

УДК 622.692.4.004.67

**РОЗРАХУНКОВО-ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИЙ МЕТОД ОЦІНКИ
ЕКОЛОГІЧНО БЕЗПЕЧНОГО РЕСУРСУ ТРУБОПРОВОДІВ
БУРЯКОЦУКРОВОГО ВИРОБНИЦТВА**

Макаренко В.Д.¹, Хропост В.І.²

¹ доктор технічних наук, професор;

² студент Ніжинського агротехнічного інституту.

Відомо із вітчизняної і закордонної літератури [11-19], що для оцінки ступені опору метала трубних конструкцій (промислових і магістральних нафто- і газопроводів) використовують дорогі експерименти як в польових (трасових), так і в базових (заводських) умовах, що в значній мірі економічно не вигідно. Як правило, основним кінцевим завданням при проведенні натурних і полігонних випробувань труб відповідно до вимог нормативних документів, зокрема БНіП 2.05.06-85*, є визначення необхідних в'язких властивостей металу труб, забезпечуючих ефективне гальмування процесу зароджування і розповсюдження руйнівних тріщин в трубопроводах. В зв'язку з цим в багатьох країнах на базі результатів обробки великої кількості стендових натурних і полігонних випробувань розроблені наступні емпіричні залежності, які дозволяють розрахунковим шляхом визначати необхідні в'язкі властивості металу труб, зокрема для магістральних газопроводів з різними робочими параметрами:

Інститут Баттеля, США:

$$KCV^{2/3} = 2.382 \cdot 10^5 (D \cdot h/2)^{1.3} \cdot \sigma_k ; \quad (1)$$

Американський інститут чорної металургії (АИСІ), США:

$$KCV^{2/3} = 2.377 \cdot 10^4 D^{0.5} \cdot \sigma_k^{1.5} ; \quad (2)$$

Британська газова корпорація (БГА), Великобританія:

$$KCV^{2/3} = [1.76 \cdot D/2 (1/h^{0.5}) - 0.288 (D/2)^{1.25} \cdot (1/h^{0.75})] \cdot 10^3 \cdot \sigma_k ; \quad (3)$$

Італсідер, Італія:

$$KCV^{2/3} = -0.627h - [6.8 \cdot 10^8 \cdot (D/2)^2 - 1.25 \cdot 10^5 \cdot D/2 \cdot \sigma_k^2] \cdot h/H + 2.52 \cdot 10^4 \cdot D/2 \cdot \sigma_k ; \quad (4)$$

Ніппон Стіл, Японія:

$$KCV^{2/3} = 1.765 \cdot 10^6 \cdot D^{0.6} h^{0.05} \cdot \sigma_k^{2.21} ; \quad (5)$$

Маннесман, Німеччина:

$$KCV^{2/3} = 19 e^{0.298} \cdot 10^8 \cdot D^{1.07} \cdot h^{0.59} \cdot \sigma_k^{1.78} . \quad (6)$$

В усі ці рівняння, не дивлячись на їх різну структуру, входять: діаметр D і товщина h стінки труби; колові (окружні) σ_k напруження в трубі, визначаємі по відомій із курсу “Опір матеріалів” котельній формулі. В деяких рівняннях врахована товщина шара ґрунту H над трубопроводом. В якості критерія, визначаючого опір металу труб руйнівному розповсюдженню тріщини, прийнята ударна в’язкість по Шарпі (гострий V - образний надріз) товщиною $2/3$ від нормальної товщини зразка. Ударну в’язкість металу труб визначають по ГОСТ 9454-78 на зразках розміром $10 \times 10 \times 55$ мм. Радіус дна надрізу $r = 0.25$ мм (по Шарпі). Зразки випробуються на 3-точковий ударний згин на маятникових копрах з енергією удару до 300 Дж. Швидкість руху маятника в момент нанесення удару повинна бути приблизно 5 м/с. Відстань між опорами для встановлення зразків повинна бути рівною 40 мм. Температура випробування зразків вказується в технічних умовах чи стандартах на поставку труб чи сталі, а в дослідних роботах випробування виконуються в інтервалі температур, забезпечуючих одержання на зразках зламів від в’язкого до повністю крихкого.

Порівняння результатів розрахунку, виконаних за приведеними вище рівняннями, з даними натурних полігонних випробувань окремих ділянок трубопроводів показало на задовільну відповідність розрахункових і експериментальних значень для труб із сталей низької і середньої в’язкості ($KCV^{2/3} \leq 0.5$ МДж/м²) для діаметрів трубопроводів до 1020 мм. З підвищенням рівня ударної в’язкості металу і діаметра труб (до 1420 мм) різниця між розрахунковими і експериментальними значеннями збільшується. Найбільш точні результати дає використання рівняння (1).

Невідповідність розрахункових і експериментальних значень в’язкості, необхідної для зупинки руйнування в трубопроводах, зокрема в потужних газопроводах, автори [1] пояснюють декількома причинами:

1. в рівняннях (1-6), які характеризують опір матеріала в’язкому руйнуванню, використовують величину напружень в стінці труби, тоді як енергетичні умови в’язкого руйнування визначаються запасом пружної енергії стислого газу в трубопроводі;
2. в’язке руйнування в газопроводах представляє собою високоенергоємкий процес, супроводжуваний утворенням великих пластичних деформацій металу стінки при розриву труб. Іншими словами, при в’язкому руйнуванні радіус пластичної зони в вершині тріщини може досягати великих значень (відомі випадки, коли радіус

досягав 400-600 мм з утоньшенням окрайків розриву – до 25% від товщини стінки труби). Тобто, в наведених розрахункових рівняннях не враховується масштабний фактор, так як ударна в'язкість, як умовна характеристика металу, не відображає дійсний опір метала труб в'язкому руйнуванню;

3. умови випробування зразків на ударну в'язкість і відрізків трубопроводів різко відрізняються, тому використання в розрахункових рівняннях даних натурних випробувань неправомірно, так як не відображає реальну картину розвитку і руху тріщини в металі труби.

З урахуванням цих зауважень і з використанням математичного апарату для обробки даних полігонних випробувань окремих труб великого діаметру (1220-1420 мм), виконаних в широкому діапазоні руйнівного тиску і властивостей металу, вченими науково-дослідного інституту будівництва трубопроводів (ВНДІБТ) було одержано рівняння, поєднуюче в'язкість металу труб з параметрами газопроводу і характеристикою руйнування:

$$A_n = 1.76 + 0.326p + 0.0026D - 0.016\sqrt{v}, \quad (7)$$

де A_n – енергія в'язкого руйнування повно товщинного зразку при ударних випробуваннях, кДж; p – робочий тиск в трубопроводі, МПа; D – зовнішній діаметр газопроводу, мм; $\sqrt{v}$ – швидкість руйнування, м/с.

Рівняння (7) Інституту ВНИИСТ має замість колових напружень безпосередньо робочий тиск газопровода, а в якості характеристики процесу руйнування – швидкість розповсюдження руйнівної тріщини. Вплив товщини стінки труби відображається через роботу руйнування товстостінних зразків, що підвищує точність оцінки критерія руйнування.

При порівнюванні розрахункових даних, одержаних за рівнянням (7), з результатами натурних випробувань, автори [1] одержали задовільну точність визначення опору руйнування (в межах 5-10%).

Відомо, що на процес руйнування нафто- і газопроводів впливає корозія внутрішніх поверхностей при контакті з коррозійно-активним середовищем (газоводонафтова суміш, волога і домішки кисню, сірководню, діоксида кисню, то що). Термін служби трубопроводів в корозійно-безпечних середовищах – питання дуже важливе й недостатньо вивчене. Від того, як довго можуть служити труби на різних нафтогазових родовищах залежить їхня продуктивність і

металоемкість. Відсутність надійного критерія, дозволяючого визначити придатність труб до подальшої роботи, приводить к тому, що заміну і ремонт труб виконують частіше, ніж це вимагається із міркувань надійності. Виходячи із цього, Інститутом ім. Баттеля (США) розроблена напівемпірична методика визначення міцності труб, маючих корозійні пошкодження [2]. В даній методиці використовується рівняння для визначення допустимих робочих напружень в трубах, маючих на поверхні корозійні дефекти (в вигляді язв, каверн, то що).

$$\sigma_{\theta} = [(F_0 - F)/(F_0 - F \cdot M^{-1})] \cdot \sigma_t, \quad (8)$$

де σ_{θ} - дійсні колові (окружні) напруження, які можуть визвати руйнування ділянки, враженої корозією; σ_t - напруження текучості матеріалу труби; F - площа повздовжнього перерізу стінки труби з урахуванням витрат в результаті корозії (довжина ділянки відповідає довжині корозійної раковини); F_0 - вихідна площа повздовжнього перерізу ділянки труби по тій же довжині; M - поправочний коефіцієнт, враховуючий розміри труби і вражених корозією ділянок.

Розрахунковий тиск P , викликаючий руйнування враженої корозією труби, визначається відомою формулою:

$$P = 2 \sigma_{\theta} \cdot t / D, \quad (9)$$

де t - товщина стінки труби; D - зовнішній діаметр труби.

Із рівняння (9) можна знайти величину σ_{θ} .

Поправочний коефіцієнт, відомий як коефіцієнт Фоліаса, визначають за формулою:

$M^{-1} = L / \sqrt{R t}$, де L - довжина дефектної ділянки; R - радіус труби.

Так, для труб розміром $\varnothing 320 \times 8$ мм при довжині дефекту $L = 56$ мм відношення $L / \sqrt{R t} = 1.63$, тоді відповідно графічної залежності $M^{-1} = 0.86$.

На основі експериментальних даних одержано також рівняння для визначення коефіцієнта M :

$$M = \sqrt{1 + (0.4 \frac{L}{R t})}. \quad (10)$$

Тоді для розглянутого випадку труб $M^{-1} = 0.77$, що не перевищує 10% значення M^{-1} , визначеного по графіку рис.1[3].

Напруження текучості σ_t - розраховують як середнє між межею текучості і межею міцності для даного матеріалу труби.

В роботі [3] приведена наступна залежність: $\sigma_t^- = \sigma_k \cdot M$,
(11)

де σ_k - колові напруження при руйнуванні труби.

Автори [4, 5] пропонують визначати величину σ_t^- емпіричною залежністю

$$\sigma_t^- = \sigma_t^0 + 7, \quad (12)$$

де σ_k^0 - межа текучості листового матеріалу, яка визначається при випробуванні на сплющення, кгс/мм².

$$\text{Так як } \sigma_t^0 = 0.93 \cdot \sigma_{tc}^0, \quad (13)$$

де σ_{tc}^0 - межа міцності, визначена по специфікації [6, 7], тоді

$$\sigma_t^- = 0.93 \cdot \sigma_{tc}^0 + 7. \quad (14)$$

Так для труб зі сталі класу X52, маючій межу міцності 36.5 кгс/мм², величина

$$\sigma_t^- = 0.93 \cdot 36.5 + 7 = 41 \text{ кгс/мм}^2.$$

Тобто

$$\sigma_t^- = 1.1 \cdot \sigma_{tc}^0.$$

Таким чином, формула (8) придатна для міцнісних розрахунків труб, маючих дефекти різної конфігурації, зокрема вузькі і глибокі з невеликою площею враження поверхні трубопроводів.

Статистичний аналіз аварій на промислових нафтопроводах, зокрема в Західній Сибірі (Росія), показує, що руйнування стінок труб проходить, як правило, при тисках (2-3 МПа) і задовго до кінця амортизаційного терміну експлуатації. Це значить, що при цих тисках напруження в стінках труб доходить приблизно до 160-180 МПа, тобто в 2 – 2.5 разів менше, чим межа текучості металу труб. Отже, руйнування металу труб не відбувається від статичного навантаження. Крім того, при проектуванні трубопроводу закладається двократний запас міцності, тобто промислові трубопроводи повинні витримувати робочий тиск в 8-10 МПа і більше.

Із практики відомо, що дійсно окремі ділянки трубопроводів сприймають до 300-350 циклів і більше повторних навантажень, викликаних різними технологічними і експлуатаційними факторами (відключення нафтодобувних качалок і нафтоперекачуючих станцій, викликаних відказами електрообладнання, автоматичного і механічного устаткування, зміною режимів течії прокачуваної суміші, тощо). Так, наприклад за час розрахункового терміну служби магістрального нафтопроводу (20 років) загальне число циклів навантаження внутрішнім тиском склало в середньому 7000-9000 циклів [8, 9].

Розрахунок на міцність промислових трубопроводів виконують за методом граничного становища, яке визначається міцністю труб на розрив від дії статичного внутрішнього тиску.

На практиці розглядається три варіанта граничного становища. Перший – по несучій здатності, при досягненні якої трубопровід втрачає здатність чинити опір внутрішньому тиску.

Другий – по розвитку максимальних деформацій від статичних і динамічних навантажень.

Третій – по утворенню і розкриттю тріщин при циклічних (повторно статичних) навантаженнях; в розрахунках трубопроводів на міцність, як правило, не використовується [5,10]. В той же час циклічна тріщиностійкість для металу трубопроводів являється основною властивістю, визначаючій їхню здатність чинити опір крихкому руйнуванню. Циклічна тріщиностійкість визначається формулами Париса-Махутова [3]:

$$\begin{aligned} d\ell/dN &= C_{\sigma} (\Delta K)^{n_{\sigma}}, \\ d\ell/dN &= C_{\varepsilon} (\Delta K)^{n_{\varepsilon}}, \end{aligned} \quad (15)$$

де ℓ – довжина тріщини; N – число циклів навантаження; C – коефіцієнт міцності; ΔK – зміна коефіцієнту інтенсивності напружень; n – коефіцієнт деформаційного зміцнювання; σ і ε – значки, які вказують на обчислення по напруженню чи по деформації. Параметри C і n визначаються із експериментально побудованих кривих по залежності $\ell = f(N)$ [3].

Виконані в роботі [10] оціночні розрахунки показали, що при тривалому терміну експлуатації нафтопроводів (10-30 років) відбувається зменшення тріщиностійкості трубних сталей, тобто відбувається зниження опору металу труб крихкому руйнуванню.

Таким чином, вищенаведені дані показують, що до цього часу не встановлені кореляційні залежності в'язкості руйнування з звичайними механічними властивостями гладких зразків (σ_b , σ_t , δ , ψ), а тільки знайдено деякі окремі залежності для деяких марок трубних сталей. Тому вивчення залежності показників в'язкості і тріщиностійкості від терміну експлуатації трубопроводів, складу і структури металу являється важливим завданням для оцінки надійності і довговічності трубопровідного транспорту і потребує проведення додаткових досліджень.

Література

1.Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошніченко Б.И. Трубы для магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1986. – 231с.

- 2.Полянский Р.П., Пастернак В.И. Трубы для нефтяной и газовой промышленности за рубежом. – М.: Недра, 1979. – 215с.
- 3.Махутов Н.А. Деформационные критерии разрушения.– М.: Машиностроение, 1981. – 272с.
- 4.Финкель В.М. Физические основы торможения разрушения. – М.: Металлургия, 1977. – 156с.
- 5.Коллакот Р. Диагностика повреждений; Пер. с англ. – М.: Мир, 1989. – 512с.
- 6.Строительные Нормы и Правила (СНиП 2.05.06-85). Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Стройиздат, 1985. – С.25-36.
7. CSA Standard 184- 1974. Gas pipelines Systems.- Canadian Standards Association.
- 8.Гусенков А.П. Прочность при изотермическом и неизотермическом малоцикловом нагружении. – М.: Наука, 1979. – 178с.
- 9.Вольский М.И., Аистов А.С., Гусенков А.П., Гуменный А.К. Прочность труб магистральных нефте- и продуктопроводов при статическом и малоцикловом нагружении// Сер. Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов.– М.: ВНИИОЭНГ, 1979. – 50с.
- 10.Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Журавлев Г.В. и др. Трещиностойкость металла труб нефтепроводов. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001. – 231с.
- 11.Остсемин А.А., Заворухин В.Ю. Прочность нефтепровода с поверхностными дефектами //Проблемы прочности. – 1993. - №12. – С.51-59.
- 12.Василенко И.И., Мелехов Р.К. Коррозионное растрескивание сталей. – Киев.: Наукова думка, 1977. – 165с.
- 13.Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Зайнуллин РС. .Старение труб нефтепроводов. – М.: Недра, 1995. – 222с.
- 14.Гутман Э.М., Гейманский М.Д., Клапчук О.В. и др. Защита газопроводов от сероводородной коррозии. – М.: Недра, 1988. – 200с.
- 15.Бородавкин П.П. Подземные трубопроводы// Проектирование и строительство. – М.: Недра, 1992. – 384с.
16. Parking R.N. Life Prediction of Corrodible Structure . – NACE, Houston, 1994, str. 1670.
- 17.Похмурский В.И. Коррозионная усталость металлов. – Киев: Наукова думка. – 1982. – 284с.
- 18.Смолдырев А.Е. Трубопроводный транспорт. – М.: Недра, 1980. – 293с.

19.Беренс Д., Гесслер Х. Расчет труб и отводов для магистральных газопроводов//Тр.9-го Советско-германского симп. по вопросам производства труб. – М.: Маннесман, 1987. – 22с.