Научная статья / Research Article https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-24-36
Теплофизика и теоретическая теплотехника **УДК** 543.275

Об одной методике определения влагосодержания природного газа в трубопроводных системах

Арамбий Асланович Паранук✉, **Владислав Игоревич Дунаев**, **Марина Геннадьевна Приходько**

Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
Контакт для переписки: rambi.paranuk@gmail.com✉

Аннотация. В данной исследовательской работе описывается методика определения влагосодержания природного газа в технологических и магистральных трубопроводах различного диаметра. В работе приводится оригинальное эмпирическое уравнение для определения количества влаги, содержащейся в единичном объеме природного газа. Уравнение позволяет определить влагу с учетом ее молярной доли в исследуемом природном газе, а также учитывает соотношение молекулярных масс природного газа и воды.

Для повышения точности предложенного уравнения молярную долю воды в газе определяют именно в начале исследуемого участка газопровода путем прямого измерения по ГОСТ 34807—2021.

Распределение температуры и давления по длине газопровода определяется по авторской математической модели, которая была опробована и подтверждена экспериментально на различных трубопроводах.

Кроме этого, предложенный множитель в уравнении влагосодержания позволяет определять тип фазового состояния природного газа, а также может являться косвенным признаком возможного образования газовых гидратов. При сравнении с прямыми измерениями, полученными с действующих газопроводов, модифицированная формула имеет меньшую погрешность, чем классическое уравнение, что подтверждается графиками, приведенными в данной работе.

Ключевые слова: влагосодержание, молярная доля воды, молекулярная масса, технологические трубопроводы, ингибитор, точка росы, массовая концентрация, Hygrovision-mini, математическая модель

Цитирование: Паранук А. А., Дунаев В. И., Приходько М. Г. 2024. Об одной методике определения влагосодержания природного газа в трубопроводных системах // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. Том 10. № 3 (39). С. 24–36. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-24-36

Поступила 25.04.2024; одобрена 20.09.2024; принята 02.10.2024

A method for determining the moisture content of natural gas in pipeline systems

Arambiy A. Paranuk✉, Vladislav I. Dunaev, Marina G. Prikhodko

Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia
Corresponding author: rambi.paranuk@gmail.com✉

Abstract. This research describes the methodology for determining the moisture content of natural gas in process and main pipelines of various diameters. The work provides an original empirical equation for determining the amount of moisture contained in a unit volume of natural gas. The equation allows you to determine the moisture in natural gas, taking into account the molar fraction of water in the natural gas under study and also the ratio of the molecular masses of natural gas and water.

To increase the accuracy of the proposed equation, the molar fraction of water in the gas is determined precisely at the beginning of the gas pipeline section under study, by direct measurement according to the GOST 34807—2021.

The distribution of temperature and pressure along the length of the gas pipeline is determined using the mathematical model, tested and proven experimentally on various pipelines.

In addition, the proposed multiplier in the moisture content equation makes it possible to determine the type of phase state of natural gas, and can also be an indirect sign of the possible formation of gas hydrates. When compared with direct measurements obtained from existing gas pipelines, the modified formula has a smaller error compared to the classical equation, which is confirmed by the graphs presented in the work.

Keywords: moisture content, molar fraction of water, molecular weight, process pipelines, inhibitor, dew point, mass concentration, Hygrovision-mini, mathematical model

Citation: Paranuk, A. A., Dunaev, V. I., & Prikhodko, M. G. (2024). A method for determining the moisture content of natural gas in pipeline systems. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 10*(3), 24–36. https://doi.org/10.21684/2411-7978-2024-10-3-24-36

Received Apr. 25, 2024; Reviewed Sep. 20, 2024; Accepted Oct. 2, 2024

Введение

Природный газ, транспортируемый по трубопроводам, имеет определенный состав и параметры (давление, температура, температура точки росы по воде, температура точки росы по углеводородам, массовая концентрация механических примесей, молярная доля диоксида углерода, массовая концентрация сероводорода, высшее число Воббе). Эти параметры соответствуют ГОСТ 5542—2022[i]. Опыт эксплуатации показывает, что не на всех установках подготовки газа к транспорту существует возможность получения соответствующих параметров природного газа согласно ГОСТ. Большинство установок подготовки газа не позволяют достичь требуемых показателей по причине износа основного оборудования, изменения компонентного состава газа за период эксплуатации, а также из-за применения дополнительных реагентов для поддержания дебита скважины на нужном уровне.

Длительный срок эксплуатации основного фонда скважин, разработанных на территории РФ, приближается к отметкам 15–20 лет, и большинство из них требуют глубокой модернизации основного вспомогательного оборудования и, соответственно, капитальных финансовых затрат.

Установлено [Бекиров, Шаталов, 1986; Алиев и др., 1988], что основной проблемой предприятий транспорта природного газа является плохое качество подготовки газа к транспорту, что затрудняет эксплуатацию оборудования в осенне-зимний период.

Данная проблема возникает в результате образования техногенных гидратов природного газа в полости трубопровода вследствие плохой осушки газа, приводящей к авариям и аварийным ситуациям на трубопроводах [Макогон, 1985; Бекиров, Шаталов, 1986; Алиев и др., 1988].

Методы

В целях предупреждения и ликвидации образования газовых гидратов в основном применяют метанол как один из самых распространенных ингибиторов. Повсеместное использование метанола обусловлено его доступностью, отлаженной технологией его подачи в полость газопровода, а также ценой [Бухгалтер, 1986].

Зачастую на предприятиях трубопроводного транспорта при подаче ингибитора используют сезонные технологические карты подачи ингибитора или графики заливки

[i] ГОСТ 5542—2022. Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия. М.: Российский институт стандартизации, 2022. 10 с.

метанола, которые утверждены главным инженером. На наш взгляд, этот подход нерационален, т. к. приводит к перерасходу метанола [Макогон, 1985; Бекиров, Шаталов, 1986; Алиев и др., 1988].

Закачка метанола производится в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-454-2010[i] (п. 6.1.2), при условии невыполнения требований — с СТО Газпром 089-2010[ii] (п. 4.1, табл. 1[iii]) на основании паспорта качества газа согласно ГОСТ 5542—2022.

Для определения распределения температуры и давления по длине газопровода воспользуемся следующей математической моделью [Рид и др., 1982; Бондарев, Воеводин, 2017; Паранук и др., 2021]:

$$P' = \frac{1}{\Delta}\left(B_1 A_{22} - B_2 A_{12}\right),\ T' = \frac{1}{\Delta}\left(A_{11} B_2 - A_{21} B_1\right), \tag{1}$$

где
$$\Delta = A_{11} A_{22} - A_{12} A_{21},$$

$$A_{11} = 1 + (\alpha - 1)\frac{\rho V^2}{P},\ A_{12} = (\beta + 1)\frac{\rho V^2}{T},$$

$$B_1 = -\rho g h' - \frac{\lambda}{d}\frac{\rho V^2}{2},$$

$$A_{21} = \alpha\frac{RTZ}{\mu P} + (\alpha - 1)\frac{V^2}{P},\ A_{22} = (\beta + 1)\left(\frac{RZ}{\mu} + \frac{V^2}{T}\right) + c_V,$$

$$B_2 = -g h' - \frac{\pi d k}{Q}\left(T - T_S\right),$$

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

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

---

i СТО Газпром 2-3.5-454-2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов. М.: Газпром, 2010. 229 с.

ii СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. М.: Газпром, 2011. 12 с.

iii При абсолютном давлении 3,92 МПа температура точки росы газа по воде ($ТТР_в$) в зимний период для умеренного климата не должна превышать −10 °C, а для холодного −20 °C.

где g — ускорение свободного падения; λ — коэффициент гидравлического трения; d — диаметр трубы; α, β — безразмерные коэффициенты; R — универсальная газовая постоянная; μ — молярная масса газа; Z — коэффициент сжимаемости газа; k — коэффициент теплоотдачи; T_s — температура окружающей среды; Q — массовый расход газа; T_* — критическая температура газа; P_* — критическое давление газа; C_v — удельная по массе теплоемкость газа при постоянном объеме; V — скорость природного газа; h — высота горизонтальной оси газопровода [Рид и др., 1982; Бондарев, Воеводин, 2017; Паранук и др., 2021].

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (1) позволяет при соответствующих начальных условиях вычислить давление и температуру в каждом сечении газопровода. Далее данная система дифференциальных уравнений решается методом Рунге — Кутты [Паранук и др., 2021].

Результаты

Получены эмпирические данные по определению влагосодержания на пяти разных трубопроводах. Для этого использовался переносной прибор определения влагосодержания природного газа Hygrovision-mini. Он предназначен для измерения точки росы [i] и температуры конденсации углеводородов [ii] в природном газе.

По результатам прямых измерений построены эмпирические кривые влагосодержания природного газа по длине газопровода. Построены кривые влагосодержания природного газа с использованием классической и модифицированной формул. Осуществлено сравнение классической и предложенной теоретической формулы с результатами прямых измерений.

Для проведения расчетов были получены данные с 10 участков существующих газопроводов (по ГОСТ Р 53763—2009 [iii] и СТО Газпром 089-2010).

В рамках данного исследования по разработке методики определения влажности природного газа в трубопроводных системах были обследованы трубопроводы, представленные в табл. 1.

Исследование проводилось в течение трех месяцев на действующих газопроводах сменным персоналом по обслуживанию газопровода. Молярная доля воды в газе определялась непосредственно в начале исследуемого участка трубопровода посредством прямого измерения согласно ГОСТ 34807—2021 [iv]. Результаты замеров, включая программу для их обработки, приведены в ранее опубликованных источниках [Паранук, 2024; Паранук и др., 2024].

---

i Температура точки росы по воде ($ТТР_в$) в соответствии с ГОСТ Р 53763—2009 и СТО Газпром 089-2010.

ii Температура точки росы по углеводородам ($ТТР_{ув}$) в соответствии с ГОСТ Р 53763—2009 и СТО Газпром 089-2010.

iii ГОСТ Р 53763—2009. Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде. М.: Стандартинформ, 2019. 37 с.

iv ГОСТ 34807—2021. Газ природный. Методы расчета температуры точки росы по воде и массовой концентрации водяных паров. М.: Российский институт стандартизации, 2022. 71 с.

Для теоретического определения влагосодержания природного газа по длине трубопровода воспользуемся авторским уравнением, которое имеет вид [Паранук, 2024; Паранук и др., 2024]:

$$W(x)=\left(Y_w\cdot\frac{M_g}{M_w}\right)\cdot\left(\frac{0.457}{P(x)}\cdot\exp^{0.0735T(x)-0.00027T(x)^2}+0.0418\cdot\exp^{0.054T(x)-0.0002T(x)^2}\right). \quad (2)$$

В выражении (2) обозначено: W — влажность газа, г/м^3; x — сечение трубопровода, м; $P(x)$ — давление в сечении трубопровода, МПа; $T(x)$ — температура в сечении трубопровода, °C; Y_w — молярная доля воды в газе, определенная согласно ГОСТ 34807—2021; M_g — молекулярная масса газа, г/моль; M_w — молекулярная масса воды, г/моль.

Предложенное уравнение отличается от классического (модифицированной формулы Бюкачека) [Дегтярев, Бухгалтер, 1976; Макогон, 1985; Мустафин и др., 2002; Запорожец, Шостак, 2014; Паранук, Никулин, 2014] множителем $(Y_w\cdot(M_g/M_W))$, который позволяет учитывать долю от общего влагосодержания, поступающего из скважины газа в трубопровод, в зависимости от типа фазового состояния.

Гомогенной системе соответствует $(Y_w\cdot(M_g/M_W)) < 1$, при переходе из гомогенной в гетерогенную $(Y_w\cdot(M_g/M_W)) = 1$, при гетерогенной системе $(Y_w\cdot(M_g/M_W)) > 1$. Таким образом, классическая формула соответствует переходному режиму из гомогенной в гетерогенную систему, также в ней не учитывается компонентный состав природного газа.

Для определения молекулярной массы природного газа воспользуемся выражением:

$$M_g = \sum y_i \cdot M_i. \quad (3)$$

В выражении (3) обозначено: y_i —мольная доля или массовая доля i компонента в природном газе; M_i — молекулярная масса i компонента.

В предложенной математической модели определения влагосодержания поведение газа подчинено законам идеального газа, и его компоненты не вступают в реакцию.

Отметим, что для конкретных газовых смесей с содержанием кислых компонентов может потребоваться корректировка эмпирического коэффициента Y_w путем прямого измерения.

Для проверки предложенной методики определения влагосодержания природного газа проведено сравнение модифицированного и классического уравнения [Дегтярев, Бухгалтер, 1976; Макогон, 1985; Мустафин и др., 2002; Запорожец, Шостак, 2014; Паранук, Никулин, 2014] с практическими данными, полученными с газопроводов. Подробная методика определения влагосодержания газопроводов была представлена ранее [Паранук и др., 2024].

На приведенных рис. 1–5 введены обозначения: W_1 — соответствует модифицированной формуле, г/м^3; W_2 — соответствует классической формуле, г/м^3 [Дегтярев, Бухгалтер, 1976; Макогон, 1985; Мустафин и др., 2002; Запорожец, Шостак, 2014; Паранук, Никулин, 2014]; W_3 — соответствует данным, полученным непосредственно с газопроводов, г/м^3.

Таблица 1. Исходные данные для расчета влагосодержания природного газа

Table 1. Initial data for calculating the moisture content of natural gas

Исходные данные	**МГ «Александровская — Ленинградская» (участок «Тихорецк — Кропоткин»)**	**МГ «Аксай — Таганрог», 1 нитка**	**Газопровод-отвод к ГРС «Горняцкий»**	**Газопровод-отвод к ГРС «Пос. Октябрьский»**	**Газопровод-отвод к ГРС «Волгодонск»**
Длина рассматриваемого участка (*L*), км	196	22	33,54	17,6	46,59
Количество точек замера	10	10	10	10	10
Давление в начале участка, МПа	4,6	5,8	3,4	4,2	3,75
Расход природного газа, млн $м^3$/сут	12	16,7	0,3	0,52	0,352
Коэффициент гидравлического сопротивления (λ)	0,0002	0,00025	0,00035	0,00021	0,00028
Температура в начале участка газопровода, °C	20	25	18	19,5	23,21
Диаметр газопровода, м	0,4	0,7	0,3	0,4	0,3
Температура окружающей среды, °C	5	8	6	7	4
Коэффициент теплопередачи, Вт/($м^2$ · °C)	1,4	1,2	1,43	1,38	1,43
Относительная плотность по воздуху, кг/$м^3$	0,531	0,54	0,694	0,624	0,709
Молярная доля воды в природном газе	1,2	0,84	0,92	1	1,3

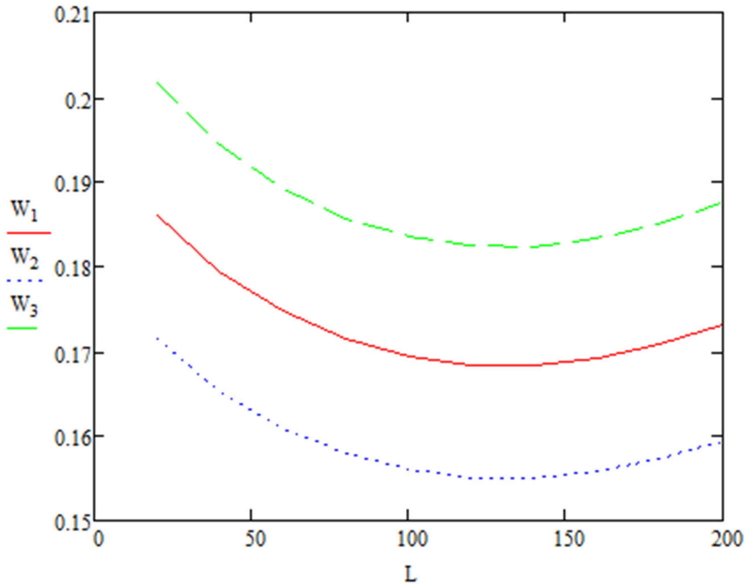

Рис. 1. Распределение влагосодержания для МГ «Александровская — Ленинградская», Ду 400 (L = 196 км, степень сжатия Z_0 = 1,2)

Fig. 1. Moisture content distribution for the Alexandrovskaya — Leningradskaya main gas pipeline, DN 400 (L = 196 km, compression ratio Z_0 = 1.2)

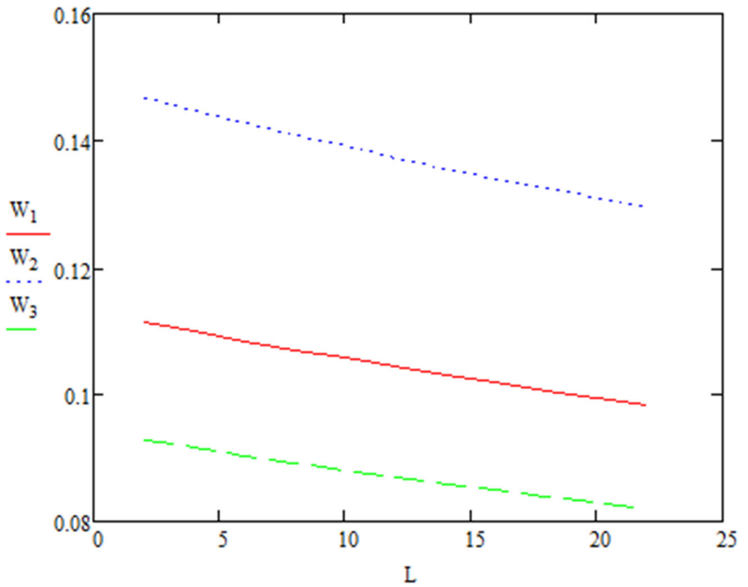

Рис. 2. Распределение влагосодержания для газопровода «Аксай — Таганрог», 1 нитка, Ду 700 (L = 22 км, степень сжатия Z_0 = 1,1)

Fig. 2. Moisture content distribution for the Aksai — Taganrog gas pipeline, 1 thread, DN 700 (L = 22 km, compression ratio Z_0 = 1.1)

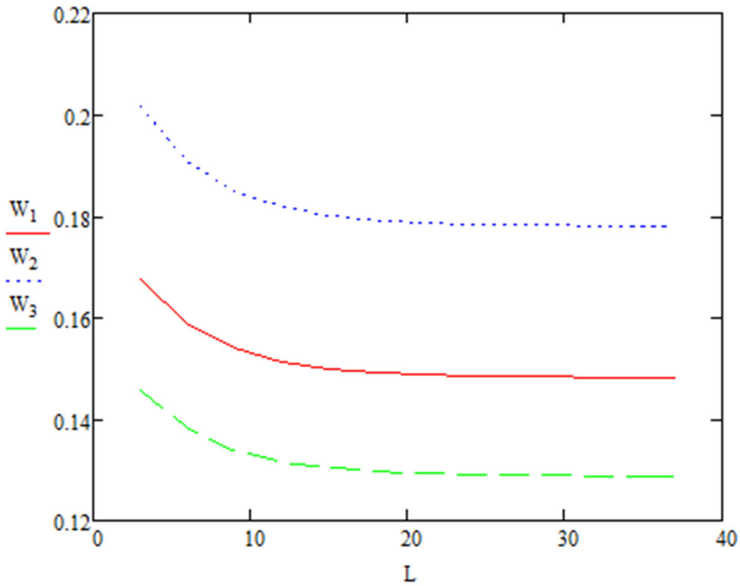

Рис. 3. Распределение влагосодержания для газопровода-отвода к ГРС «Горняцкий», Ду 300 (L = 33,54 км, степень сжатия Z_0 = 1,1)

Fig. 3. Distribution of moisture content for the gas pipeline outlet to the Gornyatsky gas station, DN 300 (L = 33.54 km, compression ratio Z_0 = 1.1)

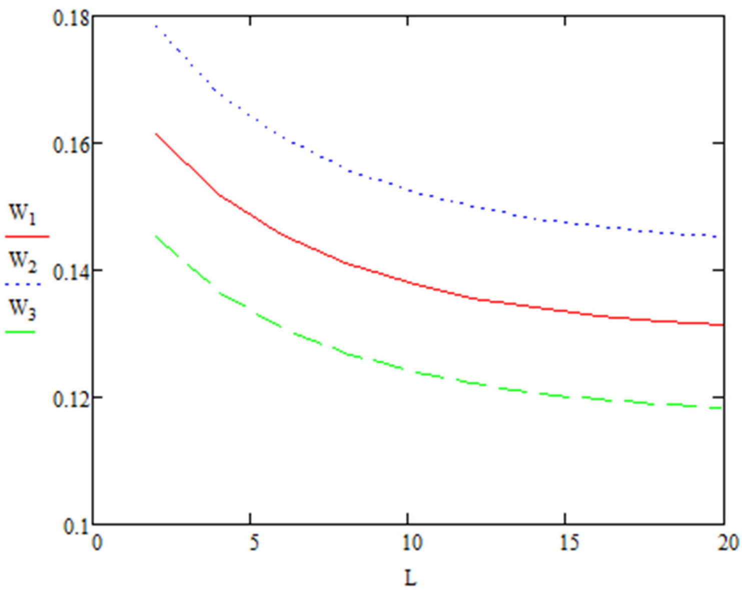

Рис. 4. Распределение влагосодержания для газопровода-отвода к ГРС «Пос. Октябрьский», Ду 400 (L = 17,6 км, степень сжатия Z_0 = 1,1)

Fig. 4. Distribution of moisture content for the gas pipeline outlet to the Oktyabrsky Settlement gas station, DN 400 (L = 17.6 km, compression ratio Z_0 = 1.1)

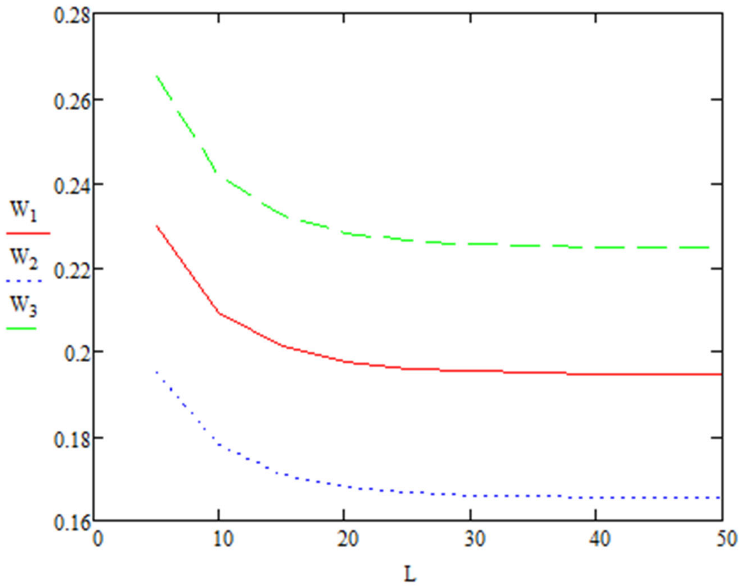

Рис. 5. Распределение влагосодержания для газопровода-отвода к ГРС «Волгодонск», Ду 300 (L = 46,59 км, степень сжатия Z_0 = 1,1)

Fig. 5. Distribution of moisture content for the gas pipeline branch to the Volgodonsk gas station, DN 300 (L = 46.59 km, compression ratio Z_0 = 1.1)

Обсуждение

В результате исследования установлено соответствие предложенной модели с работами других авторов [Макогон, 1985; Мустафин и др., 2002; Запорожец, Шостак, 2014], в частности с модификацией формулы Бюкачека. Полученные результаты позволяют утверждать, что модифицированное уравнение имеет большую точность в сравнении с прямыми измерениями при определении влажности природного газа, что подтверждается рис. 1–5.

Кроме этого, множитель в уравнении влагосодержания позволяет определить тип фазового состояния природного газа (гомогенная или гетерогенная система). Множитель также может являться косвенным признаком образования гидратов природного газа при соответствующих термобарических условиях.

Заключение

Таким образом, в данной работе предложено модифицированное уравнение определения влагосодержания природного газа, которое позволяет определять влагу в единичном объеме природного газа с высокой точностью. Из графиков (рис. 1–5) установлено распределение влагосодержания по длине участка трубопровода; также можно утверждать, что множитель в модифицированной формуле свидетельствует о фазовом состоянии потока природного газа. Установлено, что распределение влаги по длине газопровода имеет минимальные и максимальные значения влаги при условии, что в газопровод не поступает дополнительная влага от внешних источников.

Список источников

Алиев Р. А., Белоусов В. Д., Немудров А. Г., Юфин В. А., Яковлев Е. И. 1988. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра. 368 с.

Бекиров Т. М., Шаталов А. Т. 1986. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. М.: Недра. 261 с.

Бондарев Э. А., Воеводин А. Ф. 2017. Решение задач трубной гидравлики в системах добычи и транспорта природного газа. Новосибирск: Изд-во СО РАН. 208 с.

Бухгалтер Э. Б. 1986. Метанол и его использование в газовой промышленности. М.: Недра. 238 с.

Дегтярев Б. В., Бухгалтер Э. Б. 1976. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных условиях. М.: Недра. 197 с.

Запорожец Е. П., Шостак Н. А. 2014. Гидраты. Краснодар: Издательский Дом — Юг. 458 с.

Макогон Ю. Ф. 1985. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра. 232 с.

Мустафин Ф. М., Коновалов Н. И., Гильметдинов Р. Ф. и др. 2002. Машины и оборудование газонефтепроводов: учеб. пос. для вузов. Уфа: Монография. 383 с.

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

Паранук А. А., Бунякин А. В., Шиян С. И. 2021. Разработка метаматематической модели расчета образования гидратов в трубопроводе с учетом изменения температуры // Нефтегазовое дело. Том 19. № 4. С. 107–114. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-4-107-114

Паранук А. А., Терещенко И. А., Приходько М. Г., Меретуков М. А., Кохужева Р. Б. 2024. Разработка программы на языке С++ для определения влагосодержания в газопроводах // Перспективы науки. № 1 (172). С. 108–112.

Паранук А. А. 2024. 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.

Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. 1982. Свойство газов и жидкостей: справ. пос. / пер. с англ. под. ред. Б. И. Соколова. 3-е изд. Л.: Химия, Ленингр. отд-ние. 592 с.

References

Aliev, R. A., Belousov, V. D., Nemudrov, A. G., Yufin, V. A., & Yakovlev, E. I. (1988). *Pipeline Transport of Oil and Gas* (2nd ed.). Nedra. [In Russian]

Bekirov, T. M., & Shatalov, A. T. (1986). *Collection and Preparation for Transport of Natural Gases*. Nedra. [In Russian]

Bondarev, E. A., & Voevodin, A. F. (2017). *Solving Problems of Pipe Hydraulics in Natural Gas Production and Transportation Systems*. Publishing House of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences. [In Russian]

Buhgalter, E. B. (1986). *Methanol and Its Use in the Gas Industry*. Nedra. [In Russian]

Degtyarev, B. V., & Buhgalter, E. B. (1976). *Fighting Hydrates During the Operation of Gas Wells in Northern Conditions*. Nedra. [In Russian]

Zaporozhets, E. P., & Shostak, N. A. (2014). *Hydrates*. Publishing House — South. [In Russian]

Makogon, Yu. F. (1985). *Gas Hydrates: Prevention of Their Formation and Applications*. Nedra. [In Russian]

Mustafin, F. M., Konovalov, N. I., Gilmetdinov, R. F., *et al.* (2002). *Machinery and Equipment for Gas and Oil Pipelines*. Monograph. [In Russian]

Paranuk, A. A., & Nikulin, A. V. (2014). Development program for the calculation of gas moisture capacity in Borland Delphi 7.0. *Exposition Oil & Gas*, (1), 49–50. [In Russian]

Paranuk, A. A., Bunyakin, A. V., & Shiyan, S. I. (2021). Development of a mathematical model for calculating hydrate formation in a pipeline taking into account temperature change. *Petroleum Engineering*, *19*(4), 107–114. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-4-107-114 [In Russian]

Paranuk, A. A., Tereshchenko, I. A., Prikhodko, M. G., Meretukov, M. A., & Kochuzheva, R. B. (2024). Development of a program in C++ for determining moisture content in gas pipelines. *Science Prospects*, (1), 108–112. [In Russian]

Paranuk, A. A. (2024). *Program for Calculating Natural Moisture Content* (R.F. Certificate No. 2024617096). Kuban State Technological University. [In Russian]

Reid, R. C., Prausnitz, J. M., & Sherwood, T. K. (1982). *The Properties of Gases and Liquids* (B. I. Sokolova, Ed.; 3rd ed.). Khimiya, Leningradskoye otdelenie. [In Russian] (Originally published in 1977 by McGraw-Hill)

Информация об авторах

Арамбий Асланович Паранук, кандидат технических наук, доцент кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Институт нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
rambi.paranuk@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-2443-683X

Владислав Игоревич Дунаев, доктор физико-математических наук, профессор кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Институт нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
dunayev1964@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-4166-6808

Марина Геннадьевна Приходько, старший преподаватель кафедры газонефтетранспортных систем и оборудования нефтяной и газовой промышленности, Институт нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия
aniram-m03@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-7844-0415

Information about the authors

Arambiy A. Paranuk, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, Department of Gas and Oil Transportation Systems and Equipment of the Oil and Gas Industry, Institute of Oil, Gas and Power Engineering, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia
rambi.paranuk@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-2443-683X

Vladislav I. Dunaev, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Department of Gas and Oil Transportation Systems and Equipment of the Oil and Gas Industry, Institute of Oil, Gas and Power Engineering, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia
dunayev1964@bk.ru, https://orcid.org/0000-0002-4166-6808

Marina G. Prikhodko, Senior Lecturer, Department of Gas and Oil Transportation Systems and Equipment of the Oil and Gas Industry, Institute of Oil, Gas and Power Engineering, Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia
aniram-m03@mail.ru, https://orcid.org/0000-0002-7844-0415