

ГОСТ 30319.2—96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

---

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ.  
МЕТОДЫ РАСЧЕТА  
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ**

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ**

Издание официальное

БЗ 4—97

**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—96 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 1996г. № 723 межгосударственный стандарт ГОСТ 30319.2—96 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 июля 1997 г.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Январь 1999 г.

© ИПК Издательство стандартов, 1997

© ИПК Издательство стандартов, 1999

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

## Содержание

1	Назначение и область применения. . . . .	1
2	Нормативные ссылки. . . . .	1
3	Определение коэффициента сжимаемости . . . . .	2
3.1	Общие положения . . . . .	2
3.2	Методы расчета коэффициента сжимаемости. . . . .	2
3.2.1	Пределы применимости методов расчета и погрешности расчета коэффициента сжимаемости . . . . .	2
3.2.2	Модифицированный метод NX19 мод. . . . .	6
3.2.3	Модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод. . . . .	7
3.2.4	Уравнение состояния AGA8-92DC. . . . .	9
3.2.5	Уравнение состояния ВНИЦ СМВ . . . . .	11
4	Влияние погрешности исходных данных на погрешность расчета коэффициента сжимаемости . . . . .	14
5	Программная и техническая реализация расчета коэффициента сжимаемости . . . . .	16
Приложение А	Таблицы констант и параметров уравнения состояния AGA8-92DC . . . . .	17
Приложение Б	Таблицы коэффициентов и параметров уравнения состояния ВНИЦ СМВ . . . . .	20
Приложение В	Листинг программы расчета коэффициента сжимаемости природного газа . . . . .	24
Приложение Г	Примеры расчета коэффициента сжимаемости природного газа . . . . .	48
Приложение Д	Влияние погрешности исходных данных на погрешность расчета коэффициента сжимаемости природного газа (примеры расчета) . . . . .	50
Приложение Е	Библиография. . . . .	52

**ГАЗ ПРИРОДНЫЙ. МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ****Определение коэффициента сжимаемости**

Natural gas. Methods of calculation of physical properties.  
Definition of compressibility coefficient

Дата введения 1997—07—01

**1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

Настоящий стандарт устанавливает четыре метода определения коэффициента сжимаемости природного газа: при неизвестном полном компонентном составе природного газа (два метода) и известном компонентном составе.

Стандарт устанавливает предпочтительные области применения каждого метода по измеряемым параметрам (давление, температура, плотность природного газа при стандартных условиях и компонентный состав природного газа), однако не запрещает использование любого из методов и в других областях.

Допускается применять любые другие методы расчета коэффициента сжимаемости, однако погрешность расчета коэффициента сжимаемости по этим методам не должна превышать погрешностей, приведенных в настоящем стандарте (см. 3.2.1).

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.

### 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

#### 3.1 Общие положения

Коэффициент сжимаемости вычисляют по формуле

$$K = z/z_c, \quad (1)$$

где  $z$  и  $z_c$  — фактор сжимаемости соответственно при рабочих и стандартных условиях.

Рабочие условия характеризуются такими давлениями и температурами, которые определяются измерениями в процессе добычи, переработки и транспортирования природного газа. Давление  $p_c$  и температура  $T_c$  при стандартных условиях приведены в ГОСТ 30319.0.

#### 3.2 Методы расчета коэффициента сжимаемости

##### 3.2.1 Пределы применимости методов расчета и погрешности расчета коэффициента сжимаемости

В таблице 1 приведены общие результаты апробации методов расчета. Апробация проведена на обширном массиве высокоточных экспериментальных данных о факторе сжимаемости природного газа [1-12].

Погрешность данных не превышает 0,1 %.

Для расчета коэффициента сжимаемости природного газа при определении его расхода необходимо применять следующие методы:

1) модифицированный метод NX19 мод. для природных газов с плотностью  $\rho_c = 0,668 - 0,70$  кг/м<sup>3</sup> в интервале температур 250 — 290 К и давлений до 3 МПа; погрешность расчета коэффициента сжимаемости в этих диапазонах параметров не превышает 0,11 %; указанные диапазоны параметров характерны для измерения расхода и количества газа при его распределении потребителям;

2) модифицированное уравнение состояния (УС) GERG-91 мод. [13, 14] и УС AGA8-92DC [15] для природных газов с плотностью  $\rho_c = 0,668 - 0,70$  кг/м<sup>3</sup>, не содержащих сероводород, в интервале температур 250 — 330 К и давлений до 12 МПа; погрешность расчета коэффициента сжимаемости в этих диапазонах параметров не превышает 0,11 %; указанные диапазоны параметров характерны при измерении расхода и количества транспортируемого газа по магистральным газопроводам;

3) уравнение состояния ВНИЦ СМВ для природных газов с плотностью  $\rho_c = 0,70 - 1,00$  кг/м<sup>3</sup> в интервале температур 270 — 340 К и давлений до 12 МПа; погрешность расчета коэффициента сжимаемости в этих диапазонах параметров не превышает 0,19 % (природный газ не содержит сероводород) и 0,36 % (газ с сероводородом до 30 мол.%); указанные диапазоны параметров характерны для измерения расхода и количества газа при его добыче и переработке.

Т а б л и ц а 1 — Результаты апробации методов расчета коэффициента сжимаемости природного газа

Метод расчета	$\rho_c$ , кг/м <sup>3</sup>	T, К	p, МПа	Погрешность $\delta$ , %	Отклонения от экспериментальных данных		
					$\delta_{\text{сист}}$ , %	$\delta_i^{\text{макс}}$ , %	
NX19 мод.	0,67 — 0,70	250 — 290	0,1 — 3	0,11	—0,01	+0,06	—0,07
		270 — 310	2,5 — 8	0,18	0,01	+0,37	—0,09
		290 — 330	6,0 — 12	0,21	0,01	+0,33	—0,08
	0,69 — 0,76	270 — 290	0,1 — 3	0,13	0,01	+0,14	—0,13
		270 — 310	2,5 — 8	0,40	0,11	+0,56	—0,29
		290 — 330	6,0 — 12	0,52	—0,03	+0,84	—0,40
	0,75 — 0,82	270 — 290	0,1 — 3	0,52	0,18	+0,71	—0,16
		270 — 310	2,5 — 8	1,48	0,45	+2,51	—0,34
		290 — 330	6,0 — 12	1,72	0,54	+2,24	—0,40
	0,74 — 1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)	310 — 340	0,1 — 11	0,62	—0,18	+0,53	—0,79
	УС GERG-91 мод.	0,67 — 0,70	250 — 290	0,1 — 3	0,11	0,01	+0,13
270 — 310			2,5 — 8	0,11	0,01	+0,11	—0,06
290 — 330			6,0 — 12	0,11	0,01	+0,10	—0,06
0,69 — 0,76		270 — 290	0,1 — 3	0,12	—0,01	+0,07	—0,17
		270 — 310	2,5 — 8	0,15	—0,01	+0,13	—0,43
		290 — 330	6,0 — 12	0,16	0,02	+0,16	—0,34
0,75 — 0,82		270 — 290	0,1 — 3	0,14	0,02	+0,26	—0,10
		270 — 310	2,5 — 8	0,15	—0,01	+0,28	—0,31
		290 — 330	6,0 — 12	0,18	0,01	+0,65	—0,19
0,74 — 1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)		310 — 340	0,1 — 11	2,10	—0,66	+0,06	—3,10

Метод расчета	$\rho_c$ , кг/м <sup>3</sup>	T, К	p, МПа	Погрешность $\delta$ , %	Отклонения от экспериментальных данных		
					$\delta_{\text{сист}}$ , %	$\delta_i^{\text{макс}}$ , %	
УС AGA8-92DC	0,67 — 0,70	250 — 290	0,1 — 3	0,10	—0,01	+0,01	—0,02
		270 — 310	2,5 — 8	0,11	—0,01	+0,07	—0,06
		290 — 330	6,0 — 12	0,10	0,01	+0,04	—0,04
	0,69 — 0,76	270 — 290	0,1 — 3	0,12	—0,01	+0,06	—0,18
		270 — 310	2,5 — 8	0,16	—0,03	+0,16	—0,43
		290 — 330	6,0 — 12	0,14	—0,02	+0,11	—0,31
	0,75 — 0,82	270 — 290	0,1 — 3	0,13	0,01	+0,25	—0,09
		270 — 310	2,5 — 8	0,17	—0,03	+0,31	—0,24
		290 — 330	6,0 — 12	0,15	—0,01	+0,24	—0,17
	0,74 — 1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)	310 — 340	0,1 — 11	1,30	—0,38	+0,06	—1,88
	УС ВНИЦ СМВ	0,67 — 0,70	250 — 290	0,1 — 3	0,13	—0,03	+0,01
270 — 310			2,5 — 8	0,14	—0,04	+0,03	—0,11
290 — 330			6,0 — 12	0,11	—0,01	+0,05	—0,07
0,69 — 0,76		270 — 290	0,1 — 3	0,14	—0,03	+0,06	—0,17
		270 — 310	2,5 — 8	0,16	—0,03	+0,13	—0,33
		290 — 330	6,0 — 12	0,14	—0,01	+0,13	—0,22
0,75 — 0,82		270 — 290	0,1 — 3	0,14	0,01	+0,25	—0,09
		270 — 310	2,5 — 8	0,16	—0,02	+0,17	—0,22
		290 — 330	6,0 — 12	0,19	0,03	+0,28	—0,15
0,74 — 1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)		310 — 340	0,1 — 11	0,36	0,10	+0,54	—0,24

Метод NX19 мод. и уравнение состояния GERG-91 мод. могут быть использованы при неизвестном полном компонентном составе природного газа, расчет по этим методам не требует применения ЭВМ.

Расчет по уравнениям состояния AGA8-92DC и ВНИЦ СМВ может быть осуществлен только при наличии ЭВМ и известном полном компонентном составе природного газа, при этом должны быть выдержаны следующие диапазоны концентраций компонентов (в мол.%):

метан	65 — 100	этан	≤ 15
пропан	≤ 3,5	бутаны	≤ 1,5
азот	≤ 15	диоксид углерода	≤ 15
сероводород	≤ 30	(УС ВНИЦСМВ) и	≤ 0,02 (УС AGA8-92DC)
остальные	≤ 1		

В области давлений (12 — 30) МПа и температур (260 — 340) К для расчета коэффициента сжимаемости допускается применять уравнения состояния GERG-91 мод. и AGA8-92DC. Погрешность расчета коэффициента сжимаемости природного газа в указанной области давлений и температур составляет: для уравнения GERG-91 мод. — 3,0 % [14], для уравнения AGA8-92DC — 0,5 % [15].

Выбор конкретного метода расчета коэффициента сжимаемости допускается определять в контракте между потребителем природного газа и его поставщиком с учетом требований настоящего стандарта.

В таблице 1 приняты следующие обозначения:

1)  $\delta_{\text{сист}}$  — систематическое отклонение от экспериментальных данных

$$\delta_{\text{сист}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \delta_i ; \quad (2)$$

2)  $\delta_i^{\text{макс}}$  — максимальное отклонение в  $i$ -й точке экспериментальных данных

$$\delta_i = 100 [(K_{\text{расч}, i} - K_{\text{эксп}, i}) / K_{\text{эксп}, i}] , \quad (3)$$

где  $K_{\text{расч}}$  и  $K_{\text{эксп}}$  — соответственно расчетный и экспериментальный коэффициенты сжимаемости;

3)  $\delta$  — погрешность расчета коэффициента сжимаемости по ИСО 5168 [16]

$$\delta = \left[ \delta_{\text{сист}}^2 + (2 \delta_{\text{ст}})^2 + \delta_{\text{эксп}}^2 \right]^{0,5} , \quad (4)$$

где  $\delta_{\text{ст}}$  — стандартное отклонение, которое вычисляется из выражения



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

$\delta_{\text{эксп}}$  — погрешность экспериментальных данных (0,1%).

### 3.2.2 Модифицированный метод NX19 мод.

В соответствии с требованиями стандарта Германии [17] расчет фактора сжимаемости по модифицированному методу NX19 мод. основан на использовании уравнения следующего вида

$$z = \frac{\left[ 1 + \frac{0,00132}{T_a^{3,25}} \right]^2}{\frac{B_1}{B_2} - B_2 + \theta_0} \cdot \frac{p_a}{10}, \quad (6)$$

$$\text{где } B_2 = \left[ B_0 + (B_0^2 + B_1^3)^{0,5} \right]^{1/3}, \quad (7)$$

$$B_0 = \theta_0(\theta_1 - \theta_0^2) + 0,1 \theta_1 p_a (F - 1), \quad (8)$$

$$B_1 = 2\theta_1/3 - \theta_0^2, \quad (9)$$

$$\theta_0 = [T_a^2 (1,77218 - 0,8879 T_a) + 0,305131] \theta_1 / T_a^4, \quad (10)$$

$$\theta_1 = T_a^5 / [T_a^2 (6,60756 T_a - 4,42646) + 3,22706]. \quad (11)$$

Корректирующий множитель  $F$  в зависимости от интервалов параметров  $p_a$  и  $\Delta T_a$  вычисляются по формулам:

при  $0 \leq p_a \leq 2$  и  $0 \leq \Delta T_a \leq 0,3$

$$F = \frac{75 \cdot 10^{-5} \cdot p_a^{2,3}}{e^{20 \Delta T_a}} + 11 \cdot 10^{-4} \Delta T_a^{0,5} [p_a (2,17 - p_a + 1,4 \Delta T_a^{0,5})]^2, \quad (12)$$

при  $0 \leq p_a < 1,3$  и  $-0,25 \leq \Delta T_a < 0$

$$F = 75 \cdot 10^{-5} p_a^{2,3} (2 - e^{20 \Delta T_a}) + 1,317 p_a (1,69 - p_a^2) \Delta T_a^4, \quad (13)$$

при  $1,3 \leq p_a < 2$  и  $-0,25 \leq \Delta T_a < 0$

$$F = 75 \cdot 10^{-5} p_a^{2,3} (2 - e^{20 \Delta T_a}) + 0,455 (1,3 - p_a) (1,69 \cdot 2^{1,25} - p_a^2) \times \\ \times \{ \Delta T_a (0,03249 + 18,028 \Delta T_a^2) + \Delta T_a^2 [2,0167 + \\ + \Delta T_a^2 (42,844 + 200 \Delta T_a^2)] \}, \quad (14)$$

где  $\Delta T_a = T_a - 1,09$ .

Параметры  $p_a$  и  $T_a$  определяются по следующим соотношениям:

$$p_a = 0,6714 (p / p_{\text{гк}}) + 0,0147, \quad (15)$$

$$T_a = 0,71892 (T / T_{\text{ПК}}) + 0,0007, \quad (16)$$

где  $p_{\text{ПК}}$  и  $T_{\text{ПК}}$  — псевдокритические значения давления и температуры, определяемые по формулам (48) и (49) ГОСТ 30319.1, а именно:

$$p_{\text{ПК}} = 2,9585 (1,608 - 0,05994\rho_c + x_y - 0,392 x_a), \quad (17)$$

$$T_{\text{ПК}} = 88,25 (0,9915 + 1,759\rho_c - x_y - 1,681 x_a). \quad (18)$$

В формулах (17), (18) вместо молярных долей диоксида углерода и азота допускается применять их объемные доли ( $r_y$  и  $r_a$ ).

Коэффициент сжимаемости природного газа вычисляют по формуле (1), при этом фактор сжимаемости при рабочих и стандартных условиях рассчитывают по формулам (6) — (18). Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (24) ГОСТ 30319.1.

### 3.2.3 Модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод.

Европейская группа газовых исследований на базе экспериментальных данных, собранных в [12], и уравнения состояния вириального типа [18], разработала и опубликовала в [13, 14] УС

$$z = 1 + B_m \rho_M + C_m \rho_M^2, \quad (19)$$

где  $B_m$  и  $C_m$  — коэффициенты УС;

$\rho_M$  — молярная плотность, кмоль/м<sup>3</sup>.

Коэффициенты уравнения состояния определяют из следующих выражений:

$$B_m = x_{\text{э}}^2 B_1 + x_{\text{э}} x_a B^* (B_1 + B_2) - 1,73 x_{\text{э}} x_y (B_1 B_3)^{0,5} + \\ + x_a^2 B_2 + 2 x_a x_y B_{23} + x_y^2 B_3, \quad (20)$$

$$C_m = x_{\text{э}}^3 C_1 + 3 x_{\text{э}}^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{1/3} + 2,76 x_{\text{э}}^2 x_y (C_1^2 C_3)^{1/3} + \\ + 3 x_{\text{э}} x_a^2 C^* (C_1 C_2^2)^{1/3} + 6,6 x_{\text{э}} x_a x_y (C_1 C_2 C_3)^{1/3} + 2,76 x_{\text{э}} x_y^2 (C_1 C_3^2)^{1/3} + \\ + x_a^3 C_2 + 3 x_a^2 x_y C_{223} + 3 x_a x_y^2 C_{233} + x_y^3 C_3, \quad (21)$$

где  $x_{\text{э}}$  — молярная доля эквивалентного углеводорода

$$x_{\text{э}} = 1 - x_a - x_y, \quad (22)$$

$$B_1 = -0,425468 + 2,865 \cdot 10^{-3} T - 4,62073 \cdot 10^{-6} T^2 + \\ + (8,77118 \cdot 10^{-4} - 5,56281 \cdot 10^{-6} T + 8,8151 \cdot 10^{-9} T^2) H + \\ + (-8,24747 \cdot 10^{-7} + 4,31436 \cdot 10^{-9} T - 6,08319 \cdot 10^{-12} T^2) \times H^2, \quad (23)$$

$$B_2 = -0,1446 + 7,4091 \cdot 10^{-4} T - 9,1195 \cdot 10^{-7} T^2, \quad (24)$$

$$B_{23} = -0,339693 + 1,61176 \cdot 10^{-3} T - 2,04429 \cdot 10^{-6} T^2, \quad (25)$$

$$B_3 = -0,86834 + 4,0376 \cdot 10^{-3} T - 5,1657 \cdot 10^{-6} T^2, \quad (26)$$

$$C_1 = -0,302488 + 1,95861 \cdot 10^{-3} T - 3,16302 \cdot 10^{-6} T^2 + \\ + (6,46422 \cdot 10^{-4} - 4,22876 \cdot 10^{-6} T + 6,88157 \cdot 10^{-9} T^2) H + \\ + (-3,32805 \cdot 10^{-7} + 2,2316 \cdot 10^{-9} T - 3,67713 \cdot 10^{-12} T^2) \times H^2, \quad (27)$$

$$C_2 = 7,8498 \cdot 10^{-3} - 3,9895 \cdot 10^{-5} T + 6,1187 \cdot 10^{-8} T^2, \quad (28)$$

$$C_3 = 2,0513 \cdot 10^{-3} + 3,4888 \cdot 10^{-5} T - 8,3703 \cdot 10^{-8} T^2, \quad (29)$$

$$C_{223} = 5,52066 \cdot 10^{-3} - 1,68609 \cdot 10^{-5} T + 1,57169 \cdot 10^{-8} T^2, \quad (30)$$

$$C_{233} = 3,58783 \cdot 10^{-3} + 8,06674 \cdot 10^{-6} T - 3,25798 \cdot 10^{-8} T^2, \quad (31)$$

$$B^* = 0,72 + 1,875 \cdot 10^{-5} (320 - T)^2, \quad (32)$$

$$C^* = 0,92 + 0,0013 (T - 270). \quad (33)$$

В формулах (23), (27)  $H$  рассчитывают по выражению

$$H = 128,64 + 47,479 M_3, \quad (34)$$

где  $M_3$  — молярная масса эквивалентного углеводорода, значение которой определяется из выражения

$$M_3 = (24,05525 z_c \rho_c - 28,0135 x_a - 44,01 x_y) / x_3. \quad (35)$$

В выражении (35) молярную долю эквивалентного углеводорода ( $x_3$ ) рассчитывают с использованием формулы (22), а фактор сжимаемости при стандартных условиях ( $z_c$ ) рассчитывают по формуле (24) ГОСТ 30319.1, а именно

$$z_c = 1 - (0,0741 \rho_c - 0,006 - 0,063 x_a - 0,0575 x_y)^2. \quad (36)$$

После определения коэффициентов уравнения состояния (19)  $B_m$  и  $C_m$  рассчитывают фактор сжимаемости при заданных давлении ( $p$ , МПа) и температуре ( $T$ , К) по формуле

$$z = (1 + A_2 + A_1/A_2) / 3, \quad (37)$$

где

$$A_2 = [A_0 - (A_0^2 - A_1^3)^{0,5}]^{1/3}, \quad (38)$$

$$A_0 = 1 + 1,5 (B_0 + C_0), \quad (39)$$

$$A_1 = 1 + B_0, \quad (40)$$

$$B_0 = b B_m, \quad (41)$$

$$C_0 = b^2 C_m, \quad (42)$$

$$b = 10^3 p / (2,7715 T). \quad (43)$$

Коэффициент сжимаемости природного газа рассчитывают по формуле (1), а именно

$$K = z/z_c. \quad (44)$$

Фактор сжимаемости при стандартных условиях  $z_c$  рассчитывают также по формулам (37) — (43) при заданных давлении  $p_c$  и температуре  $T_c$ . Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (24) ГОСТ 30319.1.

### 3.2.4 Уравнение состояния AGA8-92DC

В проекте стандарта ISO/TC 193 SC1 № 62 [15] Американской Газовой Ассоциацией для расчета фактора сжимаемости предложено использовать уравнение состояния

$$z = 1 + B \rho_M - \rho_{\Pi} \sum_{n=8}^{13} C_n^* + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{\Pi}^{k_n}) \rho_{\Pi}^{b_n} \exp(-c_n \rho_{\Pi}^{k_n}), \quad (45)$$

где  $B$  и  $C_n^*$  — коэффициенты УС;

$\rho_M$  — молярная плотность, кмоль/м<sup>3</sup>.

Константы  $\{b_n, c_n, k_n\}$  УС (45) приведены в таблице А.1.

Если состав газа задан в объемных долях, то молярные доли рассчитываются по формуле (12) ГОСТ 30319.1.

Приведенную плотность определяют по формуле

$$\rho_{\Pi} = K_m^3 \rho_M. \quad (46)$$

Параметр  $K_m$  вычисляют по формуле (53).

Коэффициенты УС рассчитывают из следующих соотношений:

$$B = \sum_{n=1}^{13} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (G_{ij} + 1 - g_n)^{g_n} (Q_i Q_j + 1 - q_n)^{q_n} \times \\ \times [(F_i F_j)^{0,5} + 1 - f_n]^{f_n} E_{ij}^{u_n} (K_i K_j)^{1,5}, \quad (47)$$

$$G_n^* = a_n T^{-u_n} (G + 1 - g_n)^{g_n} (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}, \quad (48)$$

где  $N$  — количество компонентов в природном газе.

Константы  $\{a_n, u_n, g_n, q_n, f_n\}$  и характерные параметры компонентов  $\{E_i, K_i, G_i, Q_i, F_i\}$  в формулах (47), (48) приведены соответственно в таблицах А.1 и А.2.

Бинарные параметры  $\{E_{ij}, G_{ij}\}$  и параметры  $\{U, G, K_m, Q, F\}$  рассчитывают с использованием следующих уравнений:

$$E_{ij} = E_{ji} = E_{ij}^* (E_i E_j)^{0,5}, \quad (49) \\ (i \neq j)$$

$$G_{ij} = G_{ji} = G_{ij}^* (G_i + G_j)/2, \quad (50)$$

( $i \neq j$ )

$$U^5 = \left[ \sum_{i=1}^N x_i E_i^{2,5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (U_{ij}^5 - 1) (E_i E_j)^{2,5}, \quad (51)$$

$$G = \sum_{i=1}^N x_i G_i + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (G_{ij}^* - 1) (G_i + G_j), \quad (52)$$

$$K_m^5 = \left[ \sum_{i=1}^N x_i K_i^{2,5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^5 - 1) (K_i K_j)^{2,5}, \quad (53)$$

$$Q = \sum_{i=1}^N x_i Q_i, \quad (54)$$

$$F = \sum_{i=1}^N x_i F_i, \quad (55)$$

где  $\{E_{ij}^*, G_{ij}^*, U_{ij}, K_{ij}\}$  — параметры бинарного взаимодействия, которые даны в таблице А.3.

Для расчета фактора сжимаемости по уравнению состояния (45) необходимо определить плотность  $\rho_m$  при заданных давлении ( $p$ , МПа) и температуре ( $T$ , К).

Плотность  $\rho_m$  из УС (45) определяют по методу Ньютона в следующем итерационном процессе:

1) начальную плотность определяют по формуле

$$\rho_m^{(0)} = 9 \cdot 10^3 p / [R T (1,1 p_{\Pi} + 0,7)], \quad (56)$$

где приведенное давление вычисляют из выражения

$$p_{\Pi} = p/5; \quad (57)$$

2) плотность на  $k$ -м итерационном шаге определяют из выражений

$$\Delta \rho_m^{(k)} = [10^3 p - R T z^{(k-1)} \cdot \rho_m^{(k-1)}] / [R T (1 + A_1)], \quad (58)$$

$$\rho_m^{(k)} = \rho_m^{(k-1)} + \Delta \rho_m^{(k)}, \quad (59)$$

где  $z^{(k-1)}$  рассчитывают из УС (45) при плотности на итерационном шаге  $(k-1)$ , т.е. при  $\rho_m^{(k-1)}$ , а безразмерный комплекс  $A_1$  определяют из выражения

$$\begin{aligned}
A_1 = & 2 \left( B \rho_M^{(k-1)} - \rho_{\Pi} \sum_{n=8}^{13} C_n^* \right) + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{\Pi}^{k_n}) \rho_{\Pi}^{b_n} \exp(-c_n \rho_{\Pi}^{k_n}) + \\
& + \rho_{\Pi} \sum_{n=8}^{53} C_n^* \exp(-c_n \rho_{\Pi}^{k_n}) \left[ -c_n k_n^2 \rho_{\Pi}^{(k_n + b_n - 1)} + \right. \\
& \left. + (b_n - c_n k_n \rho_{\Pi}^{k_n} (b_n \rho_{\Pi}^{(b_n - 1)} - c_n k_n \rho_{\Pi}^{b_n} \rho_{\Pi}^{(k_n - 1)})) \right], \quad (60)
\end{aligned}$$

при этом  $\rho_{\Pi} = K_m^3 \rho_M^{(k-1)}$ ;

4) критерий завершения итерационного процесса

$$|\Delta \rho_M^{(k)} / \rho_M^{(k)}| \leq 10^{-6}, \quad (61)$$

если критерий (61) не выполняется, то необходимо продолжить итерационный процесс, начиная с пункта 2) алгоритма.

После определения фактора сжимаемости при рабочих и стандартных условиях по формуле (1) рассчитывают коэффициент сжимаемости. Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (20) ГОСТ 30319.1.

### 3.2.5 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

Во Всероссийском научно-исследовательском центре стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ (ВНИЦ СМВ) для расчета фактора сжимаемости природного газа разработано уравнение состояния

$$z = 1 + \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} c_{kl} \rho_{\Pi}^k / T_{\Pi}^l, \quad (62)$$

где  $c_{kl}$  — коэффициенты УС;

$\rho_{\Pi} = \rho_M / \rho_{\text{ПК}}$  — приведенная плотность;

$T_{\Pi} = T / T_{\text{ПК}}$  — приведенная температура;

$\rho_M$  — молярная плотность, кмоль/м<sup>3</sup>;

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

Коэффициенты УС определяют по формуле

$$c_{kl} = a_{kl} + b_{kl} \Omega, \quad (63)$$

где  $\{a_{kl}, b_{kl}\}$  — обобщенные коэффициенты УС, которые приведены в таблице Б.1.

Псевдокритические параметры природного газа и его фактор Питцера вычисляют по формулам:

- псевдокритическую плотность

$$\rho_{\text{ПК}} = 1 / \left( \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j V_{\text{Кij}} \right), \quad (64)$$

$$\text{где } V_{\text{Кij}} = (1 - \lambda_{ij}) \{ [M_i / \rho_{\text{Ки}}]^{1/3} + [M_j / \rho_{\text{Кj}}]^{1/3} \} / 2 \}^3; \quad (65)$$

$$(\lambda_{ij} = \lambda_{ji}; \lambda_{ii} = \lambda_{jj} = 0)$$

- псевдокритическую температуру

$$T_{\text{ПК}} = (T_{\text{Кт}} \rho_{\text{ПК}})^{0,5}, \quad (66)$$

$$\text{где } T_{\text{Кт}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j V_{\text{Кij}} T_{\text{Кij}}^2, \quad (67)$$

$$T_{\text{Кij}} = (1 - \chi_{ij}) (T_{\text{Ки}} T_{\text{Кj}})^{0,5}; \quad (68)$$

$$(\chi_{ij} = \chi_{ji}; \chi_{ii} = \chi_{jj} = 0)$$

- фактор Питцера

$$\Omega = \rho_{\text{ПК}} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j V_{\text{Кij}} \Omega_{ij}, \quad (69)$$

$$\text{где } \Omega_{ij} = (\Omega_i M_i / \rho_{\text{Ки}} + \Omega_j M_j / \rho_{\text{Кj}}) / (M_i / \rho_{\text{Ки}} + M_j / \rho_{\text{Кj}}). \quad (70)$$

В соотношениях (64) — (70)  $N$  — число основных компонентов природного газа (метана, этана, пропана,  $n$ -бутана,  $i$ -бутана, азота, диоксида углерода, сероводорода).

Критические параметры компонентов  $\{\rho_{\text{Ки}}, \rho_{\text{Кj}}, T_{\text{Ки}}, T_{\text{Кj}}\}$ , их молярная масса  $\{M_i, M_j\}$  и факторы Питцера  $\{\Omega_i, \Omega_j\}$  приведены в таблице Б.2, а параметры бинарного взаимодействия  $\{\chi_{ij}, \lambda_{ij}\}$  — в таблицах Б.3 и Б.4.

Если заданный компонентный состав природного газа включает кроме основных другие компоненты (но не более 1 % в сумме), то молярные или объемные доли этих компонентов прибавляют к соответствующим долям основных компонентов следующим образом:

- ацетилен и этилен к этану;
- пропилен к пропану;
- углеводороды от  $n$ -пентана и выше к  $n$ -бутану;
- прочие компоненты к азоту.

Состав природного газа пересчитывают из объемных долей в молярные по формулам:

$$\rho_c = \sum_{i=1}^N r_i \rho_{ci}, \quad (71)$$

$$g_i = r_i \rho_{ci} / \rho_c, \quad (72)$$

$$S = \sum_{i=1}^N g_i / M_i, \quad (73)$$

$$x_i = g_i / (M_i S), \quad (74)$$

где  $\rho_{ci}$  — плотность  $i$ -го компонента при стандартных условиях (см. таблицу Б.2);

$g_i$  — массовая доля  $i$ -го компонента;

$N$  — количество основных компонентов.

Для расчета фактора сжимаемости по уравнению состояния (62) необходимо определить плотность  $\rho_m$  при заданных давлении ( $p$ , МПа) и температуре ( $T$ , К).

Плотность  $\rho_m$  из УС (62) определяют по методу Ньютона в следующем итерационном процессе:

1) начальную плотность определяют по формуле

$$\rho_m^{(0)} = 9 \cdot 10^3 p / [R T (1,1 p_{\text{п}} + 0,7)], \quad (75)$$

где приведенное давление вычисляют из выражений

$$p_{\text{пк}} = 10^{-3} R \rho_{\text{пк}} T_{\text{пк}} (0,28707 - 0,05559\Omega), \quad (76)$$

$$p_{\text{п}} = p / p_{\text{пк}}, \quad (77)$$

а псевдокритические плотность ( $\rho_{\text{пк}}$ ), температуру ( $T_{\text{пк}}$ ) и фактор Питцера ( $\Omega$ ) рассчитывают по формулам (64), (66) и (69);

2) плотность на  $k$ -м итерационном шаге определяется из выражений

$$\Delta \rho_m^{(k)} = [10^3 p - R T z^{(k-1)} \rho_m^{(k-1)}] / [R T (1 + A_1)], \quad (78)$$

$$\rho_m^{(k)} = \rho_m^{(k-1)} + \Delta \rho_m^{(k)}, \quad (79)$$

где  $z^{(k-1)}$  рассчитывают из УС (62) при плотности на итерационном шаге ( $k-1$ ), т.е. при  $\rho_m^{(k-1)}$ , а безразмерный комплекс  $A_1$  определяют из выражения

$$A_1 = \sum_{k=1}^r \sum_{l=0}^{S_k} (k+1) c_{kl} \rho_{\text{п}}^k / T_{\text{п}}^l, \quad (80)$$

4) критерий завершения итерационного процесса



$$|\Delta\rho_M^{(k)} / \rho_M^{(k)}| \leq 10^{-6}, \quad (81)$$

если критерий (81) не выполняется, то необходимо продолжить итерационный процесс, начиная с пункта 2) алгоритма.

После определения фактора сжимаемости при рабочих и стандартных условиях по формуле (1) рассчитывают коэффициент сжимаемости. Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (20) ГОСТ 30319.1.

#### 4 ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ НА ПОГРЕШНОСТЬ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

При измерении расхода и количества природного газа, транспортируемого в газопроводах, давление ( $p$ ), температуру ( $T$ ), плотность при стандартных условиях ( $\rho_c$ ) и состав ( $x_i$ ) измеряют с определенной погрешностью. Перечисленные параметры являются исходными данными для расчета коэффициента сжимаемости.

В соответствии с рекомендациями ИСО 5168 [16] погрешность расчета коэффициента сжимаемости, которая появляется в связи с погрешностью измерения исходных данных, определяют по формуле

$$\delta_{\text{ид}} = \frac{1}{K} \left\{ \sum_{k=1}^{N_q} \left[ \left( \frac{\partial K}{\partial q_k} \right)_{q_i} \bar{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (82)$$

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

$\delta_{qk}$  — погрешность измерения параметра исходных данных;

$$\left( \frac{\partial K}{\partial q_k} \right)_{q_i} \cong \frac{K_{q_k}^{\text{макс}} - K_{q_k}^{\text{мин}}}{q_k^{\text{макс}} - q_k^{\text{мин}}}; \quad (83)$$

$$\bar{q}_k = (q_k^{\text{макс}} + q_k^{\text{мин}}) / 2. \quad (84)$$

В формулах (82) — (84):

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

$\bar{q}_k$  — 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 минимальное значения  $k$ -го параметра в определенный промежуток времени;

$N_q$  — количество параметров исходных данных.

Производную коэффициента сжимаемости по параметру  $q_k$  рассчитывают по формуле (83) при средних параметрах  $\bar{q}_k$ , отличающихся от параметра  $q_k$ .

Коэффициент сжимаемости  $\bar{K}$  (среднее значение) рассчитывают по выбранному рекомендуемому методу расчета при средних параметрах  $\bar{q}_k$ .

Для методов:

1) NX19 мод. и УС GERG-91 мод. —  $N_q = 5$  и параметрами исходных данных являются давление, температура, плотность при стандартных условиях, молярные доли азота и диоксида углерода;

2) УС AGA8-92DC и УС ВНИЦ СМВ —  $N_q = 2 + N$  ( $N$  — количество компонентов) и параметрами исходных данных являются давление, температура и молярные доли компонентов природного газа, причем для УС ВНИЦ СМВ учитываются молярные доли только основных компонентов газа.

Общую погрешность расчета коэффициента сжимаемости определяют по формуле

$$\delta_k = (\delta^2 + \delta_{\text{ид}}^2)^{0,5}, \quad (85)$$

где  $\delta$  — погрешность расчета коэффициента сжимаемости, которая для каждого метода приведена в 3.2.1.

Для методов NX19 мод. и УС GERG-91 мод. допускается рассчитывать погрешность  $\delta_{\text{ид}}$  по формуле

$$\delta_{\text{ид}} = \frac{1}{K} [(K_T T \delta_T)^2 + (K_p p \delta_p)^2 + (K_{\rho c} \rho_c \delta_{\rho c})^2 + (K_{x_a} x_a \delta_{x_a})^2 + (K_{x_y} x_y \delta_{x_y})^2]^{0,5}, \quad (86)$$

где  $\delta_T$ ,  $\delta_p$ ,  $\delta_{\rho c}$ ,  $\delta_{x_a}$  и  $\delta_{x_y}$  — погрешности измеряемых параметров, соответственно, температуры, давления, плотности природного газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода в нем.

Коэффициенты  $K_T$ ,  $K_p$ ,  $K_{\rho c}$ ,  $K_{x_a}$  и  $K_{x_y}$  в зависимости от метода, используемого для расчета коэффициента сжимаемости  $K$ , определяются по следующим выражениям (см. формулы (34) — (38) или (39) — (43) ГОСТ 30319.1):

- при расчете  $K$  по методу NX19 мод.

$$K_T = -0,26 \cdot 10^{-4} + 0,34 \cdot 10^{-3} p, \quad (87)$$

$$K_p = 0,14 \cdot 10^{-2} + 0,24 \cdot 10^{-2} p, \quad (88)$$

$$K_{\rho c} = -0,83 \cdot 10^{-2} + 0,084 p, \quad (89)$$

$$K_{x_a} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057 p, \quad (90)$$

$$K_{x_y} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047 p; \quad (91)$$

- при расчете  $K$  по методу GERG-91

$$K_T = -0,38 \cdot 10^{-4} + 0,41 \cdot 10^{-3} p, \quad (92)$$

$$K_p = -0,8 \cdot 10^{-4} + 0,29 \cdot 10^{-2} p, \quad (93)$$

$$K_{pc} = -0,01 + 0,1 p, \quad (94)$$

$$K_{ха} = -0,74 \cdot 10^{-2} + 0,075 p, \quad (95)$$

$$K_{ху} = -0,85 \cdot 10^{-2} + 0,085 p. \quad (96)$$

## 5 ПРОГРАММНАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

Расчет коэффициента сжимаемости природного газа по указанным в стандарте методам реализован на ПЭВМ, совместимых с IBM PC/AT/XT, на языке программирования ФОРТРАН-77. Листинг программы приведен в приложении В.

В приложениях Г и Д приведены примеры расчета соответственно коэффициента сжимаемости и погрешности вычисления коэффициента сжимаемости, которая вызвана погрешностью определения исходных данных.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
(обязательное)

**ТАБЛИЦЫ КОНСТАНТ И ПАРАМЕТРОВ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ  
AGA8-92DC**

Таблица А 1 Константы уравнения состояния AGA8-92DC

$n$	$a_n$	$b_n$	$c_n$	$k_n$	$u_n$	$g_n$	$q_n$	$f_n$
1	0,153832600	1	0	0	0,0	0	0	0
2	1,341953000	1	0	0	0,5	0	0	0
3	-2,998583000	1	0	0	1,0	0	0	0
4	-0,048312280	1	0	0	3,5	0	0	0
5	0,375796500	1	0	0	-0,5	1	0	0
6	-1,589575000	1	0	0	4,5	1	0	0
7	-0,053588470	1	0	0	0,5	0	1	0
8	2,29129E-9	1	1	3	-6,0	0	0	1
9	0,157672400	1	1	2	2,0	0	0	0
10	-0,436386400	1	1	2	3,0	0	0	0
11	-0,044081590	1	1	2	2,0	0	1	0
12	-0,003433888	1	1	4	2,0	0	0	0
13	0,032059050	1	1	4	11,0	0	0	0
14	0,024873550	2	0	0	-0,5	0	0	0
15	0,073322790	2	0	0	0,5	0	0	0
16	-0,001600573	2	1	2	0,0	0	0	0
17	0,642470600	2	1	2	4,0	0	0	0
18	-0,416260100	2	1	2	6,0	0	0	0
19	-0,066899570	2	1	4	21,0	0	0	0
20	0,279179500	2	1	4	23,0	1	0	0
21	-0,696605100	2	1	4	22,0	0	1	0
22	-0,002860589	2	1	4	-1,0	0	0	1
23	-0,008098836	3	0	0	-0,5	0	1	0
24	3,150547000	3	1	1	7,0	1	0	0
25	0,007224479	3	1	1	-1,0	0	0	1
26	-0,705752900	3	1	2	6,0	0	0	0
27	0,534979200	3	1	2	4,0	1	0	0
28	-0,079314910	3	1	3	1,0	1	0	0
29	-1,418465000	3	1	3	9,0	1	0	0
30	-5,99905E-17	3	1	4	-13,0	0	0	1
31	0,105840200	3	1	4	21,0	0	0	0
32	0,034317290	3	1	4	8,0	0	1	0
33	-0,007022847	4	0	0	-0,5	0	0	0
34	0,024955870	4	0	0	0,0	0	0	0
35	0,042968180	4	1	2	2,0	0	0	0

$n$	$a_n$	$b_n$	$c_n$	$k_n$	$u_n$	$g_n$	$q_n$	$f_n$
36	0,746545300	4	1	2	7,0	0	0	0
37	-0,291961300	4	1	2	9,0	0	1	0
38	7,294616000	4	1	4	22,0	0	0	0
39	-9,936757000	4	1	4	23,0	0	0	0
40	-0,005399808	5	0	0	1,0	0	0	0
41	-0,243256700	5	1	2	9,0	0	0	0
42	0,049870160	5	1	2	3,0	0	1	0
43	0,003733797	5	1	4	8,0	0	0	0
44	1,874951000	5	1	4	23,0	0	1	0
45	0,002168144	6	0	0	1,5	0	0	0
46	-0,658716400	6	1	2	5,0	1	0	0
47	0,000205518	7	0	0	-0,5	0	1	0
48	0,009776195	7	1	2	4,0	0	0	0
49	-0,020487080	8	1	1	7,0	1	0	0
50	0,015573220	8	1	2	3,0	0	0	0
51	0,006862415	8	1	2	0,0	1	0	0
52	-0,001226752	9	1	2	1,0	0	0	0
53	0,002850906	9	1	2	0,0	0	1	0

Т а б л и ц а А.2 — Характерные параметры компонентов

Компонент	Молярная масса	Характерные параметры				
		$E, K$	$K, \text{м}^3/\text{кмоль}$	$G$	$Q$	$F$
Метан	16,0430	151,3183	0,4619255	0,0	0,0	0,0
Этан	30,0700	244,1667	0,5279209	0,079300	0,0	0,0
Пропан	44,0970	298,1183	0,5837490	0,141239	0,0	0,0
<i>n</i> -Бутан	58,1230	337,6389	0,6341423	0,281835	0,0	0,0
<i>i</i> -Бутан	58,1230	324,0689	0,6406937	0,256692	0,0	0,0
Азот	28,0135	99,73778	0,4479153	0,027815	0,0	0,0
Диоксид углерода	44,0100	241,9606	0,4557489	0,189065	0,69	0,0
Сероводород	34,0820	296,3550	0,4618263	0,088500	0,0	0,0
<i>n</i> -Пентан	72,1500	370,6823	0,6798307	0,366911	0,0	0,0
<i>i</i> -Пентан	72,1500	365,5999	0,6738577	0,332267	0,0	0,0
<i>n</i> -Гексан	86,1770	402,8429	0,7139987	0,432254	0,0	0,0
<i>n</i> -Гептан	100,2040	427,5391	0,7503628	0,512507	0,0	0,0
<i>n</i> -Октан	114,2310	450,6472	0,7851933	0,576242	0,0	0,0
Гелий	4,0026	2,610111	0,3589888	0,0	0,0	0,0
Моноксид углерода	28,0100	105,5348	0,4533894	0,038953	0,0	0,0
Кислород	31,9988	122,7667	0,4186954	0,021000	0,0	0,0
Аргон	39,9480	119,6299	0,4216551	0,0	0,0	0,0
Вода	18,0153	514,0156	0,3825868	0,332500	0,0	0,0

Т а б л и ц а А.3 — Параметры бинарного взаимодействия

Компоненты		Параметры бинарного взаимодействия			
<i>i</i>	<i>j</i>	$E_{ij}^*$	$U_{ij}$	$K_{ij}$	$G_{ij}^*$
Метан	Азот	0,971640	0,886106	1,003630	0,807653
	Диоксид углерода	0,960644	0,963827	0,995933	
	Пропан	0,996050	1,023960		
	Моноксид углерода	0,990126			
	<i>i</i> -Бутан	1,019530			
	<i>n</i> -Бутан	0,995474	1,021280		
	<i>i</i> -Пентан	1,002350			
	<i>n</i> -Пентан	1,003050			
	<i>n</i> -Гексан	1,012930			
	<i>n</i> -Гептан	0,999758			
<i>n</i> -Октан	0,988563				
Азот	Диоксид углерода	1,022740	0,835058	0,982361	0,982746
	Этан	0,970120	0,816431	1,007960	
	Пропан	0,945939	0,915502		
	Моноксид углерода	1,005710			
	<i>i</i> -Бутан	0,946914			
	<i>n</i> -Бутан	0,973384	0,993556		
	<i>i</i> -Пентан	0,959340			
	<i>n</i> -Пентан	0,945520			
	<i>n</i> -Гексан	0,937880			
	<i>n</i> -Гептан	0,935977			
<i>n</i> -Октан	0,933269				
Диоксид углерода	Этан	0,925053	0,969870	1,008510	0,370296
	Пропан	0,960237			
	Моноксид углерода	1,500000	0,900000		
	<i>i</i> -Бутан	0,906849			
	<i>n</i> -Бутан	0,897362			
	<i>i</i> -Пентан	0,726255			
	<i>n</i> -Пентан	0,859764			
	<i>n</i> -Гексан	0,766923			
	<i>n</i> -Гептан	0,782718			
	<i>n</i> -Октан	0,805823			

Компоненты		Параметры бинарного взаимодействия			
<i>i</i>	<i>j</i>	$E_{ij}^*$	$U_{ij}$	$K_{ij}$	$G_{ij}^*$
Этан	Пропан	1,035020	1,080500	1,000460	
	<i>i</i> -Бутан		1,250000		
	<i>n</i> -Бутан	1,013060	1,250000		
	<i>i</i> -Пентан		1,250000		
	<i>n</i> -Пентан	1,005320	1,250000		
Пропан	<i>n</i> -Бутан	1,004900			

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
(обязательное)

**ТАБЛИЦЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ И ПАРАМЕТРОВ  
УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ВНИЦ СМВ**

Таблица Б.1 — Обобщенные коэффициенты уравнения состояния ВНИЦ СМВ

<i>k</i>	<i>l</i>	$a_{kl}$	$b_{kl}$
1	0	$6,087766 \cdot 10^{-1}$	$-7,187864 \cdot 10^{-1}$
2	0	$-4,596885 \cdot 10^{-1}$	$1,067179 \cdot 10^1$
3	0	$1,149340 \cdot 10^0$	$-2,576870 \cdot 10^1$
4	0	$-6,075010 \cdot 10^{-1}$	$1,713395 \cdot 10^1$
5	0	$-8,940940 \cdot 10^{-1}$	$1,617303 \cdot 10^1$
6	0	$1,144404 \cdot 10^0$	$-2,438953 \cdot 10^1$
7	0	$-3,457900 \cdot 10^{-1}$	$7,156029 \cdot 10^0$
8	0	$-1,235682 \cdot 10^{-1}$	$3,350294 \cdot 10^0$
9	0	$1,098875 \cdot 10^{-1}$	$-2,806204 \cdot 10^0$
10	0	$-2,193060 \cdot 10^{-2}$	$5,728541 \cdot 10^{-1}$
1	1	$-1,832916 \cdot 10^0$	$6,057018 \cdot 10^0$
2	1	$4,175759 \cdot 10^0$	$-7,947685 \cdot 10^1$
3	1	$-9,404549 \cdot 10^0$	$2,167887 \cdot 10^2$

$k$	$l$	$a_{kl}$	$b_{kl}$
4	1	$1,062713 \cdot 10^1$	$-2,447320 \cdot 10^2$
5	1	$-3,080591 \cdot 10^0$	$7,804753 \cdot 10^1$
6	1	$-2,122525 \cdot 10^0$	$4,870601 \cdot 10^1$
7	1	$1,781466 \cdot 10^0$	$-4,192715 \cdot 10^1$
8	1	$-4,303578 \cdot 10^{-1}$	$1,000706 \cdot 10^1$
9	1	$-4,963321 \cdot 10^{-2}$	$1,237872 \cdot 10^0$
10	1	$3,474960 \cdot 10^{-2}$	$-8,610273 \cdot 10^{-1}$
1	2	$1,317145 \cdot 10^0$	$-1,295347 \cdot 10^1$
2	2	$-1,073657 \cdot 10^1$	$2,208390 \cdot 10^2$
3	2	$2,395808 \cdot 10^1$	$-5,864596 \cdot 10^2$
4	2	$-3,147929 \cdot 10^1$	$7,444021 \cdot 10^2$
5	2	$1,842846 \cdot 10^1$	$-4,470704 \cdot 10^2$
6	2	$-4,092685 \cdot 10^0$	$9,965370 \cdot 10^1$
7	2	$-1,906595 \cdot 10^{-1}$	$5,136013 \cdot 10^0$
8	2	$4,015072 \cdot 10^{-1}$	$-9,576900 \cdot 10^0$
9	2	$-1,016264 \cdot 10^{-1}$	$2,419650 \cdot 10^0$
10	2	$-9,129047 \cdot 10^{-3}$	$2,275036 \cdot 10^{-1}$
1	3	$-2,837908 \cdot 10^0$	$1,571955 \cdot 10^1$
2	3	$1,534274 \cdot 10^1$	$-3,020599 \cdot 10^2$
3	3	$-2,771885 \cdot 10^1$	$6,845968 \cdot 10^2$
4	3	$3,511413 \cdot 10^1$	$-8,281484 \cdot 10^2$
5	3	$-2,348500 \cdot 10^1$	$5,600892 \cdot 10^2$
6	3	$7,767802 \cdot 10^0$	$-1,859581 \cdot 10^2$
7	3	$-1,677977 \cdot 10^0$	$3,991057 \cdot 10^1$
8	3	$3,157961 \cdot 10^{-1}$	$-7,567516 \cdot 10^0$
9	3	$4,008579 \cdot 10^{-3}$	$-1,062596 \cdot 10^{-1}$
1	4	$2,606878 \cdot 10^0$	$-1,375957 \cdot 10^1$
2	4	$-1,106722 \cdot 10^1$	$2,055410 \cdot 10^2$
3	4	$1,279987 \cdot 10^1$	$-3,252751 \cdot 10^2$
4	4	$-1,211554 \cdot 10^1$	$2,846518 \cdot 10^2$
5	4	$7,580666 \cdot 10^0$	$-1,808168 \cdot 10^2$
6	4	$-1,894086 \cdot 10^0$	$4,605637 \cdot 10^1$
1	5	$-1,155750 \cdot 10^0$	$6,466081 \cdot 10^0$
2	5	$3,601316 \cdot 10^0$	$-5,739220 \cdot 10^1$
3	5	$-7,326041 \cdot 10^{-1}$	$3,694793 \cdot 10^1$
4	5	$-1,151685 \cdot 10^0$	$2,077675 \cdot 10^1$
5	5	$5,403439 \cdot 10^{-1}$	$-1,256783 \cdot 10^1$
1	6	$9,060572 \cdot 10^{-2}$	$-9,775244 \cdot 10^{-1}$
2	6	$-5,151915 \cdot 10^{-1}$	$2,612338 \cdot 10^0$
3	6	$7,622076 \cdot 10^{-2}$	$-4,059629 \cdot 10^{-1}$
1	7	$4,507142 \cdot 10^{-2}$	$-2,298833 \cdot 10^{-1}$



Таблица Б.2 — Физические свойства компонентов природного газа, используемые в уравнении состояния ВНИЦ СМВ

Компоненты	Химическая формула	Молярная масса $M_i$	Критические параметры				$\rho_{ci}$ , кг/м <sup>3</sup>	Фактор Питцера $\Omega_i$
			$p_{ki}$ , МПа	$\rho_{ki}$ , кг/м <sup>3</sup>	$T_{ki}$ , К	$z_{ki}$		
Метан	CH <sub>4</sub>	16,043	4,5988	163,03	190,67	0,2862	0,6682	0,0006467
Этан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30,070	4,88	205,53	305,57	0,2822	1,2601	0,1103
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44,097	4,25	218,54	369,96	0,2787	1,8641	0,1764
<i>n</i> -Бутан	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	3,784	226,69	425,40	0,2761	2,4956	0,2213
<i>i</i> -Бутан	<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58,123	3,648	225,64	407,96	0,2769	2,488	0,2162
Азот	N <sub>2</sub>	28,0135	3,390	315,36	125,65	0,2850	1,16490	0,04185
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	44,010	7,386	466,74	304,11	0,2744	1,8393	0,2203
Сероводород	H <sub>2</sub> S	34,082	8,940	349,37	373,18	0,2810	1,4311	0,042686

Примечания:

1 Плотность ( $\rho_{ki}$ ), температура ( $T_{ki}$ ) в критической точке и фактор Питцера ( $\Omega_i$ ) отличаются от литературных данных и применимы только для уравнения состояния ВНИЦ СМВ.

2  $\rho_{ci}$  — плотность  $i$ -го компонента при стандартных условиях

Т а б л и ц а Б.3 — Параметры бинарного взаимодействия  $\chi_{ij}$

<i>j</i>	<i>i</i>							
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>u</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
CH <sub>4</sub>	0,0	0,036	0,076	0,121	0,129	0,060	0,074	0,089
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,106	0,093	0,079
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>u</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0
N <sub>2</sub>	—	—	—	—	—	0,0	0,022	0,211
CO <sub>2</sub>	—	—	—	—	—	—	0,0	0,089
H <sub>2</sub> S	—	—	—	—	—	—	—	0,0

Т а б л и ц а Б.4 — Параметры бинарного взаимодействия  $\lambda_{ij}$

<i>j</i>	<i>i</i>							
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>u</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
CH <sub>4</sub>	0,0	—0,074	—0,146	—0,258	—0,222	—0,023	—0,086	0,0
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>u</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0
N <sub>2</sub>	—	—	—	—	—	0,0	—0,064	0,0
CO <sub>2</sub>	—	—	—	—	—	—	0,0	—0,062
H <sub>2</sub> S	—	—	—	—	—	—	—	0,0

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
(рекомендуемое)

**ЛИСТИНГ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА  
КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА**

```

С *****
С *
С * Программа расчета коэффициента сжимаемости природного газа *
С * (основной модуль) *
С *
С *****
С
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
CHARACTER*26 AR(25)
DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100)
COMMON/P/P/T/T/RO/RO/YI/YC(25)/Z/Z/NPR/NPR
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)',
*' монооксида углерода (CO)', ' кислорода (O2)'/
200 WRITE(*,100)
CALL VAR(NVAR)
IF(NVAR EQ 5) GO TO 134
WRITE(*,100)
100 FORMAT(25(/))
WRITE(*,1)
1 FORMAT(' Введите исходные данные для расчета '/')
IF(NVAR LE 2) THEN
WRITE(*,'(A\)'
*' Плотность при 293 15 К и 101 325 кПа, в кг/куб м '
READ(*,*)RON
WRITE(*,53)
53 FORMAT(' Введите 0, если состав азота и диоксида углерода',
*' задан в молярных долях'/
*' или 1, если состав этих компонентов задан ',
*'в объемных долях '\)
READ(*,*)NPR
IF(NPR EQ 0) WRITE(*,3)
3 FORMAT(' Значение молярной доли, в мол %')
IF(NPR EQ 1) WRITE(*,33)
33 FORMAT(' Значение объемной доли, в об %')
WRITE(*,'(A\)' ' азота (N2)
READ(*,*)YA
YA = YA/100

```

```

WRITE(*,'(A\)' ) ' диоксида углерода (CO2) '
READ(*,*)YY
YY = YY/100
ELSE
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.0) WRITE(*,3)
IF(NPR.EQ.1) WRITE(*,33)
DO 5 I=1,25
WRITE(*,'(A\)' ) AR(I)
5  READ(*,*)YC(I)
YC(I) = YC(I)/100
ENDIF
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
GO TO (10,20,30,40) NVAR
10  CALL NX19(YA,YY)
ZN=Z
GO TO 50
20  CALL GERG2(ICALC,YA,YY)
ZN=Z
GO TO 50
30  CALL AGA8DC(ICALC)
ZN=Z
GO TO 50
40  CALL VNIC(ICALC)
ZN=Z
50  CONTINUE
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)
IF(NVAR.EQ.1) CALL NX19(YA,YY)
IF(NVAR.EQ.2) CALL GERG2(ICALC,YA,YY)
IF(NVAR.EQ.3) CALL AGA8DC(ICALC)
IF(NVAR.EQ.4) CALL VNIC(ICALC)
IF(Z.NE.0D0) NTS=NTS+1
ZP(I,J)=Z/ZN
7 CONTINUE
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(ZP(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
13 ZP(J,K)=ZP(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(ZP(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
19 ZP(K,I)=ZP(K,I+1)
ENDIF
NT=NT-1
ELSE
J=J+1
ENDIF
IF(J.LE.NT) GO TO 15
CALL TABL(YA,YY,PI,TI,ZP,NP,NT,NVAR,AR)
ENDIF
GO TO 200
134 STOP
END
SUBROUTINE VAR(NVAR)

```

```

1 WRITE(*,1)
  FORMAT(//
*10X,' Расчет коэффициента сжимаемости природного газа'//
*10X,' -----Метод расчета-----'//
*10X,'
*10X,'      1 Модифицированный метод NX19
*10X,'
*10X,'      2. Уравнение состояния GERG-91
*10X,'
*10X,'      3. Уравнение состояния AGA8-92DC
*10X,'
*10X,'      4. Уравнение состояния ВНИЦ СМВ
*10X,' -----'//
5 WRITE(*,5)
  FORMAT(/,3X,
*'Введите порядковый номер метода расчета или 5 для выхода в ДОС ',
*\)
  READ(*,*)NVAR
  RETURN
  END
  SUBROUTINE RANGE(NRANGE)
  IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
  COMMON/Z/Z
  WRITE(*,1)
1  FORMAT(//
*' Выбранная Вами методика при заданных параметрах «не работает»'/
*' Продолжить работу программы ? 0 - нет, 1 - да '\)
  READ(*,*)NRANGE
  RETURN
  END
  SUBROUTINE TABL(YA,YY,PI,TI,ZP,NP,NT,NVAR,AR)
  IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
  CHARACTER*26 AR(25),FNAME
  CHARACTER METH(4)*31,A*6,LIN1(5)*9,LIN2(5)*9,LIN3(6)*9,LIN4*9,
*AT(6)*28
  CHARACTER*70 F,FZ(11,2)
  DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100),ZPP(6)
  COMMON/RO/RO/YI/YC(25)/NPR/NPR
  DATA METH/
*' (модифицированный метод NX19)',
*' (уравнение состояния GERG-91)',
*' (уравнение состояния AGA8-92DC)',
*' (уравнение состояния ВНИЦ СМВ)'/
  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,F6.4))', '(3X,F5.2,5X,A6,5(3X,F6.4))',
*' (3X,F5.2,2X,2(3X,A6),4(3X,F6.4))', '(3X,F5.2,2X,3(3X,A6),
*3(3X,F6.4))',

```

```

*(3X,F5.2,2X,4(3X,A6),2(3X,F6.4))', '(3X,F5.2,2X,5(3X,A6),
*3X,F6.4)',
*(3X,F5.2,2X,5(3X,F6.4),3X,A6)', '(3X,F5.2,2X,4(3X,F6.4),
*2(3X,A6))',
*(3X,F5.2,2X,3(3X,F6.4),3(3X,A6))', '(3X,F5.2,2X,2(3X,F6.4),
*4(3X,A6))',
*(3X,F5.2,5X,F6.4,5(3X,A6))', '(3X,F9.6,1X,F6.4,5(3X,F6.4))',
*(3X,F9.6,1X,A6,5(3X,F6.4))', '(3X,F9.6,1X,A6,3X,A6,4(3X,F6.4))',
*(3X,F9.6,1X,A6,2(3X,A6),3(3X,F6.4))', '(3X,F9.6,1X,A6,3(3X,A6),
*2(3X,F6.4))',
*(3X,F9.6,1X,A6,4(3X,A6),3X,F6.4)', '(3X,F9.6,1X,F6.4,4(3X,F6.4),
*3X,A6)',
*(3X,F9.6,1X,F6.4,3(3X,F6.4),2(3X,A6))', '(3X,F9.6,1X,F6.4),
*2(3X,F6.4),3(3X,A6))',
*(3X,F9.6,1X,F6.4,3X,F6.4,4(3X,A6))', '(3X,F9.6,1X,F6.4,5(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)METH(NVAR)
88 FORMAT(
*13X,'Коэффициент сжимаемости природного газа.' /
*18X,A31/)
NW=3
IF(NVAR.LE.2) THEN
WRITE(1,1)RON
1 FORMAT(' Плотность при 293.15 К и 101.325 кПа ',F6.4,' кг/куб.м')
NW=NW+1
IF(YA.NE.0D0.OR.YY.NE.0D0) THEN
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
IF(YA.NE.0D0) THEN
WRITE(1,5)AR(6),YA*100.
5 FORMAT(2(A26,F7.4))
NW=NW+1
ENDIF
IF(YY.NE.0D0) THEN
WRITE(1,5)AR(7),YY*100.
NW=NW+1
ENDIF

```

```

ENDIF
ELSE
IF(NPR.EQ.0) WRITE(1,3)
IF(NPR.EQ.1) WRITE(1,33)
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.
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
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, МПа ',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
F=FZ(1,JP)
ELSE
IF(ZP(J,I).EQ.0D0) F=FZ(NLN+1,JP)
IF(ZP(J,I+NL-1).EQ.0D0) F=FZ(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=1,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=1,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
C *****
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по модифицированному методу NX19. *
C * *
C *****
SUBROUTINE NX19(YA,YY)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/NCONT/NCONT/YA/Y(2)/RON/RON
Y(1)=YA
Y(2)=YY
CALL PTCONT
IF(NCONT.EQ.1) GO TO 134
CALL EA

```

```

134 CALL PHASEA
RETURN
END
SUBROUTINE PTCONT
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/NCONT/NCONT/Z/Z/P/P/T/T/YA/Y(2)/RON/RON
NCONT=0
IF(RON.LT.0.66D0.OR.RON.GT.1D0) NCONT=1
IF(Y(1).GT.0.2D0.OR.Y(2).GT.0.15D0) NCONT=1
IF(P.LE.0.D0.OR.T.LE.0.D0) NCONT=1
IF(T.LT.250.D0.OR.T.GT.340.D0) NCONT=1
IF(P.GT.12.D0) NCONT=1
IF(NCONT.EQ.1) Z=0D0
RETURN
END
SUBROUTINE EA
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/T/T/YA/Y(2)/RON/RON/P/P/PT/PA,TA/BI/B1,B2/T0/T0
PCM=2.9585*(1.608D0-0.05994*RON+Y(2)-.392*Y(1))
TCM=88.25*(0.9915D0+1.759*RON-Y(2)-1.681*Y(1))
PA=0.6714*P/PCM+0.0147
TA=0.71892*T/TCM+0.0007
DTA=TA-1.09D0
F=0D0
IF(PA.GE.0D0.AND.PA.LT.2D0.AND.DTA.GE.0D0.AND.DTA.LT.0.3D0)
*F=75D-5*PA**2.3/DEXP(20.*DTA)+
*11D-4*DTA**0.5*(PA*(2.17D0-PA+1.4*DTA**0.5))**2
IF(PA.GE.0D0.AND.PA.LT.1.3D0.AND.DTA.GE.-0.25D0.AND.DTA.LT.0D0)
*F=75D-5*PA**2.3*(2D0-DEXP(20.*DTA))+
*1.317*PA*(1.69D0-PA**2)*DTA**4
IF(PA.GE.1.3D0.AND.PA.LT.2D0.AND.DTA.GE.-0.21D0.AND.DTA.LT.0D0)
*F=75D-5*PA**2.3*(2D0-DEXP(20.*DTA))+
*0.455*(1.3D0-PA)*(1.69*2.D0**1.25-PA**2)*(DTA*(0.03249D0+
*18.028*DTA**2)+DTA**2*(2.0167D0+DTA**2*(42.844D0+200.*DTA**2)))
T1=TA**5/(TA**2*(6.60756*TA-4.42646D0)+3.22706D0)
T0=(TA**2*(1.77218D0-0.8879*TA)+0.305131D0)*T1/TA**4
B1=2.*T1/3.-T0**2
B0=T0*(T1-T0**2)+0.1*T1*PA*(F-1D0)
B2=(B0+(B0**2+B1**3)**0.5)**(1D0/3D0)
RETURN
END
SUBROUTINE PHASEA
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/Z/Z/PT/PA,TA/BI/B1,B2/T0/T0
Z=(1D0+0.00132/TA**3.25)**2*0.1*PA/(B1/B2-B2+T0)
RETURN
END

```

```

C *****
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по модифицированному уравнению состояния GERG-91. *
C * *
C *****

```

\$NOTRUNCATE

```

SUBROUTINE GERG2(ICALC,YA,YY)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/T/T1/P/PRESS/RO/RO/Z/Z
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,T0,R
DATA BMO/.0838137D0/,BM1/-.00851644D0/,WDO/134.2153D0/,
*WD1/1067.943D0/

```

Z=-1D0

IF(ICALC.EQ.2) GO TO 3

X2=YA

X3=YY

IF(RO.LT.0.66D0.OR.RO.GT.1D0) Z=0D0

IF(X2.LT.0D0.OR.X2.GT.0.2D0) Z=0D0

IF(X3.LT.0D0.OR.X3.GT.0.15D0) Z=0D0

IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133

X1=1D0-X2-X3

X11=X1\*X1

X12=X1\*X2

X13=X1\*X3

X22=X2\*X2

X23=X2\*X3

X33=X3\*X3

Z=1D0-(.0741\*RO-.006D0-.063\*YA-.0575\*YY)\*\*2

BMNG=24.05525\*Z\*RO

Y1=1D0-YA-YY

BMV=(BMNG-28.0135\*YA-44.01\*YY)/Y1

C Расчет теплоты сгорания эквивалентного углеводорода (H)

H=47.479\*BMV+128.64D0

RETURN

3 T=T1

TC=T1-T0

P=PRESS

IF(PRESS.LE.0D0.OR.PRESS.GT.12D0) Z=0D0

IF(T1.LT.250D0.OR.T1.GT.340D0) Z=0D0

IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133

CALL B11BER(T,H,B11)

CALL BBER(T,B11,B,Z)

IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133

CALL CBER(T,H,C,Z)

IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133

CALL ITER2(P,T,B,C,Z)

133 RETURN

END

SUBROUTINE B11BER(T,H,B11)

IMPLICIT REAL\*8(A-H,O-Z)

COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),BR33(3)

T2=T\*T

B11=BR11H0(1)+BR11H0(2)\*T+BR11H0(3)\*T2+

\*(BR11H1(1)+BR11H1(2)\*T+BR11H1(3)\*T2)\*H+

\*(BR11H2(1)+BR11H2(2)\*T+BR11H2(3)\*T2)\*H\*H

END

SUBROUTINE BBER(T,B11,BEFF,Z)

```

IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),BR33(3)
COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
T2=T*T
B22=BR22(1)+BR22(2)*T+BR22(3)*T2
B23=BR23(1)+BR23(2)*T+BR23(3)*T2
B33=BR33(1)+BR33(2)*T+BR33(3)*T2
BA13=B11*B33
IF(BA13.LT.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
ZZZ=Z12+(320D0-T)**2*1.875D-5
BEFF=X11*B11+X12*ZZZ*(B11+B22)+2.*X13*Z13*DSQRT(BA13)+
*X22*B22+2.*X23*B23+X33*B33
END
SUBROUTINE CBER(T,H,CEFF,Z)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/CBLOK/CR11H0(3),CR11H1(3),CR11H2(3),CR222(3),CR223(3),
*CR233(3),CR333(3)
COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
T2=T*T
C111=CR11H0(1)+CR11H0(2)*T+CR11H0(3)*T2+
*(CR11H1(1)+CR11H1(2)*T+CR11H1(3)*T2)*H+
*(CR11H2(1)+CR11H2(2)*T+CR11H2(3)*T2)*H*H
C222=CR222(1)+CR222(2)*T+CR222(3)*T2
C223=CR223(1)+CR223(2)*T+CR223(3)*T2
C233=CR233(1)+CR233(2)*T+CR233(3)*T2
C333=CR333(1)+CR333(2)*T+CR333(3)*T2
CA112=C111*C111*C222
CA113=C111*C111*C333
CA122=C111*C222*C222
CA123=C111*C222*C333
CA133=C111*C333*C333
IF(CA112.LT.0D0.OR.CA113.LT.0D0.OR.CA122.LT.0D0.OR.
*CA123.LT.0D0.OR.CA133.LT.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
D3REP=1D0/3D0
CEFF=X1*X11*C111+3D0*X11*X2*(CA112)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)
*+3.*X11*X3*(CA113)**D3REP*Y13+
*3.*X1*X22*(CA122)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)+
*6.*X1*X2*X3*(CA123)**D3REP*Y123+3.*X1*X33*(CA133)**D3REP*Y13+
*X22*X2*C222+3.*X22*X3*C223+3.*X2*X33*C233+X3*X33*C333
END
C Подпрограмма, реализующая схему Кардано для определения
C фактора сжимаемости из уравнения состояния
SUBROUTINE ITER2(P,T,Vm,Cm,Z)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
Vl=1D3*P/2.7715/T

```

```

B0=B1*Bm
C0=B1**2*Cm
A1=1D0+B0
A0=1D0+1.5*(B0+C0)
A01=A0**2-A1**3
IF(A01.LE.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
A=A0-A01**0.5
A2=DABS(A)**(1D0/3D0)
IF(A.LT.0D0) A2=-A2
Z=(1D0+A2+A1/A2)/3.
END
BLOCK DATA BDGRG2
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),
*BR33(3)/CBLOK/CR11H0(3),CR11H1(3),CR11H2(3),CR22(3),
*CR223(3),CR233(3),CR333(3)
COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,T0,R
DATA BR11H0/-.425468D0,.2865D-2,-.462073D-5/,
* BR11H1/.877118D-3,-.556281D-5,.881514D-8/,
* BR11H2/-.824747D-6,.431436D-8,-.608319D-11/,
* BR22/-.1446D0,.74091D-3,-.91195D-6/,
* BR23/-.339693D0,.161176D-2,-.204429D-5/,
* BR33/-.86834D0,.40376D-2,-.51657D-5/
DATA CR11H0/-.302488D0,.195861D-2,-.316302D-5/,
* CR11H1/.646422D-3,-.422876D-5,.688157D-8/,
* CR11H2/-.332805D-6,.22316D-8,-.367713D-11/,
* CR222/.78498D-2,-.39895D-4,.61187D-7/,
* CR223/.552066D-2,-.168609D-4,.157169D-7/,
* CR233/.358783D-2,.806674D-5,-.325798D-7/,
* CR333/.20513D-2,.34888D-4,-.83703D-7/
DATA Z12/.72D0/,Z13/-.865D0/,Y12/.92D0/,Y13/.92D0/,Y123/1.1D0/
DATA GM2/28.0135D0/,GM3/44.01D0/,
* FA/22.414097D0/,FB/22.710811D0/,
* T0/273.15D0/,R/.0831451D0/
END

```

```

C *****
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по уравнению состояния AGA8-92DC. *
C * *
C *****

```

```

SUBROUTINE AGA8DC(ICALC)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KI,KIJ,KD
COMMON/RM/RM/Y1/Y(19)/NC1/NC/NI1/NI(19)/EFI/EI(19),KI(19),
*GI(19),QI(19),FI(19)
*/INTER1/EIJ(19,19),UIJ(19,19),KIJ(19,19),GIJ(19,19)
*/EFD/ED(19),KD(19),GD(19),QD(19),FD(19)/Z/Z
RM=8.31448D0
IF(ICALC.NE.1) GO TO 3

```

```

CALL COMPO1
IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
CALL PARINI
DO 75 I=1,NC
EI(I)=ED(NI(I))
KI(I)=KD(NI(I))
GI(I)=GD(NI(I))
QI(I)=QD(NI(I))
FI(I)=FD(NI(I))
DO 123 J=1,NC
IF(I.GE.J) GO TO 123
EIJ(I,J)=EIJ(NI(I),NI(J))
UIJ(I,J)=UIJ(NI(I),NI(J))
KIJ(I,J)=KIJ(NI(I),NI(J))
GIJ(I,J)=GIJ(NI(I),NI(J))
123 CONTINUE
75 CONTINUE
CALL PARM1
3 CALL PHASE1
133 RETURN
END
SUBROUTINE COMPO1
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
DIMENSION ZNI(25),YI(25)
COMMON/YI/Y(19)/YI/YC(25)/NC1/NC/NI1/NI(19)/NPR/NPR
DATA ZNI/.9981D0,.992D0,.9834D0,.9682D0,.971D0,.9997D0,.9947D0,
*.99D0,.993D0,.994D0,.985D0,.945D0,.953D0,1D0,.919D0,
*.936D0,.876D0,.892D0,3*1D0,1.0005D0,1.0006D0,.9996D0,.9993D0/
DO 100 I=1,25
100 YI(I)=YC(I)
YI(13)=YI(13)+YI(14)
YI(14)=0D0
IF(NPR.EQ.0D0) GO TO 5
YI(17)=YI(17)+YI(19)+YI(20)+YI(21)
YI(19)=0D0
YI(20)=0D0
YI(21)=0D0
SUM=0D0
DO 7 I=1,25
7 SUM=SUM+YI(I)/ZNI(I)
DO 9 I=1,25
9 YI(I)=YI(I)/ZNI(I)/SUM
5 YI(2)=YI(2)+YI(9)+YI(10)
YI(9)=0D0
YI(10)=0D0
YI(3)=YI(3)+YI(11)
YI(11)=0D0
YI(15)=YI(15)+YI(16)
YI(16)=0D0
YI(17)=YI(17)+YI(18)
YI(18)=0D0
NC=0
IS=0

```

```

YSUM=0D0
DO 11 I=1,25
IF((I.GE.9.AND.I.LE.11).OR.I.EQ.14.OR.I.EQ.16.OR.I.EQ.18)
*IS=IS+1
IF(YI(I).EQ.0D0) GO TO 11
NC=NC+1
NI(NC)=I-IS
Y(NC)=YI(I)
YSUM=YSUM+Y(NC)
11 CONTINUE
CALL MOLDO1(YI)
DO 13 I=1,NC
13 Y(I)=Y(I)/YSUM
RETURN
END
SUBROUTINE MOLDO1(YI)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
DIMENSION YI(25)
COMMON/Z/Z
Z=-1D0
YS=0D0
DO 1 I=9,25
1 YS=YS+YI(I)
IF(YI(1).LT.0.65D0.OR.YI(2).GT.0.15D0.OR.YI(3).GT.0.035D0.OR.
*YI(4).GT.0.015D0.OR.YI(5).GT.0.015D0.OR.YS.GT.0.01D0) Z=0D0
IF(YI(6).GT.0.2D0.OR.YI(7).GT.0.15D0.OR.YI(8).GT.5D-5) Z=0D0
RETURN
END
SUBROUTINE PARIN1
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KIJ
COMMON/INTER1/EIJ(19,19),UIJ(19,19),KIJ(19,19),GIJ(19,19)
DO 1 I=1,19
DO 1 J=1,19
EIJ(I,J)=1D0
UIJ(I,J)=1D0
KIJ(I,J)=1D0
1 GIJ(I,J)=1D0
EIJ(1,6)=0.97164D0
UIJ(1,6)=0.886106D0
KIJ(1,6)=1.00363D0
EIJ(1,7)=0.960644D0
UIJ(1,7)=0.963827D0
KIJ(1,7)=0.995933D0
GIJ(1,7)=0.807653D0
EIJ(1,3)=0.99605D0
UIJ(1,3)=1.02396D0
EIJ(1,17)=1.17052D0
UIJ(1,17)=1.15639D0
KIJ(1,17)=1.02326D0
GIJ(1,17)=1.95731D0
EIJ(1,18)=0.990126D0
EIJ(1,5)=1.01953D0
EIJ(1,4)=0.995474D0

```



UIJ(1,4)=1.02128D0  
EIJ(1,10)=1.00235D0  
EIJ(1,9)=1.00305D0  
EIJ(1,11)=1.01293D0  
EIJ(1,12)=0.999758D0  
EIJ(1,13)=0.988563D0  
EIJ(6,7)=1.02274D0  
UIJ(6,7)=0.835058D0  
KIJ(6,7)=0.982361D0  
GIJ(6,7)=0.982746D0  
EIJ(2,6)=0.97012D0  
UIJ(2,6)=0.816431D0  
KIJ(2,6)=1.00796D0  
EIJ(3,6)=0.945939D0  
UIJ(3,6)=0.915502D0  
EIJ(6,17)=1.08632D0  
UIJ(6,17)=0.408838D0  
KIJ(6,17)=1.03227D0  
EIJ(6,18)=1.00571D0  
EIJ(5,6)=0.946914D0  
EIJ(4,6)=0.973384D0  
UIJ(4,6)=0.993556D0  
EIJ(6,10)=0.95934D0  
EIJ(6,9)=0.94552D0  
EIJ(6,11)=0.93788D0  
EIJ(6,12)=0.935977D0  
EIJ(6,13)=0.933269D0  
EIJ(2,7)=0.925053D0  
UIJ(2,7)=0.96987D0  
KIJ(2,7)=1.00851D0  
GIJ(2,7)=0.370296D0  
EIJ(3,7)=0.960237D0  
EIJ(7,17)=1.28179D0  
EIJ(7,18)=1.5D0  
UIJ(7,18)=0.9D0  
EIJ(5,7)=0.906849D0  
EIJ(4,7)=0.897362D0  
EIJ(7,10)=0.726255D0  
EIJ(7,9)=0.859764D0  
EIJ(7,11)=0.766923D0  
EIJ(7,12)=0.782718D0  
EIJ(7,13)=0.805823D0  
EIJ(2,3)=1.03502D0  
UIJ(2,3)=1.0805D0  
KIJ(2,3)=1.00046D0  
EIJ(2,17)=1.16446D0  
UIJ(2,17)=1.61666D0  
KIJ(2,17)=1.02034D0  
UIJ(2,5)=1.25D0  
EIJ(2,4)=1.01306D0  
UIJ(2,4)=1.25D0  
UIJ(2,10)=1.25D0  
EIJ(2,9)=1.00532D0

```

UIJ(2,9)=1.25D0
EIJ(3,17)=1.034787D0
EIJ(3,4)=1.0049D0
EIJ(17,18)=1.1D0
EIJ(5,17)=1.3D0
EIJ(4,17)=1.3D0
RETURN
END
SUBROUTINE PARM11
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KI,KIJ,KM
INTEGER GN,QN,FN
DIMENSION EIJM(19,19),GIJM(19,19)
COMMON/Y1/Y(19)/NC1/NC/EFI/EI(19),KI(19),GI(19),QI(19),FI(19)
*/INTER1/EIJ(19,19),UIJ(19,19),KIJ(19,19),GIJ(19,19)
*/KM/KM/COEF1/B1(13),C1(53)/AN/AN(53)
*/GQFN/GN(53),QN(53),FN(53)/UN/UN(53)
DO 1 I=1,NC
EIJM(I,I)=EI(I)
GIJM(I,I)=GI(I)
DO 1 J=1,NC
IF(I.GE.J) GO TO 1
EIJM(I,J)=EIJ(I,J)*(EI(I)*EI(J))**.5
GIJM(I,J)=GIJ(I,J)*(GI(I)+GI(J))/2.
1 CONTINUE
KM=0D0
UM=0D0
GM=0D0
QM=0D0
FM=0D0
DO 3 I=1,NC
KM=KM+Y(I)*KI(I)**2.5
UM=UM+Y(I)*EI(I)**2.5
GM=GM+Y(I)*GI(I)
QM=QM+Y(I)*QI(I)
3 FM=FM+Y(I)**2*FI(I)
KM=KM*KM
UM=UM*UM
DO 5 I=1,NC-1
DO 5 J=I+1,NC
UM=UM+2.*Y(I)*Y(J)*(UIJ(I,J)**5-1D0)*(EI(I)*EI(J))**2.5
GM=GM+2.*Y(I)*Y(J)*(GIJ(I,J)-1D0)*(GI(I)+GI(J))
5 KM=KM+2.*Y(I)*Y(J)*(KIJ(I,J)**5-1D0)*(KI(I)*KI(J))**2.5
KM=KM**.6
UM=UM**.2
DO 7 N=1,13
B1(N)=0D0
DO 9 I=1,NC
9 B1(N)=B1(N)+Y(I)*Y(I)*(GIJM(I,I)+1D0-GN(N))**GN(N)*
*(QI(I)*QI(I)+1D0-QN(N))**QN(N)*(FI(I)+1D0-FN(N))**FN(N)*
*EIJM(I,I)**UN(N)*KI(I)*KI(I)*KI(I)
DO 11 I=1,NC-1
DO 11 J=I+1,NC

```

```

11  B1(N)=B1(N)+2.*Y(I)*Y(J)*(GIJM(I,J)+1D0-GN(N))**GN(N)*
    *(QI(I)*QI(J)+1D0-QN(N))**QN(N)*((FI(I)*FI(J))**.5+
    *1D0-FN(N))**FN(N)*EIJM(I,J)**UN(N)*(KI(I)*KI(J))**1.5
7   CONTINUE
    DO 13 N=8,53
13  C1(N)=AN(N)*(GM+1D0-GN(N))**GN(N)*(QM**2+1D0-QN(N))**
    *QN(N)*(FM+1D0-FN(N))**FN(N)*UM**UN(N)
    RETURN
    END
    SUBROUTINE PHASE1
    IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
    COMMON/Z/Z/RM/RM/T/T/P/P/AI1/AO,A1/AN/AN(53)
    */COEF1/B1(13),C1(53)/COEF2/B,C(53)/UN/UN(53)
    CALL PCONT1(P,T)
    IF(Z.EQ.0D0) GO TO 134
    B=0D0
    DO 1 N=1,13
1   B=B+AN(N)/T**UN(N)*B1(N)
    DO 3 N=8,53
3   C(N)=C1(N)/T**UN(N)
    PR=P/5.
    RO=9D3*P/(RM*T*(1.1*PR+0.7D0))
    CALL FUN1(RO)
    Z=1D0+AO
134 RETURN
    END
C   Подпрограмма, реализующая итерационный процесс определения
C   плотности из уравнения состояния (метод Ньютона)
    SUBROUTINE FUN1(X)
    IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
    COMMON/P/P/RM/RM/T/T/AI1/AO,A1
    ITER=1
1   CONTINUE
    CALL COMPL1(X)
    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 COMPL1(X)
    RETURN
    END
    SUBROUTINE PCONT1(P,T)
    IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
    COMMON/Z/Z
    Z=-1D0
    IF(T.LT.250D0.OR.T.GT.340D0) Z=0D0
    IF(P.LE.0D0.OR.P.GT.12D0) Z=0D0
    RETURN
    END

```

```

SUBROUTINE COMPL1(RO)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KM
INTEGER BN,CN
COMMON/KM/KM/COEF2/B,C(53)/BCKN/BN(53),CN(53),KN(53)/AI1/AO,AI
ROR=KM*RO
S1=0D0
S2=0D0
S3=0D0
DO 1 N=8,53
EXP=DEXP(-CN(N)*ROR**KN(N))
IF(N.LE.13) S1=S1+C(N)
S2=S2+C(N)*(BN(N)-CN(N)*KN(N)*ROR**KN(N))*ROR**BN(N)*EXP
1 S3=S3+C(N)*(-CN(N)*KN(N)**2*KM*ROR**(KN(N)-1)*ROR**BN(N)*
*EXP+(BN(N)-CN(N)*KN(N)*ROR**KN(N))*BN(N)*KM*ROR**(BN(N)-1)*
*EXP-(BN(N)-CN(N)*KN(N)*ROR**KN(N))*ROR**BN(N)*EXP*CN(N)*KN(N)*
*KM*ROR**(KN(N)-1)) AO1=B*RO-ROR*S1
AO=AO1+S2
AI=AO+AO1+RO*S3
RETURN
END
BLOCK DATA DCAGA8
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KD
INTEGER BN,CN,GN,QN,FN
COMMON/EFD/ED(19),KD(19),GD(19),QD(19),FD(19)
*/BCKN/BN(53),CN(53),KN(53)/UN/UN(53)
*/AN/AN(53)/GQFN/GN(53),QN(53),FN(53)
DATA ED/151.3183D0,244.1667D0,298.1183D0,337.6389D0,324.0689D0,
*99.73778D0,241.9606D0,296.355D0,370.6823D0,365.5999D0,
*402.8429D0,427.5391D0,450.6472D0,472.1194D0,488.7633D0,
*2.610111D0,26.95794D0,105.5348D0,122.7667D0/
DATA KD/.4619255D0,.5279209D0,.583749D0,.6341423D0,.6406937D0,
*.4479153D0,.4557489D0,.4618263D0,.6798307D0,.6738577D0,
*.7139987D0,.7503628D0,.7851933D0,.8157596D0,.8389542D0,
*.3589888D0,.3514916D0,.4533894D0,.4186954D0/
DATA GD/0D0,.0793D0,.141239D0,.281835D0,.256692D0,.027815D0,
*.189065D0,.0885D0,.366911D0,.332267D0,.432254D0,.512507D0,
*.576242D0,.648601D0,.716574D0,0D0,.034369D0,.038953D0,.021D0/
DATA QD/6*0D0,.69D0,12*0D0/,FD/16*0D0,1D0,2*0D0/
DATA AN/.1538326D0,1.341953D0,-2.998583D0,-.04831228D0,
*.3757965D0,-1.589575D0,-.05358847D0,2.29129D-9,.1576724D0,
*-.4363864D0,-.04408159D0,-.003433888D0,.03205905D0,.02487355D0,
*.07332279D0,-.001600573D0,.6424706D0,-.4162601D0,-.06689957D0,
*.2791795D0,-.6966051D0,-.002860589D0,-.008098836D0,3.150547D0,
*.007224479D0,-.7057529D0,.5349792D0,-.07931491D0,-1.418465D0,
*-5.99905D-17,.1058402D0,.03431729D0,-.007022847D0,.02495587D0,
*.04296818D0,.7465453D0,-.2919613D0,7.294616D0,-9.936757D0,
*-.005399808D0,-.2432567D0,.04987016D0,.003733797D0,1.874951D0,
*.002168144D0,-.6587164D0,.000205518D0,.009776195D0,-.02048708D0,
*.01557322D0,.006862415D0,-.001226752D0,.002850906D0/
DATA BN/13*1,9*2,10*3,7*4,5*5,2*6,2*7,3*8,2*9/
DATA CN/7*0,6*1,2*0,7*1,0,9*1,2*0,5*1,0,4*1,0,1,0,6*1/

```

```

DATA KN/7*0,3,3*2,2*4,2*0,3*2,4*4,0,2*1,2*2,2*3,3*4,2*0,3*2,
*2*4,0,2*2,2*4,0,2,0,2,1,4*2/
DATA UN/0D0,.5D0,1D0,3.5D0,-.5D0,4.5D0,.5D0,-6D0,2D0,3D0,2*2D0,
*11D0,-.5D0,.5D0,0D0,4D0,6D0,21D0,23D0,22D0,-1D0,-.5D0,7D0,-1D0,
*6D0,4D0,1D0,9D0,-13D0,21D0,8D0,-.5D0,0D0,2D0,7D0,9D0,22D0,23D0,
*1D0,9D0,3D0,8D0,23D0,1.5D0,5D0,-.5D0,4D0,7D0,3D0,0D0,1D0,0D0/
DATA GN/4*0,2*1,13*0,1,3*0,1,2*0,3*1,16*0,1,2*0,1,0,1,2*0/
DATA QN/6*0,1,3*0,1,9*0,1,0,1,8*0,1,4*0,1,4*0,1,0,1,2*0,1,5*0,1/
DATA FN/7*0,1,13*0,1,2*0,1,4*0,1,23*0/
END

```

```

C *****
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по уравнению состояния ВНИЦ СМВ. *
C * *
C *****

```

```

SUBROUTINE VNIC(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/Z/Z
RM=8.31451D0
IF(ICALC.NE.1) GO TO 1
CALL COMPON
IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
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))
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,PIM)
DO 27 I=1,10
DO 27 J=1,8
27 B(I,J)=AIJ(I,J)+BIJ(I,J)*PIM
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/NPR/NPR
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(NPR.EQ.1) 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
YS=YS+YI(I)
55 CONTINUE
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(NPR.EQ.1.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LT.0.03D0) YI(4)=YS3
IF(NPR.EQ.1.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LT.0.03D0) YI(5)=0D0
IF(NPR.EQ.0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LE.0.03D0) YI(4)=YS3
IF(NPR.EQ.0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LE.0.03D0) YI(5)=0D0
YI(6)=YI(6)+YS2
IF(NPR.EQ.0) 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.0.65D0.OR.YI(2).GT.0.15D0.OR.YI(3).GT.0.035D0.OR.
*YI(4).GT.0.015D0.OR.YI(5).GT.0.015D0.OR.YS.GT.0.01D0) Z=0D0
IF(YI(6).GT.0.2D0.OR.YI(7).GT.0.15D0.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,PIM)

```

```

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

```

```

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/AI/AO,A1
IF(T.LT.250D0.OR.T.GT.340D0.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
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
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
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
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
DO 33 I=1,10
D=BK(I)*ROR**I
AO=AO+D
33 A1=A1+(I+1)*D
RETURN
END
BLOCK DATA BDVNIC
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PIID(8)/ABIJ/AIJ(10,8),BIJ(10,8)
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/  
END
```

**ПРИЛОЖЕНИЕ Г**  
(обязательное)

**ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА**

**Г.1 Модифицированный метод NX19**Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м<sup>3</sup>

Содержание:

азота . . . . .	0,8858 мол. %
диоксида углерода . . . . .	0,0668 мол. %
Давление . . . . .	2,001 МПа
Температура . . . . .	270,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9520
Давление . . . . .	2,494 МПа
Температура . . . . .	280,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9473
Давление . . . . .	0,900 МПа
Температура . . . . .	290,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9844

**Г.2 Уравнение состояния GERG-91**Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м<sup>3</sup>

Содержание:

азота . . . . .	0,8858 мол. %
диоксида углерода . . . . .	0,0668 мол. %
Давление . . . . .	2,001 МПа
Температура . . . . .	270,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9521
Давление . . . . .	3,997 МПа
Температура . . . . .	290,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9262
Давление . . . . .	7,503 МПа
Температура . . . . .	330,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9244

**Г.3 Уравнение состояния AGA8-92DC**

Состав природного газа в молярных процентах:

метан . . . . .	98,2722
этан . . . . .	0,5159
пропан . . . . .	0,1607
<i>n</i> -бутан . . . . .	0,0592
азот . . . . .	0,8858
диоксид углерода . . . . .	0,0668
<i>n</i> -пентан . . . . .	0,0157
<i>n</i> -гексан . . . . .	0,0055

<i>n</i> -гептан . . . . .	0,0016
<i>n</i> -октан . . . . .	0,0009
гелий . . . . .	0,0157
Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м <sup>3</sup>	
Давление . . . . .	2,001 МПа
Температура . . . . .	270,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9520
Давление . . . . .	3,997 МПа
Температура . . . . .	290,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9262
Давление . . . . .	7,503 МПа
Температура . . . . .	330,00 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9246

#### Г.4 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

Состав природного газа в молярных процентах:

метан . . . . .	89,2700
этан . . . . .	2,2600
пропан . . . . .	1,0600
<i>i</i> -бутан . . . . .	0,0100
азот . . . . .	0,0400
диоксид углерода . . . . .	4,3000
сероводород . . . . .	3,0500
пропилен . . . . .	0,0100
Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,7675 кг/м <sup>3</sup>	
Давление . . . . .	1,081 МПа
Температура . . . . .	323,15 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9853
Давление . . . . .	4,869 МПа
Температура . . . . .	323,15 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,9302
Давление . . . . .	9,950 МПа
Температура . . . . .	323,15 К
Коэффициент сжимаемости . . . . .	0,8709

**ПРИЛОЖЕНИЕ Д**  
(обязательное)

**ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ  
НА ПОГРЕШНОСТЬ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ  
ПРИРОДНОГО ГАЗА (ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА)**

**Д.1 Модифицированный метод NX19**

Исходные данные (заданные параметры)	Значения		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (0,101325 МПа, 293,15 К)	0,6790	0,6808	0,25
Содержание, мол. %:			
азота (N <sub>2</sub> )	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0661	0,0675	2,00

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9520

Погрешность расчета: по формуле (82) — 0,09 %; по формуле (86) — 0,07 %.

**Д.2 Уравнение состояния GERG-91**

Исходные данные (заданные параметры)	Значения		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Плотность, кг/м <sup>3</sup> (0,101325 МПа, 293,15 К)	0,6790	0,6808	0,25
Содержание, мол. %:			
азота (N <sub>2</sub> )	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0661	0,0675	2,00

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9521

Погрешность расчета: по формуле (82) — 0,09 %; по формуле (86) — 0,09 %.

## Д.3 Уравнение состояния AGA8-92DC

Исходные данные (заданные параметры)	Значения		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Содержание, мол. %:			
метана (СН <sub>4</sub> )	97,2722	99,2722	2,00
этана (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	0,5030	0,5288	5,00
пропана (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	0,1607	0,1607	—
<i>n</i> -бутана ( <i>n</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,0592	0,0592	—
азота (N <sub>2</sub> )	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (СО <sub>2</sub> )	0,0661	0,0675	2,00
<i>n</i> -пентана ( <i>n</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub> )	0,0157	0,0157	—
<i>n</i> -гексана ( <i>n</i> -С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub> )	0,0055	0,0055	—
<i>n</i> -гептана ( <i>n</i> -С <sub>7</sub> Н <sub>16</sub> )	0,0016	0,0016	—
<i>n</i> -октана ( <i>n</i> -С <sub>8</sub> Н <sub>18</sub> )	0,0009	0,0009	—
гелия (He)	0,0157	0,0157	—

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9520

Погрешность расчета — 0,08 %

## Д.4 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

Исходные данные (заданные параметры)	Значения		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,076	1,086	1,00
Температура, К	322,65	323,65	0,31
Содержание, мол. %:			
метана (СН <sub>4</sub> )	88,3700	90,1700	2,00
этана (С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub> )	2,2030	2,3170	5,00
пропана (С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub> )	1,0600	1,0600	—
<i>i</i> -бутана ( <i>i</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub> )	0,0100	0,0100	—
азота (N <sub>2</sub> )	0,0396	0,0404	2,00
диоксида углерода (СО <sub>2</sub> )	4,2570	4,3430	2,00
сероводорода (H <sub>2</sub> S)	3,0500	3,0500	—
пропилена (С <sub>3</sub> Н <sub>6</sub> )	0,0100	0,0100	—

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9853

Погрешность расчета — 0,03 %

**ПРИЛОЖЕНИЕ Е**  
(справочное)

**БИБЛИОГРАФИЯ**

- [1] Сычев В.В. и др. Термодинамические свойства метана. — М., Изд-во стандартов, 1979, 348 с.
- [2] Kleinrahn R., Duschek W., Wagner W. Measurement and correlation of the (pressure, density, temperature) relation of methane in the temperature range from 273.15 K to 323.15 K at pressures up to 8 MPa. — J. Chem. Thermodynamics, 1988, v.20, p.621-631.
- [3] Robinson R.L., Jacoby R.H. Better compressibility factors. — Hydrocarbon Processing, 1965, v.44, No.4, p.141-145.
- [4] Achtermann H.-J., Klobasa F., Rogener H. Realgasfaktoren von Erdgasen. Teil I: Bestimmung von Realgasfaktoren aus Brechungsindex-Messungen. — Brennstoff-Warme-Kraft, 1982, Bd.34, No.5, s.266-271.
- [5] Achtermann H.-J., Klobasa F., Rogener H. Realgasfaktoren von Erdgasen. Teil II: Bestimmung von Realgasfaktoren mit einer Burnett-Apparatur. — Brennstoff-Warme-Kraft, 1982, Bd.34, No.6, s.311-314.
- [6] Eubank Ph.T., Scheloske J., Hall K.R., Holste J.C. Densities and mixture virial coefficients for wet natural gas mixtures. — Journal of Chemical and Engineering Data, 1987, v.32, No.2, p.230-233.
- [7] Jaeschke M., Julicher H.P. Realgasfaktoren von Erdgasen. Bestimmung von Realgasfaktoren nach der Expansionsmethode. — Brennstoff-Warme-Kraft, 1984, Bd.36, No.11, s.445-451.
- [8] Jaeschke M. Realgasverhalten Einheitliche Berechnungsmöglichkeiten von Erdgas L und H. — Gas und Wasserfach. Gas/Erdgas, 1988, v.129, No.1, s.30-37.
- [9] Blanke W., Weiss R. pvT-Eigenschaften und Adsorptionsverhalten von Erdgas bei Temperaturen zwischen 260 K und 330 K mit Drucken bis 3 MPa. — Erdol-Erdgas-Kohle, 1988, Bd.104, H.10, s.412-417.
- [10] Samirendra N.B. et al Compressibility Isotherms of Simulated Natural Gases. — J. Chem. Eng. Data, 1990, v.35, No.1, p.35-38.
- [11] Fitzgerald M.P., Sutton C.M. Measurements of Kapuni and Maui natural gas compressibility factors and comparison with calculated values. — New Zealand Journal of Technology, 1987, v.3, No.4, p.215-218.
- [12] Jaeschke M., Humphreys A.E. The GERG Databank of High Accuracy Compressibility Factor Measurements. GERG TM4 1990. — GERG Technical Monograph, 1990, 477 p.
- [13] Jaeschke M., Humphreys A.E. Standard GERG Virial Equation for Field Use. Simplification of the Input Data Requirements for the GERG Virial Equation — an Alternative Means of Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures. GERG TM5 1991. — GERG Technical Monograph, 1991, 173 p.
- [14] ICO/TC 193 SC1 № 63. Natural gas — calculation of compression factor. Part 3 : Calculation using measured physical properties.

[15] ISO/TC 193 SC1 № 62. Natural gas — calculation of compression factor. Part 2 : Calculation using a molar composition analysis.

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

[17] VDI/VDE 2040, part 2, 1987. Calculation principles for measurement of fluid flow using orifice plates, nozzles and venturi tubes. Equations and formulas.

[18] Jaeschke M. et al. High Accuracy Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures by Use of a Truncated Virial Equation. GERG TM2 1988. — GERG Technical Monograph, 1988, 163 p.



УДК 662.76.001.4:006.354      ОКС 75.060      Б19      ОКСТУ 0203

Ключевые слова: природный газ, методы расчета коэффициента сжимаемости, давление, температура, плотность при стандартных условиях, компонентный состав, молярные и объемные доли, коэффициент сжимаемости, фактор сжимаемости, плотность, погрешность, уравнение состояния, итерационный процесс, листинг программы

---

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

Изд. лиц. № 021007 от 10.08.95.      Подписано в печать 25.01.99.      Усл.печл. 3,26.  
Уч.-издл. 3,55.      Тираж 122 экз.      С 1667.      Зак. 34.

---

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

**Изменение № 1 ГОСТ 30319.2—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости**

**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 № 4309**

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

Пункт 3.2.1. Первый абзац после слов «методов расчета» дополнить словами: «и область их применения»;

третий абзац и перечисления 1) — 3) изложить в новой редакции:

«Для расчета коэффициента сжимаемости природного газа при определении его расхода и количества рекомендуется применять:

1) модифицированный метод NX19 мод. — при распределении газа потребителям;

2) модифицированное уравнение состояния (УС) GERG-91 мод. [13, 14] и УС AGA8—92DC [15] — при транспортировании газа по магистральным газопроводам;

3) уравнение состояния ВНИЦСМВ — при добыче и переработке газа»;

таблицу 1 изложить в новой редакции (см. с. 70—72);

последний абзац. Перечисление 3) дополнить словами: «Погрешность расчета коэффициента сжимаемости  $\delta$  приведена в таблице 1 без учета погрешности исходных данных».

Пункт 3.2.2. Неравенство перед формулой (14) изложить в новой редакции: «при  $1,3 \leq p_a < 2$  и  $-0,21 \leq \Delta T_a < 0$ »;

последний абзац изложить в новой редакции:

«Коэффициент сжимаемости природного газа вычисляют по формуле (1), при этом фактор сжимаемости при рабочих условиях рассчитывают по формулам (6)—(18) настоящего стандарта, а фактор сжимаемости при стандартных условиях — по формуле (24) ГОСТ 30319.1».

Пункт 3.2.3. Формула (23). Заменить значение:  $8,8151 \cdot 10^{-9}$  на  $8,81514 \cdot 10^{-9}$ ;

последний абзац изложить в новой редакции:

«Фактор сжимаемости при стандартных условиях  $z_c$  рассчитывают по формуле (36)».

Пункт 3.2.4. Формула (48). Заменить обозначение:  $G_n^*$  на  $C_n^*$ ;

формула (55). Заменить обозначение:  $x$ , на  $x_i^2$ ;

формулы (49) — (55). Экспликацию дополнить словами: «Параметры бинарного взаимодействия, которые не приведены в этой таблице, а также при  $i = j$ , равны единице.»;

*(Продолжение см. с. 70)*

Т а б л и ц а 1 — Результаты апробации и область применения методов расчета коэффициента сжимаемости природного газа

Метод расчета	Область применения и погрешность метода расчета			Отклонения от экспериментальных данных					
	Область применения	$\rho_c$ , кг/м <sup>3</sup>	$p$ , МПа	Погрешность $\delta$ , %	$\delta_{\text{сист}}$ , %	$\delta_i^{\text{макс}}$ , %			
NX19 мод.	$32 \leq H_{c,B}, \text{ МДж/м}^3 \leq 40$ $0,66 \leq \rho_c, \text{ кг/м}^3 \leq 1,05$ $0 \leq x_a, \text{ мол.\%} \leq 15$ $0 \leq x_y, \text{ мол.\%} \leq 15$ $250 \leq T, \text{ К} \leq 340$ $0,1 \leq p, \text{ МПа} \leq 12,0$	<0,70	<3	0,12	-0,02	+0,07	-0,09		
			3—7	0,18	-0,01	+0,37	-0,10		
			>7	0,41	0,17	+0,59	-0,08		
		0,70—0,75	<3	0,13	0,01	+0,14	-0,13		
			3—7	0,29	0,12	+0,46	-0,15		
			>7	0,42	0,27	+0,66	-0,12		
		>0,75	<3	0,20	0,05	+0,41	-0,13		
			3—7	0,57	0,24	+1,06	-0,25		
			>7	1,09	0,34	+1,65	-0,40		
		0,74—1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)	0,1—11	0,15	-0,02	+0,09	-0,10		
		УС GERG-91 мод.	$20 \leq H_{c,B}, \text{ МДж/м}^3 \leq 48$ $0,66 \leq \rho_c, \text{ кг/м}^3 \leq 1,05$ $0 \leq x_a, \text{ мол.\%} \leq 15$ $0 \leq x_y, \text{ мол.\%} \leq 15$ $250 \leq T, \text{ К} \leq 340$ $0,1 \leq p, \text{ МПа} \leq 12,0$	<0,70	<3	0,11	0,01	+0,13	-0,04
					3—7	0,15	0,02	+0,51	-0,06
>7	0,20				0,03	+0,63	-0,06		
0,70—0,75	<3			0,12	-0,01	+0,08	-0,17		
	3—7			0,15	-0,02	+0,11	-0,43		
	>7			0,19	0,02	+0,16	-0,34		
>0,75	<3			0,13	0,01	+0,26	-0,12		
	3—7			0,15	-0,01	+0,15	-0,30		
	>7			0,19	0,01	+0,65	-0,31		
0,74—1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)	0,1—11			2,10	-0,66	+0,06	-3,10		

(Продолжение см. с. 71)

Окончание таблицы 1

Метод расчета	Область применения и погрешность метода расчета				Отклонения от экспериментальных данных			
	Область применения	$\rho_{св}$ , кг/м <sup>3</sup>	$p$ , МПа	Погрешность $\delta$ , %	$\delta_{снет}$ , %	$\delta_i^{макс}$ , %		
УС AGA8—92DC	$20 \leq H_{с.в}$ , МДж/м <sup>3</sup> $\leq 48$  $0,66 \leq \rho_{св}$ , кг/м <sup>3</sup> $\leq 1,05$ $0 \leq x_a$ , мол. % $\leq 15$ $0 \leq x_y$ , мол. % $\leq 15$ $250 \leq T$ , К $\leq 340$ $0,1 \leq p$ , МПа $\leq 12,0$	<0,70	<3	0,10	-0,01	+0,03	-0,06	
			3—7	0,11	-0,01	+0,15	-0,06	
			>7	0,12	0,02	+0,19	-0,04	
		0,70—0,75	<3	0,12	-0,01	+0,08	-0,18	
			3—7	0,15	-0,03	+0,11	-0,43	
			>7	0,19	0,01	+0,16	-0,37	
		>0,75	<3	0,12	0,01	+0,25	-0,11	
			3—7	0,15	-0,02	+0,24	-0,24	
			>7	0,17	0,01	+0,31	-0,17	
	0,74—1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)	0,1—11	1,30	-0,38	+0,06	-1,88		
	УС ВНИЦСМВ	$20 \leq H_{с.в}$ , МДж/м <sup>3</sup> $\leq 48$  $0,66 \leq \rho_{св}$ , кг/м <sup>3</sup> $\leq 1,05$ $0 \leq x_a$ , мол. % $\leq 15$ $0 \leq x_y$ , мол. % $\leq 15$ $250 \leq T$ , К $\leq 340$ $0,1 \leq p$ , МПа $\leq 12,0$	<0,70	<3	0,11	-0,04	+0,01	-0,10
				3—7	0,12	-0,04	+0,05	-0,11
				>7	0,12	-0,01	+0,06	-0,14
0,70—0,75			<3	0,12	-0,03	+0,08	-0,17	
			3—7	0,15	-0,02	+0,11	-0,33	
			>7	0,18	0,02	+0,13	-0,27	
>0,75			<3	0,13	-0,01	+0,25	-0,11	
			3—7	0,15	-0,01	+0,18	-0,25	
			>7	0,24	-0,01	+0,28	-0,33	
0,74—1,00 (смеси с H <sub>2</sub> S)		0,1—11	0,36	0,10	+0,54	-0,24		

**П р и м е ч а н и я:**

1 При использовании методов расчета NX19 мод. и УС GERG-91 мод. высшую удельную теплоту сгорания ( $H_{c,v}$ ) вычисляют по формуле (52) ГОСТ 30319.1.

2 При использовании методов расчета УС AGA8—92DC и УС ВНИЦ СМВ плотность газа при стандартных условиях ( $\rho_c$ ) вычисляют по формуле (16) ГОСТ 30319.1, а высшую удельную теплоту сгорания ( $H_{c,v}$ ) — по 7.2 ГОСТ 30319.1 (допускается вычислять  $H_{c,v}$  по формуле (52) ГОСТ 30319.1).

формула (60). Третью строку изложить в новой редакции:

$$+ \left( b_n - c_n k_n \rho_{\Pi}^{k_n} \right) \left( b_n \rho_{\Pi}^{(b_n-1)} - c_n k_n \rho_{\Pi}^{b_n} \rho_{\Pi}^{(k_n-1)} \right);$$

последний абзац. Исключить слова: «Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (20) ГОСТ 30319.1».

Пункт 3.2.5. Шестой абзац (со слов «Если заданный компонентный состав»). Исключить слова: «или объемные»;

седьмой абзац (со слов «Состав природного газа пересчитывают») изложить в новой редакции; формулы (71) — (74) и экспликации исключить;

«Если состав газа задан в объемных долях, то молярные доли рассчитывают по формуле (12) ГОСТ 30319.1»;

последний абзац. Исключить слова: «Допускается рассчитывать фактор сжимаемости при стандартных условиях по формуле (20) ГОСТ 30319.1».

Раздел 4. Формулы (82), (83) изложить в новой редакции:

$$\delta_{\text{ид}} = \frac{1}{K} \left\{ \sum_{k=1}^{N_g} \left[ \left( \frac{\partial \bar{K}}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} \bar{q}_k \delta_{qk} \right]^2 \right\}^{0,5}, \quad (82)$$

$$\left( \frac{\partial \bar{K}}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_l, l \neq k} \equiv \frac{K_{q_{k+}} - K_{q_{k-}}}{2 \Delta \bar{q}_k}; \quad (83)$$

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

«При вычислении частных производных по формуле (83) коэффициенты сжимаемости  $K_{q_{k+}}$  и  $K_{q_{k-}}$  рассчитывают при средних параметрах  $\bar{q}_l, l \neq k$  и параметрах  $q_{k+} = \bar{q}_k + \Delta \bar{q}_k$  и  $q_{k-} = \bar{q}_k - \Delta \bar{q}_k$  соответственно. Рекомендуются выбирать  $\Delta \bar{q}_k = 0,5 \cdot 10^{-2} \delta_{qk} \bar{q}_k$ ».

(ИУС № 8 2004 г.)