

¹ ООО «Газпром межрегионгаз»,
г. Санкт-Петербург

² ООО Центр метрологии «СТП»,
г. Казань

³ Казанский
национальный исследовательский
технологический университет,
г. Казань

⁴ Казанский национальный
исследовательский технический
университет им. А. Н. Туполева,
г. Казань

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ОБЛАСТИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

В работе представлены результаты экспериментального исследования, направленного на оценку применимости методик расчета коэффициента сжимаемости природного газа AGA8-DC 92 (ГОСТ 30319.2-96), AGA8 Report Detail (ГОСТ 30319.3-2015), GERG-2004, GERG-2008, NX19, GERG-91, ISO 20765-1 (ГОСТ Р 8.662-2009), а также модифицированного уравнения ГСССД МР 118-05 (Умеренно сжатые газовые смеси) и ГСССД МР 113-03 (Влажный нефтяной газ) в диапазоне температур от 220 до 250 К (от минус 50,15 до минус 20,15 °С). Показано, что для AGA8-DC 92, AGA8 Report Detail, GERG-2004/2008, ISO 20765-1 (ГОСТ Р 8.662-2009), ГСССД МР 113-03 отклонение расчетных значений коэффициента сжимаемости от экспериментальных находится в пределах 0,1 %, что подтверждает возможность их применения в качестве расчетных методик в указанном диапазоне температур. Результаты, полученные в рамках настоящего исследования, обладают высокой значимостью для расходомерии, в частности, обеспечивают повышение точности процедуры приведения объема природного газа к стандартным условиям при низких температурах.

Ключевые слова: коэффициент сжимаемости, расход природного газа, AGA8, GERG-2004, GERG-2008, методика расчета, низкие температуры.

Введение. Вопросы, связанные с обеспечением точности измерения расхода и объема природного газа, имеют в настоящее время важное значение как с технической, так и с экономической позиции. При расчете стоимости поставленного природного газа используется значение приведенного к стандартным условиям объема газа, поэтому неточность его определения может негативно влиять на достоверность учета, сведение баланса и финансовые показатели поставщика газа. Требование приведения в процессе измерения расхода газа к стандартным условиям закреплено в [1] и регламентируется [2,

3], процедура приведения к стандартным условиям реализуется автоматизированно в специализированных вычислителях, устанавливаемых на узлах учета газа.

Расчет объема газа, приведенного к стандартным условиям, производится на основании уравнений состояния, приведенных в соответствующих нормативных документах: ГОСТ 30319.1-2015, ГОСТ 30319.2-2015, ГОСТ Р 8.662-2009, ГСССД МР 118-05, ГСССД МР 113-03, ISO 20765 и ISO 12213-3:2006. Опубликованный в [4] анализ расчетных методик и уравнений состояния природного газа, приведен-

ных в указанных нормативных документах, позволил заключить, что нижняя граница их применимости находится на уровне 250 К (минус 23,15 °С). В то же время температура рабочей среды в зимний период в ряде регионов Российской Федерации может опускаться существенно ниже. Поэтому одной из актуальных в настоящее время задач данного направления является уточнение процедуры приведения измеренного объема газа к стандартным условиям при низких температурах.

Отсутствие в указанном диапазоне температур однозначной стандартизированной методики определения коэффициента сжимаемости (Z), входящего в состав уравнений состояния, по которым производится расчет, приводит к тому, что процедура приведения объема природного газа к стандартным условиям для температур ниже 250 К (минус 23,15 °С) не может считаться в полной мере регламентированной. По этой причине при необходимости определения объема газа, приведенного к стандартным условиям, при низких температурах организациями могут применяться различные алгоритмы расчета, основанные на допущениях и применении подстановочных значений температуры и/или коэффициента сжимаемости рабочей среды. В [5] приведен анализ влияния подобных расчетных методик на результат определения объема газа, приведенного к стандартным условиям. Выявлено, что подобный подход может являться причиной существенной дополнительной погрешности результата, имеющей систематический характер и постоянный знак, увеличивающейся по мере снижения температуры рабочей среды и приводящей к занижению показаний приборов учета.

В то же время анализ, проведенный в [4], показывает, что непосредственно уравнения состояния в области низких температур принципиальных ограничений не имеют. Ограничения связаны именно с отсутствием стандартизированной методики расчета значения Z и оценки его погрешности в области низких температур. В то же время, согласно мнению разработчиков расчетных методик GERG, изложенному в [6], основным препятствием к созданию методики расчета Z в области низких температур является отсутствие достаточного количества метрологически достоверных данных о значениях коэффициента сжимаемости природного газа при обозначенных условиях.

Таким образом, решение вопроса получения расчетной методики определения коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур, либо экспериментальное подтверждение применимости существующих методик в обозначенной области, может служить недостающей ступенью к полной стандартизации процедуры определения объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, в области температур от 223 до 250 К.

Цель исследования. Целью настоящей работы является экспериментальная оценка погрешности вычисления коэффициента сжимаемости природного газа, вычисленных по основным методикам расчета, в области низких температур.

Методы исследования. Исследование проведено посредством сопоставления значений коэффициента сжимаемости природного газа, полученного вышеуказанными расчетными методами, с высокоточными экспериментальными данными, полученными на специально разработанном для данного исследования стенде.

Основная часть. Значимым для метрологической практики источником сведений о значениях коэффициента сжимаемости природного газа являются технические монографии GERG [7–10], аккумулирующие полный перечень базы известных на момент их разработки данных о высокоточных значениях коэффициента сжимаемости с общим количеством экспериментальных точек до 36239 для температур от 218,5 до 425 К и давлений до 60 МПа. При этом значения коэффициента сжимаемости для природного газа ограничены 250 К. В [11] приведен метод расчета коэффициента сжимаемости при низких температурах, однако заявленная авторами погрешность метода на уровне 1% не может считаться удовлетворительной в контексте метрологических задач.

Вследствие отсутствия достаточного количества данных о значениях коэффициента сжимаемости природного газа в диапазоне температур 220...250 К, было принято решение получения указанных данных экспериментальным путем.

Для обеспечения технической возможности получения высокоточных сведений о значении коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур была проведена разработка экспериментального стенда и методики измерений, представленных в [12] и позволяющих определить значение Z с погрешностью, не превышающей 0,1 %. Величина допускаемой погрешности 0,1 % выбрана в связи с тем, что погрешности данных, приведенные в [7–9] — ключевых в настоящее время источниках сведений о значениях коэффициента сжимаемости природного газа, также находятся в пределах 0,1 %. Из этого следует, что экспериментальные данные, полученные с применением разработанных в рамках исследования методики и стенда, могут считаться соответствующими современному научно-техническому уровню и обладающими достаточной точностью.

Ввиду ограниченности достоверных сведений о значениях коэффициента сжимаемости природного газа в области температур 220...250 К тестирование разработанного оборудования и методики было произведено на природном газе при температурах выше 220 К, а также на средах, коэффициент сжимаемости которых хорошо известен в широком температурном диапазоне, включая исследуемую область 220–250 К: метане, азоте, аргоне, воздухе. Результаты тестирования разработанной методики на чистых средах и воздухе подтверждают ее корректность и подробно изложены в [13].

Погрешности значений коэффициента сжимаемости природного газа, полученных в результате проведенных испытаний, не превышают 0,1 % относительно справочных данных для всех рассмотренных рабочих сред, что подтверждает возможность применения разработанной методики и стенда для экспериментального определения коэффициента сжимаемости природного газа в диапазоне температур 220...250 К.

Экспериментальное исследование корректности расчетных методик определения Z было проведено для области температур от минус 50 до 0 °С (от 220,15 до 270,15 К) и давлений до 5 МПа. Проверка проведена в отношении методик AGA8-DC 92 [14], AGA8 Report 1 Detail [15], ГОСТ Р 8.662-2009 (ISO 20765) [16, 17], GERG-2004 [10], GERG-2008 [6], уравнений состояния для сокращенных компонентных составов GERG-91 [14], NX19 [14], а также модифицированного уравнения ГСССД МР 118-05

Компонентные составы исследованных природных газов

Компонент	Состав № 1	Состав № 2	Компонент	Состав № 1	Состав № 2
Метан	0,9421	0,918173	изо-Пентан	0	0,000205
Этан	0,02012	0,0295	Азот	0,019463	0,0149
Пропан	0,00504	0,01	Диоксид углерода	0,010132	0,02
изо-Бутан	0,00154	0,00101	Гелий	0	0,0025
н-Бутан	0,00159	0,001	Водород	0	0,00251
н-Пентан	0	0,000202	—	—	—

(Умеренно сжатые газовые смеси) [18] и ГСССД МР 113-03 [19] (влажный нефтяной газ).

Проведение экспериментальных исследований значения коэффициента сжимаемости природного газа Z было реализовано на двух различных газовых смесях, компонентный состав которых представлен в табл. 1. В составе второй смеси присутствуют все компоненты первой, а также н-Пентан, изо-Пентан, гелий и водород.

В процессе исследования получена база значений коэффициента сжимаемости природного газа для указанных компонентных составов в диапазоне изменения температуры от минус 50 до 0 °С (223,15...273,15 К) и давлений до 5 МПа, содержащая 127 точек. Проверка методик расчета коэффициента сжимаемости, в свою очередь, реализована посредством сопоставления значений, определенных экспериментально, со значениями, вычисленными по перечисленным выше методикам для газа того же компонентного состава при соответствующих входных условиях.

В процессе обработки было использовано относительное значение коэффициента сжимаемости ζ :

$$\zeta = Z/Z_0, \quad (1)$$

где Z — значение коэффициента сжимаемости при заданных температуре и давлении, а Z_0 — опорное значение, полученное при температуре 273,15 К.

Соотношение экспериментальных и расчетных данных о значениях относительного коэффициента сжимаемости было представлено в относительном виде (2):

$$\Delta\zeta = (1 - \zeta_{\text{эксп}} / \zeta_{\text{расчет}}) \cdot 100 \%, \quad (2)$$

где $\zeta_{\text{эксп}}$ — относительное значение коэффициента сжимаемости газовой смеси, полученное экспериментально, $\zeta_{\text{расчет}}$ — относительное значение коэффициента сжимаемости газовой смеси, полученное по соответствующим расчетным методикам (GERG-2004, AGA8-DC 92 и пр.).

Сопоставление результатов определения коэффициента сжимаемости

1. GERG-2004/2008.

Уравнение для расчета коэффициента сжимаемости природного газа по методике GERG-2008 отличается от уравнения GERG-2004 учетом в первом из них содержания в газовой смеси сероводорода, н-Нонана и н-Декана [11]. Поскольку примененные в эксперименте смеси не содержат указанных компонентов, результаты расчета по методикам GERG-2004 и GERG-2008 в данном исследовании идентич-

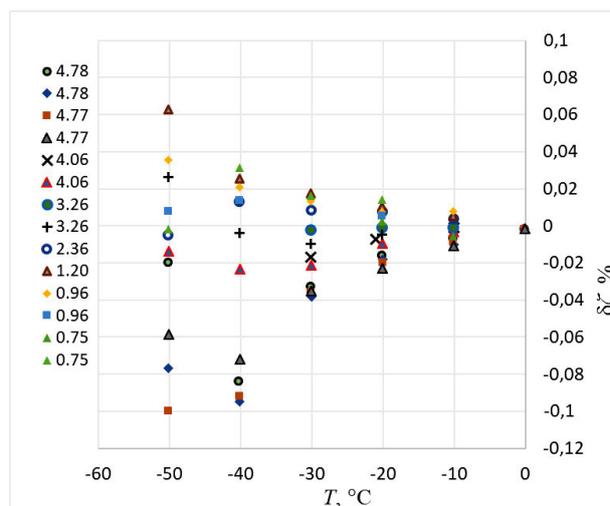


Рис. 1. Отклонения результатов определения ζ по методике GERG 2004/2008 от экспериментальных для первой смеси, параметр — начальное давление, МПа

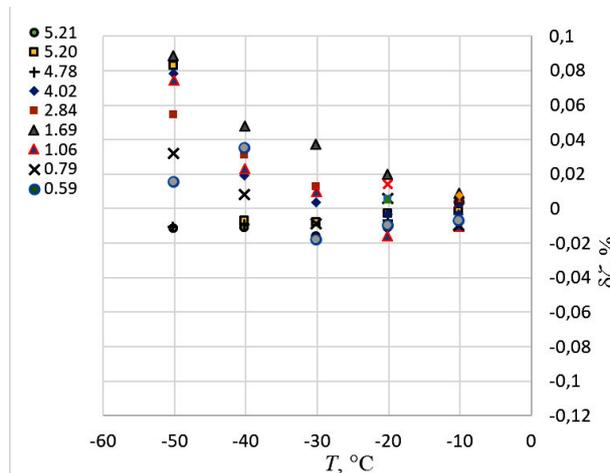


Рис. 2. Отклонения результатов определения ζ по методике GERG 2004/2008 от экспериментальных для второй смеси, параметр — начальное давление, МПа

ны и указаны в данной статье как GERG- 2004/2008. Согласно результатам, полученным для данных методик, отклонения расчетных данных от экспериментально полученных значений для обеих смесей находятся в пределах $\pm 0,1$ % (рис. 1, 2), что подтверждает применимость методик GERG-2004/2008 для определения Z при температурах ниже 250 К (минус 23,15 °С).

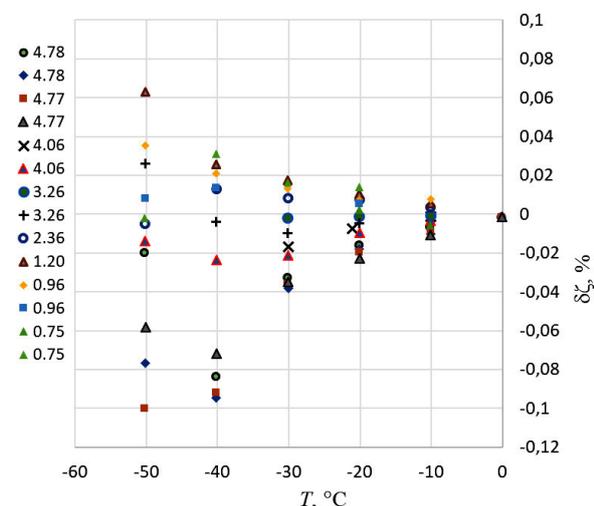


Рис. 3. Сравнение экспериментальных данных и расчета по уравнению AGA8 Report 1 Detail (состав 1). Зависимость $\delta\zeta$ от температуры; параметр — начальное давление, МПа

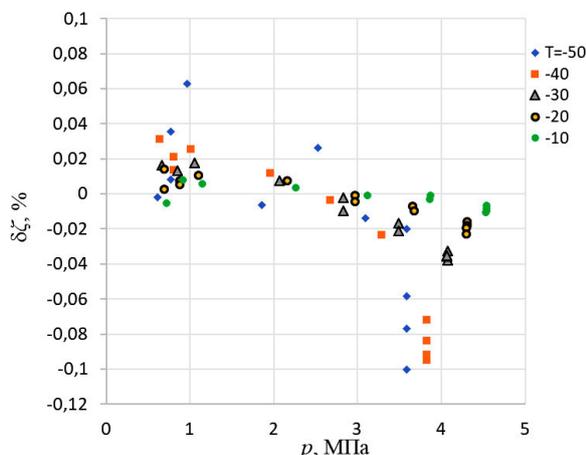


Рис. 4. Сравнение экспериментальных данных и расчета по уравнению AGA8 report 1 Detail (состав 1). Зависимость $\delta\zeta$ от давления при $T=\text{const}$

2. AGA8 Report 1 Detail.

Результаты сопоставления экспериментально полученных значений с расчетными данными, полученными для тех же газов по методике AGA8 Report 1 Detail, представлены на рис. 3. В исследуемом диапазоне температуры и давлений отклонения результатов расчета от эксперимента не превышают $\pm 0,1$ %. Из графиков $\delta\zeta$ также видно, что при понижении температуры разброс данных увеличивается. Однако представление этих данных в виде зависимости от давления при постоянной температуре (рис. 4) показывает, что данные, относящиеся к какой-либо одной температуре, выражено зависят от давления, а разброс данных при этом существенно снижается. Следовательно, увеличение разброса данных на рис. 4 вызвано, прежде всего, различной зависимостью рассчитанного коэффициента сжимаемости от давления при низких температурах по сравнению с экспериментом.

3. AGA8-DC 92.

Характер распределения $\delta\zeta$ в зависимости от температуры и давления рабочей среды для данных, полученных по уравнению AGA8-DC 92 (рис. 5), носит аналогичный характер и также укладывается

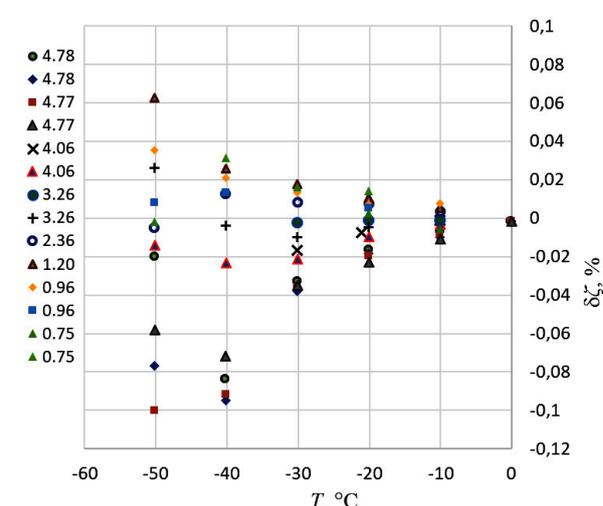


Рис. 5. Сравнение экспериментальных данных и расчета по уравнению AGA8-DC92. Зависимость $\delta\zeta$ от температуры; параметр — начальное давление, МПа

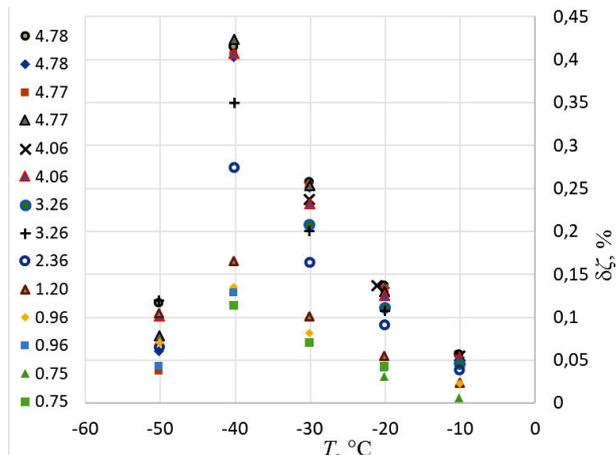


Рис. 6. Сравнение экспериментальных данных и расчета по уравнению NX19. Зависимость $\delta\zeta$ от температуры; параметр — начальное давление, МПа

в диапазон $-0,1...0,1$ %. Следовательно, данное уравнение также может быть применимо для расчета коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур.

4. ГОСТ Р 8.662-2009 (ISO 20765-1).

Отклонение экспериментальных данных от расчетов, выполненных по уравнению ГОСТ Р 8.662-2009 (ISO 20765-1), имеет характер, аналогичный предыдущим рассмотренным случаям (рис. 1–5), с выраженным расширением диапазона разброса данных по мере снижения температуры в силу вышеуказанных причин. Максимальное отклонение в данном случае также не выходит за пределы $\pm 0,1$ %, что в целом соответствует заявленным требованиям к точности расчета.

5. Уравнения состояния для сокращенного компонентного состава GERG-91, NX19.

Уравнения GERG-91, NX19, в отличие от предыдущих, не требуют знания полного компонентного состава газовой смеси, для их применения достаточно указания молярной доли азота и диоксида углерода.

Аналогично предыдущим рассмотренным случаям, отклонение результатов при расчете коэф-

фициента сжимаемости по уравнениям состояния GERG-91 и NX19 возрастает по мере понижения температуры. Зависимость $\delta\zeta$ от величины давления в данном случае так же прослеживается, ее характер аналогичен предыдущим случаям. Однако величина отклонений расчетных значений с экспериментом в данном случае существенно превышает значение аналогичного показателя для приведенных выше методик. Так, для компонентного состава первой газовой смеси отклонение расчетов и эксперимента достигает 1,2 % для GERG-91 и 0,45 % для NX19. Для второй смеси отклонение результатов, полученных по уравнению GERG-91, изменяется в пределах от 0 до 1,6 %, а для уравнения NX19 (рис. 6) от 0 до 0,65 %.

Поскольку полученные погрешности превышают 0,1 %, расчетные методики GERG-91 и NX19 не могут быть рекомендованы для использования при температурах ниже 250 К.

6. ГСССД МР 118-05 (Умеренно сжатые газовые смеси).

Отклонение результатов расчета, полученное в случае применения расчетной методики ГСССД МР 118-05 лежит в пределах от 0,12 % до 0,15 % и от минус 0,2 до 0,16 % для первого и второго компонентных составов соответственно. Результаты, полученные в процессе сопоставления с экспериментом результата расчета по методике ГСССД МР 118-05 для умеренно сжатых газовых смесей, в целом повторяют обозначенные тенденции, отмеченные для распределения коэффициента сжимаемости в функции температуры и давления.

7. ГСССД МР 113-03 (Влажный нефтяной газ).

Применение уравнения, представленного в ГСССД МР 113-03, в свою очередь, позволяет получить результаты, отклонения $\delta\zeta$ которых изменяются в диапазоне от минус 0,06 до 0,085 % и от минус 0,45 до 0,11 % для каждой смеси соответственно. Отмеченные ранее тенденции в данном случае сохраняются, однако величина отклонений для второй смеси превышает 0,1 %, поэтому данная методика не может быть рекомендована для использования в области низких температур.

Заключение. Результаты, полученные в настоящей работе, подтверждают применимость ряда расчетных методик для определения коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур. Из проведенного исследования следует, что расчетные методики, изложенные в GERG-2004/2008, AGA8-DC 92, AGA8 report 1 detail, ISO 20765 (ГОСТ Р 8.662-2009), позволяют проводить расчет коэффициента сжимаемости природного газа в области температур 220...250 К с погрешностью, не превышающей 0,1 %.

Отклонения от экспериментальных данных при расчетах по уравнениям для влажного нефтяного газа ГСССД МР 113-03, умеренно сжатых газовых смесей ГСССД МР 118-05 и уравнениям, использующим неполный компонентный состав (GERG-91 и NX19), выходят за пределы 0,1 %, и, соответственно, данные расчетные методики не могут быть рекомендованы к применению при низких температурах.

Полученные в данном исследовании сведения имеют высокую значимость для практики измерения расхода при низких температурах. Применение их на практике служит повышению точности процедуры приведения объема природного газа к стандартным условиям при низких температурах, что способствует повышению достоверности учета природного газа в области низких температур.

Авторы выражают благодарность коллективу ООО Центр метрологии «СТП» за активное участие в научно-исследовательских работах, результаты которых положены в основу данной статьи.

Библиографический список

- ГОСТ 2939-63. Газы. Условия для определения объема. Введ. 01–01–1964. Москва: Изд-во стандартов, 1988. 3 с.
- ГОСТ Р 8.740-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика измерений с помощью турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков. Введ. 01–01–2013. Москва: Стандартинформ, 2010. 57 с.
- Ганиев Р. И., Кутовой Д. Ю., Фафулин В. А., Шустрова М. Л., Явкин В. Б. Оценка применимости уравнений состояния природного газа в области низких температур // Интеллектуальные системы в производстве. 2023. Т. 21, № 3. С. 4–10. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-4-10.
- ГОСТ 8.611-2013. Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода. Введ. 01–07–2014. Москва: Стандартинформ, 2013. 54 с.
- Ганиев Р. И., Кутовой Д. Ю., Фафулин В. А., Шустрова М. Л., Явкин В. Б. Влияние погрешностей определения коэффициента сжимаемости на результат измерения расхода природного газа при низких температурах // Южно-Сибирский научный вестник. 2023. № 4 (50). С. 16–21.
- 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 (11). P. 3032–3091. DOI: 10.1021/je300655b.
- 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 (дата обращения: 23.12. 2023).
- 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, № 266. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm5_large.pdf (дата обращения: 23.12. 2023).
- 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, № 355. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm7_97.pdf (дата обращения: 23.12. 2023).
- 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, № 557. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm15_04.pdf. (дата обращения: 25.12. 2023).
- Китаев Д. Н., Недобежкин Д. О., Богданов В. М. [и др.]. Коэффициент сжимаемости природного газа расчетного состава // Градостроительство. Инфраструктура. Коммуникации. 2019. № 1 (14). С. 29–33. EDN: ТККQDQ.
- Kutovoy D. Y., Lovtsov P. V., Yatsenko I. A., Mukhametov A. N., Ganiev R. I., Yavkin V. B. Experimental determination of the compressibility factor of natural gas: methods and results // Measurement Techniques. 2021. Vol. 64, № 9. P. 737–743. DOI: 10.1007/s11018-022-01997-7.
- Кутовой Д. Ю., Ганиев Р. И., Шустрова М. Л., Явкин В. Б., Миннегалиева Л. В., Фафулин В. А. Апробация ме-

тодики определения коэффициента сжимаемости на чистых средах и воздухе // Южно-Сибирский научный вестник. 2023. № 6. С. 49–54. DOI: 10.25699/SSSB.2023.52.6.003.

14. ГОСТ 30319.2-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. Введ. 01–07–1997. Минск: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 1996. 61 с.

15. ГОСТ 30319.2-2015. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. Введ. 01–01–1997. Москва: Стандартинформ, 2016. 13 с.

16. ГОСТ Р 8.662-2009 (ИСО 20765-1:2005). Государственная система обеспечения единства измерений. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8. Введ. 01–01–2011. Москва: Стандартинформ, 2010. 41 с.

17. ISO 20765-2:2015. Natural gas — Calculation of thermodynamic properties. Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application. URL: <https://www.iso.org/standard/59222.html> (дата обращения: 03.01. 2024).

18. ГСССД МР 118-2005. Расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно сжатых газовых смесей. Москва, 2005. 32 с. Деп. в ГНМЦ «ССД» 15.09.2005, № 812а-05кк.

19. ГСССД МР 113-2003. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа. Москва, 2003. 48 с. Деп. в ГНМЦ «ССД» 10.06.2003, № 804-03кк.

КУТОВОЙ Денис Юрьевич, заместитель начальника Управления по внедрению и эксплуатации АСКУТ и метрологии ООО «Газпром межрегионгаз», г. Санкт-Петербург.

SPIN-код: 4454-6579

AuthorID (РИНЦ): 1221096

AuthorID (SCOPUS): 57454390400

ГАНИЕВ Раис Ильясович, кандидат технических наук, начальник отдела перспективных разработок ООО Центр метрологии «СТП», г. Казань.

ORCID: 0000-0002-0817-1491

AuthorID (SCOPUS): 57454398500

ШУСТРОВА Марина Леонидовна, кандидат технических наук, доцент кафедры автоматизированных систем сбора и обработки информации Казанского национального исследовательского технологического университета (КНИТУ), г. Казань.

SPIN-код: 7363-4825

AuthorID (РИНЦ): 692110

ORCID: 0000-0002-1230-4154

AuthorID (SCOPUS): 55899044400

ResearcherID: AAB-9523-2020

Адрес для переписки: shu.ma@bk.ru

ЯВКИН Владимир Борисович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Реактивные двигатели и энергетические установки» Казанского национального исследовательского технического университета им. А. Н. Туполева, г. Казань.

SPIN-код: 6292-3020

AuthorID (РИНЦ): 16521

ORCID: 0000-0002-3837-6033

AuthorID (SCOPUS): 6507971971

ФАФУРИН Виктор Андреевич, доктор технических наук, профессор кафедры автоматизированных систем сбора и обработки информации КНИТУ, г. Казань.

SPIN-код: 2211-7181

AuthorID (РИНЦ): 650664

ORCID: 0000-0002-3814-2544

AuthorID (SCOPUS): 16021867600

Для цитирования

Кутовой Д. Ю., Ганиев Р. И., Шустрова М. Л., Явкин В. Б., Фафури В. А. Экспериментальное исследование применимости методик определения коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур // Омский научный вестник. 2024. № 2 (190). С. 163–170. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-190-163-170.

Статья поступила в редакцию 26.02.2024 г.

© Д. Ю. Кутовой, Р. И. Ганиев, М. Л. Шустрова,

В. Б. Явкин, В. А. Фафури

EXPERIMENTAL VERIFICATION OF THE APPLICABILITY OF METHODS FOR CALCULATING THE COMPRESSIBILITY FACTOR OF NATURAL GAS AT LOW TEMPERATURES

The article is devoted to the analysis of compressibility factor calculation methods in the temperature range from 220 to 250 K. The AGA8-92DC (GOST 30319.2-96), AGA8 Report Detail (GOST 30319.3-2015), GERG-2004/2008, NX19, GERG-91, ISO 20765-1 (GOST R 8.662-2009), GSSSD MR 118-05 (moderately compressed gas mixtures) and GSSSD MR 113-03 (Wet Oil Gas) methods are experimentally tested. Deviations of experimental data and calculated values of compressibility coefficient determined by the specified methods are shown. It is found out that the deviation of the calculated values of the compressibility factor according to the AGA8-92DC, AGA8 Report 1 Detail, GERG-2004/2008, ISO 20765-1 (GOST R 8.662-2009), GSSSD MR 13-03 methods from the experimental ones does not exceed 0,1 %. This fact confirms the possibility of using these methods in the temperature range from 220 to 250 K. The results obtained in the framework of this study are highly significant for flow metering, and in particular, provide an increase in the accuracy of the procedure for bringing the volume of natural gas to standard conditions at low temperatures.

Keywords: compressibility factor, natural gas flow rate, AGA8, GERG-2004, calculation method, low temperatures.

Acknowledgments

The authors of the article express gratitude to the staff of the LLC Metrology Center «STP» for their active participation in research work, the results of which are the basis of this article.

References

1. GOST 2939-63. Gazy. Usloviya dlya opredeleniya ob'yema [Gases. Conditions for determination of volume]. Moscow, 1988. 3 p. (In Russ.).
2. GOST R 8.740-2011. Gosudarstvennaya sistema obespecheniya yedinstva izmereniy. Raskhod i kolichestvo gaza. Metodika izmereniy s pomoshch'yu turbinnnykh, rotatsionnykh i vikhrevykh raskhodomerov i schetchikov [State system for ensuring the uniformity of measurements. Flow rate and quantity of gas. Measurements procedure by turbine, rotary

and vortex flow meters and gas meters]. Moscow, 2010. 57 p. (In Russ.).

3. Ganiev R. I., Kutovoy D. Yu., Fafurin V. A., Shustrova M. L., Yavkin V. B. Otsenka primenimosti uravneniy sostoyaniya prirodnogo gaza v oblasti nizkikh temperature [Applicability Evaluation of Natural Gas State Equations at Low Temperatures] // *Intellectual'nyye sistemy v proizvodstve. Intellectual Systems in Production*. 2023. Vol. 21, no. 3. P. 4–10. DOI: 10.22213/2410-9304-2023-3-4-10. (In Russ.).

4. GOST 8.611-2013. Gosudarstvennaya sistema obespecheniya yedinstva izmereniy. Raskhod i kolichestvo gaza. Metodika (metod) izmereniy s pomoshch'yu ul'trazvukovykh preobrazovateley raskhoda [State system for ensuring the uniformity of measurements. Flow rate and quantity of gas. Technique (method) of measurements by ultrasonic meters]. Moscow, 2013. 54 p. (In Russ.).

5. Ganiev R. I., Kutovoy D. Yu., Fafurin V. A., Shustrova M. L., Yavkin V. B. Vliyaniye pogreshnostey opredeleniya koeffitsiyenta

szhimayemosti na rezul'tat izmereniya raskhoda prirodnogo gaza pri nizkikh temperaturakh [Effect of compressibility factor error on low temperature natural gas flow measurement] // Yuzhno-Sibirskiy nauchnyy vestnik. *South-Siberian Scientific Bulletin*. 2023. No 4. (50). P. 16–21. (In Russ.).

6. 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. No. 57 (11). P. 3032–3091. DOI: 10.1021/je300655b. (In Engl.).

7. Jaeschke M., Humphreys A. E. The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements // GERG Technical Monograph. 1991. Vol. 6, no. 251. URL: http://www.gerg.eu/public/uploads/files/publications/technical_monographs/tm4_91.pdf (accessed: 23.12.2023). (In Engl.).

8. 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 (accessed: 23.12.2023). (In Engl.).

9. 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 (accessed: 25.12.2023). (In Engl.).

10. 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. (accessed: 25.12.2023). (In Engl.).

11. Kitayev D. N., Nedobezhkin D. O., Bogdanov V. M. [et al.]. Koeffitsiyent szhimayemosti prirodnogo gaza raschetnogo sostava [Natural gas composition ratio design structure] // *Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikatsii. Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikacii*. 2019. No. 1 (14). P. 29–33. EDN: TKKQDQ. (In Russ.).

12. Kutovoy D. Y., Lovtsov P. V., Yatsenko I. A., Mukhamevov A. N., Ganiev R. I., Yavkin V. B. Experimental determination of the compressibility factor of natural gas: methods and results // *Measurement Techniques*. 2021. Vol. 64, no. 9. P. 737–743. DOI: 10.1007/s11018-022-01997-7. (In Engl.).

13. Kutovoy D. Yu., Ganiev R. I., Shustrova M. L., Yavkin V. B., Minnegaliev L. V., Fafurin V. A. Aprobatsiya metodiki opredeleniya koeffitsiyenta szhimayemosti na chistykh sredakh i vozdukhie [Test procedure for determination of compressibility coefficient on pure gases and air] // *Yuzhno-Sibirskiy nauchnyy vestnik. South-Siberian Scientific Bulletin*. 2023. No. 6. P. 49–54. DOI: 10.25699/SSSB.2023.52.6.003. (In Russ.).

14. GOST 30319.2-96. Gaz prirodnyy. Metody rascheta fizicheskikh svoystv. Opredeleniye koeffitsiyenta szhimayemosti [Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of compressibility coefficient]. Minsk, 1996. 61 p. (In Russ.).

15. GOST 30319.2-2015. Gaz prirodnyy. Metody rascheta fizicheskikh svoystv. Opredeleniye koeffitsiyenta szhimayemosti [Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Calculation of physical properties on base information on density of standards conditions and nitrogen and carbon dioxide contents]. Moscow, 2016. 13 p. (In Russ.).

16. GOST R 8.662-2009 (ISO 20765-1:2005). Gosudarstvennaya sistema obespecheniya yedinstva izmereniy. Gaz prirodnyy. Termodinamicheskiye svoystva gazovoy fazy. Metody raschetnogo opredeleniya dlya tseyey transportirovaniya i raspredeleniya gaza na osnove fundamental'nogo uravneniya sostoyaniya AGA8 [State system for ensuring the uniformity of measurements. Natural gas. Gas phase thermodynamic properties. Methods of calculation for transmission and distribution applications on base of the AGA8 fundamental equation of state]. Moscow, 2010. 41 p. (In Russ.).

17. ISO 20765-2:2015. Natural gas — Calculation of thermodynamic properties. Part 2: Single-phase properties (gas, liquid, and dense fluid) for extended ranges of application. URL: <https://www.iso.org/standard/59222.html> (accessed: 03.01.2024). (In Engl.).

18. GSSSD MR 118-2005. Raschet plotnosti, faktora szhimayemosti, pokazatelya adiabaty i koeffitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti umerenno szhatykh gazovykh smesey [Guidelines. Calculating density, compressibility factor, adiabatic exponent and dynamic viscosity for moderately dense gas mixtures]. Moscow, 2005. 32 p. Dep. CSMC «SRD» 15.09.2005, no. 812a-05kk. (In Russ.).

19. GSSSD MR 113-2003. Opredeleniye plotnosti, faktora szhimayemosti, pokazatelya adiabaty i koeffitsiyenta dinamicheskoy vyazkosti vlazhnogo neftyanogo gaza v diapazone temperatur 263...500 K pri davleniyakh do 15 MPa [Guidelines. determination of density, compressibility factor, adiabatic index and dynamic viscosity coefficient of wet petroleum gas in the range of 263...500 K temperatures at pressures up to 15 MPa]. Moscow, 2003. 48 p. Dep. CSMC «SRD» 10.06.2003, no. 804-03kk. (In Russ.).

KUTOVOY Denis Yuryevich, Deputy Head of Implementation and Operation of ASKUG and Metrology Department, LLC «Gazprom Mezhhregiongaz», Saint Petersburg.

SPIN-code: 4454-6579

AuthorID (RSCI): 1221096

AuthorID (SCOPUS): 57454390400

GANIEV Rais Ilyasovich, Candidate of Technical Sciences, Head of Advanced Development Department, LLC Metrology Center «STP», Kazan.

ORCID: 0000-0002-0817-1491

AuthorID (SCOPUS): 57454398500

SHUSTROVA Marina Leonidovna, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Automated Information Collection and Processing Systems Department, Kazan National Research Technological University (KNRTU), Kazan.

SPIN-code: 7363-4825

AuthorID (RSCI): 692110

ORCID: 0000-0002-1230-4154

AuthorID (SCOPUS): 55899044400

ResearcherID: AAB-9523-2020

Correspondence address: shu.ma@bk.ru

YAVKIN Vladimir Borisovich, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Jet Engines and Power Plants Department, Kazan National Research Technical University named after A. N. Tupolev — KAI, Kazan.

SPIN-code: 6292-3020

AuthorID (RSCI): 16521

ORCID: 0000-0002-3837-6033

AuthorID (SCOPUS): 6507971971

FAFURIN Viktor Andreyevich, Doctor of Technical Sciences, Professor of Automated Information Collection and Processing Systems Department KNRTU, Kazan.

SPIN-code: 2211-7181

AuthorID (RSCI): 650664

ORCID: 0000-0002-3814-2544

AuthorID (SCOPUS): 16021867600

For citations

Kutovoy D. Yu., Ganiev R. I., Shustrova M. L., Yavkin V. B., Fafurin V. A. Experimental verification of the applicability of methods for calculating the compressibility factor of natural gas at low temperatures // *Omsk Scientific Bulletin*. 2024. No. 2 (190). P. 163–170. DOI: 10.25206/1813-8225-2024-190-163-170.

Received February 26, 2024.

© D. Yu. Kutovoy, R. I. Ganiev, M. L. Shustrova, V. B. Yavkin, V. A. Fafurin