ГОСТ 30319.3—96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПО УРАВНЕНИЮ СОСТОЯНИЯ

Издание официальное

БЗ 3—97

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 "Газприборавтоматика" акционерного общества "Газавтоматика" РАО "Газпром"

ВНЕСЕН Госстандартом Российской Федерации

2 ПРИНЯТ Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 9-96 от 12 апреля 1996 г.)

За принятие проголосовали:

Наименование государства	Наименование национального органа по стандартизации
Азербайджанская Республика	Азгосстандарт
Республика Армения	Армгосстандарт
Республика Белоруссия	Белстандарт
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 30319.3—96 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 июля 1997 г.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© ИПК Издательство стандартов, 1997

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 Уравнение состояния природного газа 1
3.1 Вид уравнения состояния 1
3.2 Пределы применения уравнения состояния и погрешности расчета свойств 2
4 Определение физических свойств природного газа 3
4.1 Определение плотности 3
4.2 Определение показателя адиабаты 4
4.3 Определение скорости звука 6
4.4 Определение динамической вязкости 7
5 Вычисление погрешности расчета физических свойств природного газа с учетом погрешности исходных данных 7
6 Применение уравнения состояния для аттестации других методов расчета физических свойств природного газа 8
ПРИЛОЖЕНИЕ А Листинг программы расчета физических свойств природного газа 11
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Пример расчета физических свойств природного газа 26
ПРИЛОЖЕНИЕ В Библиография 27

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Определение физических свойств по уравнению состояния

Natural gas. Methods of calculation of physical properties
Definition of physical properties by equation of state

Дата введения 1997-07-01

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт предназначен для определения физических свойств природного газа. Стандарт устанавливает метод расчета плотности, показателя адиабаты, скорости звука, динамической вязкости природного газа, основанный на использовании его уравнения состояния. Метод расчета физических свойств природного газа, приведенный в настоящем стандарте, рекомендуется применять для аттестации других методов расчета.

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 30319.0-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

ГОСТ 30319.1-96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

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

Издание официальное

3 УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

3.1 Вид уравнения состояния

Во Всероссийском научно-исследовательском центре по стандартам, информации и сертификации сырья, материалов и веществ (ВНИЦ СМВ) для расчета физических свойств природного газа разработано уравнение состояния (УС)

$$z = 1 + \sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} c_{kl}\, \rho_{\text{п}}^{k} / T_{\text{п}}^{l}, \qquad (1)$$

где c_{kl} — коэффициенты УС;

$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{м}} / \rho_{\text{пк}}$ — приведенная плотность;

$T_{\text{п}} = T / T_{\text{пк}}$ — приведенная температура;

$\rho_{\text{м}}$ — молярная плотность, кмоль/м^3;

$\rho_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ — псевдокритические параметры природного газа.

Формулы расчета коэффициентов УС и псевдокритических параметров природного газа приведены в ГОСТ 30319.2 (см. 3.2.5).

3.2 Пределы применения уравнения состояния и погрешности расчета свойств

Исходными данными для расчета свойств по УС (1) являются давление, температура и компонентный состав природного газа, который выражен в молярных или объемных долях компонентов.

УС (1) предназначено для работы в интервале параметров:

по давлению — до 12 МПа;

по температуре — 240—480 К;

по составу в молярных долях:

метан	≥ 0,50
этан	≤ 0,20
пропан	≤ 0,05
н-бутан	≤ 0,03
и-бутан	≤ 0,03
азот	≤ 0,30
диоксид углерода	≤ 0,30
сероводород	≤ 0,30
остальные компоненты	≤ 0,01

Погрешности расчета плотности, показателя адиабаты, скорости звука по УС (1) и динамической вязкости природного газа по уравнению (15) в указанных диапазонах параметров определены в соответствии с рекомендациями работ [1-3] и с использованием данных по скорости звука [4]. Погрешности приведены в таблице 1.

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

4.1 Определение плотности

4.1.1 Алгоритм определения плотности $\rho_м$ из уравнения (1) при заданных давлении (p, МПа) и температуре (T, К) приведен в ГОСТ 30319.2 (см. 3.2.5).

Плотность ρ, кг/м^3, вычисляют по формуле

$$\rho = \rho_м M. \qquad (2)$$

Таблица 1 — Погрешности расчета свойств природного газа

Свойство	Область параметров состояния			Примечание
	240 ≤ T < 270 К		T = (270 — 480) К и p ≤ 12 МПа	
	p ≤ 6 МПа	6 < p ≤ 12 МПа		
Плотность	0,3 %	0,4 %	0,2 %	Природный газ не содержит сероводород
Показатель адиабаты	0,9 %	1,0 %	0,6 %	
Скорость звука	0,3 %	1,0 %	0,5 %	
Вязкость	2,0 %	3,0 %	2,0 %	
Плотность	0,6 %	(1,0 — 1,5) %	0,4 %	Природный газ, содержащий сероводород
Показатель адиабаты	0,6 %	1,1 %	0,6 %	
Скорость звука	0,3 %	1,0 %	0,5 %	
Вязкость	2,0 %	3,0 %	2,0 %	

4.1.2 Если компонентный состав природного газа задан в молярных долях, молярную массу природного газа вычисляют по формуле

$$M = \sum_i x_i M_i, \qquad (3)$$

где молярные массы i-го компонента природного газа (M_i) приведены в таблице 1 ГОСТ 30319.1 (см. 3.2.3).

4.1.3 Если компонентный состав природного газа задан в объемных долях, то необходимо:

1) рассчитать молярные доли компонентов, используя формулы (71) — (74), которые приведены в ГОСТ 30319.2 (см. 3.2.5);

2) по УС (1) рассчитать фактор сжимаемости (z_c) при стандартных условиях;

3) используя заданную плотность (ρ_c) при стандартных условиях, определить молярную массу природного газа по формуле

$$M = 10^{-3}\, z_c\, \rho_c\, R\, T_c / p_c\,. \qquad (4)$$

Если плотность ρ_c не задана, допускается рассчитывать ее по формуле (16) ГОСТ 30319.1 (см. 3.3.2).

4.2 Определение показателя адиабаты

Показатель адиабаты природного газа при использовании УС (1) вычисляют по формуле

$$\kappa = c_p\,(1 + A_1)/(c_v\, z)\,, \qquad (5)$$

где c_p и c_v — изобарная и изохорная теплоемкости,

A_1 — безразмерный комплекс УС (1).

Безразмерный комплекс A_1 УС (1) имеет вид

$$A_1 = \sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} (k + 1)\, c_{kl}\, \rho_{\text{п}}^{k}\, T_{\text{п}}^{l}\,. \qquad (6)$$

Изобарную и изохорную теплоемкости рассчитывают по следующим выражениям:

$$c_p = R\,[c_\theta / R + (1 + A_2)^2/(1 + A_1)]\,, \qquad (7)$$

$$c_\theta = R\,(c_{\theta ot}/R + A_3)\,, \qquad (8)$$

где $c_{\theta ot}$ — изохорная теплоемкость природного газа в идеально газовом состоянии, а безразмерные комплексы A_2 и A_3 имеют вид:

$$A_2 = -\sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} (l - 1) c_{kl}\, \rho_{\text{п}}^{k} / T_{\text{п}}^{l}\,; \qquad (9)$$

$$A_3 = -\sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} [l\,(l - 1)/k]\, c_{kl}\, \rho_{\text{п}}^{k} / T_{\text{п}}^{l}\,. \qquad (10)$$

Изохорную теплоемкость в идеально газовом состоянии вычисляют по формулам:

$$c_{vot} = c_{pot} - R\,; \qquad (11)$$

$$c_{pot} = \sum_i x_i\, c_{poi}\,. \qquad (12)$$

Изобарную теплоемкость (c_{poi}) i-го компонента в идеально газовом состоянии определяют из соотношения

$$c_{poi} = R\left[\sum_{j=0}^{N_{1i}} (\alpha_j)_i \theta_i^j + \sum_{j=1}^{N_{2i}} (\beta_j)_i \theta_i^{-j}\right], \qquad (13)$$

где $\theta_i = T/T_{ni}$.

Температура T_{ni}, пределы суммирования N_{1i} и N_{2i}, а также константы $(\alpha_j)_i$ и $(\beta_j)_i$ уравнения (13) для i-го компонента природного газа приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Константы уравнения (13)

Компонент (i)	j	$(\alpha_j)_i$	$(\beta_j)_i$
Метан	0	$1{,}46696186 \cdot 10^{2}$	
$N_{1i} = 10$	1	$-6{,}56744186 \cdot 10^{1}$	$-2{,}09233731 \cdot 10^{2}$
$N_{2i} = 6$	2	$2{,}02698132 \cdot 10^{1}$	$2{,}06925203 \cdot 10^{2}$
$T_{ni} = 100$ K	3	$-4{,}20931845 \cdot 10^{0}$	$-1{,}35704831 \cdot 10^{2}$
	4	$6{,}06743008 \cdot 10^{-1}$	$5{,}64368924 \cdot 10^{1}$
	5	$-6{,}12623969 \cdot 10^{-2}$	$-1{,}34496111 \cdot 10^{1}$
	6	$4{,}30969226 \cdot 10^{-3}$	$1{,}39664152 \cdot 10^{0}$
	7	$-2{,}06597572 \cdot 10^{-4}$	
	8	$6{,}42615810 \cdot 10^{-6}$	
	9	$-1{,}16805630 \cdot 10^{-7}$	
	10	$9{,}40958930 \cdot 10^{-10}$	
Этан	0	$6{,}81209760 \cdot 10^{1}$	
$N_{1i} = 6$	1	$-3{,}06340580 \cdot 10^{1}$	$-8{,}74070840 \cdot 10^{1}$
$N_{2i} = 5$	2	$9{,}52750290 \cdot 10^{0}$	$7{,}84813740 \cdot 10^{1}$
$T_{ni} = 100$ K	3	$-1{,}69471020 \cdot 10^{0}$	$-4{,}48658590 \cdot 10^{1}$
	4	$1{,}76305850 \cdot 10^{-1}$	$1{,}46543460 \cdot 10^{1}$
	5	$-9{,}95454020 \cdot 10^{-3}$	$-2{,}05183930 \cdot 10^{0}$
	6	$2{,}35364300 \cdot 10^{-4}$	
Пропан	0	$-9{,}209726737 \cdot 10^{1}$	
$N_{1i} = 6$	1	$3{,}070930782 \cdot 10^{1}$	$1{,}748671280 \cdot 10^{2}$
$N_{2i} = 4$	2	$-4{,}924017995 \cdot 10^{0}$	$-1{,}756054503 \cdot 10^{2}$
$T_{ni} = 100$ K	3	$5{,}045358836 \cdot 10^{-1}$	$8{,}874920732 \cdot 10^{1}$
	4	$-3{,}140446759 \cdot 10^{-2}$	$-1{,}720610207 \cdot 10^{1}$
	5	$1{,}076680079 \cdot 10^{-3}$	
	6	$-1{,}556890669 \cdot 10^{-5}$	

Окончание таблицы 2

Компонент (i)	j	$(\alpha_j)_i$	$(\beta_j)_i$
н-Бутан	0	$-2{,}096096482 \cdot 10^{2}$	
$N_{1i} = 6$	1	$6{,}877783535 \cdot 10^{1}$	$4{,}055272850 \cdot 10^{2}$
$N_{2i} = 5$	2	$-1{,}228650555 \cdot 10^{1}$	$-4{,}457015773 \cdot 10^{2}$
$T_{ni} = 100$ K	3	$1{,}413691547 \cdot 10^{0}$	$2{,}743667350 \cdot 10^{2}$
	4	$-1{,}002920638 \cdot 10^{-1}$	$-8{,}643867287 \cdot 10^{1}$
	5	$3{,}985571861 \cdot 10^{-3}$	$1{,}070428636 \cdot 10^{1}$
	6	$-6{,}786460870 \cdot 10^{-5}$	
и-Бутан	0	$-3{,}871419306 \cdot 10^{1}$	
$N_{1i} = 5$	1	$4{,}711104578 \cdot 10^{1}$	$2{,}171601450 \cdot 10^{1}$
$N_{2i} = 2$	2	$-1{,}758225423 \cdot 10^{1}$	$-4{,}492603200 \cdot 10^{0}$
$T_{ni} = 300$ K	3	$4{,}183494309 \cdot 10^{0}$	
	4	$-5{,}520042474 \cdot 10^{-1}$	
	5	$3{,}034658409 \cdot 10^{-2}$	
Азот	0	$0{,}113129000 \cdot 10^{2}$	
$N_{1i} = 6$	1	$-0{,}215960000 \cdot 10^{1}$	$-0{,}174654000 \cdot 10^{2}$
$N_{2i} = 6$	2	$0{,}352761000 \cdot 10^{0}$	$0{,}246205000 \cdot 10^{2}$
$T_{ni} = 100$ K	3	$-0{,}321705000 \cdot 10^{-1}$	$-0{,}217731000 \cdot 10^{2}$
	4	$0{,}167690000 \cdot 10^{-2}$	$0{,}116418000 \cdot 10^{2}$
	5	$-0{,}467965000 \cdot 10^{-4}$	$-0{,}342122000 \cdot 10^{1}$
	6	$0{,}542603000 \cdot 10^{-6}$	$0{,}422296000 \cdot 10^{0}$
Диоксид	0	$-9{,}508041394 \cdot 10^{-1}$	
углерода	1	$7{,}008743711 \cdot 10^{0}$	$1{,}087462263 \cdot 10^{0}$
$N_{1i} = 6$	2	$-3{,}505801670 \cdot 10^{0}$	$-7{,}976765747 \cdot 10^{-2}$
$N_{2i} = 4$	3	$1{,}096778000 \cdot 10^{0}$	$-2{,}837014896 \cdot 10^{-3}$
$T_{ni} = 300$ K	4	$-2{,}016835088 \cdot 10^{-1}$	$1{,}479612229 \cdot 10^{-4}$
	5	$1{,}971024237 \cdot 10^{-2}$	
	6	$-7{,}860765734 \cdot 10^{-4}$	
Сероводород	0	$3{,}913550000 \cdot 10^{0}$	
$N_{1i} = 5$	1	$-6{,}848510000 \cdot 10^{-2}$	
$N_{2i} = 5$	2	$5{,}644240000 \cdot 10^{-2}$	
$T_{ni} = 100$ K	3	$-4{,}837450000 \cdot 10^{-3}$	$1{,}186580000 \cdot 10^{0}$
	4	$1{,}717820000 \cdot 10^{-4}$	$-1{,}907470000 \cdot 10^{0}$
	5	$-2{,}275370000 \cdot 10^{-6}$	$8{,}285200000 \cdot 10^{-1}$

4.3 Определение скорости звука

Скорость звука природного газа при использовании УС (1) вычисляют по формуле

$$u = \left[10^3 R T c_p (1 + A_1)/(c_v M)\right]^{0,5}, \qquad (14)$$

где c_p, c_v и A_1 — соответственно изобарная, изохорная теплоемкости природного газа и безразмерный комплекс УС (1), см. (6) — (13);

M — молярная масса природного газа, см. (3) или (4).

4.4 Определение динамической вязкости

Динамическую вязкость природного газа вычисляют по формуле

$$\mu = \mu_0/(10\,\xi), \qquad (15)$$

где $\mu_0 = 78{,}037 + 3{,}85612\Omega - 29{,}0053\,\Omega^2 - 156{,}728/T_п + 145{,}519/T_п^2 -$

$- 51{,}1082/T_п^3 + 6{,}57895\,\rho_п + (11{,}7452 - 95{,}7215\,\Omega^2/T_п)\,\rho_п^2 +$

$+ 17{,}1027\,\rho_п^3\,\Omega + 0{,}519623/T_п^2\,\rho_п^5$, (16)

$$\xi = \frac{T_{пк}^{1/6}}{M^{0,5}\,p_{пк}^{2/3}}, \qquad (17)$$

$$p_{пк} = 10^{-3} R\,(0{,}28707 - 0{,}05559\,\Omega)\,\rho_{пк} T_{пк}. \qquad (18)$$

Молярную массу природного газа (M) вычисляют по формуле (3) или (4), а формулы расчета фактора Питцера (Ω), приведенных и псевдокритических параметров природного газа ($T_п$, $\rho_п$, $T_{пк}$, $\rho_{пк}$) приведены в ГОСТ 30319.2 (см. 3.2.5).

5 ВЫЧИСЛЕНИЕ ПОГРЕШНОСТИ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА С УЧЕТОМ ПОГРЕШНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

При измерении расхода и количества природного газа, транспортируемого в газопроводах, давление (p), температуру (T) и состав (x_i) измеряют с определенной погрешностью. Перечисленные параметры являются исходными данными для расчета физических свойств по УС (1) и уравнению для вязкости (15).

В соответствии с рекомендациями ИСО 5168 [5] погрешность расчета физических свойств, которая появляется в связи с погрешностью измерения исходных данных, определяют по формуле

$$\delta_{ид} = \frac{1}{Q}\left[\sum_{k=1}^{N_q}\left[\left(\frac{\partial Q}{\partial q_k}\right)_{q_1}\bar{q}_k\,\delta_{qk}\right]^2\right]^{0,5}, \qquad (19)$$

где $\delta_{ид}$ — погрешность расчета свойства Q, связанная с погрешностью измерения исходных данных;

δ_{qk} — погрешность измерения параметра исходных данных;

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial q_k}\right)_{q_1} \cong \frac{Q_{q_k}^{макс} - Q_{q_k}^{мин}}{q_k^{макс} - q_k^{мин}}; \qquad (20)$$

$$\bar{q}_k = (q_k^{макс} + q_k^{мин})/2. \qquad (21)$$

В формулах (19) — (21):

q_k — условное обозначение k-го параметра исходных данных (p, T, x_i);

$\bar{q}_k$ — среднее значение k-го параметра в определенный промежуток времени (сутки, месяц, год и т.д.);

$q_k^{макс}$ и $q_k^{мин}$ — максимальное и минимальное значения k-го параметра в определенный промежуток времени;

Q — условное обозначение свойства природного газа (ρ, κ, u, μ);

N_q — количество параметров исходных данных, $N_q = 2 + N$ (N — количество основных компонентов природного газа, которыми являются: метан, этан, пропан, бутаны, азот, диоксид углерода, сероводород).

Производную свойства Q по параметру q_k рассчитывают по формуле (20) при средних параметрах $\bar{q}_1$, отличающихся от параметра q_k.

Свойство $\bar{Q}$ (среднее значение) рассчитывают при средних параметрах $\bar{q}_k$.

Общую погрешность расчета физических свойств определяют по формуле

$$\delta = (\delta_Q^2 + \delta_{ид}^2)^{0,5}, \qquad (22)$$

где δ_Q — погрешность расчета физических свойств по УС (1) и по уравнению для вязкости (15), значение которой для каждого свойства приведено в таблице 1.

6 ПРИМЕНЕНИЕ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ АТТЕСТАЦИИ ДРУГИХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Приведенный в настоящем стандарте метод расчета физических свойств природного газа необходимо применять для аттестации других методов расчета. Алгоритм проведения такой аттестации состоит в следующем:

Таблица 3

Компонент	Концентрация компонентов, мол.%, при ρ_c, кг/м^3			
	0,67 — 0,70	0,70 — 0,76	0,76 — 0,88	свыше 0,88
Метан	90,40 — 99,60	86,35 — 98,50	73,50 — 92,00	74,20 — 81,53
Этан	0,0 — 4,10	0,0 — 8,40	1,57 — 10,91	6,29 — 12,19
Пропан	0,0 — 1,16	0,0 — 3,35	0,18 — 5,00	3,37 — 5,00
н-Бутан	0,0 — 0,48	0,0 — 1,54	0,12 — 1,50	0,51 — 1,98
н-Пентан	0,0 — 0,32	0,0 — 1,00	0,10 — 1,00	0,10 — 1,00
Азот	0,0 — 4,60	0,12 — 8,47	0,22 — 16,30	0,56 — 4,40
Диоксид углерода	0,0 — 1,70	0,0 — 3,30	0,0 — 5,60	0,10 — 14,80
Сероводород	0,0	0,0 — 6,50	0,0 — 5,30	0,0 — 24,00

1) используя данные, приведенные в таблице 3, подбираются 5 — 6 тестовых смесей природного газа таким образом, чтобы сумма молярных долей компонентов этих смесей была равна 1;

2) в заданных интервалах давления и температуры по УС (1) и уравнению для вязкости (15) насчитываются массивы физических свойств для выбранных тестовых смесей, рекомендуемое количество тестовых точек в массивах — не менее 100;

3) вычисляются систематическое и стандартное отклонения рассчитанных по аттестуемым методам физических свойств от тестовых данных, которые получены в перечислении 2) алгоритма

$$\delta_{\text{сист}} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^{N} \delta_k , \qquad (23)$$

$$\delta_{\text{ст}} = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^{N} (\delta_k - \delta_{\text{сист}})^2 \right]^{0,5} , \qquad (24)$$

в формулах (23) и (24) N — количество тестовых точек в массивах

$$\delta_k = 100 \cdot [(Q_{\text{расч}, k} - Q_{\text{тест}, k})/Q_{\text{тест}, k}] , \qquad (25)$$

где $Q_{\text{расч}}$ и $Q_{\text{тест}}$ — условное обозначение, соответственно, расчетного по аттестуемым методам и рассчитанного в перечислении 2) алгоритма тестового значений физического свойства природного газа (ρ, κ, u, μ);

4) определяется погрешность расчета свойства Q по аттестуемым методам согласно ИСО 5168 [5]

$$\delta = \left[\delta_{\text{сист}}^2 + (2 \cdot \delta_{\text{ст}})^2 + \delta_Q^2\right]^{0,5}, \qquad (26)$$

где δ_Q — погрешность расчета физических свойств по УС (1) и по уравнению для вязкости (15), значение которой для каждого свойства приведено в таблице 1.

Если для аттестуемых методов в качестве исходных данных используют плотность смеси природного газа при стандартных условиях (ρ_c), ее значение для тестовых смесей необходимо рассчитывать по УС (1). Допускается также рассчитывать плотность ρ_c по формуле (16) ГОСТ 30319.1 (см. 3.3.2).

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

ЛИСТИНГ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Расчет физических свойств природного газа по уравнению состояния (1) и по уравнению для вязкости (15) реализован на ПЭВМ, совместимых с IBM PC/AT/XT, на языке программирования ФОРТРАН-77.

```
C     ************************************************************************
C     *                                                                      *
C     * Программа расчета физических свойств (плотности, показате—          *
C     * ля адиабаты, скорости звука и вязкости) природного газа по           *
C     * уравнению состояния ВНИЦ СМВ.                                        *
C     *                                                                      *
C     ************************************************************************

      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      CHARACTER*26 AR
      DIMENSION PI(100),TI(100),ROP(100,100),PAP(100,100),
     *WP(100,100),ETAP(100,100)
      COMMON/P/P/T/T/RON/RON/YI/YC(25)/NPR/NPR/Z/Z/TS/RO,PA,W
     */ETA/ETA/AR/AR(25)
200   WRITE(*,300)
300   FORMAT(18(/))
      WRITE(*,400)
400   FORMAT(
     *'                Расчет физических свойств природного газа'/
     *'                      по уравнению состояния'/////)
      WRITE(*,1)
1     FORMAT(' Введите исходные данные для расчета.'/)
      WRITE(*,35)
35    FORMAT(' Введите 0, если состав задан в молярных долях'/
     *' или 1, если состав задан в объемных долях '\)
      READ(*,*)NPR
      IF(NPR.EQ.1) THEN
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Плотность при 293.15 K и 101.325 кПа, в кг/куб.м '
      READ(*,*)RON
      WRITE(*,33)
33    FORMAT(' Значение объемной доли, в об.%')
      ELSE
      RON=0D0
      WRITE(*,3)
3     FORMAT(' Значение молярной доли, в мол.%')
      ENDIF
      DO 5 I=1,25
```

```
      WRITE(*,'(A\)') AR(I)
      READ(*,*)YC(I)
5     YC(I)=YC(I)/100.
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Введите количество точек по давлению: '
      READ(*,*)NP
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Введите количество точек по температуре: '
      READ(*,*)NT
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Введите значения давлений в МПа: '
      READ(*,*)(PI(I),I=1,NP)
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Введите значения температур в К: '
      READ(*,*)(TI(I),I=1,NT)
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Ввод исходных данных завершен.'
      P=.101325D0
      T=293.15D0
      ICALC=1
      CALL EOSVNIC(ICALC)
      IF(Z.EQ.0D0) THEN
      CALL RANGE(NRANGE)
      IF (NRANGE) 134,134,200
      ENDIF
      ICALC=2
      NTS=0
      DO 7 I=1,NP
      P=PI(I)
      DO 7 J=1,NT
      T=TI(J)
      CALL EOSVNIC(ICALC)
      IF(Z.NE.0D0) THEN
      NTS=NTS+1
      ROP(I,J)=RO
      PAP(I,J)=PA
      WP(I,J)=W
      ETAP(I,J)=ETA
      ELSE
      ROP(I,J)=0D0
      PAP(I,J)=0D0
      WP(I,J)=0D0
      ETAP(I,J)=0D0
      ENDIF
7     CONTINUE
500   WRITE(*,100)
100   FORMAT(25(/))
      IF(NTS.EQ.0) THEN
      CALL RANGE(NRANGE)
      IF (NRANGE) 134,134,200
      ELSE
      I=1
9     IS=0
```

```
      DO 11 J=1,NT
      IF(ROP(I,J).EQ.0D0) IS=IS+1
11    CONTINUE
      IF(IS.EQ.NT) THEN
      IF(I.NE.NP) THEN
      DO 13 J=I,NP-1
      PI(J)=PI(J+1)
      DO 13 K=1,NT
      ROP(J,K)=ROP(J+1,K)
      PAP(J,K)=PAP(J+1,K)
      WP(J,K)=WP(J+1,K)
13    ETAP(J,K)=ETAP(J+1,K)
      ENDIF
      NP=NP-1
      ELSE
      I=I+1
      ENDIF
      IF(I.LE.NP) GO TO 9
      J=1
15    JS=0
      DO 17 I=1,NP
      IF(ROP(I,J).EQ.0D0) JS=JS+1
17    CONTINUE
      IF(JS.EQ NP) THEN
      IF(J.NE.NT) THEN
      DO 19 I=J,NT-1
      TI(I)=TI(I+1)
      DO 19 K=1,NP
      ROP(K,I)=ROP(K,I+1)
      PAP(K,I)=PAP(K,I+1)
      WP(K,I)=WP(K,I+1)
19    ETAP(K,I)=ETAP(K,I+1)
      ENDIF
      NT=NT-1
      ELSE
      J=J+1
      ENDIF
      IF(J.LE.NT) GO TO 15
      CALL PROP(NPROP)
      IF(NPROP.EQ.5) GO TO 134
      IF(NPROP.EQ.1) CALL TABL(PI,TI,ROP,NP,NT,NPROP)
      IF(NPROP.EQ.2) CALL TABL(PI,TI,PAP,NP,NT,NPROP)
      IF(NPROP.EQ.3) CALL TABL(PI,TI,WP,NP,NT,NPROP)
      IF(NPROP.EQ.4) CALL TABL(PI,TI,ETAP,NP,NT,NPROP)
      WRITE(*,'(A\)')
     *' Продолжить вывод рассчитанных свойств ? 0 — нет, 1 — да '
      READ(*,*)NCONT
      IF(NCONT.EQ.1) GO TO 500
      ENDIF
134   STOP
      END
      SUBROUTINE PROP(NPROP)
      WRITE(*,1)
```

```
    1  FORMAT(//
      *10X,'——— Рассчитаны следующие физические свойства ———'/
      *10X,'                                                  '/
      *10X,'  1. Плотность                                    '/
      *10X,'                                                  '/
      *10X,'  2. Показатель адиабаты                          '/
      *10X,'                                                  '/
      *10X,'  3. Скорость звука                               '/
      *10X,'                                                  '/
      *10X,'  4. Коэффициент динамической вязкости            '/
      *10X,'                                                  '/
      *10X,'————————————————————————————————————————————————'/)
       WRITE(*,5)
    5  FORMAT(/,3X,
      *'Введите порядковый номер свойства для вывода результатов расче',
      *'та'/
      *' или 5 для выхода в ДОС '\)
       READ(*,*)NPROP
       RETURN
       END
       SUBROUTINE RANGE(NRANGE)
       IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
       COMMON/Z/Z
       WRITE(*,1)
    1  FORMAT(//
      *' Метод расчета при заданных параметрах "не работает"'/
      *' Продолжить работу программы ? 0 — нет, 1 — да '\)
       READ(*,*)NRANGE
       RETURN
       END
       SUBROUTINE TABL(PI,TI,ZP,NP,NT,NPROP)
       IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
       CHARACTER*26 AR,FNAME
       CHARACTER PROP(4)*58,A*6,LIN1(5)*9,LIN2(5)*9,LIN3(6)*9,LIN4*9,
      *AT(6)*28,RAZM(4)*39
       CHARACTER*70 F,FZ(11,2),FW(11,2)
       DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100),ZPP(6)
       COMMON/YI/YC(25)/NPR/NPR/AR/AR(25)
       DATA PROP/
      *'                    Плотность природного газа.',
      *'                Показатель адиабаты природного газа.',
      *'                  Скорость звука природного газа.',
      *'      Коэффициент динамической вязкости природного газа.'/
       DATA RAZM/
      *' (в кг/куб.м)',' ',
      *' (в м/с)',
      *' (в мкПа*с)'/
       DATA LIN1/5*'————————'/,LIN2/5*'————————'/,LIN3/6*'————————'/,
      *LIN4/'————————'/,A/' — '/
       DATA AT/
      *'  T, K',' T, K',' T, K',' T, K',
      *'                T, K',' T, K'/
       DATA FZ/
```

```
     *'(3X,F5.2,2X,6(3X,F6.2))','(3X,F5.2,5X,A6,5(3X,F6.2))',
     *'(3X,F5.2,2X,2(3X,A6),4(3X,F6.2))','(3X,F5.2,2X,3(3X,A6),
     *3(3X,F6.2))',
     *'(3X,F5.2,2X,4(3X,A6),2(3X,F6.2))','(3X,F5.2,2X,5(3X,A6),
     *3X,F6.2)',
     *'(3X,F5.2,2X,5(3X,F6.2),3X,A6)','(3X,F5.2,2X,4(3X,F6.2),
     *2(3X,A6))',
     *'(3X,F5.2,2X,3(3X,F6.2),3(3X,A6))','(3X,F5.2,2X,2(3X,F6.2),
     *4(3X,A6))',
     *'(3X,F5.2,5X,F6.2,5(3X,A6))','(3X,F9.6,1X,F6.2,5(3X,F6.2))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,5(3X,F6.2))','(3X,F9.6,1X,A6,3X,A6,4(3X,F6.2))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,2(3X,A6),3(3X,F6.2))','(3X,F9.6,1X,A6,3(3X,A6),
     *2(3X,F6.2))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,4(3X,A6),3X,F6.2)','(3X,F9.6,1X,F6.2,4(3X,F6.2),
     *3X,A6)',
     *'(3X,F9.6,1X,F6.2,3(3X,F6.2),2(3X,A6))','(3X,F9.6,1X,F6.2,
     *2(3X,F6.2),3(3X,A6))',
     *'(3X,F9.6,1X,F6.2,3X,F6.2,4(3X,A6))','(3X,F9.6,1X,F6.2,5(3X,A6))'/
     DATA FW/
     '(3X,F5.2,2X,6(4X,F5.1))','(3X,F5.2,5X,A6,5(4X,F5.1))',
     *'(3X,F5.2,2X,2(3X,A6),4(4X,F5.1))','(3X,F5.2,2X,3(3X,A6),
     *3(4X,F5.1))',
     *'(3X,F5.2,2X,4(3X,A6),2(4X,F5.1))','(3X,F5.2,2X,5(3X,A6),
     *4X,F5.1)',
     *'(3X,F5.2,2X,5(4X,F5.1),3X,A6)','(3X,F5.2,2X,4(4X,F5.1),
     *2(3X,A6))',
     *'(3X,F5.2,2X,3(4X,F5.1),3(3X,A6))','(3X,F5.2,2X,2(4X,F5.1),
     *4(3X,A6))',
     *'(3X,F5.2,6X,F5.1,5(3X,A6))','(3X,F9.6,2X,F5.1,5(4X,F5.1))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,5(4X,F5.1))','(3X,F9.6,1X,A6,3X,A6,4(4X,F5.1))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,2(3X,A6),3(4X,F5.1))','(3X,F9.6,1X,A6,3(3X,A6),
     *2(4X,F5.1))',
     *'(3X,F9.6,1X,A6,4(3X,A6),4X,F5.1)','(3X,F9.6,2X,F5.1,4(4X,F5.1),
     *3X,A6)',
     *'(3X,F9.6,2X,F5.1,3(4X,F5.1),2(3X,A6))','(3X,F9.6,2X,F5.1,
     *2(4X,F5.1),3(3X,A6))',
     *'(3X,F9.6,2X,F5.1,4X,F5.1,4(3X,A6))','(3X,F9.6,2X,F5.1,5(3X,A6))'/
  22 WRITE(*,44)
  44 FORMAT(//' Устройство вывода результатов расчета ?,')
     WRITE(*,'(A\)')
     *' 0 — дисплей, 1 — принтер, 2 — файл на диске '
     READ(*,*)NYST
     IF(NYST.EQ.0) OPEN(1,FILE='CON')
     IF(NYST.EQ.1) OPEN(1,FILE='PRN')
     IF(NYST.EQ.2) WRITE(*,'(A\)') ' Введите имя файла '
     IF(NYST.EQ.2) READ(*,'(A)')FNAME
     IF(NYST.EQ.2) OPEN(1,FILE=FNAME)
     IF(NYST.EQ.0) WRITE(*,100)
 100 FORMAT(25(/))
     IF(NYST.EQ.1) PAUSE
     *' Включите принтер, вставьте бумагу и нажмите <ВВОД> '
     WRITE(1,88)PROP(NPROP),RAZM(NPROP)
  88 FORMAT(A58/A39/)
```

```
      NW=3
      IF(NPR.EQ.0) WRITE(1,3)
    3 FORMAT(' Содержание в мол.%')
      IF(NPR.EQ.1) WRITE(1,33)
   33 FORMAT(' Содержание в об.%')
      NW=NW+1
      I=1
    9 J=I+1
   13 CONTINUE
      IF(YC(J).NE.0D0) THEN
      WRITE(1,5)AR(I),YC(I)*100.,AR(J),YC(J)*100.
    5 FORMAT(2(A26,F7.4))
      NW=NW+1
      DO 11 I=J+1,25
      IF(YC(I).NE.0D0.AND.I.NE.25) GO TO 9
      IF(YC(I).NE.0D0.AND.I.EQ.25) THEN
      WRITE(1,5)AR(I),YC(I)*100.
      NW=NW+1
      GO TO 99
      ENDIF
   11 CONTINUE
      ELSE
      J=J+1
      IF(J.LE.25) THEN
      GO TO 13
      ELSE
      WRITE(1,5)AR(I),YC(I)*100.
      NW=NW+1
      ENDIF
      ENDIF
   99 CONTINUE
      IF(NW.GT.12.AND.NYST.EQ.0) THEN
      WRITE(*,7)
    7 FORMAT(/)
      PAUSE ' Для продолжения вывода нажмите <ВВОД> '
      WRITE(*,100)
      NW=0
      ENDIF
      DO 15 I=1,NT,6
      IF(NW.GT.12.AND.NYST.EQ.0) THEN
      WRITE(*,7)
      PAUSE ' Для продолжения вывода нажмите <ВВОД> '
      WRITE(*,100)
      NW=0
      ENDIF
      IF(NW.GT.46.AND.NYST.NE.0) THEN
      WRITE(1,7)
      WRITE(*,7)
      IF(NYST.EQ.1) PAUSE
     *' Для продолжения вывода вставьте бумагу и нажмите <ВВОД> '
      NW=0
      ENDIF
      IF(I+5.LE.NT) THEN
```

```
      NL=6
      ELSE
      NL=NT-I+1
      ENDIF
      WRITE(1,7)
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
   17 FORMAT('———',6A9)
      WRITE(1,19)AT(NL)
   19 FORMAT('      [',A28)
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
   21 FORMAT(' p, MIIa ',6A9)
      WRITE(1,23)(TI(K),K=I,I+NL-1)
   23 FORMAT(10X,6(:,'      [',F6.2))
      WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
      NW=NW+6
      DO 25 J=1,NP
      JP=1
      IF(PI(J).EQ.0.101325D0) JP=2
      NL1=0
      NLN=0
      DO 27 K=I,I+NL-1
      NL1=NL1+1
      IF(ZP(J,K).EQ.0D0) THEN
      ZPP(NL1)=A
      NLN=NLN+1
      ELSE
      ZPP(NL1)=ZP(J,K)
      ENDIF
   27 CONTINUE
      IF(NLN.EQ.NL) GO TO 133
      IF(NLN.EQ.0) THEN
      IF(NPROP.NE.3) F=FZ(1,JP)
      IF(NPROP.EQ.3) F=FW(1,JP)
      ELSE
      IF(ZP(J,I).EQ.0D0.AND.NPROP.NE.3) F=FZ(NLN+1,JP)
      IF(ZP(J,I+NL-1).EQ.0D0.AND.NPROP.NE.3) F=FZ(NLN+12-NL,JP)
      IF(ZP(J,I).EQ.0D0.AND.NPROP.EQ.3) F=FW(NLN+1,JP)
      IF(ZP(J,I+NL-1).EQ.0D0.AND.NPROP.EQ.3) F=FW(NLN+12-NL,JP)
      ENDIF
      IF(NL1.EQ.1) WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1)
      IF(NL1.EQ.2) WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2)
      IF(NL1.EQ.3) WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3)
      IF(NL1.EQ.4) WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4)
      IF(NL1.EQ.5)
     *WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4),ZPP(5)
      IF(NL1.EQ.6)
     *WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4),ZPP(5),ZPP(6)
      NW=NW+1
  133 CONTINUE
      IF(NW.EQ.20.AND.NYST.EQ.0) THEN
      IF(J.EQ.NP.AND.I+NL-1.EQ.NT) GO TO 29
```

```
      WRITE(*,7)
      PAUSE ' Для продолжения вывода нажмите <ВВОД> '
      WRITE(*,100)
      NW=0
      WRITE(1,7)
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
      WRITE(1,19)AT(NL)
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
      WRITE(1,23)(TI(K),K=I,I+NL-1)
      WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
      NW=NW+6
      ENDIF
      IF(NW.EQ.54.AND.NYST.NE.0) THEN
      IF(J.EQ.NP.AND.I+NL-1.EQ.NT) GO TO 29
      WRITE(1,7)
      WRITE(*,7)
      IF(NYST.EQ.1) PAUSE
     *' Для продолжения вывода вставьте бумагу и нажмите <ВВОД> '
      NW=0
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
      WRITE(1,19)AT(NL)
      IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
      IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
      WRITE(1,23)(TI(K),K=I,I+NL-1)
      WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
      NW=NW+6
      ENDIF
   25 CONTINUE
   15 CONTINUE
   29 CLOSE(1)
      WRITE(*,7)
      PAUSE ' Вывод завершен, для продолжения работы нажмите <ВВОД>'
      WRITE(*,66)
   66 FORMAT(/' Назначить другое устройство вывода ?',
     *', 0 — нет, 1 — да '\)
      READ(*,*)NBOLB
      IF(NBOLB.EQ.1) GO TO 22
      RETURN
      END
      SUBROUTINE EOSVNIC(ICALC)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION VC(8),TC(8),PII(8),DIJ(8,8)
      COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PIID(8)/ABIJ/AIJ(10,8),BIJ(10,8)
     */B/B(10,8)/RM/RM/Y/Y(8)/BM/BM(8)/NI/NI(8)/NC/NC/RON/RON/PIM/PIM
      COMMON/CPCI/CPC1(20,5),CPC2(20,3)/IDGFD/TOID(8),MCOD(8),MCPD(8)
     */IDGF/CPC(20,8),TOI(8),MCO(8),MCP(8)
      COMMON/P/P/T/T/Z/Z/TS/RO,PA,W/ETA/ETA
      RM=8.31451D0
      IF(ICALC.NE.1) GO TO 1
```

```
      CALL COMPON
      IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
      DO 11111 J=1,8
      DO 11111 I=1,20
      IF(J.LE.5) CPC(I,J)=CPC1(I,J)
      IF(J.GT.5) CPC(I,J)=CPC2(I,J-5)
11111 CONTINUE
      CALL DDIJ(DIJ,LIJ)
      DO 75 I=1,NC
      TC(I)=TCD(NI(I))
      VC(I)=BM(I)/VCD(NI(I))
      PII(I)=PIID(NI(I))
      MCO(I)=MCOD(NI(I))
      MCP(I)=MCPD(NI(I))
      TOI(I)=TOID(NI(I))
      MP=MCO(I)+MCP(I)+1
      DO 23 J=1,MP
   23 CPC(J,I)=CPC(J,NI(I))
      DO 123 J=1,NC
      IF(I.GE.J) GO TO 123
      DIJ(I,J)=DIJ(NI(I),NI(J))
      LIJ(I,J)=LIJ(NI(I),NI(J))
  123 CONTINUE
   75 CONTINUE
      CALL PARMIX(DIJ,LIJ,TC,VC,PII)
      DO 27 I=1,10
      DO 27 J=1,8
   27 B(I,J)=AIJ(I,J)+BIJ(I,J)*PIM
      IF(RON.NE.0D0) THEN
      CALL PHASE
      RON=0D0
      GO TO 133
      ENDIF
    1 CALL PHASE
  133 RETURN
      END
      SUBROUTINE COMPON
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION BMI(25),ROI(8),GI(8),YI(25)
      COMMON/Y/Y(8)/BMM/BMM/BM/BM(8)/YI/YC(25)/NI/NI(8)/NC/NC/RON/RON
      DATA BMI/16.043D0,30.07D0,44.097D0,2*58.123D0,28.0135D0,
     *44.01D0,34.082D0,26.038D0,28.054D0,42.081D0,3*72.15D0,
     *86.177D0,78.114D0,100.204D0,92.141D0,114.231D0,128.259D0,
     *142.286D0,4.0026D0,2.0159D0,28.01D0,31.9988D0/
      DATA ROI/0.6682D0,1.2601D0,1.8641D0,2.4956D0,2.488D0,
     *1.1649D0,1.8393D0,1.4311D0/
      DO 100 I=1,25
  100 YI(I)=YC(I)
      IF(RON.NE.0D0) GO TO 333
      BMM=0D0
      DO 3333 I=1,25
 3333 BMM=BMM+YI(I)*BMI(I)
  333 YS=0D0
```

```
      DO 55 I=9,25
 55   YS=YS+YI(I)
      YS1=0D0
      DO 67 I=12,21
 67   YS1=YS1+YI(I)
      YS2=0D0
      DO 69 I=22,25
 69   YS2=YS2+YI(I)
      YI(2)=YI(2)+YI(9)+YI(10)
      YI(3)=YI(3)+YI(11)
      YI(4)=YI(4)+YS1
      YS3=YI(4)+YI(5)
      IF(RON.NE.0D0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LT.0.03D0) THEN
      YI(4)=YS3
      YI(5)=0D0
      ENDIF
      IF(RON.EQ.0D0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LE.0.03D0) THEN
      YI(4)=YS3
      YI(5)=0D0
      ENDIF
      YI(6)=YI(6)+YS2
      IF(RON.EQ.0D0) GO TO 555
      ROM=0D0
      DO 7 I=1,8
  7   ROM=ROM+YI(I)*ROI(I)
      DO 9 I=1,8
  9   GI(I)=YI(I)*ROI(I)/ROM
      SUM=0D0
      DO 11 I=1,8
 11   SUM=SUM+GI(I)/BMI(I)
      SUM=1./SUM
      DO 13 I=1,8
 13   YI(I)=GI(I)*SUM/BMI(I)
555   NC=0
      YSUM=0D0
      DO 155 I=1,8
      IF(YI(I).EQ.0D0) GO TO 155
      NC=NC+1
      NI(NC)=I
      Y(NC)=YI(I)
      YSUM=YSUM+Y(NC)
      BM(NC)=BMI(I)
155   CONTINUE
      CALL MOLDOL(YI,YS)
      DO 551 I=1,NC
551   Y(I)=Y(I)/YSUM
      RETURN
      END
      SUBROUTINE MOLDOL(YI,YS)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION YI(25)
      COMMON/Z/Z
      Z=-1D0
```

```
      IF(YI(1).LT.0.5D0.OR.YI(2).GT.0.2D0.OR.YI(3).GT.0.05D0.OR.
     *YI(4).GT.0.03D0.OR.YI(5).GT.0.03D0.OR.YS.GT.0.01D0) Z=0D0
      IF(YI(6).GT.0.3D0.OR.YI(7).GT.0.3D0.OR.YI(8).GT.0.3D0) Z=0D0
      RETURN
      END
      SUBROUTINE DDIJ(DIJ,LIJ)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION DIJ(8,8)
      DO 1 I=1,8
      DO 1 J=1,8
      LIJ(I,J)=0.D0
    1 DIJ(I,J)=0.D0
      DIJ(1,2)=0.036D0
      DIJ(1,3)=0.076D0
      DIJ(1,4)=0.121D0
      DIJ(1,5)=0.129D0
      DIJ(1,6)=0.06D0
      DIJ(1,7)=0.074D0
      DIJ(2,6)=0.106D0
      DIJ(2,7)=0.093D0
      DIJ(6,7)=0.022D0
      DIJ(1,8)=0.089D0
      DIJ(2,8)=0.079D0
      DIJ(6,8)=0.211D0
      DIJ(7,8)=0.089D0
      LIJ(1,2)=-0.074D0
      LIJ(1,3)=-0.146D0
      LIJ(1,4)=-0.258D0
      LIJ(1,5)=-0.222D0
      LIJ(1,6)=-0.023D0
      LIJ(1,7)=-0.086D0
      LIJ(6,7)=-0.064D0
      LIJ(7,8)=-0.062D0
      RETURN
      END
      SUBROUTINE PARMIX(DIJ,LIJ,TC,VC,PII)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION Y(8),DIJ(8,8),VCIJ(8,8),TCIJ(8,8),V13(8),TC(8),VC(8),
     *PII(8),PIIJ(8,8)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/Y/Y/NC/NC/PCM/PCM/PIM/PIM
      DO 1 I=1,NC
    1 V13(I)=VC(I)**(1.D0/3.D0)
      DO 3 I=1,NC
      VCIJ(I,I)=VC(I)
      PIIJ(I,I)=PII(I)
      TCIJ(I,I)=TC(I)
      DO 3 J=1,NC
      IF(I.GE.J) GO TO 3
      VCIJ(I,J)=(1.D0-LIJ(I,J))*((V13(I)+V13(J))/2.)**3
      PIIJ(I,J)=(VC(I)*PII(I)+VC(J)*PII(J))/(VC(I)+VC(J))
      TCIJ(I,J)=(1.D0-DIJ(I,J))*(TC(I)*TC(J))**0.5
```

```
      VCIJ(J,I)=VCIJ(I,J)
      PIIJ(J,I)=PIIJ(I,J)
      TCIJ(J,I)=TCIJ(I,J)
    3 CONTINUE
      VCM=0.D0
      PIM=0.D0
      TCM=0.D0
      DO 5 I=1,NC
      DO 5 J=1,NC
      VCM=VCM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)
      PIM=PIM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)*PIIJ(I,J)
    5 TCM=TCM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)*TCIJ(I,J)**2
      PIM=PIM/VCM
      TCM=(TCM/VCM)**0.5
      PCM=8.31451D-3*(0.28707D0-0.05559*PIM)*TCM/VCM
      RETURN
      END
      SUBROUTINE PHASE
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/Z/Z/RM/RM/T/T/P/P/PCM/PCM/RON/RON/BMM/BMM
     */AI/AO,A1,A2,A3
      IF(T.LT.240D0.OR.T.GT.480D0.OR.P.LE.0D0.OR.P.GT.12D0) THEN
      Z=0D0
      GO TO 134
      ENDIF
      PR=P/PCM
      RO=9D3*P/(RM*T*(1.1*PR+0.7D0))
      CALL FUN(RO)
      CALL OMTAU(RO,T)
      IF(Z.EQ.0D0) GO TO 134
      Z=1.D0+AO
      IF(RON.NE.0D0) THEN
      BMM=1D-3*Z*RON*RM*T/P
      GO TO 134
      ENDIF
      NPRIZ=2
      CALL COMPL(RO,T,NPRIZ)
      CALL TP(RO)
      CALL ETAS(RO)
  134 RETURN
      END
C     Подпрограмма, реализующая итерационный процесс определения
C     плотности из уравнения состояния (метод Ньютона)
      SUBROUTINE FUN(X)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/P/P/RM/RM/T/T/AI/AO,A1,A2,A3
      ITER=1
    1 CONTINUE
      NPRIZ=0
      IF(ITER.NE.1) NPRIZ=1
      CALL COMPL(X,T,NPRIZ)
      Z=1.D0+AO
      FX=1.D6*(P-(1.D-3*RM*T*Z*X))
```

```
      F=1.D3*RM*T*(1.D0+A1)
      DR=FX/F
      X=X+DR
      IF(ITER.GT.10) GO TO 4
      ITER=ITER+1
      IF(DABS(DR/X).GT.1.D-6) GO TO 1
    4 CALL COMPL(X,T,NPRIZ)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE OMTAU(RO,T)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/Z/Z
      Z=-1D0
      TR=T/TCM
      ROR=RO*VCM
      IF(TR.LT.1.05D0) Z=0D0
      IF(ROR.LT.0.D0.OR.ROR.GT.3.D0) Z=0D0
      RETURN
      END
C     Подпрограмма определения безразмерных комплексов AO,A1,A2 и A3
      SUBROUTINE COMPL(RO,T,NPRIZ)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION B(10,8),BK(10)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/B/B/AI/AO,A1,A2,A3
      IF(NPRIZ.NE.0) GO TO 7
      TR=T/TCM
      DO 1 I=1,10
      BK(I)=0
      DO 1 J=1,8
    1 BK(I)=BK(I)+B(I,J)/TR**(J-1)
    7 ROR=RO*VCM
      AO=0.D0
      A1=0.D0
      IF(NPRIZ.EQ.1) GO TO 5
      A2=0.D0
      A3=0.D0
    5 DO 33 I=1,10
      D=BK(I)*ROR**I
      AO=AO+D
      A1=A1+(I+1)*D
      IF(NPRIZ.EQ.1) GO TO 33
      DO 3 J=1,8
      D1=B(I,J)*ROR**I/TR**(J-1)
      A2=A2+(2-J)*D1
    3 A3=A3+(J-1)*(2-J)*D1/I
   33 CONTINUE
      RETURN
      END
C     Подпрограмма расчета плотности, показателя адиабаты, скорости
C     звука
      SUBROUTINE TP(ROM)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/BMM/BMM/AI/AO,A1,A2,A3/RM/RM/T/T/TS/RO,PA,W/Z/Z
```

```
      CALL IDGFU(T,CVOS)
      RO=BMM*ROM
      R=RM/BMM
      A11=1.D0+A1
      A21=1.D0+A2
      CV=R*(A3+CVOS)
      CP=CV+R*A21**2/A11
      W=DSQRT(DABS(1.D3*R*T*CP/CV))*DSQRT(DABS(A11))
      PA=CP/CV*A11/Z
      RETURN
      END
C     Подпрограмма расчета изохорной теплоемкости в идеально газовом
C     состоянии
      SUBROUTINE IDGFU(T,CVOS)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION CPO(8),CVO(8)
      COMMON/IDGF/CPC(20,8),TOI(8),MCO(8),MCP(8)/Y/Y(8)/NC/NC
      CVOS=0.D0
      DO 21 I=1,NC
      M=MCP(I)
      N=MCO(I)
      TAU=T/TOI(I)
      S1=0.D0
      S2=0.D0
      S3=0.D0
      S1=CPC(1,I)
      IF(M.EQ.0) GO TO 7
      DO 9 J=1,M
    9 S2=S2+CPC(J+1,I)*TAU**J
    7 IF(N.EQ.0) GO TO 11
      DO 13 J=1,N
   13 S3=S3+CPC(M+J+1,I)/TAU**J
   11 CPO(I)=S1+S2+S3
      CVO(I)=CPO(I)-1.D0
   21 CVOS=CVOS+Y(I)*CVO(I)
      RETURN
      END
C     Подпрограмма расчета вязкости
      SUBROUTINE ETAS(ROM)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/ETA/ETA/PARCM/TCM,VCM/BMM/BMM/T/T/PIM/PIM/PCM/PCM
      DKSI=TCM**(1D0/6D0)/BMM**.5/PCM**(2D0/3D0)
      ROR=VCM*ROM
      TR=T/TCM
      ETA=78.037D0+3.85612*PIM-29.0053*PIM**2-156.728/TR+145.519/TR**2
     *-51.1082/TR**3+6.57895*ROR+(11.7452D0-95.7215*PIM**2/TR)*ROR**2+
     *17.1027*ROR**3*PIM+.519623/TR**2*ROR**5
      ETA=ETA/DKSI/10.
      RETURN
      END
      BLOCK DATA BDVNIC
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      CHARACTER*26 AR
```

```
      COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PIID(8)/ABIJ/AIJ(10,8),BIJ(10,8)
      COMMON/CPCI/CPC1(20,5),CPC2(20,3)/IDGFD/TOID(8),MCOD(8),MCPD(8)
     */AR/AR(25)
      DATA TCD/190.67D0,305.57D0,369.96D0,425.4D0,407.96D0,
     *125.65D0,304.11D0,373.18D0/
      DATA VCD/163.03D0,205.53D0,218.54D0,226.69D0,225.64D0,
     *315.36D0,466.74D0,349.37D0/
      DATA PIID/0.0006467D0,0.1103D0,0.1764D0,0.2213D0,0.2162D0,
     *0.04185D0,0.2203D0,0.042686D0/
      DATA AIJ/.6087766D0,-.4596885D0,1.14934D0,-.607501D0,
     *-.894094D0,1.144404D0,-.34579D0,-.1235682D0,.1098875D0,
     *-.219306D-1,-1.832916D0,4.175759D0,-9.404549D0,10.62713D0,
     *-3.080591D0,-2.122525D0,1.781466D0,-.4303578D0,-.4963321D-1,
     *.347496D-1,1.317145D0,-10.73657D0,23.95808D0,-31.47929D0,
     *18.42846D0,-4.092685D0,-.1906595D0,.4015072D0,-.1016264D0,
     *-.9129047D-2,-2.837908D0,15.34274D0,-27.71885D0,35.11413D0,
     *-23.485D0,7.767802D0,-1.677977D0,.3157961D0,.4008579D-2,0.D0,
     *2.606878D0,-11.06722D0,12.79987D0,-12.11554D0,7.580666D0,
     *-1.894086D0,4*0.D0,
     *-1.15575D0,3.601316D0,-.7326041D0,-1.151685D0,.5403439D0,
     *5*0.D0,.9060572D-1,-.5151915D0,.7622076D-1,7*0.D0,
     *.4507142D-1,9*0.D0/
      DATA BIJ/-.7187864D0,10.67179D0,-25.7687D0,17.13395D0,
     *16.17303D0,-24.38953D0,7.156029D0,3.350294D0,-2.806204D0,
     *.5728541D0,6.057018D0,-79.47685D0,216.7887D0,-244.732D0,
     *78.04753D0,48.70601D0,-41.92715D0,10.00706D0,1.237872D0,
     *-.8610273D0,-12.95347D0,220.839D0,-586.4596D0,744.4021D0,
     *-447.0704D0,99.6537D0,5.136013D0,-9.5769D0,2.41965D0,
     *.2275036D0,15.71955D0,-302.0599D0,684.5968D0,-828.1484D0,
     *560.0892D0,-185.9581D0,39.91057D0,-7.567516D0,-.1062596D0,
     *0.D0,-13.75957D0,205.541D0,-325.2751D0,284.6518D0,
     *-180.8168D0,46.05637D0,4*0.D0,
     *6.466081D0,-57.3922D0,36.94793D0,20.77675D0,-12.56783D0,
     *5*0.D0,-.9775244D0,2.612338D0,-.4059629D0,7*0.D0,
     *-.2298833D0,9*0.D0/
      DATA CPC1/1.46696186D+02,-6.56744186D+01,2.02698132D+01,
     *-4.20931845D0,6.06743008D-01,-6.12623969D-02,4.30969226D-03,
     *-2.06597572D-04,6.4261581D-06,-1.1680563D-07,9.4095893D-10,
     *-2.09233731D+02,2.06925203D+02,-1.35704831D+02,5.64368924D+01,
     *-1.34496111D+01,1.39664152D0,3*0.D0,
     *6.8120976D+01,-3.0634058D+01,9.5275029D0,-1.6947102D0,
     *1.7630585D-01,-9.9545402D-3,2.353643D-4,-8.7407084D+1,
     *7.8481374D+1,-4.4865859D+1,1.4654346D+1,-2.0518393D0,8*0.D0,
     *-9.209726737D+1,3.070930782D+1,-4.924017995D0,5.045358836D-1,
     *-3.140446759D-2,1.076680079D-3,-1.556890669D-5,1.74867128D+2,
     *-1.756054503D+2,8.874920732D+1,-1.720610207D+1,9*0.D0,
     *-2.096096482D+2,6.877783535D+1,-1.228650555D+1,1.413691547D0,
     *-1.002920638D-1,3.985571861D-3,-6.78646087D-5,4.05527285D+2,
     *-4.457015773D+2,2.74366735D+2,-8.643867287D+1,1.070428636D+1,
     *8*0.D0,
     *-3.871419306D+1,4.711104578D+1,-1.758225423D+1,4.183494309D0,
     *-5.520042474D-1,3.034658409D-2,2.17160145D+1,-4.4926032D0,
     *12*0.D0/
```

```
 DATA CPC2/0.113129D+2,-0.21596D+1,0.352761D0,-0.321705D-1,
*0.16769D-2,-0.467965D-4,0.542603D-6,-0.174654D+2,0.246205D+2,
*-0.217731D+2,0.116418D+2,-0.342122D+1,0.422296D0,7*0.D0,
*-9.508041394D-1,7.008743711D0,-3.50580167D0,1.096778D0,
*-2.016835088D-1,1.971024237D-2,-7.860765734D-4,1.087462263D0,
*-7.976765747D-2,-2.837014896D-3,1.479612229D-4,9*0.D0,
*3.91355D0,-6.84851D-2,5.64424D-2,-4.83745D-3,1.71782D-4,
*-2.27537D-6,2*0.D0,1.18658D0,-1.90747D0,8.2852D-1,9*0.D0/
 DATA MCOD/6,5,4,5,2,6,4,5/
 DATA MCPD/10,6,6,6,5,6,6,5/
 DATA TOID/4*100D0,300D0,100D0,300D0,100D0/
 DATA AR/' метана (CH4)',' этана (C2H6)',' пропана (C3H8)',
*' н-бутана (н-C4H10)',' и-бутана (и-C4H10)',' азота (N2)',
*' диоксида углерода (CO2)',' сероводорода (H2S)',
*' ацетилена (C2H2)',' этилена (C2H4)',' пропилена (C3H6)',
*' н-пентана (н-C5H12)',' и-пентана (и-C5H12)',
*' нео-пентана (нео-C5H12)',' н-гексана (н-C6H14)',
*' бензола (C6H6)',' н-гептана (н-C7H16)',' толуола (C7H8)',
*' н-октана (н-C8H18)',' н-нонана (н-C9H20)',
*' н-декана (н-C10H22)',' гелия (He)',' водорода (H2)',
*' моноксида углерода (CO)',' кислорода (O2)'/
 END
```

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

ПРИМЕР РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Состав природного газа в молярных процентах:

метан	89,27
этан	2,26
пропан	1,06
и-бутан	0,01
азот	0,04
диоксид углерода	4,30
сероводород	3,05
пропилен	0,01
Давление	1,081 МПа
Температура	323,15 К
Плотность	7,54 кг/м^3

Показатель адиабаты	1,29
Скорость звука	429,8 м/с
Динамическая вязкость	12,36 мкПа · с
Давление	9,950 МПа
Температура	323,15 К
Плотность	78,51 кг/м^3
Показатель адиабаты	1,44
Скорость звука	427,7 м/с
Динамическая вязкость	14,75 мкПа · с

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

БИБЛИОГРАФИЯ

[1]. Козлов А.Д., Кузнецов В.М., Мамонов Ю.В. Построение уравнений теплофизических свойств индивидуальных веществ и материалов. - Теплофизические свойства веществ и материалов, 1988, вып.24, с.150-164.

[2]. Козлов А.Д., Кузнецов В.М., Мамонов Ю.В. Анализ современных методов расчета рекомендуемых справочных данных о коэффициентах вязкости и теплопроводности газов и жидкостей. — М.: ИВТАН СССР, 1989, № 3, с.3-80.

[3]. МР 67-89. Расчет плотности, изобарной и изохорной теплоемкости, энтальпии, энтропии, скорости звука жидких и газообразных веществ, применяемых в криогенном машиностроении в интервале температур до 500 К и давлений до 50 МПа на основе уравнения Старлинга-Хана. — Методика ГСССД, Деп. ВНИИКИ, № 609, 1990.

[4]. B.A.Younglove, N.V.Frederick, R.D.McCarty Speed of Sound Data and Related Models for Mixtures of Natural Gas Constituents — Natl. Inst. Stand. Technol., Mono. 178, 97 p. (Washington, 1993).

[5]. ИСО 5168:1978 International Standard. Measurement of fluid flow — Estimation of uncertainty of a flow-rate measurement

УДК 662.76.001.4:006.354 Б19 ОКСТУ 0203

Ключевые слова: природный газ, методы расчета физических свойств, давление, температура, компонентный состав, молярные и объемные доли, плотность, показатель адиабаты, скорость звука, динамическая вязкость, погрешность, уравнение состояния, листинг программы.

Редактор *Р.С. Федорова*
Технический редактор *О.Н. Власова*
Корректор *А.С. Черноусова*
Компьютерная верстка *А.С. Юфина*

Изд. лиц. № 021007 от 10.08.95. Сдано в набор 13.02.97. Подписано в печать 17.03.97.
Усл.печ.л. 1,86. Уч.-изд.л. 2,00. Тираж 310 экз. С 291. Зак. 77.

ИПК Издательство стандартов
107076, Москва, Колодезный пер., 14.
Набрано и отпечатано в ИПК Издательство стандартов

Изменение № 1 ГОСТ 30319.3—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния

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 № 4310

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

Пункт 3.2. Второй абзац дополнить абзацами:

«по плотности газа при стандартных условиях — 0,66—1,05 кг/м^3 (плотность газа при стандартных условиях рассчитывают по формуле (16) ГОСТ 30319.1);

по высшей удельной теплоте сгорания газа — 20—48 МДж/м^3 (высшую удельную теплоту сгорания рассчитывают по 7.2 ГОСТ 30319.1, допускается рассчитывать высшую удельную теплоту сгорания по формуле (52) ГОСТ 30319.1)»;

последний абзац дополнить словами: «без учета погрешностей исходных данных».

Пункт 4.1.3 изложить в новой редакции:

«4.1.3 Если компонентный состав природного газа задан в объемных долях, то молярные доли компонентов рассчитывают по формуле (12) ГОСТ 30319.1 и далее молярную массу природного газа вычисляют по 4.1.2».

Пункт 4.2. Формулу (6) изложить в новой редакции:

$$A_1 = \sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} (k+1) c_{kl} \rho_{\text{п}}^{k} / T_{\text{п}}^{l}; \qquad (6)$$

формулы (7), (8). Заменить обозначения: c_θ на c_v, $c_{\theta om}$ на c_{vom};

таблица 2. Компонент «Сероводород». Графу «$(\beta_j)_i$» для $j = 1$ и $j = 2$ дополнить значением: 0,0.

Раздел 5. Формулы (19), (20) изложить в новой редакции:

$$\delta_{\text{ид}} = \frac{1}{\overline{Q}} \left\{ \sum_{k=1}^{N_q} \left[\left(\frac{\partial \overline{Q}}{\partial \overline{q}_k} \right)_{\overline{q}_l,\ l \neq k} \overline{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right\}^{0,5}, \qquad (19)$$

$$\left(\frac{\partial \overline{Q}}{\partial \overline{q}_k} \right)_{\overline{q}_l,\ l \neq k} = \frac{Q_{q_k +} - Q_{q_k -}}{2 \Delta \overline{q}_k}; \qquad (20)$$

(Продолжение см. с. 74)

четвертый абзац (со слов «Производную свойства») изложить в новой редакции:

«При вычислении частных производных по формуле (20) свойства Q_{qk+} и Q_{qk-} рассчитывают при средних параметрах $\overline{q}_{l,\ l\neq k}$ и параметрах $q_{k+} = \overline{q}_k + \Delta\overline{q}_k$ и $q_{k-} = \overline{q}_k - \Delta\overline{q}_k$, соответственно. Рекомендуется выбирать $\Delta\overline{q}_k = 0{,}5\ 10^{-2}\ \delta_{qk}\overline{q}_k$.».

(ИУС № 8 2004 г.)

gost.e-ecolog.ru