ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 70927— 2023

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Методы расчета физических свойств. Вычисление коэффициента сжимаемости в области низких температур

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Обществом с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»), Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз») — Управляющей организации АО «Газпром газораспределение»

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 052 «Природный и сжиженные газы»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 сентября 2023 г. № 899-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и обозначения 2
4 Метод и алгоритм расчета коэффициента сжимаемости 3
4.1 Метод расчета 3
4.2 Алгоритм расчета 4
5 Диапазон применения и метрологические характеристики 4
5.1 Диапазон применения 4
5.2 Требования к программному обеспечению 4
5.3 Погрешность результатов вычислений 5
Приложение А (обязательное) Примеры расчета коэффициента сжимаемости природного газа 7
Приложение Б (обязательное) Алгоритм пересчета объема природного газа, приведенного к стандартным условиям 8

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

Методы расчета физических свойств. Вычисление коэффициента сжимаемости в области низких температур

Natural gas. Methods for calculating physical properties.
Calculation of the compression factor in the low temperature range

Дата введения — 2024—03—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на природный газ, соответствующий ГОСТ 5542, и устанавливает методику расчета коэффициента сжимаемости по известным значениям давления, температуры, плотности при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода.

1.2 Настоящий стандарт применяют для расчета коэффициента сжимаемости природного газа, находящегося в однофазном газовом состоянии при избыточном давлении до 0,6 МПа (включительно) и температуре от 220 до 250 К (исключительно), с содержанием компонентов согласно таблице 1.

Таблица 1 — Компоненты природного газа и диапазоны молярных долей компонентов

Компонент	Диапазон молярной доли
Метан	$0,7 \le x_{CH_4} < 1,0$
Этан	$0 \le x_{C_2H_6} \le 0,10$
Пропан	$0 \le x_{C_3H_8} \le 0,035$
Бутаны в сумме	$0 \le x_{C_4H_{10}} \le 0,015$
Пентаны в сумме	$0 \le x_{C_5H_{12}} \le 0,005$
Гексан	$0 \le x_{C_6H_{14}} \le 0,001$
Азот	$0 \le x_{N_2} \le 0,20$
Диоксид углерода	$0 \le x_{CO_2} \le 0,20$
Примечание — Молярные доли остальных компонентов не превышают суммарно 0,0025.	

1.3 Метод расчета коэффициента сжимаемости, изложенный в настоящем стандарте, может быть использован при разработке программного обеспечения вычислителей (корректоров) объемного расхода и объема природного газа.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 5542 Газ природный промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 17310 Газы. Пикнометрический метод определения плотности

Издание официальное

ГОСТ 20060 Газ природный. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ 20061 Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ 30319.1 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ 30319.2 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода

ГОСТ 31369 (ISO 6976:2016) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31371.3 (ИСО 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (ИСО 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} изотермическим методом

ГОСТ 31371.6 (ИСО 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 31371.7 Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 7. Методика измерений молярной доли компонентов

ГОСТ 34721 Газ природный. Определение плотности пикнометрическим методом

ГОСТ Р 8.654 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения

ГОСТ Р 53762 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по углеводородам

ГОСТ Р 53763 Газы горючие природные. Определение температуры точки росы по воде

ГОСТ Р 56333 Газы горючие природные. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и обозначения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 30319.1.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

H — теплота сгорания, МДж/м^3;

M — молярная масса, кг/кмоль;

T — термодинамическая температура, К;

p — абсолютное давление, МПа;

$\tilde{\rho}$ — молярная плотность, кмоль/м^3;

x — молярная доля компонента природного газа;

z — коэффициент сжимаемости;

δ — относительная погрешность, %;

ρ — плотность, кг/м^3.

Нижние индексы:

а — азот;

с — физическая величина при стандартных условиях по ГОСТ Р 56333 (p_c = 0,101325 МПа, T_c = 293,15 К);

д — диоксид углерода;

э — эквивалентный углеводород.

4 Метод и алгоритм расчета коэффициента сжимаемости

4.1 Метод расчета

Метод расчета коэффициента сжимаемости z природного газа основан на уравнении состояния следующего вида:

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

где B_m — второй вириальный коэффициент уравнения состояния, м^3/кмоль;

C_m — третий вириальный коэффициент уравнения состояния, м^6/кмоль^2;

$\tilde{\rho}$ — молярная плотность, кмоль/м^3.

Вириальные коэффициенты уравнения состояния B_m, м^3/кмоль, и C_m, м^6/кмоль^2, вычисляют по формулам:

$$B_m = x_э^2B_1 + x_эx_аB^*\,(B_1 + B_2) - 1{,}70473x_эx_д(B_1B_3)^{0,5} + x_а^2B_2 + 2x_аx_дB_{23} + x_д^2B_3, \quad (2)$$

$$C_m = x_э^3C_1 + 3x_э^2x_аC^*(C_1^2C_2)^{1/3} + 2{,}06929x_э^2x_д(C_1^2C_3)^{1/3} + 3x_эx_а^2C^*(C_1C_2^2)^{1/3} + 12{,}4218x_эx_аx_д(C_1C_2C_3)^{1/3} + 2{,}06929x_эx_д^2(C_1C_3^2)^{1/3} + x_а^3C_2 + 3x_а^2x_дC_{223} + 3x_аx_д^2C_{233} + x_д^3C_3, \quad (3)$$

где $x_э$, $x_а$, $x_д$ — молярные доли эквивалентного углеводорода, азота и диоксида углерода соответственно.

Молярную долю эквивалентного углеводорода $x_э$ и входящие в формулы (2) и (3) коэффициенты вычисляют по формулам:

$$x_э = 1 - x_а - x_д, \quad (4)$$

$$B_1 = -0{,}435097 + 2{,}47068\cdot10^{-3}T - 4{,}03168\cdot10^{-6}T^2 + (11{,}0296\cdot10^{-4} - 6{,}3127\cdot10^{-6}T + 10{,}5172\cdot10^{-9}T^2)\cdot H_э + (-12{,}2798\cdot10^{-7} + 6{,}87497\cdot10^{-9}T - 11{,}0501\cdot10^{-12}T^2)\cdot H_э^2, \quad (5)$$

$$B_2 = -0{,}19215 + 1{,}11151\cdot10^{-3}T - 1{,}63359\cdot10^{-6}T^2, \quad (6)$$

$$B_{23} = -0{,}557913 + 3{,}18236\cdot10^{-3}T - 4{,}94021\cdot10^{-6}T^2, \quad (7)$$

$$B_3 = -1{,}48507 + 8{,}72001\cdot10^{-3}T - 1{,}40683\cdot10^{-5}T^2, \quad (8)$$

$$C_1 = -0{,}956325 + 6{,}80018\cdot10^{-3}T - 12{,}3237\cdot10^{-6}T^2 + (2{,}15492\cdot10^{-3} - 1{,}53803\cdot10^{-5}T + 2{,}79459\cdot10^{-8}T^2)\cdot H_э + (-1{,}19722\cdot10^{-6} + 8{,}6144\cdot10^{-9}T - 1{,}57207\cdot10^{-11}T^2)H_э^2, \quad (9)$$

$$C_2 = 5{,}71654\cdot10^{-3} - 2{,}83541\cdot10^{-5}T + 4{,}63095\cdot10^{-8}T^2, \quad (10)$$

$$C_3 = -7{,}16107\cdot10^{-2} + 6{,}58028\cdot10^{-4}T - 1{,}38211\cdot10^{-6}T^2, \quad (11)$$

$$C_{223} = -4{,}79864\cdot10^{-2} + 3{,}79599\cdot10^{-4}T - 7{,}38842\cdot10^{-7}T^2, \quad (12)$$

$$C_{233} = 2{,}37125\cdot10^{-1} - 1{,}64028\cdot10^{-3}T + 2{,}96945\cdot10^{-6}T^2, \quad (13)$$

$$B^* = 0{,}745684 + 4{,}52236\cdot10^{-6}(320 - T)^2, \quad (14)$$

$$C^* = 0{,}640324 - 2{,}0373\cdot10^{-3}(T - 270). \quad (15)$$

Значение теплоты сгорания эквивалентного углеводорода $H_э$, МДж/м^3, вычисляют по формуле

$$H_э = 128{,}64 + 47{,}479M_э. \quad (16)$$

Значение молярной массы эквивалентного углеводорода $M_э$, кг/кмоль, вычисляют по формуле

$$M_э = (24{,}05525z_c\rho_c - 28{,}0135x_а - 44{,}01x_д)/x_э. \quad (17)$$

Коэффициент сжимаемости при стандартных условиях z_c вычисляют по формуле

$$z_c = 1 - (0{,}0741\rho_c - 0{,}006 - 0{,}063x_а - 0{,}0575x_д)^2. \quad (18)$$

4.2 Алгоритм расчета

4.2.1 Используя измеренные значения температуры, плотности природного газа при стандартных условиях, а также значения молярных долей азота и диоксида углерода вычисляют значения вириальных коэффициентов уравнения состояния B_m и C_m по формулам (2)—(18).

Примечания

1 Плотность при стандартных условиях определяют по ГОСТ 17310, ГОСТ 34721 или вычисляют по ГОСТ 31369.

2 Молярные доли азота и диоксида углерода измеряют по ГОСТ 31371.3—ГОСТ 31371.7.

3 Допускается принимать значения плотности при стандартных условиях, молярные доли азота и диоксида углерода из паспорта качества природного газа по ГОСТ 5542.

4.2.2 Коэффициент сжимаемости z при измеренных значениях температуры и давления вычисляют по формуле

$$z = (1 + A_2 + A_1/A_2)/3, \quad (19)$$

где

$$A_1 = 1 + B_0, \quad (20)$$

$$A_2 = [A_0 - (A_0^2 - A_1^3)^{0,5}]^{1/3}. \quad (21)$$

Примечание — Если подкоренное выражение (A_0^2—A_1^3) получилось отрицательным, то его принимают равным нулю.

$$A_0 = 1 + 1,5(B_0 + C_0), \quad (22)$$

$$B_0 = bB_m, \quad (23)$$

$$C_0 = b^2C_m, \quad (24)$$

$$b = 10^3p/(2,7715T). \quad (25)$$

4.2.3 Примеры расчета коэффициента сжимаемости природного газа по настоящему методу приведены в приложении А.

Алгоритм пересчета объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, с использованием настоящего метода приведен в приложении Б.

5 Диапазон применения и метрологические характеристики

5.1 Диапазон применения

5.1.1 Метод расчета коэффициента сжимаемости природного газа, изложенный в настоящем стандарте, применим при соблюдении следующих условий:

- температура от 220 до 250 К (исключительно) [от минус 53,15 °С до минус 23,15 °С (исключительно)];
- избыточное давление от 0 до 0,6 МПа;
- плотность при стандартных условиях от 0,66 до 1,05 кг/м^3;
- молярная доля азота и диоксида углерода не более 0,20 соответственно;
- высшая теплота сгорания от 20 до 48 МДж/м^3.

Примечание — Значение высшей теплоты сгорания H, МДж/м^3, вычисляют по ГОСТ 31369 или по формуле

$$H = 92,819(0,51447\rho_c + 0,05603 - 0,65689x_a - x_д); \quad (26)$$

- однофазное газовое состояние.

5.1.2 Контроль однофазности природного газа выполняют путем определения температур точек росы по воде в соответствии с ГОСТ 20060 или ГОСТ Р 53763 и по углеводородам в соответствии с ГОСТ 20061 или ГОСТ Р 53762 на газораспределительных станциях и сопоставления их значений с величиной температуры природного газа в точке отбора пробы.

5.2 Требования к программному обеспечению

5.2.1 Программное обеспечение, реализующее настоящий метод расчета коэффициента сжимаемости, а также расчет фактического объемного расхода и объема (количества) природного газа, приведенных к стандартным условиям, при температурах от 220 до 250 К (исключительно) (далее — ПО), должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654.

5.2.2 ПО должно содержать средства защиты, обнаружения и/или устранения сбоев (дефектов), быть защищено от случайных (непреднамеренных) изменений, а также от несанкционированной модификации, загрузки или считывания данных.

5.2.3 В эксплуатационной документации на ПО должны быть указаны следующие идентификационные данные:

- идентификационное наименование;
- номер версии (идентификационный номер);
- цифровой идентификатор (контрольные суммы метрологически значимых частей);
- алгоритмы вычислений цифрового идентификатора.

5.2.4 При разделении ПО его метрологически значимая часть не должна поддаваться влиянию метрологически незначимой части согласно ГОСТ Р 8.654.

5.2.5 Относительная погрешность вычислений, обусловленная программной реализацией, не должна превышать ±0,02 %.

5.3 Погрешность результатов вычислений

5.3.1 Доверительные границы относительной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) коэффициента сжимаемости $\delta_м$, обусловленной методом расчета, изложенным в настоящем стандарте, не превышают ±0,11 %.

5.3.2 Доверительные границы относительной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) коэффициента сжимаемости δ_z с учетом погрешности измерений давления, температуры, плотности при стандартных условиях, молярных долей азота и диоксида углерода (исходных данных для расчета) вычисляют по формуле

$$\delta_z = \pm\left(\delta_м^2 + \delta_{z\ и.д}^2\right)^{0,5}, \tag{27}$$

где $\delta_{z\ и.д}$ — относительная погрешность коэффициента сжимаемости, обусловленная погрешностью исходных данных, %.

5.3.3 Относительную погрешность коэффициента сжимаемости, обусловленную погрешностью исходных данных, $\delta_{z\ и.д}$ вычисляют по формуле

$$\delta_{z\ и.д} = \frac{100}{z}\left[\sum_{k=1}^{5}\left(z_{q_{k+}} - z_{q_{k-}}\right)^2\right]^{0,5}, \tag{28}$$

где q_k — условное обозначение k-го параметра применяемых для расчета исходных данных, т. е. измеренные значения давления $p_и$, температуры $T_и$, плотности при стандартных условиях $\rho_{си}$, молярных долей азота $x_{а.и}$ и диоксида углерода $x_{д.и}$ природного газа;

z_{qk+}, z_{qk-} — значения коэффициента сжимаемости, алгоритм расчета которого приведен в 5.3.4.

5.3.4 Алгоритм расчета значений коэффициента сжимаемости z_{qk+}, z_{qk-}.

Значения коэффициента сжимаемости z_{qk}+ вычисляют:

- для k = 1 при $p_{и+}$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 2 при $p_и$, $T_{и+}$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 3 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и+}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 4 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и+}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 5 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и+}$.

Значения коэффициента сжимаемости z_{qk-} вычисляют:

- для k = 1 при $p_{и-}$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 2 при $p_и$, $T_{и-}$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 3 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и-}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 4 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и-}$ и $x_{д.и}$;
- для k = 5 при $p_и$, $T_и$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$ и $x_{д.и-}$.

При этом значения давления, температуры, плотности при стандартных условиях, молярных долей азота и диоксида углерода с нижними индексами (включающими плюс и минус) вычисляют по формулам:

$$p_{и+} = p_{и}(1 + 0{,}005\delta_{p}), \quad (29)$$

$$p_{и-} = p_{и}(1 - 0{,}005\delta_{p}), \quad (30)$$

$$T_{и+} = T_{и}(1 + 0{,}005\delta_{T}), \quad (31)$$

$$T_{и-} = T_{и}(1 - 0{,}005\delta_{T}), \quad (32)$$

$$\rho_{с.и+} = \rho_{с.и}(1 + 0{,}005\delta_{\rho c}), \quad (33)$$

$$\rho_{с.и-} = \rho_{с.и}(1 - 0{,}005\delta_{\rho c}), \quad (34)$$

$$x_{а.и+} = x_{а.и}(1 + 0{,}005\delta_{ха}), \quad (35)$$

$$x_{а.и-} = x_{а.и}(1 - 0{,}005\delta_{ха}), \quad (36)$$

$$x_{д.и+} = x_{д.и}(1 + 0{,}005\delta_{хд}), \quad (37)$$

$$x_{д.и-} = x_{д.и}(1 - 0{,}005\delta_{хд}), \quad (38)$$

где δ_{p}, δ_{T}, $\delta_{\rho c}$, $\delta_{ха}$, $\delta_{хд}$ — соответственно относительные погрешности измерений, %, $p_{и}$, $T_{и}$, $\rho_{с.и}$, $x_{а.и}$, $x_{д.и}$ численные значения которых определяют в соответствии с применяемыми методиками или средствами их измерений.

5.3.5 Значения доверительных границ относительной погрешности коэффициента сжимаемости округляют до двух значащих цифр.

Приложение А
(обязательное)

Примеры расчета коэффициента сжимаемости природного газа

А.1 Примеры расчета рекомендуется использовать в качестве тестовых данных при программной реализации метода расчета коэффициента сжимаемости природного газа, изложенного в настоящем стандарте.

А.2 Примеры расчета приведены в форме таблиц. При этом в таблице А.1 приведены исходные данные для расчета коэффициента сжимаемости смесей, имитирующих природный газ, а в таблице А.2 приведены расчетные значения коэффициента сжимаемости этих смесей при соответствующих температурах и давлениях.

Таблица А.1 — Исходные данные для расчета коэффициента сжимаемости смесей, имитирующих природный газ

Исходные данные	Смесь	
	№ 1	№ 2
Плотность при стандартных условиях, кг/м^3	0,6785	0,7286
Молярная доля азота	0,0043	0,0152
Молярная доля диоксида углерода	0,0022	0,0199

Таблица А.2 — Расчетные значения коэффициента сжимаемости

T, K	p, МПа	z	
		Смесь № 1	Смесь № 2
220	0,6	0,9708	0,9684
230	0,6	0,9746	0,9726
240	0,6	0,9779	0,9761
220	0,4	0,9806	0,9791
230	0,4	0,9832	0,9818
240	0,4	0,9853	0,9841
220	0,1	0,9952	0,9948
230	0,1	0,9958	0,9955
240	0,1	0,9963	0,9960

Приложение Б
(обязательное)

Алгоритм пересчета объема природного газа, приведенного к стандартным условиям

Объем природного газа, приведенный к стандартным условиям, V_c, м^3, при применении расходомеров и счетчиков, измеряющих объемный расход (объем) газа в рабочих условиях, вычисляют по формуле на основании усредненных за час значений параметров расхода газа:

$$V_c = V \frac{p T_c z_c}{p_c T z}. \quad (Б.1)$$

Значение коэффициента сжимаемости в рабочих условиях вычисляют по ГОСТ 30319.2 при температуре природного газа более или равной 250 К (минус 23,15 °С) и по настоящей методике при температуре менее 250 К (минус 23,15 °С).

При отсутствии в вычислителе (корректоре) реализованного алгоритма по настоящей методике и температуре природного газа менее 250 К (минус 23,15 °С) объем природного газа, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле на основании усредненных за час значений параметров расхода газа:

$$V_c = V_{c_выч} \frac{z_{выч}}{z}, \quad (Б.2)$$

где $V_{c_выч}$ — значение объема природного газа, приведенного к стандартным условиям, м^3, рассчитанное вычислителем (корректором) по формуле

$$V_{c_выч} = V \frac{p T_c z_c}{p_c T z_{выч}}, \quad (Б.3)$$

где $z_{выч}$ — значение коэффициента сжимаемости, вычисленное по ГОСТ 30319.2, с использованием подстановочного значения температуры;

z — значение коэффициента сжимаемости, вычисленное по настоящей методике по фактическому значению температуры.

УДК 662.76.001.4:006.354 ОКС 75.060

Ключевые слова: газ природный, методы расчета, физические свойства, коэффициент сжимаемости

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *Е.О. Асташина*

Сдано в набор 25.09.2023. Подписано в печать 29.09.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,40. Уч.-изд. л. 0,90.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru