

## Предельное состояние трубопровода, подверженного питтинг-коррозии

Н. М. Бородачев

Киевский международный университет гражданской авиации, Киев, Украина

*Предлагается метод определения предельного состояния трубопровода, находящегося под внутренним давлением и подверженного действию питтинг-коррозии. Рассмотрен числовой пример.*

**Ключевые слова:** трубопровод, коррозия, концентрация напряжений, трещина, предельное состояние.

**Введение.** Трубопроводы, находящиеся под действием высокого внутреннего давления, широко применяются в различных областях техники. К ним относятся газовые и нефтяные магистральные трубопроводы, трубы в теплоэнергетике и др. Причиной разрушения таких объектов часто является ослабление стенки трубы вследствие коррозии. Различают равномерную коррозию и так называемый питтинг [1]. Питтинг-коррозия – это повреждение материала локального типа. Если значительному разрушительному воздействию подвергаются малые участки поверхности металла, то возникают глубокие точечные повреждения, если же площадь повреждения материала больше и глубина невелика – язвенные поражения.

Вопросам прочности и разрушения трубопроводов посвящено много исследований (например, [2–6]). Обзор по катастрофам магистральных трубопроводов приведен в [7].

Ниже предлагается новый метод определения предельного состояния трубы, находящейся под действием внутреннего давления и подверженной питтинг-коррозии. Локальное повреждение материала вследствие коррозии будем рассматривать как концентратор напряжений. Идея метода заключается в том, что расчет критического состояния тела с концентратором должен включать в себя, с одной стороны, определение протяженности зоны предельного состояния материала возле концентратора с помощью критерия прочности сплошного материала, а с другой – установление критического размера этой зоны посредством применения критерия механики разрушения.

**Предельное состояние трубы при наличии коррозии.** Рассмотрим трубу, находящуюся под действием внутреннего давления  $p$ . Как известно, напряжение в трубе при отсутствии концентраторов напряжений можно определить по формулам

$$\sigma_{\theta} = \frac{pD}{2\delta}; \quad \sigma_m = \frac{\nu pD}{2\delta}, \quad (1)$$

где  $\sigma_{\theta}$  – окружное нормальное напряжение;  $\sigma_m$  – меридиональное напряжение;  $D$  – средний диаметр трубы;  $\delta$  – толщина стенки;  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

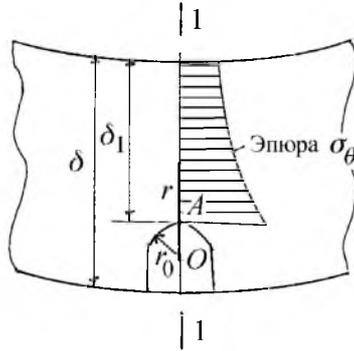


Рис. 1. Фрагмент трубы с коррозией.

Теперь рассмотрим случай, когда стенка трубы получила местное коррозионное повреждение. Зону, занятую поврежденным материалом, исключим из работы и будем моделировать ее U-образным вырезом (рис. 1). Равномерное распределение напряжения  $\sigma_\theta$  по толщине стенки уже не будет иметь места. Коэффициент концентрации напряжений  $K_t$  можно определить в данном случае по графикам, приведенным в монографии [8]. Однако удобнее пользоваться формулами, полученными на основании [8]. Например, при  $\delta/\delta_1 \geq 1,5$ ,  $0,55 \leq \beta \leq 1,50$  имеем

$$K_t = (2,0205 - 1,3010\beta + 0,7274\beta^2 - 0,1468\beta^3) \frac{\delta}{\delta_1}, \quad (2)$$

где  $\beta = r_0/\delta_1$ .

Распределение напряжения  $\sigma_\theta$  по сечению 1-1 (рис. 1) примем в соответствии с формулой Кирша, но видоизменим ее так, чтобы она удовлетворяла очевидным условиям:

$$\sigma_\theta(r_0) = K_t \frac{pD}{2\delta}; \quad \int_{r_0}^{r_0+\delta_1} \sigma_\theta(r) dr = \frac{pD}{2}. \quad (3)$$

В результате получим

$$\sigma_\theta(r) = \frac{K_t pD}{2\delta(1,5 + \omega)} \left( 1 + \frac{1}{2} \frac{r_0^2}{r^2} + \omega \frac{r_0^4}{r^4} \right), \quad (4)$$

где

$$\omega = \frac{\frac{3}{2} \frac{K_t(3\beta + 2)}{2\gamma(\beta + 1)}}{K_t \frac{\beta}{3\gamma} \left[ 1 - \frac{\beta^3}{(1 + \beta)^3} \right] - 1}; \quad \gamma = \frac{\delta}{\delta_1}. \quad (5)$$

Формула (4) удовлетворяет условиям (3). Первое условие (3) требует, чтобы коэффициент концентрации напряжений в вершине U-образного выреза, т.е. при  $r = r_0$ , был равен  $K_t$ . Второе условие (3) – это уравнение равновесия.

Условие разрушения по четвертой теории прочности в данном случае имеет вид

$$\sqrt{\sigma_\theta^2 + \sigma_m^2 - \sigma_\theta \sigma_m} = \sigma_B, \quad (6)$$

где  $\sigma_B$  – предел прочности материала трубы.

Подставляя выражения для  $\sigma_m$  (1) и  $\sigma_\theta$  (4) в условие (6) и полагая  $\nu = 0,5$ , поскольку перед разрушением материал находится в пластическом состоянии, т.е. является несжимаемым, получаем

$$p^* = \frac{4\delta\sigma_B}{D\sqrt{4K_t^2 f^2(x) - 2K_t f(x) + 1}}, \quad (7)$$

где

$$f(x) = \frac{1 + 0,5x^2 + \omega x^4}{1,5 + \omega}; \quad x = \frac{r_0}{r};$$

$p^* = p^*(x)$  – давление, при котором в точке с координатой  $x$  будет достигнуто предельное состояние (в соответствии с условием (6)).

Полагая в формуле (7)  $x = 1$ , найдем значение  $p_0^*$ , при котором в точке  $A$  (рис. 1) будет достигнуто предельное состояние. С дальнейшим повышением давления, т.е. при  $p^* > p_0^*$ , зона предельного состояния материала будет увеличиваться. Из-за узости этой зоны ее можно принять за трещину длиной  $c$  (рис. 2). Длина трещины связана с координатой  $x$  соотношением

$$c = \left(\frac{1}{x} - 1\right)r_0, \quad x = \frac{r_0}{c + r_0}. \quad (8)$$

Подставив в (7) вместо  $x$  второе соотношение из (8), получим зависимость давления  $p^*$  от длины трещины  $c$ .

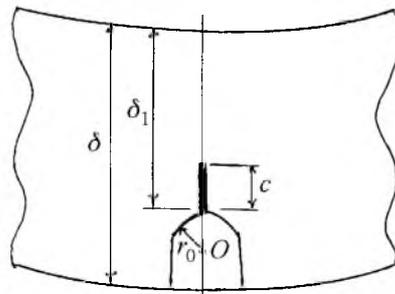


Рис. 2. Фрагмент трубы с коррозионным повреждением и трещиной.

Формула (7) позволяет определить длину трещины  $c$  при заданном давлении  $p^*$ . Однако критическую длину этой трещины  $c_k$  можно найти с помощью критериев механики разрушения. Когда трещина достигнет значения  $c_k$ , наступит окончательное разрушение трубы.

В качестве критерия разрушения примем условие Ирвина

$$K_1 = K_c, \quad (9)$$

где  $K_1$  – коэффициент интенсивности напряжений (КИН) нормального отрыва;  $K_c$  – критический КИН при обобщенном плоском напряженном состоянии.

Коэффициент интенсивности напряжений  $K_1$  в данном случае можно определить по справочным данным [9]:

$$K_1 = \psi \frac{pD}{2\delta} \sqrt{\pi(\delta - \delta_1 + c)}, \quad (10)$$

где  $\psi$  – поправочный коэффициент, зависящий от отношения  $(\delta - \delta_1 + c)/\delta$ . При  $K_1 \rightarrow K_c$  имеем  $p \rightarrow p^*$ . На основе (9) и (10) получим

$$p^* = \frac{2\delta K_c}{\psi D \sqrt{\pi(\delta - \delta_1 + c)}}. \quad (11)$$

При совместном решении уравнений (7) и (11) определим критическую длину трещины  $c_k$  и давление  $p_k^*$ , при котором происходит окончательное разрушение трубы. В уравнении (7) предварительно необходимо заменить переменную  $x$  на  $c$  по формуле (8). Решить совместно уравнения (7) и (11) можно численно на ЭВМ или графически.

**Предельное состояние трубы при отсутствии коррозии.** В этом случае для определения окружного напряжения  $\sigma_\theta$  целесообразно воспользоваться формулой Ламе

$$\sigma_\theta = \frac{pa^2}{b^2 - a^2} \left( 1 + \frac{b^2}{r^2} \right), \quad (12)$$

где  $a, b$  – соответственно внутренний и наружный радиусы трубы; координата  $r$  отсчитывается от центра трубы. Выражение для  $\sigma_m$  принимаем по (1).

Формулу (12) представим в таком виде:

$$\sigma_\theta = \frac{pD}{2\delta} g(\rho), \quad (13)$$

где

$$g(\rho) = 2 \left( \frac{\alpha}{1 + \alpha} \right)^2 \left( 1 + \frac{1}{\rho^2} \right); \quad \alpha = \frac{a}{b}; \quad \rho = \frac{r}{b}. \quad (14)$$

Подставляя  $\sigma_\theta$  (13) и  $\sigma_m$  (1) в условие (6), находим

$$p^* = \frac{4\delta\sigma_B}{D\sqrt{4g^2(\rho) - 2g(\rho) + 1}}. \quad (15)$$

Поскольку формула (15) играет ту же роль, что и формула (7) в предыдущем разделе, соответствующие пояснения опускаем. Длина трещины  $c$  определяется выражением

$$c = b(\rho - \alpha), \quad \rho \geq \alpha. \quad (16)$$

Коэффициент интенсивности напряжений  $K_1$  можно вычислить по формуле [9]

$$K_1 = \frac{pD}{2\delta^{1/2}} F_1\left(\frac{c}{\delta}\right), \quad (17)$$

где

$$F_1\left(\frac{c}{\delta}\right) = \sqrt{\frac{\pi c}{\delta}} \left[ 1,12 - 0,231\left(\frac{c}{\delta}\right) + 10,55\left(\frac{c}{\delta}\right)^2 - 21,72\left(\frac{c}{\delta}\right)^3 + 30,39\left(\frac{c}{\delta}\right)^4 \right]. \quad (18)$$

На основании (9) и (17) получаем

$$p^* = \frac{2\delta^{1/2} K_c}{DF_1(c/\delta)}. \quad (19)$$

Решая совместно уравнения (14), (15), (18) и (19), определяем, как и ранее,  $c_k$  и  $p_k^*$ . В формуле (15) следует предварительно перейти от переменной  $\rho$  к переменной  $c$ , используя соотношение  $\rho = \alpha + c/b$ .

**Пример расчета.** Рассмотрим участок газопровода, изготовленного из стали 17Г1С и обладающего следующими характеристиками:  $D_H = 1020$  мм;  $\delta = 10$  мм;  $\delta_1 = 6$  мм;  $r_0 = 3,3$  мм;  $\sigma_B = 520$  МПа;  $K_c = 60$  МПа · м<sup>1/2</sup>.

Сначала находим  $\gamma = \delta/\delta_1 = 1,67$ ,  $\beta = r_0/\delta_1 = 0,55$ . По формуле (2) определяем  $K_t = 2,48$ . С помощью соотношения (5) имеем  $\omega = 0,339$ . Поправочный коэффициент  $\psi$ , входящий в формулы (10) и (11), на основе [9] равен 1,125.

С использованием этих числовых данных решаем совместно уравнения (7) и (11) на ЭВМ. В результате получаем

$$c_k = 2,72 \text{ мм}; \quad p_k^* = 7,27 \text{ МПа}.$$

На рис. 3 представлено графическое решение системы уравнений (7) и (11). Координаты точки пересечения кривых 1 и 2 дают соответственно  $c_k$  и  $p_k^*$ , что соответствует наличию коррозии.

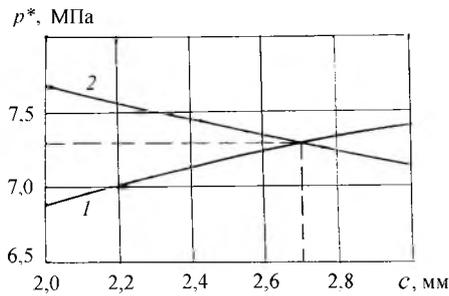


Рис. 3

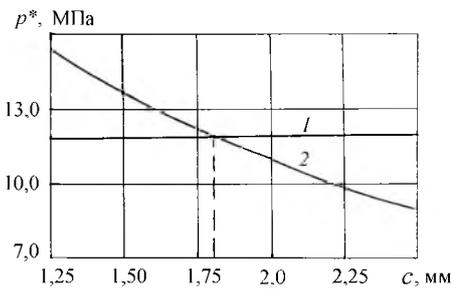


Рис. 4

Рис. 3. Графическое решение системы уравнений (7) и (11): кривая 1 соответствует уравнению (7), кривая 2 – уравнению (11).

Рис. 4. Графическое решение системы уравнений (15) и (19): кривая 1 соответствует уравнению (15), кривая 2 – уравнению (19).

При отсутствии коррозии следует совместно решать уравнения (15) и (19). В формулу (14) входит параметр  $\alpha$ . В данном случае  $\alpha = 0,980$ . Решая совместно уравнения (15) и (19), получаем

$$c_k = 1,80 \text{ мм}; \quad p_k^* = 11,93 \text{ МПа}.$$

Графическое решение системы уравнений (15) и (19) приведено на рис. 4. Координаты точки пересечения кривых 1 и 2 равны соответственно  $c_k$  и  $p_k^*$ .

Величина  $p_k^*$  соответствует давлению, при котором происходит окончательное разрушение трубы. Таким образом, давление  $p_k^*$  определяет ее предельное состояние. Как показывает рассмотренный пример, наличие коррозии существенно уменьшает величину  $p_k^*$ .

Чтобы получить допускаемое давление  $[p]$ , необходимо величину  $p_k^*$  разделить на расчетный коэффициент запаса по пределу прочности  $n$ . Коэффициент  $n$  для нефте- и газопроводов определяется Строительными нормами и Правилами СНиП 2.05.06-85 [10]. Согласно [10] величина  $n$  равна приблизительно двум.

Если известна скорость коррозии, то приведенные выше формулы позволяют прогнозировать уменьшение величины  $p_k^*$  во времени. Зная скорость коррозии, можно рассчитать изменение за нужный отрезок времени формы и размеров области, занятой поврежденным материалом. Новую форму этой области заменяем близким U-образным вырезом. Дальнейший расчет производится так же, как в рассмотренном выше примере.

## Резюме

Пропонується метод визначення граничного стану трубопроводу, що знаходиться під внутрішнім тиском і підданий дії пітинг-корозії. Розглянуто числовий приклад.

1. Uhlig H. H. and Revie R. W. Corrosion and Corrosion Control. An Introduction to Corrosion Science and Engineering. – New York: John Wiley and Sons, 1985.
2. Красовский А. Я., Орьяк И. В., Торон В. М. Вязкое разрушение цилиндрических тел с аксиальными трещинами, нагруженных внутренним давлением // Пробл. прочности. – 1990. – № 2. – С. 16 – 20.
3. Орьяк И. В. Расчет давления вязкого разрушения трубы с осевой сквозной трещиной // Там же. – 1993. – № 4. – С. 39 – 49.
4. Панасюк В. В., Саврук М. П., Дацьшин А. П. Распределение напряжений около трещины в пластинах и оболочках. – Киев: Наук. думка, 1976. – 406 с.
5. Пашиков Ю. И., Рахман М. З., Зажогина О. А. К вопросу о классификации разрушений газопроводов по протяженности // Пробл. прочности. – 1995. – № 5-6. – С. 136 – 142.
6. Kirkhope K. J., Bell R., and Kirkhope J. Stress intensity factor equation for single and multiple cracked pressurised thick-walled cylinders // Int. J. Pres. Ves. and Piping. – 1990. – 41, No 1. – P. 103 – 111.
7. Polyakov V. N. Catastrophes of large diameter pipelines – the role of hydrogen fields // Пробл. прочности. – 1995. – № 1-2. – С. 137 – 146.
8. Peterson R. E. Stress Concentration Factors. – New York: John Wiley and Sons, 1974.
9. Stress Intensity Factors Handbook / Ed. Y. Murakami. – Oxford: Pergamon Press, 1987. – Vol. 1.
10. Нормы по расчету на прочность магистральных нефте- и газопроводов. СНиП 2.05.06-85. – М.: Стройиздат, 1985.

Поступила 06. 06. 2001