

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 658.382

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ МАССЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА, УЧАСТВУЮЩЕГО В ОБРАЗОВАНИИ ОГНЕННОГО ФАКЕЛА ПРИ РАЗРЫВЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Показано, что расчет массы природного газа, участвующего в горении при пожаре на магистральном газопроводе, по методике ведомственного стандарта организации ОАО "Газпром" недостаточно детализирован, что затрудняет его выполнение в инженерной практике. Дано обоснование методики, устраняющей этот недостаток, на примере аварийного разрыва линейной части магистрального газопровода, в частности предложен порядок расчета коэффициента сжимаемости. Установлена зависимость коэффициента сжимаемости от вида химических примесей и их количественного содержания в составе природного газа с учетом термобарического состояния последнего в рабочих условиях, предшествующих моменту аварийной разгерметизации магистрального газопровода.

Ключевые слова: магистральный газопровод; пожарный риск; аварийный участок; факторы сжимаемости; коэффициент сжимаемости; масса природного газа; порядок расчета.

DOI: 10.18322/PVB.2015.24.09.48-54

Уровень пожарного риска [1] и поражающего действия пламени пожара при аварийном разрушении магистрального газопровода (МГ) [2] определяется массой газа, участвующего в горении. Однако оказалось, что действующие нормативные документы [3–5] не содержат методик расчета массы газа, поддерживающего горение факела при разрыве газопровода. Такая методика расчета массы природного газа, находящегося в аварийной секции газопровода, представлена в СТО Газпром 2-2.3-351–2009 [6], но для прямого использования она недостаточно детализирована, что делает ее не всегда строгой и затрудняет применение в расчетной практике.

Обоснование методики, устраняющей этот пробел, выполняется с учетом рекомендаций, изложен-

ных в [6]. На рисунке представлен пример схемы для расчета массы газа, поддерживающего факел при разрыве газопровода. Предполагается, что аварийный разрыв магистрального газопровода возникает посередине выбранного участка между двумя соседними компрессорными станциями КС1 и КС2, в результате чего образуются два аварийных участка: 1-й — от КС1 до точки разрыва А и 2-й — от точки разрыва А до КС2. Линейные размеры этих участков указаны на рисунке.

Для расчета приняты следующие исходные данные:

- горючее вещество — природный газ состава: метан CH_4 — 98,5 %; CO_2 — 0,5 %; N_2 — 1,0 %;
- наружный диаметр газопровода $D_n = 1420 \text{ мм} = 1,42 \text{ м}$;
- внутренний диаметр труб $d_{\text{вн}} = 1387 \text{ мм} = 1,387 \text{ м}$;
- давление нагнетания $P_n = 7,5 \text{ МПа}$;
- температура газа на входе $T_n = 283,15 \text{ К}$ ($t_n = 10^\circ \text{C}$);
- температура грунта $T_{\text{гр}} = 278,15 \text{ К}$ ($t_{\text{гр}} = 5^\circ \text{C}$).

Выражение для расчета заключенной в газопроводе массы газа с учетом его сжимаемости [7] можно получить из уравнения Менделеева – Клапейрона [8]:

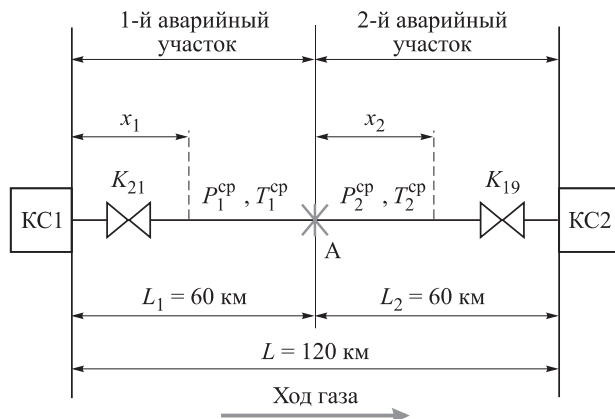
$$PV = \frac{M_r}{m_r} RTZ,$$

или

$$PV = M_r R_r TZ, \quad (1)$$

если учесть, что

$$R_r = R/m_r. \quad (2)$$



Расчетная схема: А — точка разрыва

Тогда

$$M_r = VP/(R_r TZ), \quad (3)$$

где P — давление газа в рабочих условиях, Па;
 V — объем газа, заключенного в газопроводе на рассматриваемом участке длиной L (м), m^3 ;
 $V = \pi d_{\text{вн}}^2 L/4$;
 M_r — масса газа, кг;
 m_r — молярная масса природного газа, кг/моль;
 R — универсальная газовая постоянная, равная 8314 Дж/(моль·К);
 T — температура газа в рабочих условиях, К;
 Z — коэффициент сжимаемости газа;
 R_r — удельная газовая постоянная природного газа, кг/моль.

Молярная масса [9] природного газа m_r находится как сумма атомных масс всех элементов, входящих в его состав, которые определяются по таблице Менделеева:

- метан CH_4 , доля в составе $x_{\text{CH}_4} = 0,985$:

$$m_{\text{CH}_4} = 12,011 + 1,008 \cdot 4 = 16,043 \text{ кг/моль};$$

- диоксид углерода CO_2 , доля в составе $x_{\text{CO}_2} = 0,005$:

$$m_{\text{CO}_2} = 12,011 + 16,0 \cdot 2 = 44,011 \text{ кг/моль};$$

- азот N_2 , доля в составе $x_{\text{N}_2} = 0,01$:

$$m_{\text{N}_2} = 14,007 \cdot 2 = 28,002 \text{ кг/моль},$$

где m_{CH_4} , m_{CO_2} , m_{N_2} — молярные массы соответственно метана, диоксида углерода и азота.

Исходя из долевого содержания этих элементов в природном газе (см. исходные данные), его молярная масса составит:

$$m_r = m_{\text{CH}_4} x_{\text{CH}_4} + m_{\text{CO}_2} x_{\text{CO}_2} + m_{\text{N}_2} x_{\text{N}_2}. \quad (4)$$

Подставив в (4) значения молярных масс составляющих элементов и их долевого содержания, получим:

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

Тогда удельная газовая постоянная R_r для природного газа определится из (2):

$$R_r = 8314/16,302 = 510,0 \text{ Дж/(кг·К)}.$$

В соответствии с рекомендациями [6] расчет массы газа выполняется по каждому аварийному участку в отдельности. С учетом этого обстоятельства формулу (3) можно развернуть следующим образом:

$$M_{r(1,2)} = \frac{L_{(1,2)} \pi d_{\text{вн}}^2 P_{(1,2)}^{\text{cp}}}{4 R_r Z_{(1,2)}^{\text{cp}} T_{(1,2)}^{\text{cp}}} \pm M_{\text{кc}(1,2)}, \quad (5)$$

где P^{cp} , T^{cp} , Z^{cp} — средние давление, температура и коэффициент сжимаемости газа на аварийных участках;

$M_{\text{кc}}$ — масса газа, нагнетаемого (знак “+”) в газопровод или откачиваемого (знак “−”) из него; 1, 2 — индекс, указывающий на отнесение параметров соответственно к 1-му и 2-му аварийным участкам.

Среднее давление P^{cp} и средняя температура T^{cp} для каждого аварийного и рассматриваемого участка в целом (P_0^{cp} , T_0^{cp}) рассчитываются по специализированным методикам [10, 11] и для дальнейших рассуждений принимаются:

$$P_1^{\text{cp}} = (6,83 \div 6,71) \text{ МПа} \approx 6,77 \text{ МПа};$$

$$P_2^{\text{cp}} = (6,18 \div 5,73) \text{ МПа} \approx 5,96 \text{ МПа};$$

$$P_0^{\text{cp}} = (6,52 \div 6,24) \text{ МПа} \approx 6,38 \text{ МПа};$$

$$T_1^{\text{cp}} = 281,77 \text{ К} (8,62 \text{ } ^\circ\text{C});$$

$$T_2^{\text{cp}} = 279,58 \text{ К} (6,41 \text{ } ^\circ\text{C});$$

$$T_0^{\text{cp}} = 280,84 \text{ К} (7,69 \text{ } ^\circ\text{C}).$$

Таким образом, для решения (5) необходимо найти параметры Z^{cp} и $M_{\text{кc}}$ для каждого участка.

Средний коэффициент сжимаемости Z^{cp} вычисляют в соответствии с ГОСТ 30319.2–96 [12] по формуле

$$Z^{\text{cp}} = z/z_c, \quad (6)$$

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

Под рабочими условиями понимаются средние давление P^{cp} и температура T^{cp} на рассматриваемых участках газопровода. Под стандартными условиями понимаются давление P_c и температура T_c , регламентированные ГОСТ 30319.0–96 [13]: $T_c = 293,15 \text{ К}$; $P_c = 0,101325 \text{ МПа}$.

Для расчета коэффициента сжимаемости Z^{cp} принимается модифицированное уравнение состояния GERG-91 мод., рекомендованное в [12] для природных газов, содержащих 65–100 % метана CH_4 плотностью 0,668–0,700 кг/м³ в интервале температур 250–330 К и давлений до 12 МПа и не содержащих сероводород. Погрешность расчета коэффициента сжимаемости в этих диапазонах не превышает 0,11 %.

Порядок расчета может быть принят следующим.

1. Определяется фактор сжимаемости рассматриваемого природного газа при стандартных условиях по формуле, рекомендованной в [7]:

$$z_c = 1 - \left[0,0458 \sum_i k_c x_{\text{CH}_4} - 0,0022 + 0,0195 x_{\text{N}_2} + 0,075 x_{\text{CO}_2} \right]^2, \quad (7)$$

где k_c — количество атомов углерода в i -м углеводородном комплексе ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) природного газа; для метана $k_c = 1$.

Подставив в (7) долевое содержание компонентов, получим:

$$z_c = 1 - [0,0458 \cdot 1 \cdot 0,985 - 0,0022 + 0,0195 \cdot 0,01 + 0,075 \cdot 0,005]^2 = 0,9981.$$

2. Рассчитывается плотность природного газа $\rho_{c(пр)}$ при стандартных условиях:

$$\rho_{c(пр)} = \frac{m_{пр} P_c}{R T_c z_c} = \frac{16,302 \cdot 0,101325 \cdot 10^6}{8314 \cdot 293,15 \cdot 0,9981} = 0,679 \text{ кг/м}^3.$$

3. Определяется молярная масса эквивалентного углеводорода:

$$m_3 = (24,05525 z_c \rho_c - 28,0135 x_{N_2} - 44,01 x_{CO_2}) / x_{CH_4} = (24,05525 \cdot 0,9981 \cdot 0,679 - 28,0135 \cdot 0,01 - 44,01 \cdot 0,005) / 0,985 = 16,04294.$$

4. Определяются вспомогательные параметры H и b в уравнении состояния:

$$H = 128,64 + 47,479 m_3 = 128,64 + 47,479 \cdot 16,04294 = 890,34976; \quad (8)$$

$$b = \frac{10^3 P_0^{cp}}{2,7715 T_0^{cp}} = \frac{10^3 \cdot 6,38}{2,7715 \cdot 280,84} = 8,19685. \quad (9)$$

5. Рассчитывается фактор сжимаемости z при средних давлениях ($P_0^{cp} = 6,38$ МПа) и температуре ($T_0^{cp} = 280,84$ К):

$$z = \frac{1 + A_2 + A_1/A_2}{3}, \quad (10)$$

$$\text{где } A_2 = [A_0 - (A_0^2 - A_1^3)^{0,5}]^{1/3}; \quad (11)$$

$$A_0 = 1 + 1,5(B_0 + C_0); \quad (12)$$

$$A_1 = 1 + B_0; \quad (13)$$

$$B_0 = b B_m; \quad (14)$$

$$C_0 = b^2 C_m. \quad (15)$$

5.1. Определяется параметр B_m :

$$B_m = x_{CH_4}^2 B_1 + x_{CH_4} x_{N_2} B^* (B_1 + B_2) - 1,73 x_{CH_4} x_{CO_2} (B_1 B_2)^{0,5} + x_{N_2}^2 B_2 + 2 x_{N_2} x_{CO_2} B_{23} + x_{CO_2}^2 B_3. \quad (16)$$

Здесь:

$$B_1 = -0,425468 + 2,865 \cdot 10^{-3} T_0^{cp} - 4,62073 \cdot 10^{-6} (T_0^{cp})^2 + [8,77118 \cdot 10^{-4} - 5,56281 \cdot 10^{-6} T_0^{cp} + 8,8151 \cdot 10^{-9} (T_0^{cp})^2] H + [-8,24747 \cdot 10^{-7} + 4,31436 \cdot 10^{-9} T_0^{cp} - 6,08319 \cdot 10^{-12} (T_0^{cp})^2] H^2; \quad (17)$$

$$B_2 = -0,1446 + 7,4091 \cdot 10^{-4} T_0^{cp} - 9,1195 \cdot 10^{-7} (T_0^{cp})^2; \quad (18)$$

$$B_{23} = -0,339693 + 1,61176 \cdot 10^{-3} T_0^{cp} - 2,04429 \cdot 10^{-6} (T_0^{cp})^2; \quad (19)$$

$$B_3 = -0,86834 + 4,0376 \cdot 10^{-3} T_0^{cp} - 5,1657 \cdot 10^{-6} (T_0^{cp})^2; \quad (20)$$

$$B^* = 0,72 + 1,875 \cdot 10^{-5} (320 - T_0^{cp})^2. \quad (21)$$

После подстановки в формулы (17)–(21) соответствующих значений T_0^{cp} и H , получим: $B_1 = -0,04993$; $B_2 = -0,00845$; $B_3 = -0,14184$; $B_{23} = -0,04828$; $B^* = 0,74875$.

Тогда параметр уравнения состояния B_m составит:

$$B_m = 0,985^2 \cdot (-0,04993) + 0,985 \cdot 0,01 \cdot 0,74875 \cdot [(-0,04993) + (-0,00845)] - 1,73 \cdot 0,985 \cdot 0,005 \cdot [(-0,04993) (-0,14184)]^{0,5} + 0,01^2 \cdot (-0,00845) + 2 \cdot 0,01 \cdot 0,005 \cdot (-0,04828) + 0,005 \cdot (-0,14184) = 0,04960.$$

5.2. Определяется параметр уравнения состояния C_m :

$$C_m = x_{NH_4}^3 C_1 + 3 x_{NH_4}^2 x_{N_2} C^* (C_1^2 C_2)^{1/3} + 2,76 x_{NH_4}^2 x_{CO_2} (C_1^2 C_3)^{1/3} + 3 x_{NH_4} x_{N_2}^2 C^* (C_1 C_2^2)^{1/3} + 6,6 x_{CH_4} x_{N_2} x_{CO_2} (C_1 C_2 C_3)^{1/3} + 2,76 x_{NH_4} x_{CO_2} (C_1 C_3^2)^{1/3} + x_{N_2}^3 C_2 + 3 x_{N_2}^2 x_{CO_2} C_{223} + 3 x_{N_2} x_{CO_2}^2 C_{233} + x_{CO_2}^3 C_3. \quad (22)$$

Здесь:

$$C_1 = -0,302488 + 1,955861 \cdot 10^{-3} T_0^{cp} - 3,16302 \cdot 10^{-6} (T_0^{cp})^2 + [6,46422 \cdot 10^{-4} - 4,22876 \cdot 10^{-6} T_0^{cp} + 6,88157 \cdot 10^{-9} (T_0^{cp})^2] H + [-3,32805 \cdot 10^{-7} + 2,2316 \cdot 10^{-9} T_0^{cp} - 3,67713 \cdot 10^{-12} (T_0^{cp})^2] H; \quad (23)$$

$$C_2 = 7,8498 \cdot 10^{-3} - 3,9895 \cdot 10^{-5} T_0^{cp} + 6,1187 \cdot 10^{-8} (T_0^{cp})^2; \quad (24)$$

$$C_3 = 2,0513 \cdot 10^{-3} - 3,4888 \cdot 10^{-5} T_0^{cp} - 8,3703 \cdot 10^{-8} (T_0^{cp})^2; \quad (25)$$

$$C_{223} = 5,52066 \cdot 10^{-3} - 1,68609 \cdot 10^{-5} T_0^{cp} + 1,57169 \cdot 10^{-8} (T_0^{cp})^2; \quad (26)$$

$$C_{233} = 3,58783 \cdot 10^{-3} + 8,06674 \cdot 10^{-6} T_0^{cp} - 3,25798 \cdot 10^{-8} (T_0^{cp})^2; \quad (27)$$

$$C^* = 0,92 + 0,0013(T_0^{cp} - 270). \quad (28)$$

Подставив в формулы (23)–(28) значения T_0^{cp} и H , получим: $C_1 = 0,00259$; $C_2 = 0,00147$; $C_3 = -0,01435$; $C_{223} = 0,00203$; $C_{233} = 0,00328$; $C^* = 0,93409$.

Тогда параметр уравнения состояния C_m составит:

$$\begin{aligned} C_m = & 0,985^3 \cdot 0,00259 + \\ & + 3 \cdot 0,985^2 \cdot 0,01 \cdot 0,93409 \cdot (0,00259^2 \cdot 0,00147)^{1/3} + \\ & + 2,76 \cdot 0,985^2 \cdot 0,005 \cdot [0,00259^2 \cdot (-0,01435)]^{1/3} + \\ & + 3 \cdot 0,985 \cdot 0,01^2 \cdot 0,93409 \cdot (0,00259 \cdot 0,00147^2)^{1/3} + \\ & + 6,6 \cdot 0,985 \cdot 0,01 \cdot 0,005 \cdot [0,00259 \cdot 0,00147 \times \\ & \times (-0,01435)]^{1/3} + 2,76 \cdot 0,985 \cdot 0,005 \times \\ & \times [0,00259 \cdot (-0,01435)^2]^{1/3} + 0,01^3 \cdot 0,00147 + \\ & + 3 \cdot 0,01^2 \cdot 0,005 \cdot 0,00203 + 3 \cdot 0,01 \cdot 0,005^2 \cdot 0,00328 + \\ & + 0,005^3 \cdot (-0,01435) = 0,00307. \end{aligned}$$

5.3. Вычисляются вспомогательные коэффициенты по формулам (11)–(15):

$$\begin{aligned} C_0 &= 8,19685^2 \cdot 0,00307 = 0,20629; \\ B_0 &= 8,19685 \cdot (-0,04960) = -0,40659; \\ A_0 &= 1 + 1,5 \cdot [(-0,40659) + 0,20629] = 0,69955; \\ A_1 &= 1 + (-0,40659) = 0,59341; \\ A_2 &= [0,69955 - (0,69955^2 - 0,59341^3)^{0,5}]^{1/3} = \\ &= 0,55398. \end{aligned}$$

5.4. Вычисляется фактор сжимаемости z газа в рабочих условиях по формуле (10):

$$z = (1 + 0,55398 + 0,59341/0,55398)/3 = 0,87505.$$

6. Далее по формуле (6) определяется коэффициент сжимаемости Z^{cp} для природного газа в заданных рабочих условиях:

$$Z^{cp} = z/z_c = 0,87505/0,9981 = 0,8767.$$

Далее определяется значение массы газа M_{kc} , нагнетаемого в газопровод или откачиваемого из него на аварийных участках за время с момента разрушения газопровода до перекрытия линейных кранов $t_{л}$ (мин). Это время находится в соответствии с рекомендациями [6]:

$$t_{л} = t_{защ} + t_{пр.реш} + t_{а/п}, \quad (29)$$

где $t_{защ}$ — время срабатывания защиты; $t_{защ} = 2,5$ мин;
 $t_{пр.реш}$ — время на принятие решения; $t_{пр.реш} = 2,0$ мин;

$t_{а/п}$ — время на автоматическое перекрытие кранов; $t_{а/п} = 1,5$ мин.

Подставив в (29) значения входящих в него параметров, получим:

$$t_{л} = 2,5 + 2 + 1,5 = 6 \text{ мин.}$$

Тогда масса газа M_{kc} , нагнетаемого в газопровод или откачиваемого из него за время $t_{л}$, составит:

$$M_{kc} = G t_{л}, \quad (30)$$

где G — массовый расход газа, кг/с;

$$G = Q_{год} \rho_n / t_n; \quad (31)$$

$Q_{год}$ — годовая производительность газопровода; для рассматриваемого случая в соответствии с [14] $Q_{год} = (28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{год}$;

ρ_n — плотность газа в нормальных условиях ($T_n = 273,15 \text{ К}$; $P_n = 0,101325 \cdot 10^6 \text{ МПа}$); определяется в соответствии с рекомендациями [7] по формуле

$$\begin{aligned} \rho_n &= \frac{m_{пр} P_n}{R T_n z_c} = \frac{16,302 \cdot 0,101325 \cdot 10^6}{8314 \cdot 273,15 \cdot 0,9981} = \\ &= 0,729 \text{ кг/м}^3; \end{aligned}$$

t_n — пересчетный временной коэффициент;
 $t_n = 31,536 \cdot 10^6$.

В этом случае

$$\begin{aligned} G &= (28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 \cdot 0,702 / (31,536 \cdot 10^6) = \\ &= 656,51 \div 802,14 \text{ кг/с.} \end{aligned}$$

Отсюда

$$M_{kc} = (656,51 \div 802,14) \cdot 6 \cdot 60 = (0,236 \div 0,289) \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Теперь можно определить массу газа $M_{г(1)}$ по формуле (5), содержащегося в газопроводе на 1-м аварийном участке до отсечения линейных кранов, при среднем давлении нагнетания $P_1^{cp} = (6,83 \div 6,71) \text{ МПа}$:

$$\begin{aligned} M_{г(1)} &= \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 1,387^2 \cdot (6,83 \div 6,71) \cdot 10^6}{4 \cdot 510 \cdot 0,8767 \cdot 281,77} + \\ &+ (0,236 \div 0,289) \cdot 10^6 = (5,15 \div 5,11) \cdot 10^6 \approx 5,13 \cdot 10^6 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Остаточная масса газа на 1-м аварийном участке после снижения давления до атмосферного ($P_{ат} = 0,1013 \text{ МПа}$) составит:

$$\begin{aligned} M_{ост(1)} &= \frac{M_{г(1)}}{P_1^{cp}} P_{ат} = \frac{5,13 \cdot 10^6}{(6,83 \div 6,71) \cdot 10^6} \cdot 0,1013 \cdot 10^6 = \\ &= (0,076 \div 0,077) \cdot 10^6 \approx 0,08 \cdot 10^6 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Тогда масса газа, участвующего в поддержании горения $M_{гор(1)}$ на 1-м аварийном участке, определится как

$$\begin{aligned} M_{гор(1)} &= M_{г(1)} - M_{ост(1)} = \\ &= (5,13 - 0,08) \cdot 10^6 = 5,05 \cdot 10^6 \text{ кг.} \end{aligned}$$

Масса газа $M_{г(2)}$, находящегося в газопроводе на 2-м аварийном участке с учетом откачки части газа M_{kc} до отсечения линейных кранов, определится из выражения [6]:

$$M_{г(2)} = \frac{L_2 \pi d_{ап}^2 P_2^{cp}}{4 R Z^{cp} T_2^{cp}} - M_{kc(2)}, \quad (32)$$

где $M_{kc(2)}$ — масса газа, откачиваемого со 2-го аварийного участка газопровода до отсечения линейных кранов.

Подставив в формулу (32) значения параметров, получим:

$$M_{Г(2)} = \frac{60 \cdot 10^3 \cdot 3,14 \cdot 1,387^2 \cdot (6,13 \div 5,73) \cdot 10^6}{4 \cdot 510,0 \cdot 0,8767 \cdot 279,58} - (0,236 \div 0,289) \cdot 10^6 = (4,24 \div 3,86) \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Остаточная масса газа на 2-м аварийном участке после снижения давления до атмосферного ($P_{ат} = 0,1013 \text{ МПа}$)

$$M_{ост(2)} = \frac{M_{Г(2)}}{P_2^{ср}} P_{ат} = \frac{(4,24 \div 3,86) \cdot 10^6}{(6,18 \div 5,73) \cdot 10^6} \cdot 0,1013 \cdot 10^6 = (0,070 \div 0,068) \cdot 10^6 \approx 0,07 \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Тогда масса газа, участвующего в поддержании пламени горения $M_{гор(2)}$ на 2-м аварийном участке, составит:

$$M_{гор(2)} = M_{Г(2)} - M_{ост(2)} = (4,24 \div 3,86) \cdot 10^6 - 0,007 \cdot 10^6 = (4,17 \div 3,79) \cdot 10^6 \approx 3,98 \cdot 10^6 \text{ кг.}$$

Таким образом, общая масса газа, поддерживающего горение факела при разрыве магистрального газопровода, для рассматриваемого случая определится как:

$$M_{Г}^{общ} = M_{гор(1)} + M_{гор(2)} = 5,05 \cdot 10^6 + 3,98 \cdot 10^6 = 9,03 \cdot 10^6 \text{ кг} = 9030 \text{ т.}$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Касьяненко А. А., Михайличенко К. Ю. Анализ риска техногенных систем. — М. : РУДН, 2008. — 188 с.
2. Лисанов М. В., Савина А. В., Дегтярев Д. В., Самусева Е. А. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта // Безопасность труда в промышленности. — 2010. — № 7. — С. 16–22.
3. ГОСТ Р 12.3.047–2012. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. — Введ. 27.12.2012. URL: <http://vse gost.com/Catalog/54/54765.shtml> (дата обращения: 10.01.2015).
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: 10.01.2015).
5. РД 03-409–01. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливозвоздушных 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. СТО Газпром 2-2.3-351–2009. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО “Газпром”. — Введ. 30.12.2009. — М. : ОАО Газпром, 2009. — 377 с.
7. 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.
8. 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.
9. Slebanh W. H., Parsons T. D. General chemistry. — New York – London – Toronto : John Wiley & Sons, Inc., 1976. — 550 p.
10. Быков А. И. Определение параметра среднего давления газа на участке магистрального газопровода // Пожаровзрывобезопасность. — 2015. — Т. 24, № 1. — С. 49–54.
11. Быков А. И. Определение средней температуры газа на аварийном участке магистрального газопровода // Пожаровзрывобезопасность. — 2015. — Т. 24, № 6. — С. 43–50.
12. ГОСТ 30319.2–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости. — Введ. 01.07.1997. — Минск : Госстандарт РФ, 1996. — 71 с.
13. ГОСТ 30319.0–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. — Введ. 01.07.1997. — Минск : Госстандарт РФ, 1996. — 8 с.
14. Белицкий В. Д., Ломов С. М. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов. — Омск : ОмГТУ, 2011. — 62 с.

Материал поступил в редакцию 27 января 2015 г.

Для цитирования: Быков А. И. Методика оценки массы природного газа, участвующего в образовании огненного факела при разрыве магистрального газопровода // Пожаровзрывобезопасность. — 2015. — Т. 24, № 9. — С. 48–54. DOI: 10.18322/PVB.2015.24.09.48-54.

METHOD OF ESTIMATING OF THE NATURAL GAS MASS INVOLVED IN THE FORMATION OF A FIERY TORCH AT BREAK OF THE MAIN PIPELINE

BYKOV A. I., 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)

ABSTRACT

Calculate the mass of natural gas M_r contained in a limited section of the main pipeline (MP) when the emergency break with time-sensitive cut-off line of cranes, confining the accident area, is an important parameter in evaluating the loss of gas in the accident. In addition, fire, its heat output and burning time flame torch are estimated and forecasted by this parameter. However, existing techniques are not sufficiently detailed. And author has not found the methods of system calculation of this parameter in the current methodological and normative documents.

Despite the apparent simplicity of the problem, the analysis showed that the parameter M_r depends primarily on the calculation of the average temperature of T^{cp} , medium pressure P^{cp} rely on specialized techniques, which, in turn, include more than two dozen parameters that characterize the state of a gas in terms of its transport and depressurization of the pipeline, and Z^{cp} — compressibility factor for each emergency site, the length of the section of the pipeline L and the inner diameter of the pipe d_{BH} . Calculations of other parameters recommended by the standard methods are complex, three-dimensional and routine, require access to specialized software products that are not available in the current engineering activity. It introduces uncertainty in the choice of the calculation scheme and is accompanied by the production of different calculation results.

The rationale for this method of calculating the mass of natural gas M_r involved in maintaining a burning torch in case of emergency break MP, the subject of this article.

Keywords: gas main fire risk; emergency section; factors of compressibility; coefficient of compressibility; mass of natural gas; calculation procedure.

REFERENCES

1. Kasyanenko A. A., Mikhaylichenko K. Yu. *Analiz riska tekhnogennykh system* [Analysis of the risk of man-made systems]. Moscow, People's Friendship University of Russia Publ., 2008. 188 p.
2. Lisanov M. V., Savina A. V., Degtyarev D. V., Samuseva E. A. *Analiz rossiyskikh i zarubezhnykh daniykh po avariynosti na ob'yektakh truboprovodnogo transporta* [Russian and Western pipelines accident data analysis]. *Bezopasnost truda v promyshlennosti — Occupational Safety in Industry*, 2010, no. 7, pp. 16–22.
3. National standard of the Russian Federation 12.3.047–2012. Fire safety of technological processes. General requirements. Methods of control. Available at: <http://vsegost.com/Catalog/54/54765.shtml> (Accessed 10 January 2015) (in Russian).
4. The methodology for determining the estimated values of fire risk at the production facilities. Annex to order of Emercom of Russia on 10.07.2009 No. 404. Available at: <http://www.consultant.ru> (Accessed 10 January 2015) (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. *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).
7. *Interstate standard 30319.1-96. Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of physical properties of natural gas, its components and processing products*. Minsk, Federal Agency on Technical Regulating and Metrology Publ., 1996. 20 p. (in Russian).
8. Stromberg A. G., Semchenko D. P. *Fizicheskaya khimiya* [Physical chemistry]. Moscow, Vysshaya shkola Publ., 2009. 527 p.
9. Slebanh W. H., Parsons T. D. *General chemistry*. New York – London – Toronto, John Wiley & Sons, Inc., 1976. 550 p.

10. Bykov A. I. Opredeleniye parametra srednego davleniya gaza na uchastke magistralnogo gazoprovoda [Parameter definition of the average gas pressure in the section of the pipeline]. *Pozharovzryvobezopasnost — Fire and Explosion Safety*, 2015, vol. 24, no. 1, pp. 49–54.
11. Bykov A. I. Opredeleniye sredney temperatury gaza na avariynom uchastke magistralnogo gazoprovoda [Determination of the average gas temperature in the emergency section of the main pipeline]. *Pozharovzryvobezopasnost — Fire and Explosion Safety*, 2015, vol. 24, no. 6, pp. 43–50.
12. Interstate standard 30319.2–96. Natural gas. Methods of calculation of physical properties. Definition of compressibility coefficient. Minsk, Federal Agency on Technical Regulating and Metrology Publ., 1996. 71 p. (in Russian).
13. Interstate standard 30319.0–96. Natural gas. Methods of calculation of physical properties. General. Minsk, Federal Agency on Technical Regulating and Metrology Publ., 1996. 8 p. (in Russian).
14. Belitskiy V. D., Lomov S. M. *Proyektirovaniye i ekspluatatsiya magistralnykh gazoprovodov* [The design and operation of gas pipelines]. Omsk, Omsk University Publ., 2011. 62 p.

For citation: Bykov A. I. Metodika otsenki massy prirodnogo gaza, uchastvuyushchego v obrazovanii ognennogo fakela pri razryve magistralnogo gazoprovoda [Method of estimating of the natural gas mass involved in the formation of a fiery torch at break of the main pipeline]. *Pozharovzryvobezopasnost — Fire and Explosion Safety*, 2015, vol. 24, no. 9, pp. 48–54. DOI: 10.18322/PVB.2015.24.09.48-54.



Издательство «ПОЖНАУКА»

Предлагает вашему вниманию

Л. П. Пилюгин

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОСЛЕДСТВИЙ ВНУТРЕННИХ АВАРИЙНЫХ ВЗРЫВОВ



Настоящая книга посвящена проблеме прогнозирования последствий внутренних взрывов газо-, паро- и пылевоздушных горючих смесей (ГС), образующихся при аварийных ситуациях на взрывоопасных производствах. В книге материал излагается применительно к дефлаграционным взрывам, которые обычно имеют место при горении ГС на этих производствах.

В качестве основных показателей при прогнозировании последствий аварийных взрывов ГС рассматриваются ожидаемый характер и объем разрушений строительных конструкций в здании (сооружении), в котором происходит аварийный взрыв.

Книга продолжает исследования автора в области проектирования зданий взрывоопасных производств и оценки надежности строительных конструкций (на основе метода преобразования рядов распределения случайных величин).

С использованием методов теории вероятностей разработаны методики: определения характеристик взрывной нагрузки как случайной величины; оценки вероятностей разрушения конструкций, характера и объема разрушений в здании при внутреннем аварийном взрыве. Приведенные методики сопровождаются примерами расчетов для зданий различных объемно-планировочных решений.

121352, г. Москва, а/я 43; тел./факс: (495) 228-09-03; e-mail: mail@firepress.ru