

Совершенствование методики определения влагосодержания в промышленных трубопроводах

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

¹Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия;

²Майкопский государственный технологический университет, Майкоп, Россия

rambi.paranuk@gmail.com

Аннотация

В работе проведен анализ методов определения влаги на действующих месторождениях в промышленных трубопроводах. Представлена авторская математическая модель расчета давления и температуры и определения распределения влаги в природном газе в промышленных трубопроводах. Установлено, что классическое уравнение имеет определенные недостатки и приводит к перерасходу ингибитора при использовании его в технологических расчетах расхода ингибитора. Также представлены результаты прямых и теоретических расчетов по определению распределения влаги в промышленных газопроводах.

Материалы и методы

Материалы: переносной гигрометр Hygrovision-mini, дифференциальный манометр.

Методы: математическое моделирование, теоретико-эмпирическая модель, ГОСТ 34807-2021, ГОСТ 5542-2022.

Ключевые слова

промышленные трубопроводы, однородная и гетерогенная системы, гидраты природного газа, температура точки росы по воде, температура точки росы газа по воде, влага, ингибитор

Для цитирования

Паранук А.А., Кохужева Р.Б., Терещенко И.А., Приходько М.Г., Дрмеян Г.Л. Совершенствование методики определения влагосодержания в промышленных трубопроводах // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 114–116. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-114-116

Поступила в редакцию: 21.09.2024

PIPELINE

UDC 622.279 | Original Paper

Improving the methodology for determining moisture content in industrial pipelines

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

¹Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia; ²Maykop State Technological University, Maykop, Russia

rambi.paranuk@gmail.com

Abstract

The paper analyzes the methods for determining moisture in operating fields in field pipelines. The author's mathematical model for calculating pressure and temperature and determining the distribution of moisture in natural gas in field pipelines is presented. It is established that the classical equation has certain drawbacks and leads to an overconsumption of the inhibitor when used in technological calculations of inhibitor consumption. The results of direct and theoretical calculations for determining the distribution of moisture in field gas pipelines are also presented.

Materials and methods

Materials: portable hygrometer Hygrovision-mini, differential pressure gauge.

Methods: mathematical modeling, theoretical and empirical model, GOST 34807-2021, GOST 5542-2022.

Keywords

field pipelines, homogeneous and heterogeneous system, natural gas hydrates, water dew point temperature, gas dew point temperature by water, moisture, inhibitor

For citation

Paranuk A.A., Kokhuzheva R.B., Tereshchenko I.A., Prikhodko M.G., Drmeyan G.L. Improving the methodology for determining moisture content in industrial pipelines. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 114–116. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-6-114-116

Received: 21.09.2024

Промысловые системы сбора природного газа в большей степени подвержены образованию гидратов, особенно в зимний период эксплуатации. В этой связи необходимо в соответствии с п. 6.1.2 СТО Газпром 2-3.5-454-2010, при условии невыполнения требований — п. 4.1 таб. 1 СТО Газпром 089-2010 («температура точки росы газа по воде (ТТРв) при абсолютном давлении 3,92 МПа, не выше: в зимний период для умеренного климата –10 °С, а для холодного –20 °С») на основании паспорта качества газа, согласно ГОСТ 5542-2022, подавать ингибитор в трубопровод для предупреждения образования гидратов [1].

Исследования, посвященные проблеме определения расхода ингибитора, приводятся в работах [2–5]. Установлено, что расход ингибитора зависит от давления, температуры и в большей степени от влагосодержания добываемого природного газа. В работах [3–6] приводится эмпирическое уравнение определения распределения влагосодержания по длине газопровода.

$$W(x) = \frac{0,457}{P(x)} e^{0,07357T(x) - 0,000277T(x)^2} + 0,0418e^{0,0547T(x) - 0,000277T(x)^2}, \quad (1)$$

где W — влажность газа, г/м³; x — сечение трубопровода, м; $P(x)$ — давление в сечении трубопровода, МПа; $T(x)$ — температура в сечении трубопровода, °С.

Анализ уравнения (1) позволил установить, что данное уравнение не всегда позволяет определить правильное распределение влаги в промышленных системах, особенно когда возникает переход из гомогенной системы в гетерогенную (образования 2-, 3-фазных потоков) внутри промышленного трубопровода. В этой связи предлагается воспользоваться авторским уравнением [1, 3]:

$$W(x) = \left(Y_w \frac{M_g}{M_w} \right) \frac{0,457}{P(x)} e^{0,07357T(x) - 0,000277T(x)^2} + 0,0418e^{0,0547T(x) - 0,000277T(x)^2}, \quad (2)$$

где Y_w — молярная доля воды в газе, определяется по ГОСТ 34807-2021; M_g — молекулярная масса газа, г/моль; M_w — молекулярная масса воды, г/моль.

Для определения давления $P(x)$ внутри газосборного коллектора (промышленный

трубопровод) воспользуемся нелинейной разностной схемой и уравнением для гидравлических потерь с учетом изменения плотности и температуры [6, 7]:

$$(p_k - p_{k+1}) = \frac{16\pi Q^2 \Delta L}{\pi^2 D^5} \frac{R_0 / \mu}{p_k / T_k + p_{k+1} / T_{k+1}}, \quad (3)$$

где Q — расход природного газа в трубопроводе, кг/с; D — диаметр трубопровода, м; R_0 — газовая постоянная, Дж/(моль К); λ — коэффициент теплопроводности газа, Вт/(град м), L — длина трубопровода, м.

Шаг по координате вдоль трубопровода $\Delta L = \frac{L}{n}$; $k = 1, \dots, n$ — число шагов до текущего сечения шлейфа, при $n > 50$ почти не влияет на точность расчета [6, 7].

$$(p_k - p_{k+1})(p_{k+1}T_k + p_kT_{k+1}) = \frac{16\pi Q^2 \Delta L}{\pi^2 D^5 \mu} T_k T_{k+1} = S_k. \quad (4)$$

Выбор корня осуществляется из естественного уровня положительности давления [6,7]:

$$p_{k+1} = \frac{p_k}{2T_k} (T_k - T_{k+1}) + \sqrt{(T_k - T_{k+1})^2 + 4T_k(T_{k+1} - S_k / p_k^2)}. \quad (5)$$

Для определения $T(x)$ температуры газа в промышленном трубопроводе воспользуемся уравнением:

$$T_2 = T_+ + (T_1 - T_+) \left(\frac{\sqrt{L} + \alpha}{\alpha} \right)^{\alpha\beta} e^{(-\beta\sqrt{L})}, \quad (6)$$

где α , β — безразмерные коэффициенты переноса тепла, они обратны пропорциональны числу Нуссельта, то есть $\alpha\beta = \frac{8}{\pi Nu}$; T_1 , T_2 — температуры природного газа на выходе из скважины и на входе в установку подготовки газа, °С; T_+ — температура окружающей среды, °С [6, 7].

Для проверки предложенной методики расчета проводился сравнительный анализ результатов расчета и прямых измерений, полученных переносным прибором Hygrovision-mini, исследование проводилось в течение 1 месяца на трех объектах. Молярную долю воды в природном

газе определяли непосредственно в начале исследуемого участка газопровода (с выхода из скважины) путем прямого измерения согласно ГОСТ 34807-2021. Корректировка значения давления проводилась с помощью дифференциального манометра, исследование проводилось в трех точках действующих газосборных коллекторов. В таблицу 1 были внесены усредненные значения полученных данных после статистической обработки в пакете Microsoft Excel 2020.

Итоги

В работе проанализированы разные методы определения влаги в промышленных коллекторах эксплуатируемых месторождений. Установлено, что эмпирическое уравнение (1), которое приводится в различных источниках, имеет отклонения по сравнению с прямыми измерениями, которые проводились гигрометром Hygrovision-mini, и оно также менее точное, чем авторское уравнение.

Выводы

В работе приводится несколько авторских математических моделей для определения распределения влаги в газосборных коллекторах, установлено, что классическое уравнение имеет большую погрешность и использование его в расчетах ингибитора образования гидратов приведет к перерасходу химического реагента. Также оно не может быть откорректировано, так как не имеет поправочных коэффициентов, которые можно было бы внести после прямых измерений влаги в трубопроводе переносными гигрометрами.

Литература

1. 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. Т. 10. № 3. С. 60–72.
2. Мустафин Ф.М., Коновалов Н.И., Гильметдинов Р.Ф. и др. Машины и оборудование газонефтепроводов. Уфа: Уфимский нефтяной институт, 2002. 383 с.
3. Паранук А.А., Никулин А.В. Разработка программы для расчета влагоемкости газа в программе Борланд Делфи 7.0 // Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 1. С. 49–50.

Табл. 1. Сравнительный анализ влагосодержания природного газа

Tab. 1. Comparative analysis of moisture content of natural gas

Наименование промышленных газопроводов	Прямые измерения прибором Hygrovision-mini, г/м ³			Уравнение (1), г/м ³			Уравнение (2), г/м ³		
	*Т.1	T.2	T.3	T.1	T.2	T.3	T.1	T.2	T.3
Анастасиевско-Троицкое месторождение	0,242	0,212	0,201	0,228	0,206	0,195	0,238	0,209	0,2
Майкопское газоконденсатное месторождение	0,21	0,203	0,195	0,207	0,198	0,190	0,209	0,2	0,193
Кошехабльское газоконденсатное месторождение	0,312	0,281	0,276	0,286	0,277	0,271	0,295	0,279	0,274

*Т — точка замера влагосодержания природного газа

4. Паранук А.А. Программа для расчета влагосодержания природного газа: свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2024617096 РФ. Правообладатель Кубанский государственный технологический университет. № 2024615215; заявл. 15.03.2024; опубл. 28.03.2024.
5. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных условиях. М.: Недра, 1976. 197 с.
6. Vykov I.Y., Parasuk A.A., Bunyakina A.V. Mathematical simulation of temperature conditions of hydrate formation in the field gas collectors of the western Pestsovaya area of the Urengoi oil and gas condensate field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2022, Vol. 95, issue 1, P. 223–229. (In Eng).
7. Паранук А.А. Совершенствование математической модели расчета образования гидратов в шлейфах газосборной сети // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 2. С. 133–141.

ENGLISH

Results

The paper analyzes different methods for determining moisture in industrial reservoirs operated at the field. It is established that the empirical equation (1), which is given in various sources, has deviations compared to direct measurements that were carried out by the Hygrovision-mini hygrometer, and it is also less accurate than the author's equation.

References

1. Parasuk 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).
2. Mustafin F.M., Kononov N.I., Gilmetdinov R.F. et al. *Machines and Equipment for Gas and Oil Pipelines*. Ufa: Ufa State Petroleum Technological University, 2002, 383 p. (In Russ).
3. Parasuk A.A., Nikulin A.V. Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0. *Exposition Oil Gas*, 2014, issue 1, P. 49–50. (In Russ).
4. Parasuk A.A. Program for Calculating the Moisture Content of Natural Gas: Certificate of State Registration of Computer Program 2024617096 RF. Copyright Holder Kuban State Technological University. № 2024615215; declared 15.03.2024; published 28.03.2024. (In Russ).
5. Degtyarev B.V., Bukhgalter E.B. Hydrate control during gas well operation in northern conditions. Moscow: Nedra, 1976, 197 p. (In Russ).
6. Vykov I.Y., Parasuk A.A., Bunyakina A.V.

Conclusions

The paper provides several author's mathematical models for determining the distribution of moisture in gas collection collectors, it is established that the classical equation has a large error and its use in calculating the hydrate formation inhibitor will lead to an over expenditure of the chemical reagent, and it cannot be adjusted, since it does not have correction factors that could be introduced after direct measurements of moisture in the pipeline with portable hygrometers.

- Mathematical simulation of temperature conditions of hydrate formation in the field gas collectors of the western pestsovaya area of the urengoi oil and gas condensate field. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 2022, Vol. 95, issue 1, P. 223–229. (In Eng).
7. Parasuk A.A., Bunyakina A.V. Improving the mathematical model for calculating hydrate formation in gas gathering network plumes. *Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products*, 2019, issue 2, P. 133–141. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Паранук Арамбий Асланович, к.т.н., доцент ВАК, доцент кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
Для контактов: 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 газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

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

Дрмеян Гарик Леонович, аспирант кафедры газонефтегазотранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

Parasuk 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

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