

УДК 539

**В.В. Астанін**, д-р техн. наук, проф.  
**М.М. Бородачов**, д-р техн. наук, проф.  
**Т.В. Доник**, студ.

## **ВЗАЄМНИЙ ВПЛИВ БЛИЗЬКО РОЗМІЩЕНИХ КОРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ НА НАПРУЖЕНИЙ СТАН СТІНКИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ**

НАУ, кафедра механіки  
E-mail: aviacosm@nau.edu.ua

*Розглянуто задачу про напружений стан стінки магістрального газопроводу. Досліджено взаємний вплив близько розміщених корозійних пошкоджень на напружено-деформований стан труби.*

*The problem on a stress state of a wall of the pipeline is considered. Mutual influence of close located corrosive damages on the stress-strain state of a pipe is investigated.*

### **Актуальність проблеми**

Магістральні газопроводи великого діаметра, які прокладені по території України, запроектовані відповідно до вимог БНіП 2.05.06-85. У них розрахунковий коефіцієнт запасу міцності взятий близько двох. Відомо, що в процесі експлуатації газопроводи піддаються корозії. Корозія труб призводить до утворення різних виїмок, каверн, свищів у стінці труби, зменшенню її товщини.

У разі корозійного пошкодження труби зменшується фактичний коефіцієнт запасу, тобто зменшується граничний тиск, що може витримати ця ділянка газопроводу.

Найбільші труднощі під час визначення граничного тиску являє собою випадок, коли відбувається нерівномірна корозія, тобто коли корозія роз'їдає стінку труби в різних перетинах на різну глибину. При місцевій корозії відбувається руйнування металу на локальних ділянках у формі виразок, точених роз'їдань тощо.

Однак у БНіП 2.05.06-85 і науково-технічній літературі немає вказівок на те, як визначати фактичний коефіцієнт запасу міцності трубопроводу за наявності нерівномірної і місцевої корозії. У вимогах США, Канади, Великої Британії також немає таких вказівок. Тільки нормами Німеччини передбачена добавка на корозію в розмірі 1 мм для товщини стінки труби.

Оскільки газопроводи, прокладені на території України, експлуатуються, як правило, більше 20 р., то в них з великим ступенем імовірності вже є різні корозійні пошкодження.

Під міцністю магістрального підземного трубопроводу розуміється його здатність чинити опір внутрішнім і зовнішнім навантаженням без руйнування. Міцність – складна функціональна залежність між несучою здатністю матеріалу, з якого зроблені різні конструкції трубопроводу, і зусиллями, що виникають у цих конструкціях під дією внутрішніх і зовнішніх навантажень.

Оскільки руйнування трубопровідних конструкцій відбувається, коли їхня несуча здатність виявляється недостатньою для прийняття діючих у них зусиль, то забезпечення міцності трубопроводу може досягатися як регулюванням фізико-механічних властивостей матеріалу труб, їх розмірів, так і зміненням зусиль, які діють в елементах конструкцій.

Тому проблема забезпечення міцності трубопроводу містить комплекс завдань, які пов'язані з визначенням зусиль в елементах конструкцій, а також розробкою методів оцінки необхідного і достатнього запасу несучої здатності.

**Постановка проблеми** – досліджується вплив на напружений стан двох корозійних пошкоджень, розміщених як з одного, так і з двох боків стінки труби. Основна увага приділяється визначенню обвідних нормальних напружень, оскільки від них переважно залежить міцність труби. Розрахунки напруженого стану проводилися на програмних комплексах.

Дані газопроводів взяті такі:

- діаметр труби  $D = 1020$  мм;
- товщина стінки  $t = 10$  мм;
- внутрішній тиск  $p = 55$  атм,
- матеріал сталь 17Г1С;
- границя міцності  $\sigma_b = 520$  МПа;
- границя текучості  $\sigma_T = 360$  МПа;
- коефіцієнт Пуассона  $\nu = 0,25$ .

### **Аналіз дослідження**

Багато результатів досліджень міцності трубопроводів наведено в науковій та довідковій літературі [1–7]. Однак у відомій літературі мало уваги приділяється питанню про напружений стан трубопроводів за наявності в них корозійних пошкоджень.

**Мета** статті – отримати розв'язок задачі про взаємний вплив близько розміщених корозійних пошкоджень на напружений стан стінки магістрального газопроводу.

### Розрахунок трубопроводу на міцність за відсутності пошкоджень

Розрахунок трубопроводу проводився за схемою показаною на рис. 1.

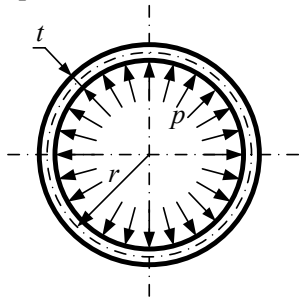


Рис. 1. Розрахункова схема:  
t – товщина стінки труби;  
p – внутрішній тиск

У непошкодженій трубi напруження можна визначити з рівняння Лапласа:

$$\frac{\sigma_{\theta}}{\rho_{\theta}} + \frac{\sigma_m}{\rho_m} = \frac{p}{t}, \quad (1)$$

де  $\sigma_{\theta}$ ,  $\sigma_m$  – колове та меридіональне напруження відповідно (рис. 2);  $\rho_{\theta}$ ,  $\rho_m$  – радіуси кривизни в коловому та меридіональному напрямках.

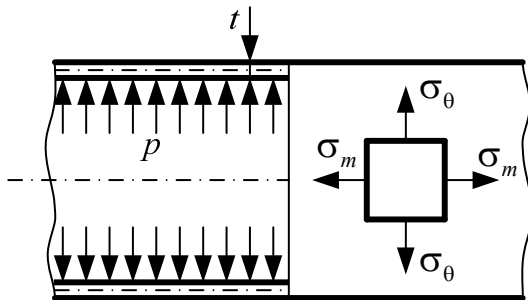


Рис. 2. Напруження в стінці труби

Оскільки для циліндричної ділянки труби

$$\rho_m = \infty,$$

то з рівняння (1) отримуємо

$$\sigma_{\theta} = \frac{pr}{t}. \quad (2)$$

Для визначення напруження  $\sigma_m$  скористаємось умовою, що

$$\varepsilon_m = 0,$$

де  $\varepsilon_m$  – відносна деформація.

Узагальнений закон Гука дає

$$E\varepsilon_m = \sigma_m - \nu(\sigma_{\theta} + \sigma_r), \quad (3)$$

де E – модуль Юнга;  $\nu$  – коефіцієнт Пуассона.

Припускаємо в рівнянні (3)

$$\varepsilon_m = 0,$$

отримуємо

$$\sigma_m = \nu(\sigma_{\theta} + \sigma_r).$$

Визначимо головні напруження  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ .

Оскільки

$$\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3,$$

то

$$\sigma_1 = \sigma_{\theta};$$

$$\sigma_2 = \sigma_m;$$

$$\sigma_3 = -p.$$

Для перевірки міцності будемо використовувати третю теорію міцності:

$$\sigma_{r3} = \sigma_1 - \sigma_3 \leq [\sigma],$$

де  $\sigma_{r3}$  – розрахункове напруження за третьою теорією міцності;  $[\sigma]$  – допустиме напруження на розтягання.

Використовуючи параметри труби, за формулою (2) розраховуємо колове напруження

$$\sigma_{\theta} = \frac{55 \cdot 1020}{2 \cdot 10} = 2,8 \cdot 10^3 \text{ кг/см}^2 = 280 \text{ МПа}.$$

Коефіцієнт запасу міцності по границі міцності визначаємо за формулою

$$n = \frac{\sigma_B}{\sigma_{r3}};$$

$$n = \frac{520}{285,5} = 1,82.$$

Коефіцієнт запасу міцності по границі текучості:

$$n_1 = \frac{\sigma_T}{\sigma_{r3}};$$

$$n_1 = \frac{360}{285,5} = 1,26.$$

### Визначення напруженого стану газопроводу за наявності у стінці близько розміщених пошкоджень

Нехай стінка труби отримала корозійне пошкодження (рис. 3).

Виріжемо зі стінки труби елемент і навантажимо його на основі принципу Сен-Венана розтяжними зусиллями (рис. 3, а)  $\sigma_0 = \sigma_{\theta}$ .

У напрямку поздовжній осі труби товщина елемента дорівнює 2 мм.

Виділений елемент стінки труби знаходиться в умовах плоскої деформації. У цьому разі проблема зводиться до вирішення плоскої задачі теорії пружності.

Диференціальні рівняння рівноваги в переміщеннях плоскої задачі теорії пружності мають вигляд:

$$\frac{1}{1-2\nu} \frac{\partial \theta}{\partial x} + \nabla^2 u = 0;$$

$$\frac{1}{1-2\nu} \frac{\partial \theta}{\partial y} + \nabla^2 v = 0, \quad (4)$$

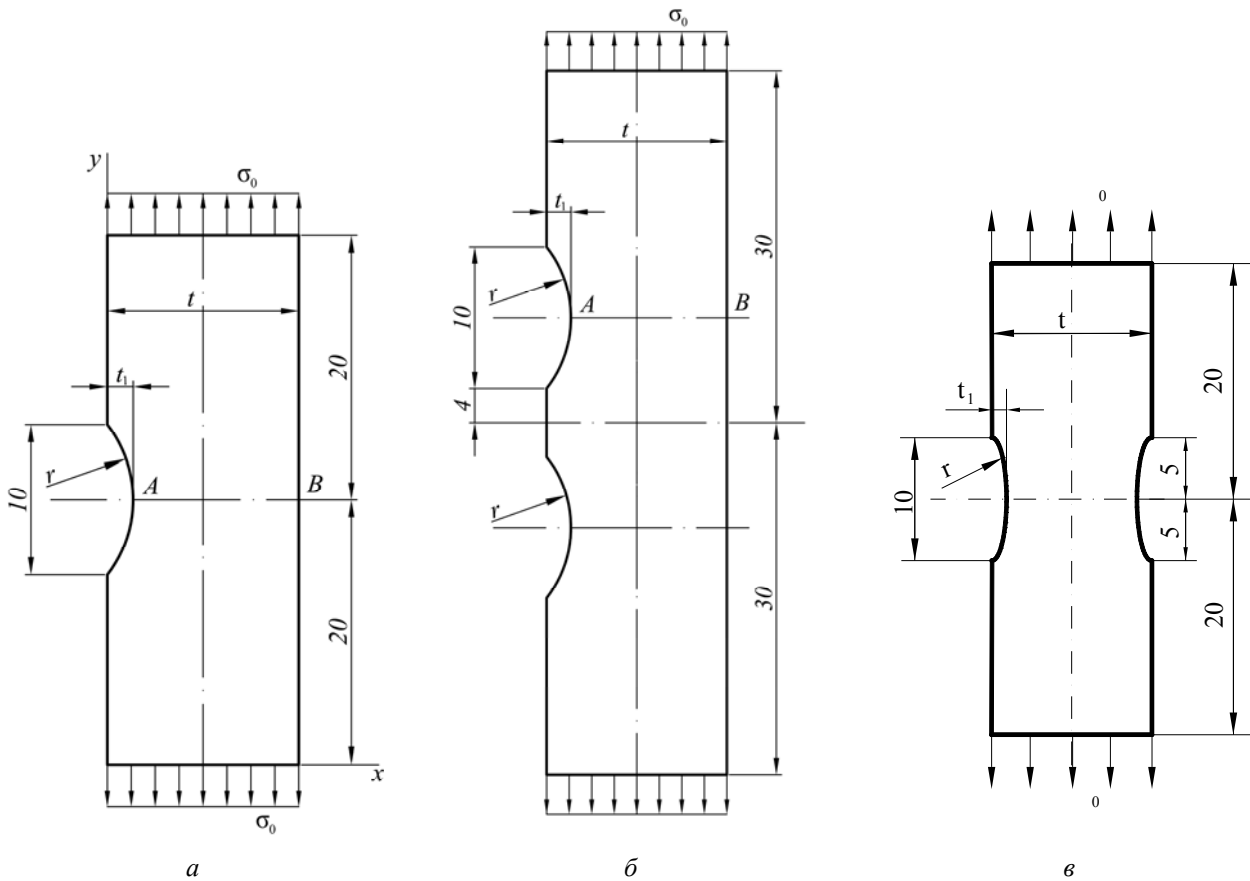


Рис. 3. Стінка труби:  
 а – з одним корозійним пошкодженням; б – з двома близько розміщеними корозійними пошкодженнями; в – з пошкодженнями, розміщеними з обох боків

$$\nabla^2 = \frac{\partial^2}{\partial x^2} + \frac{\partial^2}{\partial y^2},$$

де  $u, v$  – проекції вектора переміщень на осі  $x, y$ ;  $\theta$  – об’ємне розширення:

$$\theta = \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y}.$$

Рівняння (4) відповідають випадку плоскої деформації. У випадку узагальненого плоского напруженого стану величину  $\nu$  замінюють на  $\nu/(1+\nu)$ .

Для розв’язання рівнянь (4) з відповідними крайовими умовами застосуємо метод скінченних елементів (МСЕ).

У результаті можна отримати переміщення та напруження в будь-якій точці цього фрагмента стінки труби. Однак найбільший інтерес викликає розподіл напружень в небезпечному перерізі А–В. Для реалізації МСЕ скористаємось існуючими програмними комплексами.

У результаті отримуємо епюру нормальних напружень  $\sigma_0$  у небезпечному перерізі А–В при  $t_1 = 2 \text{ мм}$ ,  $r = 7,25 \text{ мм}$ , крива  $g(x)$  на рис. 4.

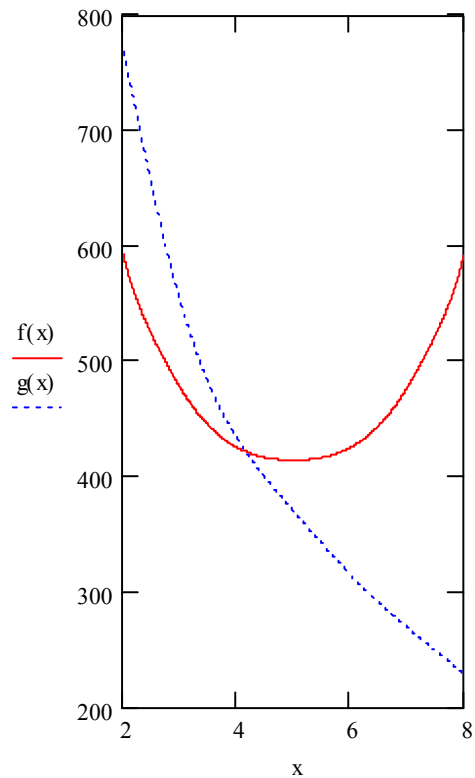


Рис. 4. Розподіл напружень у перерізі А–В

У випадку двох близько розміщених корозійних пошкоджень з одного боку (рис. 3, б) епюра напружень  $\sigma_\theta$  буде практично такою самою, як і у випадку одного пошкодження (рис. 4, крива  $g(x)$ ).

Епюра напружень  $\sigma_\theta$  для випадку двох близько розміщених корозійних пошкоджень, але з різних боків, зображеного на рис. 3, в, показано на рис. 4 (крива  $f(x)$ ).

### Висновки

1. Епюра напружень  $\sigma_\theta$  для одного пошкодження (рис. 4, крива  $g(x)$ ) практично не відрізняється від епюри для випадку двох пошкоджень, розміщених близько один від одного, але з одного боку.
  2. Епюра  $\sigma_\theta$  для випадку двох пошкоджень, розміщених з двох боків (рис. 4, крива  $f(x)$ ), значно відрізняється від показаних на рис. 4 (крива  $g(x)$ ).
  3. Коли пошкодження розміщені з двох боків стінки труби, то маємо випадок центрального розтягання. Підвищення колового напруження з 280 до 595 МПа в небезпечних точках викликане концентрацією напружень поблизу пошкодження.
  4. Коли маємо одне пошкодження або два близько розміщених з одного боку, то в цьому випадку напруження  $\sigma_\theta$  підвищується від 280 до 760 МПа.
- У цьому разі відбувається позацентрове розтягання і концентрація напружень.

5. Випадок наявності одного пошкодження або двох з одного боку ( $\sigma_{\theta\max} = 760$  МПа) є більш небезпечним, ніж випадок двох пошкоджень, розміщених з двох боків стінки труби ( $\sigma_{\theta\max} = 595$  МПа).

У подальшому передбачається розв'язати подібну задачу з урахуванням як внутрішнього тиску, так і температури стінки труби.

Отримані результати можуть знайти використання в розрахунковій практиці при перевірці на міцність магістральних газопроводів.

### Література

1. *Бородавкин П.П., Березин В.Л.* Сооружение магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1987. – 471 с.
2. *Бородачев Н.М.* Предельное состояние трубопровода, подверженного питтинг-коррозии // Пробл. прочности. – 2002. – №6. – С. 89–95.
3. *Красовский А.Я., Орыняк И.В., Торон В.М.* Вязкое разрушение цилиндрических тел с аксиальными трещинами, нагруженных внутренним давлением // Пробл. прочности. – 1990. – №2. – С. 16–20.
4. *Орыняк И.В.* Расчет давления вязкого разрушения трубы с осевой сквозной трещиной // Пробл. прочности. – 1993. – №4. – С. 39–49.
5. *Пашков Ю.И., Раман М.З., Зажогина О.А.* К вопросу о классификации разрушений газопроводов по протяженности // Пробл. прочности. – 1995. – №5–6. – С. 136–142.
6. *Polyakov V.N.* Catastrophes of large diameter pipelines – the role of hydrogen fields // Пробл. прочности. – 1995. – №1–2. – С. 137–146.
7. *Peterson R.E.* Stress Concentration Factors. – New York: John Wiley and Sons. – 1974. – 302 p.

Стаття надійшла до редакції 23.08.06.