

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

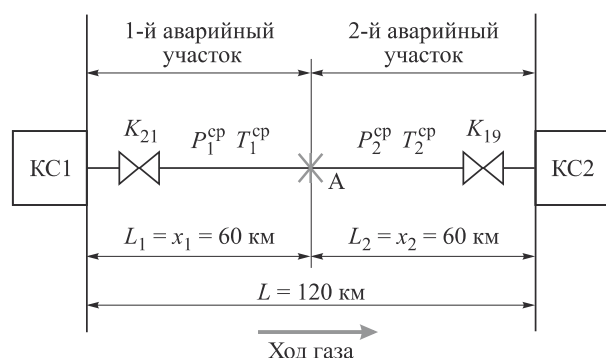
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРА СРЕДНЕГО ДАВЛЕНИЯ ГАЗА НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Показано, что наряду со строгим походом к определению массы газа, находившегося на аварийном участке газопровода до аварии, такого же строгого обоснования требует параметр среднего давления газа на рассматриваемом аварийном участке газопровода. Дано обоснование методики расчета этого параметра на примере аварийного разрыва линейной части магистрального газопровода.

Ключевые слова: аварийный участок магистрального газопровода; масса газа; среднее давление газа.

Для определения массы газа M_r , находившегося в трубе на аварийном участке магистрального газопровода (МГ) до аварии, в Методических указаниях СТО Газпром 2-2.3-351–2009 [1] рекомендовано выражение, содержащее в качестве расчетного параметра среднее давление газа P^{cp} на рассматриваемом аварийном участке газопровода. Однако методика расчета данного параметра в Методических указаниях [1] не приводится. Такая методика отсутствует также в основных нормативных документах (ГОСТ Р 12.3.047–98 [2], приказы МЧС № 404 и № 649 [3], РД 03-409–01 [4] и др.), действующих в настоящее время и регламентирующих процедуру проведения оценки безопасности производственных объектов, оперирующих с массами горючих и взрывоопасных веществ.

Между тем строгий подход к определению массы газа M_r , находившегося на аварийном участке газопровода до аварии, требует строгого обоснования методики определения параметра P^{cp} на рассматриваемом аварийном участке газопровода. Обоснованию такой методики и посвящается настоящая статья.



Расчетная схема: А — точка разрыва газопровода

Обоснование методики выполняется с учетом рекомендаций, изложенных в [1]. Для этого используется, как пример, расчетная схема, представленная на рисунке. Схема предполагает, что аварийный разрыв магистрального газопровода возникает посередине выбранного участка между двумя соседними компрессорными станциями КС1 и КС2, образуя два аварийных участка: 1-й (АУ-1) — от КС1 до точки разрыва А; 2-й (АУ-2) — от точки разрыва А до КС2. Примерные линейные размеры этих участков указаны на рисунке.

Для расчета использовались следующие исходные данные:

- горючее вещество — природный газ состава: метан CH_4 — 98,5 %; CO_2 — 0,5 %; N_2 — 1,0 %;
- наружный диаметр газопровода $D_H = 1420$ мм;
- толщина стенки труб $\delta_{ст} = 16,5$ мм;
- внутренний диаметр труб $d_{вн} = 1387$ мм;
- давление нагнетания $P_{наг} = 7,5$ МПа;
- температура газа на входе $T_H = 283,15$ К (10 °С);
- температура грунта $T_{гр} = 278,15$ К (5 °С).

В соответствии с рекомендациями [1] расчет истечения газа выполняется по каждому аварийному участку в отдельности.

1-й аварийный участок (АУ-1)

Масса газа $M_{r(1)}$, находящегося в АУ-1 газопровода до отсечения линейных кранов, составит [1]:

$$M_{r(1)} = \frac{L_1 \pi d_{вн}^2 P_1^{cp}}{4 R_r Z^{cp} T_1^{cp}} + M_{к(1)}, \quad (1)$$

где L_1 — расстояние от КС1 до точки разрыва, м;
 P_1^{cp} , T_1^{cp} — среднее давление (Па) и температура (К) газа, определяемые для рассматриваемого участка газопровода;

R_{Γ} — удельная газовая постоянная для природного газа;

Z^{cp} — среднее значение коэффициента сжимаемости природного газа, принимаемое в соответствии с ГОСТ 30319.2–96 (приложение Г) [5] $Z^{\text{cp}} = 0,9521$ (погрешность определения 0,09 %); $M_{\text{кc}(1)}$ — масса газа, нагнетаемая в 1-й аварийный участок до отсечения линейных кранов, кг.

Таким образом, для решения уравнения (1) необходимо найти параметры P_1^{cp} , T_1^{cp} , R_{Γ} и $M_{\text{кc}(1)}$.

Среднее давление P_1^{cp} для АУ-1 определяется по формуле [6]:

$$P_1^{\text{cp}} = \frac{2}{3} \left(P_{\text{н}} + \frac{P_0^2}{P_{\text{н}} + P_0} \right), \quad (2)$$

где P_0 — давление в точке разрыва трубопровода А, МПа; рассчитывается из выражения, рекомендованного в [1]:

$$P_0 = \sqrt{P_{\text{н}}^2 - (P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2) \frac{L_1}{L}}; \quad (3)$$

$P_{\text{н}}$, $P_{\text{к}}$ — давление соответственно в начале и конце участка газопровода между соседними КС1 и КС2 до момента его разрыва, МПа;

L_1 — расстояние от КС1 до точки разрыва А, м;

L — расстояние от КС1 до КС2, м.

Давление газа в начале рассматриваемого участка $P_{\text{н}}$ между КС1 и КС2 определяется в соответствии с п. 12.17 ОНТП 51-1–85 [7]:

$$P_{\text{н}} = P_{\text{наг}} - \Delta P_{\text{вых}} - \Delta P_{\text{охл}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{наг}}$ — давление нагнетания на выходе из компрессорного цеха, МПа; $P_{\text{наг}} = 7,5$ МПа;

$\Delta P_{\text{вых}}$ — потери давления до точки подключения к линейной части МГ, МПа; определяются по п. 3.12, табл. 1 [7]; для двухступенчатой очистки газа $\Delta P_{\text{вых}} = \Delta P_{\text{вс}} + \Delta P_{\text{вн}}$;

$\Delta P_{\text{вс}}$ — давление в режиме работы на всасывание; $\Delta P_{\text{вс}} = 0,19$ МПа;

$\Delta P_{\text{вн}}$ — давление в режиме работы на нагнетание; $\Delta P_{\text{вн}} = 0,11$ МПа;

$\Delta P_{\text{вых}} = 0,19 + 0,11 = 0,3$ МПа;

$\Delta P_{\text{охл}}$ — потери давления в системе охлаждения газа, включая ее обвязку; $\Delta P_{\text{охл}} = 0,06$ МПа.

Тогда

$$P_{\text{н}} = 7,5 - 0,3 - 0,06 = 7,14 \text{ МПа.}$$

Значение $P_{\text{н}} = 7,14$ МПа характеризует также давление газа в начале АУ-1.

Давление в конце участка газопровода $P_{\text{к}}$ между соседними КС1 и КС2 определится из очевидного условия

$$P_{\text{к}} = P_{\text{н}} - \Delta P, \quad (5)$$

где ΔP — потери давления на рассматриваемом участке газопровода, МПа.

Величину ΔP (МПа) можно определить в соответствии с [8] из уравнения Дарси (1857) – Вейсбаха (1845):

$$\Delta P = \lambda \frac{L}{d_{\text{вн}}} \rho_{\Gamma} \frac{w^2}{2}, \quad (6)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления;

ρ_{Γ} — плотность природного газа в газопроводе, кг/м³;

w — скорость потока газа в начале участка, м/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления λ в работе [1] для газопровода $D_{\text{н}} = 1420$ мм при рабочем давлении $P_{\text{н}} = 7,5 \div 15$ МПа оценивается как $\lambda = 0,00869 \div 0,00854$, но формула расчета этой величины, в том числе с учетом рабочего давления, не приводится. В то же время в существующих нормативных документах и литературных источниках определяется зависимость величины λ от числа Рейнольдса Re , коэффициента шероховатости стенок трубопровода $k_{\text{ш}}$ и его внутреннего диаметра $d_{\text{вн}}$. Так, в работе [9] значение коэффициента гидравлического сопротивления для квадратичного режима течения предлагается рассчитывать по эмпирической формуле в зависимости от внутреннего диаметра газопровода $d_{\text{вн}}$ (при условии, что он поддается в мм) при шероховатости стенок $k_{\text{ш}} = 0,03$:

$$\lambda = 0,03817 / d_{\text{вн}}^{0,2}. \quad (7)$$

При этом граница перехода к квадратичному режиму определяется из неравенства

$$Q_{\text{сут}} > Q_{\text{сут}}^{\text{KB}}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{сут}}$ — суточная производительность газопровода, м³/сут;

$Q_{\text{сут}}^{\text{KB}}$ — переходный показатель суточной производительности газопровода к квадратичному режиму, м³/сут;

$$Q_{\text{сут}}^{\text{KB}} = 0,4 \cdot 10^6 d_{\text{вн}}^{2,5} \mu_g / \Delta; \quad (9)$$

μ_g — динамическая вязкость газа, Па·с;

Δ — относительная плотность газа, определяемая как отношение плотностей газа $\rho_{\text{г}}$ и воздуха $\rho_{\text{в}}$ при стандартных условиях:

$$\Delta = \rho_{\text{г}} / \rho_{\text{в}}. \quad (10)$$

Величина $\rho_{\text{в}}$ для стандартных условий является табличной и составляет 1,206 кг/м³; величина $\rho_{\text{г}}$ зависит от состава природного газа и определяется в соответствии с ГОСТ 30319.1–96 [5] по формуле

$$\rho_{\text{г}} = m_{\Gamma} P_{\text{с}} / (R T_{\text{с}} Z_{\text{с}}), \quad (11)$$

где m_{Γ} — молярная масса газа;

$P_{\text{с}}$, $T_{\text{с}}$ — давление и температура при стандартных условиях; $P_{\text{с}} = 0,1013 \cdot 10^6$ Па; $T_{\text{с}} = 293,15$ К;

R — универсальная газовая постоянная;

$R = 8314$ Дж/(моль·К);

Z_c — фактор сжимаемости.

Молярная масса природного газа определяется как сумма атомных масс всех элементов, входящих в его состав. Атомные массы элементов находятся из таблицы Менделеева:

- метан CH_4 , доля в составе $x_{\text{CH}_4} = 98,5\%$:

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

- диоксид углерода CO_2 , доля в составе $x_{\text{CO}_2} = 0,5\%$:

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

- азот N_2 , доля в составе $x_{\text{N}_2} = 1,0\%$:

$$m_{\text{N}_2} = 14,001 \cdot 2 = 28,002 \text{ кг/моль}.$$

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

$$m_r = m_{\text{CH}_4} x_{\text{CH}_4} + m_{\text{CO}_2} x_{\text{CO}_2} + m_{\text{N}_2} x_{\text{N}_2}, \quad (12)$$

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

Подставив значения молярных масс и их долевого содержания в (12), получим:

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

В соответствии с табл. 1 ГОСТ 30319.1–96 [5] фактор сжимаемости Z_c может быть принят равным 0,9981 для метана CH_4 , так как его содержание в рассматриваемом природном газе превышает 98 %.

В этом случае плотность газа ρ_c при стандартных условиях составит:

$$\rho_c = 16,302 \cdot 0,1013 \cdot 10^6 / (8314 \cdot 293,15 \cdot 0,9981) = 0,678 \text{ кг/м}^3.$$

Тогда относительная плотность природного газа

$$\Delta = 0,678 / 1,206 = 0,562.$$

Динамическая вязкость газа μ_g определяется в соответствии с рекомендациями [7] из выражения

$$\mu_g = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + \rho_c (1,1 - 0,25 \rho_c)] \times [0,037 + T_{\text{пр}} (1 - 0,104 T_{\text{пр}})] \left[1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30 (T_{\text{пр}} - 1)} \right],$$

где $T_{\text{пр}}$, $P_{\text{пр}}$ — приведенные температура и давление газа, определяемые из соотношений:

$$T_{\text{пр}} = T / T_{\text{кр}}; \quad P_{\text{пр}} = P / P_{\text{кр}};$$

$T_{\text{кр}}$, $P_{\text{кр}}$ — критические параметры природного газа, определяемые, строго говоря, с учетом долевого состава CH_4 , CO_2 и N_2 ;

$$P_{\text{кр}}^{\text{пр}} = P_{\text{кр}}^{\text{CH}_4} x_{\text{CH}_4} + P_{\text{кр}}^{\text{CO}_2} x_{\text{CO}_2} + P_{\text{кр}}^{\text{N}_2} x_{\text{N}_2};$$

$$T_{\text{кр}}^{\text{пр}} = T_{\text{кр}}^{\text{CH}_4} x_{\text{CH}_4} + T_{\text{кр}}^{\text{CO}_2} x_{\text{CO}_2} + T_{\text{кр}}^{\text{N}_2} x_{\text{N}_2}.$$

При этом значения $P_{\text{кр}}$ для CH_4 , CO_2 и N_2 определяются по таблицам (например, по табл. 21 из [7]). Тогда критические значения этих параметров для рассматриваемого случая составят:

$$P_{\text{кр}}^{\text{пр}} = 4,64 \cdot 0,985 + 7,386 \cdot 0,005 + 3,394 \cdot 0,01 = 4,64 \text{ МПа};$$

$$T_{\text{кр}}^{\text{пр}} = 190,66 \cdot 0,985 + 304,26 \cdot 0,005 + 126,2 \cdot 0,001 = 190,58 \text{ К}.$$

В этом случае приведенные значения температур и давления при $T = 283,15 \text{ К}$ (10°C) и $P = 7,14 \text{ МПа}$ примут значения:

$$T_{\text{пр}} = 283,15 / 190,58 = 1,49;$$

$$P_{\text{пр}} = 7,14 / 4,64 = 1,54.$$

Подставив полученные значения, можно определить динамическую вязкость природного газа при заданных условиях транспортирования:

$$\mu_g = 5,1 \cdot 10^{-6} [1 + 0,678 (1,1 - 0,25 \cdot 0,678)] \times [0,037 + 1,49 (1 - 0,104 \cdot 1,49)] \times [1 + 1,54^2 / (30 (1,49 - 1))] = 12,52 \cdot 10^{-6} \text{ Па·с}.$$

Теперь можно оценить параметр квадратичного режима прокачки, имея в виду, что значение μ_g подставляется в кгс·с/м²: $12,52 \cdot 10^{-6} / 9,8 = 1,277 \cdot 10^{-6}$:

$$Q_{\text{сут}}^{\text{кв}} \geq 0,4 \cdot 10^6 \cdot 1387^{2,5} \cdot 1,277 \cdot 10^{-6} / 0,562 > 65,12 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (15)$$

Годовая производительность $Q_{\text{год}}$ газопровода обоснована в работе [10] (табл. 1).

Как видно из табл. 1, при $P_{\text{наг}} = 7,5 \text{ МПа}$, $P_{\text{вс}} = 5,1 \text{ МПа}$ и $D_y = 1400 \text{ мм}$ годовая производительность составляет $(28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{год}$. Тогда суточная производительность газопровода

$$Q_{\text{сут}} = Q_{\text{год}} / 365 = (28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 / 365 = (77,8 \div 93,2) \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (16)$$

Таблица 1. Годовая производительность $Q_{\text{год}}$ (млрд. м³/год) магистрального газопровода по В. Д. Белицкому [10]

Условный диаметр D_y , мм	Параметры нагнетания	
	$P_{\text{наг}} = 5,5 \text{ МПа}$ $P_{\text{вс}} = 3,8 \text{ МПа}$	$P_{\text{наг}} = 7,5 \text{ МПа}$ $P_{\text{вс}} = 5,1 \text{ МПа}$
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

Максимальная суточная производительность согласно [1] составляет для тех же условий $Q_{\text{сут}} = 92,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}$, при этом расхождение с результатами [10] не превышает 1 %.

Подставив результаты, полученные соответственно в (15) и (16), в (8), получим:

$$Q_{\text{сут}} \geq Q_{\text{сут}}^{\text{КВ}} = (77,8 \div 93,2) \cdot 10^6 > 65,12 \cdot 10^6.$$

Таким образом, условие (8) квадратичного режима течения потока газа выполняется.

Тогда для рассматриваемого примера значение коэффициента гидравлического сопротивления составит:

$$\lambda = 0,03817/1387^{0,2} = 0,00898.$$

Другой способ вычисления коэффициента λ рекомендуется в работе [7]:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2k_{\text{ш}}}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,2}, \quad (17)$$

где $k_{\text{ш}} = 0,03 \text{ мм}$;

$d_{\text{вн}}$ — в мм;

Re — число Рейнольдса, определяемое из выражения [1], которое видоизменится, если $Q_{\text{сут}}$ подставлять в $\text{м}^3/\text{сут}$:

$$\text{Re} = 17,75 \cdot 10^{-3} \frac{Q_{\text{сут}} \Delta}{d_{\text{вн}} \mu_g}. \quad (18)$$

Подставив полученные значения в (18), можно определить число Рейнольдса:

$$\begin{aligned} \text{Re} &= 17,75 \cdot 10^{-3} \frac{(77,8 \div 93,2) \cdot 10^6 \cdot 0,562}{1387 \cdot 12,52 \cdot 10^{-6}} = \\ &= (0,45 \div 0,54) \cdot 10^8. \end{aligned}$$

Подставив полученное значение Re в формулу (17), определим коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\begin{aligned} \lambda &= 0,067 \cdot \left(\frac{158}{(0,45 \div 0,54) \cdot 10^8} + \frac{2 \cdot 0,03}{1387} \right)^{0,2} = \\ &= 0,00912 \div 0,00910. \end{aligned}$$

Сравнение результатов расчетов по формулам (7) и (17) показывает, что расхождение вычислений для рассматриваемого примера составляет 1,2 %, а для труб диаметром свыше 1420 мм не превышает 2,4 %. Однако трудоемкость расчетов по выражению (7) несравненно ниже, чем по (17). Кроме того, расхождение вычислений, полученных по (7) со значениями, рекомендованными в [1], для рассматриваемого примера составляет 3,3 %, а в диапазоне давлений до 15 МПа не превышает 5,1 %, что позволяет

принять формулу (7) к использованию для дальнейших расчетов.

Следующим параметром, который необходимо определить при расчете потерь давления ΔP (см. формулу (6)) на рассматриваемом участке, является плотность газа ρ_r при рабочем давлении. Этот параметр можно получить из уравнения Менделеева – Клапейрона:

$$PV = (M_r/m_r) RTZ, \text{ или } PV = M_r R_r TZ,$$

если учесть, что

$$R_r = R/m_r \quad (19)$$

и

$$M_r = \rho_r V, \quad (20)$$

где V — объем газа.

С учетом этого

$$\rho_r = \frac{P_n}{R_r T_n Z^{\text{ср}}}. \quad (21)$$

Тогда удельная газовая постоянная R_r для природного газа определится из (19):

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

Подставив соответствующие значения в (21) с учетом (19), получим:

$$\rho_r = \frac{7,14 \cdot 10^6}{510 \cdot 283,15 \cdot 0,9521} = 51,93 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

Скорость потока газа w в начале рассматриваемого участка газопровода определяется из выражения [5]:

$$w = G/(\rho_r f), \quad (22)$$

где f — площадь поперечного сечения трубы, м^2 ;

$$f = 0,785 d_{\text{вн}}^2;$$

G — массовый расход газа в единицу времени, $\text{кг}/\text{с}$; при нормальных условиях ($\rho_n = 0,702 \text{ кг}/\text{м}^3$ при $t = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ и $P_a = 0,1013 \text{ МПа}$)

$$G = Q_{\text{год}} \rho_n / t_n; \quad (23)$$

t_n — пересчетный временной коэффициент;

$$t_n = 31,536 \cdot 10^6.$$

Тогда получим:

$$\begin{aligned} G &= (28,4 \div 34,7) \cdot 10^9 \cdot 0,702 / (31,536 \cdot 10^6) = \\ &= 632,19 \div 772,43 \text{ кг}/\text{с}. \end{aligned}$$

С учетом этого скорость потока газа исходя из (22) составит:

$$\begin{aligned} w &= (632,19 \div 772,43) / (51,93 \cdot 0,785 \cdot 1,387^2) = \\ &= 8,06 \div 9,84 \text{ м}/\text{с}. \end{aligned}$$

Тогда потери давления на рассматриваемом участке газопровода между КС1 и КС2 длиной $L = 120 \text{ км}$ определяются из (6) следующим образом:

$$\Delta P = 0,00898 \cdot \frac{120 \cdot 10^3}{1,387} \cdot 51,93 \cdot \frac{(8,06 \div 9,84)^2}{2} = 1,31 \div 1,95 \text{ МПа.}$$

Подставив полученные значения ΔP в (5), получим давление в конце рассматриваемого участка P_k :

$$P_k = 7,14 - (1,31 \div 1,95) = 5,83 \div 5,19 \text{ МПа.}$$

Теперь можно определить давление в точке разрыва газопровода, подставив рассчитанное значение P_k в (3):

$$P_0 = \sqrt{7,14^2 - [7,14^2 - (5,83 \div 5,19)^2] \cdot 60/120} = 6,52 \div 6,24 \text{ МПа.}$$

Этот параметр позволяет вычислить среднее давление P_1^{cp} на первом аварийном участке по формуле (2):

$$P_1^{cp} = \frac{2}{3} \left[7,14 + \frac{(6,52 \div 6,24)^2}{7,14 + (6,52 \div 6,24)} \right] = 6,83 \div 6,71 \text{ МПа.}$$

2-й аварийный участок (АУ-2)

Среднее давление на 2-м аварийном участке определится из формулы

$$P_2^{cp} = \frac{2}{3} \left(P_0 + \frac{P_k^2}{P_0 + P_k} \right), \quad (24)$$

где P_0 — давление в начале 2-го аварийного участка, равное давлению в точке разрыва;

$$P_0 = 6,52 \div 6,24 \text{ МПа;}$$

P_k — давление в конце 2-го аварийного участка;

$$P_k = 5,83 \div 5,19 \text{ МПа.}$$

Тогда

$$P_2^{cp} = \frac{2}{3} \left[(6,52 \div 6,24) + \frac{(5,83 \div 5,19)^2}{(6,52 \div 6,24) + (5,83 \div 5,19)} \right] = 6,18 \div 5,73 \text{ МПа.}$$

Полученные значения параметров P_1^{cp} и P_2^{cp} позволяют вычислить массу газа, находившегося в аварийных участках газопровода фиксированной длины (между КС или между линейными кранами) до его аварийного разрыва.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. СТО Газпром 2-2.3-351–2009. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО “Газпром” : распоряжение ОАО “Газпром” от 30.03.2009 г. № 83; введ. 30.12.2009 г. — М. : ОАО “Газпром Экспо”, 2009. — 377 с.
2. ГОСТ Р 12.3.047–98. Пожарная безопасность технологических процессов. — Введ. 01.01.2000 г. — М. : Изд-во стандартов, 1998. — 77 с.
3. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах : утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г.; зарег. в Минюсте РФ 17. 08. 2009 г., рег. № 14541; введ. 10.07.2009 г. (прил.: приказ МЧС РФ № 649 от 14.12.2010 г.). — М. : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. — Система “Консультант Плюс Проф”.
4. РД 03-409–01. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливоздушных смесей (с изм. и доп.) : постановление Госгортехнадзора РФ от 26.06.2001 г. № 25; введ. 26.06.01 г. — М. : НТЦ “Промышленная безопасность”, 2001. — 24 с.
5. ГОСТ 30319.1–96. Газ природный. Методы расчета физических свойств / Межгосударственный Совет по стандартизации, метрологии и сертификации : протокол № 9–96 от 12.04.1996 г.
6. Сухарев М. Г., Карасевич А. М. Технологический расчет и обеспечение надежности газо- и нефтепроводов. — М. : Нефть и газ, 2000. — 209 с.
7. ОНТП 51-1–85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы : приказ Минпрома СССР № 255 от 29.10.85 г. — М. : Мингазпром, 1986.
8. Гайер В. Г., Дулин В. С., Заря А. Н. Гидравлика и гидропривод : учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Недра, 1991. — 331 с.
9. Котляр И. Я., Пиляк В. М. Эксплуатация магистральных газопроводов. — Л. : Недра, 1971. — 248 с.
10. Белицкий В. Д., Ломов С. М. Проектирование и эксплуатация магистральных газопроводов. — Омск : ОмГТУ, 2011. — 62 с.

Материал поступил в редакцию 25 сентября 2014 г.