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 Беларусь | Госстандарт Беларуси |
| Республика Грузия | Грузстандарт |
| Республика Казахстан | Госстандарт Республики Казахстан |
| Киргизская Республика | Киргизстандарт |
| Республика Молдова | Молдовастандарт |
| Российская Федерация | Госстандарт России |
| Республика Таджикистан | Таджикский государственный центр по стандартизации, метрологии и сертификации |
| Туркменистан | Главгосинспекция Туркменистана |
| Украина | Госстандарт Украины |

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

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 ПЕРЕИЗДАНИЕ. Январь 1999 г.

© ИПК Издательство стандартов, 1997
© ИПК Издательство стандартов, 1999

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

Содержание

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

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 $\rho_c$= 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 $\rho_c$=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 $\rho_c$=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 | $\rho_c$, кг/м$^3$ | $T$, К | $p$, МПа | Погрешность $\delta$, % | 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 | $\rho_c$, кг/м$^3$ | $T$, К | $p$, МПа | Погрешность $\delta$, % | 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) $\delta$ — 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

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

$\delta_{эксп}$ — 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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где $\Delta T_a = T_a - 1,09$.

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

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

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

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

$$p_{пк} = 2{,}9585\,(1{,}608 - 0{,}05994\rho_с + x_у - 0{,}392\,x_а), \qquad (17)$$

$$T_{пк} = 88{,}25\,(0{,}9915 + 1{,}759\rho_с - x_у - 1{,}681\,x_а). \qquad (18)$$

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

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:

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

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

где $x_э$ — молярная доля эквивалентного углеводорода

$$x_э = 1 - x_а - x_у, \qquad (22)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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:

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

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

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

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:

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

$(i \neq j)$

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

$$(i \neq j)$$

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

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

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

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

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

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

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

где приведенное давление вычисляют из выражения

$$p_п = p/5; \qquad (57)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- фактор Питцера

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

где $\Omega_{ij} = (\Omega_i M_i / \rho_{кi} + \Omega_j M_j / \rho_{к\,j}) / (M_i / \rho_{кi} + M_j / \rho_{к\,j})$. (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:

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

$$g_i = r_i \rho_{ci} / \rho_c, \tag{72}$$

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

$$x_i = g_i / (M_i S), \tag{74}$$

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

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

$N$ — количество основных компонентов.

Для расчета фактора сжимаемости по уравнению состояния (62) необходимо определить плотность $\rho_м$ 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

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

где приведенное давление вычисляют из выражений

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

$$p_п = p/p_{пк}, \tag{77}$$

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

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

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

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

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

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

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 ($\rho_c$) и состав ($x_i$) измеряют с определенной погрешностью. Перечисленные параметры являются исходными данными для расчета коэффициента сжимаемости.

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

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

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

$\delta_{qk}$ — 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 ($p$, $T$, $\rho_c$, $x_i$);

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

Для методов:

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

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

Общую погрешность расчета коэффициента сжимаемости определяют по формуле

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

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

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

$$\delta_{\text{ид}} = \frac{1}{K} [(K_T T \delta_T)^2 + (K_p p \delta_p)^2 + (K_{\text{рс}} \rho_{\text{с}} \delta_{\rho\text{с}})^2 + (K_{x\text{а}} x_{\text{а}} \delta_{x\text{а}})^2 + (K_{x\text{у}} x_{\text{у}} \delta_{x\text{у}})^2 ]^{0,5}, \qquad (86)$$

где $\delta_T$, $\delta_p$, $\delta_{\rho\text{с}}$, $\delta_{x\text{а}}$ и $\delta_{x\text{у}}$ — погрешности измеряемых параметров, соответственно, температуры, давления, плотности природного газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода в нем.

Коэффициенты $K_T$, $K_p$, $K_{\rho\text{с}}$, $K_{x\text{а}}$ и $K_{x\text{у}}$ 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.

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

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

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

$$K_{x\text{а}} = -0,56 \cdot 10^{-2} + 0,057 p, \qquad (90)$$

$$K_{x\text{у}} = -0,46 \cdot 10^{-2} + 0,047 p; \qquad (91)$$

- 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 А1 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 | | | | $\rho_{ci}$, кг/м$^3$ | Фактор Питцера $\omega_i$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | $p_{ki}$, МПа | $\rho_{ki}$, 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 ($\rho_{ki}$), температура ($T_{ki}$) в критической точке и фактор Питцера ($\Omega_i$) отличаются от литературных данных и применимы только для уравнения состояния ВНИЦ СМВ.

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

Таблица Б.3 — Параметры бинарного взаимодействия $\chi_{ij}$

| $j$ | $i$ | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CH_4$ | $C_2H_6$ | $C_3H_8$ | $н$-$C_4H_{10}$ | $и$-$C_4H_{10}$ | $N_2$ | $CO_2$ | $H_2S$ |
| $CH_4$ | 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 |
| $н$-$C_4H_{10}$ | — | — | — | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| $и$-$C_4H_{10}$ | — | — | — | — | 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 $\lambda_{ij}$

| $j$ | $i$ | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $CH_4$ | $C_2H_6$ | $C_3H_8$ | $н$-$C_4H_{10}$ | $и$-$C_4H_{10}$ | $N_2$ | $CO_2$ | $H_2S$ |
| $CH_4$ | 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 |
| $н$-$C_4H_{10}$ | — | — | — | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| $и$-$C_4H_{10}$ | — | — | — | — | 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)
      BI=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            *
C     * газа по уравнению состояния ВНИЦ СМВ.                               *
C     *                                                                     *
C     ***********************************************************************
      SUBROUTINE VNIC(ICALC)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION VC(8),TC(8),PII(8),DIJ(8,8)
      COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PIID(8)/ABIJ/AIJ(10,8),BIJ(10,8)
     */B/B(10,8)/RM/RM/Y/Y(8)/BM/BM(8)/NI/NI(8)/NC/NC/Z/Z
      RM=8.31451D0
      IF(ICALC.NE.1) GO TO 1
      CALL COMPON
      IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
      CALL DDIJ(DIJ,LIJ)
      DO 75 I=1,NC
      TC(I)=TCD(NI(I))
      VC(I)=BM(I)/VCD(NI(I))
      PII(I)=PIID(NI(I))
      DO 123 J=1,NC
      IF(I.GE.J) GO TO 123
      DIJ(I,J)=DIJ(NI(I),NI(J))
      LIJ(I,J)=LIJ(NI(I),NI(J))
123   CONTINUE
75    CONTINUE
      CALL PARMIX(DIJ,LIJ,TC,VC,PII,PIM)
      DO 27 I=1,10
      DO 27 J=1,8
27    B(I,J)=AIJ(I,J)+BIJ(I,J)*PIM
1     CALL PHASE
133   RETURN
      END
      SUBROUTINE COMPON
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION BMI(25),ROI(8),GI(8),YI(25)
      COMMON/Y/Y(8)/BMM/BMM/BM/BM(8)/YI/YC(25)/NI/NI(8)/NC/NC/NPR/NPR
      DATA BMI/16.043D0,30.07D0,44.097D0,2*58.123D0,28.0135D0,
     *44.01D0,34.082D0,26.038D0,28.054D0,42.081D0,3*72.15D0,
     *86.177D0,78.114D0,100.204D0,92.141D0,114.231D0,128.259D0,
     *142.286D0,4.0026D0,2.0159D0,28.01D0,31.9988D0/
      DATA ROI/0.6682D0,1.2601D0,1.8641D0,2.4956D0,2.488D0,
```

```
     *1.1649D0,1.8393D0,1.4311D0/
      DO 100 I=1,25
100   YI(I)=YC(I)
      IF(NPR.EQ.1) GO TO 333
      BMM=0D0
      DO 3333 I=1,25
3333  BMM=BMM+YI(I)*BMI(I)
333   YS=0D0
      DO 55 I=9,25
      YS=YS+YI(I)
55    CONTINUE
      YS1=0D0
      DO 67 I=12,21
67    YS1=YS1+YI(I)
      YS2=0D0
      DO 69 I=22,25
69    YS2=YS2+YI(I)
      YI(2)=YI(2)+YI(9)+YI(10)
      YI(3)=YI(3)+YI(11)
      YI(4)=YI(4)+YS1
      YS3=YI(4)+YI(5)
      IF(NPR.EQ.1.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LT.0.03D0) YI(4)=YS3
      IF(NPR.EQ.1.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LT.0.03D0) YI(5)=0D0
      IF(NPR.EQ.0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LE.0.03D0) YI(4)=YS3
      IF(NPR.EQ.0.AND.YI(5).LT.0.01D0.AND.YS3.LE.0.03D0) YI(5)=0D0
      YI(6)=YI(6)+YS2
      IF(NPR.EQ.0) GO TO 555
      ROM=0D0
      DO 7 I=1,8
7     ROM=ROM+YI(I)*ROI(I)
      DO 9 I=1,8
9     GI(I)=YI(I)*ROI(I)/ROM
      SUM=0D0
      DO 11 I=1,8
11    SUM=SUM+GI(I)/BMI(I)
      SUM=1./SUM
      DO 13 I=1,8
13    YI(I)=GI(I)*SUM/BMI(I)
555   NC=0
      YSUM=0D0
      DO 155 I=1,8
      IF(YI(I).EQ.0D0) GO TO 155
      NC=NC+1
      NI(NC)=I
      Y(NC)=YI(I)
      YSUM=YSUM+Y(NC)
      BM(NC)=BMI(I)
155   CONTINUE
      CALL MOLDOL(YI,YS)
      DO 551 I=1,NC
551   Y(I)=Y(I)/YSUM
      RETURN
      END
```

```
      SUBROUTINE MOLDOL(YI,YS)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION YI(25)
      COMMON/Z/Z
      Z=-1D0
      IF(YI(1).LT.0.65D0.OR.YI(2).GT.0.15D0.OR.YI(3).GT.0.035D0.OR.
     *YI(4).GT.0.015D0.OR.YI(5).GT.0.015D0.OR.YS.GT.0.01D0) Z=0D0
      IF(YI(6).GT.0.2D0.OR.YI(7).GT.0.15D0.OR.YI(8).GT.0.3D0) Z=0D0
      RETURN
      END
      SUBROUTINE DDIJ(DIJ,LIJ)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION DIJ(8,8)
      DO 1 I=1,8
      DO 1 J=1,8
      LIJ(I,J)=0.D0
1     DIJ(I,J)=0.D0
      DIJ(1,2)=0.036D0
      DIJ(1,3)=0.076D0
      DIJ(1,4)=0.121D0
      DIJ(1,5)=0.129D0
      DIJ(1,6)=0.06D0
      DIJ(1,7)=0.074D0
      DIJ(2,6)=0.106D0
      DIJ(2,7)=0.093D0
      DIJ(6,7)=0.022D0
      DIJ(1,8)=0.089D0
      DIJ(2,8)=0.079D0
      DIJ(6,8)=0.211D0
      DIJ(7,8)=0.089D0
      LIJ(1,2)=-0.074D0
      LIJ(1,3)=-0.146D0
      LIJ(1,4)=-0.258D0
      LIJ(1,5)=-0.222D0
      LIJ(1,6)=-0.023D0
      LIJ(1,7)=-0.086D0
      LIJ(6,7)=-0.064D0
      LIJ(7,8)=-0.062D0
      RETURN
      END
      SUBROUTINE PARMIX(DIJ,LIJ,TC,VC,PII,PIM)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      REAL*8 LIJ(8,8)
      DIMENSION Y(8),DIJ(8,8),VCIJ(8,8),TCIJ(8,8),V13(8),TC(8),VC(8),
     *PII(8),PIIJ(8,8)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/Y/Y/NC/NC/PCM/PCM
      DO 1 I=1,NC
1     V13(I)=VC(I)**(1.D0/3.D0)
      DO 3 I=1,NC
      VCIJ(I,I)=VC(I)
      PIIJ(I,I)=PII(I)
      TCIJ(I,I)=TC(I)
```

```
      DO 3 J=1,NC
      IF(I.GE.J) GO TO 3
      VCIJ(I,J)=(1.D0-LIJ(I,J))*((V13(I)+V13(J))/2.)**3
      PIIJ(I,J)=(VC(I)*PII(I)+VC(J)*PII(J))/(VC(I)+VC(J))
      TCIJ(I,J)=(1.D0-DIJ(I,J))*(TC(I)*TC(J))**0.5
      VCIJ(J,I)=VCIJ(I,J)
      PIIJ(J,I)=PIIJ(I,J)
      TCIJ(J,I)=TCIJ(I,J)
3     CONTINUE
      VCM=0.D0
      PIM=0.D0
      TCM=0.D0
      DO 5 I=1,NC
      DO 5 J=1,NC
      VCM=VCM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)
      PIM=PIM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)*PIIJ(I,J)
5     TCM=TCM+Y(I)*Y(J)*VCIJ(I,J)*TCIJ(I,J)**2
      PIM=PIM/VCM
      TCM=(TCM/VCM)**0.5
      PCM=8.31451D-3*(0.28707D0-0.05559*PIM)*TCM/VCM
      RETURN
      END
      SUBROUTINE PHASE
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/Z/Z/RM/RM/T/T/P/P/PCM/PCM/AI/AO,A1
      IF(T.LT.250D0.OR.T.GT.340D0.OR.P.LE.0D0.OR.P.GT.12D0) THEN
      Z=0D0
      GO TO 134
      ENDIF
      PR=P/PCM
      RO=9D3*P/(RM*T*(1.1*PR+0.7D0))
      CALL FUN(RO)
      CALL OMTAU(RO,T)
      IF(Z.EQ.0D0) GO TO 134
      Z=1.D0+AO
134   RETURN
      END
C     Подпрограмма, реализующая итерационный процесс определения
C     плотности из уравнения состояния (метод Ньютона)
      SUBROUTINE FUN(X)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/P/P/RM/RM/T/T/AI/AO,A1
      ITER=1
1     CONTINUE
      NPRIZ=0
      IF(ITER.NE.1) NPRIZ=1
      CALL COMPL(X,T,NPRIZ)
      Z=1.D0+AO
      FX=1.D6*(P-(1.D-3*RM*T*Z*X))
      F=1.D3*RM*T*(1.D0+A1)
      DR=FX/F
      X=X+DR
      IF(ITER.GT.10) GO TO 4
```

```
      ITER=ITER+1
      IF(DABS(DR/X).GT.1.D-6) GO TO 1
4     CALL COMPL(X,T,NPRIZ)
      RETURN
      END
      SUBROUTINE OMTAU(RO,T)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/Z/Z
      Z=-1D0
      TR=T/TCM
      ROR=RO*VCM
      IF(TR.LT.1.05D0) Z=0D0
      IF(ROR.LT.0.D0.OR.ROR.GT.3.D0) Z=0D0
      RETURN
      END
      SUBROUTINE COMPL(RO,T,NPRIZ)
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      DIMENSION B(10,8),BK(10)
      COMMON/PARCM/TCM,VCM/B/B/AI/AO,A1
      IF(NPRIZ.NE.0) GO TO 7
      TR=T/TCM
      DO 1 I=1,10
      BK(I)=0
      DO 1 J=1,8
1     BK(I)=BK(I)+B(I,J)/TR**(J-1)
7     ROR=RO*VCM
      AO=0.D0
      A1=0.D0
      DO 33 I=1,10
      D=BK(I)*ROR**I
      AO=AO+D
33    A1=A1+(I+1)*D
      RETURN
      END
      BLOCK DATA BDVNIC
      IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
      COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PIID(8)/ABIJ/AIJ(10,8),BIJ(10,8)
      DATA TCD/190.67D0,305.57D0,369.96D0,425.4D0,407.96D0,
     *125.65D0,304.11D0,373.18D0/
      DATA VCD/163.03D0,205.53D0,218.54D0,226.69D0,225.64D0,
     *315.36D0,466.74D0,349.37D0/
      DATA PIID/0.0006467D0,0.1103D0,0.1764D0,0.2213D0,0.2162D0,
     *0.04185D0,0.2203D0,0.042686D0/
      DATA AIJ/.6087766D0,-.4596885D0,1.14934D0,-.607501D0,
     *-.894094D0,1.144404D0,-.34579D0,-.1235682D0,.1098875D0,
     *-.219306D-1,-1.832916D0,4.175759D0,-9.404549D0,10.62713D0,
     *-3.080591D0,-2.122525D0,1.781466D0,-.4303578D0,-.4963321D-1,
     *.347496D-1,1.317145D0,-10.73657D0,23.95808D0,-31.47929D0,
     *18.42846D0,-4.092685D0,-.1906595D0,.4015072D0,-.1016264D0,
     *-.9129047D-2,-2.837908D0,15.34274D0,-27.71885D0,35.11413D0,
     *-23.485D0,7.767802D0,-1.677977D0,.3157961D0,.4008579D-2,0.D0,
     *2.606878D0,-11.06722D0,12.79987D0,-12.11554D0,7.580666D0,
     *-1.894086D0,4*0.D0,
```

```
*−1.15575D0,3.601316D0,−.7326041D0,−1.151685D0,.5403439D0,
*5*0.D0,.9060572D−1,−.5151915D0,.7622076D−1,7*0.D0,
*.4507142D−1,9*0.D0/
 DATA BIJ/−.7187864D0,10.67179D0,−25.7687D0,17.13395D0,
*16.17303D0,−24.38953D0,7.156029D0,3.350294D0,−2.806204D0,
*.5728541D0,6.057018D0,−79.47685D0,216.7887D0,−244.732D0,
*78.04753D0,48.70601D0,−41.92715D0,10.00706D0,1.237872D0,
*−.8610273D0,−12.95347D0,220.839D0,−586.4596D0,744.4021D0,
*−447.0704D0,99.6537D0,5.136013D0,−9.5769D0,2.41965D0,
*.2275036D0,15.71955D0,−302.0599D0,684.5968D0,−828.1484D0,
*560.0892D0,−185.9581D0,39.91057D0,−7.567516D0,−.1062596D0,
*0.D0,−13.75957D0,205.541D0,−325.2751D0,284.6518D0,
*−180.8168D0,46.05637D0,4*0.D0,
*6.466081D0,−57.3922D0,36.94793D0,20.77675D0,−12.56783D0,
*5*0.D0,−.9775244D0,2.612338D0,−.4059629D0,7*0.D0,
*−.2298833D0,9*0.D0/
 END
```

*ПРИЛОЖЕНИЕ Г*
*(обязательное)*

## ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

**Г.1 Модифицированный метод NX19**

Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м$^3$

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. Подписано в печать 25.01.99. Усл.печ.л. 3,26.
Уч.-изд.л. 3,55. Тираж 122 экз. С 1667. Зак. 34.

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

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

**Принято Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 22 от 06.11.2002)**

**За принятие изменения проголосовали национальные органы по стандартизации следующих государств: AZ, AM, BY, KZ, KG, MD, RU, TJ, TM, UZ, UA [коды альфа-2 по МК (ИСО 3166) 004]**

**Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 4309**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Пункт 3.2.2. Неравенство перед формулой (14) изложить в новой редакции: «при $1{,}3 \le p_a < 2$ 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 | $\rho_c$, кг/м³ | $p$, МПа | Погрешность $\delta$, % | $\delta_{сист}$, % | $\delta_i^{макс}$, % | |
| NX19 мод. | $32 \le H_{с.в}$, МДж/м³ ≤ 40<br>$0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ ≤ 1,05<br>$0 \le x_a$, мол.% ≤ 15<br>$0 \le x_y$, мол.% ≤ 15<br>$250 \le T$, К ≤ 340<br>$0{,}1 \le p$, МПа ≤ 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<br>$0{,}66 \le \rho_c$, кг/м³ ≤ 1,05<br>$0 \le x_a$, мол.% ≤ 15<br>$0 \le x_y$, мол.% ≤ 15<br>$250 \le T$, К ≤ 340<br>$0{,}1 \le p$, МПа ≤ 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 | $\rho_c$, кг/м$^3$ | $p$, МПа | Погрешность $\delta$, % | $\delta_{сист}$, % | $\delta_i^{макс}$, % | |
| 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$^3 \le 1,05$<br>$0 \le x_a$, мол.% $\le 15$<br>$0 \le x_y$, мол.% $\le 15$<br>$250 \le T$, К $\le 340$<br>$0,1 \le p$, 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$^3 \le 1,05$<br>$0 \le x_a$, мол.% $\le 15$<br>$0 \le x_y$, мол.% $\le 15$<br>$250 \le T$, К $\le 340$<br>$0,1 \le p$, 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 ($\rho_c$) 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:

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

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:

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

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

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