

# Дослідження та методи аналізу

УДК 622.692.4

## ОЦІНКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНОЇ НАДІЙНОСТІ НАФТОГАЗОПРОВІДІВ ЗА НАЯВНОСТІ ЛОКАЛЬНИХ ДЕФЕКТІВ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ

Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464,  
e-mail: pector@iung.edu.ua

*Пропонується розрахунково-експериментальна методика оцінки небезпеки локального дефекту, представленого тріщиною, на підставі розрахунку співвідношення максимального еквівалентного коефіцієнта концентрації напруження в зоні дефекту та проектного допустимого коефіцієнта.*

Ключові слова: втома, наводнення, концентратор напружень, зварне з'єднання, зварний шов, газопровід, статичне навантаження, низькочастотне навантаження.

*Предлагается расчетно-экспериментальная методика оценки опасности локального дефекта, представленного трещиной, на основании расчета соотношения максимального эквивалентного коэффициента концентрации напряжений в зоне дефекта и проектного допустимого коэффициента.*

Ключевые слова: втома, наводораживание, концентратор напряжения, сварное соединение, сварной шов, газопровод, статическое нагружение, низкочастотное нагружение

*An experimental method of settlement and risk assessment of a local defect, represented by a crack on the basis of calculating the ratio of the maximum equivalent stress concentration factor in the area of defect and design acceptable ratio.*

Keywords: fatigue, inundation, stress concentrator, annular coupling, welding seam, gas pipeline, static stress, low-frequency stress

Основна причина виходу з ладу промислових трубопровідних конструкцій – наявність в них дефектів, що виникають при виконанні зварювально-монтажних робіт і експлуатації з порушенням регламентуючих правил. Для виявлення дефектів зварювального походження створені автоматичні засоби неруйнівного контролю на підставі принципово нових фізико-технічних методів – струмовихрового, ультразвукового та ін., що дає змогу своєчасно запобігти руйнуванню трубопроводів, що пов'язано з такими дефектами.

Однак у більшості випадків причиною виходу з ладу трубопровідних систем є їх незадовільна дефектоскопічна технологічність, яка виключає можливість своєчасного виявлення дефектів з розмірами, меншими за ті, які зустрічаються на практиці. Крім того, оцінка небезпеки дефекту проводиться на підставі суб'єктивного досвіду фахівця, який аналізує результати діагностики. Такий підхід є часто неприйнятним через відсутність достатнього досвіду або нестандартності дефекту.

Отже, необхідним є впровадження в практику діагностичного контролю зварних промислових трубопроводів, які експлуатуються в суворих кліматичних і ґрунтово-геологічних умовах (діапазон зміни температур +40...–60°C), сучасних критеріїв тріщиностійкості механіки руйнування з метою своєчасного виявлення дефектів (типу тріщин) і прогнозування надійності конструкцій.

Для аналізу граничного стану трубопроводів, які знаходяться під тиском за статичного і циклічного навантажень, найбільш перспективним є деформаційний критерій, прийнятий для широкого діапазону розмірів тріщин і станів матеріалу. Однак використання цього критерію для оцінки міцності труб нафтопроводів з тріщиноподібними дефектами до теперішнього часу було неможливим через відсутність необхідної експериментальної інформації про критичні коефіцієнти інтенсивності деформації і рішення для коефіцієнтів інтенсивності напружень у відносно довгих нескрізних тріщинах в циліндричних тонкостінних оболонках. Виконано

ристання критеріїв лінійної механіки також неможливе, оскільки крихке руйнування промислових і магістральних трубопроводів (з урахуванням характеристик трубних сталей і товщин стінок) може реалізуватися тільки за температур, нижчих температури в'язкокрихкого переходу матеріалу (від  $-40$  до  $-10^{\circ}\text{C}$ ).

Тому на підставі результатів експериментальних досліджень (наявність пластичних деформацій у зоні доламу) ряд авторів визначає критичний розмір тріщини, послугуючись критерієм утворення пластичного шарніра в ослабленому перерізі стінки труби. Руйнування ослабленого перерізу внаслідок утворення пластичного шарніра є пружнопластичним до моменту початку розповсюдження тріщини. Передбачається, що руйнування відбувається за критичної напруги в ослабленому перерізі, що дорівнює  $\sigma_f = (\sigma_b + \sigma_{0,2}) / 2$  або  $\sigma_f = A\sigma_{0,2} + B$ , де  $A$  і  $B$  емпіричні коефіцієнти. Критична напруга приймається  $\sigma_f = \sigma_b / A$ , де  $A$  – емпіричний коефіцієнт, що враховує місце розташування тріщиноподібного дефекту (приймається рівним 1,10–1,15).

Відомі класичні моделі розрахунків міцності трубопроводу з поздовжніми і кільцевими наскрізними дефектами стінки, використовувани в нормативах США, Німеччини та Японії. Однак вони не враховують поздовжні зусилля і згини в трубопроводі, пов'язані з профілем траси і взаємодією з ґрунтом. Це може призвести до заниження розрахункового рівня руйнівного тиску для дефектів з великими кутами нахилу, що характерно для дефектів спірального шва труб (кут нахилу  $60-70^{\circ}$ ). Оскільки граничними випадками орієнтації дефекту є поздовжні та колові дефекти, то слід визначити можливість приведення розрахункових формул для цих дефектів до одного виду.

Як розрахункову для оцінки небезпеки колових дефектів пропонується використовувати модель С. Ранганата – визначальну залежність між навантаженням (внутрішній тиск і вигин) і розміром дефекту, і модель А. Даффі і Р. Ейбера для наскрізних поздовжніх дефектів у трубах, навантажених внутрішнім тиском.

У зв'язку з цим здійснена спроба розробити метод оцінки надійності нафтопроводів за наявності локальних дефектів (типу тріщин) зварних з'єднань.

Завдання знаходження коефіцієнта концентрації напружень в зоні локального дефекту є об'ємним і повинно вирішуватися у тривимірній постановці. Оскільки його вирішення аналітичним методом є неможливим, для розрахунку було обрано найбільш універсальний чисельний метод кінцевих елементів. Однак навіть у разі його використання вирішення поставленого завдання в об'ємному вигляді ускладнене необхідністю введення повної інформації про геометричні розміри дефекту, великим обсягом обчислень і невизначеністю граничних умов. Тому пропонується розраховувати коефіцієнти інтенсивності напруги по перетину тріщини, вирішуючи не об'ємне (тривимірне) завдання, а ряд плоских (двовимірних).

Відомо, що при аналізі напруженого стану розраховується загальний коефіцієнт концентрації напружень  $K_0$ . Для обліку впливу профілів зварних швів, форми і розмірів дефектів на міцність використовують локальні коефіцієнти концентрації напружень  $K_L$ .

Теоретичний коефіцієнт концентрації напружень за наявності локального концентратора визначається як  $K_T = K_L + K_0$ .

Концентратори напружень поділяються на такі види: ризики, тріщини, підрізи, неповари

$$K_m = 1 + 2 \cdot \sqrt{\frac{t}{c}}, \quad (1)$$

зміна форми стикового шва

$$K_T = 1 + 1,1h \frac{(b/\delta)^2 + 1}{\delta} \sqrt{\frac{h}{c}}, \quad (2)$$

зміщення кромки

$$K_m = 1 + 3c/\delta; \quad (3)$$

вм'ятини

$$K_m = 1 + 6H/\delta, \quad (4)$$

Тут:  $\rho$  – радіус у вістрі дефекту або переході шва до основного металу;  $t$  – глибина дефекту;  $h$  – висота посилення шва;  $b$  – ширина шва;  $c$  – зміщення кромки;  $\delta$  – товщина стінки;  $H$  – глибина вм'ятини.

Існуючі літературні дані про оцінку внеску концентраторів напружень в експлуатаційну надійність трубопроводів стосуються тільки випадків наявності двох концентраторів напружень з розташуванням локального в загальному концентраторі. Так, наприклад, в роботі для оцінки розрахункової працездатності трубопроводу в порівнянні з експериментальними даними досліджено випадок створення підрізу під вм'ятиною, внаслідок чого за загальний коефіцієнт концентрації напружень приймався коефіцієнт (4), а за локальний – коефіцієнт (1). Теоретичний коефіцієнт концентрації в цьому випадку є утворенням виразів (1) і (4).

В технічних умовах на виготовлення нафтогазопровідних труб неприпустимість одночасної наявності двох концентраторів напружень в одному поєднанні стосується тільки одного виду дефектів – підрізів. Так, в технічних умовах на виготовлення електрозварних спіральношовних труб вказується, що за наявності одиничних підрізів з розмірами по глибині і по довжині не більшими заданих, збіг підрізів в одному перерізі труби на внутрішньому і зовнішньому швах не допускається.

У нашому випадку об'єктом дослідження були два типи зразків, вирізаних із зварних з'єднань, отриманих на електрозварних спіральношовних і прямошовних (I тип) та цільнотягнутих (II тип) трубах. Зварювали ручним електродуговим зварюванням електродами УОНИ – 13/55 від джерела постійного струму на зворотній полярності. Режим зварювання:  $I_{св} = 180 \text{ А}$ ,  $U_d = 23-24 \text{ В}$  (діаметр 4 мм);  $I_{св} = 120 \text{ А}$ ,  $U_d = 22-23 \text{ В}$  (діаметр 3 мм). Досліджували зварні з'єднання трубопровідної низьколегованої сталі 17Г1С, що перебувала в екс-

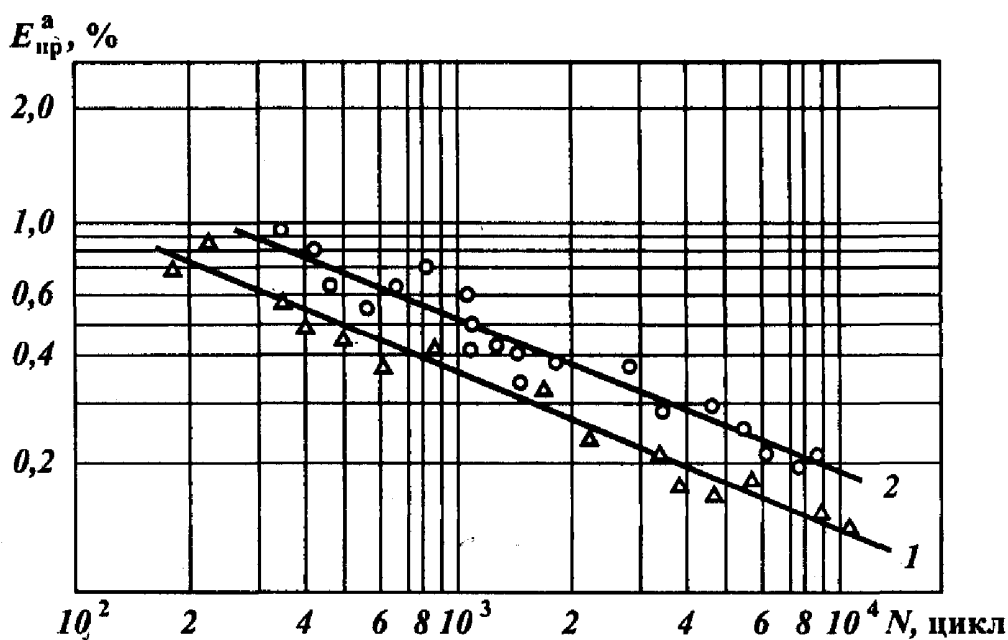


Рисунок 1 – Криві малоциклової втоми металу зразків I (1) та II (2) типів

платуації. Монтажні стики збиралися в польових (трасових) умовах відповідно до вимог. Зварювання неворотних стиків трубопроводів виконували електрозварювальники VI розряду з великим досвідом роботи.

Експериментальні зразки, вирізані з зварних з'єднань трубопроводів, піддавали в подальшому малоцикловим випробуванням.

З метою отримання залежностей  $E_{пр}^a - N_{ц}$  ( $E_{пр}^a$  – амплітуда повної пружнопластичної подовжньої деформації,  $N_{ц}$  – число циклів до руйнування) проводили випробування на повторне пружнопластичне деформування. Вид навантаження – розтяг–стиск, частота навантаження  $H$  – до 1 Гц. Режим навантаження – жорсткий ( $E = const$ ), цикл деформацій – симетричний ( $PE = -1$ ). Випробовувалася серія (до 15 шт.) зразків на п'яти рівнях деформації за температури  $+20^{\circ}C$ . База випробувань складала 105 циклів.

Випробування проводили на відповідних зразках із записуванням поперечної деформації в заданому перетині і подальшим перерахунком її у подовжню. За даними експериментів будували в логарифмічних координатах криві малоциклової втоми (рис. 1), а також обчислювали інтенсивність напружень.

Випробуванням піддавалися зразки з двома локальними концентраторами напружень різного типу, розташованими у місці знаходження спільного концентратора: у першому випадку на перетині заводського і кільцевого монтажного швів, а в другому – в кореновому шві (місце притуплення) V-подібного стику.

За результатами малоциклових випробувань зразків I і II типів і розрахунку коефіцієнтів інтенсивностей напружень оцінювали експлуатаційну надійність трубопроводів.

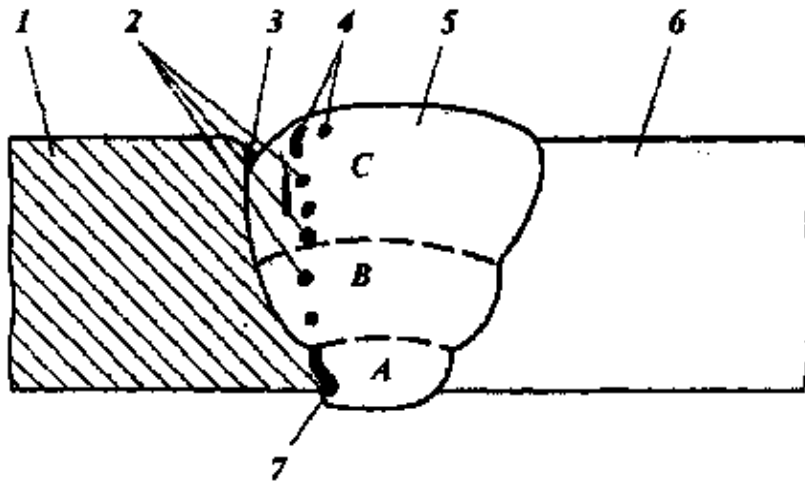
Локальні концентратори в трубах (зразки I типу) являли собою внутрішні дефекти шва мікротріщини і дефекти у вигляді різкого переходу від наплавленого металу шва до основного, яке характеризується як неплавне сполучення зварного шва. Обидва локальних концентратора перебували в зоні взаємодії один одного і одночасно в зоні загального концентратора. У нафтогазопровідних трубах (зразки II типу) в зоні загального концентратора розташовувалися два локальних концентратора, що не взаємодіяли між собою.

На зовнішній поверхні труби в місці розташування зони сплавлення зварного шва мала місце вм'ятини глибиною 1-1,5 мм, на внутрішній – дефект форми шва у виді натікання наплавленого металу без сплавленням з ним. Даний дефект характеризується як наплав на зварному з'єднанні. Таким чином, максимальний коефіцієнт концентрації напружень досліджуваних труб високий і в першому випадку з внутрішньої сторони шва досягав значення, розрахованого за наступною моделлю:

$$K_T = \left(1 + 2\sqrt{\frac{t}{c}}\right) \cdot \left(1 + 1,1h_2 \frac{(b_2 / \delta_2)^2 + 1}{\delta_2} \sqrt{\frac{h_2}{c_2}}\right) \times \left(1 + 1,1h_3 \frac{(b_3 / \delta_3)^2 + 1}{\delta_3} \sqrt{\frac{h_3}{c_3}}\right), \quad (5)$$

де:  $t, \rho$  – параметри пористості;  $b_2, \delta_2, h_2, \rho_2; b_3, \delta_3, h_3, \rho_3$  – відповідно геометричні параметри спірального і кільцевого швів на внутрішній поверхні труби.

У піддослідних трубах II типу теоретичні коефіцієнти концентрації напружень на зовнішній і внутрішній поверхнях труби були різними і виражалися відповідно формулами:



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – ланцюжок пор; 3 – дефекти форми на зовнішній поверхні зварного шва; 4 – проміжна і кінцева ділянки росту і поширення мікротріщини, 5 – зварний стик; 6 – тіло труби; 7 – тріщина в місці напливу кореневого шару шва на основний метал; А, В, С – відповідно кореневий, заповнюючий і облицювальний шари зварного шва

**Рисунок 2 – Поперечний перетин зварного стику в трубопроводі I типу в місці знаходження трьох концентраторів напруги (один загальний і два локальних)**

$$K_{T1} = \left( 1 + \frac{6H}{\delta} \right) \left( 1 + 1,1h_5 \frac{(b_5/\delta_5)^2 + 1}{\delta_5} \sqrt{\frac{h_5}{c_5}} \right), \quad (6)$$

$$K_{T2} = \left( 1 + 1,1h_4 \frac{(b_4/\delta_4)^2 + 1}{\delta_4} \sqrt{\frac{h_4}{c_4}} \right) \times \left( 1 + 1,1h_6 \frac{(b_6/\delta_6)^2 + 1}{\delta_6} \sqrt{\frac{h_6}{c_6}} \right), \quad (7)$$

де:  $H, \delta$  – параметри вм'ятини;

$b_4, \delta_4, h_4, \rho_4$  – геометричні параметри напливу зварного шва;

$b_5, \delta_5, h_5, \rho_5; b_6, \delta_6, h_6, \rho_6$  – геометричні параметри кільцевого шва відповідно на зовнішній і внутрішній поверхнях труби.

Вигляд поперечного перерізу зварних швів у місці з двома локальними концентраторами представлений на рис. 2, з якого видно, що концентратори були розташовані майже в одному перетині по товщині стінки зварного шва.

Результати випробувань (зразки готувалися з 5 труб кожної партії) показали, що труби I типу, всі концентратори яких перебували в зоні дії один одного, руйнувалися при числі циклів  $N_{ци1} = 0,8 \cdot 10^2$ , а труби II типу, локальні концентратори яких не взаємодіяли між собою і були розташовані в зоні дії загального концентратора, - при середньому значенні  $N_{ци2} = 7,5 \cdot 10^3$ .

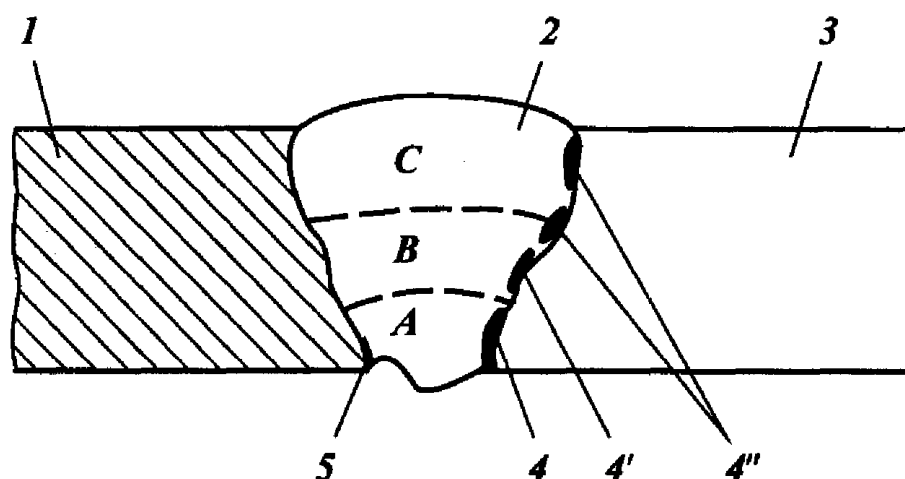
Випробування зразків труб I типу були припинені з появою мікротріщин по всьому поперечному перерізу зварного шва. Тріщини (на рис.2 позначені цифрою 7), що зародилися на внутрішній поверхні шва від місця знаходження першого локального концентратора (дефекту у формі шва), при поширенні об'єдналися з ланцюжком пор 2, зв'язавши їх одна з одною мікротріщинами на ділянці, яка прилягає до зовнішньої поверхні труби.

При випробуванні зразків II типу руйнування відбувалося на зварному шву (зона сплавлення). Поверхня зламу (рис. 3) об'єднала два локальні концентратори, що знаходилися приблизно в одному перерізі, але на різних поверхнях трубопроводу (зовнішній і внутрішній).

Досліджували причини виникнення дефектів та їх розміщення відносно кільцевих зварних з'єднань трубопроводів після тривалого терміну експлуатації (понад 10-15 років) з аналогічним для труби II типу розташуванням і поєднанням дефектів зварного шва, які є локальними концентраторами напружень. Локальні концентратори і місце руйнування також перебували в безпосередній близькості від зони сплавлення кільцевих (стикових швів).

Результати досліджень показали, що причиною передчасного виходу з ладу нафтогазопроводу є локалізація двох концентраторів напружень, що знаходяться на зовнішній і внутрішній поверхнях зварних швів труби в одному перетині по товщині стінки, а також розташування їх поблизу від кільцевого зварного шва. Необхідно відзначити, що поза зоною дії загального концентратора напружень були виявлені одиничні пори великих розмірів і вм'ятини тієї ж величини, що і в зоні зламу, однак вони розташовувалися в наплавленому металі шва і не вплинули на руйнування.

Отже, для підвищення надійності і працездатності нафтопроводів необхідний строгий контроль за геометричними параметрами зварного шва і відбракування труб з двома і більше дефектами будь-якого типу, які знаходяться в одному перетині по товщині стінки трубопроводу. У першу чергу це стосується кінцевих ділянок стикових труб нафтопроводів, де до локальних концентраторів напруження долучається загальний концентратор, що є місцем перетину заводських і кільцевих (монтажних) швів.



1 – перетин заводського зварного шва труби; 2 – зварний стик; 3 – тіло труби; 4 – тріщина в зоні кореневого шару шва; 4' і 4'' – відповідно проміжна і кінцева ділянки росту і поширення мікротріщини; А, В, С – відповідно кореневий, заповнюючий і облицювальний шари зварного шва

**Рисунок 3 – Поперечний перетин зварного з'єднання трубопроводу II типу в місці знаходження трьох концентраторів напруги (один загальний і два локальних)**

#### *Література*

1 Крижанівський Є.І. Вплив наводнення на корозійно-механічні властивості зварних швів газопроводів / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – №1(14). – С.25-29.

2 Крижанівський Є.І. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №3(12). – С.31-34.

3 Крижанівський Є.І. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу / Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – Спец випуск. Том 1 – С.290-295.

*Стаття надійшла до редакційної колегії*

*09.06.11*

*Рекомендована до друку професором  
Мойсишиним В.М.*