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
Минск

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

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

ВНЕСЕН Госстандартом Российской Федерации

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

За принятие проголосовали:

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

3 ПОСТАНОВЛЕНИЕМ Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 30 декабря 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

© ИПК Издательство стандартов, 1997

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

Содержание

1 Назначение и область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 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

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.

Издание официальное

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

3.1 Общие положения

Коэффициент сжимаемости вычисляют по формуле

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

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 ρ_c= 0,668 — 0,70 кг/м^3 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 ρ_c=0,668 — 0,70 кг/м^3, 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 ρ_c=0,70 — 1,00 кг/м^3 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.

Таблица 1 — Результаты апробации методов расчета коэффициента сжимаемости природного газа

Метод расчета	ρ_c, кг/м^3	T, К	p, МПа	Погрешность δ, %	Отклонения от экспериментальных данных		
					$\delta_{сист}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
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_2S)	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	—0,02
		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_2S)	310 — 340	0,1 — 11	2,10	—0,66	+0,06	—3,10

Окончание таблицы 1

Метод расчета	ρ_c, кг/м^3	T, К	p, МПа	Погрешность δ, %	Отклонения от экспериментальных данных		
					$\delta_{сист}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
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_2S)	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	—0,07
		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_2S)	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) $\delta_{сист}$ — систематическое отклонение от экспериментальных данных

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

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

$$\delta_i = 100 \left[(K_{расч,\,i} - K_{эксп,\,i}) / K_{эксп,\,i} \right] , \qquad (3)$$

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

3) δ — погрешность расчета коэффициента сжимаемости по ИСО 5168 [16]

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

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

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

$\delta_{эксп}$ — 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

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

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 ΔT_a вычисляют по формулам:

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

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

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

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

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

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

где $\Delta T_a = T_a - 1,09$.

Параметры p_a и T_a определяются по следующим соотношениям:

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

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

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

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

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

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

$$z = 1 + B_m\,\rho_м + C_m\,\rho_м^2, \qquad (19)$$

где B_m и C_m — коэффициенты УС;

$\rho_м$ — молярная плотность, кмоль/м^3.

Коэффициенты уравнения состояния определяют из следующих выражений:

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

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

где $x_э$ — молярная доля эквивалентного углеводорода

$$x_э = 1 - x_a - x_y, \qquad (22)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$H = 128{,}64 + 47{,}479\ M_э, \quad (34)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$z = 1 + B\,\rho_м - \rho_п \sum_{n=8}^{13} C_n^* + \sum_{n=8}^{53} C_n^* \left(b_n - c_n k_n \rho_п^{k_n}\right) \rho_п^{b_n} \exp\left(-c_n \rho_п^{k_n}\right), \qquad (45)$$

где B и C_n^* — коэффициенты УС;

$\rho_м$ — молярная плотность, кмоль/м^3.

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

$$\rho_п = K_m^3 \rho_м. \qquad (46)$$

Параметр K_m вычисляют по формуле (53).

Коэффициенты УС рассчитывают из следующих соотношений:

$$B = \sum_{n=1}^{13} a_n T^{-u_n} \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} x_i x_j \left(G_{ij} + 1 - g_n\right)^{g_n} \left(Q_i Q_j + 1 - q_n\right)^{q_n} \times$$

$$\times \left[\left(F_i F_j\right)^{0,5} + 1 - f_n\right]^{f_n} E_{ij}^{u_n} \left(K_i K_j\right)^{1,5}, \qquad (47)$$

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

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:

$$E_{ij} = E_{ji} = E_{ij}^* \left(E_i E_j\right)^{0,5}, \qquad (49)$$

$(i \neq j)$

$$G_{ij} = G_{ji} = G_{ij}^{*}\,(G_i + G_j)/2, \qquad (i \neq j) \tag{50}$$

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

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

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

$$Q = \sum_{i=1}^{N} x_i\, Q_i\,, \tag{54}$$

$$F = \sum_{i=1}^{N} x_i\, F_i\,, \tag{55}$$

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 $\rho_м$ при заданных давлении (p, МПа) и температуре (T, К).

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

1) начальную плотность определяют по формуле

$$\rho_м^{(0)} = 9 \cdot 10^3\, p/[R\, T\,(1{,}1\, p_п + 0{,}7)], \tag{56}$$

где приведенное давление вычисляют из выражения

$$p_п = p/5; \tag{57}$$

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

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

$$\rho_м^{(k)} = \rho_м^{(k-1)} + \Delta\rho_м^{(k)}, \tag{59}$$

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

$$A_1 = 2\left(B\,\rho_{\text{м}}^{(k-1)} - \rho_{\text{п}} \sum_{n=8}^{13} C_n^*\right) + \sum_{n=8}^{53} C_n^* \,(b_n - c_n\, k_n\, \rho_{\text{п}}^{k_n})\, \rho_{\text{п}}^{b_n}\, \exp\,(-c_n\, \rho_{\text{п}}^{k_n}) +$$

$$+ \rho_{\text{п}} \sum_{n=8}^{53} C_n^* \exp(-c_n\, \rho_{\text{п}}^{k_n}) \Big[-c_n\, k_n^2\, \rho_{\text{п}}^{(k_n + b_n - 1)} +$$

$$+ (b_n - c_n\, k_n\, \rho_{\text{п}}^{k_n} \left(b_n \rho_{\text{п}}^{(b_n - 1)} - c_n\, k_n\, \rho_{\text{п}}^{b_n}\, \rho_{\text{п}}^{(k_n - 1)}\right)\Big], \qquad (60)$$

при этом $\rho_{\text{п}} = K_m^3\, \rho_{\text{м}}^{(k-1)}$;

4) критерий завершения итерационного процесса

$$|\, \Delta\rho_{\text{м}}^{(k)} / \rho_{\text{м}}^{(k)} \,| \le 10^{-6}, \qquad (61)$$

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

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

где c_{kl} — коэффициенты УС;

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

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

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

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

Коэффициенты УС определяют по формуле

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

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

$$\rho_{пк} = 1 \Big/ \left(\sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} x_i x_j V_{кij} \right), \qquad (64)$$

где $V_{кij} = (1 - \lambda_{ij}) \{ [M_i / \rho_{кi})^{1/3} + (M_j / \rho_{кj})^{1/3}] / 2 \}^3$; (65)

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

- псевдокритическую температуру

$$T_{пк} = (T_{кm} \rho_{пк})^{0,5}, \qquad (66)$$

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

$$T_{кij} = (1 - \chi_{ij}) (T_{кi} T_{кj})^{0,5}; \qquad (68)$$

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

- фактор Питцера

$$\Omega = \rho_{пк} \sum_{i=1}^{N} \sum_{j=1}^{N} x_i x_j V_{кij} \Omega_{ij}, \qquad (69)$$

где $\Omega_{ij} = (\Omega_i M_i / \rho_{кi} + \Omega_j M_j / \rho_{кj}) / (M_i / \rho_{кi} + M_j / \rho_{кj})$. (70)

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

Критические параметры компонентов $\{\rho_{кi}, \rho_{кj}, T_{кi}, T_{кj}\}$, 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 *н*-пентана и выше к *н*-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 ρ_{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 $\rho_м$ при заданных давлении (p, МПа) и температуре (T, К).

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

1) начальную плотность определяют по формуле

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

где приведенное давление вычисляют из выражений

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

$$p_п = p/p_{пк}, \quad (77)$$

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

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

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

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

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

$$A_1 = \sum_{k=1}^{r} \sum_{l=0}^{S_k} (k + 1) \, c_{kl} \, \rho_п^k / T_п^l, \quad (80)$$

4) критерий завершения итерационного процесса

$$| \Delta\rho_м^{(k)} / \rho_м^{(k)} | \le 10^{-6}, \qquad (81)$$

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 (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

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

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

δ_{qk} — погрешность измерения параметра исходных данных;

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

$$\overline{q}_k = (q_k^{макс} + q_k^{мин}) / 2. \qquad (84)$$

В формулах (82) — (84):

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

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

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

N_q — количество параметров исходных данных.

Производную коэффициента сжимаемости по параметру q_k рассчитывают по формуле (83) при средних параметрах $\bar{q}_l$, 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

$$\delta_к = (\delta^2 + \delta_{ид}^2)^{0,5}, \tag{85}$$

где δ — 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 $\delta_{ид}$ по формуле

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

где δ_T, δ_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.

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

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

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

$$K_{x\,a} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057\, p, \tag{90}$$

$$K_{x\,y} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047\, p; \tag{91}$$

- при расчете K по методу GERG-91

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

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

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

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

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

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

Окончание таблицы А.1

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

Таблица А.2 — Характерные параметры компонентов

Компонент	Молярная масса	Характерные параметры				
		E, K	K, м^3/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
н-Бутан	58,1230	337,6389	0,6341423	0,281835	0,0	0,0
и-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
н-Пентан	72,1500	370,6823	0,6798307	0,366911	0,0	0,0
и-Пентан	72,1500	365,5999	0,6738577	0,332267	0,0	0,0
н-Гексан	86,1770	402,8429	0,7139987	0,432254	0,0	0,0
н-Гептан	100,2040	427,5391	0,7503628	0,512507	0,0	0,0
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

Таблица 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	
	Диоксид углерода	0,960644	0,963827	0,995933	0,807653
	Пропан	0,996050	1,023960		
	Моноксид углерода	0,990126			
	и-Бутан	1,019530			
	н-Бутан	0,995474	1,021280		
	и-Пентан	1,002350			
	н-Пентан	1,003050			
	н-Гексан	1,012930			
	н-Гептан	0,999758			
	н-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			
	и-Бутан	0,946914			
	н-Бутан	0,973384	0,993556		
	и-Пентан	0,959340			
	н-Пентан	0,945520			
	н-Гексан	0,937880			
	н-Гептан	0,935977			
	н-Октан	0,933269			
Диоксид углерода	Этан	0,925053	0,969870	1,008510	0,370296
	Пропан	0,960237			
	Моноксид углерода	1,500000	0,900000		
	и-Бутан	0,906849			
	н-Бутан	0,897362			
	и-Пентан	0,726255			
	н-Пентан	0,859764			
	н-Гексан	0,766923			
	н-Гептан	0,782718			
	н-Октан	0,805823			

Окончание таблицы А.3

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

ТАБЛИЦЫ КОЭФФИЦИЕНТОВ И ПАРАМЕТРОВ УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ВНИЦ СМВ

Таблица Б.1 — Обобщенные коэффициенты уравнения состояния ВНИЦ СМВ

k	l	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	$-9{,}404549 \cdot 10^{0}$	$2{,}167887 \cdot 10^{2}$

Окончание таблицы Б.1

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				ρ_{ci}, кг/м^3	Фактор Питцера ω_i
			p_{ki}, МПа	ρ_{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
Этан	C_2H_6	30,070	4,88	205,53	305,57	0,2822	1,2601	0,1103
Пропан	C_3H_8	44,097	4,25	218,54	369,96	0,2787	1,8641	0,1764
н-Бутан	*н*-C_4H_{10}	58,123	3,784	226,69	425,40	0,2761	2,4956	0,2213
и-Бутан	*и*-C_4H_{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_2S	34,082	8,940	349,37	373,18	0,2810	1,4311	0,042686

Примечания:

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

2 ρ_{ci} — плотность i-го компонента при стандартных условиях

Таблица Б.3 — Параметры бинарного взаимодействия χ_{ij}

j	i							
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$н\text{-}C_4H_{10}$	$и\text{-}C_4H_{10}$	N_2	CO_2	H_2S
CH_4	0,0	0,036	0,076	0,121	0,129	0,060	0,074	0,089
C_2H_6	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,106	0,093	0,079
C_3H_8	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$н\text{-}C_4H_{10}$	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$и\text{-}C_4H_{10}$	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0
N_2	—	—	—	—	—	0,0	0,022	0,211
CO_2	—	—	—	—	—	—	0,0	0,089
H_2S	—	—	—	—	—	—	—	0,0

Таблица Б.4 — Параметры бинарного взаимодействия λ_{ij}

j	i							
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$н\text{-}C_4H_{10}$	$и\text{-}C_4H_{10}$	N_2	CO_2	H_2S
CH_4	0,0	−0,074	−0,146	−0,258	−0,222	−0,023	−0,086	0,0
C_2H_6	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
C_3H_8	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$н\text{-}C_4H_{10}$	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
$и\text{-}C_4H_{10}$	—	—	—	—	0,0	0,0	0,0	0,0
N_2	—	—	—	—	—	0,0	−0,064	0,0
CO_2	—	—	—	—	—	—	0,0	−0,062
H_2S	—	—	—	—	—	—	—	0,0

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)

ЛИСТИНГ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

```
C     ************************************************************************
C     *                                                                      *
C     * Программа расчета коэффициента сжимаемости природного газа          *
C     *                        (основной модуль)                             *
C     *                                                                      *
C     ************************************************************************
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      CHARACTER*26 AR(25)
      DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100)
      COMMON/P/P/T/T/RON/RON/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)',
     *' моноксида 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 K 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)
```

```
      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)
```

```
      WRITE(*,1)
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,'                                                                 '/
     *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(6)*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.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=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     *                                                                      *
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.-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/RON/RON/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(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
      BMY=(BMNG−28.0135*YA−44.01*YY)/Y1
C     Расчет теплоты сгорания эквивалентного углеводорода (H)
      H=47.479*BMY+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/CR111H0(3),CR111H1(3),CR111H2(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=CR111H0(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.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,Bm,Cm,Z)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      Bl=1D3*P/2.7715/T
```

```
      B0=Bl*Bm
      C0=Bl**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,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 CR111H0/−.302488D0,.195861D−2,−.316302D−5/,
     * CR111H1/.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/,
     *     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 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 PARMI1
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 PARMI1
      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,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 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 газа     *
C     * 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^3

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^3

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
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/м^3

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
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 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^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) — 0,9520
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^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)	Значения		
	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_2H_6)	0,5030	0,5288	5,00
пропана (C_3H_8)	0,1607	0,1607	—
н-бутана (*н*-C_4H_{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_5H_{12})	0,0157	0,0157	—
н-гексана (*н*-C_6H_{14})	0,0055	0,0055	—
н-гептана (*н*-C_7H_{16})	0,0016	0,0016	—
н-октана (*н*-C_8H_{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)	Значения		
	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_2H_6)	2,2030	2,3170	5,00
пропана (C_3H_8)	1,0600	1,0600	—
и-бутана (*и*-C_4H_{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_2S)	3,0500	3,0500	—
пропилена (C_3H_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] Kleinrahm 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 eener 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 Berechnungsmoglichkeiten 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 Adsorptions- verhalten 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] ICO/TC 193 SC1 № 62. Natural gas — calculation of compression factor. Part 2 : Calculation using a molar composition analysis.

[16] ИСО 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. Сдано в набор 13.02.97. Подписано в печать 24.03.97.
Усл.печ.л. 3,26. Уч.-изд.л. 3,55. Тираж 310 экз. С 312. Зак. 74.

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 δ приведена в таблице 1 без учета погрешности исходных данных».

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

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_i 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)

Таблица 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/м³	p, МПа	Погрешность δ, %	$\delta_{сист}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
NX19 мод.	$32 \le H_{с\,в}$, МДж/м³ ≤ 40 $0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ $\le 1{,}05$ $0 \le x_в$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0{,}1 \le p$, МПа $\le 12{,}0$	<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_2S)	0,1—11	0,15	—0,02	+0,09	—0,10
УС GERG-91 мод.	$20 \le H_{с\,в}$, МДж/м³ ≤ 48 $0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ $\le 1{,}05$ $0 \le x_в$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0{,}1 \le p$, МПа $\le 12{,}0$	<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_2S)	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	ρ_c, кг/м^3	p, МПа	Погрешность δ, %	$\delta_{смес}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
УС AGA8—92DC	$20 \le H_{с.в}$, МДж/м$^3 \le 48$	<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
	$0,66 \le \rho_c$, кг/м$^3 \le 1,05$ $0 \le x_д$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0,1 \le p$, МПа $\le 12,0$	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_2S)	0,1—11	1,30	—0,38	+0,06	—1,88
УС ВНИЦСМВ	$20 \le H_{с.в}$, МДж/м$^3 \le 48$	<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
	$0,66 \le \rho_c$, кг/м$^3 \le 1,05$ $0 \le x_д$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0,1 \le p$, МПа $\le 12,0$	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_2S)	0,1—11	0,36	0,10	+0,54	—0,24

(Продолжение см. с. 72)

Примечания:

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

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 ($H_{с.в}$) — по 7.2 ГОСТ 30319.1 (допускается вычислять $H_{с.в}$ по формуле (52) ГОСТ 30319.1).

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

$$+\left(b_n - c_n k_n \rho_{\text{п}}^{k_n}\right)\left(b_n \rho_{\text{п}}^{(b_n\ -\ 1)} - c_n k_n \rho_{\text{п}}^{b_n} \rho_{\text{п}}^{(k_n\ -\ 1)}\right)\Bigg];$$

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; фомулы (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:

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

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

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

(ИУС № 8 2004 г.)

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 δ приведена в таблице 1 без учета погрешности исходных данных».

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

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_i 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)

Таблица 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/м³	p, МПа	Погрешность δ, %	$\delta_{сист}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
NX19 мод.	$32 \le H_{с\,в}$, МДж/м³ ≤ 40 $0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ $\le 1{,}05$ $0 \le x_в$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0{,}1 \le p$, МПа $\le 12{,}0$	<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_2S)	0,1—11	0,15	—0,02	+0,09	—0,10
УС GERG-91 мод.	$20 \le H_{с\,в}$, МДж/м³ ≤ 48 $0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ $\le 1{,}05$ $0 \le x_в$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0{,}1 \le p$, МПа $\le 12{,}0$	<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_2S)	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	ρ_c, кг/м^3	p, МПа	Погрешность δ, %	$\delta_{смес}$, %	$\delta_i^{макс}$, %	
УС AGA8—92DC	$20 \le H_{с.в}$, МДж/м$^3 \le 48$	<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
	$0,66 \le \rho_c$, кг/м$^3 \le 1,05$ $0 \le x_д$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0,1 \le p$, МПа $\le 12,0$	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_2S)	0,1—11	1,30	—0,38	+0,06	—1,88
УС ВНИЦСМВ	$20 \le H_{с.в}$, МДж/м$^3 \le 48$	<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
	$0,66 \le \rho_c$, кг/м$^3 \le 1,05$ $0 \le x_д$, мол.% ≤ 15 $0 \le x_у$, мол.% ≤ 15 $250 \le T$, К ≤ 340 $0,1 \le p$, МПа $\le 12,0$	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_2S)	0,1—11	0,36	0,10	+0,54	—0,24

(Продолжение см. с. 72)

Примечания:

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

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 ($H_{с.в}$) — по 7.2 ГОСТ 30319.1 (допускается вычислять $H_{с.в}$ по формуле (52) ГОСТ 30319.1).

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

$$+\left(b_n - c_n k_n \rho_{\text{п}}^{k_n}\right)\left(b_n \rho_{\text{п}}^{(b_n\ -\ 1)} - c_n k_n \rho_{\text{п}}^{b_n} \rho_{\text{п}}^{(k_n\ -\ 1)}\right)\Bigg];$$

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; фомулы (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:

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

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

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

(ИУС № 8 2004 г.)

gost.e-ecolog.ru