

ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

УДК 681.12

DOI 10.22213/2410-9304-2023-3-4-10

Оценка применимости уравнений состояния природного газа в области низких температур

Р. И. Ганиев, кандидат технических наук,

Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

Д. Ю. Кутовой, ООО «Газпром межрегионгаз», Казань, Россия

В. А. Фафурин, доктор технических наук, профессор,

Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

М. Л. Шустрова, кандидат технических наук,

Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

В. Б. Явкин, кандидат технических наук, доцент,

Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия

В статье проведена оценка целесообразности расширения рабочего диапазона уравнений состояния природного газа в направлении низких температур. Проанализированы уравнения состояния природного газа и методы оценки коэффициента сжимаемости, закрепленные в современных национальных и международных стандартах. Показано, что область их применимости ограничена температурой 250 К, однако указанные ограничения по температуре не касаются непосредственно уравнений состояния, а обусловлены отсутствием достоверных сведений о значениях коэффициента сжимаемости природного газа при температуре ниже 250 К и методик расчета возникающих дополнительных погрешностей. Представлены результаты сравнения значений коэффициента сжимаемости природного газа в зависимости от температуры при давлениях 1, 3 и 6 МПа, рассчитанных по наиболее широко используемым уравнениям состояния (ГОСТ 30319–96 и ГОСТ 30319–2015: AGA8-92 (ГОСТ 30319.2–96), ГОСТ 8.662 (ISO 20765), ГОСТ 30319.3–2015, GERG 2004, GERG 91, NX 19, ГССД 118-05, ГСССД 113-03). Выявлено, что результаты расчета по рассмотренным методикам имеют удовлетворительную сходимость в диапазоне 220 К, что в целом подтверждает применимость современных уравнений состояния для низких температур. В свою очередь, анализ влияния допущений, применяемых в настоящее время при определении объемного расхода природного газа, на погрешность его измерения показал, что использование подстановочных значений сжимаемости при определении объема газа, приведенного к стандартным условиям, может приводить к возникновению существенной дополнительной систематической погрешности. Этот факт свидетельствует о целесообразности расширения базы данных значений коэффициента сжимаемости для природного газа, а также разработки стандарта для оценки величины соответствующей дополнительной погрешности.

Ключевые слова: уравнение состояния, коэффициент сжимаемости, измерение расхода газа, погрешность.

Введение

На современном этапе экономического развития общества весьма остро стоит вопрос учета природного газа на всех стадиях его добычи, от скважин до транспортировки и распределения потребителям. Согласно сведениям Росстата, доля нефтегазового сектора в ВВП страны в период с 2017 по 2022 год варьировалась в диапазоне 12,9–20,9 % [1]. Поэтому задачи, связанные с повышением точности измерения расхода газа, имеют высокую актуальность, что обуславливает существенное количество решений, предлагаемых исследователями [2]. Измерение количества природного газа осуществляется преимущественно методом переменного пере-

пада давления, а также посредством ультразвуковых, тахометрических и вихревых расходомеров и счетчиков [3–5], в ряде случаев применяются также кориолисовые расходомеры [6]. Определение количества поставляемого природного газа, в свою очередь, производится посредством применения к стандартным условиям с использованием уравнений состояния.

Для расчета параметров природного газа разработано большое количество уравнений состояния. Уравнения состояния, применяемые на территории Российской Федерации в настоящее время, представлены в ГОСТ 30319.1–2015, ГОСТ 30319.2–2015, ГОСТ Р 8.662, ГСССД МР 118–05, ГСССД МР 113–03, а также в международных

стандартах ISO 20765 и ISO 12213-3:2006. Уравнения, лежащие в основе современных стандартов, базируются на различной теоретической основе, однако во всех случаях в их составе в том или ином виде фигурирует коэффициент сжимаемости, от точности определения которого в широком диапазоне изменения давлений и температур в существенной степени зависит результат измерения расхода.

Важной особенностью современных стандартов является то, что методики, лежащие в основе уравнений состояния, имеют нижнюю границу применимости 250 К, в то время как по сведениям, приведенным в СП 131.13330.2012, температура в ряде регионов Российской Федерации в зимний период может достигать значений минус 45 – минус 50 °С. Таким образом, в связи с разработкой северных месторождений и широким использованием сжиженного природного газа актуальность приобретает задача расширения указанного температурного диапазона в направлении более низких температур.

Погрешность определения коэффициента сжимаемости в диапазоне изменения давления от 0,1 до 5,0 МПа и температур от 250 К оценивается в интервале от 0,1 до 0,4 % [7–9]. Ключевыми источниками данных о значениях коэффициента сжимаемости являются опубликованные Европейской группой исследователей газа (GERG) технические монографии [10–12] с общим числом экспериментальных точек до 36239 при точности представленных значений не ниже $\pm 0,1$ %. При этом ввиду ограниченности экспериментальных данных для природного газа

обоснованная оценка тепловых свойств (коэффициент сжимаемости и плотность) природных газов только в температурном диапазоне приведена для $250 \text{ K} \leq T \leq 350 \text{ K}$ [13].

Целью настоящей работы является анализ применяемых в настоящее время уравнений состояния природного газа, лежащих в основе современных стандартов, на предмет возможности расширения их рабочего диапазона в направлении низких температур.

Используемые подходы, материалы и методы. Ключевыми методами исследования, представленного в настоящей статье, является сопоставительный анализ и численный эксперимент.

Уравнения состояния природного газа

Уравнения состояния газа построены на различной теоретической основе, отличаются требуемым компонентным составом и ограничениями на область изменения температур и давлений, в которой эти уравнения обладают требуемой точностью определения параметров газовых смесей. При этом во всех уравнениях состояния фигурирует параметр, характеризующий сжимаемость газовой среды. Для расчета коэффициента сжимаемости газа применяют методы, изложенные в ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3, ГОСТ Р 8.662. В отдельных случаях применяются методы, изложенные в ГСССД МР 118, ГСССД МР 113, ГСССД МР 273, где вместо термина «коэффициент сжимаемости» применяется термин «фактор сжимаемости». В табл. 1 приведены сравнительные характеристики методов, применяемых в настоящее время.

Таблица 1. Характеристики методов, лежащих в основе уравнений состояний газа

Table 1. Characteristics of the methods underlying gas state equations

Стандарт	Диапазон применения			Погрешность, %
	Давление, МПа	Температура, К	Плотность, кг/м ³	
ISO 20765 (GERG-2008)	≤ 35	$90 \leq T \leq 450$, для природных газов $250 \leq T \leq 350$	Не нормируется	$\rho, \pm 0,1$
ГСССД 113-03	≤ 15	$263 \leq T \leq 500$	Не нормируется	$\rho, \pm 0,2$
ГСССД 118-05	≤ 5	$200 \leq T \leq 400$, для природного газа $290 \leq T \leq 350$	Не нормируется	$\rho, \pm (0,1-0,6)$
ГОСТ 30319.2–96 (метод NX 19)	≤ 12	$250 \leq T \leq 340$	$0,66 \leq \rho_c \leq 1,05$	$Z, \pm (0,12-1,09)$
ГОСТ 30319.2–2015 (УС GERG-91)	≤ 12	$250 \leq T \leq 340$	$0,66 \leq \rho_c \leq 1,05$	$Z, \pm (0,11-2,1)$
ГОСТ 30319.2–96 (УС AGA8-92DC)	≤ 12	$250 \leq T \leq 340$	$0,66 \leq \rho_c \leq 1,05$	$Z, \pm (0,1-1,3)$
ГОСТ 8.662 (AGA8 Repot 1 De-tail)	≤ 30	$250 \leq T \leq 350$	Не нормируется	$\rho, Z, \pm 0,1$
ГОСТ 30319.3 – 2015 (УС GERG-2004)	≤ 14	$250 \leq T \leq 350$	Не нормируется	$\rho, Z, \pm 0,2$

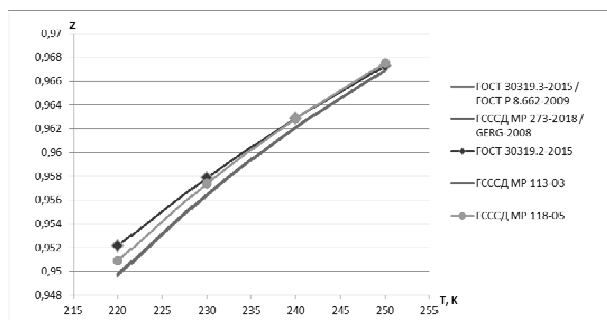
Как следует из данных табл. 1, большинство уравнений состояния имеют ограничение по температуре 250 К (минус 23,15 С). При этом следует отметить, что анализируемые расчетные модели не содержат допущений, которые свидетельствовали бы о невозможности их применения в диапазоне температур от 223 до 250 К. Из вышеуказанного можно заключить, что ограниченность методов расчета обусловлена не самой формой применяемых уравнений состояний или их коэффициентов, а отсутствием надежных экспериментальных данных, по которым можно провести оценку погрешности расчетных методов.

Сопоставительный анализ расчетных значений коэффициента сжимаемости в области низких температур

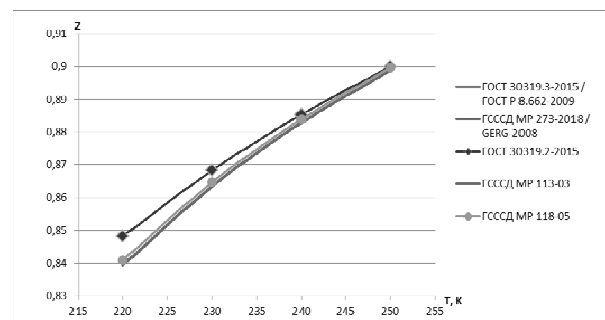
С целью определения возможности расширения диапазона рабочих условий уравнений состояния было проведено сравнение значений

коэффициента сжимаемости, рассчитанных по наиболее широко используемым уравнениям состояния. В рамках данного исследования было выполнено тестирование уравнений, включенных в ГОСТ 30319–96 и ГОСТ 30319 – 2015: AGA8-92 (ГОСТ 30319.2–96), ГОСТ 8.662 (ISO 20765), ГОСТ 30319.3–2015, GERG 2004, GERG 91, NX 19, ГССД 118-05, ГССД 113-03. Расчетные зависимости коэффициента сжимаемости от температуры, выполненные по указанным выше методикам, для значений рабочего давления 1, 3 и 6 МПа соответственно приведены на рис. 1.

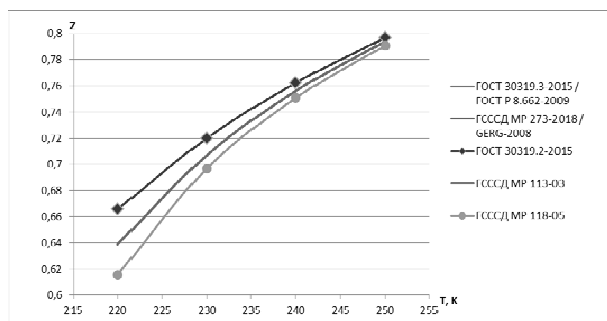
В качестве исходных данных для расчета был принят компонентный состав природного газа, представленный в табл. 2. При расчете по ГОСТ 30319.2 плотность газа при стандартных условиях принималась равной 0,68687 кг/м³, концентрация азота и диоксида углерода определялась по табл. 2.



а



б



в

Рис. 1. Зависимость коэффициента сжимаемости от температуры при различных давлениях: а – 1 МПа; б – 3 МПа; в – 6 МПа

Fig. 1. Dependence of compressibility coefficient on temperature at different pressures: а) 1 МПа, б) 3 МПа, в) 6 МПа)

Таблица 2. Компонентный состав природного газа

Table 2. Component composition of natural gas

Наименование компонента	Метан	Этан	Пропан	и-Бутан	н-Бутан	и-Пентан	н-Пентан	н-Гексан	Азот	Диоксид углерода
Концентрация, % мол.	97,451	1,13	0,357	0,057	0,057	0,01	0,01	0,01	0,84	0,078

Результаты расчетов, выполненных по рассматриваемым методикам, с использованием полного компонентного состава газа, за исключением ГССД МР 118, дают весьма близкие результаты.

Разброс значений находится в диапазоне от 0,006 до 0,05 %. При этом следует отметить, что значения коэффициента сжимаемости газа, полученные по методике ГОСТ 30319.2, отличаются от ос-

тальных результатов более значительно. Отличия находятся в интервале от 0,04 % при температуре 250 К и давлении 1 МПа до 4 % при наименьшей температуре (220 К) и наибольшем давлении (6 МПа). Отклонения результатов расчета коэффициента сжимаемости по ГСССД МР 118 от остальных методов находятся в диапазоне от минус 3,6 до 0,2 %.

В целом методики расчета, основанные на различных фундаментальных уравнениях состояния, показывают удовлетворительную согласованность, что позволяет подтвердить вывод о возможности применения данных методик в области низких температур. При этом для определения погрешностей значений коэффициента сжимаемости, получаемых при использовании рассмотренных методик, необходимо получение базы экспериментальных данных.

Анализ влияния погрешностей определения коэффициента сжимаемости на результат измерения при низких температурах

В случае проведения измерения расхода или объема природного газа при температурах газа ниже 250 К осуществляется приведение объема газа к стандартным условиям. На практике данная процедура может осуществляться двумя методами, реализуемыми в средствах обработки измерительной информации (вычислителях, корректорах, контроллерах).

Первый метод, применяемый при температурах ниже 250 К, заключается в принятии в качестве значения температуры газа некоторого подстановочного значения, зачастую 250 К. Это подстановочное значение температуры применяется как при расчете расхода и объема, приведенных к стандартным условиям, так и при расчете коэффициента сжимаемости. Приведение расхода к стандартным условиям осуществляется по формуле

$$q_c = q_v \frac{p T_c Z_c}{p_c T Z}, \quad (1)$$

где q_v – расход в рабочих условиях.

Объем газа при стандартных условиях вычисляют по формуле

$$V_c = \sum_{i=1}^n q_{ci} \cdot \Delta \tau_i = \sum_{i=1}^n q_{vi} \frac{p_i T_c Z_c}{p_c T_i Z_i}, \quad (2)$$

где n – количество интервалов дискретизации за время вычисления объема газа; $\Delta \tau$ – интервал дискретизации.

При втором подходе расчет расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям,

осуществляется по измеренному фактическому значению температуры, а расчет значения коэффициента сжимаемости – по подстановочному. На рис. 2 представлены результаты оценки дополнительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям, обусловленной применением подстановочного значения температуры газа.

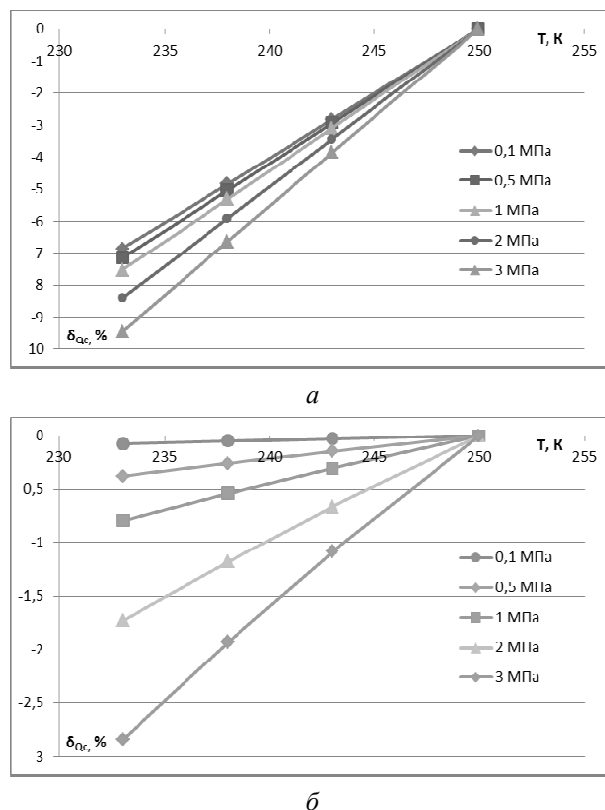


Рис. 2. Оценка дополнительной погрешности: а – при применении подстановочного значения Т и Z; б – при применении измеренного значения Т и подстановочного значения Z

Fig. 2. Estimation of additional error: a) using the substitute value T and Z, б) using the measured value T and the substitute value Z

Погрешности указанных выше методов расчета коэффициента сжимаемости определялись сравнением с экспериментальными значениями. Исходные данные, принятые при расчете, представлены в табл. 3.

При оценке дополнительной погрешности было использовано выражение

$$\delta_{q_c} = \frac{q_{c.п} - q_{c.ф}}{q_{c.ф}} \cdot 100 \%, \quad (3)$$

где $q_{c.п}$ – объем газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитанный по подстановочному значению температуры по выражению (2), $q_{c.ф}$ – объем газа, приведенный к стандартным условиям, рассчитанный по фактическим (действительным) значениям температуры.

Таблица 3. Исходные данные, принятые при расчете дополнительной погрешности объема газа

Table 3. Input Data from Additional Gas Volume Error Calculation

Параметр	Значение
Метод измерения объема газа	Ультразвуковой расходомер
Объемный расход газа при рабочих условиях, м ³ /ч;	100
Фактическая температура газа	233 К (-40,15 °С) – 250 К (23,15 °С)
Подстановочная температура газа	250 К (-23,15 °С)
Абсолютное давление газа	0,1–3 МПа
Метод расчета коэффициента сжимаемости	ГОСТ 30319.2
Плотность при стандартных условиях	0,668 кг/м ³
Молярная доля азота	0,3 %
Молярная доля диоксида углерода	0,6 %.

Из представленных результатов видно, что допущения, принимаемые в настоящее время при определении объема газа в диапазоне температур до минус 23 °С, имеют существенное влияние на погрешность результата измерения. При этом при применении первого метода расчета объема газа вне зависимости от величины давления значение дополнительной погрешности существенно превышает предельно допустимую, установленную нормативными документами. При применении второго метода дополнительная погрешность, возникающая при малых давлениях, не столь значительна, однако при увеличении давления существенно возрастает, приближаясь к границе допустимых значений. При увеличении фактической температуры газа дополнительная погрешность закономерно уменьшается. Следует отметить, что данная дополнительная погрешность носит систематический характер и приводит к занижению показаний приборов учета.

Заключение

Применяемые в настоящее время стандарты распространяются на диапазон температур от 250 К. Допущения, применяемые при необходимости проведения измерения количества природного газа при более низких температурах, приводят к существенным систематическим погрешностям измерения. Поскольку температура окружающего воздуха на территории России в зимние периоды может опускаться до минус 50 °С (223,15 К) и, соответственно, температура газа также может достигать этих значений, такое положение дел не является редкостью, что негативно влияет на достоверность учета, сведения баланса и финансовые показатели поставщика газа, а также ввиду характера погрешности уменьшает налогооблагаемую базу.

Отсутствие нормированных значений погрешности коэффициента сжимаемости приводит к невозможности оценки погрешности (неопределенности) измерения расхода и объема

газа, приведенных к стандартным условиям, что в свою очередь приводит к нарушению требований действующих нормативных документов Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» и постановления Правительства РФ №1847. В то же время анализ применяемых в настоящее время уравнений состояния не выявляет явных факторов, ограничивающих возможность использования указанных уравнений для более низких температур, и существующие ограничения обусловлены, в первую очередь, отсутствием достоверных сведений о значениях коэффициента сжимаемости природного газа при температурах ниже 250 К.

Результаты, полученные в рамках настоящей работы, подтверждают целесообразность проведения исследований в направлении расширения рабочего диапазона уравнений состояния, лежащих в основе современных стандартов. В частности, целесообразным направлением исследований является получение базы значений коэффициента сжимаемости природного газа с целью дальнейшего их применения в качестве исходных данных для расширения области действия уравнений состояния.

Библиографические ссылки

1. Росстат опубликовал информацию о доле нефтегазового сектора в ВВП России в I квартале 2022 года // Федеральная служба государственной статистики: Новости Росстата – 2022. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/174229>.
2. Крюков О. В. Совершенствование технологических процедур измерения расхода газа на базе метрологических центров // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2018. № 7. С. 27–32.
3. Андреева М. М., Староверова Н. А., Нурахметов М. Б. Обзор рынка расходомеров для нефтяной и газовой промышленности // Вестник Технологического университета. 2015. Т. 18, № 10. С. 42–46.
4. Даев Ж. А. Сравнительный анализ методов и средств измерения расхода газа // Нефтегазовое дело. 2010. № 1. С. 35. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Daev/Daev_2.pdf.

5. Лебедьков С. С., Латышев Л. Н. Применение погружных вихревых расходомеров при коммерческом учете расхода газа // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2018. № 2 (112). С. 86–94.

6. Немиров М. С., Лукманов П. И. Применение кориолисовых массовых расходомеров для измерений газожидкостных потоков // Приборы. 2010. № 6 (120). С. 1–5.

7. Метод и техника непрерывного определения коэффициента сжимаемости газов / Д. В. Гришин, Г. С. Голод, И. Н. Москалев, Г. А. Деревягин, Д. А. Хапов, В. В. Кочнев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2016. № 1. С. 11–20.

8. Коэффициент сжимаемости природного газа расчетного состава / Д. Н. Китаев, Д. О. Недобежкин, В. М. Богданов, Т. Бейманов // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2019. № 1 (14). С. 29–33.

9. Starling, K.E. and Savidge, J.L. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. // American Gas Association Transmission Measurements Committee Report. 1992. Vol. 8. No. 1.

10. Jaeschke M., Humphreys A. E. The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements // GERG Technical Monograph. 1991. Vol. 6. № 251. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm4_91.pdf.

11. Jaeschke M. Standard GERG Virial Equation for Field Use, Simplification of the Input Data Requirements for the GERG Virial Equation - an Alternative Means of Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures / M. Jaeschke, A. E. Humphreys // GERG Technical Monograph. 1992. Vol. 6, no. 266. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm5_large.pdf.

12. Jaeschke M., Hinze H. M., Humphreys A.E. Supplement to the GERG databank of High-Accuracy Compression Factor Measurements // GERG Technical Monograph. 1997. Vol. 6, no. 355. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm7_97.pdf.

13. The GERG-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures / O. Kunz, R. Klimeck, W. Wagner, M. Jaeschke // GERG Technical Monograph. 2007. Vol. 6, no. 557. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm15_04.pdf.

14. Kunz O., Wagner W. The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures: An expansion of GERG-2004 // Journal of Chemical & Engineering Data. 2012. № 57. P. 3032–3091.

15. Использование уравнения состояния gerg-2008 для расчета термодинамических свойств природного и попутного нефтяного газов / М. С. Немиров, Е. В. Березовский, Д. И. Целищев, Н. Ф. Кашапов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2015. № 6. С. 45–49.

References

1. Rosstat опубликовал информацию о доле нефтегазового сектора в ВВП России в I квартале 2022 года [Rosstat published information on the share of the oil and gas sector in Russia's GDP in the first quarter of 2022]. *Federal'naya sluzhba gosudarstvennoj statistiki* [Federal State Statistics Service: Rosstat News – 2022]. 2022. Available at: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/174229>.

2. Kryukov O.V. [Improvement of technological procedures for measuring gas flow on the basis of metrological centers]. *Pribory i sistemy. Upravlenie, kontrol', diagnostika*, 2018, vol. 7, pp. 27–32 (in Russ.).

3. Andreeva M.M., Staroverova N.A., Nurahmetov M.B. [Overview of the market for flowmeters for the oil and gas industry]. *Bulletin of the Technological University*, 2015, vol. 18, no. 10, pp. 42–46 (in Russ.).

4. Daev ZH.A. [Comparative analysis of methods and means for measuring gas flow]. *Neftegazovoe delo*, 2010, no 1, pp. 35 (in Russ.). Available at: http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Daev/Daev_2.pdf.

5. Lebed'kov S.S., Latyshev L.N. [The use of submersible vortex flowmeters for commercial metering of gas consumption]. *Problemy shora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov*, 2018, vol 2 (112), pp. 86–94 (in Russ.).

6. Nemirov M.S., Lukmanov P. I. [Application of Coriolis mass flowmeters for measuring gas-liquid flows]. *Pribory*, 2010, no 6 (120), pp. 1–5 (in Russ.).

7. Grishin D.V., Golod G.S., Moskaev I.N., Derevyagin G.A., Hapov D.A., Kochnev V.V. [Metod i tekhnika nepreryvnogo opredeleniya koefficienta szhimaemosti gazov] *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v nefyanoj promyshlennosti*, 2016, no 1, pp. 11–20 (in Russ.).

8. Kitaev D.N., Nedobezhkin D.O., Bogdanov V.M., Bejmanov T. Kitaev D.N. [Compressibility factor of natural gas of design composition]. *Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikacii*, 2019, no 1, pp. 29–33 (in Russ.).

9. Starling, K.E. and Savidge, J.L. Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases. *American Gas Association Transmission Measurements Committee Report*. Vol. 8, no. 1.

10. Jaeschke M., Humphreys A. E. [The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements] *GERG Technical Monograph*. – 1991, vol. 6, no 251. DOI: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm4_91.pdf

11. Jaeschke M., Humphreys A. E. [Standard GERG Virial Equation for Field Use, Simplification of the Input Data Requirements for the GERG Virial Equation - an Alternative Means of Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures]. *GERG Technical Monograph*, 1992. Vol. 6. No. 266. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm5_large.pdf.

12. Jaeschke M., Hinze H. M., Humphreys A.E. [Supplement to the GERG databank of High-Accuracy Compression Factor Measurements] *GERG Technical Monograph*, 1997, vol. 6, no. 355. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm7_97.pdf

13. Kunz O., Klimeck R., Wagner W., Jaeschke M. [The GERG-2004 wide-range equation of state for natural gases and other mixtures] *GERG Technical Monograph*, 2007, vol. 6, no 557. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm15_04.pdf.

14. Kunz O., Wagner W. [The GERG-2008 wide-range equation of state for natural gases and other mix-

tures: An expansion of GERG-2004 *Journal of Chemical & Engineering Data*]. 2012. No. 57. Pp. 3032-3091.

15. Nemirov M.S., Berezovskij E.V., Celishchev D.I., Kashapov N.F. [Using the gerg-2008 equation of state to calculate the thermodynamic properties of natural and associated petroleum gases]. *Avtomatizaciya, telemekhanizaciya i svyaz' v neftyanoj promyshlennosti*, 2015, no. 6, pp. 45-49 (in Russ.).

Applicability Evaluation of Natural Gas State Equations at Low Temperatures

R. I. Ganiev, PhD in Engineering, Associate Professor, Kazan National Research Technological University, Kazan, Russia

D. Yu. Kutovoy, Deputy Head of the Department for Implementation and Operation of ASKUG and Metrology, Gazprom Mezhrefiongaz LLC, Kazan, Russia

V. A. Fafurin, DSc. in Engineering, Professor, Kazan National Research Technological University, Kazan, Russia

M. L. Shustrova, PhD in Engineering, Associate Professor, Kazan National Research Technological University, Kazan, Russia

V. B. Yavkin, PhD in Engineering, Associate Professor, Kazan National Research Technical University, Kazan, Russia

The paper analyzes the possibility of operating range expanding of natural gas state equations for low temperatures. The state equations of natural gas and methods of estimating the compressibility factor, entrenched in modern national and international standards, were analyzed. It has been shown that the range of their applicability is limited to a temperature value of 250 K, however, these temperature limitations is not restricted by state equations directly but stipulated by the lack of reliable data about natural gas compressibility factor values at temperatures below 250 K and methods for complementary error calculation that may arise. The results of comparison of values of natural gas compressibility factor as a function of temperature at pressure of 1.3 and 6 MPa calculated by means of the most widely used state equations are presented. It was found that the results of the calculation according to the considered methods have satisfactory convergence within the range of 220 K, that generally confirms the applicability of modern state equations for low temperatures. In its turn, the effect of assumptions applied nowadays to define gas volume flow rate on flow metering error showed that application of substitutive compressibility values may result in significant complementary systematic error. This indicates the practicability of expanding the database of compressibility factor values for natural gas for low temperatures, as well as development of a standard to assess the value of the corresponding complementary error.

Keywords: state equation, compressibility factor, flow metering, natural gas, error.

Получено: 29.05.23

Образец цитирования

Оценка применимости уравнений состояния природного газа в области низких температур / Р. И. Ганиев, Д. Ю. Кутовой, В. А. Фафурин, М. Л. Шустрова, В. Б. Явкин // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 3. С. 4–10. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-4-10.

For Citation

Ganiev R.I., Kutovoi D.Yu., Fafurin V.A., Shustrova M.L., Yavkin V.B. [Evaluation of the applicability of natural gas state equations at low temperatures]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2023, vol. 21, no. 3, pp. 4-10 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-4-10.