

Фізико-технічні проблеми транспорту та зберігання енергоносіїв

УДК 622.692.4

МЕТОДИ ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ПОШКОДЖЕНЬ НА ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ НАФТОПРОВОДУ

А.В. Андрусяк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Рассматриваются методы расчета поврежденной, влияющих на работоспособность нефтепровода. Приведены расчетные формулы, характеризующие механических повреждений. В пределах механических дефектов образуются структурные неоднородные области, где и увеличивается интенсивность процесса деформационного старения трубных сталей.

It is shown the calculation technique of damages influencing on pipeline working capacity. The formulas of calculations that characterize the mechanical damages are included. The mechanical defects with non-uniform structure are formed within the boundaries where those regions the intensity of deformation ageing process is increasing.

На даний час для визначення концентрації напружень застосовують низку методів, що засновані на теоріях пружності і пластичності, механіки руйнування, концентрації напружень. Розмаїтість критеріїв, вузькість діапазонів застосування кожного з них, використання для визначення різних властивостей металу і, відповідно, необхідність їх експериментального одержання, утруднюють аналіз працездатності ушкодженої ділянки нафтопроводу. Для визначення поля зусиль, деформацій, температур застосовують численні методи.

Механічні пошкодження є значними концентраторами зусиль магістральних нафтопроводів. Найчастіше зустрічаються такі концентратори зусиль. На стінках труб нафтопроводів: забоїни, надрізи, тріщини, корозійні ушкодження і вм'ятини. Ступінь концентрації зусиль у металі поблизу цих дефектів залежить від їх геометричних розмірів (кута, глибини і радіуса у вершині тріщини, глибини і діаметра вм'ятини тощо), взаємного розташування їх на поверхні труби і типу корозійних пошкоджень (виразки, піттингова або міжкристальна корозія тощо).

Вплив механічних пошкоджень на працездатність труби виражається через концентрацію напружень і деформації. Основною кількісною характеристикою концентрації напруги

для негострих (різки, подряпини і т.п.) дефектів є теоретичний коефіцієнт концентрації зусиль α_σ . Параметр α_σ пов'язаний з зусиллями так:

$$\alpha_\sigma = \frac{\sigma_{\max}}{\sigma_{\text{нетто}}}, \quad (1)$$

де: σ_{\max} – максимальне зусилля у вершині дефекту;

$\sigma_{\text{нетто}}$ – середнє зусилля в нетто-перетині.

Значення $\sigma_{\text{нетто}}$ пов'язане з номінальним зусиллям σ_n у непошкодженій трубі:

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{\sigma_n \cdot h}{h - a}, \quad (2)$$

де: h – номінальна товщина стінки труби;

a – глибина механічного пошкодження;
($h - a$) – залишкова товщина стінки.

Для характерних тріщиноподібних дефектів, що зустрічаються на нафтопроводах, значення параметра α_σ і особливості розподілу зусиль визначаються в такий спосіб.

Механічне пошкодження характеризуються довжиною c , шириною d , глибиною b і радіусом заокруглення ρ у вершині дефекту. Якщо довжина c є більшою за $10d$, то застосовують одну з таких формул:

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 2 \frac{\sqrt{b \cdot h}}{h - b} \text{ або } \alpha_{\sigma} = 1 + 4 \frac{b \cdot h(h - b)}{d} \text{ при } b \leq \frac{h}{2}, \quad (3)$$

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 4 \frac{b \cdot h(h - b)}{d} \cdot \left[1 + \frac{3(2b - h)(b - h)}{d} \right] \text{ при } b \leq \frac{h}{2}. \quad (4)$$

Для магістральних нафтопроводів одним із найбільш небезпечних видів корозійного руйнування є каверни. Вони являють собою місцеві корозійні пошкодження металу труби у вигляді окремих лункоподібних раковин або груп раковин. Для окремої каверни рекомендується застосовувати таку формулу:

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 3.75 \frac{b}{d} \cdot \frac{1.12 - 0.9 \frac{b}{c}}{1 - \frac{b}{h(1 - 1.5(b/c))}}, \quad (5)$$

де: c, d, b – відповідно довжина, ширина і глибина каверни.

До механічних пошкоджень (дефектів) також відноситься вм'ятина, що характеризується діаметром d і глибиною b . Для неї можна застосовувати таку розрахункову формулу:

$$\alpha_{\sigma} = 1 + 2 \frac{b}{h} + 0.475 \left(\frac{b}{d} \right)^2 - \frac{b}{D} \cdot \left[5 - \frac{b}{h} - 0.75 \left(\frac{b}{h} \right)^2 \right], \quad (6)$$

де D – зовнішній діаметр труби.

Застосування цієї формули можливе за таких співвідношень:

$$0,1 \leq \frac{d}{D} \leq 0,3 \text{ і } 0 \leq \frac{b}{h} \leq 2$$

У межах механічних дефектів (як і дефектів іншого походження) утворюються структурно неоднорідні області металу труб. У цих областях у разі повторного статичного навантаження магістрального нафтопроводу відбувається не лише накопичення незворотних мікропластичних деформацій, але і збільшення інтенсивності процесу деформаційного старіння трубних сталей. Ці процеси взаємно пов'язані. Вони взаємно пришвидшуються, що зрештою, призводить до утворення локально крихких областей.

Під час аналізу фактичного розподілу зусиль і деформацій в зоні дефектів і ушкоджень необхідно враховувати пружнопластичні деформації в зоні концентрації, вводячи в розрахунки коефіцієнти концентрації пружнопластичних деформацій і зусиль K_e, K_S :

$$K_e = \frac{e_{уп}}{\varepsilon_{нетто}}, \quad K_S = \frac{S_{уп}}{\sigma_{нетто}},$$

де: $e_{уп}$ і $S_{уп}$ – максимальні дійсні пружнопластичні деформації і зусилля у вершині концентратора;

$\varepsilon_{нетто}$ і $\sigma_{нетто}$ – середні умовні деформації і зусилля в нетто-перерізі. Співвідношення параметрів $K_e, K_S, \alpha_{\sigma}$ виражається за формулою Нейбера:

$$K_e K_S = \alpha_{\sigma}^2. \quad (7)$$

Цей вираз можна переписати так :

$$S_{уп} e_{уп} = \sigma_y \varepsilon_y, \quad (8)$$

де σ_y, ε_y – відповідно максимальні пружні зусилля і деформація у вершині дефекту (наприклад, у старій трубній сталі).

Значення $\varepsilon_{нетто}$ і $\sigma_{нетто}$ взаємозалежні і пов'язані в такий спосіб [1]:

$$\varepsilon_{нетто} = \frac{\sigma_{нетто}}{E} \Rightarrow \sigma_{нетто} = \varepsilon_{нетто} E \text{ при } \sigma_{нетто} \leq \sigma_T, \quad (9)$$

$$\sigma_{нетто} = \sigma_T^{1-m} (\varepsilon_{нетто} E) \Rightarrow \varepsilon_{нетто} = \frac{\sigma_{нетто}}{E} \left(\frac{\sigma_{нетто}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1}{m}} \text{ при } \sigma_{нетто} > \sigma_T. \quad (10)$$

Деформація у вершині дефекту:

$$e_{max} = e_{уп} = K_e \cdot \varepsilon_{нетто}.$$

Коефіцієнти концентрації пружнопластичних деформацій розраховують за формулами:

$$K_e = \alpha_{\sigma}^{1+m} \text{ при } \sigma_{нетто} \leq \sigma_T, \quad (11)$$

$$K_e = \alpha_{\sigma}^{1+m} \left(\frac{\sigma_{нетто}}{\sigma_m} \right)^{\frac{1-m}{1+m}} \text{ при } \sigma_{нетто} > \sigma_T. \quad (12)$$

Для тріщиноподібних (гострих) дефектів теоретичний коефіцієнт концентрації зусиль великий, оскільки радіус заокруглення у вершині дефекту близький до нуля (менше 0,1 мм). Описувати концентрацію зусиль у таких дефектах за допомогою параметра α_{σ} недоцільно, тому що цей параметр дуже чутливий до радіуса заокруглення ρ яке, до того ж, важко виміряти. Тому основними характеристиками концентрації зусиль в області тріщиноподібних гострих дефектів є коефіцієнти інтенсивності зусиль і деформацій.

Пружнопластичні деформації, що виникають у вершині дефекту, за тиску у нафтопроводі, що циклічно змінюється, призводить до зародження тріщин[2]. Число циклів до зародження тріщини N , (інкубаційна стадія), визначається для симетричних циклів навантажень за рівнянням Коффіна-Менсона:

$$e_a = \ln \left(\frac{1}{1 - \psi} \right) N_3^{-0.5} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (13)$$

де: e_a – амплітуда дійсних пружнопластичних деформацій у вершині дефекту;

σ_{-1} – межа витривалості;

ψ – відносне звуження;

E – модуль Юнга.

Для труб з дефектами характерні циклічні навантаження з позитивним коефіцієнтом асиметрії. Для таких циклів вводять еквівалентну амплітуду пружнопластичних деформацій:

$$e_a = \frac{e_3}{1 - \frac{e_{cp}}{e_k}}, \quad (14)$$

де: e_{cp} – середня амплітуда дійсних пружнопластичних деформацій у вершині концентратора;

e_k – гранична деформація у вершині концентратора.

Значення e_{cp} , e_3 , e_k визначаються за формулами:

$$e_{cp} = \frac{e_{\max} + e_{\min}}{2}, \quad (15)$$

$$e_3 = \frac{e_{\max} - e_{\min}}{2}, \quad (16)$$

$$e_k = \ln\left(\frac{1}{1-\psi}\right). \quad (17)$$

Для тріщиноподібних дефектів теоретичний коефіцієнт концентрації зусиль великий, оскільки радіус заокруглення ρ у вершині дефекту близький до нуля ($\rho < 0,1$ мм). Основними характеристиками концентрації зусиль в області тріщиноподібних дефектів є коефіцієнт інтенсивності деформацій k_{1e} і коефіцієнт інтенсивності зусиль k_1 .

Реальні тріщини (і тріщиноподібні дефекти) бувають однопараметричними, що характеризуються довжиною L і багатопараметричними [2].

Спочатку наведемо формули для коефіцієнтів інтенсивності зусиль однопараметричної тріщини:

$$K_L = \sigma_{\text{брутто}} \cdot \sqrt{a} \cdot Y(\eta), \quad (18)$$

$$K_{Le} = \begin{cases} \left[\frac{K_L}{\sigma_T \cdot I} \right]^{Poc} & \text{при } \sigma_T \cdot I \geq \sigma_{\text{нетто}} \\ \left[\frac{K_L}{\sigma_T \cdot I} \right]^{Poc} \left[\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T \cdot I} \right]^{(1-\mu)(1+\mu)\mu} & \text{при } \sigma_T \cdot I < \sigma_{\text{нетто}} \end{cases} \quad (19)$$

Тут:

a – глибина дефекту;

$\eta = a/h$ – відносна глибина дефекту;

$Y(\eta)$ – поправочна функція, що враховує геометрію дефекту;

I – коефіцієнт, що враховує навантаження стану труби;

$\sigma_{\text{брутто}}$, $\sigma_{\text{нетто}}$ – середні зусилля по брутто- і нетто-перетинах.

Для еліптичної тріщини без врахування поправки на товщину стінки:

$$K_1 = \left[\sigma \frac{\sqrt{\pi}}{E_k} \right] \left(\frac{b}{a} \right)^{\frac{1}{2}} \left(a^2 \sin^2 \phi + b^2 \cos^2 \phi \right)^{\frac{1}{2}},$$

$$K_2 = - \frac{\sqrt{\pi} \cdot b \cdot \cos \phi}{(a \cdot b)^{\frac{3}{2}}} \Pi^{\frac{1}{4}}, \quad (20)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{\pi} \cdot (1-\nu) \cdot a \cdot A \cdot \sin \phi}{(a \cdot b)^{\frac{3}{2}}} \Pi^{\frac{3}{4}},$$

де: $A = \frac{-a \cdot b^2 \cdot k^2 \cdot \tau}{(k^2 - \nu) \cdot E(k) + \nu(1 - k^2) \cdot K(k)},$

$$k^2 = 1 - \left(\frac{b}{a} \right)^2, \quad \Pi = a^2 \sin^2 \phi + b^2 \cos^2 \phi.$$

Тут:

a і b – розміри півосей еліптичної тріщини;

ν – коефіцієнт Пуассона,

$E(k)$ і $K(k)$ – повні еліптичні інтеграли Лежандра.

Отже, за допомогою даної методики можна визначити вплив пошкоджень на працездатність нафтопроводу.

Висновок: у даній роботі було виявлено, що одним із найбільш небезпечних видів корозійної руйнації є каверни. Вони являють собою місцеві корозійні пошкодження металу труби у виді окремих лункоподібних раковин або груп раковин.

Література

1 Методика оцінки статичної тривкості і циклічної довговічності магістральних нафтопроводів. – Уфа.: ВНИИСПТнефть, 1990. – 89 с.

2 Ямалеев К.М. Старіння металу труб у процесі експлуатації нафтопроводів. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 64 с.

3 Красовский А.Я., Красико В.Н. Тріщностійкість сталей магістральних трубопроводів. – К.: Наукова думка, 1990. – 173 с.