

Методика и результаты экспериментального определения коэффициента сжимаемости природного газа

Денис Юрьевич Кутовой¹, Игорь Александрович Яценко², Владимир Борисович Явкин^{3✉}, Айдар Назимович Мухаметов⁴, Петр Владимирович Ловцов⁵, Раис Ильясович Ганиев⁶

^{1, 5} Газпром Межрегионгаз, Санкт-Петербург, Россия

^{2, 4, 6} Центр Метрологии «СТП», Казань, Республика Татарстан, Россия

³ Казанский национальный исследовательский технический университет, Казань, Республика Татарстан, Россия, vb.yavkin@gmail.com✉, <https://orcid.org/0000-0002-3837-6033>

¹U2600002@mrg.gazprom.ru, ²yacenko@ooostp.ru, ⁵U2600012@mrg.gazprom.ru

⁴mukhametov.a@ooostp.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9725-9008>

⁶ganiev@ooostp.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0817-1491>

Аннотация. Рассмотрена актуальная задача применимости уравнений состояния для газовой фазы природного газа при температурах ниже 250 К. Для решения поставленной задачи требуются полученные экспериментально с высокой точностью значения коэффициента сжимаемости природного газа. С этой целью разработана методика и экспериментально определён коэффициент сжимаемости природного газа. Предложенная методика основана на том, что для оценки применимости уравнения состояния достаточно получить относительное значение коэффициента сжимаемости и не определять его абсолютное значение. Такой подход не требует сложного оборудования и обеспечивает высокую точность определения коэффициента сжимаемости. Методика апробирована на азоте, аргоне, воздухе и метане. Неопределённость определения коэффициента сжимаемости не превышает 0,1 %. Экспериментально исследованы два различных состава природного газа. Показано, что неопределённость расчёта коэффициента сжимаемости по уравнениям состояния GERG-2004 и AGA8-DC92 составляет не более 0,1 % при температуре 220–250 К и давлении менее 5 МПа.

Ключевые слова: коэффициент сжимаемости, методика, эксперимент, уравнение состояния, неопределённость измерения

Для цитирования: Кутовой Д. Ю., Яценко И. А., Явкин В. Б., Мухаметов А. Н., Ловцов П. В., Ганиев Р. И. Методика и результаты экспериментального определения коэффициента сжимаемости природного газа // Измерительная техника. 2021. № 9. С. 35–40. <https://doi.org/10.32446/0368-1025it.2021-9-35-40>

Technique and results of experimental determination of the compressibility factor of the natural gas

Denis Y. Kutovoy¹, Igor A. Yatsenko², Vladimir B. Yavkin^{3✉}, Aydar N. Mukhametov⁴, Petr V. Lovtsov⁵, Rais I. Ganiev⁶

^{1, 5} Gazprom Mezhrregiongaz, St.-Petersburg, Russia

^{2, 4, 6} Center Metrology "STP", Kazan, Republic of Tatarstan, Russia

³ Kazan National Research Technical University, Kazan, Republic of Tatarstan, Russia, vb.yavkin@gmail.com✉, <https://orcid.org/0000-0002-3837-6033>

¹U2600002@mrg.gazprom.ru, ²yacenko@ooostp.ru, ⁵U2600012@mrg.gazprom.ru

⁴mukhametov.a@ooostp.ru, <https://orcid.org/0000-0001-9725-9008>

⁶ganiev@ooostp.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0817-1491>

Abstract. The actual problem of the possibility of using the equations of state for the gas phase of natural gas at temperatures below 250 K is considered. To solve it, the compressibility coefficients of natural gas obtained experimentally with high accuracy are required. The technique was developed and experimental study was carried out of compressibility factor aiming expanding temperature range of the state equations GERG-2004 and AGA8-DC92. The proposed technique is based on the fact that to assess the applicability of the equation of state, it is sufficient to obtain the relative value of the compressibility coefficient and not to determine its absolute value. The technique does not require complex equipment and provides high accuracy. The technique was tested on nitrogen, argon, air and methane. Uncertainty of determination of the compressibility factor is not greater than 0.1 %. For two different compositions of natural gas, obtained experimental data were demonstrated that the equations of state GERG-2004 and AGA8-92DC provide uncertainty of the calculation of the compressibility coefficient within 0.1 % in the temperature range from 220 K to 250 K and pressure below 5 MPa.

Keywords: compressibility factor, technique, experiment, equation of state, uncertainty

Введение. Точное определение термодинамических свойств газов и газовых смесей имеет важное значение для многих технологических процессов. Неотъемлемой частью рабочих измерений расхода и количества природного газа является приведение измеренных значений этих параметров к стандартным условиям (давление 101325 Па, температура 273,15 К). В неопределённость результата измерения расхода входит неопределённость приведения к стандартным условиям, т. е. неопределённость методики, базирующейся на уравнении состояния, с помощью которого определяют коэффициент сжимаемости. В настоящее время все включённые в стандарты РФ уравнения состояния, например, AGA8-DC92 (ГОСТ 30319.3-2015 «Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе»), AGA8 Report 1 (ГОСТ 8.662-2009 «Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчётного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8»), GERG-91 (ГОСТ 30319.2-2015 «Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода»), ограничены нижним пределом температуры 250 К. В разработанных сравнительно недавно уравнении состояния GERG-2004 [1] и его расширении GERG-2008 [2] нижняя граница рабочего диапазона составляет 90 К, однако для газовой фазы природных газов из-за отсутствия достаточного количества надёжных экспериментальных данных установлен нижний предел 250 К. Важность уменьшения нижнего предела рабочего диапазона уравнения состояния заключается в том, что в зимний период температура воздуха в северных регионах РФ может опускаться до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ (223 К), следовательно, температура транспортируемого природного газа также может приближаться к этим значениям. Отсутствие нормированных значений неопределённости коэффициента сжимаемости может привести к нарушению Федерального закона «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ и приказа Минэнерго № 179 от 24.04.2018 г. В настоящее время при температурах газа менее $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ приведение объёма газа к стандартным условиям может осуществляться двумя методами, реализованными в средствах обработки измерительной информации (вычислителях, корректорах, контроллерах). В этих методах значение температуры газа принимается равным подстановочному значению 250 К, но во втором методе приведённые к стандартным условиям расход и объём газа рассчитываются по измеренному фактическому значению температуры, а коэффициент сжимаемости – по подстановочному значению. Применение обоих методов приводит к дополнительной систематической неопределённости, которая может в несколько раз превышать основную неопределённость и увеличивается с увеличением давления. При использовании первого метода дополнительная неопределённость достигает почти 10 %, а второго – 3 % при температуре 232 К и давлении 3 МПа.

Предел применимости уравнений состояния не является теоретически обоснованным ограничением, а вызван только отсутствием при температурах ниже 250 К надёжных и точных экспериментально измеренных коэффициентов сжимаемости,

необходимых для определения структуры, коэффициентов и параметров уравнения состояния, а также для его тестирования. Точность и объём экспериментальных данных ограничивают точность уравнения состояния, например, уравнение AGA8-DC92 охватывает диапазон температур 143–673 К, однако требуемая точность достигнута только в диапазоне 250–350 К из-за отсутствия надёжных экспериментальных данных [1]. Это же относится и к уравнениям GERG-2004 и GERG-2008. Согласно [2] и ISO 20765-2 неопределённость не более 0,1 % при расчёте плотности и коэффициента сжимаемости газовой фазы природного газа по уравнению GERG-2004 подтверждена только в интервале температур 250–350 К при давлении не более 30 МПа. Как и всякое уравнение состояния, GERG-2004 основано на надёжных и точных экспериментальных данных. В период 1991–1997 гг. Европейская группа газовых исследований опубликовала технические монографии TM4, TM7 [3, 4], которые содержат перечень (базы данных) высокоточных (погрешность представленных значений не более $\pm 0,1\text{ }%$) значений коэффициента сжимаемости с общим числом данных более 100000. На основе этих данных разработано и протестировано уравнение GERG-2004. Подавляющее большинство данных получено при температурах не ниже 270 К и только небольшая часть при более низких температурах [1, 2]. Уравнение состояния GERG-2008, созданное на базе GERG-2004, отличается от основы тем, что учтены три дополнительных компонента природного газа. В [2] утверждается, что для уравнения GERG-2008 база данных дополнена, но необходимые экспериментальные данные по природным газам получены с высокой точностью только для температур не ниже 250 К. Таким образом, актуальной является задача расширения рабочего диапазона уравнений состояния в сторону более низких температур и для её решения требуются высокоточные экспериментальные значения коэффициента сжимаемости.

Цель работы – разработка методики измерений коэффициента сжимаемости и установки для его экспериментального определения с высокой точностью.

Методика измерений. В настоящее время разработано большое число различных методик экспериментального определения коэффициента сжимаемости, например, методы постоянного и переменного объёма, метод Барнетта, гидростатическое взвешивание и др. [5–7]. Многие из описанных в литературе методов обеспечивают высокую точность определения коэффициента сжимаемости – относительная неопределённость измерения не превышает $\pm 0,05\text{ }%$ [1, 2]. К основным недостаткам этих методов относятся сложность в реализации, использование сложного, порой уникального оборудования, непригодность для измерений при низких температурах (методы с применением ртутных приборов и устройств работают только при температурах выше 235 К).

Основная масса методов определения коэффициента сжимаемости основана на уравнении

$$pV = ZmRT, \quad (1)$$

где p – давление; V – объём пьезометра; Z – коэффициент сжимаемости; m – масса газа в пьезометре; R – индивидуальная газовая постоянная; T – температура.

Для определения коэффициента сжимаемости по уравнению (1) требуется измерить четыре параметра. При этом объём пьезометра определяют при температуре и давлении в помещении, а затем вводят поправки на изменение объёма вследствие механических и температурных деформаций. Достаточно сложно обеспечить высокую точность при измерении массы газа в пьезометре в связи с её малостью по сравнению с массой пьезометра. Масса газа и объём пьезометра могут быть исключены из уравнения измерения, если определять не абсолютное, а относительное значение коэффициента сжимаемости $\zeta = Z/Z_0$, где Z , Z_0 – значение коэффициента сжимаемости при заданных температуре и давлении, и опорное значение, например полученное при температуре 273,15 К, соответственно. В этом случае уравнение измерения, получаемое из (1), имеет вид

$$\zeta = \frac{Z}{Z_0} = \frac{p T_0}{p_0 T} k_p k_T, \quad (2)$$

где k_p , k_T – поправочные коэффициенты, учитывающие изменение объёма при механическом и тепловом воздействиях соответственно; индекс «0» относится к опорным значениям параметров.

Определение относительного коэффициента сжимаемости по уравнению (2) требует измерения четырёх параметров: p , T , p_0 , T_0 , а также вычисления поправок на изменение объёма, вызванное механическими и термическими деформациями. Отсутствие необходимости измерения массы и объёма газа позволяет существенно упростить методику измерений и экспериментальное оборудование.

Установка для экспериментального определения коэффициента сжимаемости. Созданная установка обеспечивает измерения коэффициента сжимаемости при температуре более -50°C и давлении менее 6 МПа. Схема установки приведена на рис. 1. Основой установки служит пьезометр постоянного объёма 1, размещённый в термостате 7 с циркулирующей жидкостью 8. Пьезометр представляет собой толстостенный сосуд, изготовленный из меди для обеспечения однородного распределения температуры по его объёму. Измерения проводили при неизменной массе газа в пьезометре, изменяя температуру жидкости в термостате. Пьезометр заполняли исследуемым газом под давлением; по достижении заданного давления в пьезометре перекрывали вентиль 5 и устанавливали температуру термостата, равную температуре в опорной точке (опорной температуре) $T_0 = 273,15\text{ К}$. После установления стационарного режима в пьезометре измеряли давление газа и температуру жидкости в термостате, затем понижали температуру при неизменной массе газа в пьезометре, и проводили измерения в следующей точке. В каждой точке система сбора информации регистрировала 1500–2000 значений давления и температуры. Относительная стандартная неопределённость типа А не превышала $1 \cdot 10^{-2} \%$ по давлению и $0,5 \cdot 10^{-2} \%$ по температуре. По результатам измерений по уравнению (2) определяли относительный коэффициент сжимаемости ζ .

Для уменьшения влияния паразитных объёмов соединительных капилляров и вентилей их объёмы минимизировали так, что отношение этих объёмов к объёму пьезометра

не превышало 0,03 %, поэтому изменение паразитных объёмов не учитывалось при вычислении поправок на механические и тепловые деформации.

При определении коэффициента сжимаемости по уравнению (2) относительную неопределённость u_ζ оценивали по уравнению

$$u_\zeta = \sqrt{(2\theta_p^2 + \theta_{kp}^2)u_p^2 + (2\theta_T^2 + \theta_{kT}^2)u_T^2},$$

где u_p , u_T – неопределённости измерения давления и температуры; θ_p , θ_T , θ_{kp} , θ_{kT} – коэффициенты влияния.

Применявшееся для измерений оборудование обеспечивало измерение давления с пределами основной допускаемой приведённой погрешности $\pm 0,025 \%$, температуры с абсолютной погрешностью не более $\pm 0,025^\circ\text{C}$. Неопределённостью измерений по типу А пренебрегали вследствие малости. В этом случае расширенная относительная неопределённость $U_\zeta = 0,04 \%$ при доверительном интервале 0,95.

Тестирование методики. Для оценки точности предложенной методики было проведено тестирование на трёх чистых газах: азоте, аргоне и метане, а также на воздухе в интервале температур 223–273 К и давлений 0,35–5 МПа.

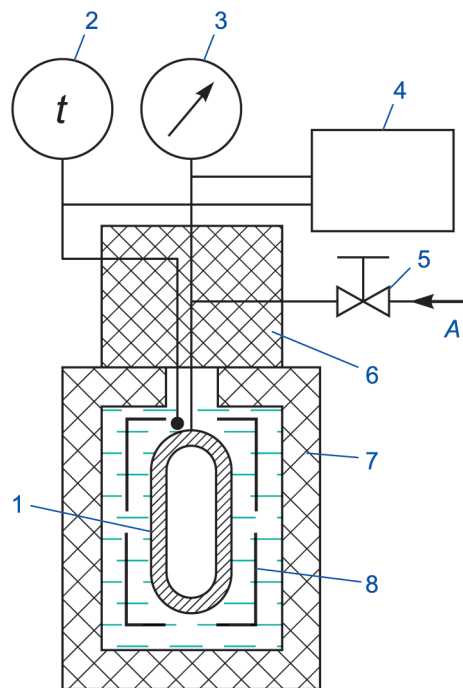


Рис. 1. Схема стенда для определения коэффициента сжимаемости: 1 – пьезометр; 2 – датчик температуры; 3 – датчик давления; 4 – компьютер с устройством сопряжения; 5 – игольчатый вентиль; 6 – теплоизоляция; 7 – термостат; 8 – заполняющая термостат жидкость ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$); А – подача газа из баллона высокого давления

Fig. 1. Schematic diagram of the installation for determining the compressibility factor:

1 – gas container of constant volume; 2 – temperature sensor; 3 – pressure sensor; 4 – computer with transducer; 5 – needle valve; 6 – heat isolation; 7 – thermostatted liquid bath; 8 – thermostatted liquid ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$); А – high pressure gas inlet

Объёмная доля примесей в чистых газах не превышала 0,001%, в том числе паров воды 0,0007 % (точка росы -60°C), кислорода 0,0005 %, водорода 0,0003 %. Всего по результатам измерений было определено 185 значений ζ . Полученные экспериментальные данные сравнивали с данными, опубликованными в [7–10] и приведёнными в Методике ГСССД МР 134-07 «Расчёт плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости азота, ацетилена, кислорода, диоксида углерода, аммиака, аргона и водорода». Результаты тестирования представлены на рис. 2 в виде зависимости $\delta\zeta(T)$. Относительное отклонение экспериментальных значений ζ от опубликованных данных ζ_d определяли как

$$\delta\zeta = (1 - \zeta/\zeta_d) \cdot 100.$$

Представленные на рис. 2 результаты определения $\delta\zeta$ для всех газов и во всём диапазоне температур и давлений не выходят за пределы $\pm 0,1$ %. Систематическая составляющая $\delta\zeta$ проявляется в том, что $\delta\zeta$ увеличивается с уменьшением температуры, а также зависит от рода газа. Для воздуха и аргона в основном $\delta\zeta > 0$, а для азота $\delta\zeta < 0$. При этом для каждого газа диапазоны изменения $\delta\zeta$ уже $\pm 0,1$ %. Пределы изменения $\delta\zeta$ для воздуха, азота, аргона и метана составляют соответственно $-0,02 \dots 0,07$; $-0,06 \dots 0,02$; $-0,04 \dots 0,04$ и $-0,08 \dots 0,06$ %. Полученные значения $\delta\zeta$ укладываются в диапазон неопределённостей, указанных в литературе [1, 2, 8, 9]. Таким образом, разработанная методика может быть использована для определения коэффициента сжимаемости природного газа.

Определение коэффициента сжимаемости природного газа. Природный газ представляет собой смесь большого количества различных углеводородов, а также азота,

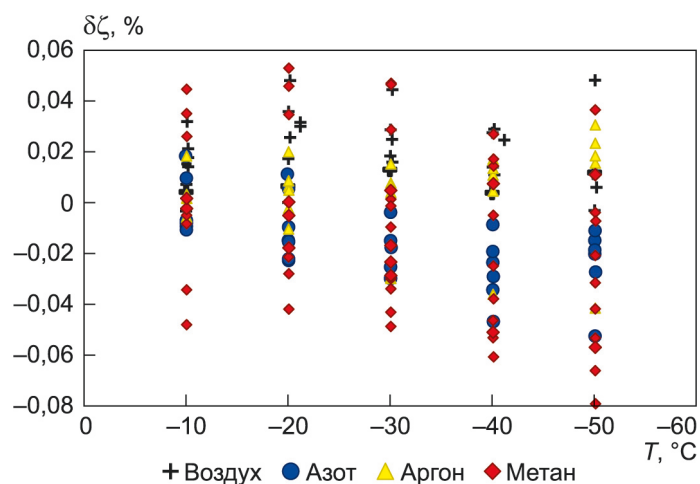


Рис. 2. Результаты тестирования методики: относительное отклонение $\delta\zeta$ экспериментальных значений коэффициентов сжимаемости различных газов от опубликованных в [7–10] данных

Fig. 2. Results of testing of the technique: relative deviation $\delta\zeta$ between experimental values of compressibility factor of various gases and data published in [7–10]

диоксида углерода, водорода и других газов, поэтому коэффициент сжимаемости природного газа зависит не только от давления и температуры, но также и от состава. Коэффициент сжимаемости природного газа обычно определяют для нескольких составов (например, см. [2, 6, 11]). В настоящей

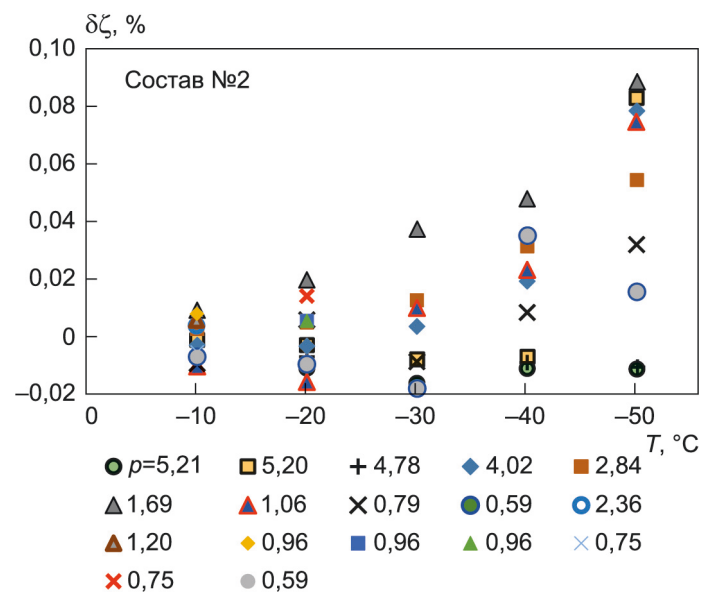
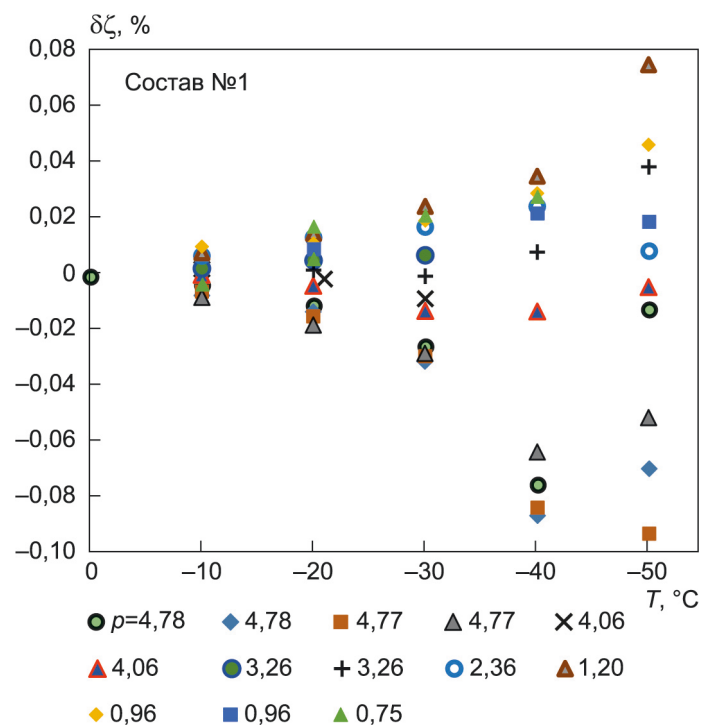


Рис. 3. Относительное отклонение $\delta\zeta$ рассчитанных по уравнению GERG-2004 значений коэффициентов сжимаемости природного газа составов №№ 1, 2 от экспериментальных значений (параметр – давление p_0)

Fig. 3. Relative deviation of $\delta\zeta$ between computed by equation GERG-2004 values of compressibility factors for compositions no. 1, 2 and experimental data (parameter is pressure p_0)

Таблица 1

Таблица 2

Состав исследованных природных газов

Компонент	Состав № 1	Состав № 2
Метан	0,94210	0,918173
Этан	0,02012	0,029500
Пропан	0,00504	0,010000
Изо-Бутан	0,00154	0,001010
Н-Бутан	0,00159	0,001000
Н-Пентан	0	0,000202
Изо-Пентан	0	0,000205
Азот	0,019463	0,014900
Диоксид углерода	0,010132	0,020000
Гелий	0	0,002500
Водород	0	0,002510

Диапазоны применимости уравнений состояния природного газа

Уравнение	Стандарт	p , МПа, не более	T , К	Погрешность, %
ГСССД 113-03	–	15	263–500	$\delta p \leq \pm 0,2$
ГСССД 118-05	–	5	200–400	$\delta p \leq \pm (0,1 \dots 0,6)$
NX-19	ГОСТ 30319.2-96	12	250–340	$\delta Z \leq \pm (0,12 \dots 1,09)$
GERG-91	ГОСТ 30319.2-2015	12	250–340	$\delta Z \leq \pm (0,11 \dots 2,10)$
AGA8-92DC	ГОСТ 30319.3-2015	12	250–340	$\delta Z \leq \pm (0,1 \dots 1,3)$
AGA8 Repot 1 Detail	ГОСТ 8.662-2009	30	250–350	$\delta Z \leq \pm 0,1$
GERG-2004	ISO 20765-2:2015	14	250–350	$\delta p, \delta Z \leq \pm 0,1$

работе относительные значения коэффициента сжимаемости определяли для двух смесей углеводородов, составы которых приведены в табл. 1.

Полученные экспериментальные данные использовали для тестирования различных уравнений состояния при температурах, выходящих за пределы, установленные для этих уравнений. Пределы применимости и погрешности уравнений состояния приведены в табл. 2, где указаны следующие нормативные документы: ГОСТ 30319.2-96 «Газ природный. Методы расчёта физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости», ГСССД МР 118-05 «Расчёт плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей»; ГСССД МР 113-03 «Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263...500 К при давлениях до 15 МПа»; 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”.

По уравнениям состояния рассчитывали значения ζ при тех же температурах и давлениях, что были в экспериментах, и определяли отклонения $\delta\zeta$ расчётных результатов от экспериментальных. Зависимости $\delta\zeta(T)$ для уравнения GERG-004 и составов газа №№ 1, 2 представлены на рис. 3. Получены отклонения $\delta\zeta < \pm 0,1\%$. Такой же сравнительный анализ выполнили для других уравнений состояния. Установили, что для уравнения состояния AGA8-DC92 в исследованном диапазоне температур и давлений отклонение $\delta\zeta < \pm 0,1\%$. Для уравнения состояния умеренно-сжатых газовых смесей ГСССД МР 118-05 и уравнения состояния влажного нефтяного газа ГСССД МР 113-03 отклонение $\delta\zeta < \pm 0,2\%$. Для уравнений состояния NX-19, GERG-91, построенных на неполном компонентном составе природного газа, расчётные значения ζ существенно отличаются от экспериментальных данных, поэтому $\delta\zeta$ может достигать 1–2 %. Таким образом, из шести исследованных уравнений состояния только два обеспечивают отклонение от экспериментальных данных, не превышающее 0,1 % при понижении температуры до 220 К.

Результаты настоящего исследования качественно согласуются с данными [1], где сравнивали расчёты по уравнению GERG-2004 с экспериментальными данными [6, 11] для газовых смесей NIST1 и NIST2 (близких по компонентному составу к газам, добываемым на территории РФ). В [1] показано, что при давлениях менее 10 МПа наибольшее отклонение расчётных значений от экспериментальных по плотности газа наблюдается при температуре 250 К и давлении 0,6 МПа и составляет не более 0,07 и 0,05 % при сравнении с данными [6] и [11] соответственно. В настоящей работе эксперименты проводились на близких по составу смесях, а отклонения, полученные при температуре 250 К, не превышают 0,02 %.

Заключение. Разработанная методика определения относительного коэффициента сжимаемости газов не требует измерений массы и объёма газа. Тестирование методики с использованием воздуха, азота, аргона и метана показало, что неопределённость определения относительного коэффициента сжимаемости не превышает $\pm 0,1\%$ в диапазоне температур $-50 \dots 0$ °С и давлений менее 5 МПа. По разработанной методике были определены относительные коэффициенты сжимаемости природного газа двух различных составов при указанных выше диапазоне температур и давлении. Полученные данные использованы для оценки адекватности шести различных уравнений состояния при температурах ниже 250 К: уравнения GERG-2004 и AGA8-92 DC обеспечивают неопределённость не более 0,1 %, уравнение состояния для умеренно-сжатых газовых смесей и уравнение состояния влажного нефтяного газа – не более $\pm 0,2\%$, а для уравнений состояния NX-19 и GERG-91 неопределённость может достигать 1–2 %.

Список литературы

1. TM-15 / The GERG-2004 Wide-range equation of state for natural gases and other mixtures, edited by O. Kunz, R. Klimeck, and W. Wagner, 2007, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM15.pdf> (accessed: 22.01.2021).
2. Kunz O., Wagner W., *J. Chem. Eng. Data*, 2012, vol. 57, pp. 3032–3091. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/je300655b>
3. TM-4 / The GERG databank of high accuracy compressibility factor measurements, edited by M. Jaeschke and A. E. Humphreys, 1991, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM4.pdf> (accessed: 22.01.2021).

4. TM-7 / Supplement to the GERG databank of high-accuracy compression factor measurements, edited by M. Jaeschke, H. M. Hinze and A. E. Humphreys, 1997, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM7.pdf> (accessed: 22.01.2021).

5. Циклис Д. С. Техника физико-химических исследований при высоких и сверхвысоких давлениях. Изд. 4-е, пер. и доп. М.: Химия, 1976 г., 423 с.

6. Hwang C.-A., Simon P. P., Hou H., Hall K. R., Holste J. C., Marsh K. N., *J. Chem. Thermodynamics*, 1997, vol. 29, pp. 1455–1472. <https://doi.org/10.1006/jcht.1997.0258>

7. Сычев В. В., Вассерман А. А., Козлов А. Д., Спиридонов Г. А., Цымарный В. А. Термодинамические свойства азота. М.: Издательство стандартов, 1977, 352 с.

8. Варгафтик Н. Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. М.: Физматгиз, 1972. 721 с.

9. Сычев В. В., Вассерман А. А., Загорученко В. А., Козлов А. Д., Спиридонов Г. А., Цымарный В. А. Термодинамические свойства метана: ГСССД. Серия монографии. М.: Издательство стандартов, 1979. 348 с.

10. Сычев В. В., Вассерман А. А., Козлов А. Д., Спиридонов Г. А., Цымарный В. А. Термодинамические свойства воздуха: ГСССД. Серия монографии. М.: Издательство стандартов, 1978. 276 с.

11. Magee J. W., Haynes W. M., Hiza M. J., *J. Chem. Thermodynamics*, 1997, vol. 29, pp. 1439–1454. <https://doi.org/10.1006/jcht.1997.0259>

References

1. TM-15 / The GERG-2004 Wide-range equation of state for natural gases and other mixtures, edited by O. Kunz, R. Klimeck, and W. Wagner, 2007, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM15.pdf> (accessed: 22.01.2021).

2. Kunz O., Wagner W., *J. Chem. Eng. Data*, 2012, vol. 57, pp. 3032–3091. <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/je300655b>

3. TM-4 / The GERG databank of high accuracy compressibility factor measurements, edited by M. Jaeschke and A. E. Humphreys, 1991, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM4.pdf> (accessed: 22.01.2021).

4. TM-7 / Supplement to the GERG databank of high-accuracy compression factor measurements, edited by M. Jaeschke, H. M. Hinze and A. E. Humphreys, 1997, available at: <http://www.gerg.eu/wp-content/uploads/2019/10/TM7.pdf> (accessed: 22.01.2021).

5. Cyclis D. S., *Technique of physicochemical research at high and ultrahigh pressures*, edition 4th, Moscow, Chimiya Publ., 1976, 423 p. (In Russ.)

6. Hwang C.-A., Simon P. P., Hou H., Hall K. R., Holste J. C., Marsh K. N., *J. Chem. Thermodynamics*, 1997, vol. 29, pp. 1455–1472. <https://doi.org/10.1006/jcht.1997.0258>

7. Sytchev V. V., Vasserman A. A., Kozlov A. D., Spiridonov G. A., Tsimarny B. A., *Thermodynamic properties of nitrogen*, Moscow, Izdatelstvo standartov Publ., 1977, 352 p. (In Russ.)

8. Vargaftic N. B., *Handbook on thermophysical properties of gases and liquids*, Moscow, Phismathgis Publ., 1972, 721 p. (In Russ.)

9. Sytchev V. V., Vasserman A. A., Zagoroutchenko V. A., Kozlov A. D., Spiridonov G. A., Tsimarny B. A., *Thermodynamic properties of methane*, GSSSD, Monograph series, Moscow, Izdatelstvo standartov Publ., 1979, 348 p. (In Russ.)

10. Sytchev V. V., Vasserman A. A., Kozlov A. D., Spiridonov G. A., Tsimarny B. A., *Thermodynamic properties of air*, GSSSD, Monograph series, Moscow, Izdatelstvo standartov Publ., 1979, 276 p. (In Russ.)

11. Magee J. W., Haynes W. M., Hiza M. J., *J. Chem. Thermodynamics*, 1997, vol. 29, pp. 1439–1454. <https://doi.org/10.1006/jcht.1997.0259>

Статья поступила в редакцию 19.04.2021; принята к публикации 18.05.2021.