



ГОСТ 30319.2-96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ
МЕТОДЫ РАСЧЕТА
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

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	Таджикгосстандарт
Туркменистан	Главная государственная инспекция Туркменистана
Украина	Госстандарт Украины

3 ПОСТАНОВЛЕНИЕМ Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 30 декабря 1996 г. № 723 межгосударственный стандарт ГОСТ 30319.2-96 введен в действие непосредственно в качестве государственного стандарта Российской Федерации с 1 июля 1997 г.

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ

[1 Назначение и область применения](#)

[2 Нормативные ссылки](#)

[3 Определение коэффициента сжимаемости](#)



[3.1 Общие положения](#)

[3.2 Методы расчета коэффициента сжимаемости](#)

[3.2.1 Пределы применимости методов расчета и погрешности расчета коэффициента сжимаемости](#)

[3.2.2 Модифицированный метод NX19 мод.](#)

[3.2.3 Модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод.](#)

[3.2.4 Уравнение состояния AGA8-92DC](#)

[3.2.5 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ](#)

[4 Влияние погрешности исходных данных на погрешность расчета коэффициента сжимаемости](#)

[5 Программная и техническая реализация расчета коэффициента сжимаемости](#)

[Приложение А Таблицы констант и параметров уравнения состояния AGA8-92DC](#)

[Приложение Б Таблицы коэффициентов и параметров уравнения состояния ВНИЦ СМВ](#)

[Приложение В Листинг программы расчета коэффициента сжимаемости природного газа](#)

[Приложение Г Примеры расчета коэффициента сжимаемости природного газа](#)

[Приложение Д Влияние погрешности исходных данных на погрешность расчета коэффициента сжимаемости природного газа \(примеры расчета\)](#)

[Приложение Е Библиография](#)

ГОСТ 30319.2-96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

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 и область их применения. Апробация проведена на обширном массиве высокоточных экспериментальных данных о факторе сжимаемости природного газа [[1-12](#)].

Погрешность данных не превышает 0,1 %.

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	ρ_c , кг/м ³	ρ , МПа	Погрешность d , %	$d_{\text{сист}}$, %	$d_i^{\text{макс}}$, %	
NX19 мод.	32£H _{C.B.} , МДж/м ³ £40	<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
	0,66£ ρ_c , кг/ м ³ £1,05	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
	250£T, К£340	>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
	0,1£ ρ , МПа£12,0	0,74-1,00 (смеси с H ₂ S)					



УС GERG-91 мод.	20£H _{C.B.} , МДж/м ³ £48	<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
	0,66£r _C , кг/ м ³ £1,05	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£x _a , мол.%£15						
	0£x _y , мол.%£15						
	250£T, К£340	>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
	0,1£p, МПа£12,0	0,74-1,00 (смеси с H ₂ S)	0,1-11	2,10	-0,66	+0,06	-3,10



УС AGA8-92DC	20£H _{C.B.} , МДж/м ³ £48	<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
	0,66£г _C , кг/ м ³ £1,05	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£х _а , мол.%£15						
	0£х _у , мол.%£15						
	250£Т, К£340	>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
	0,1£р, МПа£12,0	0,74-1,00 (смеси с H ₂ S)	0,1-11	1,30	-0,38	+0,06	-1,88



УС ВНИЦСМВ	20£Н _{С.В.} , МДж/м ³ £48	<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
	0,66£Г _С , кг/ м ³ £1,05	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£Х _А , мол.%£15	>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
	250£Т, К£340	0,74-1,00 (смеси с Н ₂ S)	<3	0,36	0,10	+0,54	-0,24
			3-7	0,15	-0,01	+0,18	-0,25
			>7	0,24	-0,01	+0,28	-0,33

Примечания:

1 При использовании методов расчета NX19 мод. и УС GERG-91 мод. высшую удельную теплоту сгорания (Н_{С.В.}) вычисляют по формуле (52) [ГОСТ 30319.1](http://www.complexdoc.ru).



2 При использовании методов расчета УС AGA8-92DC и УС ВНИЦ СМВ плотность газа при стандартных условиях (ρ_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](#)).

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». Погрешность расчета коэффициента сжимаемости d приведена в таблице 1 без учета погрешности исходных данных.

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 AGA8-92DC)	£ 30	(УС ВНИЦ СМВ) и	£ 0,02 (УС
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) $d_{\text{сист}}$ - систематическое отклонение от экспериментальных данных

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

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

$$\delta_i = 100 \left| \left(K_{\text{расч},i} - K_{\text{эксп},i} \right) / K_{\text{эксп},i} \right|, \quad (3)$$

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

3) d - 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 $d_{\text{ст}}$ - стандартное отклонение, которое вычисляется из выражения



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

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

(Измененная редакция, [Изм. № 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

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

где

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

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

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



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

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

Корректирующий множитель F в зависимости от интервалов параметров p_a и DT_a вычисляются по формулам:

при $0 \leq p_a \leq 2$ и $0 \leq DT_a \leq 0,3$

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

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

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

при $1,3 \leq p_a < 2$ и $-0,21 \leq DT_a < 0$

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

где $DT_a = T_a - 1,09$.

Параметры p_a и T_a определяются по следующим соотношениям:



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

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

где $p_{\text{пк}}$ и $T_{\text{пк}}$ - псевдокритические значения давления и температуры, определяемые по формулам (48) и (49) [ГОСТ 30319.1](#), а именно:

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

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

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 условиях рассчитывают по [формулам \(6\) – \(18\)](#) настоящего стандарта, а фактор сжимаемости при стандартных условиях – по формуле (24) [ГОСТ 30319.1](#)

(Измененная редакция, [Изм. № 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;

ρ_m - молярная плотность, кмоль/м³.

Коэффициенты уравнения состояния определяют из следующих выражений:

$$B_m = x_3^2 B_1 + x_3 x_a B^* (B_1 + B_2) - 1,73 x_3 x_y (B_1 B_3)^{0,5} + x_a^2 B_2 + 2 x_a x_y B_{23} + x_y^2 B_3, \quad (20)$$

$$C_m = x_3^3 C_1 + 3 x_3^2 x_a C^* (C_1^2 C_2)^{1/3} + 2,76 x_3^2 x_y (C_1^2 C_3)^{1/3} + 3 x_3 x_a^2 C^* (C_1 C_2^2)^{1/3} + \\ + 6,6 x_3 x_a x_y (C_1 C_2 C_3)^{1/3} + 2,76 x_3 x_y^2 (C_1 C_3^2)^{1/3} + x_a^3 C_2 + 3 x_a^2 x_y C_{223} + 3 x_a x_y^2 C_{233} + x_y^3 C_3, \quad (21)$$

где x_3 - молярная доля эквивалентного углеводорода

$$x_3 = 1 - x_a - x_y, \quad (22)$$

$$B_1 = -0,425468 + 2,865 \cdot 10^{-3} T - 4,62073 \cdot 10^{-6} T^2 + (8,77118 \cdot 10^{-4} - 5,56281 \cdot 10^{-6} T + \\ + 8,81514 \cdot 10^{-9} T^2) H + (-8,24747 \cdot 10^{-7} + 4,31436 \cdot 10^{-9} T - 6,08319 \cdot 10^{-12} T^2) \times H^2, \quad (23)$$



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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

В [формулах \(23\)](#), [\(27\)](#) H рассчитывают по выражению

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

где $M_э$ - молярная масса эквивалентного углеводорода, значение которой определяется из выражения

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

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

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



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

$$A_2 = \left[A_0 - (A_0^2 - A_1^3)^{0.5} \right]^{1/3}, \quad (38)$$

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

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

$$B_0 = bB_m, \quad (41)$$

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

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



Коэффициент сжимаемости природного газа рассчитывают по [формуле \(1\)](#), а именно

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

Фактор сжимаемости при стандартных условиях z_c рассчитывают по [формуле \(36\)](#).

(Измененная редакция, [Изм. № 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

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

где B и C_n^* - коэффициенты УС;

ρ_m - молярная плотность, кмоль/м³.

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

$$\rho_m = K_m^3 \rho_m, \quad (46)$$

Параметр K_m вычисляют по [формуле \(53\)](#).



Коэффициенты УС рассчитывают из следующих соотношений:

$$B = \sum_{n=1}^{13} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j (G_{ij} + 1 - g_n)^{g_n} (Q_i Q_j + 1 - q_n)^{q_n} \times \\ \times [(F_i F_j)^{0.5} + 1 - f_n]^{f_n} (Q^2 + 1 - q_n)^{q_n} (F + 1 - f_n)^{f_n} U^{u_n}, \quad (47)$$

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

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 1 j)

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

$$U^S = \left[\sum_{i=1}^N x_i E_i^{2.5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (U_{ij}^S - 1) (E_i E_j)^{2.5}, \quad (51)$$



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

$$K_m^s = \left[\sum_{i=1}^N x_i K_i^{2.5} \right]^2 + 2 \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{j=i+1}^N x_i x_j (K_{ij}^s - 1)(K_i K_j)^{2.5}, \quad (53)$$

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

$$F = \sum_{i=1}^N x_i^2 F_i, \quad (55)$$

где $\{E_{ij}^*, G_{ij}^*, U_{ij}^*, K_{ij}^*\}$ - параметры бинарного взаимодействия, которые даны в [таблице А.3](#).

Параметры бинарного взаимодействия, которые не приведены в этой таблице, а также при $i=j$, равны единице.

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

Плотность ρ_m из УС [\(45\)](#) определяют по методу Ньютона в следующем итерационном процессе:

1) начальную плотность определяют по формуле

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

где приведенное давление вычисляют из выражения



$$p_{\pi} = p/5, \quad (57)$$

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

$$\Delta p_{\pi}^{(k)} = [10^3 p - RTz^{(k-1)} \cdot \rho_{\pi}^{(k-1)}] / [RT(1 + A_1)], \quad (58)$$

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

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

$$A_1 = 2 \left(B \rho_{\pi}^{(k-1)} - \rho_{\pi} \sum_{n=8}^{13} C_n^* \right) + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_{\pi}^{k_n}) \rho_{\pi}^{\delta_n} \exp(-c_n \rho_{\pi}^{k_n}) + \\ + \rho_{\pi} \sum_{n=8}^{53} C_n^* (-c_n \rho_{\pi}^{k_n}) [-c_n k_n \rho_{\pi}^{(k_n + \delta_n - 1)} + (b_n - c_n k_n \rho_{\pi}^{k_n} (b_n \rho_{\pi}^{(\delta_n - 1)} - c_n k_n \rho_{\pi}^{\delta_n} \rho_{\pi}^{(k_n - 1)})] \quad (60)$$

при этом $\gamma_{\pi} = K_m^3 \gamma_M^{(k-1)}$;

4) критерий завершения итерационного процесса

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

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.

(Измененная редакция, [Изм. № 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;

$\rho_{\pi} = \rho_{\text{м}}/\rho_{\text{пк}}$ - приведенная плотность;

$T_{\pi} = T/T_{\text{пк}}$ - приведенная температура;

$\rho_{\text{м}}$ - молярная плотность, кмоль/м³;

$\rho_{\text{пк}}$ 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



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

где

$$V_{\text{кij}} = \left(1 - \lambda_{ij} \left(\left(M_i / \rho_{\text{ки}} \right)^{1/3} + \left(M_j / \rho_{\text{кj}} \right)^{1/3} \right) / 2 \right)^3, \quad (65)$$

(

$$\lambda_{ij} = \lambda_{ji};$$

$$\lambda_{ii} = \lambda_{jj} = 0,$$

- псевдокритическую температуру

$$T_{\text{гк}} = (T_{\text{кж}} \rho_{\text{гк}})^{0.5}, \quad (66)$$

где

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

$$T_{\text{кij}} = \left(1 - x_{ij} \left(T_{\text{ки}} T_{\text{кj}} \right)^{0.5} \right); \quad (68)$$



(

$$x_{ij} = x_{ji};$$

$$x_{ii} = x_{jj} = 0)$$

- фактор Питцера

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

где

$$\Omega_{ij} = (\Omega_i M_i / \rho_{\text{мк}} + \Omega_j M_j / \rho_{\text{мк}}) / (M_i / \rho_{\text{мк}} + M_j / \rho_{\text{мк}}), \quad (70)$$

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

Критические параметры компонентов $\{r_{ki}, r_{kj}, T_{kj}, T_{kj}\}$, их молярная масса $\{M_i, M_j\}$ и факторы Питцера $\{W_i, W_j\}$ приведены в [таблице Б.2](#), а параметры бинарного взаимодействия $\{x_{ij}, l_{ij}\}$ - 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 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.

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

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

Плотность ρ_m из УС (62) определяют по методу Ньютона в следующем итерационном процессе:

1) начальную плотность определяют по формуле

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

где приведенное давление вычисляют из выражений

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

$$p_{\pi} = p / p_{\pi k}, \quad (77)$$

а псевдокритические плотность ($\rho_{\pi k}$), температуру ($T_{\pi k}$) и фактор Питцера (W) рассчитывают по формулам (64), (66) и (69);

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



$$\Delta p_m^{(k)} = \left[10^3 p - RT z^{(k-1)} p_m^{(k-1)} \right] / [RT(1 + A_1)], \quad (78)$$

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

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

$$A_1 = \sum_{k=1}^r \sum_{i=0}^{S_k} (k+1) c_{ki} p_{\pi}^k / T_{\pi}^i, \quad (80)$$

4) критерий завершения итерационного процесса.

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

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.

(Измененная редакция, [Изм. № 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 (ρ_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

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

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

d_{qk} - погрешность измерения параметра исходных данных;

$$\left(\frac{\partial \bar{K}}{\partial \bar{q}_k} \right)_{\bar{q}_{l,l \neq k}} \cong \frac{K_{qk^+} - K_{qk^-}}{2\Delta \bar{q}_k}, \quad (83)$$

$$\bar{q}_k = (q_k^{\text{max}} + q_k^{\text{min}}) / 2, \quad (84)$$



В [формулах \(82\) - \(84\)](#):

q_k - условное обозначение k -го параметра исходных данных (p , T , r_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.

При вычислении частных производных по [формуле \(83\)](#) коэффициенты сжимаемости K_{qk}^+ и K_{qk}^- - рассчитывают при средних параметрах

$\bar{q}_{k \pm}$ параметрах

$$\bar{q}_{k+} = \bar{q}_k + \Delta \bar{q}_{k+}$$

$$\bar{q}_{k-} = \bar{q}_k - \Delta \bar{q}_{k-} \text{соответственно. Рекомендуется выбирать}$$

$$\Delta \bar{q}_k = 0,5 \cdot 10^{-2} \delta_{qk} \bar{q}_k.$$

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

Для методов:

1) NX 19 мод. и UC 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

$$\delta_x = (\delta^2 + \delta_{\text{нд}}^2)^{0.5}, \quad (85)$$

где d - 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 $d_{\text{нд}}$ по формуле

$$\delta_{\text{нд}} = \frac{1}{K} \left[(K_T T \delta_T)^2 + (K_p p \delta_p)^2 + (K_{\rho c} \rho_c \delta_{\rho c})^2 + (K_m x_a \delta_m)^2 + (K_{xy} x_y \delta_{xy})^2 \right]^{0.5}, \quad (86)$$

где d_T , d_p , $d_{\rho c}$, d_{x_a} и d_{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.

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



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

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

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

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

- при расчете K по методу GERG-91

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

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



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

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

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

(Измененная редакция, [Изм. № 1](#)).

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

Т а б л и ц а 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



n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	f_n
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



n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	f_n
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
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



n	a_n	b_n	c_n	k_n	u_n	g_n	q_n	f_n
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



Компонент	Молярная масса	Характерные параметры				
		E, K	$K, \text{м}^3/\text{кмоль}$	G	Q	F
н-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	J	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			



Компоненты		Параметры бинарного взаимодействия			
i	J	E_{ij}^*	U_{ij}	K_{ij}	G_{ij}^*
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			



Компоненты		Параметры бинарного взаимодействия			
i	J	E_{ij}^*	U_{ij}	K_{ij}	G_{ij}^*
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	J	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

Т а б л и ц а Б.1 - Обобщенные коэффициенты уравнения состояния ВНИЦ СМВ



k	l	a_{kl}	b_{kl}	k	l	a_{kl}	b_{kl}
1	0	$6,087766 \times 10^{-1}$	$-7,187864 \times 10^{-1}$	8	2	$4,015072 \times 10^{-1}$	$-9,576900 \times 10^0$
2	0	$-4,596885 \times 10^{-1}$	$1,067179 \times 10^1$	9	2	$-1,016264 \times 10^{-1}$	$2,419650 \times 10^0$
3	0	$1,149340 \times 10^0$	$-2,576870 \times 10^1$	10	2	$-9,129047 \times 10^{-3}$	$2,275036 \times 10^{-1}$
4	0	$-6,075010 \times 10^{-1}$	$1,713395 \times 10^1$	1	3	$-2,837908 \times 10^0$	$1,571955 \times 10^1$
5	0	$-8,940940 \times 10^{-1}$	$1,617303 \times 10^1$	2	3	$1,534274 \times 10^1$	$-3,020599 \times 10^2$
6	0	$1,144404 \times 10^0$	$-2,438953 \times 10^1$	3	3	$-2,771885 \times 10^1$	$6,845968 \times 10^2$
7	0	$-3,457900 \times 10^{-1}$	$7,156029 \times 10^0$	4	3	$3,511413 \times 10^1$	$-8,281484 \times 10^2$
8	0	$-1,235682 \times 10^{-1}$	$3,350294 \times 10^0$	5	3	$-2,348500 \times 10^1$	$5,600892 \times 10^2$
9	0	$1,098875 \times 10^{-1}$	$-2,806204 \times 10^0$	6	3	$7,767802 \times 10^0$	$-1,859581 \times 10^2$
10	0	$-2,193060 \times 10^{-2}$	$5,728541 \times 10^{-1}$	7	3	$-1,677977 \times 10^0$	$3,991057 \times 10^1$



k	l	a_{kl}	b_{kl}	k	l	a_{kl}	b_{kl}
1	1	$-1,832916 \times 10^0$	$6,057018 \times 10^0$	8	3	$3,157961 \times 10^{-1}$	$-7,567516 \times 10^0$
2	1	$4,175759 \times 10^0$	$-7,947685 \times 10^1$	9	3	$4,008579 \times 10^{-3}$	$-1,062596 \times 10^{-1}$
3	1	$-9,404549 \times 10^0$	$2,167887 \times 10^2$	1	4	$2,606878 \times 10^0$	$-1,375957 \times 10^1$
4	1	$1,062713 \times 10^1$	$-2,447320 \times 10^2$	2	4	$-1,106722 \times 10^1$	$2,055410 \times 10^2$
5	1	$-3,080591 \times 10^0$	$7,804753 \times 10^1$	3	4	$1,279987 \times 10^1$	$-3,252751 \times 10^2$
6	1	$-2,122525 \times 10^0$	$4,870601 \times 10^1$	4	4	$-1,211554 \times 10^1$	$2,846518 \times 10^2$
7	1	$1,781466 \times 10^0$	$-4,192715 \times 10^1$	5	4	$7,580666 \times 10^0$	$-1,808168 \times 10^2$
8	1	$-4,303578 \times 10^{-1}$	$1,000706 \times 10^1$	6	4	$-1,894086 \times 10^0$	$4,605637 \times 10^1$
9	1	$-4,963321 \times 10^{-2}$	$1,237872 \times 10^0$	1	5	$-1,155750 \times 10^0$	$6,466081 \times 10^0$
10	1	$3,474960 \times 10^{-2}$	$-8,610273 \times 10^{-1}$	2	5	$3,601316 \times 10^0$	$-5,739220 \times 10^1$



k	l	a_{kl}	b_{kl}	k	l	a_{kl}	b_{kl}
1	2	$1,317145 \times 10^0$	$-1,295347 \times 10^1$	3	5	$-7,326041 \times 10^{-1}$	$3,694793 \times 10^1$
2	2	$-1,073657 \times 10^1$	$2,208390 \times 10^2$	4	5	$-1,151685 \times 10^0$	$2,077675 \times 10^1$
3	2	$2,395808 \times 10^1$	$-5,864596 \times 10^2$	5	5	$5,403439 \times 10^{-1}$	$-1,256783 \times 10^1$
4	2	$-3,147929 \times 10^1$	$7,444021 \times 10^2$	1	6	$9,060572 \times 10^{-2}$	$-9,775244 \times 10^{-1}$
5	2	$1,842846 \times 10^1$	$-4,470704 \times 10^2$	2	6	$-5,151915 \times 10^{-1}$	$2,612338 \times 10^0$
6	2	$-4,092685 \times 10^0$	$9,965370 \times 10^1$	3	6	$7,622076 \times 10^{-2}$	$-4,059629 \times 10^{-1}$
7	2	$-1,906595 \times 10^{-1}$	$5,136013 \times 10^0$	1	7	$4,507142 \times 10^{-2}$	$-2,298833 \times 10^{-1}$

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

Компоненты	Химическая формула	Молярная масса M_i	Критические параметры				r_{ci} , кг/м ³	Фактор Питцера W_i
			p_{ki} , МПа	r_{ki} , кг/м ³	T_{ki} , К	z_{ki}		
Метан	CH ₄	16,043	4,5988	163,03	190,67	0,2862	0,6682	0,0006467



Компоненты	Химическая формула	Молярная масса M_i	Критические параметры				ρ_{ci} , кг/м ³	Фактор Питцера W_i
			ρ_{ki} , МПа	ρ_{ki} , кг/м ³	T_{ki} , К	z_{ki}		
Этан	C ₂ H ₆	30,070	4,88	205,53	305,57	0,2822	1,2601	0,1103
Пропан	C ₃ H ₈	44,097	4,25	218,54	369,96	0,2787	1,8641	0,1764
n-Бутан	n-C ₄ H ₁₀	58,123	3,784	226,69	425,40	0,2761	2,4956	0,2213
i-Бутан	i-C ₄ H ₁₀	58,123	3,648	225,64	407,96	0,2769	2,488	0,2162
Азот	N ₂	28,0135	3,390	315,36	125,65	0,2850	1,16490	0,04185
Диоксид углерода	CO ₂	44,010	7,386	466,74	304,11	0,2744	1,8393	0,2203
Сероводород	H ₂ S	34,082	8,940	349,37	373,18	0,2810	1,4311	0,042686
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 Плотность (ρ_{ki}), температура (T_{ki}) в критической точке и фактор Питцера (W_i) отличаются от литературных данных и применимы только для уравнения состояния ВНИЦ СМВ.</p> <p>2 ρ_{ci} - плотность i-го компонента при стандартных условиях</p>								

Т а б л и ц а Б.3 - Параметры бинарного взаимодействия x_{ij} 

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

Т а б л и ц а Б.4 - Параметры бинарного взаимодействия l_{ij}

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



<i>j</i>	<i>i</i>							
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	N ₂	CO ₂	H ₂ S
C ₃ H ₈	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
N ₂	-	-	-	-	-	0,0	-0,064	0,0
CO ₂	-	-	-	-	-	-	0,0	-0,062
H ₂ S	-	-	-	-	-	-	-	0,0

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(рекомендуемое)

Листинг программы расчета коэффициента сжимаемости природного газа

C *****

C
*
*



С * Программа расчета коэффициента сжимаемости природного
газа *

С * (основной
модуль) *

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)',

*' *n*-бутана (*n*-C4H10)', ' *и*-бутана (*и*-C4H10)', ' азота (N2)',

*' диоксида углерода (CO2)', ' сероводорода (H2S)',

*' ацетилена (C2H2)', ' этилена (C2H4)', ' пропилена (C3H6)',

*' *n*-пентана (*n*-C5H12)', ' *и*-пентана (*и*-C5H12)',

*' нео-пентана (нео-C5H12)', ' *n*-гексана (*n*-C6H14)',

*' бензола (C6H6)', ' *n*-гептана (*n*-C7H16)', ' толуола (C7H8)',

*' *n*-октана (*n*-C8H18)', ' *n*-нонана (*n*-C9H20)',

*' *n*-декана (*n*-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)  
  
READ(*,*)YC(I)  
  
5   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)  
D07 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    IC=0  
DO 11 J=1,NT  
IF(ZP(I,J).EQ.0D0)  
IC=IC+1
```



```
11   CONTINUE
      IF(IC.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)

      WRITE(*,1)

1    FORMAT(//

      *10X,' Расчет коэффициента сжимаемости природного газа'//

      *10X,' -----Метод расчета----- '/'

      *10X,'                                     '/'

      *10X,'      1. Модифицированный метод NX 19      '/'

      *10X,'                                     '/'

      *10X,'      2. Уравнение состояния GERG-91        '/'

      *10X,'                                     '/'

      *10X,'      3. Уравнение состояния AGA8-92DC      '/'
```



*10X,' /

*10X,' 4. Уравнение состояния ВНИЦ СМВ /

*10X,' /

*10X,'-----'/)

WRITE(*,5)

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(06)*28

CHARACTER*70 F,FZ(11,2)

DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100),ZPP(6)

COMMON/RON/RON/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.O) THEN
```

```
WRITE(1,7)
```

```
WRITE(*,7)
```

```
IF(NYST.EQ.1)
```

```
PAUSE
```

*' Для продолжения вывода вставьте бумагу и нажмите
<BBOД> '

```
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 27K=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(NLI.EQ.1)WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1)

IF(NL1.EQ.2)WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2)

IF(NL1.EQ.3)WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3)

IF(NL1.EQ.4)WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4)

IF(NL1.EQ.5)

*WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4),ZPP(5)

IF(NL1.EQ.6)

*WRITE(1,F)PI(J),ZPP(1),ZPP(2),ZPP(3),ZPP(4),ZPP(5),ZPP(6)

NW=NW+1

133 CONTINUE

IF(NW.EQ.20.AND.NYST.EQ.0) THEN

IF(J.EQ.NP.AND.I+NL-1.EQ.NT) GO TO 29

WRITE(*,7)

PAUSE ' Для продолжения вывода нажмите <ВВОД> '

WRITE(*,100)

NW=0

WRITE(1,7)

IF(NL.GT.1)WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)

IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)




```
WRITE(1,19)AT(NL)
IF(NL.GT.1)WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
WRITE(1,23)(TI(K),K=I,I+NL-1)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
ENDIF
IF(NW.EQ.54.AND.NYST.NE.0) THEN
IF(J.EQ.NP.AND.I+NL-1.EQ.NT) GO TO 29
WRITE(1,7)
WRITE(*,7)
IF(NYST.EQ.1) PAUSE
```

*' Для продолжения вывода вставьте бумагу и нажмите
<ВВОД> '

```
NW=0
IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
WRITE(1,19)AT(NL)
IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
WRITE(1,23)(TI(K),K=I,I+NL-1)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
ENDIF
```



25 CONTINUE

15 CONTINUE

29 CLOSE(1)

WRITE(*,7)

PAUSE ' Вывод завершен, для продолжения работы нажмите
<ВВОД> '

WRITE(*,66)

66 FORMAT(/ ' Назначить другое устройство вывода ?',

*, 0 - нет, 1 - да '\)

READ(*,*)NBOLB

IF(NBOLB.EQ.1) GO TO 22

RETURN

END

C *****

C

*

*

C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости
природного *

C * газа по модифицированному методу
NX19. *

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
CALL PHASEA
134 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.-TO**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/RON/RON/Z/Z
```

```
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
```

```
COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,TO,R
```

```
DATABMO/.0838137D0/,BM1/-.00851644D0/,WD0/134.2153D0/,
```

```
*WD1/1067.943D0/
```

```
Z=-1D0
```



IF(ICALC.EQ.2) GO TO 3

X2=YA

X3=YY

IF(RON.LT.0.66D0.OR.RON.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*RON-.006D0-.063*YA-.0575*YY)**2

BMNG=24.05525*Z*RON

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),CR22(3),CR23(3),
*CR233(3),CR333(3)

COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123

COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
```



$$T2=T*T$$

$$C111=CR111\ H0(1)+CR111H0(2)*T+CR111H0(3)*T2+$$

$$*(CR111H1(1)+CR111H1(2)*T+CR111H1(3)*T2)*H+$$

$$*(CR111H2(1)+CR111H2(2)*T+CR111H2(3)*T2)H*H$$

$$C222=CR222(1)+CR222(2)*T+CR222(3)*T2$$

$$C223=CR223(1)+CR223(2)*T+CR223(3)*T2$$

$$C233=CR233(1)+CR233(2)*T+CR233(3)*T2$$

$$C333=CR333(1)+CR333(2)*T+CR333(3)*T2$$

$$CA112=C111*C111*C222$$

$$CA113=C111*C111*C333$$

$$CA122=C111*C222*C222$$

$$CA123=C111*C222*C333$$

$$CA133=C111^<C333*C333$$

$$IF(CA112.LT.0D0.OR.CA113.LT.0D0.OR.CA122.LT.0D00.OR.$$

$$*CA123.LT.0D0.OR.CA133.LT.0D0)THEN$$

$$Z=0D0$$

$$RETURN$$

$$ENDIF$$

$$D3REP=1D0/3D0$$

$$CEFF=X1*X11*C111+3D0*X11*X2*(CA112)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)$$

$$*+3.*X11*X3*(CA113)**D3REP*Y13+$$

$$*3.*X1*X22*(CA122)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)+$$

$$*6.*X1*X2*X3*(CA123)**D3REP*Y123+3.*X1*X33*(CA133)**D3REP*Y13+$$



*X22*X2*C222+3.*X22*X3*C223+3.*X2*X33*C233+X3*X33*C333

END

С Подпрограмма, реализующая схему Кардано для определения

С фактора сжимаемости из уравнения состояния

SUBROUTINE ITER2(P,T,Bm,Cm,Z)

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

B1=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/
CR111H0(3),CR111H1(3),CR111H2(3),CR222(3),

*CR223(3),CR233(3),CR333(3)

COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123

COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,TO,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 CR111H0/-.302488D0,.195861D-2,-.316302D-5/,

* CR111 H1/.646422D-3,-.422876D-5,.688157D-8/,

* CR111H2/-.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/,

* TO/273.15D0/,R/.0831451D0/



END 46

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 PARIN1

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/NT1/NI(19)/NPR/NPR
      DATA
      .9981D0,.992D0,.9834D0,.9682D0,.971D0,.9997D0,.9947D0,
      *.99D0,.993D0,.994D0,985D0,.945D0,.953D0,1D0,.919D0,
      ZNI/
```



*.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
ИC=0
YSUM=0D0
DO 11 1=1,25
IF((I.GE.9.AND.I.LE.11).OR.I.EQ.14.0R.I.EQ.16.0R.I.EQ.18)
*ИC=ИC+1
IF(YI(I).EQ.0D0) GO TO 11
NC=NC+1
NI(NC)=I-ИC
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)

1F(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.Y1(8).GT.5D-5) Z=00D0
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
```



$$KIJ(1,7)=0.995933D0$$

$$GIJ(1,7)=0.807653D0$$

$$EIJ(1,3)=0.99605D0$$

$$UIJ(1,3)=1.02396D0$$

$$EU(1,17)=1.17052D0$$

$$UIJ(1,17)=1.15639D0$$

$$KIJ(1,17)=1.02326D0$$

$$GIJ(1,17)=1.95731D0$$

$$EIJ(1,18)=0.990126D0$$

$$EIJ(1,5)=1.01953D0$$

$$EIJ(1,4)=0.995474D0$$

$$UIJ(1,4)=1.02128D0$$

$$EIJ(1,10)=1.00235D0$$

$$EIJ(1,9)=1.00305D0$$

$$EIJ(1,11)=1.01293D0$$

$$EIJ(1,12)=0.999758D0$$

$$EIJ(1,13)=0.988563D0$$

$$EIJ(6,7)=1.02274D0$$

$$UIJ(6,7)=0.835058D0$$

$$KIJ(6,7)=0.982361D0$$

$$GIJ(6,7)=0.982746D0$$

$$EIJ(2,6)=0.97012D0$$

$$UIJ(2,6)=0.816431D0$$



$$KIJ(2,6)=1.00796D0$$

$$EIJ(3,6)=0.945939D0$$

$$UIJ(3,6)=0.915502D0$$

$$EIJ(6,17)=1.08632D0$$

$$UIJ(6,17)=0.408838D0$$

$$KIJ(6,17)=1.03227D0$$

$$EIJ(6,18)=1.00571D0$$

$$EIJ(5,6)=0.946914D0$$

$$EIJ(4,6)=0.973384D0$$

$$UIJ(4,6)=0.993556D0$$

$$EIJ(6,10)=0.95934D0$$

$$EIJ(6,9)=0.94552D0$$

$$EIJ(6,11)=0.93788D0$$

$$EIJ(6,12)=0.935977D0$$

$$EIJ(6,13)=0.933269D0$$

$$EIJ(2,7)=0.925053D0$$

$$UIJ(2,7)=0.96987D0$$

$$KIJ(2,7)=1.00851D0$$

$$GIJ(2,7)=0.370296D0$$

$$EIJ(3,7)=0.960237D0$$

$$EIJ(7,17)=1.28179D0$$

$$EIJ(7,18)=1.5D0$$

$$UIJ(7,18)=0.9D0$$



$$EIJ(5,7)=0.906849D0$$

$$EIJ(4,7)=0.897362D0$$

$$EIJ(7,10)=0.726255D0$$

$$EIJ(7,9)=0.859764D0$$

$$EIJ(7,11)=0.766923D0$$

$$EIJ(7,12)=0.782718D0$$

$$EIJ(7,13)=0.805823D0$$

$$EIJ(2,3)=1.03502D0$$

$$UIJ(2,3)=1.0805D0$$

$$KIJ(2,3)=1.00046D0$$

$$EIJ(2,17)=1.16446D0$$

$$UIJ(2,17)=1.61666D0$$

$$KIJ(2,17)=1.02034D0$$

$$UIJ(2,5)=1.25D0$$

$$EIJ(2,4)=1.01306D0$$

$$UIJ(2,4)=1.25D0$$

$$UIJ(2,10)=1.25D0$$

$$EIJ(2,9)=1.00532D0$$

$$UIJ(2,9)=1.25D0$$

$$EIJ(3,17)=1.034787D0$$

$$EIJ(3,4)=1.0049D0$$

$$EIJ(17,18)=1.1D0$$

$$EIJ(5,17)=1.3D0$$



```
EIJ(4,17)=1.3D0  
RETURN  
END  
SUBROUTINE PARM1  
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  
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

С Подпрограмма, реализующая итерационный процесс определения

С 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*(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,A1

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

A1=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
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=8.31451DO  
  
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/
DATAROI/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

DU(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.DO/3.DO)  
  
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.DO-LIJ(I,J))*((V13(I)+V13(J))/2.):**3  
PIIJ(I,J)=(VC(I)*PII(I)+VC(J)*PII(J))/(VC(I)+VC(J))  
TCU(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
```

С Подпрограмма, реализующая итерационный процесс определения

С 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,-10.73657D0,23.95808
D0,-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/м³

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 K

Коэффициент 0,9844 сжимаемости

Г.2 Уравнение состояния GERG-91

Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м³

Содержание:

азота
0,8858 мол. %

диоксида углерода
0,0668 мол. %

Давление 2,001
МПа

Температура 270,00 K

Коэффициент 0,9521 сжимаемости

Давление 3,997
МПа

Температура 290,00 K

Коэффициент 0,9262 сжимаемости

Давление 7,503
МПа

Температура 330,00 K



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
н-бутан	
.....	0,0592
азот	
.....	
0,8858	
диоксид	углерода
.....	0,0668
н-пентан	
.....	0,0157
н-гексан	
.....	0,0055
н-гептан	
.....	0,0016
н-октан	
.....	0,0009
гелий	
.....	
0,0157	

Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м³



Давление 2,001
МПа

Температура 270,00 К

Коэффициент 0,9520 сжимаемости

Давление 3,997
МПа

Температура 290,00 К

Коэффициент 0,9262 сжимаемости

Давление 7,503
МПа

Температура 330,00 К

Коэффициент 0,9246 сжимаемости

Г.4 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

Состав природного газа в молярных процентах:

метан
89,2700

этан
2,2600

пропан 1,0600



и-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 ³
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 0,8709 сжимаемости

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)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Плотность, кг/м ³ (0,101325 МПа, 293,15 К)	0,6790	0,6808	0,25
Содержание, мол. %:			



Исходные данные (заданные параметры)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
азота (N ₂)	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (CO ₂)	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)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Плотность, кг/м ³ (0,101325 МПа, 293,15 К)	0,6790	0,6808	0,25
Содержание, мол. %:			
азота (N ₂)	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (CO ₂)	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)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,991	2,011	1,00
Температура, К	269,50	270,50	0,35
Содержание, мол. %:			
метана (CH ₄)	97,2722	99,2722	2,00
этана (C ₂ H ₆)	0,5030	0,5288	5,00
пропана (C ₃ H ₈)	0,1607	0,1607	-
н-бутана (н-C ₄ H ₁₀)	0,0592	0,0592	-
азота (N ₂)	0,8769	0,8947	2,00
диоксида углерода (CO ₂)	0,0661	0,0675	2,00
н-пентана (н-C ₅ H ₁₂)	0,0157	0,0157	-
н-гексана (н-C ₆ H ₁₄)	0,0055	0,0055	-



Исходные данные (заданные параметры)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
<i>n</i> -гептана (<i>n</i> -C ₇ H ₁₆)	0,0016	0,0016	-
<i>n</i> -октана (<i>n</i> -C ₈ H ₁₈)	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)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
Давление, МПа	1,076	1,086	1,00
Температура, К	322,65	323,65	0,31
Содержание, мол. %:			
метана (CH ₄)	88,3700	90,1700	2,00
этана (C ₂ H ₆)	2,2030	2,3170	5,00
пропана (C ₃ H ₈)	1,0600	1,0600	-



Исходные данные (заданные параметры)	Значение		
	минимальное	максимальное	погрешности, %
<i>n</i> -бутана (<i>n</i> -C ₄ H ₁₀)	0,0100	0,0100	-
азота (N ₂)	0,0396	0,0404	2,00
диоксида углерода (CO ₂)	4,2570	4,3430	2,00
сероводорода (H ₂ S)	3,0500	3,0500	-
пропилена (C ₃ H ₆)	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] ISO/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

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

