

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И МЕТОДЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ ЗНАЧЕНИЙ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОТОКОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В УЗЛАХ ГТС

*ТЕВЯШЕВ А.Д., ИЕВЛЕВА С.Н.,
ПОЖИДАЕВ М.В.*

Рассматриваются математические модели состава и физических параметров газовых потоков, разрабатываются математическая модель и метод согласования физических параметров потоков природного газа в узлах газотранспортной системы (ГТС). Приводятся примеры расчета согласования параметров двух газовых потоков в одном из узлов ГТС.

Введение

Природный газ (ПГ) в Украине и других странах СНГ является базовым энергоносителем. Кроме того, ПГ – товар и предмет коммерческих сделок между добыва-

ющей компанией, газотранспортными компаниями, региональными компаниями поставщиков газа и конечными потребителями.

Основной проблемой коммерческих отношений при поставках газа являются финансовые расчеты, основанные на данных о коммерческом объеме потребленного газа. Поэтому вопрос точности исходных данных для вычисления расхода становится актуальным как для потребителей, так и для поставщиков.

Необходимыми исходными данными для коммерческого учета отдаваемого газа являются данные о параметрах коммерческих вычислителей расхода, установленных на выходах газотранспортной системы (ГТС) (в узлах передачи газа потребителям, на входах его подземных хранилищ или в узлах отдачи газа в смежные транспортные сети), а также информация о компонентных составах и физико-химических параметрах (ФХП) потоков поставляемого природного газа. Однако в настоящее время информация о компонентном составе природного газа получается только в ограниченном числе контрольных точек (газоизмерительных станций (ГИС), установленных, как правило, на входах и экспортных выходах ГТС) с использованием хроматографов и газоанализаторов, поскольку их установка и обслуживание на всех остальных

выходах связаны с большими финансовыми затратами. Отметим, что в ГТС Украины ПГ поступает из многих источников (внешних и внутренних) и его компонентный состав, ФХП, а также технические условия поставок (давление, расход и температура) на каждом из входов ГТС могут существенно различаться, причем в процессе транспортировки потоки газа смешиваются и взаимодействуют в узлах ГТС.

В соответствии с Приказом Министерства топлива и энергетики Украины от 27 декабря 2005 года №618 “Об утверждении Правил учета природного газа во время его транспортировки по газораспределительным сетям, поставки и потребления” коммерческие расчеты за количество потребляемого газа должны осуществляться по объему, приведенному к стандартным условиям: давлению 760 мм рт. ст. и температуре 20°C (ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема»). До настоящего времени стандартный объем газа на большинстве предприятий определяется расчетным путем вручную по показаниям вторичных приборов, измеряющих: объем газа в рабочих условиях (счетчики рабочего объема), рабочее давление (манометры), рабочую температуру (термометры). Такой способ определения стандартного объема технически несовершенен и, главное, приводит к ошибкам в определении фактического объема, а также к появлению неучтенного газа. Ошибки в оценке фактического объема обусловлены также применением до настоящего времени морально устаревших средств измерения, которые не отвечают уровню современных требований. В настоящее время, согласно п.10.2 и 10.3 [1], точность контрольно-измерительных приборов, используемых для определения параметров ПГ, объема и объемных расходов, должна быть в диапазонах, в которых относительная погрешность измерений не превышает:

– с использованием метода изменения перепада давления – $\pm 3 \%$;

– с использованием счетчиков газа при рабочих условиях от Q_{\min} до Q_{\max} – $\pm 2,5 \%$.

Однако реальные условия функционирования ГТС приводят к дополнительным погрешностям в определении объема газа и к существенным необоснованным финансовым издержкам как у потребителей газа, так и у его поставщиков.

Целью данного исследования является повышение точности коммерческого учета количества ПГ путем автоматического ввода в коммерческие вычислители расхода газа, плотности и компонентного состава потоков ПГ на выходах ГТС, полученных с использованием математических моделей и методов определения фактических значений компонентного состава и ФХП потоков ПГ в узлах ГТС на основе оперативных данных о компонентном составе и ФХП потоков природного газа на входных объектах ГТС с учетом фактического состояния запорной арматуры и режима работы технологического оборудования линейной части и компрессорных станций ГТС.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Обследование объекта автоматизации и анализ ретроспективных данных, которые поступают от автоматических вычислителей расхода газа и поточных хроматографов.
2. Разработка математической модели и метода согласования компонентного состава и ФХП потоков природного газа в узлах ГТС.
3. Разработка математической модели и метода расчета компонентного состава и ФХП потоков природного газа на выходах ГТС при динамическом изменении параметров потоков на ее входах.
4. Разработка математической модели и метода оценивания ежемесячного интегрального расхода газа по данным автоматических вычислителей газа и уточненным значениям компонентного состава и ФХП природного газа.
5. Разработка математической модели и метода непрерывного контроля степени адекватности результатов расчёта ФХП природного газа на выходах ГТС с результатами измерений состава и ФХП природного газа, получаемыми от хроматографов, установленных в контрольных точках.

Практическое применение разработанных моделей и методов должно позволить реализовать непрерывный мониторинг фактических значений состава и ФХП природного газа на выходных объектах ГТС и обеспечить повышение метрологических характеристик системы коммерческого учета природного газа.

1. Математические модели состава и физических параметров газовых потоков

Природный газ представляет собой сложную смесь различных органических и неорганических компонентов, содержание которых в газовом потоке определяет энергетическую ценность продукта, его взрывоопасность, коррозионность и другие показатели качества. Основными компонентами природного газа являются [2]: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), изобутан (C_4H_{10}), нанобутан (C_4H_{10}), изопентан (C_5H_{12}), нанопентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), гептан (C_7H_{16}), октан (C_8H_{18}), нонан (C_9H_{20}), декан ($C_{10}H_{22}$), азот (N_2), двуокись углерода (CO_2), сероводород (H_2S), сернистая кислота (SO_2), водяной пар и др.

Изменение компонентного состава газа по сети происходит в результате смешивания газовых потоков в узлах газотранспортной сети и не зависит от режима течения газа (стационарный или нестационарный).

В настоящее время состав транспортируемого природного газа в контрольных точках ГТС определяется с помощью хроматографов или газоанализаторов методами масс-спектрального анализа пробы или методами газожидкостной и газо-адсорбционной хроматографии с использованием детектора по теплопроводности.

Для численного определения состава газа в любой точке ГТС необходимо вычислить компонентный состав на всех входах ГТС и смоделировать смешивание потоков в узлах газотранспортной сети.

При этом считается, что смешивание компонентов потока в узлах ГТС происходит идеально, т.е. говорим об отсутствии химических реакций. Как показано в [3], существующие математические модели химических процессов, происходящих в потоках природных газов, очень громоздки и не вносят существенных изменений в результаты расчета.

Не нарушая общности, рассмотрим математические модели состава и физических параметров газовых потоков, поступающих в один из узлов ГТС, например i -й, $i \in V$, где V – множество всех узлов ГТС (рис. 1).

Предполагается, что параметры потоков природного газа согласованы. Это означает, что давление P_i (МПа) в i -м узле ГТС известно, более того, известны также объемные расходы q^j (млн м³/сут.) и температуры T^j (К), $j = 1, \dots, k$ природного газа, поступающего в i -й узел ГТС, где k – количество потоков природного газа, поступающих в i -й узел.

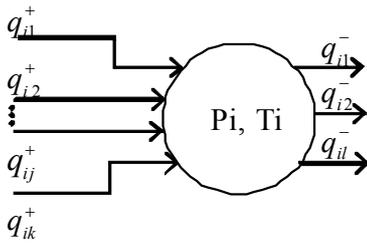


Рис. 1. Схема i -го узла ГТС

Для каждого q^j -го потока, поступающего в i -й узел ГТС, известны: молярные доли N_j компонентов природного газа $\bar{x}^j = (x_1^j, x_2^j, \dots, x_{N_j}^j)$:

$$\sum_{i=1}^{N_j} x_i = 1, \quad j = 1, \dots, k;$$

вектор молярных масс компонентов природного газа $\bar{M}^j = (M_1^j, M_2^j, \dots, M_{N_j}^j)$, где M_i^j , $i = 1, \dots, N_j$ – молярная масса i -го компонента природного газа в q^j -м потоке; вектор плотностей компонентов природного газа при стандартных условиях (давление $P_c = 0.101325$ МПа и температура $T_c = 293.15$ К) в идеальном газовом состоянии:

$$\bar{\rho}_{c,u}^j = (\rho_{c,u,1}^j, \rho_{c,u,2}^j, \dots, \rho_{c,u,N_j}^j).$$

Здесь $\rho_{c,u,i}^j$, $i = 1, \dots, N_j$ – плотность i -й компоненты природного газа при стандартных условиях в идеальном газовом состоянии в q^j -м потоке; вектор факторов сжимаемости компонентов природного газа при стандартных условиях $\bar{z}_c^j = (z_{c,1}^j, z_{c,2}^j, \dots, z_{c,N_j}^j)$, где $z_{c,i}^j$, $i = 1, \dots, N_j$ – фактор сжимаемости i -й компонен-

ты природного газа при стандартных условиях в q^j -м потоке; вектор плотностей компонентов природного газа при стандартных условиях (для газов с температурой кипения больше 293,15 К) $\rho_c^j = (\rho_{c,1}^j, \rho_{c,2}^j, \dots, \rho_{c,N_j}^j)$, где $\rho_{c,i}^j$, $i = 1, \dots, N_j$ – плотность i -й компоненты природного газа при стандартных условиях в q^j -м потоке; вектор факторов компонентов природного газа $\bar{b}^{0.5j} = (b_1^{0.5j}, b_2^{0.5j}, \dots, b_{N_j}^{0.5j})$, где $b_i^{0.5j}$, $i = 1, \dots, N_j$ – фактор i -й компоненты природного газа в q^j -м потоке.

Для построения модели согласования физических параметров газовых потоков в i -м узле ГТС необходимо определить:

молярную массу q^j -го потока M^j (кг/кмоль):

$$M^j = \sum_{i=1}^{N_j} x_i^j \cdot M_i^j, \quad x_i^j \in \bar{x}^j, \quad M_i^j \in \bar{M}^j;$$

плотность природного газа в q^j -м потоке при стандартных условиях в идеальном газовом состоянии $\rho_{c,u}^j$ (кг/м³):

$$\rho_{c,u}^j = \sum_{i=1}^{N_j} x_i^j \cdot \rho_{c,u,i}^j, \quad x_i^j \in \bar{x}^j, \quad \rho_{c,u,i}^j \in \bar{\rho}_{c,u}^j;$$

фактор сжимаемости природного газа в q^j -м потоке при стандартных условиях z_c^j :

$$z_c^j = 1 - \left[\sum_{i=1}^{N_j} x_i^j \cdot b_i^{0.5j} \right]^2, \quad x_i^j \in \bar{x}^j, \quad b_i^{0.5j} \in \bar{b}^{0.5j};$$

плотность природного газа в q^j -м потоке при стандартных условиях ρ_c^j (кг/м³):

$$\rho_c^j = \rho_{c,u}^j / z_c^j;$$

коэффициент сжимаемости природного газа в q^j -м потоке Z^j :

$$Z^j = z_c^j / z_c^j,$$

где z_c^j – коэффициент сжимаемости природного газа в q^j -м потоке при рабочих условиях, вычисляемый согласно [4];

плотность природного газа в q^j -м потоке при рабочих условиях (давление P^j , МПа и T^j , К)

$$\rho^j, \text{ кг/м}^3: \quad \rho^j = \frac{\rho_c^j \cdot P^j \cdot T_c}{P_c \cdot T^j \cdot Z^j}.$$

Переход от объемных расходов q^j (млн м³/сут.) к массовым m^j (кг/с) для каждого q^j -го потока природного газа, входящего в i -й узел, осуществляется путем применения следующего соотношения:

$$m^j = \rho^j \cdot q^j. \quad (1)$$

Динамическая вязкость природного газа в q^j -м потоке μ^j определяется как:

$$\mu^j = 3.24 \cdot \frac{\sqrt{T^j} + 1.37 - 9.09 \cdot \rho_c^{j0.125}}{\rho_c^{j0.125} + 2.08 - 1.5 \cdot (x_{N_2}^j + x_{CO_2}^j)} \times \left(1 + \frac{P_1^2}{30 \cdot (T^j - 1)}\right)$$

Относительная плотность газовой смеси по воздуху Δ^j определяется как:

$$\Delta^j = \frac{\rho_c^j}{\rho_{\text{возд}}}$$

где $\rho_{\text{возд}}$ – плотность воздуха при стандартных условиях; $\rho_{\text{возд}} = 1.29$ (кг/м³).

Газовая постоянная природного газа в q^j -м потоке R^j составляет:

$$R^j = \frac{R_{\text{возд}}}{\Delta^j}$$

здесь $R_{\text{возд}}$ – газовая постоянная воздуха; $R_{\text{возд}} = 287.14$ (м²/с²·К).

Показатель адиабаты природного газа в q^j -м потоке κ^j рассчитывается согласно:

$$\kappa^j = 1.56 \cdot (1 + 0.074 \cdot x_{N_2}^j) - 3.9 \cdot 10^{-4} \cdot T^j \cdot (1 - 0.68 \cdot x_{N_2}^j) - 0.208 \cdot \rho_c^j + \left(\frac{P^j}{T^j}\right)^{1.43} \times (3.84 \cdot (1 - x_{N_2}^j) \cdot \left(\frac{P^j}{T^j}\right)^{0.8} + 26.4 \cdot x_{N_2}^j)$$

Критические значения давления $P_{\text{кр}}^j$ и температуры $T_{\text{кр}}^j$ природного газа в q^j -м потоке рассчитываются согласно:

$$\begin{cases} P_{\text{кр}}^j = 2.9585 \cdot (1.608 - 0.05994 \cdot \rho_c^j + x_{CO_2}^j - 0.392 \cdot x_{N_2}^j); \\ T_{\text{кр}}^j = 88.25 \cdot (0.9915 + 1.759 \cdot \rho_c^j - x_{CO_2}^j - 1.681 \cdot x_{N_2}^j). \end{cases}$$

Удельная теплоемкость природного газа в q^j -м потоке c_p^j может быть определена [2] как:

$$c_p^j = \frac{1}{M^j} \cdot (c_p^0(T) + \Delta c_p^j(P^j, T^j, \bar{x}^j)),$$

где $c_p^0(T)$ – удельная теплоемкость газа при стандартных условиях; Δc_p^j – поправка на сжимаемость, зависит от компонентного состава газа и рабочих условий.

Состав природного газа каждого q^j -го потока, поступающего в i -й узел ГТС, может быть описан также вектором объемных долей: $\bar{y}^j = (y_1^j, y_2^j, \dots, y_{N_j}^j)$, где y_i^j – объемная доля i -го компонента природного газа в q^j -м потоке, и вектором массовых долей: $\bar{c}^j = (c_1^j, c_2^j, \dots, c_{N_j}^j)$, где c_i^j – массовая доля i -го компонента природного газа в q^j -м потоке.

Компоненты векторов \bar{x}^j , \bar{y}^j и \bar{c}^j взаимосвязаны следующими соотношениями:

$$y_i^j = \frac{x_i^j \cdot z_{c,i}^j}{\sum_{i=1}^{N_j} x_i^j \cdot z_{c,i}^j}, \quad i = 1, \dots, N_j; \quad c_i^j = \frac{M_i^j \cdot x_i^j}{M^j}, \quad i = 1, \dots, N_j.$$

2. Математическая модель и метод согласования физических параметров потоков природного газа в узлах ГТС

Рассмотрим локальную подсистему (ЛП) ГТС, которую с формальной точки зрения можно представить в виде многоугольного линейного участка магистрального газопровода (ЛУ МГ) и расположенной за ним многоцеховой компрессорной станции (КС) (рис.2).

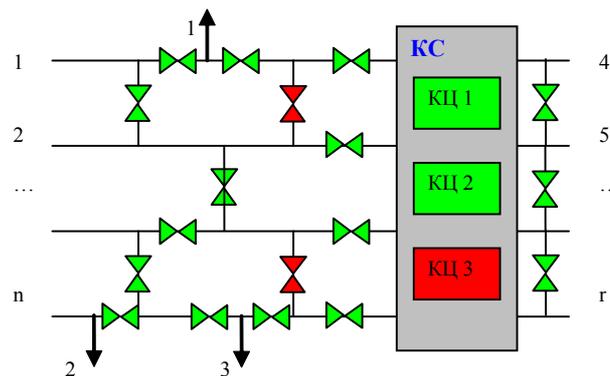


Рис.2. Структура ЛП ГТС

Не нарушая общности, рассмотрим структуру ЛП ГТС, линейная часть которой состоит из 1 участка трубопровода (УТ). ЛП ГТС имеет n входов, через которые ПГ поступает в ЛП ГТС, и $r = a + b$ выходов (где a – количество выходов ЛУ, через которые осуществляется отбор ПГ на ЛУ, и b – количество транзитных выходов (выходов КС), через которые осуществляется дальнейший транзит ПГ по МГ). Предполагается также, что известны структура и параметры всех УТ ЛП ГТС (длина, диаметр, материал и толщина стенки, состояние запорной арматуры, количество, типы, характеристики и режимы работы каждого ГПА в КЦ КС). Кроме того, для каждого момента времени $t \in [t_1, t_2]$ известны результаты измерений параметров газовых потоков:

– на каждом входе ЛП ГТС: полный $\tilde{X}_i(t) = (x_1, x_2, \dots, x_N, t)$, $i = \overline{1, n}$ или частичный $\tilde{X}_i(x_{N_2}, x_{CO_2})$ молярный состав; коммерческий расход $\tilde{q}_i(t)$, $i = \overline{1, n}$ (млн м³/сут.), давление $\tilde{P}_i(t)$, $i = \overline{1, n}$ (МПа) и температура $\tilde{T}_i(t)$, $i = \overline{1, n}$ (К) ПГ;

– на каждом выходе ЛП ГТС: коммерческий расход $\tilde{q}_j(t)$, $j = \overline{1, r}$ (млн м³/сут.), давление $\tilde{P}_j(t)$, $j = \overline{1, r}$ (МПа) и температура $\tilde{T}_j(t)$, $j = \overline{1, r}$ (К) ПГ;

– для КС: расход топливного газа ГПА $\tilde{q}_{ГП}(t)$, (тыс. м³/сут.), расход ПГ на собственные нужды $\tilde{q}_{СН}(t)$, (тыс. м³/сут.), обороты привода нагнетателя для каждого ГПА, давление $\tilde{P}_{КС\text{ вх}}(t), \tilde{P}_{КС\text{ вых}}(t)$, (МПа) и температура $\tilde{T}_{КС\text{ вх}}(t), \tilde{T}_{КС\text{ вых}}(t)$, (К) на входе и выходе КС соответственно.

Для получения оценки компонентного состава $\hat{X}_j(t)$, $\hat{X}_{КС}(t)$ и $\hat{X}_k(x, t)$ используем метод согласования потоков природного газа в узлах газотранспортных систем [5].

С формальной точки зрения математическая модель согласования физических параметров потоков ПГ в узлах ГТС описывается законом сохранения масс, который для случая k входящих потоков и n исходящих потоков для i -го узла ГТС будет иметь вид :

$$\sum_{j=1}^k \hat{m}^j - \sum_{l=1}^n \hat{m}^l = 0, \quad (2)$$

где \hat{m}^l – оценка массы l -го результирующего потока (массовый расход), (кг/с); \hat{m}^j – оценка массового расхода j -го входящего в узел потока (кг/с), а также уравнением, описывающим результирующую температуру l -го результирующего потока на выходе из i -го узла ГТС, если входящие потоки имеют различные температуры:

$$\hat{T}^l = \frac{\sum_{j=1}^k \tilde{T}^j \cdot \hat{m}^j}{\sum_{j=1}^k \hat{m}^j}, \quad l = 1, \dots, n. \quad (3)$$

Из (2), с учетом известных компонентных составов газовых потоков, входящих в i -й узел, запишем уравнение молярного баланса (3):

$$\sum_{l=1}^n \frac{\hat{m}^l}{\hat{M}^l} = \sum_{j=1}^k \frac{\hat{m}^j}{\hat{M}^j}, \quad (4)$$

где \hat{M}^l – оценка молярной массы l -го результирующего потока, (кг/кмоль); \hat{M}^j – оценка молярной массы \tilde{q}^j -го входящего в узел потока.

Таким образом, компоненты N_j вектора молярных долей результирующего потока ПГ, выходящего из l -го узла $\hat{X}^l = (x_1^l, x_2^l, \dots, x_{N_j}^l)$, определяются согласно (4) по формуле:

$$x_i^l = \sum_{l=1}^n \frac{\hat{M}^l}{\hat{m}^l} \cdot \sum_{j=1}^k \frac{\hat{m}^j \cdot x_i^j}{\hat{M}^j}, \quad i = 1, \dots, N_j, \quad x_i^j \in \hat{X}^j. \quad (5)$$

Далее, используя формулы, приведенные в п.1, получаем искомые плотность природного газа в q^j -м потоке при рабочих условиях и, согласно формуле (1), коммерческие расходы природного газа.

3. Пример

Используя приведенную математическую модель и метод согласования физических параметров в узлах ГТС, для двух данных потоков природного газа (q^1 , q^2), молярные составы которых $\tilde{X}_i(t) = (x_1, x_2, \dots, x_N)$, $i = \overline{1, n}$ приведены в табл. 1,2, находим молярный компонентный состав $\tilde{X}_j(t) = (x_1, x_2, \dots, x_N)$, $j = \overline{1, r}$ результирующего потока природного газа (q^3), а также физические параметры q^1, q^2 .

Таблица 1. Исходные данные для первого потока

| Наим. комп. | Мол. проц. | Мол. доли, x_i | Мол. масса, M_i (кг/кмоль) | Плотность, $\rho_{с.у.}$ (кг/м ³) | Фактор, $b_i^{0.5}$ |
|-------------|-------------|------------------|------------------------------|---|---------------------|
| Метан | 98,27 22 | 0,982 722 | 16,043 | 0,66692 | 0,04 36 |
| Этан | 0,515 9 | 0,005 159 | 30,07 | 1,25004 | 0,08 94 |
| Пропан | 0,160 7 | 0,001 607 | 44,097 | 1,83315 | 0,12 88 |
| н-Бутан | 0,059 2 | 0,000 592 | 58,123 | 2,41623 | 0,17 83 |
| Азот | 0,885 8 | 0,008 858 | 28,135 | 1,16455 | 0,01 73 |
| Диоксид | 0,066 8 | 0,000 668 | 44,01 | 1,82954 | 0,07 28 |
| Гексан | 0,015 7 | 0,000 157 | 72,15 | 2,99934 | 0,23 45 |
| Гептан | 0,005 5 | 0,000 055 | 86,177 | 3,58246 | 0,28 46 |
| Октан | 0,001 6 | 0,000 016 | 100,20 4 | 4,16558 | 0,35 21 |
| Гелий | 0,000 9 | 0,000 009 | 114,23 1 | 4,74869 | 0,42 78 |
| Итого | 100 | 1 | | | |

Давление – 2,001 МПа, температура – 270 К, расход – 10 млн м³/сут.

Таблица 2. Исходные данные для второго потока

| Наим. компонент | Мол. проц. | Мол. доли, x_i | Мол. масса, M_i , (кг/кмоль) | Плотность $\rho_{с.и}^{0,5}$, (кг/м ³) | Фактор, $b_i^{0,5}$ |
|-----------------|------------|------------------|--------------------------------|---|---------------------|
| Метан | 89,27 | 0,8927 | 16,043 | 0,66692 | 0,0436 |
| Этан | 2,26 | 0,0226 | 30,07 | 1,25004 | 0,0894 |
| Пропан | 1,06 | 0,0106 | 44,097 | 1,83315 | 0,1288 |
| и-Бутан | 0,01 | 0,0001 | 58,123 | 2,41623 | 0,1783 |
| Азот | 0,04 | 0,0004 | 28,135 | 1,16455 | 0,0173 |
| Диоксид | 4,3 | 0,043 | 44,01 | 1,82954 | 0,0728 |
| Сероводород | 3,05 | 0,0305 | 34,082 | 1,41682 | 0,1000 |
| Пропилен | 0,01 | 0,0001 | 42,081 | 1,74935 | 0,1225 |
| Итого | 100 | 1 | | | |

Давление – 2,001 МПа, температура – 323,15 К, расход – 5 млн м³/сут.

Результаты расчетов физических параметров потоков q^1, q^2 приведены в табл. 3.

Таблица 3. Значение физических параметров для входящих потоков

| Физические параметры | q^1 | q^2 |
|---|----------|---------|
| Молярная масса, M_i (кг/кмоль) | 16,324 | 18,4218 |
| Плот. газа в идеальном газовом сост., $\rho_{с.и.i}$ (кг / м ³) | 0,678563 | 0,7658 |
| Фактор сжимаемости при стандартных условиях, $z_{с.i}$ | 0,998074 | 0,9976 |
| Плотность при стандартных условиях, $\rho_{с.i}$ (кг / м ³) | 0,679873 | 0,7675 |
| Кэфф. сжимаемости согласно методу NX19мод [8], Z_i | 0,952 | 0,9853 |
| Плотность при рабочих условиях, ρ (кг / м ³) | 15,313 | 13,955 |
| Массовый расход, m_i (кг / с) | 1772,338 | 807,581 |
| Динамическая вязкость, μ_i (Па с) | 10,1483 | 11,4684 |
| Относительная плотность газа по воздуху, Δ_i | 0,527 | 0,595 |
| Показатель адиабаты, κ_i | 1,31792 | 1,27499 |

Компонентный состав природного газа в узле сети после согласования двух исходных потоков приведен в табл.4.

Таблица 4. Компонентный состав выходящего потока

| Наим. компонент | Мол. проц. | Мол. доли, x_i | Мол. масса, M_i , (кг/кмоль) | Плотность $\rho_{с.и}$, (кг/м ³) |
|-----------------|-------------|------------------|--------------------------------|---|
| Метан | 0,956812396 | 16,043 | 0,66692 | 0,0436 |
| Этан | 0,010175426 | 30,07 | 1,25004 | 0,0894 |
| Пропан | 0,004193608 | 44,097 | 1,83315 | 0,1288 |
| и-Бутан | 0,000421714 | 58,123 | 2,41623 | 0,1783 |
| Азот | 0,006425094 | 28,135 | 1,16455 | 0,0173 |
| Диоксид | 0,012843844 | 44,01 | 1,82954 | 0,0728 |
| и-Пентан | 0,00011184 | 72,15 | 2,99934 | 0,2345 |
| Гексан | 3,91795E-05 | 86,177 | 3,58246 | 0,2846 |
| Гептан | 1,13977E-05 | 100,204 | 4,16558 | 0,3521 |
| Октан | 6,4112E-06 | 114,231 | 4,74869 | 0,4278 |
| Гелий | 0,00011184 | 4,0026 | 0,16639 | 0 |
| и-Бутан | 2,87628E-05 | 58,123 | 2,41623 | 0,1703 |
| Сероводород | 0,008772644 | 34,082 | 1,41682 | 0,1 |
| Пропилен | 2,87628E-05 | 42,081 | 1,74935 | 0,1225 |
| Итого | 1,0000 | | | |

Температура смеси согласно (2): $T = 286,64$ (К) .

Физические параметры природного газа после согласования в 1-м узле представлены в табл.5.

Таблица 5. Значение физических параметров для выходящего потока

| Физические параметры | q^3 |
|---|---------|
| Молярная масса, M_i (кг/кмоль) | 16,9272 |
| Плот. газа в идеальном газовом сост., $\rho_{с.и.i}$ (кг / м ³) | 0,70365 |
| Фактор сжимаемости при стандартных условиях, $z_{с.i}$ | 0,9979 |
| Плотность при стандартных условиях, $\rho_{с.i}$ (кг / м ³) | 0,70513 |
| Кэфф. сжимаемости согласно методу NX19мод [8], Z_i | 0,95855 |
| Плотность при рабочих условиях, ρ (кг / м ³) | 15,061 |
| Массовый расход, m_i (кг / с) | 2579,9 |
| Динамическая вязкость, μ_i (Па с) | 10,3425 |
| Относительная плотность газа по воздуху, Δ_i | 0,547 |
| Показатель адиабаты, κ_i | 1,30487 |

Выводы

Применение разработанной модели и метода позволяет получить точную и достоверную информацию о фактических значениях компонентного состава и ФХП потоков природного газа на выходах ГТС по оперативным данным о компонентном составе и ФХП потоков природного газа на входных объектах ГТС с учетом фактического состояния запорной арматуры и фактического режима работы технологического оборудования линейной части и компрессорных станций ГТС.

Литература: 1. Приказ Министерства топлива и энергетики Украины от 27 декабря 2005 года №618 “Об утверждении Правил учета природного газа во время его транспортировки по газораспределительным сетям, поставки и потребления”. 2. Глазов В.М. Основы физической химии: Учебное пособие для вузов. М.: Высшая шк., 1981. 302 с. 3. Компаниец В.З., Овсяников А.А., Полак Л.С. Химические реакции в турбулентных потоках газа и плазмы. М.:Наука, 1979. 242с. 4. ГОСТ 30319.3-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния, 1996. 28 с. 5.

Тевяшев А.Д., Набатова С.Н. Метод динамического баланса природного газа в газотранспортных системах // Проблемы нефтегазовой промышленности. 2007. № 5. С. 392–398.

Поступила в редколлегию 23.08.2011

Тевяшев Андрей Дмитриевич, академик УНГА, д-р техн. наук, проф., зав. кафедрой прикладной математики ХНУРЭ. Научные интересы: теория стохастических моделей. Увлечения и хобби: теннис, горные лыжи. Адрес: Украина, 61166, Харьков, пр. Ленина, 14, тел. 702-14-36, e-mail: tad45@mail.ru.

Иевлева Светлана Николаевна, доцент кафедры прикладной математики ХНУРЭ. Научные интересы: математическое моделирование. Увлечения и хобби: нумизмат. Адрес: Украина, 61166, Харьков, пр. Ленина, 14, тел. 702-14-36, e-mail: svet_nik@ukr.net.

Пожидаев Михаил Валентинович, начальник отдела метрологии ДК «Укртрансгаз» УМГ «Донбасстрасгаз». Научные интересы: метрология. Увлечения и хобби: футбол, лыжный спорт. Адрес: Украина, 83052, Донецк, ул. Ильича, 100а, тел. 8(062334)-96-53.