

# Совершенствование методики процесса ингибирования при добыче природного газа

Паранук А.А.<sup>1</sup>, Кохужева Р.Б.<sup>2</sup>, Терещенко И.А.<sup>1</sup>, Приходько М.Г.<sup>1</sup>, Дрмеян Г.Л.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия;

<sup>2</sup>Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

rambi.paranuk@gmail.com

## Аннотация

В работе анализируется механизм образования гидратов в промысловых системах сбора, рассматривается методика расчета процесса ингибирования. При моделировании принимается известная модель, неизотермического течения газа в полости промыслового газопровода, которая позволяет определить давление и температуру природного газа. Также новый подход к расчету процесса ингибирования с использованием модифицированного уравнения распределения влаги в газе.

## Материалы и методы

Материалы: промысловый газопровод, переносной гигрометр Hygrovision-mini.

Методы: Теоретико-эмпирические модели, математическое моделирование, анализ данных, ГОСТ 34807-2021

## Ключевые слова

механизм образования гидратов, промысловые газопровод, клатратные соединения, гигрометр, диаметр живого сечения газопровода, облитерации промысловых систем сбора

## Для цитирования

Паранук А.А., Кохужева Р.Б., Терещенко И.А., Приходько М.Г., Дрмеян Г.Л. Совершенствование методики процесса ингибирования при добыче природного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 118–120. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-118-120

Поступила в редакцию: 23.09.2024

## OIL PRODUCTION

UDC 622.279 | Original Paper

## Improving the methodology of the inhibition process in natural gas production

Paranuk A.A.<sup>1</sup>, Kokhuzheva R.B.<sup>2</sup>, Tereshchenko I.A.<sup>1</sup>, Prikhodko M.G.<sup>1</sup>, Drmeyan G.L.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia; <sup>2</sup>Maykop State Technological University, Maykop, Russia

rambi.paranuk@gmail.com

## Abstract

The paper analyzes the mechanism of hydrate formation in field gathering systems, and considers the methodology for calculating the inhibition process. When modeling, a well-known model of non-isothermal gas flow in the cavity of a field gas pipeline is adopted, which allows determining the pressure and temperature of natural gas. Also, a new approach to calculating the inhibition process using a modified equation for the distribution of moisture in gas.

## Materials and methods

Materials: field gas pipeline, portable hygrometer Hygrovision-mini.  
Methods: Theoretical and empirical models, mathematical modeling, data analysis, GOST 34807-2021

## Keywords.

hydrate formation mechanism, field gas pipeline, clathrate compounds, hygrometer, diameter of the live cross-section of the gas pipeline, obliteration of field gathering systems

## For citation

Paranuk A.A., Kokhuzheva R.B., Tereshchenko I.A., Prikhodko M.G., Drmeyan G.L. Improving the methodology for the inhibition process in natural gas production. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 118–120. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-118-120

Received: 23.09.2024

В процессах добычи природного газа специалисты, которые занимаются эксплуатацией промысловых систем сбора, сталкиваются с образованием гидратов в трубопроводах, установках подготовки газа. Образование гидратов крайне нежелательный процесс, который приводит к остановке оборудования, а также к его разрушению. Гидраты природного газа образуются в скважинах и газосборных трубопроводах и мешают нормальной эксплуатации. В свою очередь гидраты — это клатратные соединения, по внешнему виду напоминают рыхлый снег, которые в определенных

термодинамических условиях вступают в соединения с водой. Образование гидратов происходит по двум механизмам: быстрый рост гидрата в полости трубопровода или же медленное развитие кристалла с нарастанием внутри трубопровода, что в последующем приводит к разрушению промысловых систем сбора и простою оборудования. Механизм образования гидратов в промысловых системах приведен на рисунке 1.

Для предупреждения и ликвидации облитерации промысловых систем сбора природного газа необходима дозированная подача ингибитора. Ингибиторами образования

гидратов очень часто в эксплуатационных условиях являются этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), метанол, а также их смеси [1].

Метанол имеет ряд преимуществ перед другими ингибиторами: он имеет разветвленную сеть поставок, достаточные объемы производства, а также его можно получать из природного газа (конверсия метана).

Определение количества ингибитора (метанола) является технически сложной задачей, которую необходимо решать комплексно с учетом различных факторов, которые

вливают на расход ингибитора. Ключевыми подзадачами при расчете ингибитора является определение температуры и давления образования гидрата, объема влаги, которая содержится в природном газе, теплопередачи от стенки к окружающей среде, фазового перехода и т. д.

Авторами [2–4] разработана, на наш взгляд, достаточно точная модель, описывающая процесс течения и образования гидрата в промышленных системах. В основе модели лежит неизотермическое движение природного газа с рядом ограничений для промышленного газопровода, которое по итогу сводится к нахождению давления и температуры и имеет следующий вид:

$$\frac{\partial P}{\partial x} = C_p \left[ \frac{Q^2 v \partial S}{S^3 \partial x} - \frac{g \sin \varphi}{v} - \frac{\sqrt{\pi Q^2 v^2 \psi}}{4S^{2.5}} \right] - \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right) \frac{\sqrt{\pi Q^4 v^4 \psi}}{4S^{4.5}} + \frac{\pi D \alpha (T_n - T)}{S^2} \times \quad (1)$$

$$\times C_p \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T + \frac{Q^2 T}{S^2 C_p} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_P \right]^{-1}$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \left[ \frac{\pi D \alpha (T_n - T)}{Q} + \frac{\sqrt{\pi Q^2 v^2 \psi}}{4S^{2.5}} \right] \times \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T \right] + T \left( \frac{\partial v}{\partial T} \right)_P \times \quad (2)$$

$$\times C_p \left[ 1 + \frac{Q^2}{S^2} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_T + \frac{Q^2 T}{S^2 C_p} \left( \frac{\partial v}{\partial P} \right)_P \right]^{-1}$$

где  $Q$  — массовый расход природного газа, кг/ч;  $C_p$  — молярная теплоемкость природного газа при постоянном давлении ( $P = \text{const}$ ), Дж/(моль·К);  $D$  — диаметр трубопровода, м;  $\psi$  — коэффициент гидравлического сопротивления;  $v$  — удельный объем природного газа, м<sup>3</sup>/кг;  $S$  — площадь поперечного сечения газопровода без гидратного слоя, м<sup>2</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  $\alpha$  — коэффициент конвективного теплообмена газа с внешней стенкой канала Вт/м<sup>2</sup>;  $\varphi$  — угол наклона газопровода к горизонтальной плоскости, град.;  $P$  — давление газа в трубопроводе, МПа;  $T$  — температура газа, К;  $T_n$  — температура на внешней поверхности стенки газопровода, К.

Уравнения (1)–(2) позволяют определить температуру и давление в промышленном газопроводе. Далее подставляем эти данные в выражение [5] для определения влагосодержания и получаем следующий вид уравнения:

$$W(x) = \left( Y_w \frac{M_g}{M_w} \right) 0,457 e^{0,0735T(x) - 0,00027T(x)^2} + \quad (3)$$

$$+ 0,0418 e^{0,0547T(x) - 0,00027T(x)^2}$$

где  $Y_w$  — молярная доля воды в газе, определяется по ГОСТ 34807-2021 с помощью переносного гигрометра Hygrovision-mini;  $M_g$  — молекулярная масса газа, г/моль;  $M_w$  — молекулярная масса воды, г/моль.

Далее необходимо определить температуру образования гидрата по известной математической модели [6] путем преобразования уравнения теплопроводности [7]:

$$T_G(r) = T_H + \frac{(T_\phi - T_H)}{\ln \frac{r}{R_o}} \ln \frac{r}{R_o} \quad (4)$$

где  $T_\phi$  — температура фазового перехода  $T_\phi = T_\phi(P, T)$ , К;  $T_G$  — температура гидрата, К;  $T_H$  — температура на внешней поверхности стенки газопровода, К;  $R_o$  — радиус чистой трубы ( $r = R_o - \delta$ ), м.

Далее для нахождения температуры фазового перехода воспользуемся методикой [8]:

$$T_\phi = T_\phi^0(P) - \Delta T_\phi(C) \quad (5)$$

где  $T_\phi^0(P)$  — величина температуры фазового перехода газ-гидрат при отсутствии ингибитора, который определяется индивидуально непосредственно для конкретного месторождения природного газа (экспериментально):

$$\Delta T_\phi(C) = \frac{KC}{M(100 - C)} \quad (6)$$

где  $K$  — константа, зависящая от конкретного ингибитора (метанол  $M = 32,04$  г/моль);  $C$  — концентрация метанола %;  $\Delta T_\phi(C)$  — сдвиг равновесной температуры образования гидратов в присутствии ингибитора  $K$

Для определения концентрации ингибитора, который приводит к сдвигу температуры образования гидратов на величину  $\Delta T_\phi(C)$  определяется

$$C_G = \frac{M \Delta T_\phi}{M \Delta T_\phi(C) + K} \quad (7)$$

При эксплуатации промышленных газопроводов в метанол подается с концентрацией 90–95 % [9].

Для расчета расхода метанола в промышленных системах воспользуемся уравнением

$$G = \frac{WC_G}{C_o - C_G} + \frac{100 - C_G}{C_o - C_G} \times \quad (8)$$

$$\times (q_{g1} - q_{g2} + q_{k1} - q_{k2})$$

где  $W$  — количество содержащейся в природном газе воды, г/м<sup>3</sup>;  $q_{g1}$  — количество метанола, содержащегося в поступающем природном газе, кг/100 м<sup>3</sup>;  $q_{g2}$  — количество метанола в газовой фазе при его концентрации в водном растворе  $C_G$ , кг/1000 м<sup>3</sup>;  $q_{k1}$  — количество метанола, содержащегося в поступающем с газом углеводородном конденсате, кг/1000 м<sup>3</sup>;  $q_{k2}$  — количество метанола, растворяющегося в углеводородном конденсате при концентрации водного раствора метанола  $C_G$ , кг/1000 м<sup>3</sup> [10].

## Итоги

В работе приводится усовершенствованная методика расчета расхода ингибитора метанола, с дополнительными изменениями и усовершенствованной математической моделью нахождения влажности природного газа. Рассмотрен механизм образования гидратов в промышленных системах сбора природного газа, а также установлена температура фазового перехода для расчета температур образования гидрата.

## Выводы

В работе приводится математическая модель расчета процесса ингибирования природного газа. Математическая модель определения термобарических параметров ( $P$ ,  $T$ ) природного газа построена на неизотермическом течении природного газа. Методика, предложенная в работе, имеет определенные отличия за счет модифицированной модели определения распределения влаги в промышленном трубопроводе, которая позволит сократить расход ингибитора.

## Литература

1. Запорожец Е.П., Шостак Н.А. Гидраты. Краснодар: Издательский Дом — Юг, 2014. 460 с.
2. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Каниболотский М.А. Неизотермическое течение газа в трубах. Новосибирск: Наука, 1978. 127 с.
3. Васильев О.Ф., Бондарев Э.А., Каниболотский М.А., Метляева Э.А. Обратные задачи стационарного неизотермического течения газа в трубах // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1977. № 1. С. 143–145.
4. Воеводин А.Ф. Газотермодинамический расчет потоков в простых и сложных трубопроводах // Известия СО АН СССР. Сер. Техн. науки. 1969. Вып. 2. № 8. С. 45–55.
5. Паранук А.А., Дунаев В.И., Приходько М.Г. Об одной методике определения влагосодержания природного газа в трубопроводных системах // Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2024. Том 10. № 3. С. 60–72.
6. Буц В.В. Модель образования гидратов

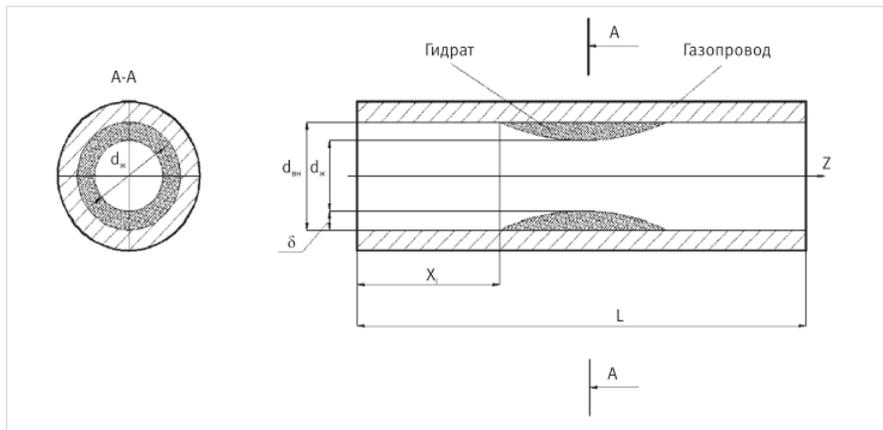


Рис. 1. Механизм образования гидратов в промышленном трубопроводе:  $d_{wn}$  — внутренний диаметр газопровода, мм;  $d_{ж}$  — диаметр живого сечения, мм;  $z$  — направление оси газопровода;  $x_i$  — участок образования гидрата, м;  $\delta$  — толщина слоя гидрата;  $L$  — длина рассматриваемого участка, м

Fig. 1. Mechanism of hydrate formation in a production pipeline:  $d_{wn}$  — internal diameter of the gas pipeline, mm;  $d_{ж}$  — diameter of the live cross-section, mm;  $z$  — direction of the gas pipeline axis;  $x_i$  — section of hydrate formation, m; thickness of the hydrate layer, m;  $L$  — length of the section under consideration, m

- в трубопроводах в присутствии ингибитора // Территория Нефтегаз. 2010. № 6. С. 20–25.
7. Лыков А.В. Теория теплопроводности. М.: Высшая школа, 1967. 600 с.
8. Краснов А.Н., Прахова Е.А., Хорошавина М.Ю. Математическая модель процесса гидратообразования в газопроводе // Восточно-Европейский научный журнал. 2018. № 7–2. С. 30–33.
9. Паранук А.А. Оптимизация расхода метанола при проведении расчетов многофазных углеводородных систем // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. 2012. № 3. С. 20–26.
10. Буц В.В. Математическое моделирование процесса ингибирования образования гидратов в газопроводах с оптимизацией расхода ингибитора: специальность 05.13.18. Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Саратов: 2012. 153 с.

## ENGLISH

### Results

The paper presents an improved method for calculating the consumption of methanol inhibitor, with additional changes and an improved mathematical model for finding the moisture content of natural gas. The mechanism of hydrate formation in field natural gas collection systems is considered, and the phase transition temperature is established for calculating the hydrate formation temperatures.

### Conclusions

The paper presents a mathematical model for calculating the process of inhibition of natural gas. The mathematical model for determining the thermobaric parameters (P, T) of natural gas is built for a non-isothermal flow of natural gas. The methodology proposed in the paper has certain differences due to the modified model for determining the distribution of moisture in the field pipeline, which will reduce the consumption of the inhibitor.

### References

- Zaporozhets E.P., Shostak N.A. Hydrates. Krasnodar: Publishing House – South, 2014, 460 p. (In Russ).
- Vasiliev O.F., Bondarev E.A., Kanibolotsky M.A. Non-isothermal gas flow in pipes. Novosibirsk: Nauka, 1978, 127 p. (In Russ).
- Vasiliev O.F., Bondarev E.A., Kanibolotsky M.A., Metlyayeva E.A. Inverse problems of stationary non-isothermal gas flow in pipes. Izv. Academy of Sciences of the USSR. Energy and transport, 1977, issue 1, P. 143–145. (In Russ).
- Voevodin A.F. Gas-thermodynamic calculation of flows in simple and complex pipelines // Izvestia SB AN USSR. Ser. Tech. science, 1969, Vol. 2, issue 8, P. 45–55. (In Russ).
- Paranuk A.A., Dunaev V.I., Prikhodko M.G. On one method for determining the moisture content of natural gas in pipeline systems. Physical and mathematical modeling. Oil, gas, energy, 2024, Vol. 10, issue 3, P. 60–72. (In Russ).
- Buts V.V. Model of hydrate formation in pipelines in the presence of an inhibitor. Territory of Oil and Gas, 2010, issue 6, P. 20–25. (In Russ).
- Lykov A.V. Theory of thermal conductivity. Moscow: Higher School, 1967, 600 p. (In Russ).
- Krasnov A.N., Prakhova E.A., Khoroshavina M.Yu. Mathematical model of the hydrate formation process in a gas pipeline. East European Scientific Journal, 2018, issue 7–2, P. 30–33. (In Russ).
- Paranuk A.A. Optimization of methanol consumption in the calculations of multiphase hydrocarbon systems. Modern science: current problems of theory and practice. Series: Natural and technical sciences, 2012, issue 3, P. 20–26. (In Russ).
- Buts V.V. Mathematical modeling of the process of inhibiting hydrate formation in gas pipelines with optimization of inhibitor consumption: specialty 05.13.18. Mathematical modeling, numerical methods and software packages: dissertation for the degree of candidate of technical sciences, Saratov: 2012, 153 p. (In Russ).

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Паранук Арамбий Асланович**, к.т.н., доцент ВАК, доцент кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия  
Для контактов: [rambi.paranuk@gmail.com](mailto:rambi.paranuk@gmail.com)

**Кохужева Римма Батербиевна**, к.пед.н., доцент кафедры нефтегазового дела и энергетики, Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

**Терещенко Иван Анатольевич**, старший преподаватель кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Приходько Марина Геннадьевна**, старший преподаватель кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Дрмеян Гарик Левонович**, аспирант кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

**Paranuk Arambiy Aslanovich**, ph.d of technical science, associate professor of the higher attestation commission, associate professor of the department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia  
Corresponding author: [rambi.paranuk@gmail.com](mailto:rambi.paranuk@gmail.com)

**Kokhuzheva Rimma BATERBIEVNA**, ph.d of pedagogical sciences, associate professor of the department of oil and gas engineering and energy, Maykop state technological university, Maykop, Russia

**Tereshchenko Ivan Anatolyevich**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Prikhodko Marina Gennadievna**, senior lecturer, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

**Drmeyan Garik Levonovich**, postgraduate student, department of gas and oil transportation systems and equipment for the oil and gas industry, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia