

АСПЕКТИ МОНІТОРИНГУ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ КІЛЬЦЕВИХ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ ТРУБ ІЗ КОРОЗІЙНИМИ ДЕФЕКТАМИ

О.С. Тараєвський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727139,
e-mail: tznng@i.ua

Більшість газопроводів експлуатуються протягом тривалого часу, і досить багато з них відпрацювали свій амортизаційний термін. Щоб достовірно оцінити працездатність трубопроводів необхідно комплексний підхід, однією з найважливіших складових якого буде визначення впливу навколишнього середовища і концентраторів напружень при руйнуваннях газопроводів, особливо в областях, що містять різні недоліки і в зварних з'єднаннях (ЗЗ), на частку яких припадає 50-60 % всіх відмов трубопроводів, які були виявлені протягом 30 років. Особливо це стосується кільцевих зварних швів, які після зварювання, як правило, не піддаються додатковій обробці з метою зменшення залишкових напружень.

Із зазначених вище, цінну інформацію про корозійну витривалість зварних з'єднань магістральних газопроводів можуть бути отримані шляхом побудови діаграм втоми, з урахуванням робочих параметрів і впливу агресивного навколишнього середовища, а наявні дані, пов'язані з корозійної втоми газопроводів зварних з'єднань досить обмежені. Отримані дані про корозійну втому у обводненому середовищі, на поверхні концентраторів напруження в різних областях зварного шва, дозволить при проектуванні газопроводів, використовувати безпомилкові вихідні дані, які необхідні для прогнозування термін служби газопроводу.

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

Большинство газопроводов эксплуатируются в течение длительного времени, и довольно многие из них использовали их периода амортизации. Чтобы достоверно оценить работоспособность трубопроводов необходимо комплексный подход, одной из самых важных составляющих будет определение влияния окружающей среды и концентраторов напряжений при разрушениях газопроводов, особенно в областях, содержащих различные недостатки и в сварных соединениях (СС), на долю которых приходится 50-60% всех отказов трубопроводов, которые были определены в течение 30 лет. Особенно это касается кольцевых сварных швов, которые после сварки, как правило, не подвергаются дополнительной обработке с целью уменьшения остаточных напряжений.

Из указанных выше точек зрения, ценную информацию о коррозионной выносливости возможностей магистральных газопроводов сварные соединения могут быть получены путем построения диаграмм усталости, с учетом рабочих параметров и влияния осуществляется враждебных, агрессивных окружающей среды, а имеющиеся данные, связанные с коррозионной усталости газопроводов сварных соединений весьма ограничены. Полученные данные о коррозионной усталости во враждебной обводненной среде, на поверхности концентраторов напряжений в различных областях сварного шва в том числе, позволит при проектировании газопроводов, чтобы использовать безошибочной исходные данные, которые необходимы для прогнозирования газопровода срока службы.

Ключевые слова: усталость, наводораживание, концентратор напряжений, сварной шов, газопровод, статическая нагрузка, низкочастотные нагрузки.

Most pipelines have already been operated for a long time and a lot of them have exceeded their depreciation period. In order to make a veracious evaluation of pipeline performance we need an integrated approach. One of the most important components of this approach to study the environment and stress concentrators influence, especially in areas which have various defects, especially in the welded connections. This was the cause of 50-60% of all failures of pipelines that have been discovered during the past 30 years. This particularly concerns circular welded seams which are generally not the subject for additional processing after welding, in order to reduce residual stresses.

From mentioned above, significant information about trunk pipeline welded joint corrosive fatigue may be received by drawing of stress-number of cycles charts which include processing parameters and aggressive environment influence. Available data is quite limited. Received information about corrosive fatigue in watered environment, on the surface of charge concentrates in different areas of the welding joint will allow using correct data that is necessary for pipeline operation time determination, whilst the pipeline is designing.

Key words: fatigue, watering, charge concentrator, welding joint, pipeline, static load, low-frequency load.

Вступ

Проблема забезпечення високої експлуатаційної надійності магістральних трубопроводів (МТ) має важливе значення для народного господарства України, оскільки значна їх частина експлуатується протягом тривалого часу і вже вичерпала свій нормативний ресурс. Стабільна

робота МТ і його висока економічна ефективність, у першу чергу, залежить від його технічного стану. При оцінці технічного стану трубопроводу важливим є достовірне визначення напружено-деформованого стану (НДС) його лінійної частини як одного з основних факторів, від якого залежить рівень експлуатаційної

надійності споруди. В іншому випадку трубопроводи можуть зазнавати аварійної ситуації.

Детальний аналіз причин аварій дозволив у багатьох випадках встановити безпосередній зв'язок джерела зародження руйнування з будь-яким, нехай і малопомітним, дефектом металургійного, виробничого, будівельно-монтажного або експлуатаційного характеру, який є концентратором напружень на внутрішніх і зовнішніх поверхнях труби. Заводські дефекти проявляються у вигляді вад металу труби, неметалеві включення – у вигляді сульфідних смужок, раковин, неповного зняття залишкових напружень зварного шва, дефектів механічного пошкодження внутрішньої поверхні труби. Під час монтажу трубопроводів і транспортуванні труб до місця призначення переважають механічні пошкодження у вигляді вм'ятин, вибоїн, ризок, а також дефектів поперечних стикових швів, зокрема непроварів та ін.

На даний час формуються два основних напрямки прогнозування: за нерівномірністю споживання газу в задачах проектування та розвитку (перспективне прогнозування) систем газопостачання; прогнозування графіків споживання для керування режимами в реальних системах транспорту газу (оперативне прогнозування).

Коливання робочого тиску в газопроводах газотранспортної системи протягом доби визначаються характером споживання у даному регіоні, який містить певну кількість споживачів газу. Від кількості споживачів і характеру споживання газу ними протягом доби залежить коливання витрати в газотранспортній системі, яке, в свою чергу, викликає коливання тиску. За характером газоспоживання споживачів поділяють на три групи: промислові споживачі газу, побутові споживачі та буферні. Однак цей розподіл має досить умовний характер.

Для оперативного диспетчерського керування, в основному, має значення облік коливання газоспоживання протягом доби. Для проведення таких досліджень важливо встановити причину виникнення нестационарного процесу, в більшості випадків визначає характер його протікання. Усі причини виникнення нестационарних процесів можна розділити на постійно діючі та імпульсні.

Крім того, різке збільшення або зменшення відбору газу споживачами призводить до неусталеності його течії трубопроводом, причому неусталені процеси внаслідок зміни густини газу можуть тривати годинами чи навіть добами. До аналогічних наслідків призводить зменшення або збільшення об'ємів підкачування газу, раптове включення або відключення компресорних станцій, відкриття чи закриття засувки тощо. Тому загальний процес коливання тиску в газопроводі характеризується спектром частот.

Стан проблеми

Підземні магістральні газопроводи, не зважаючи на комплексний захист від корозії, що включає пасивний захист протикорозійними

покривами та активний електрохімічний захист, все ж досить інтенсивно піддаються різним корозійним пошкодженням. Однак до теперішнього часу закономірності міцнісної поведінки корозійних дефектів досліджені не повною мірою.

Так, існуючі нормативні вимоги до безпечної і безвідмовної роботи магістральних газопроводів цілком однозначно регламентують негайне усунення наднормативних корозійних пошкоджень. Однак, розвиток корозійного дефекту на трубах підземного закладання має латентний характер і проявляється, зазвичай, раптово, у вигляді аварійної відмови різної складності. У цій ситуації залишаються недопрацьованими методи, що дозволяють оцінити темп виробітку міцнісного ресурсу газопровідної труби в процесі розвитку корозійних дефектів. З іншого боку, сучасні способи внутрішньотрубної дефектоскопії дозволяють виявити абсолютну більшість корозійних дефектів прямим вимірюванням за один цикл інспекції. При цьому фіксується картина множинності корозійних пошкоджень, усунення яких потребує наукового обґрунтування тимчасових пріоритетів, оскільки миттєва ліквідація виявлених дефектів, як того вимагають діючі нормативи, неможлива з технічних причин.

Для усунення вказаних недоліків на дослідно-промисловому стенді виконано повномасштабні гідравлічні випробування корозійно пошкоджених труб, забракованих з діючих газопроводів.

У представленій класифікаційній групі аналізуються результати випробувань восьми схильних до корозійних пошкоджень об'єктів глибиною понад 10% товщини стінки.

Слід зазначити, що корозійні дефекти були виявлені тільки на зовнішній поверхні труб в місцях наскрізних або закритих ушкоджень ізоляційного покриття. Очевидно, в місцях корозійного потоншення стінки труби виникає локальний ріст напружено-деформованого стану і зниження міцності труби. Наочно це ілюструється при зіставленні кривих деформування бездефектної і дефектних зон у ході випробувань трубних швів № 12 і 13.

Повертаючись до отриманих результатів, можна констатувати, що ряд тензометрів (№ 2, 4, 6), встановлених, як правило, в зоні непрямої деформції, зафіксували деформацію, зіставну з деформацією неушкодженою труби, тобто такі дефекти не викликали помітного зниження міцності

Разом з тим, зони великих корозійних дефектів (тензометри № 1, 3, 8, 9) деформувалися значно сильніше, ніж бездефектна труба, тобто ці зони мали більш високі напруги. Як показало подальше навантаження, розрив шва № 12 стався в зоні установлення тензометра № 1, де була зафіксована найбільша деформація, що перевищила в 2,52 рази деформацію непошкодженої зони. Що ж стосується вирізки № 13, то в ході випробувань на неї були нанесені штучні дефекти, які і стали осередком руйнування.

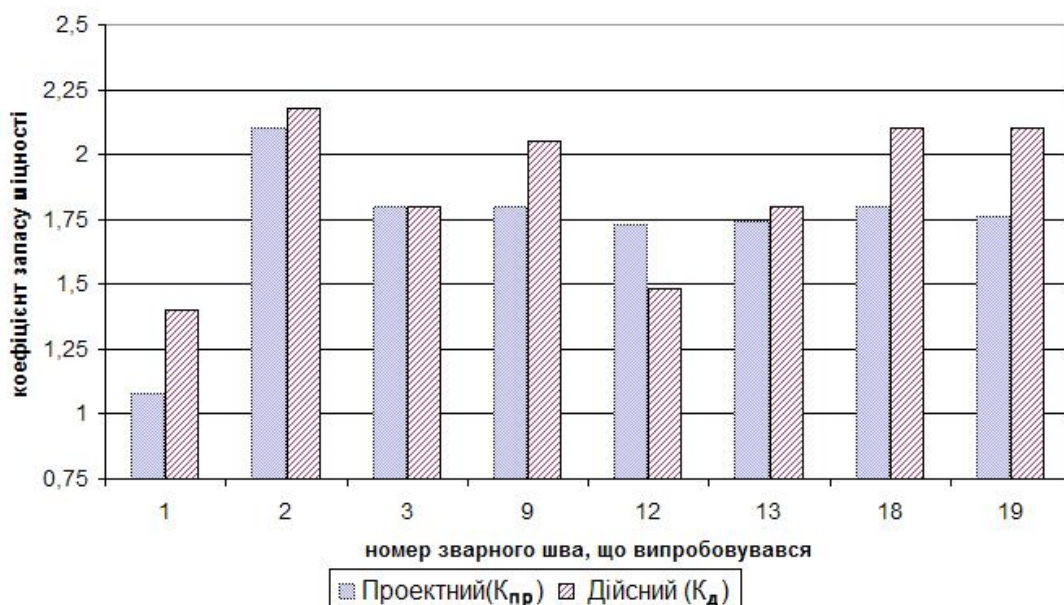


Рисунок 1 – Зіставлення проектного і дійсного коефіцієнтів запасу міцності випробовуваних труб

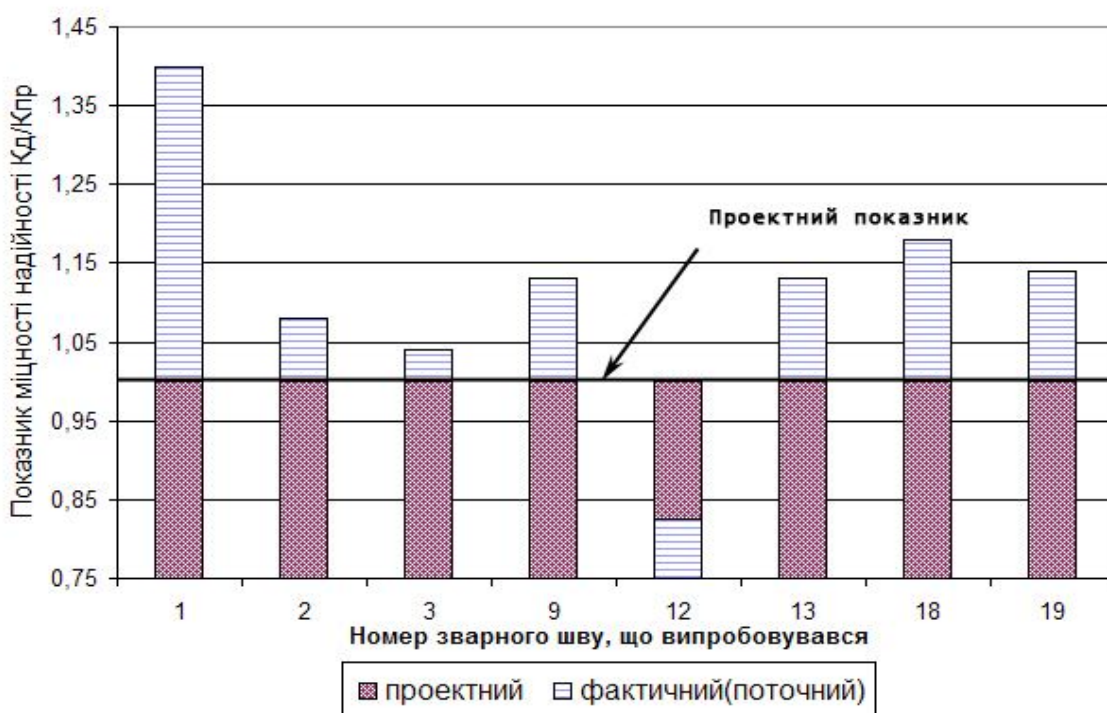


Рисунок 2 – Показники міцнісної надійності для випробовуваних зварних швів труб

Поряд з вищенаведеним, реальна інтегральна оцінка наявності і величини зниження міцності дефектної труби все ж може бути визначена тільки після її руйнування, що й було виконано на завершальних етапах випробувань трубних швів № 2; 3; 9; 13; 18; 19.

Наявність таких пошкоджень вимагає проведення ремонтних заходів з метою усунення, або щодо зниження робочого тиску до безпечної величини (на 4,3 ... 30% від проектного тиску).

При оцінці розглянутих дефектів до категорії дефектів, які потребують проведення ре-

монту, додатково потрапляють дефекти зварного шва труби № 18. При цьому рівень зниження робочого тиску на всіх випробуваних об'єктах (у разі неможливості проведення ремонту) стає ще більш істотним (на 4,3 ... 27,1% в порівнянні з первісним варіантом).

Поряд з цим, зіставлення дійсного K_д і проектного K_{пр} коефіцієнтів запасу міцності, а також їх співвідношення K_д/K_{пр} графічно представлених на рис. 1 і 2, свідчить, що тільки в одному випадку (зварний шов труби № 12) не забезпечується необхідна надійність труби.

При неможливості проведення тут ремонтних робіт необхідне зниження робочого тиску у відповідності з [5,6] величини 3,78 МПа, що становить 70% від величини проектного тиску. Крім того, з результатів гідравлічних випробувань цього зварного шва видно, що проектний коефіцієнт запасу забезпечується вже при робочому тиску, рівному $p = 8 / 1,71 = 4,68$ МПа (86,7% від проектного тиску), тобто на 23,8% більше допустимої величини.

Для інших зварних швів труб реальний запас міцності в порівнянні з проектним, крім об'єкта № 1, де труба була доведена тільки до плинності металу, становить 0,6÷16% (рис. 2), тобто фактично необхідна надійність труб забезпечується навіть у тому випадку, коли за діючими нормами потрібне проведення ремонтних або технологічних заходів з метою зниження робочого тиску (зварні шви № 2; 9; 13).

Таким чином, у результаті гідравлічних випробувань трубних зварних швів на внутрішній тиск встановлено, що за наявності корозійних пошкоджень, що перевищують нормативні значення, поточний рівень міцнісного ресурсу газопровідних труб виявляється неоднозначним. Він може залишатися достатнім для подальшої безпечної експлуатації (трубні зварні шви № 9, 13, 18 19), бути критичним або рівноважним (трубні зварні шви № № 2, 3), невідзначеним для оцінки (трубний зварний шов № 1) або реально небезпечним (трубний зварний шов № 12). Кожне з цих станів вимагає індивідуального управління рівнем експлуатаційної надійності газотранспортного об'єкту. У першому випадку – це системний моніторинг, у другому – планова профілактика, в третьому – постановка детальних досліджень, в четвертому – невідкладний ремонт тощо. Це управління повинне бути засноване на системі критеріальних пріоритетів для оцінки поточної працездатності газопровідних труб, схильних до корозії.

Залишкові напруження в трубних сталях викликають хаотично пружні руйнування кристалічних ґраток у результаті стискання або розтягання кристала на величину, приблизно рівну розміру зерна. Ці напруження виникають у межах зерна й мають дислокаційне походження, тобто є результатом суперпозиції далекодіючих полів дислокацій, певним чином розподілених усередині зерна. Середнє значення таких мікронапружень не може перевищувати межі плинності металу, й тому для металів у зміцненому (окричченному) стані зазвичай наближається за рівнем до межі пружності.

У трубних сталях у локальних областях через наявність напружень другого роду під дією зовнішнього навантаження розвивається пластична деформація. У результаті ковзання в цих кристаликах створюються нові ансамблі дислокацій, що змінюють дислокаційну структуру. Знімаються мікронапруження, які були в металі до початку деформування, і створюються нові напруження другого роду відповідно до нової дислокаційної структури металу. Ці процеси до того ж супроводжуються старінням металу труб. Це обставина досить важлива для трубних сталей у

крихкому стані, коли умови руйнування й плинності досить близькі.

Виходячи з аналізу результатів експериментальних досліджень, залишкова міцність уражених корозією труб оцінюється показниками міцності корозійних дефектів.

Граничний стан корозійного дефекту виражається умовою досягнення максимальними кільцевими напруженнями межі міцності матеріалу:

$$\sigma_{кц}^{def} = \sigma_v \quad (1)$$

Величина кільцевих напружень визначається за формулою:

$$\sigma_{кц}^{def} = \sigma_{кц} \cdot \psi, \quad (2)$$

де $\sigma_{кц}$ – кільцеві напруження в стінках труби за відсутності дефекту;

ψ – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує геометричні параметри дефекту.

Коефіцієнт вибирається, виходячи з таких міркувань.

Кожен корозійний дефект характеризується трьома геометричними параметрами: глибиною h_{max} , осьюовою протяжністю L_{oc} , і окружною протяжністю $L_{окр}$, однак на практиці окружною протяжністю $L_{окр}$ або, інакше, шириною корозійного дефекту, нехтують, не враховуючи при оцінці ступеня його небезпеки. Між тим, комп'ютерне моделювання за допомогою чисельного методу кінцевих елементів, показало, що вплив параметра $L_{окр}$ на напружено-деформований стан зони корозійного пошкодження може бути цілком співставним з впливом параметра L_{oc} , і навіть перевищувати його. Інакше кажучи, вплив довжини і ширини корозійного пошкодження на напружено-деформований стан дефектної зони слід розглядати окремо. При цьому коефіцієнт концентрації напружень ψ корозійного дефекту приймається рівним більшому із значень ψ_1 та ψ_2 , що враховують протяжність дефекту в осьовому і кільцевому напрямках відповідно, тобто:

$$\psi = \max \{ \psi_1; \psi_2 \}, \quad (3)$$

де ψ_1 – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує протяжність дефекту в осьовому напрямку;

ψ_2 – коефіцієнт концентрації напружень, що враховує ширину дефекту (протяжність в кільцевому напрямку).

Виходячи з напівемпіричного рівняння поверхневих дефектів [5] і результатів виконаного моделювання [6], коефіцієнти концентрації напружень ψ_1 та ψ_2 можуть бути визначені з таких залежностей.

$$\psi_1 = \frac{1}{1 - \frac{A}{A_0}} \left[1 - \frac{A/A_0}{\sqrt{1 + 0,8 \cdot L^2 / (D_n \cdot \delta_{ст})}} \right], \quad (4)$$

$$\left. \begin{aligned} \psi_2 &= 8,2302\bar{h}_{\max}^{-3} - 7,1755\bar{h}_{\max}^{-2} + \\ &+ 1,2272\bar{h}_{\max} + 0,9909 + (374,4\bar{h}_{\max}^{-3} + \\ &+ 169,4\bar{h}_{\max}^{-2} + 75,73 - 0,2703) \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H}, \\ \text{при } \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H} &< 0,0556 ; \\ \psi_2 &= 32,206\bar{h}_{\max}^{-4} - 33,526\bar{h}_{\max}^{-3} + \\ &+ 12,141\bar{h}_{\max}^{-2} - 0,0592\bar{h}_{\max} + 1 + \\ &+ (0,2296\bar{h}_{\max}^{-2} + 0,467\bar{h}_{\max} - 0,0002) \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H}, \\ \text{при } \frac{L_{\text{окр}}}{\pi \cdot D_H} &< 0,0556 , \end{aligned} \right\} (5)$$

де \bar{h}_{\max} – відносна глибина дефекту, яка дорівнює $h_{\max}/\delta_{\text{ст}}$

Відношення A/A_0 , яке враховує втрати металу в розрахунковому перерізі, виражається через товщину стінки труби $\delta_{\text{ст}}$ і максимальну глибину дефекту h_{\max} :

$$A_0 = \delta_{\text{ст}} L . \quad (6)$$

$$A = K_{\text{факт}} h_{\max} L , \quad (7)$$

де $K_{\text{факт}}$ – теоретичний коефіцієнт зменшення осьового перерізу стінки труби за рахунок корозійного дефекту, який визначається за формулою, отриманою за допомогою методу числового моделювання:

$$\begin{aligned} K_{\text{факт}} &= 1,28 \cdot 10^{-9} L^3 + 2,6 \cdot 10^{-6} L^2 - \\ &- 1,74 \cdot 10^{-3} L + 0,893 , \end{aligned} \quad (8)$$

тоді

$$A/A_0 = K_{\text{факт}} \cdot \frac{h_{\max}}{\delta} = K_{\text{факт}} \bar{h}_{\max} . \quad (9)$$

Корозійні дефекти розрізняються не тільки за геометричними розмірами (довжиною, шириною, глибиною), але і взаємним розташуванням. При певному поєднанні цих параметрів суміжні дефекти здійснюють адитивний вплив на створювані зони підвищених напруг. В цьому випадку кажуть про взаємодію дефектів, який проявляється в локальному зниженні міцності дефектної зони. Для оцінки впливу суміжних дефектів пропонується розглядати спільну взаємодію дефектів у кільцевому (окружному) і поздовжньому (осьовому) напрямках.

Як критерієм взаємодії суміжних дефектів доцільно оперувати граничними відстанями між ними в кожному з розглянутих напрямів (осьове, передосьове, окружне, передокружне). Спираючись на результати зарубіжних досліджень [4], приймаємо що суміжні дефекти взаємодіють в тому випадку, якщо відстань між ними в осьовому напрямку не перевищує мінімальну довжину розглянутих дефектів, а в кільцевому напрямку, якщо дефекти віддалені один від одного не більше, ніж на величину,

рівну ширині вужчого з них, тобто критерій взаємодії дефектів записується таким чином:

$$\left. \begin{aligned} L_{\text{окр}}^n &\leq \min\{L_{\text{окр}1} L_{\text{окр}2}\} \\ L_{\text{окр}}^n &\leq \min\{L_1 L_2\} \end{aligned} \right\} . \quad (10)$$

Для зручності визначення параметрів корозійної зони за наявності декількох дефектів, що взаємодіють між собою. Якщо хоча б одна з умов виразу (10) не виконується, то кожен з дефектів розглядається окремо. Слід зазначити, що за наявності більше двох дефектів, їх слід послідовно розглядати попарно.

На практиці найбільш зручною та зрозумілою кількісною характеристикою фактичного технічного стану трубопроводу є величина граничного внутрішнього тиску, при якому починається граничне руйнування в зоні дефекту. Використовуючи величину граничного тиску руйнування P_p як критерій для оцінки ступеня небезпеки дефекту, дійсний запас міцності можна визначити за граничними навантаженнями. Введення такого досить точного кількісного критерію спрощує і конкретизує підхід до оцінки ступеня небезпеки дефектів.

Використовуючи формулу (2) і беручи до уваги, що $\sigma_{\text{ст}} = \frac{PD_H}{2\delta_{\text{ст}}}$, вираз для визначення

величини граничного тиску руйнування \bar{P}_p буде мати насупний вигляд:

$$\bar{P}_p = \frac{2\delta_{\text{ст}}\sigma_{\text{в}}}{D_H - 2\delta_{\text{ст}}} \frac{1}{\psi} . \quad (11)$$

Для оцінки достовірності розрахункових значень руйнівного тиску \bar{P}_p виконано їх порівняння з експериментальними даними, отриманими в результаті гідравлічних випробувань труб з реальними корозійними дефектами та їх штучними імітаторами. Для підвищення репрезентативності висновків використано також результати стендових випробувань повномасштабних газопровідних труб, виконані іншими дослідниками [4; 5; 6]. Результати зіставлення представлені графічно на рисунку 3.

Отримані результати свідчать про досить тісний зв'язок між експериментальним P_p та розрахунковим \bar{P}_p значеннями. Слід відмітити, що деяка неоднозначність прогнозних результатів спостерігається у об'єктів з високоміцних термозміцнених сталей, однак вихід за 5%-ву похибку тут незначний. Більш суттєва похибка характерна для корозійних дефектів, розташованих в зоні біля шва або по зварному з'єднанню. У цих випадках похибка може становити більше 50%, а, отже, використання оціночного показника \bar{P}_p в цих умовах не має сенсу.

Нарешті, можлива недооцінка ступеня небезпеки дефекту за умови, коли $\bar{P}_p > P_p$. Для трубних зварних швів з нетермозміцнених сталей і за відсутності поблизу дефектів зварних швів середня відносна помилка прогнозу склала

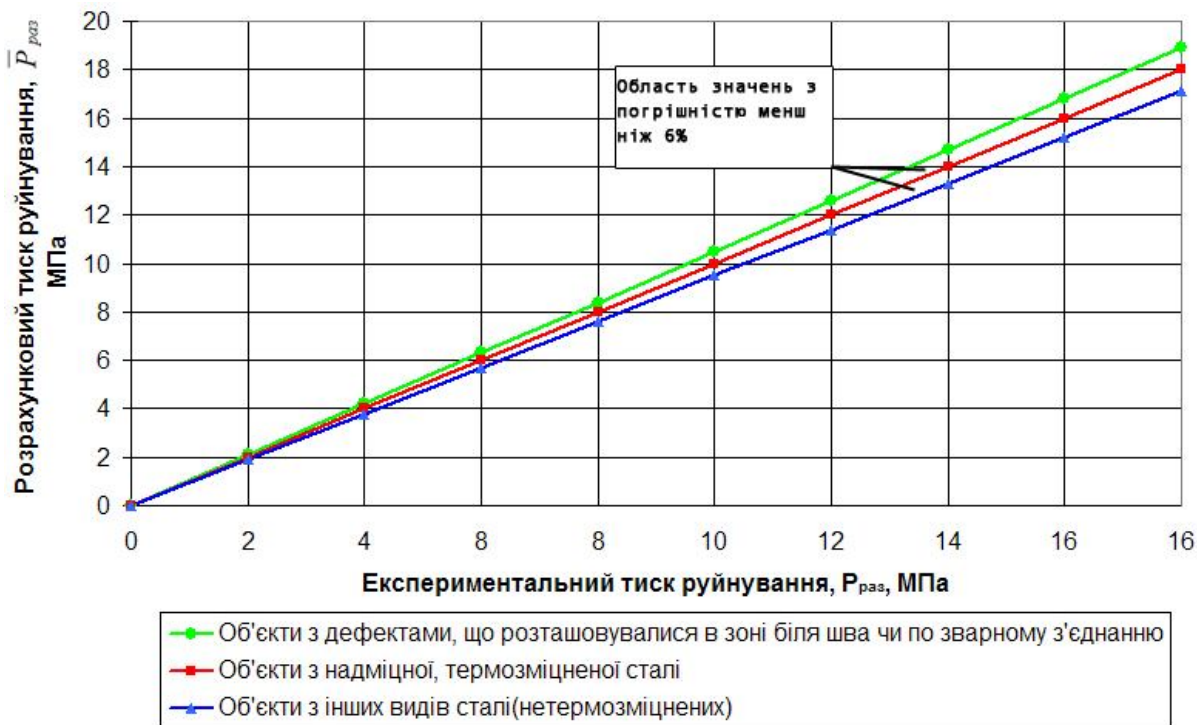


Рисунок 3 – Зіставлення експериментальної величини руйнівного тиску з розрахунковими значеннями

3,5%. При цьому у всіх випадках $\bar{P}_p < P_p$, що виключає недооцінку небезпеки дефекту.

Таким чином, напівемпірична залежність (11) дозволяє з високою точністю визначити граничний руйнівний тиск газопровідних труб з корозійними ушкодженнями, якщо труби виготовлені не з термозміцнених сталей і поблизу дефектів відсутні зварні шви.

Показник граничного руйнівного тиску \bar{P}_p використовується для оцінки поточної працездатності газопровідних труб.

За критерій оцінки поточної працездатності газопровідних труб, ускладнених корозійними дефектами, може бути прийнята величина дійсного коефіцієнта запасу міцності, збереженого за максимальними навантаженнями.

$$\bar{K}_\delta = \bar{P}_p / P, \quad (12)$$

де \bar{P}_p – величина граничного тиску руйнування;

P – тиск продукту в трубопроводі, що визначається за формулою:

$$P = \max \{P_\lambda; P_{cp}\}, \quad (13)$$

де P_λ – внутрішній тиск в газопроводі в місці розташування дефекту;

P_{cp} – середній тиск в газопроводі при його плановій зупинці;

$$P_\lambda = \sqrt{P_n^2 - (P_n^2 - P_k^2) \frac{\lambda_{def}}{\lambda_\Sigma}}, \quad (14)$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \frac{P_n^2 + P_k^2 + P_n P_k}{P_n + P_k}, \quad (15)$$

P_n, P_k – максимально можливий тиск у газопроводі в початковій і кінцевій контрольних точках відповідно;

λ_Σ – відстань між контрольними точками;

λ_{def} – відстань від початкової контрольної точки до місця розташування дефектної ділянки.

Класифікація реального корозійного дефекту за рівнем критичного стану і ступеня небезпеки виконується шляхом порівняння дійсного коефіцієнта запасу міцності \bar{K}_{δ} з показником граничного стану корозійного дефекту $[K_\delta]$. Цей показник визначається з виразу (11) за умови, що граничний стан дефекту виникає при досягненні кільцевих напружень $\sigma_{def}^{ки}$ 0,95 від величини міцності бездефектного металу $(0,95\sigma_B)$. Тоді показник граничного стану $[K_\delta]$ корозійного дефекту отримає числове значення:

$$[K_\delta] = \frac{\sigma_B}{0,95\sigma_B} = 1,053.$$

Це означає, що при $\bar{K}_\delta \leq [K_\delta] = 1,053$ дефекти є критичними і підлягають оперативному видаленню з газопроводу або невідкладному ремонту; при $\bar{K}_\delta > [K_\delta] > 1,053$ стан дефектів є некритичним, а для уточнення його залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{расч}$ необхідний прогнозний розрахунок, який враховує можливість розвитку корозійних дефектів у процесі подальшої експлуатації і визначає необхідність і строки проведення ремонтних робіт або відбраковування дефектних труб.

Розрахунковий час до утворення гранично допустимого дефекту t є для дефектної труби

залишковим ресурсом, що дозволяє газотранспортним підприємствам ефективно планувати обсяги і час проведення профілактичних і ремонтних робіт.

Методика розрахунку залишкового експлуатаційного ресурсу $\tau_{расч}$ для труби, ураженої корозійними дефектами, полягає у вирішенні системи рівнянь, що описують динаміку зміни розмірів корозійних дефектів у часі:

$$L_{oc}(\tau) = L_{oc} + \frac{L_{oc}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (16)$$

$$L_{окр}(\tau) = L_{окр} + \frac{L_{окр}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (17)$$

$$h_{max}(\tau) = h_{max} + \frac{h_{max}}{\tau_1 - \tau_0} \Delta\tau_{пр}, \quad (18)$$

де τ_0 – період часу до зародження корозійного пошкодження;

τ_1 – тривалість експлуатації об'єкта до огляду дефекту;

$\Delta\tau_n$ – прогнозний відрізок часу;

h_{max} – максимальна глибина корозійного дефекту;

L_{oc} , $L_{окр}$ – метричний розмір корозійного дефекту відповідно в осьовому і окружному (кільцевому) напрямках.

Внаслідок одночасного збільшення геометричних розмірів дефекту за різними напрямками та їх нелінійного впливу на величину граничного тиску $\bar{P}_{раз}$, яка визначає коефіцієнт запасу міцності $\bar{K}_{кд}$, досить складно отримати аналітичний вираз $\tau_{расч} = f(L; L_{окр}; H_{max})$ для обчислення часу розвитку дефекту до граничного стану. З цієї причини для визначення значення $\tau_{расч}$ слід використовувати ітераційний метод послідовних наближень. Для цього задають довільне значення $\tau_{расч}$, визначають за формулами 16; 17 та 18 нові розміри дефекту ($L'; L''_{окр}; H'_{max}$), обчислюють граничний тиск $\bar{P}_{раз}$ (формула 11) і величину розрахункового коефіцієнта запасу міцності $\bar{K}_{кд}$ (формула 12). На наступному кроці обчислень інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$ збільшують, якщо $\bar{K}_{кд} > 1,053$, і зменшують, якщо $\bar{K}_{кд} < 1,053$. Обчислення проводять до тих пір, поки не буде знайдений інтервал часу $\Delta\tau_{расч}$, при якому коефіцієнт запасу міцності $\bar{K}_{кд}$ стане рівним $\bar{K}_{кд} = 1,053$. Знайдена величина $\Delta\tau_{расч}$ відповідає залишковим ресурсу дефектної труби $\Delta\tau_{расч}$.

Залежно від часу ($\tau_{расч}$) розвитку корозійних дефектів до граничного стану їх доцільно класифікувати на три категорії:

- безпечні ($\tau_{расч} > 5$ років);
- потенційно небезпечні ($1 \text{ рік} < \tau_{расч} \leq 5$ років);
- небезпечні ($\tau_{расч} \leq 1$ рік).

Висновок

Показано, що причиною зниження корозійної стійкості нафтопроводів є утворення приповерхневих мікротріщин, викликаних фазовими напруженнями – результатом локального розігріву приповерхневих обсягів металу до температур аустенізації під дією дробоструменевої обробки поверхонь труб.

Безпечні дефекти підлягають обліку для моніторингу безпеки планових діагностичних робіт і не вимагають проведення будь-яких спеціальних ремонтних робіт або опосвідчень при подальшій експлуатації аж до вироблення безпечного терміну експлуатації.

Потенційно небезпечні дефекти повинні бути відремонтовані або повторно оглянуті протягом розрахункового часу $\tau_{расч}$, що становить 1 ... 5 років.

Небезпечні дефекти підлягають оперативному ремонту до вичерпання залишкового ресурсу $\tau_{расч}$, тобто не пізніше одного року після їх огляду. Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними ушкодженнями представлена на рисунку 4.

Таким чином, важливою умовою забезпечення стійкості газопроводів проти корозійно-втомних руйнувань, в перекачуючому середовищі є правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження.

Наведена методика дозволяє визначити в процесі експлуатації правильний і раціональний вибір величини допустимого напруження для даного робочого середовища та малій кількості циклів навантаження. Адже втомні процеси в сталі мають імовірнісний характер. Це дозволяє в сукупності з методами неруйнівного контролю і використанням ризик-аналізу при існуючій концепції безпеки – „реалізувати та виправляти”, підтримувати трубопровід в працездатному стані. Однак, незаперечним є факт, що при таких умовах експлуатації (наголошую, сумісної дії змінних навантажень і середовища) при довготривалій експлуатації в матеріалі труб накопичуються дефекти, які в кінцевому результаті призводять до руйнування труб. Особлива небезпека існує у важкодоступних місцях (неможливо вчасно усунути небезпеку) або в ускладнених умовах експлуатації (наприклад, трубопровід потрапив до зони зсуву). Тут повинна працювати нова концепція ризик-аналізу – „передбачити і випереджувати”.

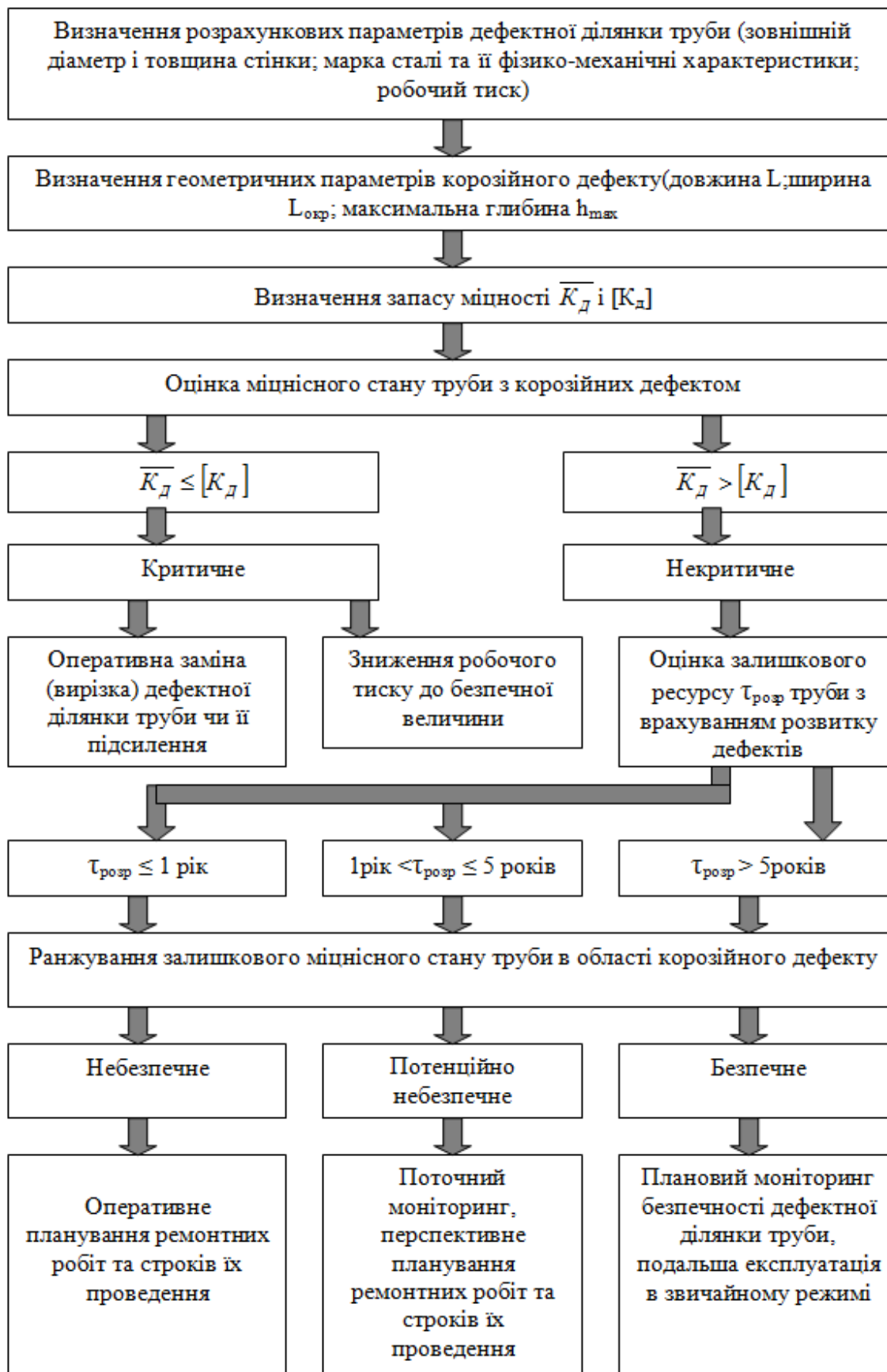


Рисунок 4 – Методична схема прогнозування залишкового ресурсу газопровідних труб з корозійними пошкодженнями

Література

- 1 Карпенко Г.В. Прочность стали в коррозионной брете / Г.В. Карпенко. – М.: Машгиз, 1963. – 188 с.
- 2 Похмурський В.І. Корозійно механічне руйнування зварних конструкцій / В.І. Похмурський, Р.К. Мелехов. – К.: Наукова думка, 1990. – 347 с.
- 3 Похмурський В.І. Коррозионная усталость металов / В.І. Похмурський. – М.: Металургия, 1985. – 207 с.
- 4 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.
- 5 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.
- 6 Крижанівський Є.І. Чутливість до водневої крихкості зварного зеднання сталі 17Г1С магістрального газопроводу / О.Т. Цирульник, Є.І. Крижанівський, О.С. Тараєвський // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – №6. – С. 111-114

*Стаття надійшла до редакційної колегії
13.11.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*