

ГОСТ 30319.3—96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ
**МЕТОДЫ РАСЧЕТА
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ**
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ПО УРАВНЕНИЮ СОСТОЯНИЯ

Издание официальное

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ
ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
М и н с к

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 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 30319.3—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	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

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)

$$z = 1 + \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} c_{kl} \rho_n^k / T_n^l, \quad (1)$$

где c_{kl} — коэффициенты УС;
 $\rho_n = \rho_M / \rho_{пк}$ — приведенная плотность;
 $T_n = T / T_{пк}$ — приведенная температура;
 ρ_M — молярная плотность, кмоль/м³;
 $\rho_{пк}$ и $T_{пк}$ — 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 ρ_m из уравнения (1) при заданных давлении (p , МПа) и температуре (T , К) приведен в ГОСТ 30319.2 (см. 3.2.5).

Плотность ρ , кг/м³, вычисляют по формуле

$$\rho = \rho_m M. \quad (2)$$

Таблица 1 — Погрешности расчета свойств природного газа

Свойство	Область параметров состояния			Примечание
	240 ≤ T < 270 К		T = (270 — 480) К	
	p ≤ 6 МПа	6 < p ≤ 12 МПа	и 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

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

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

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

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

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

где c_p и c_v — изобарная и изохорная теплоемкости,

A_1 — безразмерный комплекс УС (1).

Безразмерный комплекс A_1 УС (1) имеет вид

$$A_1 = \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} (k+1) c_{kl} \rho_n^k / T_n^l. \quad (6)$$

Изобарную и изохорную теплоемкости рассчитывают по следующим выражениям:

$$c_p = R [c_v / R + (1 + A_2)^2 / (1 + A_1)], \quad (7)$$

$$c_v = R (c_{\text{вом}} / R + A_3), \quad (8)$$

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

$$A_2 = - \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} (l-1) c_{kl} \rho_n^k / T_n^l; \quad (9)$$

$$A_3 = - \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} [l(l-1)/k] c_{kl} \rho_n^k / T_n^l. \quad (10)$$

Изохорную теплоемкость в идеально газовом состоянии вычисляют по формулам:

$$c_{\text{вом}} = c_{\text{ром}} - R; \quad (11)$$

$$c_{\text{ром}} = \sum_i x_i c_{\text{ром}i}. \quad (12)$$

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

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

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)	i	$(\alpha_j)_i$	$(\beta_j)_i$
Метан $N_{1i} = 10$ $N_{2i} = 6$ $T_{ni} = 100$ К	0	$1,46696186 \cdot 10^2$	
	1	$-6,56744186 \cdot 10^1$	$-2,09233731 \cdot 10^2$
	2	$2,02698132 \cdot 10^1$	$2,06925203 \cdot 10^2$
	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 $N_{1i} = 6$ $N_{2i} = 5$ $T_{ni} = 100$ К	0	$6,81209760 \cdot 10^1$	
	1	$-3,06340580 \cdot 10^1$	$-8,74070840 \cdot 10^1$
	2	$9,52750290 \cdot 10^0$	$7,84813740 \cdot 10^1$
	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 $N_{1i} = 6$ $N_{2i} = 4$ $T_{ni} = 100$ К	0	$-9,209726737 \cdot 10^1$	
	1	$3,070930782 \cdot 10^1$	$1,748671280 \cdot 10^2$
	2	$-4,924017995 \cdot 10^0$	$-1,756054503 \cdot 10^2$
	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	$-1,556890669 \cdot 10^{-5}$		

Компонент (<i>i</i>)	<i>j</i>	(α_j) _{<i>i</i>}	(β_j) _{<i>i</i>}
<i>n</i> -Бутан $N_{1i} = 6$ $N_{2i} = 5$ $T_{ni} = 100$ К	0	$-2,096096482 \cdot 10^2$	
	1	$6,877783535 \cdot 10^1$	$4,055272850 \cdot 10^2$
	2	$-1,228650555 \cdot 10^1$	$-4,457015773 \cdot 10^2$
	3	$1,413691547 \cdot 10^0$	$2,743667350 \cdot 10^2$
	4	$-1,002920638 \cdot 10^{-1}$	$-8,643867287 \cdot 10^1$
	5	$3,985571861 \cdot 10^{-3}$	$1,070428636 \cdot 10^1$
<i>n</i> -Бутан $N_{1i} = 5$ $N_{2i} = 2$ $T_{ni} = 300$ К	0	$-3,871419306 \cdot 10^1$	
	1	$4,711104578 \cdot 10^1$	$2,171601450 \cdot 10^1$
	2	$-1,758225423 \cdot 10^1$	$-4,492603200 \cdot 10^0$
	3	$4,183494309 \cdot 10^0$	
	4	$-5,520042474 \cdot 10^{-1}$	
Азот $N_{1i} = 6$ $N_{2i} = 6$ $T_{ni} = 100$ К	0	$0,113129000 \cdot 10^2$	
	1	$-0,215960000 \cdot 10^1$	$-0,174654000 \cdot 10^2$
	2	$0,352761000 \cdot 10^0$	$0,246205000 \cdot 10^2$
	3	$-0,321705000 \cdot 10^{-1}$	$-0,217731000 \cdot 10^2$
	4	$0,167690000 \cdot 10^{-2}$	$0,116418000 \cdot 10^2$
	5	$-0,467965000 \cdot 10^{-4}$	$-0,342122000 \cdot 10^1$
Диоксид углерода $N_{1i} = 6$ $N_{2i} = 4$ $T_{ni} = 300$ К	0	$-9,508041394 \cdot 10^{-1}$	
	1	$7,008743711 \cdot 10^0$	$1,087462263 \cdot 10^0$
	2	$-3,505801670 \cdot 10^0$	$-7,976765747 \cdot 10^{-2}$
	3	$1,096778000 \cdot 10^0$	$-2,837014896 \cdot 10^{-3}$
	4	$-2,016835088 \cdot 10^{-1}$	$1,479612229 \cdot 10^{-4}$
	5	$1,971024237 \cdot 10^{-2}$	
Сероводород $N_{1i} = 5$ $N_{2i} = 5$ $T_{ni} = 100$ К	0	$3,913550000 \cdot 10^0$	
	1	$-6,848510000 \cdot 10^{-2}$	
	2	$5,644240000 \cdot 10^{-2}$	
	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

$$u = \left[10^3 R T c_p (1 + A_1) / (c_v M) \right]^{0.5}, \quad (14)$$

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

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

$$\begin{aligned} \mu_0 = & 78,037 + 3,85612\Omega - 29,0053\Omega^2 - 156,728/T_n + 145,519/T_n^2 - \\ & - 51,1082/T_n^3 + 6,57895\rho_n + (11,7452 - 95,7215\Omega^2/T_n)\rho_n^2 + \\ & + 17,1027\rho_n^3\Omega + 0,519623/T_n^2\rho_n^4, \end{aligned} \quad (16)$$

$$\xi = \frac{T_{пк}^{1.5}}{M^{0.5} p_{пк}^{2.5}}, \quad (17)$$

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

Молярную массу природного газа (M) вычисляют по формуле (3) или (4), а формулы расчета фактора Питцера (Ω), приведенных и псевдокритических параметров природного газа ($T_n, \rho_n, T_{пк}, p_{пк}$) 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

$$\delta_{из} = \frac{1}{Q} \left[\sum_{k=1}^{N_Q} \left[\left(\frac{\partial Q}{\partial q_k} \right)_{q_i} \bar{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right]^{0.5}, \quad (19)$$

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

δ_{qk} — погрешность измерения параметра исходных данных;

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial q_k} \right)_{q_i} \equiv \frac{Q_{q_i}^{\text{макс}} - Q_{q_i}^{\text{мин}}}{q_k^{\text{макс}} - q_k^{\text{мин}}}; \quad (20)$$

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

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.);
- $q_k^{\text{макс}}$ и $q_k^{\text{мин}}$ — максимальное и минимальные 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}_i , отличающихся от параметра q_k .

Свойство \bar{Q} (среднее значение) рассчитывают при средних параметрах q_k .

Общую погрешность расчета физических свойств определяют по формуле

$$\delta \approx (\delta_Q^2 + \delta_{\text{ид}}^2)^{0,5}, \quad (22)$$

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
n-Бутан	0,0 — 0,48	0,0 — 1,54	0,12 — 1,50	0,51 — 1,98
n-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

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

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

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

$$\delta_k = 100 \cdot |(Q_{\text{расч}, k} - Q_{\text{тест}, k}) / Q_{\text{тест}, k}|, \quad (25)$$

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

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

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

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/RO/RO/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 К 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

```

ГОСТ 30319.3—96

```

WRITE(*, '(A\)' ) AR(I)
READ(*, *)YC(I)
5 YC(I)=YC(I)/100.
WRITE(*, '(A\)' )
*1 Введите количество точек по давлению:
READ(*, *)NP
WRITE(*, '(A\)' )
*2 Введите количество точек по температуре:
READ(*, *)NT
WRITE(*, '(A\)' )
*3 Введите значения давлений в МПа:
READ(*, *) (PI(I), I=1, NP)
WRITE(*, '(A\)' )
*4 Введите значения температур в К:
READ(*, *) (TI(I), I=1, NT)
WRITE(*, '(A\)' )
*5 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=1,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',
*"/
* 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', 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, оставьте бумагу и нажмите <ВВОД> '
WRITE(1,88)PROP(NPROP),RAZM(NPROP)
88 FORMAT(A58/A39/)

```

ГОСТ 30319.3—96

```

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-1+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=1,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=1,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)(T1(K),K=1,1+NL-1)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
ENDIF
IF(NW.EQ.54.AND.NYST.NE.0) THEN
IF(I.EQ.NP.AND.1+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)(T1(K),K=1,1+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/RO/RO/PIM/PIM
COMMON/CPC1/CPC1(20,5),CPC2(20,3)/IDGFD/TOID(8),MCO(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 1111 I=1,8
DO 1111 I=1,20
IF(J.LE.5) CPC(I,J)=CPC1(I,J)
IF(J.GT.5) CPC(I,J)=CPC2(I,J-5)
1111 CONTINUE
CALL DDH(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)=MCOI(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(RO.NE.0D0) THEN
CALL PHASE
RON=0D0
GO TO 133
ENDIF
1 CALL PHASE
133 RETURN
END
SUBROUTINE COMPON
IMPLICIT REAL*(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/RO.N/RO.N
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,
*L.1649D0,1.8393D0,1.4311D0/
DO 100 I=1,25
100 YI(I)=YC(I)
IF(RO.NE.0D0) GO TO 333
BMM=0D0
DO 333 I=1,25
333 BMM=BMM+YI(I)*BMI(I)
333 YS=0D0

```

FOCT 30319.3—96

```

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*(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,PH)
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),
*PH(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,1)=VC(I)
PIIJ(I,1)=PH(I)
TCIJ(I,1)=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)*PH(I)+VC(J)*PH(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)
      PIJ(J,I)=PIJ(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)*PIJ(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*(I.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=-1.D0
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/A1/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/A1/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**(.5/6D0)/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+51.9623/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/CPC1/CPC1(20,5),CPC2(20,3)/IDGFD/TOID(8),MCD(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,
 *3.47496D-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,
 *5.728541D0,6.057018D0,-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,
 *2.275036D0,15.71955D0,-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 MCD/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 (СН4)', 'этана (С2Н6)', 'пропана (С3Н8)',
 *'и-бутана (и-С4Н10)', 'и-бутана (и-С4Н10)', 'азота (N2)',
 *'диоксида углерода (СО2)', 'сероводорода (Н2S)',
 *'ацетилена (С2Н2)', 'этилена (С2Н4)', 'пропилена (С3Н6)',
 *'и-пентана (и-С5Н12)', 'и-пентана (и-С5Н12)',
 *'нео-пентана (нео-С5Н12)', 'и-гексана (и-С6Н14)',
 *'бензола (С6Н6)', 'и-гептана (и-С7Н16)', 'толуола (С7Н8)',
 *'и-октана (и-С8Н18)', 'и-нонана (и-С9Н20)',
 *'и-декана (и-С10Н22)', 'гелия (He)', 'водорода (Н2)',
 *'монооксида углерода (СО)', 'кислорода (О2)'/
 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]. ISO 5168:1978 International Standard. Measurement of fluid flow — Estimation of uncertainty of a flow-rate measurement

УДК 662.76.001.4:006.354 МКС 75.060 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. № 02354 от 14.07.2000. Подписано в печать 17.01.2002. Усл.печ.л. 1,86.
Уч.-изд.л. 2,00. Тираж 141 экз. С 3562. Зак. 27.

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 30319.3—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/м³ (плотность газа при стандартных условиях рассчитывают по формуле (16) ГОСТ 30319.1);

по высшей удельной теплоте сгорания газа — 20—48 МДж/м³ (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:

$$A_1 = \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} (k+1)c_{kl} \rho_n^k / T_n^l ; \quad (6)$$

формулы (7), (8). Заменить обозначения: c_g на c_v , $c_{\text{гом}}$ на $c_{\text{вом}}$; таблица 2. Компонент «Сероводород». Графу « $(\beta_j)_T$ » для $j=1$ и $j=2$ дополнить значением: 0,0.

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

$$\delta_{\text{инл}} = \frac{1}{Q} \left\{ \sum_{k=1}^{N_g} \left[\left(\frac{\partial Q}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} \bar{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right\}^{0,5} . \quad (19)$$

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} = \frac{Q_{qk} - Q_{qk-}}{2 \Delta \bar{q}_k} ; \quad (20)$$

(Продолжение см. с. 74)

(Продолжение изменения № 1 к ГОСТ 30319.3—96)

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 $\bar{q}_{l, l=k}$ и параметрах $q_{k+} = \bar{q}_k + \Delta\bar{q}_k$ и $q_k = \bar{q}_k - \Delta\bar{q}_k$, соответственно. Рекомендуется выбирать $\Delta\bar{q}_k = 0,5 \cdot 10^{-2} \delta_{qk} \bar{q}_k$.».

(ИУС № 8 2004 г.)

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/м³ (плотность газа при стандартных условиях рассчитывают по формуле (16) ГОСТ 30319.1);

по высшей удельной теплоте сгорания газа — 20—48 МДж/м³ (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:

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

формулы (7), (8). Заменить обозначения: c_g на c_v , $c_{\text{еом}}$ на $c_{\text{вом}}$;

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:

$$\delta_{\text{инл}} = \frac{1}{Q} \left\{ \sum_{k=1}^{N_g} \left[\left(\frac{\partial Q}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} \bar{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right\}^{0.5}, \quad (19)$$

$$\left(\frac{\partial Q}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} = \frac{Q_{qk} - Q_{qk}}{2 \Delta \bar{q}_k}; \quad (20)$$

(Продолжение см. с. 74)

(Продолжение изменения № 1 к ГОСТ 30319.3—96)

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 $\bar{q}_{l, l=k}$ и параметрах $q_{k+} = \bar{q}_k + \Delta\bar{q}_k$ и $q_k = \bar{q}_k - \Delta\bar{q}_k$, соответственно. Рекомендуется выбирать $\Delta\bar{q}_k = 0,5 \cdot 10^{-2} \delta_{qk} \bar{q}_k$.».

(ИУС № 8 2004 г.)