

**А. И. БЫКОВ**, ведущий инженер службы пожарной безопасности, ООО “Газпром трансгаз Ухта” (Россия, Республика Коми, 169300, г. Ухта, просп. Ленина, 39/2; e-mail: abykov@sgp.gazprom.ru)

УДК 614.84;658.382

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРЕДНЕЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ГАЗА НА АВАРИЙНОМ УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Показано, что строгое определение массы газа, находившейся на аварийном участке газопровода до аварии, требует такого же строгого обоснования средней температуры газа на рассматриваемом аварийном участке газопровода. Вычисление средней температуры зависит от ряда параметров, характеризующих состояние газа в условиях его транспортировки и разрыва трубопровода. Существующие методики достаточно сложны и не всегда доступны для текущих инженерных расчетов без специальных программных продуктов. Дано обоснование методики расчета средней температуры газа на примере аварийного разрыва линейной части магистрального газопровода.

**Ключевые слова:** магистральный газопровод; аварийный участок; масса газа; средняя температура газа; удельная теплоемкость природного газа; коэффициент теплопередачи от газа к грунту.

Расчет массы газа  $M_r$  (кг) на аварийных участках магистрального газопровода выполняют по формуле, основанной на уравнении Менделеева – Клапейрона [1]:

$$M_r = VP_{cp} / (R_r T_{cp} K_{сж}), \quad (1)$$

где  $V$  — объем газа, заключенного в рассматриваемом участке газопровода до аварии,  $m^3$ ;

$P_{cp}$  — среднее давление газа на рассматриваемом участке, Па;

$R_r$  — удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К);

$R_r = R/m_r$ ;

$R$  — универсальная газовая постоянная;

$R = 8314$  Дж/(моль·К);

$m_r$  — молярная масса газа, определяемая по атомным массам элементов, входящих в его состав, кг/моль;

$T_{cp}$  — средняя температура газа на рассматриваемом аварийном участке, К;

$K_{сж}$  — коэффициент сжимаемости.

Строгий подход к определению массы газа  $M_r$  по формуле (1) требует строгого обоснования подходов к определению и средней температуры газа  $T_{cp}$  на аварийных участках газопровода. Решению этой задачи и посвящается настоящая статья.

Обоснование методики выполняется с учетом рекомендаций, изложенных в СТО Газпром 2-2.3-351–2009 [2]. В качестве примера используется расчетная схема, представленная на рисунке. При этом предполагается, что аварийный разрыв магистрального газопровода возникает в середине выбранного участка между двумя соседними компрессорными станциями КС1 и КС2 и образуются два аварийных

участка: 1-й — от КС1 до точки разрыва А; 2-й — от точки разрыва А до КС2. Линейные размеры этих участков указаны на рисунке.

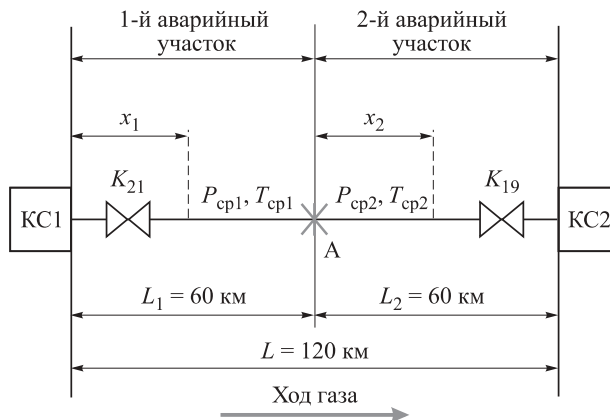
Для расчета взяты следующие исходные данные:

- горючее вещество — природный газ состава: метан  $CH_4$  — 98,5 %; диоксид углерода  $CO_2$  — 0,5 %; азот  $N_2$  — 1,0 %;
- наружный диаметр газопровода  $d_n = 1,420$  м;
- давление нагнетания  $P_{наг} = 7,5$  МПа;
- температура газа на входе  $T_n = 283,15$  К (10 °С);
- температура грунта  $T_{гр} = 278,15$  К (5 °С).

В соответствии с методическими указаниями [2] параметр  $T_{cp}$  рекомендуется определять по формуле

$$T_{cp} = T_k + (T_n - T_k) \frac{L - x}{L}, \quad (2)$$

где  $T_n$ ,  $T_k$  — температура газа соответственно в начале и конце аварийного участка, К;



Пример расчетной схемы: А — точка разрыва газопровода

$L$  — расстояние между компрессорными станциями, км;

$x$  — длина рассматриваемого аварийного участка до его середины, км.

Однако методика расчета температуры газа в конце участка  $T_k$  в [2] не приводится. В действующих нормативных документах (ГОСТ Р 12.3.047–2012 [3], приказы МЧС № 404 и 649 [4], РД 03-409–01 [5] и др.), регламентирующих оценку безопасности производственных объектов, оперирующих с горючими и взрывоопасными веществами, также отсутствуют указания о способах расчета этого параметра. Тем не менее температуру газа в конце аварийного участка можно вычислить по формуле, рекомендованной в [6]:

$$t_k = t_{гр} + \exp \left[ \frac{(t_n - t_{гр}) Q \Delta C_p \cdot 10^6}{62,6 K_T d_n L} \right], \quad (3)$$

где  $t_k$  — температура газа в конце рассматриваемого участка газопровода, °С, при известных значениях начальной температуры потока  $t_n$  (°С) и температуры грунта  $t_{гр}$  (°С);

$Q$  — суточная производительность газопровода, млн. м<sup>3</sup>/сут;

$\Delta$  — относительная плотность природного газа;

$C_p$  — удельная теплоемкость природного газа при постоянном давлении, ккал/(кг·°С);

$K_T$  — коэффициент теплопередачи от газа в окружающую среду, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С);

$d_n$  — наружный диаметр трубы газопровода, мм.

После преобразования и приведения к системе СИ это выражение примет следующий вид:

$$T_k = T_{гр} + \exp \left[ 0,0216 \frac{(T_n - T_{гр}) Q_c \Delta C_p}{K_T d_n L} \right], \quad (4)$$

где  $T_{гр}$  — температура грунта, К;

$Q_c$  — массовая производительность газопровода в единицу времени, кг/с;

$C_p$  — удельная теплоемкость природного газа при постоянном давлении, Дж/(кг·К);

$L$  — длина рассматриваемого участка, м;

$K_T$  — коэффициент теплопередачи от газа к грунту, Вт/(м<sup>2</sup>·К).

Начальная температура газа  $T_n$  и температура грунта  $T_{гр}$  — величины, фактически измеряемые. Для дальнейших рассуждений принимаем:  $T_n = 283,15$  К (10 °С);  $T_{гр} = 278,15$  К (5 °С).

Остаются неизвестными параметры  $C_p$ ,  $K_T$ ,  $\Delta$  и  $Q_c$ .

Удельная теплоемкость  $C_p$  для природного газа может быть определена по известной формуле [7]:

$$C_p = k R_T / (k - 1), \quad (5)$$

где  $k$  — показатель адиабаты; для чистого метана  $CH_4$  можно принимать  $k = 1,315$ , поскольку содержа-

ние этого компонента в природном газе превышает 98 %;

$R_T$  — удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К); для метана

$$R_{г(CH_4)} = \frac{R}{m_{CH_4}} = \frac{8314}{16,043} = 518,23 \text{ Дж/(кг·К)}; \quad (6)$$

$m_{CH_4}$  — молярная масса метана, которая складывается из атомных масс элементов, входящих в его состав ( $C = 12,011$ ;  $H = 1,008$ ):

$$m_{CH_4} = 12,011 + 1,008 \cdot 4 = 16,043 \text{ кг/моль}. \quad (7)$$

Тогда расчетное значение удельной теплоемкости метана составит:

$$C_{p(CH_4)} = \frac{1,315 \cdot 518,23}{1,315 - 1} = 2163 \text{ Дж/(кг·К)}. \quad (8)$$

Сравнение расчетного значения удельной теплоемкости метана с табличным, равным 2226 Дж/(кг·К) [8], показывает, что погрешность расчета не превышает 3 %.

Для природного газа в соответствии с ГОСТ 30319.1–96 [9] показатель адиабаты определяют по усовершенствованной формуле Кобза:

$$k = 1,556(1 + 0,074x_n) - 3,9 \cdot 10^{-4} T_c (1 - 0,68x_n) - 0,208\rho_c + \left( \frac{P_c}{T_c} \right)^{1,43} \left[ 384(1 - x_n) \left( \frac{P_c}{T_c} \right)^{0,8} + 26,4x_n \right], \quad (9)$$

где  $x_n$  — долевое содержание примесей в природном газе;

$\rho_c$  — плотность газа при стандартных условиях (давление  $P_c = 0,1013 \cdot 10^6$  Па и температура  $T_c = 293,15$  К (20 °С)), кг/м<sup>3</sup>.

Проанализируем формулу (9). Если положить здесь  $x_n = 0$ , то можно вычислить показатель адиабаты для чистого метана  $k_{CH_4}$ , стандартная плотность  $\rho_{c(CH_4)}$  которого может быть определена в соответствии с [9] по формуле

$$\rho_{c(CH_4)} = m_{CH_4} \frac{P_c}{R T_c Z_c}, \quad (10)$$

где  $Z_c$  — фактор сжимаемости, который для природного газа в соответствии с [9] определяется из выражения

$$Z_{c(пр)} = 1 - \left[ 0,0458 \sum_i (k_i x_i) - 0,0022 + 0,0195x_{N_2} + 0,075x_{CO_2} \right]^2, \quad (11)$$

где  $k_i$  — количество атомов углерода в  $i$ -м углеводородном компоненте природного газа;

$x_i$  — доля компонента в смеси;

$x_{N_2}$ ,  $x_{CO_2}$  — доли примесей азота и диоксида углерода в составе природного газа.

В нашем случае количество атомов углерода  $C$   $k_C$  в составе углеродного компонента  $CH_4$  равно 1. Доли компонентов в природном газе составляют: метана —  $x_{CH_4} = 0,985$ ; азота —  $x_{N_2} = 0,01$ ; диоксида углерода —  $x_{CO_2} = 0,005$ . Подставив эти значения в (8), получим:

$$Z_{c(пр)} = 1 - [0,0458 \cdot 1 \cdot 0,985 - 0,0022 + 0,0195 \cdot 0,01 + 0,075 \cdot 0,005]^2 = 0,9981.$$

Тогда стандартная плотность  $\rho_{c(CH_4)}$  чистого метана составит:

$$\rho_{c(CH_4)} = \frac{16,043 \cdot 0,1013 \cdot 10^6}{8314 \cdot 293,15 \cdot 0,9981} = 0,668 \text{ кг/м}^3.$$

В этом случае показатель адиабаты для чистого метана будет иметь значение:

$$k_{CH_4} = 1,556 (1 + 0,074 \cdot 0) - 3,9 \cdot 10^{-4} \times 293,15(1 - 0,68 \cdot 0) - 0,208 \cdot 0,668 + (0,1013/293,15)^{1,43} \cdot [384 \cdot (1 - 0) \times (0,1013/293,15)^{0,8} + 26,4 \cdot 0] = 1,303,$$

где значение  $P_c$  подставляется в МПа;  $P_c = 0,1013$  МПа.

Для рассматриваемого природного газа, содержащего 1,0 %  $N_2$  и 0,5 %  $CO_2$  ( $x_n = 1,5$  %), молярную массу  $m_{пр}$  рассчитывают по формуле

$$m_{пр} = m_{CH_4} x_{CH_4} + m_{CO_2} x_{CO_2} + m_{N_2} x_{N_2}, \quad (12)$$

где  $m_{CO_2}$ ,  $m_{N_2}$  — молярные массы соответственно диоксида углерода и азота, кг/моль.

По аналогии с (7) рассчитаем  $m_{CO_2}$  и  $m_{N_2}$ :

$$m_{CO_2} = 12,011 + 16,0 \cdot 2 = 44,011 \text{ кг/моль};$$

$$m_{N_2} = 12,001 \cdot 2 = 28,002 \text{ кг/моль}.$$

Подставив полученные значения в (12), с учетом долевого содержания элементов получим:

$$m_{пр} = 16,043 \cdot 0,985 + 44,011 \cdot 0,005 + 28,002 \cdot 0,01 = 16,302 \text{ кг/моль}.$$

При этом стандартная плотность природного газа по аналогии с (10) составит:

$$\rho_{c(пр)} = m_{пр} \frac{P_c}{R T_c Z_c} = 16,302 \frac{0,1013 \cdot 10^6}{8314 \cdot 293,15 \cdot 0,9981} = 0,679 \text{ кг/м}^3. \quad (13)$$

Тогда показатель адиабаты для природного газа в соответствии с (9) будет иметь значение:

$$k_{пр} = 1,556 \cdot (1 + 0,074 \cdot 0,015) - 3,9 \cdot 10^{-4} \cdot 283,15 \times (1 - 0,68 \cdot 0,015) - 0,208 \cdot 0,679 + \left( \frac{6,54 \div 6,28}{283,15} \right)^{1,43} \times \left[ 384 \cdot (1 - 0,015) \cdot \left( \frac{6,54 \div 6,28}{283,15} \right)^{0,8} + 26,4 \cdot 0,015 \right] = 1,394 \div 1,386 \approx 1,385.$$

Как видно, табличное и расчетное значения показателей адиабаты для метана  $CH_4$  являются близкими (погрешность 0,9 %), а величина показателя адиабаты для природного газа находится под явным влиянием содержания примесей (погрешность 5,3 %).

Тогда удельная теплоемкость составит:

- для метана

$$C_{p(CH_4)} = \frac{1,303 \cdot 518,23}{1,303 - 1} = 2228,56 \text{ Дж/(кг·К)};$$

- для природного газа

$$C_{p(пр)} = \frac{1,385 \cdot 510}{1,385 - 1} = 1834,66 \text{ Дж/(кг·К)}.$$

Удельная газовая постоянная для природного газа  $R_{г(пр)}$  составит:

$$R_{г(пр)} = \frac{R}{m_{пр}} = \frac{8314}{16,302} = 510 \text{ Дж/(кг·К)}.$$

Расчетное значение удельной теплоемкости для метана  $C_{p(CH_4)}^{расч} = 2228,56 \text{ Дж/(кг·К)}$ , полученное по формуле (5), практически соответствует (погрешность 0,11 %) его табличному значению  $C_{p(CH_4)}^{табл} = 2226 \text{ Дж/(кг·К)}$  при условиях, близких к стандартным ( $T_c = 300 \text{ К}$  ( $27 \text{ }^\circ\text{C}$ ),  $P_c = 0,1013 \text{ МПа}$ ) [10], но заметно отличается от расчетного значения удельной теплоемкости природного газа  $C_{p(пр)}^{расч}$ , вычисленного также по формуле (5). Это объясняется тем, что с понижением температуры теплоемкость вещества уменьшается [7]. Кроме того, примеси азота  $N_2$  и диоксида углерода  $CO_2$  имеют кратно меньшую теплоемкость ( $C_{p(N_2)} = 1021 \text{ Дж/(кг·К)}$  и  $C_{p(CO_2)} = 808 \text{ Дж/(кг·К)}$ ), чем теплоемкость метана, равная  $2228,56 \text{ Дж/(кг·К)}$ , что также влияет на снижение теплоемкости природного газа — метана  $CH_4$  с примесями  $N_2$  и  $CO_2$ .

Таким образом, при расчетах, связанных с использованием показателей адиабаты и удельной теплоемкости, не следует применительно к природному газу использовать табличные значения этих показателей для метана на том основании, что 98 %-ное содержание последнего в природном газе полностью определяет свойства газовой смеси.

Другой метод расчета удельной теплоемкости природного газа для магистральных газопроводов, рекомендованный в нормах технологического проектирования ОНТП 51-1-85 [11], основан на статистической формуле

$$C_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} + 1,96 \cdot 10^6 \frac{P - 0,1}{T^3}, \quad (14)$$

где  $T$ ,  $P$  — абсолютные значения средней температуры  $T_{cp}$  и среднего давления  $P_{cp}$  газа в газопроводе.

Однако на этом этапе расчетов метод, изложенный в [11], строго говоря, использовать недопустимо, так как формула (15) содержит параметр  $T_{cp}$ , а вычисления  $C_{p(гр)}$  предпринимаются как раз для определения этого параметра как температурной характеристики природного газа на рассматриваемом участке газопровода.

Таким образом, при вычислении удельной теплоемкости  $C_{p(гр)}$  и адиабаты  $k_{гр}$  для природного газа следует руководствоваться выражениями (5) и (9).

**Коэффициент теплопередачи  $K_T$**  ( $Вт/(м^2 \cdot К)$ ) от газа к грунту определяется в соответствии с рекомендациями ОНТП 51-1-85 [11]:

$$K_T = \left( R_{из} + \frac{1}{\alpha_{гр}} \right)^{-1}, \quad (15)$$

где  $R_{из}$  — термическое сопротивление изоляции трубопровода,  $К/Вт$ ;

$\alpha_{гр}$  — коэффициент теплоотдачи от трубопровода в грунт,  $Вт/(м^2 \cdot К)$ ;

$$\alpha_{гр} = \frac{\lambda_{гр}}{C_3 d_n} \left[ 0,65 + \left( \frac{C_3 d_n}{h_{о3}} \right)^2 \right]; \quad (16)$$

$\lambda_{гр}$  — коэффициент теплопроводности грунта,  $Вт/(м \cdot К)$ ;

$C_3$  — коэффициент при расчете в системе СИ;  $C_3 = 1$ ;

$h_{о3}$  — эквивалентная глубина заложения трубопровода, м;

$$h_{о3} = h_o + \lambda_{гр} \left( \frac{1}{\alpha_v} + \frac{\delta_{сп}}{\lambda_{сп}} \right); \quad (17)$$

$h_o$  — глубина заложения оси трубопровода от поверхности грунта, м;

$\alpha_v$  — коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу,  $Вт/(м^2 \cdot К)$ ;

$\delta_{сп}$  — толщина снежного покрова, м;

$\lambda_{сп}$  — коэффициент теплопроводности снежного покрова,  $Вт/(м \cdot К)$ .

Глубина заложения оси трубопровода определяется в соответствии с проектной документацией. Для расчета принимается  $h_o = 2$  м. Коэффициент теплопроводности грунта  $\lambda_{гр}$  определяется инструментально или по таблицам. Для удобства таблич-

**Таблица 1.** Коэффициент теплопроводности грунтов в зависимости от степени увлажненности

| Вид грунта      | Коэффициент теплопроводности грунта $\lambda_{гр}$ , $Вт/(м \cdot К)$ |          |                  |
|-----------------|---|----------|------------------|
|                 | сухого  | влажного | влагонасыщенного |
| Песок, супесь   | 1,10  | 1,92     | 2,44             |
| Глина, суглинок | 1,74  | 2,56     | 2,67             |
| Гравий, щебень  | 2,03  | 2,73     | 3,47             |

ные значения коэффициентов теплопроводности обобщенного ассортимента грунтов представлены в табл. 1, заимствованной из работы [12].

Для расчета принимается табличное значение  $\lambda_{гр}$ , равное 2,56  $Вт/(м \cdot К)$ , что соответствует значению для суглинка влажного. Коэффициент теплоотдачи от поверхности грунта в атмосферу вычисляется по формуле [11, 13]:

$$\alpha_v = m_1 + m_2 v, \quad (18)$$

где  $m_1, m_2$  — эмпирические коэффициенты при расчете в системе СИ;  $m_1 = 6,2, m_2 = 4,2$ ;

$v$  — скорость ветра, м/с; выбирается по климатическим справочникам.

Для удобства работы средняя скорость ветра  $v_{cp}$  для некоторых регионов Российской Федерации приведена в табл. 2 [14].

Для регионов Среднего Урала европейской части России (Республика Коми) средняя скорость ветра составляет 3,0 м/с. Тогда

$$\alpha_v = 6,2 + 4,2 \cdot 3,0 = 18,8 \text{ Вт}/(м^2 \cdot К).$$

**Таблица 2.** Средняя скорость  $v_{cp}$  ветра для некоторых регионов РФ [14]

| Регион                   | $v_{cp}$ , м/с |
|--------------------------|----------------|
| Амурская обл.            | 1,2–3,2        |
| Архангельская обл.       | 3,1–7,8        |
| Астраханская обл.        | 4,6–4,7        |
| Республика Башкортостан  | 3,5–4,3        |
| Волгоградская обл.       | 4,1–5,2        |
| Вологодская обл.         | 3,3–5,1        |
| Нижегородская обл.       | 3,4–4,7        |
| Иркутская обл.           | 1,7–3,6        |
| Калининградская обл.     | 4,5–4,7        |
| Камчатский край          | 1,6–10,0       |
| Карельская обл.          | 3,2–5,1        |
| Кемеровская обл.         | 1,5–4,9        |
| Республика Коми          | 2,3–4,9        |
| Краснодарский край       | 3,0–6,3        |
| Красноярский край        | 1,1–7,5        |
| Магаданская обл.         | 1,7–8,6        |
| Мурманская обл.          | 3,0–6,3        |
| Пермский край            | 3,1–4,2        |
| Сахалинская обл.         | 3,7–9,3        |
| Свердловская обл.        | 3,9–4,0        |
| Томская обл.             | 3,5–4,7        |
| Тюменская обл.           | 3,5–7,0        |
| Хабаровский край         | 1,5–6,3        |
| Республика Якутия (Саха) | 0,9–5,1        |

Толщина снежного покрова  $\delta_{\text{сп}}$  находится также по климатическим справочникам и для европейской зоны Среднего Урала составляет 1,01 м [15].

Коэффициент теплопроводности снежного покрова  $\lambda_{\text{сп}}$  определяется в зависимости от его толщины  $\delta_{\text{сп}}$  и плотности снега  $\rho_{\text{сн}}$  [12] по формулам:

- Абельса при  $\rho_{\text{сн}} \leq 350 \text{ кг/м}^3$ :

$$\lambda_{\text{сп}} = 2,85 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{сн}}^2; \quad (19)$$

- Кондратьевой при  $\rho_{\text{сн}} > 350 \text{ кг/м}^3$ :

$$\lambda_{\text{сп}} = 3,56 \cdot 10^{-6} \rho_{\text{сн}}^2, \quad (20)$$

где  $\rho_{\text{сн}}$  — плотность снега, определяемая по формуле Абе:

$$\rho_{\text{сн}} = a \cdot 10^{bz}; \quad (21)$$

$a, b$  — константы;  $a = 185,4$ ;  $b = 0,545$ ;

$z$  — глубина точки расчета от поверхности снега, м.

Для определения среднего значения плотности  $\rho_{\text{сн(ср)}}$  снежного покрова примем, что глубина точки расчета  $z_{\text{ср}}$  находится в середине толщины снежного покрова:

$$z_{\text{ср}} = \delta_{\text{сп}}/2 = 1,01/2 = 0,505 \text{ м.}$$

Тогда среднее значение плотности снежного покрова

$$\rho_{\text{сн(ср)}} = 185,4 \cdot 10^{0,545 \cdot 0,505} = 349,41 \text{ кг/м}^3.$$

Теперь можно определить коэффициент теплопроводности снежного покрова при  $\rho_{\text{сн}} < 350 \text{ кг/м}^3$ :

$$\lambda_{\text{сп}} = 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 349,41^2 = 0,348 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}.$$

Подставив полученные значения в (17), определим эквивалентную глубину заложения оси трубопровода:

$$h_{\text{оэ}} = 2 + 2,56 \left( \frac{1}{18,8} + \frac{1,01}{0,348} \right) = 9,566 \text{ м.}$$

Подставив этот результат в (16), получим:

$$\alpha_{\text{гр}} = \frac{2,56}{1,42} \left[ 0,65 + \left( \frac{1,42}{9,566} \right)^2 \right] = 1,212 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

Термическое сопротивление изоляции трубопровода  $R_{\text{из}}$  (К/Вт) определяется в соответствии с [11] по формуле

$$R_{\text{из}} = \frac{m d_{\text{н}}}{2 \lambda_{\text{из}}} \ln \frac{d_{\text{из}}}{d_{\text{н}}}, \quad (22)$$

где  $m = 1$ , если используется система СИ;

$\lambda_{\text{из}}$  — коэффициент теплопроводности изоляции трубопровода, Вт/(м·К);

$d_{\text{из}}$  — наружный диаметр трубопровода с изоляцией, м.

Рассмотрим трубопровод, состоящий из труб с заводским полимерным покрытием толщиной  $\delta_{\text{п}} =$

$= 0,006 \text{ м}$  и с коэффициентом теплопроводности  $\lambda_{\text{из}} = 0,384 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$ . Тогда

$$R_{\text{из}} = \frac{1,420}{2 \cdot 0,384} \ln \frac{1,420 + 2 \cdot 0,006}{1,420} = 0,0156 \text{ К/Вт.}$$

Подставив это значение в (15), получим коэффициент теплопередачи от потока газа к грунту:

$$K_{\text{т}} = \left( 0,0156 + \frac{1}{1,212} \right)^{-1} = 1,19 \text{ Вт/(м}^2 \cdot \text{К)}.$$

**Относительная плотность газа  $\Delta$**  определяется как отношение плотностей природного газа  $\rho_{\text{пр(г)}}$  и воздуха  $\rho_{\text{в(г)}}$  при стандартных условиях:

$$\Delta = \rho_{\text{пр(г)}} / \rho_{\text{в(г)}}. \quad (23)$$

Величина  $\rho_{\text{в(г)}}$  является табличной и составляет  $\rho_{\text{в(г)}} = 1,206 \text{ кг/м}^3$ . Значение  $\rho_{\text{пр(г)}}$  определено ранее по формуле (13):  $\rho_{\text{пр(г)}} = 0,679 \text{ кг/м}^3$ . Тогда

$$\Delta = 0,679/1,206 = 0,563.$$

**Массовая производительность газопровода  $Q_c$**  определяется из его годовой производительности  $Q_{\text{год}}$ , которую можно рассчитать по формуле (12.6) из [11]. Однако поскольку такие расчеты уже сделаны в работе В. Д. Белицкого [16], для определения годовой производительности можно воспользоваться данными табл. 3.

Как видно из табл. 3, при  $P_{\text{наг}} = 7,5 \text{ МПа}$ ,  $P_{\text{вс}} = 5,1 \text{ МПа}$  и  $D_y = 1400 \text{ мм}$  годовая производительность  $Q_{\text{год}}$  составляет 28,4–34,7 млрд. м<sup>3</sup>/год.

Массовый расход в единицу времени определится из выражения

$$Q_c = Q_{\text{год}} \rho_{\text{г(н)}} / t_{\text{п}}, \quad (24)$$

где  $\rho_{\text{г(н)}}$  — плотность природного газа при нормальных условиях ( $P_{\text{н}} = 0,1013 \text{ МПа}$ ,  $T_{\text{н}} = 273,15 \text{ К}$ );  $t_{\text{п}}$  — поправочный временной коэффициент;  $t_{\text{п}} = 31,536 \cdot 10^6$ ;

$$\frac{\rho_{\text{г(н)}}}{\rho_{\text{г(с)}}} = \frac{T_{\text{с}}}{T_{\text{н}}}. \quad (25)$$

**Таблица 3.** Годовая производительность  $Q_{\text{год}}$ , млрд. м<sup>3</sup>, магистрального газопровода по В. Д. Белицкому [16]

| Условный диаметр $D_y$ , мм | Параметры нагнетания  |   |
|-----------------------------|---|---|
|                             | $P_{\text{наг}} = 5,5 \text{ МПа}$ ,<br>$P_{\text{вс}} = 3,8 \text{ МПа}$ | $P_{\text{наг}} = 7,5 \text{ МПа}$ ,<br>$P_{\text{вс}} = 5,1 \text{ МПа}$ |
| 500                         | 1,6–2,0   | 2,2–2,7   |
| 600                         | 2,6–3,2   | 3,4–4,1   |
| 700                         | 3,8–4,5   | 4,9–6,0   |
| 800                         | 5,2–6,4   | 6,9–8,4   |
| 1000                        | 9,2–11,2  | 12,1–14,8   |
| 1200                        | 14,6–17,8   | 19,3–23,5   |
| 1400                        | 21,5–26,4   | 28,4–34,7   |

Отсюда

$$\rho_{г(н)} = \rho_{г(с)} \left( \frac{T_c}{T_H} \right) = 0,679 \cdot \frac{293,15}{273,15} = 0,729 \text{ кг/м}^3. \quad (26)$$

В этом случае массовый расход газа составит:

$$Q_c = (28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 \cdot 0,729 / (31,536 \cdot 10^6) = \\ = (656,51 \div 802,14) \text{ кг/с.}$$

**Средняя температура газа** определяется для каждого аварийного участка в следующем порядке.

Подставив значения  $C_p$ ,  $K_T$ ,  $\Delta$  и  $Q_c$  в формулу (4), вычислим температуру газа  $T_{к1}$  в конце 1-го аварийного участка:

$$T_{к1} = 278,15 + \\ + \exp \left[ 0,0216 \cdot \frac{(283,15 - 278,15)(656,51 \div 802,14)}{1,19 \cdot 1,420 \cdot 60 \cdot 10^3} \times \right. \\ \left. \times 0,563 \cdot 1834,66 \right] = 280,21 \div 280,57 \approx \\ \approx 280,39 \text{ К (7,24 } ^\circ\text{C}).$$

Тогда средняя температура  $T_{ср1}$  для 1-го аварийного участка в соответствии с формулой (2) составит:

$$T_{ср1} = 280,39 + (283,15 - 280,39) \frac{60 - 30}{60} = \\ = 281,77 \text{ К (8,6 } ^\circ\text{C}).$$

Средняя температура на 2-м аварийном участке определяется из выражения

$$T_{ср2} = T_{к2} + (T_{к1} - T_{к2}) \frac{L_2 - x_2}{L_2},$$

где  $L_1$ ,  $L_2$ ,  $x_2$  — расстояния, км;

$T_{к2}$  — температура газа в конце 2-го аварийного участка;

$$T_{к2} = T_{гр} + \exp \left[ 0,0216 \frac{(T_{к1} - T_{гр}) Q_c \Delta C_p}{K_T d_H L_2} \right]. \quad (28)$$

Подставив полученные данные в формулу (28), получим:

$$T_{к2} = 278,15 + \exp \left[ 0,0216 \cdot \frac{(280,39 - 278,15)}{1,19 \cdot 1,420 \cdot 60 \cdot 10^3} \times \right. \\ \left. \times (656,51 \div 802,14) \cdot 0,563 \cdot 1834,66 \right] = \\ = 279,53 \div 279,63 = 279,58 \text{ К (6,41 } ^\circ\text{C}).$$

В этом случае средняя температура  $T_{ср2}$  для 2-го аварийного участка составит:

$$T_{ср2} = 279,58 + (280,39 - 279,58) \cdot \frac{60 - 30}{60} = \\ = 279,91 \text{ К (6,76 } ^\circ\text{C}).$$

Параметры  $T_{ср1}$  и  $T_{ср2}$  предназначены для определения массы газа, находящегося в газопроводе фиксированной длины (между КС или между линейными кранами) до его аварийного разрыва.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Стромберг А. Г., Семченко Д. П.* Физическая химия : учебник для хим. специальностей вузов / Под ред. А. Г. Стромберга. — 7-е изд. стер. — М. : Высшая школа, 2009. — 527 с.
2. *СТО Газпром 2-2.3-351–2009.* Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». — М. : ОАО Газпром, 2009. — 377 с.
3. *ГОСТ Р 12.3.047–2012.* ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. — Введ. 27.12.2012. URL : <http://vsegost.com/Catalog/54/54765.shtml> (дата обращения: 24.12.2014).
4. *Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах :* приложение к приказу МЧС РФ от 10.07.2009 № 404 (с изм. : приказ МЧС РФ от 14.12.2010 № 649). URL : <http://www.consultant.ru> (дата обращения: 24.12.2014).
5. *РД 03-409–01.* Методика оценки последствий аварийных взрывов топливоздушных смесей (с изм. и доп.) : постановление Госгортехнадзора РФ от 26.06.2001 № 25; введ. 26.06.2001. — М. : НТЦ «Промышленная безопасность», 2001. — 24 с.
6. *Котляр И. Я., Пиляк В. М.* Эксплуатация магистральных газопроводов. — Л. : Недра, 1971. — 248 с.
7. *Сапожников С. З., Китанин Э. Л.* Техническая термодинамика и теплопередача : учебник для вузов. — СПб. : СПГТУ, 1999. — 319 с.
8. *Кикоин И. К.* Таблицы физических величин. — М. : Атомиздат, 1976. — 1008 с.
9. *ГОСТ 30319.1–96.* Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки. — Введ. 01.07.1997. — Минск : Госстандарт РФ, 1996. — 20 с.

10. Инженерный справочник. Химический справочник. URL : <http://www.DPVA.info> (дата обращения: 05.12.2014).
11. ОНТП 51-1–85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы : приказ Минпрома СССР от 29.10.85 № 255; введ. 01.01.1986. — М. : Мингазпром, 1986. — 101 с.
12. Таблица коэффициентов теплопроводности грунтов в зависимости от степени увлажнения // Экологические системы : электронный журнал энергосервисной компании. — Март 2002. — № 3. URL : [http://esco-ecosys.narod.ru/2002\\_3/art32.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2002_3/art32.htm) (дата обращения: 05.12.2014).
13. Бухмиров В. В. Расчет коэффициента теплоотдачи : учебное пособие для вузов. — Иваново : Ивановский гос. энергетический ун-т, 2007. — 78 с.
14. Таблица средней скорости ветра регионов РФ. URL : [enargo.ru/alter-energy-wind-ru.php](http://enargo.ru/alter-energy-wind-ru.php) (дата обращения: 05.12.2014).
15. Гавришев А. Н. Климат городов России. URL : <http://www.atlas-yakutia.ru> (дата обращения: 05.12.2014).
16. Белицкий В. Д., Ломов С. М. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов. — Омск : ОмГТУ, 2011. — 62 с.

Материал поступил в редакцию 21 января 2015 г.

English

## DETERMINATION OF THE AVERAGE GAS TEMPERATURE IN THE EMERGENCY SECTION OF THE MAIN PIPELINE

**ВЫКОВ А. И.**, Leading Engineer of Fire Safety Service, LLC "Gazprom transgaz Ukhta" (Lenina Avenue, 39/2, Ukhta, 169300, Komi Republic, Russian Federation; e-mail address: [abykov@sgp.gazprom.ru](mailto:abykov@sgp.gazprom.ru))

### ABSTRACT

Parameter average temperature  $T_{cp}$  is necessary, for example, to estimate the mass of natural gas involved in the formation of a fiery torch in case of emergency destruction of the main pipeline. However, the methodology for a systematic calculation of this parameter in the current methodological and normative documents, the author has not found.

Despite the apparent simplicity of the problem, the analysis showed that the parameter of  $T_{cp}$  depends primarily on the calculation of the parameter of the gas temperature  $T_k$  at the end of the emergency section of the pipeline, which, in turn, depends on the mass performance of the  $Q_c$  pipeline, specific heat of natural gas  $C_p$ , the relative density of natural gas  $\Delta$ , the length of the section of the pipeline  $L$ , the outer diameter of the pipe  $d_n$ , the heat transfer coefficient  $K_t$  and more than two dozen parameters that characterize the state of a gas in terms of its transport and depressurization of the pipeline. Calculations of the number of parameters regulated in several regulatory documents, which introduces uncertainty in the choice of the calculation scheme and is accompanied by the production of different calculation results.

Calculations of other parameters recommended by the standard methods are complex, three-dimensional routine, require access to specialized software products that are not available in the current engineering activities.

To clarify these discrepancies, the rationale for the recommended design solutions and adapting them in a simple, systematic methodology for calculating the average temperature in different parts of the main pipeline the subject of this article.

**Keywords:** emergency section of the main pipeline; mass of gas; average temperature gas; specific heat of natural gas; heat transfer coefficient from the gas to the ground.

### REFERENCES

1. Stromberg A. G., Semchenko D. P. *Fizicheskaya khimiya* [Physical chemistry]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2009. 527 p.

2. *Standard of organization Gazprom 2-2.3-351–2009. Guidelines for conducting risk analysis of hazardous production facilities gas transmission companies of JSC “Gazprom”*. Moscow, JSC Gazprom Publ., 2009. 377 p. (in Russian).
3. *State standard 12.3.047–2012. Fire safety of technological processes. General requirements. Methods of control*. Available at: <http://vsegost.com/Catalog/54/54765.shtml> (Accessed 24 December 2014) (in Russian).
4. The methodology for determining the estimated values of fire risk at the production facilities. Annex to order of Emercom of Russia No. 404 on 10.07.2009. Available at: <http://www.consultant.ru> (Accessed 24 December 2014) (in Russian).
5. *Guidance document 03-409–01. A method of estimating the effects of accidental explosions of fuel-air mixtures*. Moscow, NTTs Promyshlennaya bezopasnost Publ., 2001. 24 p. (in Russian).
6. Kotlyar I. Ya., Pilyak V. M. *Ekspluatatsiya magistralnykh gazoprovodov* [The operation of gas pipelines]. Leningrad, Nedra Publ., 1971. 248 p.
7. Sapozhnikov S. Z., Kitanin E. L. *Tekhnicheskaya termodinamika i teploperedacha* [Technical thermodynamics and heat transfer]. Saint Petersburg, Saint Petersburg Polytechnic University Publ., 1999. 319 p.
8. Kikoin I. K. *Tablitsy fizicheskikh velichin* [Tables of physical quantities]. Moscow, Atomizdat Publ., 1976. 1008 p.
9. *State standard 30319.1–96. Gas natural. Methods of calculation of physical properties*. Minsk, Federal Agency on Technical Regulating and Metrology Publ., 1996. 20 p. (in Russian).
10. *Inzhenernyy spravochnik. Khimicheskiy spravochnik* [Engineering Handbook. Chemical Handbook]. Available at: <http://www.DPVA.info> (Accessed 5 December 2014).
11. *All-Union standards for technological design 51-1–85. Trunk pipelines. Part 1. Gaspipelines*. Order of the Ministry of Industry of the USSR No. 255 on 29.10.85. Moscow, Mingazprom Publ., 1986. 101 p. (in Russian).
12. *Tablitsa koefitsientov teploprovodnosti gruntov v zavisimosti ot stepeni uvlazhneniya* [Table of thermal conductivity of soil, depending on the degree of hydration]. *Elektronnyy zhurnal energoservisnoy kompanii “Ekologicheskiye sistemy”* [Electronic journal of energy service company “Ecological systems”], March 2002, no. 3. Available at: [http://esco-ecosys.narod.ru/2002\\_3/art32.htm](http://esco-ecosys.narod.ru/2002_3/art32.htm) (Accessed 5 December 2014).
13. Bukhmirov V. V. *Raschet koefitsienta teploperedachi* [The calculation of heat transfer coefficient]. Ivanovo, Ivanovo State Power Engineering University Publ., 2007. 78 p.
14. *Tablitsa sredney skorosti vetra regionov RF* [Table average wind speed regions of the Russian Federation]. Available at: <http://www.enargo.ru/alter-energy-wind-ru.php> (Accessed 5 December 2014).
15. Gavrishchev A. N. *Klimat gorodov Rossii* [Climate of the cities of Russia]. Available at <http://www.atlas-yakutia.ru> (Accessed 5 December 2014).
16. Belitskiy V. D., Lomov S. M. *Proyektirovaniye i ekspluatatsiya magistralnykh gazoprovodov* [The design and operation of gas pipelines]. Omsk, Omsk State Technical University Publ., 2011. 62 p.