

ГОСТ 30319.2—96

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГАЗ ПРИРОДНЫЙ
**МЕТОДЫ РАСЧЕТА
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ**

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

Издание официальное

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

Предисловие

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

ВНЕСЕН Госстандартом Российской Федерации

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

За принятие проголосовали:

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

3 ПОСТАНОВЛЕНИЕМ Государственного комитета Российской Федерации по стандартизации, метрологии и сертификации от 30 декабря 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 2002 г.

© ИПК Издательство стандартов, 1997

© ИПК Издательство стандартов, 2002

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

Содержание

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

Газ природный

МЕТОДЫ РАСЧЕТА ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Определение коэффициента сжимаемости

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

Дата введения 1997—07—01

1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

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

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

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

Используемые в настоящем стандарте определения и обозначения приведены в соответствующих разделах ГОСТ 30319.0.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 30319.0—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

ГОСТ 30319.1—96 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки.

Издание официальное

1

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

3.1 Общие положения

Коэффициент сжимаемости вычисляют по формуле

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

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

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

3.2 Методы расчета коэффициента сжимаемости

3.2.1 Пределы применимости методов расчета и погрешности расчета коэффициента сжимаемости

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

Погрешность данных не превышает 0,1 %.

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

1) модифицированный метод NX19 мод. для природных газов с плотностью $\rho_c = 0,668 - 0,70$ кг/м³ 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/м³, 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/м³ в интервале температур 270 — 340 К и давлений до 12 МПа; погрешность расчета коэффициента сжимаемости в этих диапазонах параметров не превышает 0,19 % (природный газ не содержит сероводород) и 0,36 % (газ с сероводородом до 30 мол.%); указанные диапазоны параметров характерны для измерения расхода и количества газа при его добыче и переработке.

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

| Метод расчета | $\rho_{\text{жкт}}/\text{м}^3$ | Т, К | р, МПа | Погрешность δ , % | Отклонения от экспериментальных данных | | | |
|---|--------------------------------|-------------|-----------|--------------------------|--|----------------------------|-------|-------|
| | | | | | $\delta_{\text{расч}}, \%$ | $\delta_{\text{анал}}, \%$ | | |
| 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 | |
| | | 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 | |
| | | 270 — 290 | 0,1 — 3 | 0,52 | 0,18 | +0,71 | -0,16 | |
| | 0,69 — 0,76 | 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 | |
| | | 310 — 340 | 0,1 — 11 | 0,62 | -0,18 | +0,53 | -0,79 | |
| | | 0,75 — 0,82 | 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 |
| | | | 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 | | |
| 270 — 290 | 0,1 — 3 | | 0,14 | 0,02 | +0,26 | -0,10 | | |
| 0,74 — 1,00 (смесь с H ₂ S) | 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 | | |
| | 310 — 340 | 0,1 — 11 | 2,10 | -0,66 | +0,06 | -3,10 | | |
| | УС GERG-91 мод. | 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 | |
| | | 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 | | |
| 270 — 290 | | 0,1 — 3 | 0,14 | 0,02 | +0,26 | -0,10 | | |
| 0,75 — 0,82 (смесь с H ₂ S) | 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 | | |
| | 310 — 340 | 0,1 — 11 | 2,10 | -0,66 | +0,06 | -3,10 | | |

Окончание таблицы 1

| Метод расчета | $\rho_0, \text{кг/м}^3$ | T, K | $p, \text{МПа}$ | Погрешность $\delta, \%$ | Отклонения от экспериментальных данных | | |
|-----------------|---|---------------|-----------------|--------------------------|--|--|-------|
| | | | | | $\delta_{\text{расч}}, \%$ | $\delta_{\text{расч}}^{\text{проб}}, \%$ | |
| 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 ₂ S) | 310 — 340 | 0,1 — 11 | 1,30 | -0,38 | +0,06 | -1,88 |
| | | 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 |
| УС ВНИИ СМВ | 0,67 — 0,70 | 290 — 330 | 6,0 — 12 | 0,11 | -0,01 | +0,05 | -0,07 |
| | | 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 |
| | 0,69 — 0,76 | 290 — 330 | 6,0 — 12 | 0,14 | -0,01 | +0,13 | -0,22 |
| | | 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 |
| | 0,75 — 0,82 | 290 — 330 | 6,0 — 12 | 0,19 | 0,03 | +0,28 | -0,15 |
| | | 270 — 290 | 0,1 — 11 | 0,36 | 0,10 | +0,54 | -0,24 |
| | | 270 — 310 | 2,5 — 8 | 0,19 | 0,03 | +0,28 | -0,15 |
| | 0,74 — 1,00 (смеси с H ₂ S) | 310 — 340 | 0,1 — 11 | 0,36 | 0,10 | +0,54 | -0,24 |
| | | 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 |

4

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

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

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

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

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

В таблице 1 приняты следующие обозначения:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\delta_{\text{ср}} = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{j=1}^N (\delta_j - \delta_{\text{ср}})^2 \right]^{0,5}, \quad (5)$$

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

3.2.2 Модифицированный метод NX19 мод.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

где $\Delta T_a = T_a - 1,09$.

Параметры p_a и T_a определяются по следующим соотношениям:

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

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

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

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

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

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

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

3.2.3 Модифицированное уравнение состояния GERG-91 mod.

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

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

где B_m и C_m — коэффициенты УС;

ρ_m — молярная плотность, кмоль/м³.

Коэффициенты уравнения состояния определяют из следующих выражений:

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

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

где x_a — молярная доля эквивалентного углеводорода

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$M_s = (24,05525 z_c \rho_c - 28,0135 x_u - 44,01 x_v) / x_s. \quad (35)$$

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

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

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

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

где

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.2.4 Уравнение состояния AGA8-92DC

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

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

где B и C_n^* – коэффициенты УС;

ρ_m – молярная плотность, кмоль/м³.

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

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

Приведенную плотность определяют по формуле

$$\rho_n = K_n^3 \rho_u \quad (46)$$

Параметр K_n вычисляют по формуле (53).

Коэффициенты УС рассчитывают из следующих соотношений:

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

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

где N – количество компонентов в природном газе.

Константы $\{a_n, u_n, g_n, q_n, f_n\}$ и характерные параметры компонентов $\{E_{ij}, K_j, G_j, Q_j, F_j\}$ в формулах (47), (48) приведены соответственно в таблицах А.1 и А.2.

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

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

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

($i \neq j$)

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

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

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

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

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

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

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

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

1) начальную плотность определяют по формуле

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

где приведенное давление вычисляют из выражения

$$p_n = p/5; \quad (57)$$

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

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

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

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

$$\begin{aligned}
 A_3 = & 2 \left(B \rho_M^{(k-1)} - \rho_n \sum_{n=8}^{13} C_n^* \right) + \sum_{n=8}^{53} C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_n^{k_n}) \rho_n^{b_n} \exp(-c_n \rho_n^{k_n}) + \\
 & + \rho_n \sum_{n=8}^{53} C_n^* \exp(-c_n \rho_n^{k_n}) \left[-c_n k_n^2 \rho_n^{(k_n + b_n - 1)} + \right. \\
 & \left. + (b_n - c_n k_n \rho_n^{k_n}) (b_n \rho_n^{(b_n - 1)} - c_n k_n \rho_n^{b_n} \rho_n^{(k_n - 1)}) \right], \quad (60)
 \end{aligned}$$

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

4) критерий завершения итерационного процесса

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

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

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

3.2.5 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

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

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

где c_{kl} — коэффициенты УС;

$\rho_n = \rho_M / \rho_{пк}$ — приведенная плотность;

$T_n = T / T_{пк}$ — приведенная температура;

ρ_M — молярная плотность, кмоль/м³;

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

Коэффициенты УС определяют по формуле

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

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

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

- псевдокритическую плотность

$$\rho_{\text{пк}} = 1 / \left(\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j v_{ki} \right) \quad (64)$$

$$\text{где } V_{ki} = (1 - \lambda_{ij}) \{ (M_i / \rho_{ki})^{1/3} + (M_j / \rho_{kj})^{1/3} / 2 \}^3; \quad (65)$$

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

- псевдокритическую температуру

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

$$\text{где } T_{\text{кк}} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N x_i x_j v_{ki} T_{kij}^2, \quad (67)$$

$$T_{kij} = (1 - \chi_{ij}) (T_{ki} T_{kj})^{0,5}; \quad (68)$$

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

- фактор Питцера

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g_i — массовая доля i -го компонента;

N — количество основных компонентов.

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

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

1) начальную плотность определяют по формуле

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

где приведенное давление вычисляют из выражений

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

$$p_n = p / p_{nk}, \quad (77)$$

а псевдокритические плотность (ρ_{nk}), температуру (T_{nk}) и фактор Питцера (Ω) рассчитывают по формулам (64), (66) и (69);

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

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

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

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

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

4) критерий завершения итерационного процесса

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

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

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

4 ВЛИЯНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ НА ПОГРЕШНОСТЬ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

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

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

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

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

δ_{qk} — погрешность измерения параметра исходных данных;

$$\left(\frac{\partial K}{\partial q_k} \right)_{q_i} \equiv \frac{K_{q_k^{\max}} - K_{q_k^{\min}}}{q_k^{\max} - q_k^{\min}}, \quad (83)$$

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

В формулах (82) — (84):

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

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

q_k^{\max} и q_k^{\min} — 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}_j , отличающихся от параметра q_k .

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

Для методов:

1) NX19 мод. и УС GERG-91 мод. — $N_g = 5$ 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 — $N_g = 2 + N$ (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

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

где δ — погрешность расчета коэффициента сжимаемости, которая для каждого метода приведена в 3.2.1.

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

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

где δ_T , δ_p , δ_c , $\delta_{\text{из}}$ и δ_{xy} — погрешности измеряемых параметров, соответственно, температуры, давления, плотности природного газа при стандартных условиях, содержания азота и диоксида углерода в нем.

Коэффициенты K_T , K_p , $K_{\rho c}$, $K_{\text{из}}$ и K_{xy} 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.

$$K_T = -0,26 \cdot 10^{-4} + 0,34 \cdot 10^{-1} p, \quad (87)$$

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

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

$$K_{\text{из}} = -0,56 \cdot 10^{-1} + 0,057 p, \quad (90)$$

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

- при расчете K по методу GERG-91

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

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

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

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

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

5 ПРОГРАММНАЯ И ТЕХНИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

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

Таблица А.1 Константы уравнения состояния AGA8-92DC

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

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

Таблица Б.1 — Обобщенные коэффициенты уравнения состояния ВНИЦ СМВ

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

| k | l | a_{kl} | b_{kl} |
|-----|-----|---------------------------|---------------------------|
| 4 | 1 | $1,062713 \cdot 10^1$ | $-2,447320 \cdot 10^2$ |
| 5 | 1 | $-3,080591 \cdot 10^0$ | $7,804753 \cdot 10^1$ |
| 6 | 1 | $-2,122525 \cdot 10^0$ | $4,870601 \cdot 10^1$ |
| 7 | 1 | $1,781466 \cdot 10^0$ | $-4,192715 \cdot 10^1$ |
| 8 | 1 | $-4,303578 \cdot 10^{-1}$ | $1,000706 \cdot 10^1$ |
| 9 | 1 | $-4,963321 \cdot 10^{-2}$ | $1,237872 \cdot 10^0$ |
| 10 | 1 | $3,474960 \cdot 10^{-2}$ | $-8,610273 \cdot 10^{-1}$ |
| 1 | 2 | $1,317145 \cdot 10^0$ | $-1,295347 \cdot 10^1$ |
| 2 | 2 | $-1,073657 \cdot 10^1$ | $2,208390 \cdot 10^1$ |
| 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 | $4,507142 \cdot 10^{-2}$ | $-2,298833 \cdot 10^{-1}$ |

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

| Компоненты | Химическая формула | Молярная масса M_j | Критические параметры | | | | $\rho_{сг}, \text{кг/м}^3$ | Фактор Пандера ω_j |
|------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------------|--------------------|------------|----------------------------|---------------------------|
| | | | $p_{сг}, \text{МПа}$ | $\rho_{сг}, \text{кг/м}^3$ | $T_{сг}, \text{К}$ | ω_j | | |
| Метан | CH_4 | 16,043 | 4,5988 | 163,03 | 190,67 | 0,2862 | 0,0006467 | |
| Этан | C_2H_6 | 30,070 | 4,88 | 205,53 | 305,57 | 0,2822 | 0,1103 | |
| Пропан | C_3H_8 | 44,097 | 4,25 | 218,54 | 369,96 | 0,2787 | 0,1764 | |
| <i>n</i> -Бутан | $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ | 58,123 | 3,784 | 226,69 | 425,40 | 0,2761 | 0,2213 | |
| <i>i</i> -Бутан | $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ | 58,123 | 3,648 | 225,64 | 407,96 | 0,2769 | 0,2162 | |
| Азот | N_2 | 28,0135 | 3,390 | 315,36 | 125,65 | 0,2850 | 0,04185 | |
| Диоксид углерода | CO_2 | 44,010 | 7,386 | 466,74 | 304,11 | 0,2744 | 0,2203 | |
| Сероводород | H_2S | 34,082 | 8,940 | 349,37 | 373,18 | 0,2810 | 0,042686 | |

Примечания:

1. Плотность ($\rho_{сг}$) — температура ($T_{сг}$) в критической точке и фактор Пандера (ω_j) отталкиваются от литературных данных и применяются только для уравнения состояния ВНИЦ СМВ.

2. $\rho_{сг}$ — плотность *j*-го компонента при стандартных условиях.

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

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

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)

ЛИСТИНГ ПРОГРАММЫ РАСЧЕТА
КОЭФФИЦИЕНТА СЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

```

C *****
C *
C * Программа расчета коэффициента сжимаемости природного газа *
C * (основной модуль) *
C *
C *****
C
C IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
C CHARACTER*26 AR(25)
C DIMENSION PI(100),TI(100),ZP(100,100)
C COMMON/P/P/T/T/ROX/ROX/YI/YC(25)/Z/Z/NPR/NPR
C DATA AR,' метана (CH4)', 'этана (C2H6)', 'пропана (C3H8)',
C ' n-бутана (n-C4H10)', ' i-бутана (i-C4H10)', 'азота (N2)',
C ' диоксида углерода (CO2)', 'сероводорода (H2S)',
C ' ацетилена (C2H2)', 'этилена (C2H4)', 'пропилена (C3H6)',
C ' n-пентана (n-C5H12)', ' i-пентана (i-C5H12)',
C ' нео-пентана (neo-C5H12)', ' n-гексана (n-C6H14)',
C ' бензола (C6H6)', ' n-гептана (n-C7H16)', ' толуола (C7H8)',
C ' n-октана (n-C8H18)', ' n-нонана (n-C9H20)',
C ' n-декана (n-C10H22)', ' гелия (He)', 'водорода (H2)',
C ' монооксида углерода (CO)', 'кислорода (O2)'/
200 WRITE(*,100)
C CALL VAR(NVAR)
C IF(NVAR.EQ.5) GO TO 134
C WRITE(*,100)
100 FORMAT(25(/))
C WRITE(*,1)
1 FORMAT(' Введите исходные данные для расчета.')

```

```

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)

```

ГОСТ 30319.2—96

```

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 MC=0
DO 11 J=1,NT
IF(ZP(I,J).EQ.0D0)
MC=MC+1
11 CONTINUE
IF(MC.EQ.NT) THEN
IF(I.NE.NP) THEN
DO 13 J=1,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)
26

```

```

WRITE(*,1)
1  FORMAT(//
*10X,' Расчет коэффициента сжимаемости природного газа '//
*10X,' ----- Метод расчета -----' //
*10X,'
*10X,'      1. Модифицированный метод NX19
*10X,'      2. Уравнение состояния GERG-91
*10X,'      3. Уравнение состояния AGAS-92DC
*10X,'      4. Уравнение состояния ВНИИ СМВ
*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/RO/RO/YI/YC(25)/NPR/NPR
DATA METH/
*' (модифицированный метод NX19)',
*' (уравнение состояния GERG-91)',
*' (уравнение состояния AGAS-92DC)',
*' (уравнение состояния ВНИИ 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(1,880)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
28

```

```

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
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)(T1(K),K=1,I+NL-1)
23  FORMAT(10X,6(.,'),F6.2)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
DO 25 J=1,NP
JP=1
IF(PI(J).EQ.0.101325D0) JP=2
NL1=0
NLN=0
DO 27 K=1,I+NL-1
NL1=NL1+1
IF(ZP(J,K).EQ.0D0) THEN
ZPP(NL1)=A
NLN=NLN+1
ELSE
ZPP(NL1)=ZP(J,K)
ENDIF
27  CONTINUE
IF(NLN.EQ.NL) GO TO 133
IF(NLN.EQ.0) THEN
F=FZ(1,JP)
ELSE
IF(ZP(J,1).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)
30

```

```

NW=0
WRITE(1,7)
IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
WRITE(1,19)AT(NL)
IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
WRITE(1,23)(TI(K),K=1,I+NL-1)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
ENDIF
IF(NW.EQ.54.AND.NYST.NE.0) THEN
IF(J.EQ.NP.AND.I+NL-1.EQ.NT) GO TO 29
WRITE(1,7)
WRITE(*,7)
IF(NYST.EQ.1) PAUSE
* Для продолжения вывода вставьте бумагу и нажмите <ВВОД> *
NW=0
IF(NL.GT.1) WRITE(1,17)LIN2(1),(LIN1(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,17)LIN2(1)
WRITE(1,19)AT(NL)
IF(NL.GT.1) WRITE(1,21)LIN4,(LIN2(K),K=1,NL-1)
IF(NL.EQ.1) WRITE(1,21)LIN4
WRITE(1,23)(TI(K),K=1,I+NL-1)
WRITE(1,17)(LIN3(K),K=1,NL)
NW=NW+6
ENDIF
25 CONTINUE
15 CONTINUE
29 CLOSE(1)
WRITE(*,7)
PAUSE ' Вывод завершен, для продолжения работы нажмите <ВВОД>'
WRITE(*,66)
66 FORMAT(/ ' Назначить другое устройство вывода ?',
*, 0 - нет, 1 - да '\)
READ(*,*)NBOLB
IF(NBOLB.EQ.1) GO TO 22
RETURN
END
C .....
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по модифицированному методу NX19. *
C *
C .....
SUBROUTINE NX19(YA,YY)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/NCONT/NCONT/YA/Y(2)/RON/RON
Y(1)=YA
Y(2)=YY
CALL PTCONT
IF(NCONT.EQ.1) GO TO 134
CALL EA

```

```

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/B1/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/B1/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 *
C *

```

```

SNOTRUNCATE
SUBROUTINE GERG2(ICALC, YA, YY)
IMPLICIT REAL*8(A-H, O-Z)
COMMON/T/T1/P/PRESS/RO/RO/RO/Z/Z
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,T0,R
DATA BMO/.0838137D0/,BM1/-.00851644D0/,WDO/134.2153D0/,
*WD1/1.067.943D0/
Z=-1D0
IF(ICALC.EQ.2) GO TO 3
X2=YA
X3=YY
IF(RO.LT.0.66D0.OR.RO.GT.1D0) Z=0D0
IF(X2.LT.0D0.OR.X2.GT.0.2D0) Z=0D0
IF(X3.LT.0D0.OR.X3.GT.0.15D0) Z=0D0
IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
X1=1D0-X2-X3
X11=X1*X1
X12=X1*X2
X13=X1*X3
X22=X2*X2
X23=X2*X3
X33=X3*X3
Z=1D0-(.0741*RO-.006D0-.063*YA-.0575*YY)**2
BMNG=24.05525*Z*RO
Y1=1D0-YA-YY
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 B1BER(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 B1BER(T,H,B11)
IMPLICIT REAL*8(A-H, O-Z)
COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),BR33(3)
T2=T*T
B11=BR11H0(1)+BR11H0(2)*T+BR11H0(3)*T2+
*(BR11H1(1)+BR11H1(2)*T+BR11H1(3)*T2)*H+
*(BR11H2(1)+BR11H2(2)*T+BR11H2(3)*T2)*H*H
END
SUBROUTINE BBER(T,B11,BEFF,Z)

```

```

IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),BR33(3)
COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
T2=T*T
B22=BR22(1)+BR22(2)*T+BR22(3)*T2
B23=BR23(1)+BR23(2)*T+BR23(3)*T2
B33=BR33(1)+BR33(2)*T+BR33(3)*T2
BA13=B11*B33
IF(BA13.LT.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
ZZZ=Z12+(320D0-T)**2*1.875D-5
BEFF=X11*B11+X12*ZZZ*(B11+B22)+2.*X13*Z13*DSQRT(BA13)+
*X22*B22+2.*X23*B23+X33*B33
END
SUBROUTINE CBER(T,H,CEFF,Z)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/CBLOK/CR11H0(3),CR11H1(3),CR11H2(3),CR22(3),CR23(3),
*CR233(3),CR333(3)
COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/XBLOK/X1,X2,X3,X11,X12,X13,X22,X23,X33
T2=T*T
C111=CR11H0(1)+CR11H0(2)*T+CR11H0(3)*T2+
*(CR11H1(1)+CR11H1(2)*T+CR11H1(3)*T2)*H+
*(CR11H2(1)+CR11H2(2)*T+CR11H2(3)*T2)*H*H
C222=CR22(1)+CR22(2)*T+CR22(3)*T2
C223=CR23(1)+CR23(2)*T+CR23(3)*T2
C233=CR233(1)+CR233(2)*T+CR233(3)*T2
C333=CR333(1)+CR333(2)*T+CR333(3)*T2
CA112=C111*C111*C222
CA113=C111*C111*C333
CA122=C111*C222*C222
CA123=C111*C222*C333
CA133=C111*C333*C333
IF(CA112.LT.0D0.OR.CA113.LT.0D0.OR.CA122.LT.0D0.OR.
*CA123.LT.0D0.OR.CA133.LT.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
D3REP=1D0/3D0
CEFF=X1*X11*C111+3D0*X11*X2*(CA112)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)+
*3.*X11*X3*(CA113)**D3REP*Y13+
*3.*X1*X22*(CA122)**D3REP*(Y12+(T-270D0)*.0013D0)+
*6.*X1*X2*X3*(CA123)**D3REP*Y123+3.*X1*X33*(CA133)**D3REP*Y13+
*X22*X2*C222+3.*X22*X3*C223+3.*X2*X33*C233+X3*X33*C333
END
C Подпрограмма, реализующая схему Кардано для определения
C фактора сжимаемости из уравнения состояния
SUBROUTINE ITER2(P,T,Vm,Cm,Z)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
BI=1D3*P/2.7715/T

```

```

B0=B1*Bm
C0=B1**2*Cm
A1=1D0+B0
A0=1D0+1.5*(B0+C0)
A01=A0**2-A1**3
IF(A01.LE.0D0) THEN
Z=0D0
RETURN
ENDIF
A=A0-A01**0.5
A2=DABS(A)**(1D0/3D0)
IF(A.LT.0D0) A2=-A2
Z=(1D0+A2+A1/A2)/3.
END
BLOCK DATA BDGRG2
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/BBLOK/BR11H0(3),BR11H1(3),BR11H2(3),BR22(3),BR23(3),
*BR33(3)/CBLOK/CR11H0(3),CR11H1(3),CR11H2(3),CR22(3),
*CR23(3),CR33(3),CR333(3) COMMON/ZETA/Z12,Z13,Y12,Y13,Y123
COMMON/MBLOK/GM2,GM3,FA,FB,TO,R
DATA BR11H0/-.425468D0,.2865D-2,-.462073D-5/,
* BR11H1/.877118D-3,-.556281D-5,.881514D-8/,
* BR11H2/-.824747D-6,.431436D-8,-.608319D-11/,
* BR22/-.1446D0,.74091D-3,-.91195D-6/,
* BR23/-.339693D0,.161176D-2,-.204429D-5/,
* BR33/-.86834D0,.40376D-2,-.51657D-5/
DATA CR11H0/-.302488D0,.195861D-2,-.316302D-5/,
* CR11H1/.646422D-3,-.422876D-5,.688157D-8/,
* CR11H2/-.332805D-6,.22316D-8,-.367713D-11/,
* CR22/.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 46
C *****
C *
C * Подпрограмма расчета коэффициента сжимаемости природного *
C * газа по уравнению состояния AGA8-92DC. *
C *
C *****
SUBROUTINE AGA8DC(ICALC)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KI,KIJ,KD
COMMON/RM/RM/Y1/Y(19)/NC1/NC/N11/N1(19)/EF1/E1(19),K1(19),
*G1(19),QH(19),FH(19)
*/INTER1/E1(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

```

ГОСТ 30319.2—96

```

CALL COMPO1
IF(Z.EQ.0D0) GO TO 133
CALL PARIN1
DO 75 I=1,NC
E1(I)=ED(NI(I))
K1(I)=KD(NI(I))
G1(I)=GD(NI(I))
Q1(I)=QD(NI(I))
F1(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 PARMII
3 CALL PHASE1
133 RETURN
END
SUBROUTINE COMPO1
IMPLICIT REAL*8(A-h,O-Z)
DIMENSION ZNI(25),YI(25)
COMMON/Y1/Y(19)/Y1/YC(25)/NC1/NC/NT1/NI(19)/NPR/NPR
DATA ZN1/.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 Y1(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
HC=0
36

```

```

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)
*HC=HC+1
IF(YI(I).EQ.0D0) GO TO 11
NC=NC+1
NI(NC)=I-HC
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

```


ГОСТ 30319.2—96

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

```

UIJ(2,9)=1.25D0
EIJ(3,17)=1.034787D0
EIJ(3,4)=1.0049D0
EIJ(17,18)=1.1D0
EIJ(5,17)=1.3D0
EIJ(4,17)=1.3D0
RETURN
END
SUBROUTINE PARM11
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KI,KIJ,KM
INTEGER GN,QN,FN
DIMENSION EIJM(19,19),GIJM(19,19)
COMMON/Y1/Y(19)/NC1/NC/EFI/EI(19),KI(19),GI(19),QI(19),FI(19)
*/INTERI/EI(19,19),UIJ(19,19),KIJ(19,19),GIJ(19,19)
*/KM/KM/COEFI/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)
DO 11 I=1,NC-1
DO 11 J=I+1,NC

```

ГОСТ 30319.2—96

```

11  B1(N)=B1(N)+2.*Y(1)*Y(J)*(G1JM(1,J)+1D0-GN(N))**GN(N)*
    *(QI(1)*QI(J)+1D0-QN(N))**QN(N)*((FI(1)*FI(J))**.5+
    *1D0-FN(N))**FN(N)*E1JM(1,J)**UN(N)*(KI(1)*KI(J))**.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/A1/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/A1/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

```

40

```

SUBROUTINE COMPL1(RO)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KM
INTEGER BN,CN
COMMON/KM/KM/CDEF2/B,C(53)/BCKN/BN(53),CN(53),KN(53)/A1/AO,AI
ROR=KM*RO
S1=0D0
S2=0D0
S3=0D0
DO 1 N=8,53
EXP=DEXP(-CN(N)*ROR**KN(N))
IF(N.LE.13) S1=S1+C(N)
S2=S2+C(N)*(BN(N)-CN(N)*KN(N)*ROR**KN(N))*ROR**BN(N)*EXP
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 DCAGAS
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 KD
INTEGER BN,CN,GN,QN,FN
COMMON/ED/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 ВНИИ СМВ. *
C *
C *****
SUBROUTINE VNIC(ICALC)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
REAL*8 LIJ(8,8)
DIMENSION VC(8),TC(8),PH(8),DIJ(8,8)
COMMON/PARCD/VCD(8),TCD(8),PHD(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 DDJ(DIJ,LIJ)
DO 75 I=1,NC
TC(I)=TCD(NI(I))
VC(I)=BM(I)/VCD(NI(I))
PH(I)=PHD(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,PH,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)*BM1(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)/BM1(I)
SUM=1./SUM
DO 13 I=1,8
13 YI(I)=GI(I)*SUM/BM1(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)=BM1(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.YI(6).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),PIJ(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)
PIJ(I,I)=PII(I)
TCIJ(I,I)=TC(I)

```

```

DO 3 J=1,NC
IF(1.GE.J) GO TO 3
VCI(J,I)=(1.D0-LI(J,I))*(V13(I)+V13(J))/2.**3
PII(J,I)=(VC(I)*PII(I)+VC(J)*PII(J))/(VC(I)+VC(J))
TCI(J,I)=(1.D0-DI(J,I))*(TC(I)*TC(J))**.5
VCI(J,I)=VCI(J,I)
PII(J,I)=PII(J,I)
TCI(J,I)=TCI(J,I)
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)*VCI(I,J)
PIM=PIM+Y(I)*Y(J)*VCI(I,J)*PII(I,J)
5 TCM=TCM+Y(I)*Y(J)*VCI(I,J)*TCI(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,AI
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 плотностей из уравнения состояния (метод Ньютона)
SUBROUTINE FUN(X)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/P/P/RM/RM/T/T/AI/AO,AI
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+AI)
DR=FX/F
X=X+DR
IF(ITER.GT.10) GO TO 4

```



```

ITER=ITER+1
IF(DABS(DR/X).GT.1.D-6) GO TO 1
4 CALL COMPL(X,T,NPRIZ)
RETURN
END
SUBROUTINE OMTAU(RO,T)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
COMMON/PARCM/TCM,VCM/Z/Z
Z=-1.D0
TR=T/TCM
ROR=RO*VCM
IF(TR.LT.1.05D0) Z=0D0
IF(ROR.LT.0.D0.OR.ROR.GT.3.D0) Z=0D0
RETURN
END
SUBROUTINE COMPL(RO,T,NPRIZ)
IMPLICIT REAL*8(A-H,O-Z)
DIMENSION B(10,8),BK(10)
COMMON/PARCM/TCM,VCM/B/B/A1/AO,A1
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),PHD(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 PHD/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 BU/-.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,-325.2751D0,284.6538D0,
*-.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 NX19Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м³

Содержание:

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

Г.2 Уравнение состояния GERG-91Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: 0,6799 кг/м³

Содержание:

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

Г.3 Уравнение состояния AGA8-92DC

Состав природного газа в молярных процентах:

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

| | |
|--|--------------------------|
| <i>n</i> -гептан | 0,0016 |
| <i>n</i> -октан | 0,0009 |
| гелий | 0,0157 |
| Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: | 0,6799 кг/м 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 |
| <i>n</i> -бутан | 0,0100 |
| азот | 0,0400 |
| диоксид углерода | 4,3000 |
| сероводород | 3,0500 |
| пропилен | 0,0100 |
| Плотность при 0,101325 МПа и 293,15 К: | 0,7675 кг/м 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 ₂ H ₆) | 0,5030 | 0,5288 | 5,00 |
| пропана (C ₃ H ₈) | 0,1607 | 0,1607 | — |
| <i>n</i> -бутана (i-C ₄ H ₁₀) | 0,0592 | 0,0592 | — |
| азота (N ₂) | 0,8769 | 0,8947 | 2,00 |
| диоксида углерода (CO ₂) | 0,0661 | 0,0675 | 2,00 |
| <i>n</i> -пентана (i-C ₅ H ₁₂) | 0,0157 | 0,0157 | — |
| <i>n</i> -гексана (i-C ₆ H ₁₄) | 0,0055 | 0,0055 | — |
| <i>n</i> -гептана (i-C ₇ H ₁₆) | 0,0016 | 0,0016 | — |
| <i>n</i> -октана (i-C ₈ H ₁₈) | 0,0009 | 0,0009 | — |
| гелия (He) | 0,0157 | 0,0157 | — |

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9520
 Погрешность расчета — 0,08 %

Д.4 Уравнение состояния ВНИЦ СМВ

| Исходные данные (заданные параметры) | 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 ₂ H ₆) | 2,2030 | 2,3170 | 5,00 |
| пропана (C ₃ H ₈) | 1,0600 | 1,0600 | — |
| <i>n</i> -бутана (i-C ₄ H ₁₀) | 0,0100 | 0,0100 | — |
| азота (N ₂) | 0,0396 | 0,0404 | 2,00 |
| диоксида углерода (CO ₂) | 4,2570 | 4,3430 | 2,00 |
| сероводорода (H ₂ S) | 3,0500 | 3,0500 | — |
| пропилена (C ₃ H ₆) | 0,0100 | 0,0100 | — |

Коэффициент сжимаемости (среднее значение) — 0,9853
 Погрешность расчета — 0,03 %

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

БИБЛИОГРАФИЯ

- [1] Сычев В.В. и др. Термодинамические свойства метана. — М., Изд-во стандартов, 1979, 348 с.
- [2] 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 einer Burnett-Apparatur. — Brennstoff-Warme-Kraft, 1982, Bd.34, No.6, s.311-314.
- [6] Eubank Ph.T., Scheloske J., Hall K.R., Holste J.C. Densities and mixture virial coefficients for wet natural gas mixtures. — Journal of Chemical and Engineering Data, 1987, v.32, No.2, p.230-233.
- [7] Jaeschke M., Julicher H.P. Realgasfaktoren von Erdgasen. Bestimmung von Realgasfaktoren nach der Expansionsmethode. — Brennstoff-Warme-Kraft, 1984, Bd.36, No.11, s.445-451.
- [8] Jaeschke M. Realgasverhalten Einheitliche Berechnungsmöglichkeiten von Erdgas L und H. — Gas und Wasserfach. Gas/Erdgas, 1988, v.129, No.1, s.30-37.
- [9] Blanke W., Weiss R. pvT-Eigenschaften und Adsorptionsverhalten von Erdgas bei Temperaturen zwischen 260 K und 330 K mit Drucken bis 3 MPa. — Erdöl-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 SCI № 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] ICO 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.

ГОСТ 30319.2—96

УДК 662.76.001.4:006.354 МКС 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.С. Черноусова*
Компьютерная верстка *А.С. Юфина*

Изд. лиц. № 02354 от 14.07.2000. Подписано в печать 17.01.2002. Усл.печ.л. 3,26.
Уч.-изд.л. 3,55. Тираж 141 экз. С 3563. Зак. 28.

ИПК Издательство стандартов, 107076 Москва, Колодезный пер., 14.
<http://www.standards.ru> e-mail: info@standards.ru
Набрано и отпечатано в ИПК Издательство стандартов

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

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

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

Зарегистрировано Бюро по стандартам МГС № 4309

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

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

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

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

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

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

3) уравнение состояния ВНИЦСМВ — при добыче и переработке газа»; таблицу 1 изложить в новой редакции (см. с. 70—72);

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

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

последний абзац изложить в новой редакции:

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

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

последний абзац изложить в новой редакции:

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

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

формула (55). Заменить обозначение: x_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)

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

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

(Продолжение см. с. 71)

Окончание таблицы 1

| Метод расчета | Область применения и погрешность метода расчета | | | | Отклонения от экспериментальных данных | |
|-----------------|--|------------------------------|-----------|--------------------------|--|--------------------------------|
| | Область применения | ρ_c , кг/м ³ | p , МПа | Погрешность δ , % | $\delta_{\text{смет}}$, % | $\delta_{i_{\text{макс}}}$, % |
| УС AGA8—92DC | $20 \leq H_{c, \text{в}} \text{ МДж/м}^3 \leq 48$ | $< 0,70$ | < 3 | 0,10 | -0,01 | +0,03 |
| | | | 3—7 | 0,11 | -0,01 | +0,15 |
| | | | > 7 | 0,12 | 0,02 | +0,19 |
| | $0,66 \leq \rho_c \text{ кг/м}^3 \leq 1,05$ $0 \leq x_{\text{в}} \text{ мол. \%} \leq 15$ $0 \leq x_{\text{г}} \text{ мол. \%} \leq 15$ $250 \leq T, \text{ К} \leq 340$ $0,1 \leq p, \text{ МПа} \leq 12,0$ | $> 0,75$ | < 3 | 0,12 | -0,01 | +0,08 |
| | | | 3—7 | 0,15 | -0,03 | +0,11 |
| | | | > 7 | 0,19 | 0,01 | +0,16 |
| | | | < 3 | 0,12 | 0,01 | +0,25 |
| | $0,74-1,00$ (смеси с H ₂ S) | $> 0,75$ | 3—7 | 0,15 | -0,02 | +0,24 |
| | | | > 7 | 0,17 | 0,01 | +0,31 |
| | | | 0,1—11 | 1,30 | -0,38 | +0,06 |
| УС ВНИЦСМВ | $20 \leq H_{c, \text{в}} \text{ МДж/м}^3 \leq 48$ | $< 0,70$ | < 3 | 0,11 | -0,04 | +0,01 |
| | | | 3—7 | 0,12 | -0,04 | +0,05 |
| | | | > 7 | 0,12 | -0,01 | +0,06 |
| | $0,66 \leq \rho_c \text{ кг/м}^3 \leq 1,05$ $0 \leq x_{\text{в}} \text{ мол. \%} \leq 15$ $0 \leq x_{\text{г}} \text{ мол. \%} \leq 15$ $250 \leq T, \text{ К} \leq 340$ $0,1 \leq p, \text{ МПа} \leq 12,0$ | $> 0,75$ | < 3 | 0,12 | -0,03 | +0,08 |
| | | | 3—7 | 0,15 | -0,02 | +0,11 |
| | | | > 7 | 0,18 | 0,02 | +0,13 |
| | | | < 3 | 0,13 | -0,01 | +0,25 |
| | $0,74-1,00$ (смеси с H ₂ S) | $> 0,75$ | 3—7 | 0,15 | -0,01 | +0,18 |
| | | | > 7 | 0,24 | -0,01 | +0,28 |
| | | | 0,1—11 | 0,36 | 0,10 | +0,34 |

Примечания:

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

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

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

$$+ (b_n - c_n k_n \rho_n^{k_n}) (b_n \rho_n^{(b_n-1)} - c_n k_n \rho_n^{b_n} \rho_n^{(k_n-1)});$$

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(ИУС № 8 2004 г.)