могут быть разделены на различные категории в соответствии с контролирующими механизмами: кинетикой гидратообразования, лимитируемые массопередачей и лимитируемые теплопередачей.

Проблемам газовых гидратов в нефтегазовой отрасли посвящено большое количество исследований [1-17]. В наибольшей степени эти проблемы характерны для добычи и транспорта углеводородного сырья в виде отложений газовых гидратов в магистральных газопроводах и образования гидратных пробок в скважинах и скважинном оборудовании, морских подъемниках, а также в промысловых трубопроводах.

In the transportation of hydrocarbons in field pipelines, a joint flow of oil, water and gas occurs. In a wide range of operating parameters, a stratified flow regime is realized, characterized by the flow of the liquid phase along the lower part of the pipes and the gas flow along the top part of the pipes.

At a water-gas mixture temperature lower than the hydrate formation temperature, gas hydrates can form.

The first step to combat this phenomenon is the development of methods for predicting the intensity and localization of hydrated deposits based on mathematical models.

The rate of formation of gas hydrates is mainly controlled by three mechanisms: internal kinetics, heat transfer, and mass transfer. Various hydrate formation models have been proposed, which can be divided into different categories in accordance with the controlling mechanisms: hydrate formation kinetics, limited by mass transfer and limited heat transfer.

A large number of studies have been devoted to the problems of gas hydrates in the oil and gas industry [1-17]. To the greatest extent, these problems are typical for the recovery and transportation of hydrocarbon raw materials in the form of gas hydrate deposits in main gas pipelines and the formation of hydrate plugs in wells and downhole equipment, marine lifts, as well as in field pipelines.

Обычно различают 4 случая моделирования подобных систем [2]:

1. Системы с преобладанием газа. В подобных системах присутствует малое количество жидкой углеводородной фазы и воды. Образование гидратных пробок, полностью блокирующих сечение трубопровода маловероятно;

2. Системы с преобладанием нефти. В этих системах присутствуют газ, вода и нефть, с преобладанием последней. Причем вода полностью эмульгирована в нефти, как за счет поверхностно-активных веществ (ПАВ), так и за счет перемешивания. В подобных случаях объемное содержание нефти ~ 50 % или выше;

3. Газоконденсатные системы. Этот случай отличается от систем с доминированием нефти тем, что вода не может быть диспергирована в жидкой углеводородной фазе;

4. Системы с высокой обводненностью. При высоком объемном содержании воды (обычно более 70 %) вся вода не может быть полностью эмульгированной в нефти. В этом случае существует непрерывная водная фаза.

При положительных температурах при соответствующих условиях по давлению гидраты образуются из следующих углеводородных газов: $CH_4, C_2H_6, C_3H_8, i-C_4H_{10}$.

В настоящей работе исследуется интенсивность образования гидратов в газоводяных потоках в трубопроводах при расслоенном режиме течения (случай 4).

Массовая доля содержания воды в подобных потоках варьируется в широком диапазоне: от 10^{-4} до 0,75.

При расслоенном режиме течения имеется несколько механизмов образования гидратов:

A) Отложение гидратов на верхней образующей трубы, контактирующей с газовой фазой [16];

B) Образование гидратов на межфазной поверхности «газ - вода» с последующей миграцией гидратных частиц с поверхности раздела в водную фазу;

C) Отложение гидратов по нижней об-

Usually there are 4 cases of modeling such systems [2]:

1. Systems with a predominance of gas. In such systems, there is a small amount of liquid hydrocarbon phase and water. The formation of hydrate plugs completely blocking the cross section of the pipeline is unlikely;

2. Systems with a predominance of oil. In these systems there are gas, water and oil, with the predominance of the latter. Moreover, water is completely emulsified in oil, both due to surface-active substances (surfactants), and due to mixing. In such cases, the volumetric oil content is ~ 50% or higher;

3. Gas condensate systems. This case differs from oil-dominated systems in that water cannot be dispersed in the liquid hydrocarbon phase;

4. Systems with high water cut. With a high volumetric water content (usually more than 70 %), all water cannot be completely emulsified in oil. In this case, there is a continuous aqueous phase.

At positive temperatures, under appropriate pressure conditions, hydrates are formed from the following hydrocarbon gases: $CH_4, C_2H_6, C_3H_8, i-C_4H_{10}$.

In this work, we study the rate of hydrate formation in gas-water flows in pipelines under a layered flow regime (case 4).

The mass fraction of water content in such flows varies in a wide range: from 10^{-4} to 0.75.

With a stratified flow regime, there are several mechanisms of hydrate formation:

A) Deposition of hydrates on the top of the line in contact with the gas phase [16];

B) The formation of hydrates on the gas-water interphase with the subsequent migration of hydrated particles from the interface to the aqueous phase;

C) Deposition of hydrates along the lower

разующей трубы за счет адгезии гидратных частиц из водогидратной суспензии, образованных в ядре потока, по механизму *В*).

В настоящей статье будем рассматривать механизм отложения гидратов по верхней образующей расслоенного течения (механизм *А*), имеющего плоскую границу раздела фаз, пренебрегая наличием нефти.

Основу математической модели расслоенного течения составляют уравнения сохранения массы, количества движения и энергии для трех составляющих смеси: газа, воды и гидратных частиц, распределенных в жидкости (рисунок 1).

Запишем уравнения сохранения масс компонентов составляющих смеси.

Уравнения сохранения массы метана и воды в газовой фазе:

part of the pipe due to adhesion of hydrated particles from the hydrated suspension formed in the flow core, by mechanism *В*).

In this article, we will consider the mechanism of hydrate deposition along the top of the line of the stratified flow (mechanism *А*), which has a flat phase boundary, neglecting the presence of oil.

The mathematical model of the stratified flow is based on the equations of conservation of mass, momentum, and energy for the three components of the mixture: gas, water, and hydrated particles distributed in a liquid (Figure 1).

We write the equations of conservation of mass of the components of the components of the mixture.

The equations of conservation of mass of methane and water in the gas phase:

$$\frac{dm_{11}}{dz} = -J_{1(13)} - J_{1(1w)}, \quad \frac{dm_{12}}{dz} = J_{2(21)} - J_{2(1w)}. \quad (1)$$

Рисунок 1. Схема расслоенного течения газа, воды и гидратов

Figure 1. Scheme of the stratified flow of gas, water and hydrates

Уравнение сохранения массы воды:

The equation of conservation of mass of water:

$$\frac{dm_{22}}{dz} = -J_{2(21)} - J_{2(23)}. \quad (2)$$

Уравнение сохранения гидратов, диспергированных в жидкой фазе:

The conservation equation for hydrates dispersed in the liquid phase:

$$\frac{dm_{32}}{dz} = J_{2(23)}. \quad (3)$$

Здесь m_{jk} - поток k -го компонента в j -ой составляющей смеси;

Here m_{jk} is the flux of the k component in the j component of the mixture;

$J_{k(ij)}$ - интенсивность массопереноса

$J_{k(ij)}$ - the intensity of mass transfer of

k -го компонента из i -ой составляющей смеси в j -ую.

the k component from the i component of the mixture to j .

Здесь первые индексы - составляющие смеси:

Here the first indices are the constituent mixtures:

1 - газ; 2 - вода; 3 - гидраты в потоке воды.

1 - gas; 2 - water; 3 - hydrates in a stream of water.

Вторые индексы: 1 - метан; 2 - вода; 3 - гидраты.

Second indices: 1 - methane; 2 - water; 3 - hydrates.

Запишем уравнение сохранения импульса жидкой и газовой фаз для расслоенного течения (рисунок 1):

Let's write the equation of conservation of momentum of the liquid and gas phases for the stratified flow (Figure 1):

$$A_1 \frac{dp}{dx} = -\tau_1 S_1 - \tau_i S_i + \rho_1 g A_1 \sin \beta; \quad (4)$$

$$A_2 \frac{dp}{dx} = -\tau_2 S_2 + \tau_i S_i + \rho_2 g A_2 \sin \beta, \quad (5)$$

где τ_1, τ_2 - касательные напряжения между газом и жидкостью на стенке трубы:

where τ_1, τ_2 shear stresses between gas and liquid on the pipe wall:

$$\tau_1 = f_1 \frac{\rho_1 u_1^2}{2}, \tau_2 = f_2 \frac{\rho_2 u_2^2}{2}, \quad (6)$$

f_1, f_2 - коэффициенты трения Фаннинга:

f_1, f_2 are Fanning friction factors:

$$f_1 = C_1 \text{Re}_1^{-n_1}, f_2 = C_2 \text{Re}_2^{-n_2},$$

для турбулентного течения газа и жидкости $C_1 = C_2 = 0,079; n_1 = n_2 = 0,25;$

for turbulent flow of gas and liquid; $C_1 = C_2 = 0,079; n_1 = n_2 = 0,25;$

τ_i - межфазное касательное напряжение:

τ_i - interfacial shear stress:

$$\tau_i = f_i \frac{\rho_1^0 (v_1 - v_2) |v_1 - v_2|}{2}. \quad (7)$$

f_i - коэффициент межфазного трения «газ - жидкость». Следует отметить, что для определения коэффициента межфазного трения существует много зависимостей, в частности [24]:

f_i - interfacial friction factor «gas - liquid». It should be noted that to determine the coefficient of interfacial friction, there are many dependencies, in particular [24]:

$$f_i = (0,004 + 0,5 \cdot 10^{-6} \text{Re}_{12}) Fr_2^{1,335} \frac{\rho_2 dg}{\rho_1 u_1^2}, \quad (8)$$

$Fr_2 = \frac{u_2}{\sqrt{gh_2}}$ - число Фруда жидкости;

$Fr_2 = \frac{u_2}{\sqrt{gh_2}}$ is the Froude number of

the liquid;

A_1, A_2 - площади сечений трубы, занятые газом и жидкостью:

A_1, A_2 - cross-sectional areas of the pipe filled with gas and liquid:

$$A_1 = A \left[1 - \frac{1}{\pi} \left[\pi - \arccos \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) + \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right)^2} \right] \right];$$

$$A_2 = \frac{A}{\pi} \left[\pi - \arccos \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) + \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) \sqrt{1 - \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right)^2} \right],$$

S_1, S_2, S_i - длины смоченных периметров сечений, занятых газом и жидкостью, а также длина межфазной границы раздела «газ - жидкость»:

$$S_1 = d \cdot \arccos \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right);$$

$$S_2 = d \left[\pi - \arccos \left(2 \frac{h_2}{d} - 1 \right) \right];$$

$$S_i = d \sqrt{1 - \left(\frac{2h_2}{d} - 1 \right)^2};$$

$Re_1 = \left(\frac{d_{h1} v_1}{\nu_1} \right)$ - число Рейнольдса газовой фазы;

$Re_2 = \left(\frac{d_{h2} v_2}{\nu_2} \right)$ - число Рейнольдса жидкой фазы;

$d_{h1} = 4 \frac{A_1}{S_1 + S_i}, d_{h2} = 4 \frac{A_2}{S_2}$ - гидравлические диаметры сечений, занятых газом и жидкостью;

d - внутренний диаметр трубы, м;
 β - угол наклона трубопровода к горизонту;

h_2 - толщина слоя жидкости (рисунок 1);

p - давление;

g - ускорение силы тяжести;

Вязкость водогидратной суспензии определяется соотношением [21]:

S_1, S_2, S_i are the lengths of the wetted perimeters of the sections filled with gas and liquid, as well as the length of the gas-liquid interface:

$Re_1 = \left(\frac{d_{h1} v_1}{\nu_1} \right)$ is Reynolds number of the gas phase;

$Re_2 = \left(\frac{d_{h2} v_2}{\nu_2} \right)$ is Reynolds number of the liquid phase;

$d_{h1} = 4 \frac{A_1}{S_1 + S_i}, d_{h2} = 4 \frac{A_2}{S_2}$ - hydraulic diameters of the sections occupied by gas and liquid;

d - inner diameter of the pipe, m;
 β - the angle of inclination of the pipeline to the horizon;

h_2 - liquid layer thickness (Figure 1);

p - pressure;

g - acceleration of gravity;

The viscosity of the hydrated suspension is determined by the ratio [21]:

$$\mu_r = \frac{1 - \Phi_{eff}}{\left(1 - \frac{\Phi_{eff}}{\Phi_{max}} \right)^2}; \Phi_{eff} < \Phi_{max} = \frac{4}{7}, \quad (9)$$

где $\mu_r = \mu_{sl} / \mu_l$ - отношение вязкости суспензии к вязкости жидкости;

Φ_{eff} - объемное содержание гидрата в жидкости.

Исключая из системы уравнений (4) и (5) межфазное касательное напряжение, получим уравнение для определения градиента давления:

$$\frac{dp}{dx} = \frac{1}{A_1 + A_2} \left\{ -\tau_1 S_1 - \tau_2 S_2 + (A_1 \rho_1 + A_2 \rho_2) g \sin \beta \right\}. \quad (10)$$

Исключая градиент давления из уравнений (4) и (5), получим

$$\frac{\tau_1 S_1}{A_1} - \frac{\tau_2 S_2}{A_2} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A_2} + \frac{1}{A_1} \right) + (\rho_2 - \rho_1) g \sin \beta = 0 \quad (11)$$

или

$$\frac{\tau_1 S_1}{A - A_2} - \frac{\tau_2 S_2}{A_2} + \tau_i S_i \left(\frac{1}{A - A_2} + \frac{1}{A_2} \right) - (\rho_2 - \rho_1) g \sin \beta = 0. \quad (12)$$

Из уравнения (12) определяем объемное содержание жидкости. Затем по уравнению (10) определяем градиент давления.

Уравнение сохранения энергии смеси в температурной форме

where $\mu_r = \mu_{sl} / \mu_l$ is the ratio of the viscosity of the suspension to the viscosity of the liquid;

Φ_{eff} - volumetric content of hydrate in the liquid.

Eliminating interfacial shear stress from the system of equations (4) and (5), we obtain the equation for determining the pressure gradient:

Excluding the pressure gradient from equations (4) and (5), we obtain

From equation (12) we determine the volumetric fluid content. Then, using the equation (10), we determine the pressure gradient.

The equation of conservation of energy of the mixture in temperature form

$$\left[c_{p1} m_1 + c_{p2} m_2 + c_{p3} m_3 \right] \frac{dT}{dz} = \left(\frac{1}{\rho_1^0} - T \left[\frac{\partial}{\partial T} \left(\frac{1}{\rho_1^0} \right) \right]_p \right) m_1 \frac{dp}{dz} + \frac{m_2}{\rho_2^0} \frac{dp}{dz} + \frac{m_3}{\rho_3^0} \frac{dp}{dz} + J_{2(12)} L_{2c} + J_{2(13)} L_{2c} + F_2 K_{2(23)} L_{2h} + F_3 K_{3(23)} L_{2h} + q_w + q_{fric}. \quad (13)$$

Для замыкания системы уравнений (4), (5), (13) продифференцируем уравнение состояния газа

To close the system of equations (4), (5), (13), we differentiate the gas state equation

$$\frac{dp}{dz} = \frac{d\rho_1^0}{dz}RT + \rho_1^0T \frac{dR}{dz} + \rho_1^0R \frac{dT}{dz}, \quad (14)$$

где R - газовая постоянная;

ρ_1^0 - истинная плотность газа.

Основной задачей моделирования гидродинамических и физико-химических процессов в расслоенном режиме двухфазного течения «газ - вода» является определение интенсивности отложения гидратов на внутренней поверхности трубопровода.

Интенсивность теплообмена между стенкой трубы и газом:

where R is the gas constant;

ρ_1^0 is the true density of the gas.

The main task of modeling hydrodynamic and physicochemical processes in the stratified regime of a two-phase gas-water flow is to determine the intensity of hydrate deposition on the inner surface of the pipeline.

The heat transfer rate between the pipe wall and the gas:

$$Q_{1w} = S_1 q_{1w}, \quad (15)$$

интенсивность теплообмена между стенкой трубы и жидкостью:

heat exchange intensity between the pipe wall and the liquid:

$$Q_{2w} = S_2 q_{2w}, \quad (16)$$

где q_{1w} , q_{2w} - плотности теплового потока за единицу времени на единицу площади от стенки трубы к газовой и жидкой фазам:

where q_{1w} , q_{2w} is the heat flux density per unit time per unit area from the pipe wall to the gas and liquid phases:

$$q_{1w} = \alpha_1 (T_{1w} - T_1); \quad (17)$$

$$q_{2w} = \alpha_2 (T_{2w} - T_2), \quad (18)$$

где $\alpha_1 = \text{Nu}_1 \frac{\lambda_1}{d_{1h}}$ - коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к газовой фазе, Вт/(м²·К);

where $\alpha_1 = \text{Nu}_1 \frac{\lambda_1}{d_{1h}}$ is the heat transfer coefficient from the pipe wall to the gas phase, W/(m²·K);

$$\alpha_2 = \text{Nu}_2 \frac{\lambda_2}{d_{2h}} - \text{коэффициент теплоотдачи от стенки трубы к жидкой фазе, Вт/(м}^2\cdot\text{К);}$$

$$\alpha_2 = \text{Nu}_2 \frac{\lambda_2}{d_{2h}} - \text{heat transfer coefficient}$$

отдачи от стенки трубы к жидкой фазе, Вт/(м²·К);

from the pipe wall to the liquid phase, W/(m²·K);

λ_1 , λ_2 - коэффициенты теплопроводности газа и жидкости.

λ_1 , λ_2 - coefficients of thermal conductivity of gas and liquid.

Число Нуссельта для газовой фазы [18]:

Nusselt number for the gas phase [18]:

$$Nu_1 = 0,023 \left(\frac{d_{h1} v_1 \rho_1}{\mu_1} \right)^{0,8} \left(\frac{C_{p1} \mu_1}{\lambda_1} \right)^{1/3}; \quad (19)$$

число Нуссельта для жидкой фазы [18]:

Nusselt number for the liquid phase [18]:

$$Nu_2 = 0,023 \left(\frac{d_{h2} v_2 \rho_2}{\mu_2} \right)^{0,8} \left(\frac{C_{p2} \mu_2}{\lambda_2} \right)^{1/3}, \quad (20)$$

где C_{p1}, C_{p2} - теплоемкости газа и жидкости;

where C_{p1}, C_{p2} - the heat capacity of the gas and liquid;

λ_1, λ_2 - коэффициенты теплопроводности газа и жидкости.

λ_1, λ_2 - thermal conductivity coefficients of gas and liquid.

Истинное объемное содержание жидкой фазы (доля сечения, занятая жидкой фазой):

The true volumetric content of the liquid phase (fraction of the cross section occupied by the liquid phase):

$$\varphi_2 = \frac{\theta - 0,5 \sin 2\theta}{\pi}. \quad (21)$$

Теплопередача через слой изоляции и слой гидратных отложений

Heat transfer through the insulation layer and the hydration layer

Запишем уравнения для коэффициентов теплопередачи α_1 и α_2 от окружающей среды к газовой и жидкой фазам.

Let's write the equations for the heat transfer coefficients α_1 and α_2 from the environment to the gas and liquid phases.

Коэффициент теплопередачи α_2 от окружающей среды к жидкой составляющей расслоенного течения:

The heat transfer coefficient α_2 from the environment to the liquid component of the stratified flow:

$$\frac{1}{d\alpha_2} = \left\{ \frac{1}{\alpha_2 d} + \frac{1}{2\lambda_{hyd}} \ln \frac{d_{in}}{d_{hyd}} + \frac{1}{2\lambda_m} \ln \frac{d_{ext}}{d_{in}} + \frac{1}{2\lambda_{iso}} \ln \frac{d_{iso}}{d_{ext}} + \frac{1}{\alpha_{ext} d_{iso}} \right\}, \quad (22)$$

где $\alpha_{hyd2} = \frac{\lambda_2}{d_{hyd}} Nu_2$ - коэффициент теплоотдачи от слоя гидрата к жидкой фазе.

where $\alpha_{hyd2} = \frac{\lambda_2}{d_{hyd}} Nu_2$ is the heat transfer coefficient from the hydrate layer to the liquid phase.

Коэффициент теплопередачи α_1 от окружающей среды к газовой составляющей смеси расслоенного течения:

$$\frac{1}{d_{hyd}\alpha_1} = \left\{ \frac{1}{\alpha_{hyd}d_{in}} + \frac{1}{2\lambda_{hyd}} \ln \frac{d_{in}}{d_{hyd}} + \frac{1}{2\lambda_m} \ln \frac{d_{ext}}{d_{in}} + \frac{1}{2\lambda_{iso}} \ln \frac{d_{iso}}{d_{ext}} + \frac{1}{\alpha_{ext}d_{iso}} \right\}, \quad (23)$$

где $\alpha_{hyd1} = \frac{\lambda_1}{d_{in}} Nu_1$ - коэффициент теплоотдачи от внутренней поверхности трубы слоя гидрата к газовой фазе;

$\alpha_{ext} = \frac{\lambda_w}{d_{iso}} c Re_D^m Pr^{0,38} \left(\frac{Pr}{Pr_s} \right)^{1/4}$ - коэффициент теплоотдачи от окружающей воды к внешней изоляции для подводного трубопровода без заглубления в грунт (формула Жукаускаса [19]);

где $c = 0,5; m = 0,5$ при

$$0 < Re_w < 1000;$$

$$c = 0,25; m = 0,6 \quad \text{при}$$

$$1000 < Re_w < 100000;$$

λ_w - коэффициент теплопроводности морской воды, Вт/(м·К);

$$\alpha_{ext} = \frac{\lambda_{gr}}{d_{iso}} \left(\ln \left(\frac{h}{d_{iso}} + \sqrt{\left(\frac{h}{d_{iso}} \right)^2 - 1} \right) \right)^{-1}$$

- коэффициент теплоотдачи от грунта к внешней изоляции заглубленного трубопровода (формула Форхгеймера);

h - глубина заложения трубопровода, м;

$\lambda_{hyd}, \lambda_m, \lambda_{iso}, \lambda_{gr}$ - коэффициенты теплопроводности отложения гидрата, металла, изоляции и грунта, Вт/(м·К);

$d_{in}, d_{ext}, d_{hyd}, d_{iso}$ - диаметры внешнего и внутреннего диаметров трубы, а также гидратного и изоляционного слоев, м.

The heat transfer coefficient α_1 from the environment to the gas component of the stratified flow mixture:

where $\alpha_{hyd1} = \frac{\lambda_1}{d_{in}} Nu_1$ is the heat transfer coefficient from the inner surface of the pipe of the hydrate layer to the gas phase;

$\alpha_{ext} = \frac{\lambda_w}{d_{iso}} c Re_D^m Pr^{0,38} \left(\frac{Pr}{Pr_s} \right)^{1/4}$ is the heat transfer coefficient from the surrounding water to the external insulation for the underwater pipeline without burial into the ground (Zhukauskas formula [19]);

where $c = 0,5; m = 0,5$ at

$$0 < Re_w < 1000;$$

$$c = 0,25; m = 0,6 \quad \text{at}$$

$$1000 < Re_w < 100000;$$

λ_w - coefficient of thermal conductivity of sea water, W/(m·K);

- heat transfer coefficient from soil to the external insulation of a buried pipeline (Forchheimer formula);

h - depth of the pipeline, m;

$\lambda_{hyd}, \lambda_m, \lambda_{iso}, \lambda_{gr}$ - coefficients of thermal conductivity of deposits of hydrate, metal, insulation and soil, W/(m·K);

$d_{in}, d_{ext}, d_{hyd}, d_{iso}$ - diameters of the external and internal diameters of the pipe, as well as the hydration and insulation layers, m.

Запишем уравнения сохранения масс составляющих многофазной смеси:

Let's write the equations of conservation of mass of the components of a multiphase mixture:

$$\frac{dm_{11}}{dz} = -k_1 \exp\left(\frac{k_2}{T}\right) S_i \Delta T_{sub} + J_{21}; \quad (24)$$

$$\frac{dm_{22}}{dz} = -k_1 n \frac{M_w}{M_g} \exp\left(\frac{k_2}{T}\right) S_i \Delta T_{sub} - J_{21}; \quad (25)$$

$$\frac{dm_{32}}{dz} = k_1 \left(n \frac{M_w}{M_g} + 1 \right) \exp\left(\frac{k_2}{T}\right) S_i \Delta T_{sub}; \quad (26)$$

где $k_1 = 7,3548 \cdot 10^{17}$, кг/(м²с);

$k_2 = -13600$, К;

n - гидратное число;

M_w, M_g - молекулярные веса воды и газа;

ΔT_{sub} - разность равновесной температуры гидратообразования и температуры системы, К.

where $k_1 = 7,3548 \cdot 10^{17}$, kg/(m²s);

$k_2 = -13600$, K;

n - the hydration number;

M_w, M_g - molecular weights of water and gas;

ΔT_{sub} - the difference in the equilibrium temperature of hydrate formation and the temperature of the system, K.

Массовые взаимодействия

Mass interactions

A. Зона конденсации жидкой пленки
($T_{iw} > T_{ih}$)

A. The condensation zone of the liquid film ($T_{iw} > T_{ih}$)

Интенсивность конденсации по верхней образующей трубы определяется тепловым балансом [20]:

The condensation rate along the top part of the pipe is determined by the heat balance [20]:

$$l_w j_{w(li)} + q_{li} = \alpha_{iamb} (T_{iw} - T_{amb}), \quad (27)$$

где $j_{w(li)} = \rho_l \beta_w (x_{w1} - x_{wi})$ - интенсивность конденсации водяного пара на верхней образующей трубы;

where $j_{w(li)} = \rho_l \beta_w (x_{w1} - x_{wi})$ is the intensity of condensation of water vapor on the upper generatrix of the pipe;

$$\beta_w = \frac{Sh \cdot D_{wg}}{d_i} - \text{коэффициент массо-}$$

$$\beta_w = \frac{Sh \cdot D_{wg}}{d_i} - \text{mass transfer coeffi-}$$

переноса из газового ядра к пленке жидкости или газа;

cient from the gas core to the film of liquid or gas;

$Sh = 0,023 Re^{0,8} Sc^{0,4}$ - число Шервуда;

$Sc = \frac{\nu}{D_{wg}}$ - число Шмидта;

ν_1 - кинематическая вязкость газа, m^2/s ;

D_{wg} - коэффициент диффузии водяного пара в газе, m^2/s ;

$Sh = 0,023 Re^{0,8} Sc^{0,4}$ - Sherwood number;

$Sc = \frac{\nu}{D_{wg}}$ - Schmidt number;

ν_1 - kinematic viscosity of the gas, m^2/s ;

D_{wg} - diffusion coefficient of water vapor in the gas, m^2/s ;

$$D_{wg} = 0,292 \cdot 10^{-4} \left(\frac{T}{273,16 + 34,5} \right)^{1,81} \cdot \left(\frac{p}{10^5} \right);$$

$q_{li} = h(T_1 - T_i)$ - интенсивность теплового потока из газа на пленку жидкости или гидрата;

$h = \frac{Nu \cdot \lambda_1}{d_i}$ - коэффициент теплоот-

дачи от газового ядра к пленке жидкости или гидрата, W/m^2 ;

$Nu_1 = 0,023 Re_1^{0,8} Pr_1^{0,4}$ - число Нуссельта;

$Pr_1 = \frac{\nu_1}{\kappa_1}$ - число Прандтля газа;

$k_1 = \frac{l_1}{r_1 c_{p1}}$ - коэффициент темпера-

туропроводности газа, m^2/s ;

T_1 - температура газа в ядре потока, K;

T_{iw} - температура на поверхности жидкой пленки, K;

T_{amb} - температура окружающей среды, K;

l_w - теплота испарения/конденсации воды, Дж/кг;

$x_{w1} = x(T_1) = \frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g}$ - концен-

трация водяного пара в ядре потока;

$q_{li} = h(T_1 - T_i)$ - the intensity of the heat flow from the gas to the film of liquid or hydrate;

$h = \frac{Nu \cdot \lambda_1}{d_i}$ - heat transfer coefficient

from the gas core to the liquid or hydrate film, W/m^2 ;

$Nu_1 = 0,023 Re_1^{0,8} Pr_1^{0,4}$ - Nusselt number;

$Pr_1 = \frac{\nu_1}{\kappa_1}$ - the Prandtl number of gas;

$k_1 = \frac{l_1}{r_1 c_{p1}}$ - coefficient of thermal dif-

fusivity of gas, m^2/s ;

T_1 - gas temperature in the flow core, K;

T_{iw} - temperature on the surface of the liquid film, K;

T_{amb} - ambient temperature, K;

l_w - heat of evaporation/condensation of water, J/kg;

$x_{w1} = x(T_1) = \frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g}$ - concen-

tration of water vapor in the flow core;

$$x_{wi} = x(T_{iw}) = \frac{p_{wsat}(T_{iw})M_w}{pM_g} -$$

концентрация водяного пара на границе «газ - жидкая пленка»;

$$p_{wsat} = 10^5 \cdot 10^{A - \left(\frac{B}{T+C}\right)} - \text{давление}$$

насыщенных паров воды, Па;

$$A = 4,6543; B = 1435,264; C = -64,848.$$

В результате получим трансцендентное уравнение для определения T_{iw} :

$$l_w \rho_1 \beta_w \left(\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} - \frac{p_{sat}(T_{iw})M_w}{pM_g} \right) + h(T_1 - T_{iw}) = \alpha_{iamb}(T_{iw} - T_{amb}). \quad (28)$$

Решая уравнение (28), определяем температуру поверхности пленки воды на границе с газом T_{iw} и интенсивность конденсации $j_{w(li)}$.

В случае $T_{iw} < T_{ih}$ на поверхности пленки воды происходит образование гидратов.

В. Зона образования гидратов
($T_{iw} \leq T_{ih}$)

Тепловой баланс на границе «газ - гидрат»:

$$l_h j_{w(lih)} + q_{lih} = \alpha_{iamb}(T_{ih} - T_{amb}), \quad (29)$$

где $j_{w(lih)} = \rho_1 \beta_w (x_{w1} - x_{wih})$ - интенсивность переноса водяного пара на поверхность гидратного слоя;

l_h - теплота образования гидрата, Дж/кг;

$$x_{wi} = x(T_{iw}) = \frac{p_{wsat}(T_{iw})M_w}{pM_g} - \text{the}$$

concentration of water vapor at the boundary «gas - liquid film»;

$$p_{wsat} = 10^5 \cdot 10^{A - \left(\frac{B}{T+C}\right)} - \text{pressure of}$$

saturated water vapor, Pa;

$$A = 4,6543; B = 1435,264; C = -64,848.$$

As a result, we obtain the transcendental equation for determining T_{iw} :

Solving equation (28), we determine the surface temperature of the water film at the gas boundary T_{iw} and the intensity of condensation $j_{w(li)}$.

In the case of $T_{iw} < T_{ih}$ the formation of hydrates is on the surface of the water film.

B. Hydrate Formation Zone
($T_{iw} \leq T_{ih}$)

Heat balance at the gas-hydrate boundary:

where $j_{w(lih)} = \rho_1 \beta_w (x_{w1} - x_{wih})$ is the intensity of transfer of water vapor to the surface of the hydrated layer;

l_h - heat of hydrate formation, J/kg;

$$x_{wh} = x(T_{ih}) = \frac{p_{wh}(T_{ih}, p)M_w}{pM_g} -$$

концентрация водяного пара на границе «газ - гидрат»;

$p_{wh}(T_{ih}, p)$ - давление паров воды в зависимости от температуры поверхности гидрата и давления в системе определяется следующей формулой [6]:

$$x_{wh} = x(T_{ih}) = \frac{p_{wh}(T_{ih}, p)M_w}{pM_g} -$$

water vapor concentration at the «gas - hydrate» interface;

$p_{wh}(T_{ih}, p)$ - water vapor pressure depending on the surface temperature of the hydrate and pressure in the system is determined by the following formula [6]:

$$p_{wh}(T_{ih}, p) = \exp(29,396 - 6234,874/T_{ih} - 0,1593 \ln p). \quad (30)$$

В результате получим трансцендентное уравнение для определения T_{ih} :

As a result, we obtain the transcendental equation for determining T_{ih} :

$$l_h \rho_1 \beta_w \left(\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} - \frac{p_{wh}(T_{ih})M_w}{pM_g} \right) + h(T_1 - T_{ih}) = \alpha_{iamb}(T_{ih} - T_{amb}) \quad (31)$$

или

or

$$l_h \rho_1 \beta_w \left(\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} - \frac{\left\{ \exp(29,396 - 6234,874/T_{ih} - 0,1593 \ln p) \right\} M_w}{pM_g} \right) + h(T_1 - T_{ih}) = \alpha_{iamb}(T_{ih} - T_{amb}). \quad (32)$$

Решая уравнение (32), определяем температуру поверхности гидрата T_{ih} и интенсивность массопереноса воды к поверхности гидрата $j_{w(li)}$.

Затем определяем интенсивность отложения гидратов

Solving equation (32), we determine the temperature of the hydrate surface T_{ih} and the intensity of mass transfer of water to the surface of the hydrate $j_{w(li)}$.

Then we determine the hydrate deposition rate

$$j_h = \frac{nM_w + M_g}{nM_w} j_{w(li)}. \quad (33)$$

Методика расчета

1. При расчете на каждом шаге решения системы уравнений (1)-(32) определяются параметры T_{i_w} по уравнению (31) или T_{i_h} по уравнению (32).

2. Если $T_{i_h} > T_{i_w}$, то используется уравнение (32), если $T_{i_h} \leq T_{i_w}$, то используется (31).

3. Если $\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} < \frac{p_{sat}(T_{i_w})M_w}{pM_g}$, то конденсации не происходит.

4. Если $\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} < \frac{p_{wh}(T_{i_h}, p)M_w}{pM_g}$, то образование гидрата не происходит.

Calculation Method

1. When calculating at each step the solutions to the system of equations (1)-(32), the parameters T_{i_w} are determined by equation (31) or T_{i_h} by equation (32).

2. If $T_{i_h} > T_{i_w}$, then equation (32) is used; if $T_{i_h} \leq T_{i_w}$, then (31) is used.

3. If $\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} < \frac{p_{sat}(T_{i_w})M_w}{pM_g}$, then condensation does not occur.

4. If $\frac{p_{sat}(T_1)M_w}{pM_g} < \frac{p_{wh}(T_{i_h}, p)M_w}{pM_g}$, then hydrate formation does not occur.

Некоторые результаты

- Длина трубопровода 100000 м;
- Объемный расход воды 36,0 м³/ч;
- Объемный расход газа 720 м³/ч;
- Давление на входе 4,5 МПа;
- Температура на входе 300 К;
- Внутренний диаметр трубопровода 0,17 м;
- Температура окружающей морской воды 274 К.

На рисунке 2 приведены расчетные данные по интенсивности отложения гидратов по верхней образующей трубы, контактирующей с газовой фазой.

Some results

- The length of the pipeline is 100,000 m;
- The volumetric flow rate of 36.0 m³/h;
- Volumetric gas flow rate 720 m³/h;
- Inlet pressure 4.5 MPa;
- Inlet temperature 300 K;
- The inner diameter of the pipeline is 0.17 m;
- The ambient sea water temperature is 274 K.

Figure 2 shows the calculated data on the intensity of hydrate deposition along the top of the line in contact with the gas phase.

Рисунок 2. Температура водогазовой смеси T , равновесная температура образования гидратов на границе «вода - газ» T_{hyd} и интенсивность отложения гидрата в расслоенном течении газа и воды по верхней образующей трубы J_{hyd} по длине трубопровода

Figure 2. The temperature of the water-gas mixture T , the equilibrium hydrate formation temperature at the «water - gas» interface T_{hyd} and the hydrate deposition rate in the stratified flow of gas and water along the top of the line of the J_{hyd} pipe along the length of the pipeline

Выводы

1. В настоящей работе разработана математическая модель отложения гидратов по верхней образующей трубопровода при совместном течении газа и воды в расслоенном режиме течения.

2. Установлено, что зона отложения гидратов по верхней образующей трубы не совпадает с зоной образования гидратов на межфазной границе расслоенного течения. Отложение гидратов по верхней образующей контролируется тепло- и массопередачей, а образование гидратов на границе раздела газа и жидкости контролируется химической кинетикой. При этом приме-

Results

1. In this work, a mathematical model of top of line hydrate deposition under gas-water stratified flow is developed.

2. It was established that the hydrate deposition zone along the top of the line does not coincide with the hydrate formation zone at the phase interface of the stratified flow. The deposition of hydrates on the top of line is controlled by heat transfer and mass transfer, and the formation of hydrates at the gas and liquid interface is controlled by chemical kinetics. Moreover, the use of thermodynamic inhibitors

ние термодинамических ингибиторов невозможно из-за больших потребных объемов, а кинетические ингибиторы «работают» только в слое жидкости.

Публикация подготовлена в рамках выполнения государственного задания Государственного автономного научного учреждения «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан» за 2019 г. № 09/6.

is impossible due to the large volumes required, and kinetic inhibitors «work» only in the liquid layer.

The publication has been prepared within the framework of the fulfillment of the state task of the Institute of Strategic Researches of Bashkortostan Republic, State Autonomous Scientific Department, for 2019 № 09/6.

Список литературы

1. Macogon Y.F. *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa: PennWell, 1997. 516 p.
2. Sloan D., Koh C.A., Sum A. *Natural Gas Hydrates in Flow Assurance*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2010. 224 p.
3. Бондарев Э.А., Бабэ Г.Д., Гройсман А.Г., Каниболотский М.А. Механика образования гидратов в газовых потоках. Новосибирск: Наука, 1976. 157 с.
4. Кэрролл Д. Гидраты природного газа. М.: Премиум Инжиниринг, 2007. 316 с.
5. Caroll J. *Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing, 2009. 277 p.
6. Гухман Л.М. Подготовка газа северных газовых месторождений к дальнему транспорту. Л.: Недра, 1980. 161 с.
7. Шагапов В.Ш., Уразов Р.Р. Характеристики газопровода при наличии гидратоотложений // Теплофизика высоких температур. 2004. Т. 42. № 3. С. 461-468.
8. Билиушов В.М. Математическая модель образования гидратов при течении влажного газа в трубах // Инженерно-физический журнал. 1984. № 1. С. 57-64.
9. Билиушов В.М., Бондарев Э.А., Марон В.И. Процесс образования гидратов с учетом тепло- и массообмена // Инженерно-физический журнал. 1988. Т. 55. № 2. С. 226-231.
10. Мусакаев Н.Г., Уразов Р.Р., Шагапов В.Ш. Динамика образования гидратов при транспортировке природного газа // Теплофизика и аэромеханика. 2006. Т. 13. № 2. С. 295-302.
11. 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.
12. Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. Новосибирск: Наука, 1988. 272 с.
13. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Рожин И.И. Математические модели образования гидратов в

References

1. Macogon Y.F. *Hydrates of Hydrocarbons*. Tulsa, PennWell, 1997. 516 p.
2. Sloan D., Koh C.A., Sum A. *Natural Gas Hydrates in Flow Assurance*. Amsterdam, Gulf Professional Publishing, 2010. 224 p.
3. Bondarev E.A., Babe G.D., Groisman A.G., Kanibolotskii M.A. *Mekhanika obrazovaniya gidratov v gazovykh potokakh* [Mechanics of Hydrate Formation in Gas Flows]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1976. 157 p. [in Russian].
4. Kerroll D. *Gidraty prirodnogo gaza* [Natural Gas Hydrates]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2007. 316 p. [in Russian].
5. Caroll J. *Natural Gas Hydrates. A Guide for Engineers*. Amsterdam, Gulf Professional Publishing, 2009. 277 p.
6. Gukhman L.M. *Podgotovka gaza severnykh gazovykh mestorozhdenii k dal'nemu transportu* [Preparation of Gas from Northern Gas Fields for Long-Distance Transport]. Leningrad, Nedra Publ., 1980. 161 p. [in Russian].
7. Shagapov V.Sh., Urazov R.R. *Kharakteristiki gazoprovoda pri nalichii gidratootlozhenii* [The Characteristics of a Gas Pipeline in the Presence of Hydrate Deposits]. *Teplofizika vysokikh temperatur - High Temperature*, 2004, Vol. 42, No. 3, pp. 461-468. [in Russian].
8. Bilyushov V.M. *Matematicheskaya model' obrazovaniya gidratov pri techenii vlazhnogo gaza v trubakh* [Mathematical Model of Hydrate Formation during Wet Gas Flow in Pipes]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal - Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 1984, No. 1, pp. 57-64. [in Russian].
9. Bilyushov V.M., Bondarev E.A., Maron V.I. *Protseess obrazovaniya gidratov s uchetom teplo- i massoobmena* [Hydrate Formation Process Taking into Account Heat and Mass Transfer]. *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal - Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 1988, Vol. 55, No. 2, pp. 226-231. [in Russian].
10. Musakaev N.G., Urazov R.R., Shagapov V.Sh. *Dinamika obrazovaniya gidratov pri transportirovke prirodnogo gaza* [Hydrate Formation

газовых скважинах // Криосфера Земли. 2011. Т. 15. № 2. С. 65-69.

14. Аргунова К.К., Бондарев Э.А., Николаев Е.В., Рожин И.И. Определение интервала гидратообразования в скважинах, пробуренных в многолетнемерзлых породах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2008. № 1. URL:

http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Argunova/Argunova_2.pdf (дата обращения: 19.07.2016).

15. Истомин В.А., Квон В.Г. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 506 с.

16. Nazeri M., Tohidi B., Chapoy A. An Evaluation of Risk of Hydrate Formation at the Top of a Pipeline // Paper Presented at SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. Perth, Australia. 2012. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-160404-MS> (accessed 21.07.2019). DOI: 10.2118/160404-MS.

17. Гумеров Н.А., Федоров К.М. О фазовых диаграммах состояния двухкомпонентных систем в области гидратообразования // Инженерно-физический журнал. 1989. Т. 57. № 2. С. 331-332.

18. Shoham O. Mechanistic Modelling of Gas-Liquid Two-Phase Flows in Pipes. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 396 p.

19. Жукаускас А.А. Конвективный перенос в теплообменниках. М.: Энергия, 1982. 472 с.

20. Zhang Z., Hikson D., Wang H., Nesic S. A Mechanistic Model of Top-of-the-Line Corrosion // Corrosion. 2007. Vol. 63. No. 11. P. 1051-1062. DOI:10.5006/1.3278321.

21. Camargo R., Palermo T. Flow Properties of Hydrate Suspensions in Asphaltic Crude Oil // Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates. Yokohama, Japan. 2002. P. 880-885.

22. Turner D.J., Boxall J., Yang S., Kleehammer D.M., Koh C.A., Miller K.T., Sloan E.D. Development of a Hydrate Kinetic Model and Its Incorporation into the OLGA2000 R Transient Multiphase flow Simulator // Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates. Trondheim, Norway. 2005. P. 1231-1240.

23. Vysniauskas A., Bishnoi P.R. A Kinetic Study of Methane Hydrate Formation // Chemical Engineering Science. 1983. Vol. 38. No. 7. P. 1061-1072. DOI: 10.1016/0009-2509(83)80027-X.

24. Petalas N., Aziz K. A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes // Annual Technical Meeting. Calgary, Alberta, Canada. 1998. Paper No. 98-39. URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-160404-MS>

Kinetics in Piped Natural-Gas Flows]. *Teplofizika i aeromekhanika - Thermophysics and Aeromechanics*, 2006, Vol. 13, No. 2, pp. 295-302. [in Russian].

11. Bondarev E.A., Gabysheva L.N., Kanibolotskii M.A. Modelirovanie obrazovaniya gidratov pri dvizhenii gaza v trubakh [Simulation of Hydrate Formation during Gas Flow in Pipes]. *Izvestiya AN SSSR. Mekhanika zhidkosti i gaza - Fluid Dynamics*, 1982, No. 5, pp. 105-112. [in Russian].

12. Bondarev E.A., Vasil'ev V.I., Voevodin A.F. *Termogidrodinamika sistem dobychi i transporta gaza* [Thermohydrodynamics of Gas Production and Transportation Systems]. Novosibirsk, Nauka Publ., 1988. 272 p. [in Russian].

13. Argunova K.K., Bondarev E.A., Rozhin I.I. Matematicheskie modeli obrazovaniya gidratov v gazovykh skvazhinakh [Mathematical Models of Hydrate Formation in Gas Wells]. *Kriosfera Zemli - Earth's Cryosphere*, 2011, Vol. 15, No. 2, pp. 65-69. [in Russian].

14. Argunova K.K., Bondarev E.A., Nikolaev E.V., Rozhin I.I. Opredelenie intervala gidratoobrazovaniya v skvazhinakh, proburennykh v mnogoletnemerzlykh porodakh [Determination of Hydrate Formation Interval in Wells Drilled in Permafrost]. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal «Neftegazovoe delo» - Electronic Scientific Journal «Oil and Gas Business»*, 2008, No. 1. Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Argunova/Argunova_2.pdf (accessed 19.07.2016). [in Russian].

15. Istomin V.A., Kvon V.G. *Preduprezhdenie i likvidatsiya gazovykh gidratov v sistemakh dobychi gaza* [Prevention and Elimination of Gas Hydrates in Gas Production Systems]. Moscow, ООО «ИРЦ Газпром» Publ., 2004. 506 p. [in Russian].

16. Nazeri M., Tohidi B., Chapoy A. An evaluation of risk of hydrate formation at the top of a pipeline. *Paper Presented at SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Perth, Australia, 2012. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-160404-MS> (accessed 21.07.2019). DOI: 10.2118/160404-MS.

17. Gumerov H.A., Fedorov K.M. O fazovykh diagrammakh sostoyaniya dvukhkomponentnykh sistem v oblasti gidratoobrazovaniya [On Phase Diagrams of the State of Two-Component Systems in the Field of Hydrate Formation] *Inzhenerno-fizicheskii zhurnal - Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 1989, Vol. 57, No. 2, pp. 331-332.

18. Shoham O. *Mechanistic Modelling of Gas-Liquid Two-Phase Flows in Pipes*. Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2006. 396 p.

19. Zhukauskas A.A. *Konvektivnyi perenos v teploobmennikakh* [Convective Transport in Heat Exchangers]. Moscow, Energiya Publ., 1982. 472 p.

20. Zhang Z., Hikson D., Wang H., Nesic S. A Mechanistic Model of Top-of-the-Line Corrosion. *Corrosion*, 2007, Vol. 63, No. 11, pp. 1051-1062. DOI:10.5006/1.3278321.

21. Camargo R., Palermo T. Flow Properties of Hydrate Suspensions in Asphaltic Crude Oil. *Proceedings of the 4th International Conference on Gas Hydrates*. Yokohama, Japan, 2002, pp. 880-885.

22. Turner D.J., Boxall J., Yang S.,

Kleehammer D.M., Koh C.A., Miller K.T., Sloan E.D. Development of a Hydrate Kinetic Model and Its Incorporation into the OLGA2000 R Transient Multiphase flow Simulator. *Proceedings of the 5th International Conference on Gas Hydrates*. Trondheim, Norway, 2005, pp. 1231-1240.

23. Vysniauskas A., Bishnoi P.R. A Kinetic Study of Methane Hydrate Formation. *Chemical Engineering Science*, 1983, Vol. 38, No. 7, pp. 1061-1072. DOI: 10.1016/0009-2509(83)80027-X.

24. Petalas N., Aziz K. A Mechanistic Model for Multiphase Flow in Pipes. *Annual Technical Meeting*. Calgary, Alberta, Canada. 1998. Paper No. 98-39. Available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/PETSOC-98-39> (accessed 21.07.2019). DOI: 10.2118/98-39.

Автор

• Шагиев Рустам Гиндуллович, канд. техн. наук
Государственное автономное научное
учреждение «Институт стратегических
исследований Республики Башкортостан»
Лаборатория нефтегазовых исследований
Центра реального сектора экономики
Ведущий научный сотрудник
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,
пр. Октября, 129/3
тел. (347) 284-36-95
e-mail: rggshag@mail.ru

The Author

• Shagiev Rustam G., Candidate of Engineering
Sciences
Institute of Strategic Researches
of Bashkortostan Republic,
State Autonomous Scientific Department
Oil and Gas Research Laboratory
Centre Real Sector of Economics
Leading Researcher
129/3, October ave., Ufa, 450075,
Russian Federation
tel: (347) 284-36-95
e-mail: rggshag@mail.ru