

## ПРИБОРОСТРОЕНИЕ, МЕТРОЛОГИЯ И ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

УДК 681.12

DOI: 10.22213/2410-9304-2025-2-4-10

### Уравнение состояния реального газа при температурах от 220 до 250 К и давлениях до 0,6 МПа

*Д. Ю. Кутовой*, ООО «Газпроммежрегионгаз», Казань, Россия*Р. И. Ганиев*, кандидат технических наук, ООО «Современные технологии программирования»,  
Казань, Россия*М. Л. Шустрова*, кандидат технических наук, Казанский национальный  
исследовательский технологический университет, Казань, Россия*Л. В. Миннегалиева*, кандидат технических наук, ООО «Современные технологии программирования»,  
Казань, Россия*В. А. Фафурин*, доктор технических наук, профессор, Казанский национальный исследовательский  
технологический университет, Казань, Россия*В. Б. Явкин*, кандидат технических наук, Казанский национальный исследовательский  
технический университет, Казань, Россия

Данная статья является завершающей в серии работ, посвященных исследованию коэффициента сжимаемости природного газа при низких температурах. В тексте кратко охарактеризовано содержание предыдущих этапов исследования и представлено решение задачи получения уравнения состояния природного газа, обеспечивающее возможность реализации процедуры приведения его объема к стандартным условиям при низких температурах, что имеет высокую практическую значимость для северных регионов и областей с резко-континентальным климатом. Уравнение состояния составлено для значений температуры рабочей среды в диапазоне от 220 до 250 К и давлений до 0,6 МПа. Предлагаемое уравнение состояния природного газа имеет форму, аналогичную уравнению состояния AGA-8, представленному в ISO 12213 и ГОСТ 30319.2, что упрощает процесс внесения правок в алгоритмы вычислительных устройств, применяемых на узлах учета природного газа. При этом характер определения коэффициентов предлагаемого уравнения состояния линеен и не подразумевает итерационного процесса, в отличие от применяемых в настоящее время методик. Предложенная в работе форма уравнения состояния отличается более простой записью и меньшим количеством переменных относительно уравнений состояний, учитывающих полный компонентный состав природного газа. Представленные в статье результаты обладают высокой актуальностью для специалистов и исследователей, область профессиональных интересов которых связана с вопросами измерения расхода и объема природного газа. Разработанное в результате проведенного исследования уравнение лежит в основе национального стандарта ГОСТ Р 70927–2023, утвержденного 21 сентября 2023 г. и введенного в действие 1 марта 2024 г.

**Ключевые слова:** природный газ, коэффициент сжимаемости, уравнение состояния, неопределенность измерения.

#### Введение

Исследования, направленные на повышение точности и надежности измерения количества энергоносителей, не теряют актуальности в течение многих десятилетий. Развитие элементной базы и расширение модельного ряда расходомеров, а также повышение требований заказчиков систем учета и распределения природного газа способствуют активному развитию технических решений в области расходомерии. В то же время значительную роль для обеспечения точности и надежности результата измерения играет совершенствование методологического и нормативного обеспечения процесса измерения [1–4]. Одной из значимых для российской действительности задач является детализация процедуры приведения объема природно-

го газа к стандартным условиям во всем диапазоне давлений и температур рабочей среды, характерных для процесса распределения газа, в том числе в условиях, когда температура рабочей среды опускается ниже регламентированных в действующих стандартах 250 К.

Приведение объема газа к стандартным условиям производится на основании уравнений состояния (УС), изложенных в национальных и международных стандартах. Ключевыми стандартами, регламентирующими вид применяемых уравнений состояния, являются ISO 20765-1 (УС AGA8 Repot 1 Detail), ISO 12213 ч.3 (УС AGA8), ISO 20765-2 (УС GERG-2008), ГОСТ 30319.2 – 96 (УС NX 19), ГОСТ 30319.2 – 2015 (УС GERG-91), ГОСТ 30319.3 – 2015 (УС

GERG-2004), а также ряд уравнений состояния, приведенных в ГСССД.

Анализ современных международных и национальных стандартов и применяемых уравнений состояния, детально описанный в [5], показывает, что данная процедура регламентирована в диапазоне давлений от 0,1 до 5,0 МПа и температур от 250 К. Для более низких температур утвержденная методика расчета коэффициента сжимаемости ( $Z$ ), входящего в состав уравнения состояния, до проведения настоящего исследования отсутствовала. В то же время практика проведения измерений расхода газа имеет место при температурах до минус 50 °С. Ввиду отсутствия однозначно прописанной методики для диапазона температур 220...250 К подходы к практической реализации процесса приведения результатов таких измерений к стандартным условиям могут несколько различаться, для упрощения вычислительных процедур нередко применяются подстановочные или аппроксимированные значения. В [6], в свою очередь, показано, что применение подстановочных значений, обусловленное отсутствием однозначно прописанной методики расчета коэффициента сжимаемости природного газа, может являться причиной существенных неопределенностей результирующего значения объема природного газа, приведенного к стандартным условиям.

Анализ публикаций показывает, что задача получения алгоритмов вычисления коэффициента сжимаемости имеет высокую актуальность, но большинство предлагаемых решений неприемлемо для задач метрологии. Так, в [7] опубликовано решение задачи определения коэффициента сжимаемости природного газа в области низких температур, однако заявленная авторами погрешность 1 % недопустима для расходомерии. Авторами [8–10], в свою очередь, предложено решение по аппроксимации значения коэффициента сжимаемости газа с применением алгоритмов нечеткой логики, что в целом может результативно решать поставленную задачу, но не позволяет в явном виде сформулировать расчетную зависимость для оценки величины погрешности определения  $Z$ , что также исключает возможность применения данных алгоритмов в обозначенной предметной области. Ключевыми источниками достоверных сведений о значениях коэффициента сжимаемости газообразных сред являются, в частности, технические монографии GERG и дополнения к ним [11–13], однако, несмотря на существенный объем аккумулированных в них сведений, данные о  $Z$  природного газа в области низких температур весьма ограничены и, по данным [14], их коли-

чество недостаточно для разработки уравнения состояния. В этой связи значительную практическую значимость обретает задача получения уравнения состояния реального газа, применимого

в диапазоне температур 220...250 К и имеющего относительно простую форму записи.

Целью настоящей работы является разработка уравнения состояния реального газа при температурах 220...250 К и давлениях до 0,6 МПа.

### Используемые подходы,

#### материалы и методы

Структура разрабатываемого уравнения состояния реального газа выбрана аналогичной структуре, представленной в стандартах ISO 12213, ГОСТ 30319.2:

$$z = 1 + B_m \tilde{\rho} + C_m \tilde{\rho}^2, \quad (1)$$

где  $z$  – коэффициент сжимаемости;  $B_m$ ,  $C_m$  – коэффициенты уравнения состояния,  $\tilde{\rho}$  – молярная плотность, кмоль/м<sup>3</sup>, в общем виде вычисляемые как:

$$B_m = x_3^2 \cdot B_1 + x_3 x_a B^* (B_1 + B_2) - 1,73 x_3 x_y (B_1 B_3)^{0,5} + x_a^2 \cdot B_2 + 2 x_a x_y \cdot B_{23} + x_y^2 \cdot B_3; \quad (2)$$

$$C_m = x_3^3 \cdot C_1 + 3 x_3^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{\frac{1}{3}} + 2,76 x_3^2 x_y (C_1^2 C_3)^{\frac{1}{3}} + 3 x_a^2 x_3 C^* (C_1 C_2^2)^{\frac{1}{3}} + 6,6 x_a x_3 x_y (C_1 C_2 C_3)^{\frac{1}{3}} + 2,76 x_3 x_y^2 (C_1 C_3^2)^{\frac{1}{3}} + x_a^3 \cdot C_2 + 3 x_y^2 x_a C_{233} + x_y^3 \cdot C_3, \quad (3)$$

где  $x_3$  – молярная доля эквивалентного углеводорода;  $x_a$  – молярная доля азота,  $x_y$  – молярная доля диоксида углерода; указанные доли связаны зависимостью:

$$x_3 = 1 - x_a - x_y. \quad (4)$$

Выбор структуры уравнения обусловлен в первую очередь соображениями простоты модификации программных алгоритмов на узлах учета. В основе функционирующих в настоящее время программ, обеспечивающих расчет коэффициента сжимаемости газа, лежит уравнение вида (1), применяемое при температурах выше 250 К. При сохранении формы уравнения состояния дополнение таких алгоритмов модулем расчета  $Z$  при температурах 220...250 К будет сводиться к введению условного оператора проверки температуры и дополнению кода расчетом коэффициентов уравнения состояния в соответствующей ветви алгоритма. Определение коэффициентов при заданной структуре уравнения состояния может быть получено в результате аппроксимации данных, полученных в требуемых диапазонах изменения температуры, давления и состава природного газа. Ввиду не-

достаточности опубликованных в литературных источниках данных о значениях коэффициента сжимаемости база высокоточных значений коэффициента сжимаемости была пополнена экспериментальным путем в рамках настоящего исследования. Для этого были разработаны стенд и методика измерения, описанные в [15].

Для расширения базы аппроксимируемых данных в качестве источника для определения коэффициентов уравнения состояния в настоящей работе были также приняты данные, полученные в результате расчета коэффициента сжимаемости природного газа по уравнению GERG 2004, возможность использования которого при температурах 220...273 К и давлениях 0,5...5 МПа подтверждена экспериментально, получено с применением разработанного в данном исследовании стенда, данный этап исследования также охарактеризован в [15].

Для расчета коэффициентов уравнения (1) сгенерированы наборы компонентных составов газа с учетом ограничений по ISO 20765. Исходные наборы данных получены посредством расчета физических свойств газа для температур в диапазоне от 220 до 260 К при давлении 0,3 МПа, вириальные коэффициенты  $B$  и  $C$  определены по ISO 20765. Указанные значения вириальных коэффициентов  $B$  и  $C$  для различных температур позволили получить неоднородные системы линейных уравнений.

Определение коэффициентов проводилось в несколько шагов:

1. Определение коэффициентов зависимостей  $B_1(H, T)$ ,  $C_1(H, T)$ .
2. Определение коэффициентов зависимостей  $B_2(T)$ ,  $C_2(T)$ .
3. Определение коэффициентов зависимостей  $B_3(T)$ ,  $C_3(T)$ .
4. Определение коэффициентов зависимостей  $B^*(T)$ ,  $C^*(T)$ . С использованием коэффициентов, полученных на шагах 1 и 2.
5. Определение коэффициентов зависимостей  $B_{13}(T)$ ,  $C_{13}(T)$  с использованием коэффициентов, определенных на шагах 1 и 3.
6. Определение коэффициентов зависимостей  $B_{23}(T)$ ,  $C_{223}(T)$ ,  $C_{233}(T)$ . На этом шаге также были использованы коэффициенты, полученные на шаге 2 и 3.
7. Определение коэффициентов  $B_{123}$  и  $C_{123}$  с учетом всех коэффициентов, рассчитанных ранее.

### Результаты

На первом шаге были определены коэффициенты  $B_1$ ,  $C_1$ , как функции температуры и высшей теплоты сгорания вида

$$A(T) \cdot H^2 + B(T) \cdot H + C(T),$$

где  $T$  – температура, К;  $H$  – высшая теплота сгорания, МДж/м<sup>3</sup>.

Функции  $A(T)$ ,  $B(T)$ ,  $C(T)$  определены при условии отсутствия в составе азота ( $x_a = 0$ ) и диоксида углерода ( $x_y = 0$ ), соответственно,  $x_z = 1$ . Для сгенерированного набора составов с равномерным распределением молярных долей (среди наборов) с учетом ограничений по ISO20765 был произведен расчет плотности при стандартных условиях  $\rho_{ст}$ , вириальных коэффициентов  $B$  и  $C$  по ISO 20765 и  $H$  по ГОСТ 30319.2 для диапазона температур от 220 до 260 К и давлении  $p = 0,3$  МПа. При таком составе из уравнений (2) и (3) при условии (4) получается следующее равенство:

$$B_m = B_i; C_m = C_i.$$

Решение систем линейных уравнений вида относительно  $a_{T_j}$ ,  $b_{T_j}$ ,  $c_{T_j}$  для каждой температуры  $T_j$  позволило получить значения функций  $A(T)$ ,  $B(T)$ ,  $C(T)$  для каждого  $T_j$ :

$$\{a_{T_j} H_{ij}^2 + b_{T_j} H_{ij} + c_{T_j} = B_{ij}(C_{ij})\},$$

где  $H_{ij}$  – рассчитанная высшая теплота сгорания для  $i$ -го состава и температуры  $T_j$ ,  $B_{ij}$  и  $C_{ij}$  – вириальные коэффициенты для  $i$ -го состава и температуры  $T_j$ .

Затем путем решения СЛАУ вида

$$\{a_2 T_i^2 + a_1 T_i + a_0 = a_{T_j}(b_{T_j}, c_{T_j})\}$$

определены коэффициенты  $a_2$ ,  $a_1$ ,  $a_0$ . В результате были определены коэффициенты уравнения состояния  $C_1(H, T)$ ,  $B_1(H, T)$ . На втором шаге были определены коэффициенты

$$B_2 = \beta_0 + \beta_1 T - \beta_2 T^2, C_2 = \gamma_0 + \gamma_1 T - \gamma_2 T^2. \quad (5)$$

Для определения этих коэффициентов были рассчитаны физические свойства аналогично предыдущему шагу для состава, содержащего только азот ( $x_a = 1$ ). В результате решения неоднородных СЛАУ определены коэффициенты  $B_2$ ,  $C_2$ :

$$\{\beta_2 T_j^2 + \beta_1 T_j + \beta_0 = B_j\};$$

$$\{\gamma_2 T_j^2 + \gamma_1 T_j + \gamma_0 = C_j\}, \quad (6)$$

где  $B_j$  и  $C_j$  – рассчитанные вириальные коэффициенты при температуре  $T_j$ .

На третьем шаге определялись коэффициенты

$$B_3 = b_{30} + b_{31} T - b_{32} T^2,$$

$$C_3 = c_{30} + c_{31} T - c_{32} T^2. \quad (7)$$

Эти коэффициенты учитывают присутствие  $\text{CO}_2$  в составе природного газа. Физические свойства на данном шаге были рассчитаны для состава, содержащего только диоксид углерода ( $x_y = 1$ ). В результате решения неоднородной

СЛАУ, аналогичной (6), были определены коэффициенты  $B_3, C_3$ .

На четвертом шаге определяли коэффициенты  $B^*, C^*$ . Для определения этих коэффициентов данные генерировались аналогично шагу 1, но с добавлением азота ( $x_3 \neq 0, x_a \neq 0$ ). Уравнения (2), (3) в таком случае имели вид

$$B_m = x_3^2 \cdot B_1 + x_3 x_a B^* (B_1 + B_2) + x_a^2 \cdot B_2;$$

$$C_m = x_3^3 \cdot C_1 + 3x_3^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ 3x_a^2 x_3 C^* (C_1 C_2^2)^{\frac{1}{3}} + x_a^3 C_2.$$

С учетом вида зависимости  $A + B \cdot (320 - T^2)$  для  $B^*$  и  $A + B \cdot (T - 270)$  для  $C^*$  были определены коэффициенты  $B^*$  и  $C^*$  путем решения следующих СЛАУ:

$$\left\{ B(320 - T_j^2) + A = \frac{B_j - x_3^2 \cdot B_1(T_j) - x_a^2 \cdot B_2(T_j)}{x_3 x_a (B_1 + B_2)} \right\},$$

$$\left\{ B(T_j - 270) + A = \frac{C_j - x_3^3 \cdot C_1(T_j) - x_a^3 \cdot C_2(T_j)}{3x_3^3 x_a (C_1^2 C_2)^{\frac{1}{3}} + 3x_3 x_a^2 (C_1 C_2^2)^{\frac{1}{3}}} \right\}.$$

На пятом шаге определялись коэффициенты  $B_{13}, C_{13}$ . С этой целью была проведена генерация составов  $x_3 \neq 0, x_y \neq 0, x_a = 0$  и рассчитаны физические свойства аналогично первому шагу. Уравнения (2), (3) сводятся к

$$B_m = x_3^2 \cdot B_1 + B_{13} x_3 x_y (B_1 B_3)^{0.5} + x_y^2 \cdot B_3; \quad (8)$$

$$C_m = x_3^3 \cdot C_1 + C_{13} x_3^2 x_y (C_1^2 C_3)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ C_{13} x_3 x_y^2 (C_1 C_3^2)^{\frac{1}{3}} + x_y^3 C_3. \quad (9)$$

Коэффициенты  $B_{13}$  и  $C_{13}$  были определены путем решения СЛАУ вида

$$\{B_{13}(C_{13}) = b_i(T_j)\},$$

где  $b_i(T_j)$  – свободные члены системы уравнений для  $i$ -го состава и  $j$ -й температуры, полученные из (8) и (9).

На шестом шаге определялись коэффициенты  $B_{23}, C_{223}, C_{233}$ , для чего были сгенерированы составы с равномерным распределением азота и диоксида углерода и не содержащие углеводородных компонентов ( $x_3 = 0, x_y \neq 0, x_a \neq 0$ ), проведен расчет физических свойств, затем из решения СЛАУ вида

$$\{AT_j^2 + BT_j + C = b_j(T_j)\},$$

где  $b_j(T_j)$  – свободные члены системы уравнений, полученные из (5) аналогично предыдущему шагу, были определены коэффициенты  $B_{13}$ .

Значения коэффициентов  $C_{223}$  (коэффициенты  $A, B, C$ ),  $C_{233}$  (коэффициенты  $D, E, F$ ) были определены из решения СЛАУ вида

$$\{A \cdot T_j^2 + B \cdot T_j + C + D \cdot T_j^2 + E \cdot T_j + F = a_i(T_j)\}.$$

На седьмом шаге были рассчитаны коэффициенты  $B_{123}, C_{123}$ . Для расчета этих коэффициентов были сгенерированы полные составы ( $x_3 \neq 0, x_y \neq 0, x_a \neq 0$ ), для которых были рассчитаны физические свойства. Затем из решения СЛАУ вида

$$\{B_{123}(C_{123}) = b_i(T_j)\}$$

были найдены коэффициенты  $B_{123}, C_{123}$ .

На последнем шаге проводилась проверка корректности определения коэффициента сжимаемости при рассчитанном наборе коэффициентов

$$\frac{(Z - Z_{ISO20765})}{Z_{ISO20765}} \cdot 100\% \leq \delta_a.$$

Окончательно уравнение состояния имеет следующий вид:

$$z = 1 + B_m \tilde{\rho} + C_m \tilde{\rho}^2, \quad (10)$$

$$B_m = x_3^2 \cdot B_1 + x_3 x_a B^* (B_1 + B_2) -$$

$$- 1,70473 x_3 x_y (B_1 B_3)^{0.5} +$$

$$+ x_a^2 \cdot B_2 + 2x_a x_y \cdot B_{23} + x_y^2 \cdot B_3; \quad (11)$$

$$C_m = x_3^3 \cdot C_1 + 3x_3^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ 2,06929 x_3^2 x_y (C_1^2 C_3)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ 3x_a^2 x_3 C^* (C_1 C_2^2)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ 1,24218 \cdot 10^1 x_a x_3 x_y (C_1 C_2 C_3)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ 2,06929 x_3 x_y^2 (C_1 C_3^2)^{\frac{1}{3}} +$$

$$+ x_a^2 C_2 + 3x_a^2 x_y C_{223} + 3x_a x_y^2 C_{233} + x_y^3 C_3; \quad (12)$$

$$x_3 = 1 - x_a - x_y \quad (13)$$

$$B_1 = -0,435097 + 2,47068 \cdot 10^{-3} T -$$

$$- 4,03168 \cdot 10^{-6} T^2 +$$

$$+ (11,0296 \cdot 10^{-4} - 62,3127 \cdot 10^{-6} T +$$

$$+ 10,5172 \cdot 10^{-9} T^2) \cdot H_y +$$

$$+ (-12,2798 \cdot 10^{-7} + 6,87497 \cdot 10^{-9} T -$$

$$- 11,0501 \cdot 10^{-12} T^2) \cdot H_y^2; \quad (14)$$

$$B_2 = -0,19215 + 1,11151 \cdot 10^{-3} T -$$

$$- 1,63359 \cdot 10^{-6} T^2; \quad (15)$$

$$B_{23} = -0,557913 + 3,18236 \cdot 10^{-3} T -$$

$$- 4,94021 \cdot 10^{-6} T^2; \quad (16)$$

$$B_3 = -1,48507 + 8,72001 \cdot 10^{-3} T -$$

$$- 1,40683 \cdot 10^{-5} T^2; \quad (17)$$

$$C_1 = -0,956325 + 6,80018 \cdot 10^{-3} T -$$

$$- 1,23237 \cdot 10^{-6} T^2 +$$

$$\begin{aligned}
& +(2,15492 \cdot 10^{-3} - 1,53803 \cdot 10^{-5} T + \\
& + 2,79459 \cdot 10^{-8} T^2) H_9 + \\
& + (-1,19722 \cdot 10^{-6} + 8,6144 \cdot 10^{-9} T - \\
& - 1,57207 \cdot 10^{-11} T^2) H_9^2; \quad (18)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
C_2 = & 5,71654 \cdot 10^{-3} - 2,83541 \cdot 10^{-5} T + \\
& + 4,63095 \cdot 10^{-8} T^2; \quad (19)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
C_3 = & -7,16107 \cdot 10^{-2} + 6,58028 \cdot 10^{-4} T - \\
& - 1,38211 \cdot 10^{-6} T^2; \quad (20)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
C_{223} = & -4,79864 \cdot 10^{-2} + 3,79599 \cdot 10^{-4} T - \\
& - 7,38842 \cdot 10^{-7} T^2; \quad (21)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
C_{233} = & 2,37125 \cdot 10^{-1} - 1,64028 \cdot 10^{-3} T + \\
& + 2,96945 \cdot 10^{-6} T^2; \quad (22)
\end{aligned}$$

$$B^* = 0,745684 + 4,52236 \cdot 10^{-6} (320 - T)^2; \quad (23)$$

$$C^* = 0,640324 - 2,0373 \cdot 10^{-3} (T - 270). \quad (24)$$

Корректность расчета коэффициента сжимаемости природного газа с применением разработанного уравнения была проведена посредством оценки отклонения расчетных значений коэффициента сжимаемости, определяемых по уравнению состояния (10) с набором коэффициентов (14)–(24), с экспериментальными данными, полученными для газов с составами, представленными в табл. 1.

Результаты сравнения показали, что в диапазоне изменения теплотворной способности природного газа  $20 \leq H, \text{ МДж/м}^3 \leq 48$ , плотности  $0,66 \leq \rho_s, \text{ кг/м}^3 \leq 1,05$ , молярной доли азота  $0 \leq x_a \leq 0,20$ , диоксида углерода  $0 \leq x_y \leq 0,20$ , температуры  $220 \leq T, \text{ К} \leq 250$ , давления  $0,1 \leq p, \text{ МПа} \leq 0,6$  систематическое отклонение от экспериментальных данных не превышает 0,01 %, стандартное отклонение не превышает 0,03 %.

Таблица 1. Компонентный состав смесей

Table 1. Composition of mixtures

Компонент	Молярная доля, %	
	Состав 1	Состав 2
Метан	94,21168	91,73
Этан	2,011715	3
Пропан	0,504283	1,00
Изобутан	0,154142	0,103
н-Бутан	0,15871	0,105
Азот	1,946315	1,52
Диоксид углерода	–	1,99
Н-пентан	–	0,020
Изопентан	–	0,0201
Гелий	–	0,2569
Водород	–	0,255

### Обсуждение полученных результатов

Уравнение состояния реального газа, представленное в настоящей работе, позволяет реа-

лизировать на практике процедуру приведения объема природного газа к стандартным условиям при температурах в диапазоне 220...250 К и давлениях 0,1...0,6 МПа. Тестирование предлагаемой формы уравнения состояния подтверждает его корректность и возможность использования при реализации процедур приведения объема газа к стандартным условиям при низких температурах. Предлагаемое уравнение состояния природного газа имеет форму, аналогичную уравнению состояния AGA-8, представленному в ISO 12213 и ГОСТ 30319.2, что упрощает процесс внесения правок в алгоритмы вычислительных устройств, применяемых на узлах учета природного газа. При этом характер определения коэффициентов предлагаемого уравнения состояния линеен и не подразумевает итерационного процесса, в отличие от применяемых в настоящее время методик. Результаты данного исследования разрешают проблему, весьма актуальную для северных регионов и областей с резко-континентальным климатом.

### Заключение и рекомендации

Выведенное в настоящей работе уравнение состояния заложено в основу ГОСТ Р 70927–2023 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление коэффициента сжимаемости в области низких температур», утвержденного 21 сентября 2023 г. приказом 899-ст Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии и введенного в действие 1 марта 2024 года. В целях обеспечения единства измерений, надежности и точности их результатов, программное обеспечение, применяемое на узлах измерения расхода и объема газа, должно актуализироваться в соответствии с действующими стандартами. Внесение изменений в расчетные алгоритмы узлов учета газа является ответственной задачей, требующей высокого профессионализма исполнителя и достаточного объема контрольных-методических материалов, включающих не только методики и алгоритмы расчета, но и контрольные примеры для проверки корректности функционирования модифицированных программ. Для проверки корректности проводимой обработки измерительной информации в процессе настройки, испытаний, тестирования или поверки вычислителей может быть использован программный комплекс «Расходомер ИСО», в составе которого в настоящее время уже доступен модуль, реализующий расчет по представленному в настоящей статье уравнению состояния согласно положений национального стандарта ГОСТ Р 70927–2023.

### Благодарности

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

### Библиографические ссылки

1. Кузнецов Д. А. Совершенствование законодательства в области обеспечения единства измерений // Законодательная и прикладная метрология. 2021. № 3 (171). – С. 5–7.

2. Николаев А. А. Обеспечение качества автоматизированных систем в метрологии: уровень производительности // Законодательная и прикладная метрология. 2020. № 2 (164). С. 18–20.

3. Битюкова Г. В., Комиссаров С. В. О международном документе МОЗМ D1 «Национальные системы метрологии - развитие институциональных и законодательных основ» // Законодательная и прикладная метрология. 2021. № 1 (169). С. 9–2.

4. Денисенко С. А., Чирков А. П. О потребности в актуализации стратегии обеспечения единства измерений в Российской Федерации до 2025 года и о подготовке стратегии на следующий период // Законодательная и прикладная метрология. 2021. № 6 (174). С. 3–6.

5. 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.

6. Влияние погрешностей определения коэффициента сжимаемости на результат измерения расхода природного газа при низких температурах / Р. И. Ганиев, Д. Ю. Кутовой, В. А. Фафурин, М. Л. Шустрова, В. Б. Явкин // Южно-Сибирский научный вестник. 2023. № 4 (50). С. 16–21.

7. 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.

8. Кочуева О. Н. Аппроксимация коэффициента сжимаемости газа на основе генетических алгоритмов // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2023. № 11 (604). С. 59–68.

9. Bashipour F. Predictive models for density correction factor of natural gas and comparison with standard methods / F. Bashipour, B. Hojjati // Oil and Gas Science and Technology. 2019 Vol. 74 P. 31.

10. Lin L. A novel efficient model for gas compressibility factor based on gmdh network / L. Lin, S. Li, S. Sun, Y. Yuan, M. Yang // Flow Measurement and Instrumentation. 2020. Vol. 71. P. 101677.

11. Jaeschke M., Humphreys A.E. The GERG Data-bank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements / Fortschr.-Ber. VDI, vol. 6, iss. 251. VDI Verlag Düsseldorf, 1991.

12. 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. № 266.

13. Schley P. et.al. Technical Report PK 1-5-3. Calculation of Compression Factors and Gas Law Deviation Factors Using the Modified SGERG-Equation SGERG-mod-H2, 2021 URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/infrastruktur/dvgw-pk-1-5-3-forschungsbericht-sgerg88-mod-h2-eng.pdf>.

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

15. Методика определения коэффициента сжимаемости природного газа / Д. Ю. Кутовой, Р. И. Ганиев, В. А. Фафурин, М. Л. Шустрова, В. Б. Явкин // Интеллектуальные системы в производстве. – 2023. – Т.21, № 4. – С.4-10

### References

1. Kuznecov D.A. [Improving legislation in the field of ensuring the uniformity of measurements]. *Zakonodatel'naya i prikladnaya metrologiya*, 2021, vol. 21, no. 3, pp. 5-7 (in Russ.).

2. Nikolaev A.A. [Quality Assurance of Automated Systems in Metrology: Performance Level]. *Zakonodatel'naya i prikladnaya metrologiya*, 2020, vol. 21, no. 2, pp. 18-20 (in Russ.).

3. Bityukova G.V., Komissarov S.V. [About the international document OIML D1 "National metrology systems - development of institutional and legislative frameworks"]. *Zakonodatel'naya i prikladnaya metrologiya*, 2021, vol. 21, no. 1, pp. 9-12 (in Russ.).

4. Denisenko S.A., Chirkov A.P. [On the need to update the strategy for ensuring the uniformity of measurements in the Russian Federation until 2025 and on the preparation of a strategy for the next period]. *Zakonodatel'naya i prikladnaya metrologiya*, 2021, vol. 21, no. 6, pp. 3-6 (in Russ.).

5. Ganiev R.I. et al. [Assessment of the applicability of the equations of state of natural gas in the low temperature region]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*, 2023, vol. 21, no. 3, pp. 4-10 (in Russ.).

6. Ganiev R.I. et al. [The influence of errors in determining the compressibility coefficient on the result of measuring the flow rate of natural gas at low temperatures]. *Yuzhno-sibirskij nauchnyj vestnik*, 2023, vol. 4, pp. 16-21 (in Russ.).

7. Kitaev D.N., Nedobezhkin D.O., Bogdanov V.M., Bejmanov T. Kitaev D.N. [Coefficient szhimaemosti prirodnogo gaza raschetnogo sostava] *Gradostroitel'stvo. Infrastruktura. Kommunikacii*, 2019, no 1 (14), pp. 29-33 (in Russ.).

8. Kochueva O.N. [Approximation of gas compressibility coefficient based on genetic algorithms]. *Automation and informatization of the fuel and energy complex*. 2023, vol. 11, pp. 59-68 (in Russ.).

9. Bashipour F. and Hojjati B. [Predictive models for density correction factor of natural gas and comparison with standard methods]. *Oil and Gas Science and Technology*, 2019, vol. 74, pp. 31.

10. Lin L., Li S., Sun S., Yuan Y., Yang M. [A novel efficient model for gas compressibility factor based on gmdh network]. *Flow Measurement and Instrumentation*, 2020, vol. 71, pp. 101677.

11. Jaeschke M., Humphreys A. E. [The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements] *GERG Technical Monograph*. 1991, vol. 6, no 251.

12. 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.

13. Schley P. et.al. Technical Report PK 1-5-3. Calculation of Compression Factors and Gas Law Deviation

Factors Using the Modified SGERG-Equation SGERG-mod-H2, 2021 URL: <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/gas/infrastruktur/dvgw-pk-1-5-3-forschungsbericht-sgerg88-mod-h2-eng.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, no № 57. pp. 3032-3091.

15. Kutovoy D.Yu., Ganiev R.I., Fafurin V.A., Shustrova M.L., Yavkin V.B. [Methodology for determining the compressibility coefficient of natural gas]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*, 2023, vol.21, no. 4, pp.4-10. (in Russ.)

\* \* \*

### Real Gas Equation of State at temperatures from 220 K to 250 K and pressures up to 0.6 MPa

D. Yu. Kutovoy, Gazprom Mezhhregiongaz LLC, Kazan, Russia

R. I. Ganiev, PhD in Engineering, "Modern programming technologies" LLC, Izhevsk, Russia

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

L. V. Minnegaliev, PhD in Engineering, "Modern programming technologies" LLC, Izhevsk, Russia

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

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

*The article is final among the series of papers devoted to natural gas compressibility factor at low temperatures. It briefly covers the content of the previous stages of the study and reviews the solution to the problem of obtaining a natural gas equation of state for reducing its volume to the standard conditions at low temperatures which is of high practical importance in northern regions with heavy continental climate. The equation of state is compiled for gas temperature values within the range from 220 to 250 K and pressures up to 0.6 MPa. The proposed natural gas equation of state has a form similar to the equation of state of AGA-8 presented in ISO 12213 and GOST 30319.2, which simplifies the process of making corrections to the algorithms of computing devices used at natural gas metering units. The algorithm for determining the coefficients of the proposed equation of state is linear and does not imply an iterative process, which compares favorably with the currently used methods. The proposed form of the equation of state is characterized by simpler recording and fewer variables relative to the equations of state, taking into account the full component composition of natural gas. The results presented in the article are highly relevant for measuring the flow rate and volume of natural gas. The equation developed as a result of the study is the basis of the national standard GOST R 70927-2023 "Natural gas. Methods for calculating physical properties. Computation of Compressibility Coefficient in the Low Temperature Area," approved on September 21, 2023 and enacted on March 1, 2024.*

**Keywords:** natural gas, compressibility factor, equation of state, measurement uncertainty.

Получено: 21.01.25

#### Образец цитирования

Уравнение состояния реального газа при температурах от 220 до 250 К и давлениях до 0,6 МПа / Д. Ю. Кутовой, Р. И. Ганиев, М. Л. Шустрова, Л. В. Миннегалиева, В. А. Фафурин, В. Б. Явкин // Интеллектуальные системы в производстве. 2025. Т. 23, № 2. С. 4–11. DOI: 10.22213/2410-9304-2025-2-4-10.

#### For Citation

Kutovoy D.Yu., Ganiev R.I., Shustrova M.L., Minnegaliev L.V., Fafurin V.A., Yavkin V.B. [Real Gas Equation of State at temperatures from 220 K to 250 K and pressures up to 0.6 MPa]. *Intellektual'nye sistemy v proizvodstve*. 2025, vol. 23, no. 1, pp. 4-11 (in Russ.). DOI: 10.22213/2410-9304-2025-2-4-10.