

УРАВНЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И АНАЛОГИЧНЫХ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СМЕСЕЙ: ЭВОЛЮЦИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ПРАКТИКА ВНЕДРЕНИЯ

*Б.А. Григорьев, С.А. Степанов (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),
А.Д. Козлов (ФГУП «ВНИЦСМВ»), Ю.В. Мамонов, М.Д. Роговин,
С.И. Рыбаков (ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»)»*

Значимость природного газа и аналогичных многокомпонентных газовых смесей для российской и мировой экономик в настоящее время не вызывает сомнений. Интенсивные исследования свойств природного газа, и в частности плотности (ρ) и коэффициента сжимаемости (Z), которые являются определяющими для измерения расхода и количества газа, ведутся уже более тридцати лет.

В ходе этих исследований возникла проблема моделирования корректного уравнения состояния (УС) природного газа, приемлемого, например, для условий транспортирования и распределения газа по магистральным газопроводам. В ее решении большое значение имеет задание требований к входным переменным по составу газа. Здесь необходимы данные либо о содержании всех компонентов газа, либо о содержании минимального числа его основных компонентов, дополняемые, помимо температуры и давления измеряемой среды, данными, например, о плотности при стандартных условиях, о теплоте сгорания при стандартных условиях и пр.

Характерно, что в зависимости от перечня задаваемых входных переменных меняется и вид разрабатываемой модели УС. Важную роль при этом играют современные вычислительные средства и информационные технологии. Для разработки требуемой модели УС необходима также база высокоточных экспериментальных данных, прежде всего о плотности (коэффициенте сжимаемости) газа и его основных компонентов.

Не рассматривая конкретно вычислительные модели, которые применялись почти 30 лет назад [1], кратко рассмотрим результаты анализа УС для природного газа, изложенные в Методике ГСССД [2] (где, в частности, отмечено, что метод расчета коэффициента сжимаемости NX-19, представленный в [1], не обладает приемлемой точностью и приводит к неучтенным потерям газа до 0,2 %).

Авторами [2] проведен анализ следующих методов расчетного определения коэффициента сжимаемости природного газа:

- метод *NX19*, рекомендованный Американской газовой ассоциацией (*AGA*) [1];
- модифицированный метод *NX19* (*NX19* мод.) [3];
- УС, разработанные *AGA – AGA8-DC*;
- УС, разработанные в Европейской группе газовых исследований (*GERG*), – *GERG-88* и *GERG-91* [4, 5];
- УС, разработанное во Всероссийском научно-исследовательском центре по стандартизации, информации и сертификации сырья, материалов и веществ Госстандарта Российской Федерации (*ВНИЦСМВ*) [2].

Для проведения анализа перечисленных методов и моделей УС авторами [2] был сформирован массив высокоточных экспериментальных данных (3619 значений коэффициента сжимаемости с погрешностью измерения не более 0,1 %). Анализ моделей УС проводился для 84 газов различного состава в диапазоне температур 250–330 К и давлений 0,1–12 МПа.

В настоящей статье не воспроизводятся в деталях результаты анализа, проведенного в [2], тем более что они были уточнены в [6]. Авторы [2] пришли к выводу о целесообразности практического применения четырех методов определения коэффициента сжимаемости, которые приводятся ниже.

Модифицированный метод *NX19*, где значение коэффициента сжимаемости Z определяется как функция давления и температуры по сугубо эмпирическому выражению для ограниченных интервалов температур (250–330 К) и давлений (до 3 МПа) (область, характерная для распределения потребителям газа плотностью при стандартных условиях от 0,668 до 0,76 кг/м³).

УС *GERG-91* и *AGA8-92DC* для природного газа без сероводорода в интервале 270–340 К при давлениях до 8 МПа (область характерна для газа плотностью от 0,668 до 0,70 кг/м³, транспортируемого по магистральным газопроводам).

При этом в методе *GERG-91* используется простейшее по форме вириальное УС вида

$$Z = 1 + B_m \cdot \rho + C_m \cdot \rho^2, \quad (1)$$

где B_m и C_m – коэффициенты УС, являющиеся функциями молярной доли «эквивалентного углеводорода» азота и диоксида углерода соот-

ветственно (т.е. измерять необходимо содержание в газе азота и диоксида углерода, содержание «эквивалентного углеводорода» определяется расчетным путем).

В УС *AGA8-92DC* для улучшения описания термодинамической поверхности предложено более сложное УС, при этом введена экспоненциальная составляющая:

$$Z = 1 + B \cdot \rho - \rho_r \sum C_n^* + \sum C_n^* (b_n - c_n k_n \rho_r^{k_n}) \rho_r^{b_n} \exp(-c_n \rho_r^{k_n}), \quad (2)$$

где B и C_n^* – коэффициенты УС, зависящие от температуры T и состава природного газа; ρ – молярная плотность; ρ_r – приведенная плотность; $\{b_n, c_n, k_n\}$ – константы УС.

УС **ВНИЦСМВ** для природного газа плотностью от 0,70 до 1,00 кг/м³ в температурном интервале 270–340 К при давлениях до 12 МПа (область характерна для газа, транспортируемого по магистральным газопроводам, а также при его добыче и переработке).

УС **ВНИЦСМВ** имеет при этом вид двойного разложения Z в ряд по температуре и плотности

$$Z = 1 + \sum_{i=1}^n \sum_{j=0}^{S_i} b_{ij} \omega^i / \tau^j \quad (3)$$

где $\omega = \rho/\rho_{cm}$; $\tau = T/T_{cm}$; ρ_{cm} и T_{cm} – псевдокритические плотность и температура смеси соответственно; коэффициенты УС смеси определяются из коэффициентов УС компонентов через фактор Питцера, т.е. применен расширенный (трехпараметрический) принцип соответственных состояний, где наряду с двумя параметрами приведения – псевдокритическими температурой и плотностью – введен третий параметр – фактор Питцера, рассчитываемый для смеси по специальному уравнению.

Исходные данные о полном компонентном составе требуются для многоконстантных УС *AGA8-92DC* и **ВНИЦСМВ**, для *NX-19* мод. и *GERG-91* требуются ограниченные сведения о составе газа. Соответственно, структура и вычислительные процедуры для них проще, однако область применения уже, чем для многоконстантных УС.

Рассмотренные выше четыре метода расчета коэффициента сжимаемости (плотности) природного газа были в дальнейшем перенесены в стандарт [6], который до настоящего времени является основным на всем пространстве СНГ в части расчетного определения свойств газа

при измерении его расхода и количества с помощью стандартных сужающих устройств.

Отметим, что УС *AGA8-92DC* и УС ВНИЦСМВ выражены в виде зависимости Z от температуры и плотности.

Форма УС (3) была широко распространена при получении первых таблиц стандартных справочных данных (ССД) о термодинамических свойствах технически важных газов, в частности, для таких компонентов природного газа, как метан, этан, пропан и др. (см., например, [7–10]).

Мировая практика исследований в области моделирования УС технически важных газов и жидкостей показала, что подобного рода зависимости менее строгие термодинамически и, соответственно, уступают по качеству описания термодинамической поверхности так называемому фундаментальному (каноническому) УС (далее – ФУС).

Для важнейшего компонента природного газа – метана – в 1991 г. такое УС было предложено в виде зависимости свободной энергии Гельмгольца от приведенных плотности и температуры [11]:

$$f_r = \sum_{j=1}^{10} b_j \omega_m^{r_j} / \tau_m^{t_j} + \exp(-\omega_m^2) \sum_{j=11}^{15} b_j \omega_m^{r_j} / \tau_m^{t_j}, \quad (4)$$

где $f_r = F_r / (RT)$, F_r – избыточная по отношению к идеальному газу свободная энергия Гельмгольца; T – температура, К; ρ_m – плотность метана, кмоль/м³; R – универсальная газовая постоянная; $\omega_m = \rho_m / \rho_{m,кр}$ и $\tau_m = T_m / T_{m,кр}$ – приведенные плотность и температура; $\rho_{m,кр}$ и $T_{m,кр}$ – плотность и температура метана в критической точке; $\{b_j\}$ – коэффициенты УС.

Отметим, что и для такого важнейшего теплоносителя, как вода, в 1995 г. предложено ФУС [12, 13]).

В 1993 г. предложено ФУС для природного газа [14]. В его основе УС (4) для метана. В этом УС плотность и температура газовой смеси (природного газа) определяются через приведенные плотность и температуру смеси $\omega_{см}$ и $\tau_{см}$ с помощью так называемых аффинных преобразований, параметры которых $\{\psi_{i,см}\}$ связывают их с приведенными плотностью и температурой метана согласно соотношениям (5), при этом последние являются еще и функциями разности факторов Питцера и Стила смеси и метана:

$$\begin{cases} \omega_m = \psi_{1,см} \omega_{см}^{\psi_{2,см}} \tau_{см}^{\psi_{3,см}} \\ \tau_m = \psi_{4,см} \omega_{см}^{\psi_{5,см}} \tau_{см}^{\psi_{6,см}} \end{cases}; \quad (5)$$

$$\Psi_{icm} = a_{i0} + a_{i1}(\Omega_{cm} - \Omega_m) + a_{i2}(\zeta_{cm} - \zeta_m), \quad i = 1, \dots, 6. \quad (6)$$

В уравнениях (5) и (6) $a_{i0} = 1$ или $a_{i0} = 0$; $\{a_{ij}\}, j = 1, 2$ – подгоночные коэффициенты; Ω – фактор Питцера; ζ – фактор Стила.

Таким образом, помимо приведенных температуры и плотности, вводятся еще шесть параметров аффинных преобразований и два фактора – Питцера и Стила, т.е. помимо применения рациональной формы УС введен усложненный вариант принципа соответственных состояний.

Полученное при этом обобщенное УС природного газа предназначено для вычислений в области температур 250–450 К и давлений до 50 МПа. Компонентами природного газа могут быть *метан, этан, пропан, изо- и н-бутаны, изо- и н-пентаны, гексан, азот, диоксид углерода, кислород, водород, сероводород*. Предельные значения концентраций компонентов, при которых погрешности расчетных значений термодинамических свойств не превышают заявленных неопределенностей вычислений свойств природного газа, представлены в табл. 1.

Таблица 1.

Предельные содержания основных компонентов природного газа, допустимые для ФУС ГНМЦ «ССД» [14]

Компонент	Содержание, % мол.	Компонент	Содержание, % мол.
Метан	≥ 60	Этан	≤ 15
Пропан	≤ 5	н-Бутан	≤ 3
Изобутан	≤ 3	Азот	≤ 15
Диоксид углерода	≤ 15	Сероводород	≤ 30
Водород	≤ 10	Остальные	≤ 1

Содержание компонентов в газе при рабочих температурах должно быть таким, чтобы приведенные температуры $\tau = T/T_{кр}$ в процессе расчета находились в пределах 1,1– 2,7.

Во ВНИЦСМВ УС (4) было усовершенствовано для области давлений до 30 МПа. Усовершенствование заключалось, в частности, в отказе от определения параметра $\{\Psi_{icm}\}$ для смеси в пользу определения параметра аффинных преобразований $\{\Psi_{ik}\}$ для каждого из ее компонентов, а также в отказе от применения факторов Питцера и Стила.

Перед авторами настоящей статьи стояла задача построить унитарное обобщенное ФУС, справедливое в широком диапазоне параметров, и разработать на его основе методы и алгоритмы расчета таких термодинамических свойств, как плотность, коэффициент сжимаемости, скорость звука и показатель адиабаты для различных многокомпонентных

углеводородных энергоносителей: природного газа, попутного нефтяного газа, нестабильных ГК и ШФЛУ, топливного газа с учетом наличия сероводорода и водяного пара в энергоносителе в газовой фазе и во флюидной области (расчетная область ограничена диапазоном абсолютных температур $250 \leq T \leq 500$ К и давлений $0,1 \leq p \leq 30$ МПа).

Примером реализации этой задачи на ее начальном этапе могут служить рекомендации, изложенные в [15] для расчета свойств влажного нефтяного газа при давлениях до 15 МПа.

В [15] приведена методика расчетного определения плотности, коэффициента сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости сухих и влажных многокомпонентных газовых смесей переменных составов, характерных для нефтяного газа, в газовой фазе и флюидной области в диапазоне температур 263–500 К при давлениях до 15 МПа.

Компонентный состав рассматриваемых смесей может включать в различных комбинациях следующие вещества: *метан, этан, пропан, изо- и н-бутаны, изо- и н-пентаны, гексан, гептан, азот, диоксид углерода, сероводород, кислород и водяной пар*. Число компонентов смеси N может варьироваться в диапазоне $1 \leq N \leq 14$.

Для расчета плотности, коэффициента сжимаемости и показателя адиабаты в предложенной методике используется обобщенное фундаментальное уравнение состояния (ОФУС) с зависящими от компонентного состава аффинными преобразованиями для приведенных температуры и плотности базового вещества. В качестве базового вещества принят метан, а его ФУС представлено в следующем виде [11]:

$$f_r = \sum_{j=1}^{40} b_j \varphi_j, \quad (7)$$

$$\varphi_j = \begin{cases} \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp[g_j \omega_{rf}^{l_j}], & j \leq 36 \\ \omega_{rf}^{r_j} \tau_{rf}^{-t_j} \exp[\alpha_j (\omega_{rf} - \varepsilon_j)^2 + \beta_j (\tau_{rf}^{-1} - \gamma_j)^2], & j \geq 37 \end{cases}, \quad (8)$$

где $f_r = F / (RT)$, F – неидеальная составляющая свободной энергии (функции Гельмгольца); $\omega_{rf} = \rho / \rho_{crf}$, ω_{rf} – приведенная плотность; $\tau_{rf} = T / T_{crf}$, τ_{rf} – приведенная температура для базового вещества. Диапазон приведенных параметров $0 \leq \omega_{rf} \leq 3,0$ и $0,48 \leq \tau_{rf} \leq 3,28$.

По оценке авторов [15], в рассматриваемом диапазоне температур и давлений расширенная неопределенность расчетных значений

плотности метана не превосходит 0,03 %, скорости звука – 0,07 %, показателя адиабаты – 0,2 %.

Приведенные параметры ОФУС (1) ω_{rf} и τ_{rf} связаны с приведенными параметрами отдельных компонентов смеси с помощью аффинных преобразований следующим образом:

$$\begin{cases} \omega_{rf} = \Psi_{1k} \omega_k^{\Psi_{2k}} \tau_k^{\Psi_{3k}} \\ \tau_{rf} = \Psi_{4k} \omega_k^{\Psi_{5k}} \tau_k^{\Psi_{6k}} \end{cases} \quad (9)$$

где $\omega_k = \rho/\rho_{ck}$, $\tau_k = T/T_{ck}$ – приведенные плотность и температура для k -го компонента.

Параметры аффинных преобразований $\{\Psi_{ik}\}$ для каждого компонента определяются следующим образом:

$$\Psi_{ik} = \delta_i + a_{ik}, \quad i = 1, \dots, 6. \quad (10)$$

В [15] параметры аффинных преобразований (всего 6) по отношению к базовому веществу (метану) введены для каждого из компонентов системы, а не для смеси в целом, как в [14]. Схема соотношений (9)–(10) в практическом применении является более гибкой по сравнению со схемой (5)–(6).

В уравнениях (10) $\delta_i = 1$ или $\delta_i = 0$, $\{a_{ik}\}$ – подгоночные коэффициенты. Все коэффициенты $\{a_{i1}\}$ для метана, разумеется, равны нулю. Значения $\{a_{ik}\}$ для каждого из остальных тринадцати компонентов (C_2H_6 , C_3H_8 , iC_4H_{10} , nC_4H_{10} , iC_5H_{12} , nC_5H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} , O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O и H_2S) определены в результате обработки $P\rho T$ данных в однофазной области (газ и флюид) и на линии насыщения (плотности насыщенного пара) по экспериментальным данным в диапазоне приведенных температур от $\tau_{kmin} = 0,48$ (или τ для тройной точки) до $\tau_{kmax} = 3,28$ (или максимальное значение для данного компонента) и при давлениях до 15 МПа.

В методе, изложенном в [15], определялись также значения параметров бинарного взаимодействия $\{\alpha_{kl}\}$ и $\{\beta_{kl}\}$ для наиболее значимых компонентов многокомпонентной газовой смеси: для бинарных смесей – по результатам обработки $P\rho T$ данных, для «сухих» компонентов – по растворимости x_p воды.

По оценке авторов [15], стандартная неопределенность рассчитанных по ОФУС (7, 8) с аффинными преобразованиями (9, 10) значений плотности в однофазной области ρ и на линии насыщения ρ' – 0,13; 0,21; 0,43; 0,36; 0,28; 0,26; 0,22; 0,38; 0,09; 0,10; 0,16; 0,08 и 0,86 %

для C_2H_6 , C_3H_8 , iC_4H_{10} , nC_4H_{10} , iC_5H_{12} , nC_5H_{12} , C_6H_{14} , C_7H_{16} , O_2 , N_2 , CO_2 , H_2O и H_2S соответственно.

В дальнейшем авторы использовали подход, изложенный в [15], к построению ФУС для сжиженного природного газа (СПГ). При этом в качестве базового вещества использовался пропан и его ФУС [16].

В 2005 г. опубликован международный стандарт [17], в котором для расчета свойств природного газа применено ФУС *AGA8* (в России на основе этого международного стандарта разработан ГОСТ [18]).

УС *AGA8* было опубликовано в 1992 г. Комитетом по измерениям транспортировки газа *AGA* в качестве метода высокоточных вычислений коэффициента сжимаемости, который вошел в международный стандарт [19]. В [18] два международных стандарта увязаны в единую схему расчета коэффициента сжимаемости и других термодинамических свойств природного газа в итерационном процессе расчета плотности смеси.

Уравнение состояния *AGA8* построено в виде зависимости свободной энергии Гельмгольца от приведенных плотности и температуры, а также от содержания компонентов в смеси:

$$f_r = \frac{B\delta}{K^3} - \delta \sum_{j=13}^{18} C_j \tau^{u_j} + \sum_{j=13}^{58} C_j \tau^{u_j} \delta^{v_j} \exp(-c_j \delta^{k_j}), \quad (11)$$

где $\delta = K^3 \tilde{\rho}$ – приведенная плотность; $\tau = L/T$ – приведенная обратная температура ($L = 1$ К); K и $\{C_j\}$ – сложные функции содержания компонентов смеси; B – второй вириальный коэффициент; $\tilde{\rho}$ – молярная плотность смеси.

Уравнение состояния *AGA8* предназначено для вычислений в области температур 250–350 К и давлений до 30 МПа. Компонентами природного газа могут быть *метан, этан, пропан, изо- и н-бутаны, изо- и н-пентаны, н-гексан – н-декан, азот, диоксид углерода, кислород, водород, сероводород, монооксид углерода, вода, гелий, аргон*. Предельные значения содержания компонентов в природном газе, допустимые для применения УС, представлены в табл. 2.

Основным объектом применения положений международного стандарта [17] и, соответственно, ГОСТ [18] является природный газ, подготовленный для транспортирования и распределения по магистральным газопроводам (см. табл. 2). В основу построения ФУС для природного газа [18] заложен представительный массив высокоточных экспериментальных данных о его коэффициенте сжимаемости (плотности), основных

компонентах, бинарных и более сложных смесях. В области расходо-метрии природного газа в установленных диапазонах температуры и давления, а также определения содержания компонентов природного газа ФУС [18] в настоящее время является, видимо, наиболее корректным, по крайней мере в части расчета его термических свойств.

Таблица 2

Диапазоны молярной доли основных и второстепенных компонентов природного газа

Порядковый номер i	Компонент	Диапазоны значений молярной доли
1	Азот	$0 \leq x_{N_2} \leq 0,20$
2	Диоксид углерода	$0 \leq x_{CO_2} \leq 0,20$
3	Метан	$0,7 \leq x_{CH_4} \leq 1,00$
4	Этан	$0 \leq x_{C_2H_6} \leq 0,10$
5	Пропан	$0 \leq x_{C_3H_8} \leq 0,035$
6, 7	<i>n</i> -Бутан, Изобутан	$0 \leq x_{C_4H_{10}} \leq 0,015$
8, 9	<i>n</i> -Пентан, Изопентан	$0 \leq x_{C_5H_{12}} \leq 0,005$
10	<i>n</i> -Гексан	$0 \leq x_{C_6H_{14}} \leq 0,001$
11	<i>n</i> -Гептан	$0 \leq x_{C_7H_{16}} \leq 0,0005$
12, 13, 14	<i>n</i> -Октан, <i>n</i> -Нонан, <i>n</i> -Декан	$0 \leq x_{C_8+} \leq 0,0005$
15	Водород	$0 \leq x_{H_2} \leq 0,10$
17	Моноксид углерода	$0 \leq x_{CO} \leq 0,03$
18	Вода	$0 \leq x_{H_2O} \leq 0,00015$
20	Гелий	$0 \leq x_{He} \leq 0,005$
16	Кислород	$0 \leq x_{O_2} \leq 0,0002$
19	Сероводород	$0 \leq x_{H_2S} \leq 0,0002$
21	Аргон	$0 \leq x_{Ar} \leq 0,0002$

При построении ФУС для многокомпонентных смесей корректный учет взаимодействий молекул различных компонентов имеет весьма существенное значение.

Так, при учете бинарных взаимодействий необходимо рассматривать как максимально возможное число пар компонентов, так и учитывать, по возможности, наиболее характерные виды взаимодействия в них разнородных молекул.

В этой связи отметим, что если в методе, изложенном в [15], при учете бинарных взаимодействий учитывались лишь два характерных параметра этого взаимодействия, то в УС *AGA8* для каждой пары компонентов рассматривались четыре характерных параметра, в то время как число рассматриваемых пар компонентов было существенно больше. Отсюда результат: в области действия ФУС *AGA8* это уравнение корректнее, чем предложенное авторами [15].

Понятно, что для корректного определения бóльшего числа параметров требуется бóльший массив экспериментальных данных, и выполнение уже одного этого условия способствует получению более оптимальной структуры УС.

Следует подчеркнуть, что ФУС, полученные авторами [15], в отличие от УС [17], распространяются на высокосернистые газы и на газы с большим влагосодержанием. Кроме того, из табл. 2 следует, что ФУС [17] распространяется только на один чистый компонент – метан.

Понятно, что все рассмотренные в начале статьи методы, проанализированные в [2] и отобранные в результате анализа для [6], не могут без изменений распространяться на область высоких давлений (до 30 МПа), поэтому ГОСТ [3] должен быть переработан. Следует подчеркнуть, что в нем содержатся методы расчета свойств природного газа (которые не рассматриваются в настоящей статье, отметим только, что в 2006 г. издан международный стандарт [19], в котором изложен метод расчета коэффициента сжимаемости, но для давлений до 12 МПа) при отсутствии сведений о его полном компонентном составе.

Как отмечалось выше, положения ГОСТ [3] широко используются в программном обеспечении расчета расхода природного газа. Эти положения должны быть актуализированы как в направлении гармонизации с международными стандартами, так и с учетом реальных требований технологий определения расхода природного газа и его корректного учета.

Список литературы

1. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. – М.: Изд-во стандартов, 1982. – 320 с.
2. Методика ГСССД МР 95-92. Определение коэффициента сжимаемости природного газа при температурах 250...340 К и давлениях 0,1...12 МПа / В.А. Айрапетов, А.Д. Козлов, Ю.В. Мамонов и др. – М.: 1992. – 42 с. – Деп. во ВНИЦСМВ 20.01.1993 г., № 721а–03 кк.

3. ГОСТ 30319.2 - 96 (с изм. № 1–2004). Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. – М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2009. – 50 с.

4. Jaeschke M. High Accuracy Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures by Use of a Truncated Virial Equation / M. Jaeschke et al. // GERG Technical Monograph (TM2), 1988. – 163 p.

5. Jaeschke M. Standard GERG Virial Equation for Field Use. Simplification of the Input Data Requirements for the GERG Virial Equation – an Alternative Means or Compressibility Factor Calculation for Natural Gases and Similar Mixtures / M. Jaeschke, A.E. Humphreys // GERG Technical Monograph, 1991 (TM5). – 173 p.

6. ГОСТ 30319:0/3:1996 (с изм. № 1–2004). Газ природный. Методы расчета физических свойств. – М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2009. – 123 с.

7. Сычев В.В. Термодинамические свойства метана / В.В.Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загоруйченко и др. – М.: Издательство стандартов, 1979. – 348 с.

8. Сычев В.В. Термодинамические свойства этана / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, В.А. Загоруйченко и др. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 304 с.

9. Сычев В.В. Термодинамические свойства пропана / В.В. Сычев, А.А. Вассерман, А.Д. Козлов, В.А. Цымарный. – М.: Издательство стандартов, 1982. – 268 с.

10. ГСССД 90-85. Н–Гексан. Термодинамические свойства при температурах 180-630 К и давлениях 0,1–100 МПа: таблицы стандартных справочных данных / Б.А. Григорьев, Ю.Л. Расторгуев, А.А. Герасимов и др. – М.: Издательство стандартов, 1986. – 64 с.

11. Setzmann U. New equation of state and tables of thermodynamic properties for methane covering the range from the melting line to 625 K at pressures up to 1000 MPa / U. Setzmann, W. Wagner // J. Phys. Chem. Ref. Data. – 1991. – V. 20. – N. 6. – P. 1061.

12. Release on the IAPWS Formulation 1995 for the Thermodynamic Properties of Ordinary Water Substance for General and Science Use // International Association for the Properties of Water and Steam, 1996. – 18 p.

13. ГСССД 187-99. Вода. Удельный объем и энтальпия при температурах 0–1000 °С и давлениях 0,001–100 МПа: таблицы стандартных справочных данных / А.А. Александров, Б.А. Григорьев. – М.: 1999. – Деп. во ВНИЦСМВ 28.12 1999, № 779–99 кк.

14. Методика ГСССД МР 101-93. Расчет термодинамических свойств природного газа при давлениях до 50 МПа / А.Д. Козлов, В.М. Кузнецов, Ю.В. Мамонов, С.А. Степанов. – М.: 1993. – 22 с. – Деп. во ВНИЦСМВ 27.12.1993 г., № 736–93 кк.

15. Методика ГСССД МР 113–03. Определение плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного нефтяного газа в диапазоне температур 263–500 К при давлениях до 15 МПа / А.Д. Козлов, Ю.В. Мамонов, М.Д. Роговин, С.И. Рыбаков. – М.: 2003. – 48 с. – Деп. во ВНИЦСМВ 10.06.2003 г., № 804–03 кк.

16. ГСССД 197-01. Пропан жидкий и газообразный. Термодинамические свойства, коэффициенты динамической вязкости и теплопроводности при температурах 86...700 К и давлениях 0,1...100 МПа: таблицы стандартных справочных данных / А.Д. Козлов, Ю.В. Мамонов, М.Д. Роговин и др. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2008. – С. 40.

17. ISO 20765–1:2005. Natural gas. – Calculation of thermodynamic properties. – Part 1: Gas phase properties for transmission and distribution applications. – 50 p.

18. ГОСТ Р 8.662-2009 (ИСО 20765-1:2005) ГСИ. Газ природный. Термодинамические свойства газовой фазы. Методы расчетного определения для целей транспортирования и распределения газа на основе фундаментального уравнения состояния AGA8. – 43 с.

19. ISO 12213–3:2006. Natural gas. – Calculation of compression factor. – Part 3: Calculation using physical properties. – 44 p.