ГОСТ 30319.1—96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ЕГО КОМПОНЕНТОВ И ПРОДУКТОВ ЕГО ПЕРЕРАБОТКИ

Издание официальное

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ
ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
Минск

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Всероссийским научно-исследовательским центром стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ (ВНИЦ СМВ) Госстандарта России; фирмой «Газприбораватоматика» акционерного общества «Газавтоматика» РАО «Газпром»

ВНЕСЕН Госстандартом Российской Федерации

2 ПРИНЯТ Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 9 от 12 апреля 1996 г.)

За принятие проголосовали:

Наименование государства	Наименование национального органа по стандартизации
Азербайджанская Республика	Азгосстандарт
Республика Армения	Армгосстандарт
Республика Беларусь	Госстандарт Беларуси
Республика Грузия	Грузстандарт
Республика Казахстан	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизская Республика	Киргизстандарт
Республика Молдова	Молдовастандарт
Российская Федерация	Госстандарт России
Республика Таджикистан	Таджикский государственный центр по стандартизации, метрологии и сертификации
Туркменистан	Главгосинспекция Туркменистана
Украина	Госстандарт Украины

3 Постановлением Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 30 декабря 1996 г. № 723 межгосударственный стандарт ГОСТ 30319.1—96 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 июля 1997 г.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Январь 2002 г.

© ИПК Издательство стандартов, 1997
© ИПК Издательство стандартов, 2002

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания на территории Российской Федерации без разрешения Госстандарта России

Содержание

1 Назначение и область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Определение плотности 3
3.1 Общие положения 3
3.2 Определение плотности чистых газов 3
3.3 Определение плотности смеси газов при стандартных условиях по компонентному составу 7
3.4 Определение плотности природного газа при рабочих условиях (ρ и T) 8
4 Определение показателя адиабаты 9
5 Определение скорости звука 10
6 Определение динамической вязкости 12
7 Определение удельной объемной теплоты сгорания (теплотворной способности) природного газа 13
ПРИЛОЖЕНИЕ А Библиография 15

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

Газ природный

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of physical properties of natural gas, its components and processing products

Дата введения 1997—07—01

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт предназначен для практического применения при косвенном определении коэффициента сжимаемости, плотности, показателя адиабаты, скорости звука, динамической вязкости и объемной удельной теплоты сгорания природного газа, его компонентов и продуктов его переработки по измеренным значениям давления, температуры, компонентного состава и плотности при стандартных условиях.

Используемые в настоящем стандарте определения и обозначения приведены в соответствующих разделах ГОСТ 30319.0.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 22667—82 Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания,относительной плотности и числа Воббе

ГОСТ 30319.0—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения

ГОСТ 30319.2—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости

ГОСТ 30319.3—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния

ГСССД 4—78 Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного азота при температурах 70—1500 К и давлениях 0,1—1000 МПа

Издание официальное

ГСССД 8—79 Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость жидкого и газообразного воздуха при температурах 70—1500 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 17—81 Динамическая вязкость и теплопроводность гелия, неона, аргона, криптона и ксенона при атмосферном давлении в интервале температур от нормальных точек кипения до 2500 К

ГСССД 18—81 Метан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100—1000 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 19—81 Кислород жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 70—1000 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 47—83 Этилен жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 130—450 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 48—83 Этан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 100—500 К и давлениях 0,1—70 МПа

ГСССД 70—84 Гелий-4 жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость при температурах 2,4—450 К и давлениях 0,05—100 МПа

ГСССД 94—86 Метан. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 91—1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа

ГСССД 95-86 Криптон жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость и скорость звука при температурах 120—1300 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 96—86 Диоксид углерода жидкий и газообразный. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энтропия, изобарная теплоемкость, скорость звука и коэффициент объемного расширения при температурах 220—1300 К и давлениях 0,1—100 МПа

ГСССД 110—87 Диоксид углерода. Коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 220—1000 К и давлениях от соответствующих разреженному газу до 100 МПа

ГСССД 147—90 Пропан жидкий и газообразный. Плотность, энтальпия, энтропия и изобарная теплоемкость в диапазоне температур 100—700 К и давлений 0,1—100 МПа

ГСССД Р92—84 *н*-Алканы (С1—С8). Вторые вириальные коэффициенты и коэффициенты динамической вязкости при атмосферном давлении в диапазоне температур от нормальных точек кипения до 800 К

ГСССД Р127—85 Пропан, *н*-бутан и *н*-пентан как компоненты природного газа. Плотность, фактор сжимаемости, энтальпия, энт-

ропия и изобарная теплоемкость, показатель адиабаты и изобарный коэффициент расширения при температурах 270—700 К и давлениях 0,1—30 МПа

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ

3.1 Общие положения

3.1.1 Плотность газа ρ вычисляют по формуле

$$\rho = m/V. \qquad (1)$$

3.1.2 Плотность определяют с помощью плотномеров любого типа (пикнометрических, ареометрических, вибрационных, акустических, радиационных и др.) или косвенным методом (измерением параметров состояния среды, определения ее состава и проведения расчета).

3.1.3 Взависимости от технико-экономической целесообразности плотность контролируемых сред допускается рассчитывать: вручную, с помощью таблиц и графиков, с применением вычислительных машин и частично или полностью автоматизированных устройств.

3.2 Определение плотности чистых газов

3.2.1 Плотность газа в идеально газовом состоянии определяют по известным значениям давления p и температуры T по формуле

$$\rho_{и} = 10^3 \ M \ p/(R \ T). \qquad (2)$$

За молярную массу M принимают массу одного киломоля вещества в килограммах.

Молярную массу определяют по формуле

$$M = \sum_j A_j \, n_j \ , \qquad (3)$$

где A_j — масса килограмм-атома j-го элемента, входящего в состав молекулы;

n_j — количество атомов j-го элемента молекулы.

3.2.2 Плотность реального газа (далее — газ) определяют с учетом фактора сжимаемости газа z по формуле

$$\rho = \rho_{и}/z = 10^3 \ M \ p/ \ (R \ T \ z) \ . \qquad (4)$$

3.2.3 Плотность газа при стандартных условиях определяется при $p = p_c$ и $T = T_c$, т.е. по соотношению

$$\rho_c = 10^3 \ M \ p_c/(R \ T_c \ z_c). \qquad (5)$$

Значения R, p_c, T_c приведены в разделе 4 ГОСТ 30319.0, а M и z_c — в таблице 1. Если измерения z_c обеспечиваются с большей точностью, чем приведенные в таблице 1, то целесообразно применять измеренные значения.

Таблица 1

Наименование газа	Химическая формула	Молярная масса M_i, кг/кмоль	Плотность $\rho_{c.st}$, кг/м^3	Фактор сжимаемости z_{cr}	Фактор $b_i^{0,5}$
1 Метан	CH_4	16,043	0,66692	0,9981	0,0436
2 Этан	C_2H_6	30,070	1,25004	0,9920	0,0894
3 Пропан	C_3H_8	44,097	1,83315	0,9834	0,1288
4 *н*-Бутан	*н*-C_4H_{10}	58,123	2,41623	0,9682	0,1783
5 *и*-Бутан	*и*-C_4H_{10}	58,123	2,41623	0,971	0,1703
6 *н*-Пентан	*н*-C_5H_{12}	72,150	2,99934	0,945	0,2345
7 *и*-Пентан	*и*-C_5H_{12}	72,150	2,99934	0,953	0,2168
8 *н*-Гексан	*н*-C_6H_{14}	86,177	3,58246	0,919	0,2846
9 *н*-Гептан	*н*-C_7H_{16}	100,204	4,16558	0,876	0,3521
10 *н*-Октан	*н*-C_8H_{18}	114,231	4,74869	0,817	0,4278
11 Ацетилен	C_2H_2	26,038	1,08243	0,993	0,0837
12 Этилен	C_2H_4	28,054	1,16623	0,9940	0,0775
13 Пропилен	C_3H_6	42,081	1,74935	0,985	0,1225
14 Бензол	C_6H_6	78,114	3,24727	0,936	0,2530
15 Толуол	C_7H_8	92,141	3,83039	0,892	0,3286
16 Водород	H_2	2,0159	0,083803	1,0006	—0,0051
17 Водяной пар	H_2O	18,0153	0,74891	0,952	0,2191
18 Аммиак	H_3N	17,0306	0,70798	0,989	0,1049
19 Метанол	CH_4O	34,042	1,41516	0,892	0,3286
20 Сероводород	H_2S	34,082	1,41682	0,990	0,1000
21 Метилмеркаптан	CH_4S	48,109	1,99994	0,978	0,1483
22 Диоксид серы	SO_2	64,065	2,66324	0,980	0,1414
23 Гелий	He	4,0026	0,16639	1,0005	0,0
24 Неон	Ne	20,1797	0,83889	1,0005	0,0
25 Аргон	Ar	39,948	1,66068	0,9993	0,0265
26 Моноксид углерода	CO	28,010	1,16440	0,9996	0,0200
27 Азот	N_2	28,135	1,16455	0,9997	0,0173
28 Воздух		28,9626	1,20400	0,99963	—
29 Кислород	O_2	31,9988	1,33022	0,9993	0,0265
30 Диоксид углерода	CO_2	44,010	1,82954	0,9947	0,0728

Окончание таблицы. 1

Наименование газа	Плотность $\rho_{сл}$, кг/м^3	Погрешность $\delta_{\text{эт}}$, %	Критическая температура $T_{кл}$, К	Критическое давление $p_{кл}$, МПа	Температура кипения при $p=p_c$, $T_{кп}$, К
1 Метан	0,6682	0,05	190,555	4,5988	111,65
2 Этан	1,2601	0,05	305,83	4,880	184,55
3 Пропан	1,8641	0,20	369,82	4,250	231,05
4 *н*-Бутан	2,4956	0,30	425,14	3,784	272,67
5 *и*-Бутан	2,488	0,30	408,13	3,648	261,42
6 *н*-Пентан	3,174	—	469,69	3,364	309,19
7 *и*-Пентан	3,147	—	460,39	3,381	301,02
8 *н*-Гексан	3,898	—	506,4	3,030	341,89
9 *н*-Гептан	4,755	—	539,2	2,740	371,58
10 *н*-Октан	5,812	—	568,4	2,490	398,83
11 Ацетилен	1,090	0,10	308,33	6,139	189,15
12 Этилен	1,1733	0,10	282,35	5,042	169,44
13 Пропилен	1,776	0,20	364,85	4,601	225,45
14 Бензол	3,469	—	562,16	4,898	353,25
15 Толуол	4,294	—	591,80	4,106	383,78
16 Водород	0,08375	0,05	33,2	1,297	20,35
17 Водяной пар	0,787	—	647,14	22,064	373,15
18 Аммиак	0,716	0,30	405,5	11,350	239,75
19 Метанол	1,587	—	512,64	8,092	337,85
20 Сероводород	1,4311	0,10	373,2	8,940	212,85
21 Метилмеркаптан	2,045	0,10	470,0	7,230	279,10
22 Диоксид серы	2,718	0,30	430,8	7,884	263,15
23 Гелий	0,16631	0,05	5,19	0,227	4,21
24 Неон	0,8385	0,05	44,40	2,760	27,09
25 Аргон	1,6618	0,30	150,65	4,866	87,29
26 Моноксид углерода	1,1649	0,10	132,85	3,494	81,65
27 Азот	1,16490	0,05	126,2	3,390	77,35
28 Воздух	1,20445	0,05	—	—	78,85
29 Кислород	1,33116	0,05	154,58	5,043	90,19
30 Диоксид углерода	1,8393	0,05	304,20	7,386	194,65

В таблице 1:

1) $\rho_{c.id\,i}$ — плотность i-го газа при стандартных условиях в идеально газовом состоянии;

2) z_{ci} и ρ_{ci} — соответственно, фактор сжимаемости и плотность i-го газа при стандартных условиях (для газов с температурой кипения больше 293,15 К приведены условные значения этих свойств, которые применимы только при определении z_c и ρ_c природного газа);

3) δ_{zci} — погрешность определения фактора сжимаемости i-го газа при стандартных условиях.

3.2.4 Из уравнений (4) и (5) получается практическая формула для определения плотности газа

$$\rho = \rho_c\, p\, T_c/(p_c\, T\, K), \qquad (6)$$

где коэффициент сжимаемости K равен

$$K = z/z_c. \qquad (7)$$

Из уравнения (7) следует, что $K = 1$ при $p = p_c$ и $T = T_c$. Кроме того, из этого же уравнения видно, что плотность газа в рабочих условиях можно определить по измеренным значениям ρ_c, z_c, z (или K), p и T.

Допускается ρ_c и z_c определять по таблице 1, z и ρ — по ГСССД 4, ГСССД 8, ГСССД 18, ГСССД 19, ГСССД 47, ГСССД 48, ГСССД 70, ГСССД 95, ГСССД 96, ГСССД 147, ГСССД Р127 и другим материалам, рекомендуемым ГСССД, если методы измерения соответствующих параметров имеют большую погрешность, чем указано в таблице 1, или отсутствует технико-экономическая целесообразность применения прямых измерений.

3.2.5 Общая погрешность определения плотности i-го чистого газа, рассчитанная по формуле (6), будет равна

$$\delta_{\rho\, i} = (\delta^2_{\rho\, c\, i} + \delta^2_p + \delta^2_T + \delta^2_{zi} + \delta^2_{z\, c\, i})^{0.5}, \qquad (8)$$

где $\delta_{\rho\, c\, i}$ — погрешность измерения или определения по таблице 1 плотности i-го газа при стандартных условиях (численно равна $\delta_{\rho\, c\, i}$);

$\delta_{z\, i}$ и δ_{zci} — методическая погрешность определения фактора сжимаемости при рабочих и стандартных условиях по ГСССД 4, ГСССД 8, ГСССД 18, ГСССД 19, ГСССД 47, ГСССД 48, ГСССД 70, ГСССД 95, ГСССД 96, ГСССД 147, ГСССД Р127;

δ_p и δ_T — погрешности определения, соответственно, давления и температуры.

3.3 Определение плотности смеси газов при стандартных условиях по компонентному составу

3.3.1 Компонентный состав смеси газов определяется в объемных долях по формуле

$$r_i = V_i / \sum_i V_i \qquad (9)$$

или в молярных долях по формуле

$$x_i = n_i / \sum_i n_i \,. \qquad (10)$$

Киломоль (килограмм-молекула) — количество вещества в килограммах,равное молярной массе этого вещества,поэтому число молей i-го компонента газовой смеси определяется по формуле

$$n_i = m_i / M_i \,. \qquad (11)$$

Всоответствии с ИСО 6976 [3] объемная r_i и молярная x_i доли связаны следующими соотношениями:

$$x_i = \frac{r_i / z_{c\,i}}{\sum_i (r_i / z_{ci})}, \qquad (12)$$

$$r_i = \frac{x_i z_{ci}}{\sum_i (x_i z_{ci})} \,. \qquad (13)$$

Из уравнений (12) и (13) можно вывести следующие условия:

$$\sum_i r_i = 1, \qquad (14)$$

$$\sum_i x_i = 1 \,. \qquad (15)$$

3.3.2 Всоответствии с ИСО 6976 [3] плотность природного газа при стандартных условиях вычисляют по формуле

$$\rho_c = \rho_{c.и} / z_c \,, \qquad (16)$$

где

$$\rho_{c.и} = \sum_i x_i \rho_{c.и\,i} \,, \qquad (17)$$

$$z_c = 1 - \left[\sum_i x_i b_i^{0,5} \right]^2 \,. \qquad (18)$$

Значения плотности $\rho_{c.и\,i}$ и фактора $b_i^{0,5}$ приведены в таблице 1.

При содержании в природном газе углеводородных соединений типа C_kH_{2k+2} формулы (17) и (18) можно представить в следующем виде:

$$\rho_{с.и} = 0{,}5831\sum_{i}(k_i x_i) + 0{,}0838 + 1{,}7457x_у + 1{,}0808x_а, \qquad (19)$$

$$z_с = 1 - [0{,}0458\sum_{i}(k_i x_i) - 0{,}0022 + 0{,}0195x_а + 0{,}075x_у]^2, \qquad (20)$$

где k_i — количество атомов углерода в i-м углеводородном компоненте (C_kH_{2k+2}) природного газа.

3.3.3 Погрешности определения плотности природного газа и фактора сжимаемости при стандартных условиях вычисляют по формулам:

$$\delta_{\rho с.и} = (0{,}6/\rho_с)[\sum_{i}(k_i x_i \delta_{xi})^2 + 3{,}4(x_а \delta_{xа})^2 + 9{,}0(x_у \delta_{xу})^2]^{0.5}, \qquad (21)$$

$$\rho_{zс} = 0{,}09\frac{(1 - z_с)^{0.5}}{z_с}[\sum_{i}(k_i x_i \delta_{xi})^2 + 0{,}18(x_а \delta_{xа})^2 + 2{,}7(x_у \delta_{xу})^2]^{0.5}, \qquad (22)$$

$$\delta_{\rho с} = (\delta^2_{\rho с.и} + \delta^2_{z\,с} + \delta^2_э)^{0.5}, \qquad (23)$$

где δ_{xi}, $\delta_{xа}$ и $\delta_{xу}$ — погрешности определения молярных долей, соответственно, i-го компонента природного газа, а также азота и диоксида углерода, как компонентов природного газа;

$\delta_э = 0{,}05$ % — погрешность экспериментального определения фактора сжимаемости.

3.4 Определение плотности природного газа при рабочих условиях (p и T).

3.4.1 Плотность природного газа определяют по формуле (6).

3.4.2 Коэффициент сжимаемости природного газа, входящий в формулу (6), должен определяться по ГОСТ 30319.2.

При этом фактор сжимаемости при стандартных условиях допускается определять по формуле (20) при известном компонентном составе либо по формуле (24) при известных плотности природного газа при стандартных условиях и содержании в нем азота и диоксида углерода, т.е. по формуле

$$z_с = 1 - (0{,}0741\,\rho_с - 0{,}006 - 0{,}063x_а - 0{,}0575x_у)^2. \qquad (24)$$

3.4.3 Погрешность определения фактора сжимаемости природного газа при стандартных условиях по формуле (24) будет равна

$$\delta_{z\,с} = 0{,}3\frac{(1 - z_с)^{0.5}}{z_с}[(\rho_с\delta_{\rho с})^2 + 0{,}72(x_а\delta_{xа})^2 + 0{,}6(x_у\delta_{xу})^{0.5}. \qquad (25)$$

3.4.4 Допускается применять любые другие методики и формулы расчета фактора и коэффициента сжимаемости при рабочих условиях, однако погрешность этих методик и формул должна определяться в сопоставлении с методами, указанными в ГОСТ 30319.2.

В частности, для расчета коэффициента сжимаемости допускается использовать следующее уравнение

$$K = K_0 \cdot p\,(K_1 + K_2/T + K_3\,\rho_c + K_4\,x_a + K_5\,x_y)\,. \qquad (26)$$

При незначительных изменениях параметров p, T, ρ_c, x_a и x_y погрешность расчета коэффициента сжимаемости по этому уравнению может быть небольшой, например:

$0{,}1 \le p$ [МПа] $\le 1{,}2$	$K_0 = 1{,}00185$
$273{,}15 \le T$ [К] $\le 303{,}15$	$K_1 = 0{,}0523625$
$0{,}66 \le \rho_c$ [кг/м^3] $\le 0{,}70$	$K_2 = -20{,}5799$
$0 \le x_a$ [мол. %] $\le 2{,}0$	$K_3 = 0$
$0 \le x_y$ [мол. %] $\le 0{,}5$	$K_4 = 0$
$\delta_k \le 0{,}11\%$	$K_5 = -0{,}244369$

3.4.5 Для смесей, отличных по составу от природного газа, расчет фактора сжимаемости с достоверной погрешностью представляет большую сложность и подчас требует разработки специальной методики.

Согласование подобных методик следует производить с ВНИЦСМВ Госстандарта России.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЯ АДИАБАТЫ

4.1 Показатель адиабаты применяется при расчете коэффициента расширения газа.

4.2 Показатель адиабаты зависит от параметров состояния газа (давления и температуры), а в случае смеси газов и от состава смеси.

4.3 Показатель адиабаты для чистых газов необходимо определять по ГСССД Р127 и другим материалам, рекомендуемым ГСССД.

4.4 Показатель адиабаты смеси газов при давлениях, близких к атмосферному (в пределах ±3 %), определяют согласно [1] по формуле

$$\kappa = \sum_i x_i \kappa_i\,, \qquad (27)$$

где κ_i — показатель адиабаты i-го компонента смеси.

4.5 Показатель адиабаты природного газа, метана и азота должен вычисляться по усовершенствованной формуле Кобза [1]:

$$\kappa = 1{,}556(1 + 0{,}074x_a) - 3{,}9\cdot10^{-4}\ T(1 - 0{,}68x_a) - 0{,}208\ \rho_c + \\ +(p/T)^{1{,}43}\ [384(1 - x_a)\ (p/T)^{0{,}8} + 26{,}4x_a]\ . \qquad (28)$$

4.6 Погрешность определения показателя адиабаты по формуле (28) в диапазоне температур 240—360 K и давлении до 10 МПа при $p/T < 0{,}03$ не превышает 2,0 % по сравнению с значениями, рассчитанными по уравнению состояния (см. ГОСТ 30319.3). С учетом погрешности измеряемых параметров погрешность расчета показателя адиабаты вычисляют по формуле

$$\delta_\kappa = (\delta^2 + \delta^2_{и.д})^{0,5}\ , \qquad (29)$$

где $\delta = 2{,}0$ %.

Погрешность расчета показателя адиабаты, связанную с погрешностью измеряемых параметров ($\delta_{и.д}$), определяют из выражения

$$\delta_{и.д} = \frac{1}{\kappa}\ [(0{,}37\cdot10^{-3}T\ \ \delta_T\ )^2 + (0{,}19\cdot10^{-2}\ p\ \delta_p\ )^2\ + (0{,}21\ \ \rho_c\ \delta_{\rho c})^{\ 2} \\ + \\ +\ (0{,}21x_a\ \delta_{\ xa})^2]^{0,5}\ , \qquad (30)$$

где δ_T ,δ_p,δ_ρ и δ_{xa} — погрешности измеряемых параметров,соответственно,температуры,давления,плотности природного газа при стандартных условиях и содержания азота в нем.

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СКОРОСТИ ЗВУКА

5.1 Скорость звука применяется при определении поправочного множителя показаний вибрационных плотномеров.

5.2 Скорость звука зависит от параметров состояния газа (давления и температуры), а в случае смеси газов и от состава смеси.

5.3 Скорость звука для чистых газов необходимо определять по ГСССД 95, ГСССД 96 и другим материалам, рекомендуемым ГСССД.

5.4 Скорость звука природного газа вычисляют по формуле

$$u = 18{,}591\ (T\ \kappa K/\ \rho_c)^{0,5}\ , \qquad (31)$$

где κ — показатель адиабаты;

K — коэффициент сжимаемости, определяемый по методам NX19 мод. или GERG-91 (см. ГОСТ 30319.2);

ρ_c — плотность природного газа при стандартных условиях (p_c = =0,101325 МПа и T_c = 293,15 К).

Формула (31) получена из уравнений термодинамики для скорости звука и показателя адиабаты [2].

5.5 Погрешность определения скорости звука по формуле (31) в диапазоне температур 240—360 К и давлении до 10 МПа не превышает 1,5 % по сравнению с значениями, рассчитанными по уравнению состояния (см. ГОСТ 30319.3). С учетом погрешности измеряемых параметров погрешность расчета скорости звука вычисляют по формуле

$$\delta_w = (\delta^2 + \delta^2_{и.д})^{0,5}, \qquad (32)$$

где $\delta = 1,5$ %.

Погрешность расчета скорости звука, связанную с погрешностью измеряемых параметров ($\delta_{и.д}$), определяют из выражения

$$\delta_{и.л} = \frac{0,5}{\kappa \cdot K}\{[(0,37\cdot10^{-3}K + K_T\kappa + \kappa K/T)\ T\delta_T]^2 + [(0,19\cdot10^{-2}K + K_p\kappa)\ p\ \delta_p]^2 + [(0,21\ K + K_{\rho c}\ \kappa - \kappa K/\rho_c)\ \rho_c\ \delta_{\delta c}]^2 + [(0,21\ K + K_{ха}\kappa)\ x_а\ \delta_{ха})^2 + (K_{ху}\ \kappa\ x_у\ \delta_{ху})^2]\}^{0,5}, \qquad (33)$$

где δ_T, δ_p, $\delta_{\rho\ c}$, $\delta_{ха}$ и $\delta_{ху}$ — погрешности измеряемых параметров, соответственно, температуры, давления, плотности природного газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода в нем.

Коэффициенты K_T, K_p, $K_{\rho c}$, $K_{ха}$ и $K_{ху}$ в зависимости от метода, используемого для расчета коэффициента сжимаемости K, определяются по следующим выражениям (см. формулы (87) — (91) или (92) — (96) ГОСТ 30319.2):

— при расчете K по методу NX19 мод.

$$K_T = -0,26\cdot10^{-4} + 0,34\cdot10^{-3}\ p, \qquad (34)$$

$$K_p = 0,14\cdot10^{-2} + 0,24\cdot10^{-2}\ p, \qquad (35)$$

$$K_{\rho c} = -0,83\cdot10^{-2} + 0,084\ p, \qquad (36)$$

$$K_{ха} = -0,56\cdot10^{-2} + 0,057\ p, \qquad (37)$$

$$K_{ху} = -0,46\cdot10^{-2} + 0,047\ p; \qquad (38)$$

— при расчете K по методу GERG-91

$$K_T = -0,38\cdot10^{-4} + 0,41\cdot10^{-3}\ p, \qquad (39)$$

$$K_p = -0,8\ 10^{-4} + 0,29\cdot10^{-2}\ p, \qquad (40)$$

$$K_{\rho c} = -0,01 + 0,1\ p, \qquad (41)$$

$$K_{ха} = -\ 0,74\cdot10^{-2} + 0,075\ p, \qquad (42)$$

$$K_{ху} = -0,85\cdot10^{-2} + 0,085\ p. \qquad (43)$$

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ

6.1 Вязкость применяется для вычисления числа Рейнольдса, которое является одной из важнейших характеристик течения вязкой среды и определяется отношением инерционных сил к силам вязкости.

Число Рейнольдса применяется для определения коэффициента истечения.

6.2 Вязкость газов и их смесей сильно зависит от температуры и плотности газов при низких давлениях. Зависимость вязкости от давления выражена слабо.

Составляющую динамической вязкости природного газа и многих его компонентов, зависящую от температуры, при давлениях до 0,5 МПа вычисляют по формуле

$$\mu_T = 3{,}24 \cdot \frac{T^{0{,}5} + 1{,}37 - 9{,}09\,\rho_c^{0{,}125}}{\rho_c^{0{,}5} + 2{,}08 - 1{,}5\,(x_a + x_y)}, \qquad (44)$$

где μ_T выражена в мкПа·с.

Формула (44) применима в диапазоне температур 240—360К. Погрешность определения вязкости в этом диапазоне не превышает 1,0 % для метана, 2,5 % — для этана, 5 % — для пропана, бутана, моноксида углерода, диоксида углерода и азота, 3 % — для природного газа, если погрешности измеряемых параметров приняты равными нулю.

6.3 Допускается определять вязкость чистых газов по ГСССД 17, ГСССД 94, ГСССД 110, ГСССД Р92.

6.4 Вязкость при повышенных давлениях (до 12 МПа) для природного газа вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_T c_\mu, \qquad (45)$$

где $c_\mu = 1 + \frac{p_п^2}{30(T_п - 1)}$ — поправочный множитель.

Приведенные давление $p_п$ и температуру $T_п$ вычисляют по формулам

$$p_п = p/p_{пк}, \qquad (46)$$

$$T_п = T/T_{пк}, \qquad (47)$$

где псевдокритические давление $p_{пк}$ и температуру $T_{пк}$ рассчитывают по формулам (17) и (18) ГОСТ 30319.2,а именно:

$$p_{пк} = 2{,}9585(1{,}608 - 0{,}05994\ \rho_c + x_y - 0{,}392x_a), \qquad (48)$$

$$T_{пк} = 88{,}25(0{,}9915 + 1{,}759\ \rho_c - x_y - 1{,}681x_a). \qquad (49)$$

В формулах (48, (49) допускается вместо молярных долей диоксида углерода и азота применять их объемные доли.

6.5 Погрешность определения вязкости по формуле (45) не превышает 6 % по сравнению с значениями, рассчитанными с использованием уравнения состояния (см. ГОСТ 30319.3). С учетом погрешности измеряемых параметров погрешность расчета вязкости вычисляют по формуле

$$\delta_{\mu} = (\delta^2 + \delta^2_{и.д.})^{0,5}, \qquad (50)$$

где δ = 3,0 % при давлениях до 0,5 МПа и 6,0 % при повышенных давлениях (до 12 МПа).

Погрешность расчета вязкости, связанную с погрешностью измеряемых параметров ($\delta_{и.д}$), определяют из выражения

$$\delta_{и.д.} = \frac{1}{\mu}[(0,028\ T\ \delta_T)^2 + (K_p\ p\ \delta_p)^2 + (4,4\ \ \rho_c\ \delta_{\rho c}\ )^2 + (10,5x_a\ \ \delta_{xa})^2 +$$

$$+ (11,6x_y\ \delta_{xy})^2]^{0,5}\ , \qquad (51)$$

где δ_T , δ_p, $\delta_{\rho c}$, δ_{xa} и δ_{xy} — погрешности измеряемых параметров, соответственно, температуры, давления, плотности природного газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода в нем.

Коэффициент K_p равен 0 при давлениях до 0,5 МПа и 0,45 при повышенных давлениях (до 12 МПа).

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ УДЕЛЬНОЙ ОБЪЕМНОЙ ТЕПЛОТЫ СГОРАНИЯ (ТЕПЛОТВОРНОЙ СПОСОБНОСТИ) ПРИРОДНОГО ГАЗА

7.1 Теплоту сгорания природного газа используют при реализации газа потребителям.

7.2 Удельную объемную теплоту сгорания природного газа определяют по ГОСТ 22667. В таблице 2 приведены значения высшей и низшей удельной теплоты сгорания в соответствии с ИСО 6976 [3].

7.3 При неизвестном компонентном составе газа допускается определять высшую и низшую удельные теплоты сгорания по формулам:

$$H_{с.в} = 92,819(0,51447\ \rho_c + 0,05603 - 0,65689x_a - x_y), \qquad (52)$$

$$H_{с.н} = 85,453(0,52190\ \rho_c + 0,04242 - 0,65197x_a - x_y). \qquad (53)$$

7.4 Погрешность определения теплоты сгорания вычисляют по следующим формулам:

при определении удельной теплоты сгорания по 7.2

$$\delta_H \approx \frac{z_c}{\sum\limits_i x_i\ H_{и\,i}} \left[\sum_i (x_i\ H_{и\,i}\ \delta_{x\,i})^2\right]^{0,5}, \qquad (54)$$

где z_c — фактор сжимаемости природного газа при стандартных условиях, который рассчитывают по формулам 3.3.2;

H_{si} — теплотворная способность i-го газа в идеальногазовом состоянии (см. таблицу 2);

δ_{xi} — погрешность определения молярной доли i-го компонента природного газа.

При определении удельной теплоты сгорания по 7.3

$$\delta_H = [0{,}04 + 0{,}1\,\delta^2_{\rho c}\,\rho_c^2 + (x_y\delta_{xy})^2 + 0{,}4(x_a\,\delta_{xa})^2]^{0{,}5}, \quad (55)$$

где $\delta_{\rho c}$, δ_{xa} и δ_{xy} — погрешности определения, соответственно, плотности природного газа при стандартных условиях, молярной доли азота и молярной доли диоксида углерода.

Таблица 2 — Теплотворная способность компонентов природного газа и продуктов его переработки в идеально газовом состоянии

Наименование газа	Химическая формула	Теплота сгорания H_{si}, МДж/м^3		Погрешность δ_{Hsi},%
		высшая	низшая	
Метан	CH_4	37,04	33,37	0,1
Этан	C_2H_6	64,91	59,39	0,1
Пропан	C_3H_8	92,29	84,94	0,2
н-Бутан	*н*-C_4H_{10}	119,7	110,5	0,3
и-Бутан	*и*-C_4H_{10}	119,3	110,1	0,3
н-Пентан	*н*-C_5H_{12}	147,0	136,0	—
и-Пентан	*и*-C_5H_{12}	146,8	135,7	—
н-Гексан	*н*-C_6H_{14}	174,5	161,6	—
н-Гептан	*н*-C_7H_{16}	201,8	187,1	—
н-Октан	*н*-C_8H_{18}	229,2	212,7	—
Ацетилен	C_2H_2	54,09	52,25	0,1
Этилен	C_2H_4	58,68	55,01	0,2
Пропилен	C_3H_6	85,58	80,07	0,2
Бензол	C_6H_6	137,3	131,8	—
Толуол	C_7H_8	164,2	156,8	—
Моноксид углерода	CO	11,76	11,76	0,1
Водород	H_2	11,89	10,05	0,1
Сероводород	H_2S	23,37	21,53	0,4
Аммиак	NH_3	15,93	13,17	0,4
Метилмеркаптан	CH_4S	51,54	47,86	0,4

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Библиография

[1] Кобза З., Добровольски Б., Гонтарек Я. (Польская высшая инженерная школа) Анализ влияния неточности определения показателя адиабаты природных газов на погрешность расчета расхода.

[2] Шпильрайн Э.Э., Кессельман П.М. Основы теории теплофизических свойств веществ. М., «Энергия», 1977. 248 с.

[3] ИСО 6976:1995 International Standard. Natural gas — Calculation of calorific value, density and relative density

УДК 662.76.001.4:006.354 МКС 75.060 Б19 ОКСТУ 0203

Ключевые слова: природный газ, компоненты природного газа и продукты его переработки, методы расчета физических свойств, давление, температура, плотность при стандартных условиях, компонентный состав, молярные и объемные доли, коэффициент сжимаемости, плотность, показатель адиабаты, скорость звука, динамическая вязкость, объемная удельная теплота сгорания, погрешность

Редактор *Р.С.Федорова*
Технический редактор *В.Н.Прусакова*
Корректор *М.С.Кабашова*
Компьютерная верстка *А.Н Золотаревой*

Изд. лиц. № 02354 от 14.07.2000. Подписано в печать 17.01.2002 Усл.печ.л. 1,16. Уч.-изд.л. 1,10.
Тираж 141 экз. С 3564. Зак. 30.

ИПК Издательство стандартов
107076 Москва, Колодезный пер., 14.
http://www.standards.ru e-mail: info@standards.ru
Набрано и отпечатано в ИПК Издательство стандартов

Изменение № 1 ГОСТ 30319.1—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 22 от 06.11.2002)

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AZ, AM, BY, KZ, KG, MD, RU, TJ, TM, UZ, UA [коды альфа-2 по МК (ИСО 3166) 004]

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 4308

Дату введения в действие настоящего изменения устанавливают указанные национальные органы по стандартизации

Пункт 3.2.3. Таблица 1. Графа «Молярная масса M_i, кг/кмоль». Для показателя 27 (азот) заменить значение: 28,135 на 28,0135;

графа «Погрешность δ_{zi}, %». Для показателя 25 (аргон) заменить значение: 0,30 на 0,05;

показатель 28. Заменить значение для графы «Критическая температура T_{ki}»: — на 132,5, для графы «Критическое давление p_{ki}»: — на 3,766;

пункт дополнить перечислением — 4:

«4) состав воздуха — 78,102 % азота, 20,946 % кислорода, 0,916 % аргона, 0,033 % диоксида углерода, 0,00182 % неона, 0,00052 % гелия, 0,00015 % метана, 0,00011 % криптона, 0,00005 % водорода, 0,00003 % закиси азота, 0,00002 % моноксида углерода, 0,00001 % ксенона (состав приведен в молярных процентах по данным ИСО 6976 [3])».

Пункт 3.2.5. Формула (8). Заменить слова: «(численно равна $\delta_{\rho ci}$)» на «(численно равна δ_{zci})».

Пункт 3.3.3. Формула (22). Заменить обозначение: ρ_{zc} на δ_{zc}.

Пункт 3.4.3. Формула (25). Заменить обозначение: «$0{,}6(x_y\delta_{xy})^{0,5}$» на «$0{,}6(x_y\delta_{xy})^2]^{0,5}$».

Пункт 4.6. Формула (30). Экспликация. Заменить обозначение: δ_ρ на $\delta_{\rho c}$.

Пункт 5.5. Формула (33). Заменить обозначение: «$x_a\delta_{xa})^2$» на «$x_a\delta_{xa}]^2$».

Пункт 6.2. Второй абзац. Заменить слова: «при давлениях до 0,5 МПа» на «при атмосферном давлении».

Пункт 6.5. Формула (50). Экспликация и последний абзац. Заменить слова: «при давлениях до 0,5 МПа» на «при атмосферном давлении».

(ИУС № 8 2004 г.)

Изменение № 1 ГОСТ 30319.1—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки

Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 22 от 06.11.2002)

За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AZ, AM, BY, KZ, KG, MD, RU, TJ, TM, UZ, UA [коды альфа-2 по МК (ИСО 3166) 004]

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 4308

Дату введения в действие настоящего изменения устанавливают указанные национальные органы по стандартизации

Пункт 3.2.3. Таблица 1. Графа «Молярная масса M_i, кг/кмоль». Для показателя 27 (азот) заменить значение: 28,135 на 28,0135;

графа «Погрешность δ_{zi}, %». Для показателя 25 (аргон) заменить значение: 0,30 на 0,05;

показатель 28. Заменить значение для графы «Критическая температура T_{ki}»: — на 132,5, для графы «Критическое давление p_{ki}»: — на 3,766;

пункт дополнить перечислением — 4:

«4) состав воздуха — 78,102 % азота, 20,946 % кислорода, 0,916 % аргона, 0,033 % диоксида углерода, 0,00182 % неона, 0,00052 % гелия, 0,00015 % метана, 0,00011 % криптона, 0,00005 % водорода, 0,00003 % закиси азота, 0,00002 % моноксида углерода, 0,00001 % ксенона (состав приведен в молярных процентах по данным ИСО 6976 [3])».

Пункт 3.2.5. Формула (8). Заменить слова: «(численно равна $\delta_{\rho cf}$)» на «(численно равна δ_{zcf})».

Пункт 3.3.3. Формула (22). Заменить обозначение: ρ_{zc} на δ_{zc}.

Пункт 3.4.3. Формула (25). Заменить обозначение: «$0{,}6(x_y\delta_{xy})^{0{,}5}$» на «$0{,}6(x_y\delta_{xy})^2]^{0{,}5}$».

Пункт 4.6. Формула (30). Экспликация. Заменить обозначение: δ_ρ на $\delta_{\rho c}$.

Пункт 5.5. Формула (33). Заменить обозначение: «$x_a\delta_{xa})^2$» на «$x_a\delta_{xa}]^2$».

Пункт 6.2. Второй абзац. Заменить слова: «при давлениях до 0,5 МПа» на «при атмосферном давлении».

Пункт 6.5. Формула (50). Экспликация и последний абзац. Заменить слова: «при давлениях до 0,5 МПа» на «при атмосферном давлении».

(ИУС № 8 2004 г.)

gost.e-ecolog.ru