

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Федорович Ігор Ярославович**

УДК 622.691.4

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ОЦІНЮВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ  
ГАЗОПРОВІДІВ З ВИЯВЛЕНИМИ ПОВЕРХНЕВИМИ  
ТРИЩИНОПОДІБНИМИ ДЕФЕКТАМИ**

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Галузь знань: Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

\_\_\_\_\_ І. Я. Федорович

Науковий керівник: Грабовський Роман Степанович  
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2018

## АНОТАЦІЯ

*Федорович І. Я.* Оцінювання небезпеки руйнування магістральних газопроводів з виявленими поверхневими тріщиноподібними дефектами. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.13 "Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища" (185 – Нафтогазова інженерія та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2018.

Значна частина дисертації присвячена аналізу стану газотранспортної мережі України, Росії та Європи, аналізу статистичних даних з виникнення аварійних ситуацій на магістральних газопроводах, а також аналізу процесів деформаційного старіння і як наслідок деградації металу газопровідних труб та впливу експлуатаційних корозійно-механічних дефектів на їх руйнування. Проведено аналіз існуючих підходів до оцінки міцності та залишкового ресурсу газопровідних систем з тріщиноподібними дефектами.

Розроблено методичну процедуру для дослідження фрагментів експлуатованих труб газопроводів із закладеною технологією їх виготовлення та адаптовано експериментальні засоби визначення характеристик циклічної корозійної тріщиностійкості базового металу та металу зони термічного впливу зварного шва із урахуванням дії ґрунтових вод. Адаптовано методику та дослідне устаткування для визначення нормальних залишкових напружень першого роду в поверхневих шарах зміцненої поверхні фрагментів газопровідних труб, а також методику для їх випробування на втомну міцність.

В даній дисертаційній роботі досліджується закономірності та процес розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках труб тривало експлуатованих магістральних газопроводах для оцінки їх працездатності або прийняття рішення про ремонтні роботи, а також вивчається вплив ремонтних технологій

на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої навантаженості газопроводу.

На основі проведених досліджень визначено розміри зон термічного впливу для труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” та досліджено, що метал зони термічного впливу зварного з’єднання є більш чутливий до розвитку втомної та корозійно-втомної тріщин у порівнянні з основним металом газопровідної труби. Виявлено відчутний вплив корозійного середовища NS4 (модель ґрунтової води), на швидкість поширення втомної тріщини у тривало експлуатованих трубопровідних сталях.

Значна частина дисертації присвячена розробці методики оцінки виявлених в процесі технічного діагностування магістральних газопроводів осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів та впливу експлуатаційних середовищ, що ґрунтується на підходах механіки руйнування. Її використання дозволило:

- встановити умови при яких можливе утворення корозійно-втомних тріщин, а також взаємозв’язок порогових глибин та початкових форм тріщин розміщених на зовнішній стінці труби магістральних газопроводів;
- оцінити кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) газопроводу;
- виокремити потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти;
- встановити залежність граничних форм тріщин від параметра  $q$ , який здійснює порівняльну оцінку швидкості розвитку тріщиноподібних дефектів заданої форми;
- встановити критеріальну залежність граничних від порогових форм осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів.

За результати розрахункових досліджень обчислено руйнівні розміри напівеліптичних тріщин з урахуванням початкової форми півеліптичних експлуатаційних дефектів та використанням методики аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби. Встановлено, що для системи

“17Г1С – повітря”  $2c^* = 240,9$  мм, для системи “17Г1С – NS4”  $2c^* = 214,0$  мм. Розраховано за критерієм тріщиностійкості критичні розміри наскрізної тріщини для труби ( $D = 1020$  мм,  $t = 14$  мм) автомобільного переходу на ділянці між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” досліджуваного магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка. Зокрема, “17Г1С – повітря”  $2c_c = 246,8$  мм, для системи “17Г1С – NS4”  $2c_c = 220,0$  мм.

Одержані результати можуть служити базою для інтерпретації даних про дефектність газопроводів, одержаних методами неруйнівного контролю, а також експертних висновків про потенційний ризик його руйнування та надійність подальшої експлуатації.

Результати досліджень показали, що стан поверхні суттєво впливає на їх працездатність газопровідних труб. Так вплив концентратора напружень більш як на порядок в порівнянні із заданою базою експерименту зменшує кількість циклів до руйнування, як труб запасу, так і експлуатованих труб. Також встановлено, що корозійне середовище суттєво впливає на втомне руйнування фрагментів газопровідних труб з нанесеними концентраторами напружень, зокрема кількість циклів до руйнування в повітряному середовищі фрагментів труб запасу в 2,3 рази, а фрагментів експлуатованих – в 2,4 рази більша, ніж в корозійному середовищі (моделі ґрунтової води NS4).

Також було проведено дослідження впливу поверхневої обробки на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу. Зокрема експериментально визначено оптимальні параметри зміцнення поверхні фрагментів труб вирізаних із нового (труб запасу) та експлуатованого газопроводу. Встановлено, що кількість циклів до руйнування відповідно поверхнево зміцнених фрагментів труб запасу та експлуатаційних труб із аналогічними не зміцненими фрагментами труб за однакових умов проведення експерименту в 6,9 рази, а експлуатованих – в 6,7 рази більша.

На основі результатів експериментальних досліджень запропоновано спосіб ремонту сталевих газопроводів, який забезпечує структурно-однорідне покриття з високими показниками механічних властивостей, а введення



інгібіторів додає покриттю додатково протикорозійних та бактерицидних властивостей. Застосування даної технології сповільнює утворення втомних тріщин на оброблюваній поверхні. Встановлено, що кількість циклів до руйнування поверхнево зміцнених та оброблених протикорозійно досліджуваних фрагментів труб запасу більша в 2,5 рази від протикорозійно не оброблених, тоді як кількість циклів до руйнування аналогічних експлуатованих в 2,7 рази більша від поверхнево зміцнених, але не оброблених протикорозійно фрагментів труб.

На основі результатів даних технічної діагностики та розрахункових досліджень для тривало експлуатованого газопроводу “Пасічна – Долина” визначено значення руйнівного тиску та встановлено, як безпечні так і недопустимі дефектомісткі області, а також перехідну зону, у якій експлуатація газопроводу без проведення ремонтних робіт з усунення наявних тріщиноподібних дефектів можлива лише за умови пониження робочого тиску. Обґрунтовано, враховуючи розміри тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів та швидкості їх максимального розвитку, коректне зниження робочого тиску на другому етапі експлуатації газопроводу та розраховано його залишковий ресурс.

#### Ключові слова

Магістральні газопроводи, тріщиноподібні дефекти, початкова та гранична форма півеліптичної тріщини, число циклів навантаження, характеристична для системи “метал труби – середовище” глибина корозійно-втомної тріщини, пороговий та критичний коефіцієнт інтенсивності напружень, критична тріщиностійкість, критичні розміри наскрізної тріщини, руйнівний тиск.

## ANNOTATION

I. Fedorovych. Estimation of the danger of the main gas pipelines with detected surface crack-like defects destruction. - Qualifying scientific work on the rights of manuscripts.

Dissertation for obtaining an academic degree of candidate of technical sciences (doctor of philosophy) in specialty 05.15.13. "Pipeline transport, oil and gas storage" (185 – Oil and gas engineering and technologies). – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018.

Much of the dissertation is devoted to the analysis of the state of the gas transmission network of Ukraine, Russia and Europe, the analysis of statistical data on the emergence of emergency situations on the main gas pipelines, as well as analysis of processes of deformation aging and as a consequence of metal degradation of gas pipelines and the impact of operational corrosion and mechanical defects on their destruction. The analysis of existing approaches to the estimation of the strength and residual life of gas-conducting systems with crack-like defects is carried out.

The methodical procedure for studying fragments of exploited pipes of gas pipelines with the laid technology of their production has been developed and experimental means for determining the characteristics of cyclic corrosion cracking resistance of base metal and metal of the thermal influence zone of weld seam have been adapted, taking into account the effect of groundwater. The method and experimental equipment for the determination of the normal residual stresses of the first kind in the surface layers of the reinforced surface of fragments of gas pipelines, as well as the method for their testing on fatigue strength, are adapted.

In this dissertation work the patterns and the process of development of crack-like defects in pipe walls are investigated for exploitation of main gas pipelines for assessing their capacity for work or for making decisions on repair work, and also the influence of repair technologies on the durability of pipe elements under conditions of maximum allowable loading of the gas pipeline is studied.

On the basis of the conducted research, the sizes of the thermal effects zones for the pipe of the main gas pipeline "Kyiv - West Ukraine I thread" were determined and the metal zone of the thermal influence of the welded joint is more sensitive to the development of fatigue and corrosion-fatigue cracks in comparison with the main metal of the gas pipeline pipes. Significant influence of corrosive environment NS4 (groundwater model), on the rate of fatigue crack propagation in prolonged exploited pipeline steels was revealed.

Much of the dissertation is devoted to the development of a methodology for estimating the axial surface cracks defects found in the process of technical diagnostics of main gas pipelines and the impact of operating environments based on the approaches of fracture mechanics. Its use allowed:

- to establish conditions at which it is possible to form corrosion-fatigue cracks, as well as the relationship of threshold depths and initial forms of cracks located on the outer wall of the pipe main gas pipelines;

- to evaluate the kinetics of crack-shaped defects and the residual durability (number of cycles to fracture) of the gas pipeline;

- to isolate potentially dangerous and potentially safe axial corrosion-fatigue crack-like defects;

- to establish the dependence of the boundary forms of cracks on the parameter  $q$ , which carries out a comparative estimation of the rate of development of crack-shaped defects of a given form;

- to establish a criterion dependence of the boundary thresholds on the form of axial surface cracks defects.

According to the results of calculations, the destructive dimensions of semi-elliptic cracks are calculated taking into account the initial form of semielliptic operational defects and using the method of analytical-numerical estimation of kinetics and the change of the form of corrosion-mechanical crack-like defects in the process of their development in the pipe wall. It is established that for system for "17G1C - air" system, for system "17Г1С - NS4". The critical dimensions of the cross-sectional crack for the pipe () of the automobile transition on the site between

the CS “Krasyliv” and CS “Ternopil” of the explored main gas pipeline “Kyiv - Western Ukraine I thread” were calculated according to the criterion of crack resistance. In particular, “17Г1С - air” for the system “17Г1С - NS4”.

The results obtained can serve as a basis for interpreting the data on defects in gas pipelines obtained by non-destructive testing methods, as well as expert conclusions about the potential risk of its destruction and the reliability of further exploitation.

The results of the studies have shown that the surface condition substantially affects their workability of the gas pipelines. So the influence of the stress concentrator more than an order of magnitude compared with the given experiment base reduces the number of cycles before the destruction of both stock pipes and exploited pipes. It has also been established that the corrosive environment significantly influences the fatal destruction of fragments of gas pipelines with applied stress concentrators, in particular the number of cycles before fragmentation in the air of fragments of stock pipes is 2.3 times higher, and the fragments of exploited - 2.4 times higher than in corrosive media (groundwater model NS4).

Also, the study of the influence of surface treatment on the durability of the elements of pipes in the conditions of maximum allowable loading of the gas pipeline was conducted. In particular, the optimal parameters of strengthening the surface of fragments of pipes cut from the new and operated gas pipeline have been experimentally determined. It was established that the number of cycles before the destruction of the surface-strengthened fragments of the stock pipes and operating pipes with similar unshackled fragments of pipes in other similar conditions of conducting the experiment is 6.9 times, and exploited - 6.7 times higher.

Based on the results of experimental studies, a repair technology is proposed that provides structural-homogeneous coating with high mechanical properties, and the introduction of inhibitors adds an additional coating to corrosion and bactericidal properties. The application of this technology makes it difficult to form fatigue cracks on the surface to be treated. It was established that the number of cycles prior to the destruction of surface hardened and treated anti-corrosively investigated fragments of

pipe stock is 2.5 times higher than anticorrosion-free, while the number of cycles before the destruction of similarly exploited 2.7 times higher than surface-strengthened but not treated corrosion-resistant pipe fragments .

Based on the results of technical diagnostics and calculations for the long-running operated pipeline Pasichna-Dolyna, the value of destructive pressure was determined and both safe and inadmissible defect-mosque areas were determined, as well as a transition zone in which the operation of the gas pipeline without carrying out repair work to eliminate existing crack-like defects It is possible only if the working pressure is lowered. It is proved, taking into account the size of crack-like corrosion-mechanical defects and the speed of their maximum development, the correct reduction of working pressure at the second stage of operation of the gas pipeline and calculated its residual life.

#### Keywords

The main gas pipelines, crack-like defects, the initial and limiting form of the semi-elliptic crack, the number of load cycles, the depth of the corrosion-fatigue crack as the characteristic for the system “metal pipe – environment”, the threshold and critical intensity of stresses, critical crack resistance, critical dimensions of the through cracks, destructive pressure.

#### Список публікацій здобувача

1. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т.51, № 1. С. 13-19.

(Kryzhanivs'kyi E. I., Hrabovs'kiy R. S., Fedorovych I. Ya., Barna R. A. Evaluation of the Kinetics of Fracture of Elements of a Gas Pipeline After Operation. *Materials Science*. 2015. 51, № 1. P.7-14.). **(Scopus)**.

2. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Рудко В. В., Федорович І. Я. Відновлення протикорозійного захисту підземних

газонафтопроводів в сильно мінералізованих ґрунтах. *Нафтогазова енергетика*. 2011. №1(14). С.34-38.

3. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка умов експлуатації газопроводу з експлуатаційними дефектами. *Машинознавство*. 2013. №9–10 (195-196). С. 29-34.

4. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Квич В. І. Оцінка впливу якості підготовки поверхні нафтогазопроводів на стійкість до відшарування протикорозійних покриттів в умовах катодної поляризації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2 (52). С. 7-13.

5. Грабовський Р. С., Барна Р. А., Мазур М. П., Федорович І.Я., Лепак О. М. Визначення характеристик тріщиностійкості металу трубопроводів тривалої експлуатації. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2014. №1 (25). С. 63-76.

6. Грабовський Р. С., Лепак О. М., Мазур М. П., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінка умов руйнування трубопроводів тривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2015. №1 (38). С. 46-53.

7. Полутренко М. С., Федорович І. В., Боднарук І. Л., Федорович І. Я. Підвищення рівня екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015*. №1 (23). С.25-31.

8. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Оцінювання небезпеки руйнування магістральних нафтогазопроводів у залежності від форми поверхневих тріщиноподібних дефектів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2016. №1 (40). С. 20-30.

9. Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу місцевого газопроводу. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. №2 (38). С. 253-266.

10. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу газопроводу. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій*: Тези доповідей 3 Міжнар. наук-техн. конф. (Львів, 7-9 лист. 2012 р.). Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2012. С. 58-60.

11. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я. Оцінка впливу якості підготовки поверхні трубопроводів перед нанесенням протикорозійних покриттів і умовах катодної поляризації. *Нафтогазова енергетика 2013*: Матеріали 4 Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 7-11 жовт. 2013 р.). Івано-Франківськ, 2013. С. 446-448.

12. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Боднарук І. Л. Забезпечення екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова освіта і наука: стан та перспективи*: Матеріали Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10-12 груд. 2014 р.). Івано-Франківськ, 2014. С. 248-250.

13. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Прогнозування кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало експлуатованих газопроводів. *Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій*: Зб. праць під заг. ред. В.В. Панасюка 5 Міжнар. наук.-техн. конф. (Львів, 24-27 черв. 2014 р.). Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України. 2014. С. 779-782.

14. Федорович І. Я. Оцінка кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало експлуатованого газопроводу „Київ–Західна Україна”. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій*: Тези доповідей 4 Міжнар. наук-техн. конф. (Львів, 30-31 жовт. 2014 р.). Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2014. С. 92-93.

15. Федорович І. Я., Лепак О. М. Експрес-оцінка умов потенційного руйнування дефектних трубопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015*: Матеріали 4 Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 21-24 квіт. 2015 р.). Івано-Франківськ, 2015. С. 58-60.

16. Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Прогнозування працездатності тривало експлуатованих нафтогазопроводів. *Нафтогазова енергетика 2017*: Матеріали 6 Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 15-19 трав. 2017 р.). Івано-Франківськ, 2017. С. 351-352.

17. Пат. 84769 Україна. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів. Опубл. 25.11.2008.



## ЗМІСТ

ВСТУП .....	5
РОЗДІЛ 1 ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ ТА АНАЛІЗ ЇЇ СУЧАСНОГО СТАНУ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ РОБОТИ .....	11
1.1 Сучасний стан надійності тривало експлуатованих газопроводів України .....	11
1.2 Проблема забезпечення безаварійної роботи та подовження ресурсу. Вплив експлуатаційних корозійно-механічних дефектів на руйнування газопровідних мереж.....	14
1.3 Застосування підходів механіки деформованого твердого тіла до оцінки міцності та ризику руйнування газопроводів з тріщиноподібними та корозійно-механічними дефектами .....	23
1.4 Аналіз існуючих підходів до оцінки міцності та працездатності газопроводів з корозійно-втомними тріщинами .....	28
Висновки до розділу 1. Мета та завдання роботи .....	38
РОЗДІЛ 2 МЕТОДОЛОГІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇЇ ОБҐРУНТУВАННЯ.....	39
2.1 Об’єкти та матеріали для досліджень .....	39
2.2 Механічні характеристики сталей газопроводів .....	42
2.3 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристик опору поширенню тріщин у трубопровідних сталях в експлуатаційних умовах.....	44
2.4 Методика та дослідне устаткування для визначення зони термічного впливу зварних швів труб газопроводів .....	50
2.5 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристики опору руйнуванню металу трубопровідних сталей .....	52
2.6 Методика та дослідне устаткування для визначення нормальних залишкових напружень першого роду в поверхневих шарах фрагментів газопровідних труб.....	55
2.7 Методика та дослідне устаткування для випробування фрагментів газопровідних труб на втомну міцність .....	60

	3
Висновки до розділу 2.....	62
<b>РОЗДІЛ 3 ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ЧИННИКІВ НА ОПІР РОЗВИТКУ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ У ГАЗОПРОВОДАХ.....</b>	<b>63</b>
3.1 Аналіз впливу чинників на надійність тривало експлуатованих лінійних ділянок газопроводів.....	63
3.2 Визначення параметрів зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.....	65
3.3 Характеристики циклічної тріщиностійкості металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.....	66
3.4 Характеристики циклічної тріщиностійкості зони термічного впливу металу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.....	73
3.5 Характеристики циклічної тріщиностійкості сталей магістрального газопроводу “Пасічна – Долина”. Вплив тривалості експлуатації та корозійних середовищ.....	77
3.6 Визначення характеристик опору руйнуванню металу тривало експлуатованих труб магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.....	81
Висновки до розділу 3.....	84
<b>РОЗДІЛ 4 ВПЛИВ ФОРМИ ПОВЕРХНЕВИХ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ НА УМОВИ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....</b>	<b>86</b>
4.1 Особливості методики аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці газопровідної труби.....	86
4.2 Експериментальне дослідження кінетики розвитку втомної тріщини у стінці газопроводу.....	91
4.3 Оцінювання порогових та граничних розмірів осьових корозійно-втомних тріщин, що розвиваються із боку зовнішньої стінки труби газопроводу.....	95
4.4 Взаємозв’язок між граничними і пороговими формами осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів.....	102

4.5 Оцінювання небезпеки зовнішніх осьових напівеліптичних тріщин різних форм у стінці труби магістрального газопроводу “Київ - Західна Україна І нитка” .....	104
4.6 Оцінювання умов руйнування газопроводів тривалої експлуатації .....	106
Висновки до розділу 4.....	109
<b>РОЗДІЛ 5 УСУНЕННЯ ВПЛИВУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДЕФЕКТІВ НА ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ .....</b>	<b>111</b>
5.1 Аналіз причин, що впливають на працездатність тривало експлуатованих лінійних ділянок газопроводів.....	111
5.2 Визначення базових параметрів навантаження для оцінювання поведінки фрагментів тривало експлуатованих газопровідних труб .....	113
5.3 Вивчення впливу концентратора напружень на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу .....	116
5.4 Вивчення впливу корозійного середовища на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу .....	120
5.5 Вивчення впливу поверхневої обробки на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу .....	124
5.6 Вивчення впливу ремонтних технологій на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу .....	132
5.7. Оцінка умов експлуатації газопроводу з експлуатаційними дефектами.....	136
Висновки до розділу 5.....	145
<b>ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ РОБОТИ ТА ВИСНОВКИ.....</b>	<b>147</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....</b>	<b>150</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>166</b>
<b>ДОДАТОК А.....</b>	<b>167</b>
<b>ДОДАТОК Б .....</b>	<b>170</b>
<b>ДОДАТОК В.....</b>	<b>193</b>

## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Обґрунтування подальшої експлуатації або виведення із експлуатації вітчизняних магістральних газопроводів має важливе стратегічне і економічне значення, оскільки на сьогодні 76 % з них експлуатується вже понад 30 років. Їх технічний стан є проблемним через значну дефектність. Часте локальне руйнування газопроводів виникає переважно внаслідок корозійних тріщиноподібних дефектів та втомних і корозійно-втомних тріщин, спричинених сумісним впливом експлуатаційних навантажень, ґрунтових вод, змінами функціональних властивостей покриттів трубопроводів. Тому актуальною стає проблема оцінки реального технічного стану газопроводів на пізній стадії експлуатації з метою розроблення експертних висновків щодо можливості їх подальшого функціонування.

Основною метою діагностичного обстеження магістральних газопроводів є встановлення їх технічного стану і виділення потенційно небезпечних ділянок на трасі. Визначення працездатності дефектних трубопроводів, тобто оцінювання ступеня небезпеки та забезпечення надійної експлуатації, викладено в ряді одно- та двопараметричних норм та стандартів, які дають правильний результат, якщо їх застосовують у межах визначених умовами експерименту. Крім того, в ряді робіт вивчався вплив умов тривалої експлуатації та встановлено реальний стан експлуатованого металу, зокрема його механічних, корозійно-механічних, електрохімічних та інших характеристик. При цьому як науково-методологічну основу використовують, в першу чергу, підходи механіки руйнування конструкційних матеріалів, які дозволяють оцінити міцність і довговічність елементів конструкцій, що містять тріщиноподібні дефекти, та вивчати вплив корозійних середовищ. Методи матеріалознавства використовують для оцінки процесів старіння металів труб. Однак тут методи оцінки пошкоджених газопроводів ґрунтуються здебільшого на гранично-рівноважному стані труби із тріщиноподібними дефектами або тріщинами. Такі підходи дають можливість визначати умови і оцінювати

момент катастрофічного руйнування труби та аналізувати причини її руйнування, однак не розглядають специфіку експлуатаційних умов, зокрема процес розвитку тріщиноподібних дефектів або втомних тріщин.

Розвинуті у роботі положення базуються на доробці таких вітчизняних і зарубіжних вчених, як Є. І. Крижанівський, І. І. Мазур, О. М. Іванцов, В. В. Харіоновський, В. Я. Грудз, Ю. Д. Петрина, Л. С. Шлапак, В. В. Панасюк, В. І. Похмурський, І. М. Дмитрах, Г. М. Никифорчин, А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, І. Рай, Р. Паркінс.

Попри досягнуті результати в розвитку даного напрямку досліджень, на сьогодні залишається не вирішеним питання встановлення умов прогнозування розвитку тріщиноподібних дефектів напівеліптичної форми в стінці труби. Важливим є дослідити взаємозв'язок між граничними розмірами півеліптичної тріщини і швидкістю її розвитку для досліджуваних систем “метал труби – середовище”, а також встановити критеріальну залежність між початковими (діагностованими) та граничними розмірами і формою тріщин, що спричиняє руйнування труби, за якою можливо оцінити небезпечність виявлених дефектів та інтерпретувати результати діагностичного обстеження тривало експлуатованих газопроводів, а також розробити технологію ремонту сталевих газопроводів, яка б сповільнювала утворення втомних та корозійно-втомних тріщин на оброблюваній поверхні труб.

На сьогодні такі підходи розвинуті недостатньо. У зв'язку з цим розроблення методики оцінювання умов руйнування тривало експлуатованих магістральних газопроводів за підходами механіки руйнування та результатами їх технічної діагностики, а також розроблення на цій основі технології подовження їх працездатності є актуальною науково-технічною задачею.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота виконана у відповідності до програми науково-дослідних робіт: “Розроблення та оптимізація технологій і засобів транспортування газу для підвищення енергетичної безпеки держави”, номер державної реєстрації – 0113 U 001101. № теми – Д-19-13-П;

**Мета і завдання дослідження.** Метою дисертаційної роботи є встановлення закономірностей розвитку тріщиноподібних дефектів у трубних сталях 17Г1С і 10Г2СД і визначення критичних параметрів їх тріщиностійкості, а також розроблення технології усунення впливу експлуатаційних дефектів на працездатність магістральних газопроводів.

Досягнення поставленої мети вимагало вирішення таких завдань:

- визначити базові характеристики міцності та циклічної тріщиностійкості трубних сталей 17Г1С та 10Г2СД із урахуванням впливу параметрів навантаження та експлуатаційного середовища, а також характеристики опору руйнуванню металів тривало експлуатованих магістральних газопроводів;

- адаптувати розрахункову методику прогнозування розвитку тріщиноподібних дефектів напівеліптичної форми в стінці труби за величиною внутрішнього тиску транспортованого продукту;

- встановити закономірності подальшого розвитку і зміни форми діагностованих поверхневих тріщиноподібних дефектів та запропонувати підходи до оцінювання подальшої експлуатації дефектних газопроводів;

- дослідити вплив експлуатаційних факторів (поверхневих дефектів, корозійного середовища, тривалості експлуатації), поверхневого зміцнення та протикорозійної поверхневої обробки металу газопровідної труби на втомну міцність і запропонувати спосіб ремонту газопроводів, який ускладнює утворення втомних та корозійно-втомних тріщин на оброблюваній поверхні труб;

- впровадити результати досліджень в інженерну практику при технічному діагностуванні та ремонті тривало експлуатованих магістральних газопроводів.

**Об'єкт дослідження** – вплив довготривалої експлуатації на тріщиностійкість і втомну міцність трубних низьколегованих сталей магістральних газопроводів за довготривалої дії експлуатаційних чинників.

**Предмет дослідження** – особливості зміни характеристик тріщиностійкості трубних сталей 17Г1С та 10Г2СД на пізній стадії експлуатації магістральних газопроводів.

**Методи дослідження.** У ході досліджень використано основні положення механіки руйнування і міцності матеріалів та елементів конструкцій із урахуванням впливу середовища на процеси корозійно-механічної пошкоджуваності при тривалій експлуатації магістральних газопроводів. Зокрема:

- в ході досліджень циклічної корозійної тріщиностійкості сталей тривало експлуатованих магістральних газопроводів та характеристик опору руйнуванню цих сталей застосовано методи експериментальної механіки руйнування;

- методами матеріалознавства виміряно мікротвердість та на їх основі визначено розміри зони зварного з'єднання;

- при встановленні закономірностей розвитку початкових тріщиноподібних дефектів та зміни їх форми в стінках труб тривало експлуатованих магістральних газопроводів застосовано числові методи;

- методами експериментальної механіки руйнування досліджено вплив експлуатаційних факторів (поверхневих концентраторів напружень та ґрунтової води), поверхневого зміцнення та протикорозійної поверхневої обробки металу газопроводів на його втомну міцність.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Вперше отримано діаграми циклічної тріщиностійкості тривало експлуатованих трубних сталей 17Г1С та 10Г2СД, які є основою для оцінювання працездатності магістральних газопроводів “Київ – Західна Україна І нитка” та “Пасічна – Долина”.

2. Отримано критичні значення параметрів опору руйнуванню трубної сталі 17Г1С, що є основою для експертних висновків про небезпеку виявлених тріщиноподібних дефектів у стінках труб магістральних газопроводів.

3. Вперше запропоновано аналітичну залежність граничних розмірів та форм тріщин для виявлених дефектів, що є основою для прогнозування залишкової довговічності магістрального газопроводу з виявленими тріщиноподібними дефектами.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

1. Запропоновано методологію оцінювання можливості руйнування та прогнозування терміну безпечної експлуатації лінійних ділянок газопроводів.

2. Отримано нові експериментальні дані про вплив на втомну міцність металу труб експлуатаційного середовища та тріщиноподібних дефектів, що дало можливість трактувати результати технічного діагностування магістральних газопроводів.

3. Запропоновано комплексний спосіб ремонту сталевих газопроводів, який підвищує опір утворенню зовнішніх тріщиноподібних дефектів на їх поверхні.

### **Положення, що виносяться на захист.**

1. Результати досліджень закономірності поширення макротріщини в глибину стінок газопровідних труб із урахуванням терміну їх експлуатації та чинників впливу робочого корозійного середовища (грунтових вод), а також методологія оцінки розмірів та форми виявлених тріщиноподібних дефектів для інтерпретації результатів технічного обстеження магістральних газопроводів;

2. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів, який суттєво сповільнює утворення втомних та корозійно-втомних тріщин на оброблюваній поверхні газопровідних труб.

**Особистий внесок здобувача.** Основні наукові положення та результати отримані автором самостійно. У публікаціях, написаних у співавторстві, автору належить: в [13, 18, 53, 54, 77, 81-83] – постановка задач експериментальних досліджень закономірності поширення макротріщини вглиб стінок газопровідних труб, їх технічна реалізація, дослідження режимів піскоструменевої обробки поверхні трубопроводів, а також узагальнення та інтерпретація отриманих результатів; [41, 42] – постановка задач аналітичних досліджень та реалізація розрахункових оцінок розвитку втомних та корозійно-втомних тріщин у стінках магістральних газопроводів; [19, 43] – запропоновано підхід щодо встановлення закономірності подальшого розвитку та зміни форми діагностованих поверхневих тріщиноподібних дефектів; [14, 17,



103] – визначення допустимих та критичних розмірів втомних та корозійно-втомних тріщин для лінійних ділянок тривало експлуатованих магістральних газопроводів.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи доповідались і обговорювались на: 3-ій Міжнародній науковій конференції “Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій”, (м. Львів, 2012); 5-ій Міжнародній науковій конференції “Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”, (м. Львів, 2014); 4-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій”, (м. Львів, 2014); 4-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика”, (м. Івано-Франківськ, 2015); 5-ій Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика”, (м. Івано-Франківськ, 2017).

У повному обсязі робота доповідалась на розширеному науково-технічному семінарі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, (м. Івано-Франківськ, 2018).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 17 наукових праць, з яких: 8 статей - у фахових наукових виданнях [13, 14, 17, 43, 53, 54, 81, 102], 1 стаття - у виданні, яке занесено до міжнародних наукометричних баз [42], 7 статей – у збірниках праць та тез міжнародних конференцій, а також отримано 1 патент України [77].

**Структура та обсяг роботи.** Дисертація складається зі вступу, п’яти розділів, висновків, списку використаних джерел із 142 найменувань і додатків. Основний зміст роботи викладено на 149 сторінках. Робота містить 58 рисунків та 45 таблиць.

## РОЗДІЛ 1

### ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМИ ТА АНАЛІЗ ЇЇ СУЧАСНОГО СТАНУ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ РОБОТИ

#### 1.1 Сучасний стан надійності тривало експлуатованих газопроводів України

Українська газотранспортна мережа є однією з найстаріших у світі. Перші два газопроводи були побудовані в Україні в 1912 році [95] діаметрами 175 мм та 225 мм на ділянці “Борислав – Дрогобич” довжиною 12 км. Робочий тиск у цих газопроводах становив 0,2-0,3 МПа. У 1928 році завершено спорудження найбільшого на Прикарпатті газопроводу діаметром 225 мм “Дашава – Стрий – Дрогобич – Стебник” протяжністю 48,6 км. Найдовший в Прикарпатському регіоні газопровід “Дашава – Миколаїв – Львів” діаметром 175 мм з товщиною стінки 5 мм завдовжки 82 км побудований у 1929 році. У 1948 році прокладений перший і найбільший на той час у Європі магістральний газопровід “Дашава – Київ” діаметром 530 мм та довжиною 512 км [95].

Впродовж 50-х – 60-х роках у Прикарпатті проведена велика робота з будівництва газопроводів [95]. Зокрема в 1964 році був побудований газопровід “Пасічна – Долина” діаметром 530 мм та довжиною 81,6 км. Крім того, для поліпшення газопостачання західних областей України та подачі газу в Білорусь, Литву, Латвію, Польщу, Чехословаччину та Австрію побудовано дві нитки газопроводу “Київ – Західна Україна” (відповідно у 1970 та 1973 рр.).

На сьогодні Україна має розгалужену мережу магістральних газопроводів для транспортування природного газу. Загальна довжина магістральних газопроводів, які перебувають у сфері управління НАК “Нафтогаз України”, перевищує 38,5 тис. км [7, 45, 69], причому 29,0 тис. км (76 % від загальної довжини газопровідної системи України) експлуатується понад 30 років [7].

На загал, природний газ надходить в Україну по 22 магістральними газопроводами (“Союз”, “Прогрес”, “Уренгой – Помари – Ужгород” та інші), а виходить за межі України – 15. Протяжність газопроводів великого (1020 – 1420 мм) діаметра складає 14 тис. км. Протяжність територією України магістральних газопроводів “Прогрес” (1979 р.) та “Союз” (1980 р.) з пропускною здатністю 26 млрд. м<sup>3</sup> на рік є однаковою і складає 1568 км. Довжина магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” (1983 р.) – 1160 км, а його пропускна здатність становить 28 млрд. м<sup>3</sup> на рік. Отже, найдовші газопроводи великого діаметру (1420 мм) в Україні експлуатуються понад 35 років.

Пропускна здатність газотранспортної системи України складає: на вході - до 288 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік, а на виході - 178,5 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік, у тому числі у країни Європи та Туреччину - 142,5 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік [7, 67]. Вона була важливим джерелом надходження валюти, тобто наповнення державного бюджету України [45]. У 2011 році транзит природного газу через українську газотранспортну систему складав 104,2 млрд. м<sup>3</sup>, а в 2013 році до країн Європи він сягав лише 83,7 млрд. м<sup>3</sup>.

Слід однак зауважити, що із запуском в 2011 році двох ниток “Північного потоку” протяжністю 1224 км, проектна потужність якого становить 55 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік, який вийшов на проектну потужність у 2012 році, транзит природного газу через українську газотранспортну систему значно скоротився. Так, протягом 2014 – 2015 років транзит коливався в межах від 62,2 до 67,1 млрд. м<sup>3</sup> на рік. Однак за останні три роки транзит природного газу знову почав зростати. Так, у 2015 році він складав майже 67,1 млрд. м<sup>3</sup> газу, у 2016 році – 86,1 млрд. м<sup>3</sup> газу, а в 2017 році досяг рекордного з 2011 року рівня – 93,5 млрд. м<sup>3</sup> газу [100].

Газотранспортна система України є сполучною ланкою між загальноєвропейською мережею магістральних газопроводів та газотранспортними системами Росії та Білорусії (рис. 1.1).

Протяжність мережі магістральних газопроводів Європи складає понад 135,2 тис. км, причому частка газопроводів з трубами великих діаметрів 1020 – 1420 мм становлять 28,8 тис. км, тобто ~21,3 % від їх загальної довжини [118].

Стан аварійності Європейської газотранспортної системи є співставний з аварійністю газотранспортних мереж України та Росії. Так, за сорок років її експлуатації (за період від 1970 по 2010 роки) трапилося 1249 аварійних ситуацій, що складає 0,351 аварій/рік/1000 км [118]. Проте слід зауважити, що існує тенденція до їх зниження. Так, у періоді між 1991 – 2010 роками було зафіксовано 460 випадків аварій, що відповідає 0,286 аварій/рік/1000 км, а за останнє десятиріччя (2000 – 2010 рр.) зафіксовано лише 207 аварійних ситуацій, тобто 0,167 аварій/рік/1000 км.

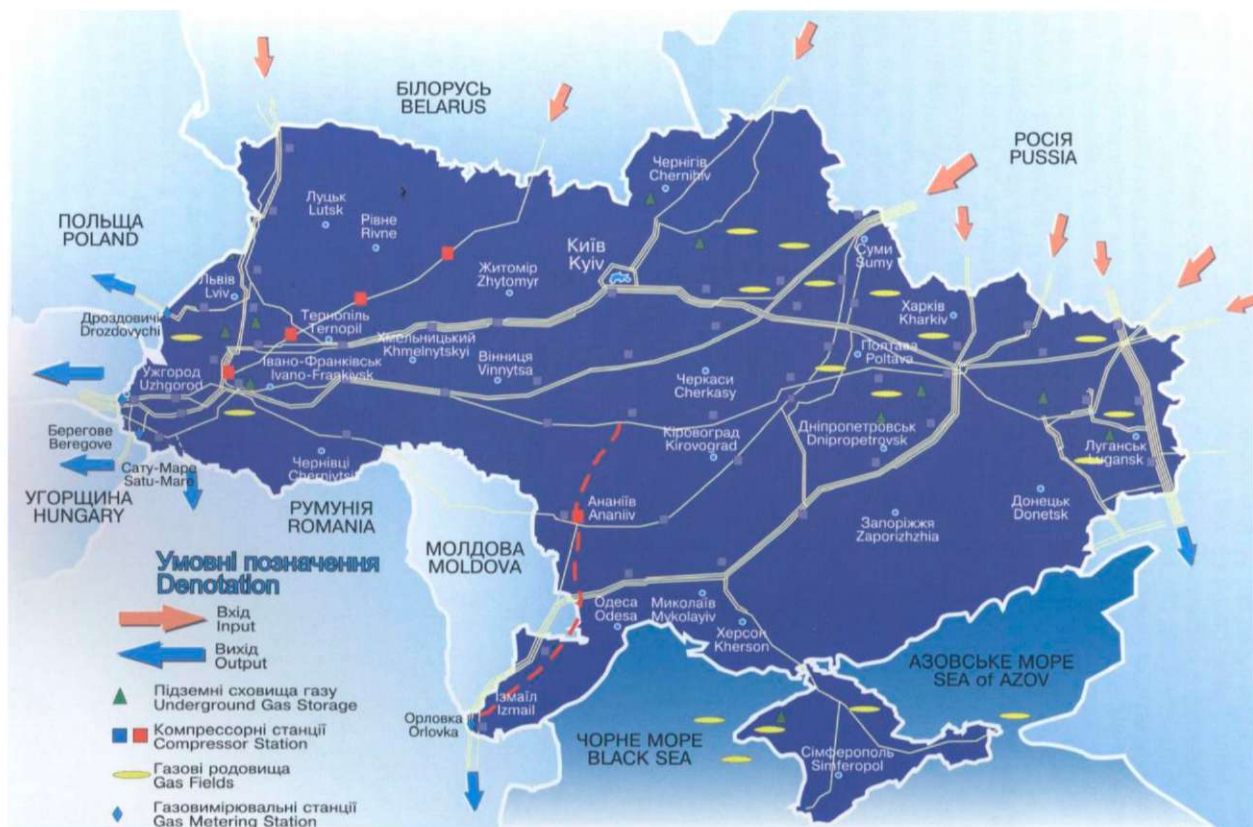


Рисунок 1.1 – Мережа магістральних газопроводів України

Потужності магістральних газопроводів Росії, які в основному були збудовані в 1960 – 1980 роках, дозволяють транспортувати понад 637,1 млрд. м<sup>3</sup> газу. Їх протяжність складає понад 158,8 тис. км, причому газопроводи з

трубами великих діаметрів 1020 – 1420 мм становлять 70,4 тис. км, що складає близько 44,3 % від їх загальної довжини [59]. Причому більш ніж 40 % магістральних газопроводів експлуатуються понад 35 років, а 72 % газопроводів – понад 25 років. За статистичними даними в інтервалі 1981 – 2000 рр. аварійність газотранспортної системи Росії була аналогічна до європейської і в середньому складала 0,35 аварій/рік/1000 км. У 1992 – 2000 роках в Росії, зафіксовано 289 випадків катастрофічного руйнування магістральних газопроводів, що складає 0,227 аварій/рік/1000 км. Однак, на даний час в Росії із збільшенням тривалості експлуатації магістральних газопроводів спостерігається тенденція до зростання аварійних ситуацій.

Слід зауважити, що технічний стан магістральних газопроводів України аналогічний станіві мережі магістральних газопроводів Росії, оскільки вони були побудовані за часів Радянського Союзу за єдиними стандартами та технологією.

## **1.2 Проблема забезпечення безаварійної роботи та продовження ресурсу. Вплив експлуатаційних корозійно-механічних дефектів на руйнування газопровідних мереж**

Руйнування магістральних газопроводів призводить до суттєвих економічних втрат, значних екологічних наслідків та є причиною загибелі людей [72].

В процесі експлуатації магістральних газопроводів виникають проблеми, пов'язані із забезпеченням їх надійної і безпечної експлуатації. Відомо [36, 39, 46, 49, 59], що в процесі експлуатації в металі газопровідної труби відбуваються структурні і фазові зміни внаслідок впливу робочих навантажень (напруження виникають під дією внутрішнього тиску в газопроводі та згинальних моментів, що зумовлені впливом ваги труби та локального переміщення ґрунту, а також від перепадів температури по довжині газопроводу), температури навколишнього середовища та корозійної дії ґрунтових вод, які призводять до

зниження його міцності та зменшують термін експлуатації. Також під дією асиметричних циклічних навантажень, які зумовлені зміною робочого тиску та температури зовнішнього середовища, в процесі тривалої експлуатації відбувається поступове збільшення діаметра і стоншення стінки газопровідних труб унаслідок повзучості металу, що в сукупності з рядом інших факторів зменшує термін їх експлуатації.

Крім того, суттєво знижує ресурс газопроводів сумісна дія навантажень, корозійних середовищ та концентраторів напружень (вм'ятин, рисок, тощо), які змінюють не тільки геометричні параметри труби, але і механічні характеристики металу [25, 39, 45].

Суттєві проблеми при експлуатації магістральних газопроводів створюють дефекти, найбільш небезпечними з яких є дефекти зварних з'єднань – тріщини [30], поверхневі дефекти – корозійні каверни, корозійно-механічні дефекти, корозійно-втомні тріщини [45].

За результатами внутрішньотрубної діагностики обстеження стану магістральних газопроводів понад 94 % корозійно-механічних і корозійно-втомних дефектів виявлялися на зовнішній поверхні, яка перебувала під дією катодного захисту. Причому корозійно-механічні дефекти складають 31,7 %, а корозійно-втомні тріщини – 68,3 % [59]. Під час періодичної діагностики стану магістральних газопроводів України виявляється близько 5000-6000 дефектів на кожні 100 км довжини. Значна частина цих дефектів є критичною, що може призвести до аварійних ситуацій і вимагає ремонту трубопроводів [1, 69].

Основними причинами руйнування магістральних газопроводів в Україні та Росії за останні 10-15 років є корозійно-механічні та корозійно-втомні дефекти (35,5 %) і механічні дефекти внаслідок будівельно-монтажних робіт (23,0 %) [36, 39, 45]. Причому динаміка виявлення корозійно-механічних та корозійно-втомних дефектів (тріщин) має стійку тенденцію до зростання [45].

Слід зауважити, що тріщина є найбільш небезпечним концентратором напружень. Для газопроводів після руйнування ізоляційного покриття та доступу ґрунтового електроліту, характерними є зародження за механізмом

активного анодного розчинення корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів [36, 88] та розвиток корозійно-втомних тріщини за механізмом водневого окрихлення [47, 48, 97, 114]. Крім того, аналіз руйнування газопроводів засвідчив, що понад 60 % руйнувань відбувається шляхом розвитку корозійно-втомних тріщин за впливу ґрунтових вод на віддалі 15-200 мм від осі повздовжнього зварного шва труби [92].

На деяких ділянках газопроводів за 20-25 років експлуатації корозійно-втомні тріщини досягають середини товщини стінки труби, що вичерпує весь передбачений проектантами запас їх міцності. Після цього відбувається катастрофічне руйнування труби, викид газу під великим тиском, його самозаймання з висотою полум'я до декількох десятків метрів із розкидом фрагментів труб від місця руйнування на відстань до 0,5 км [57, 97]. Слід зауважити, що при руйнуванні ізоляційного покриття розвиток корозійно-втомних тріщин до критичних розмірів складає в середньому 8-10 років [46].

Розглянемо окремі приклади руйнування газопроводів. Наприкінці ХХ століття було зареєстровано випадки зародження та розвитку корозійно-втомних тріщин на зовнішній поверхні труби як основної причини руйнування аргентинських газопроводів [129]. Зокрема мало місце руйнування газопроводу (610×7,14 мм), що експлуатувався 28 років із робочим тиском 6,2 МПа. Газопровід був виготовлений із вуглецевої сталі API X52 і захищений від корозії пасивним ізоляційним покриттям, а також перебував під катодним захистом.

Причиною катастрофічного руйнування газопровідної труби із повздовжнім зварним швом була корозійно-втомна тріщина глибиною 3,8 мм. Головне руйнування відбувся в основному матеріалі у напрямку, паралельному паралельно до осі труби, і мало два розриви, на відстані 6 м один від одного. Загальна довжина руйнування - 31 м. Крім того, відносно велика кількість вторинних тріщин у місці руйнування була виявлена візуальним оглядом.

Наведемо ще один випадок руйнування газопроводу діаметром (610×7,3 мм), виготовленого із вуглецевої сталі API X52, що експлуатувався

24 роки із робочим тиском 6,3 МПа, був захищений від корозії пасивним ізоляційним покриттям, і також перебував під катодним захистом. Руйнування відбулося на відстані 23 км від компресорної станції. Слід звернути увагу на ту обставину, що температура труби була високою впродовж декількох років, навіть на такій відстані від компресорної станції. На рис. 1.2 показано загальний вигляд зруйнованої частини газопровідної труби. Руйнування відбулося у напрямку, паралельному паралельному до поздовжньої осі труби. Загальна довжина зламу становила 38 м. Така довжина тріщини пов'язана із великим тиском газу та відносно високою швидкістю розвитку наскрізної тріщини.



Рисунок 1.2 – Руйнування газопроводу (610×7,3 мм) [129]

В Пакистані мали місце дві аварійні ситуації на газопроводі “Північний вітер” після 20 років його експлуатації.

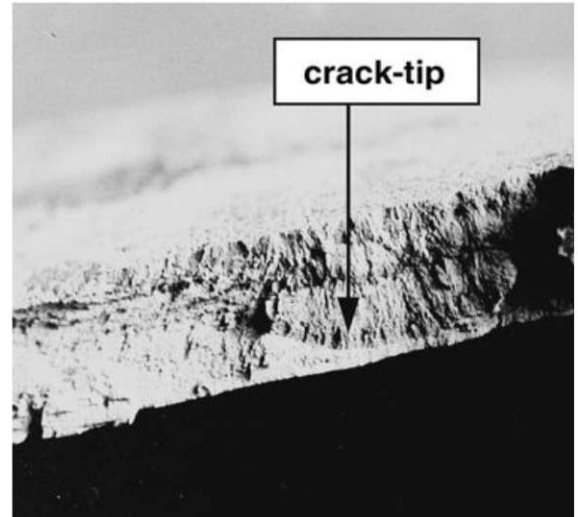
Так, перше катастрофічне руйнування газопроводу, виготовленого із вуглецевої сталі API X52, відбулося після 22 років експлуатації на відстані 8 км від компресорної станції. У наслідок аварій загинула одна людина від уламку труби (рис. 1.3), яку відкинуло на 15 метрів. Робочий тиск у трубі становив 8,26 МПа, а температура газу - 55°C. Даний газопровід був виготовлений з труби діаметром (457×7,84 мм) прямошовним зварним швом. Ґрунт, в який був



закопаний трубопровід, мав водневий показник  $pH > 8$ . Причиною руйнування, як встановив аналіз [123], був розвитком корозійно-втомної тріщини довжиною 12,4 м в зоні термічного впливу зварного шва, яка зародилася у місці виробничого дефекту.



а)



б)

а – фрагмент труби довжиною 12,4 м, який відкинуло вибуховою хвилею на 15 метрів;

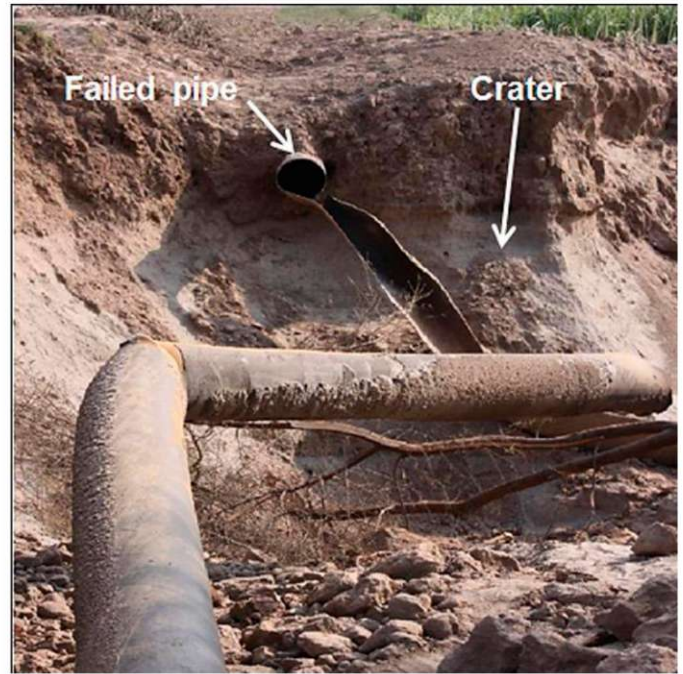
б – корозійно-втомна тріщина в зоні зварного шва

Рисунок 1.3 – Руйнування газопроводу після 22 років експлуатації [123]

В роботі [140] розглянуто другий випадок руйнування (рис. 1.4) газопроводу “Північний вітер” (457×7,67 мм) зі спіральним зварним швом, який був виготовлений із вуглецевої сталі API X52 і експлуатувався 25 років із робочим тиском 7,37 МПа. Внаслідок вибуху утворилась яма глибиною приблизно 6,7 м, шириною 4,6 м і довжиною 15 м. Ґрунт, в якому містився трубопровід, мав водневий показник  $pH \sim 9\div 10$ . Детальне вивчення (рис. 1.4, а) поверхонь руйнування труби (вздовж спірального зварного шва) показало, що причиною цієї аварійної ситуації був міжкристалічний розвиток корозійно-втомної тріщини [123].



а)



б)



с)

а – сегмент довжиною 5,8 м розгорнутої газопровідної труби із спіральним зварювальним швом;

б – місце розриву труби і утворений через прорив газу кратер;

с – центральна частина окремого фрагмента труби довжиною 1,83 м, що була відкинута вибуховою хвилею на 300 м

Рисунок 1.4 – Загальний вигляд місця руйнування газопроводу [140] та окремих фрагментів газопровідної труби

Корозійно-втомне руйнування є також однією з основних причин руйнувань магістральних газопроводів на території Росії [59]. Протягом 25 років, починаючи з 1981-го року, тут зареєстровано 82 випадків руйнування магістральних газопроводів на повний переріз, що призвело до погіршення екологічної ситуації та значних фінансових витрат на ліквідацію аварій, причому у приблизно 58,5 % випадках основною причиною аварійних ситуацій було корозійно-втомне поширення тріщини у стінках труб [114].

Слід зауважити, що руйнування магістральних газопроводів у Росії мали місце у різних кліматичних зонах. Так, на підприємствах “Північгазпрому” трапилось 18 аварій через корозійно-втомне руйнування труб як з повздовжнім, так із спіральним швом. На південній ділянці магістральних газопроводів “Бухара – Урал” і “Середня Азія – Центр” починаючи з середини 1970-х років зареєстровано 103 випадки корозійно-втомного руйнування труб [71].

Аналогічні руйнування відбулись у 1999 р. [6] на другій нитці магістрального газопроводу “Краснодарський край – Серпухов” (383 км). Причиною руйнування спіральшовної труби діаметром 1020×10,5 мм було значне коливання робочого тиску (від 3,62 до 5,07 МПа) протягом двох місяців у результаті чого зародилась і розвинулась до критичних розмірів корозійно-втомна тріщина.

Значне коливання робочого тиску також стало причиною утворення та розвитку корозійно-втомних тріщин, виявлених на поверхні руйнування труби діаметром 1220×15,4 мм з повздовжнім швом після 13 років експлуатації магістрального газопроводу “Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. [6].

В роботі [57] наведена інформація про корозійно-втомне руйнування газопровідних труб діаметром 1420 мм де за період 1971-2008 рр. узагальнено 57 випадків катастрофічного руйнування.

Усі руйнування спостерігались у місцях пошкодження цілісності захисного покриття, тобто в місцях безпосереднього контактування ґрунтових вод з поверхнею газопровідної труби. В таблиці 1.1 наведені умови, за яких відбулося це руйнування.

Таблиця 1.1 – Критична глибина корозійно-втомних тріщин на поверхні труб діаметром 1420 мм, що спричинили їх руйнування газопроводів в Росії [57]

Товщина стінки, мм	Глибина тріщини, мм	Робочий тиск, МПа	Тривалість експлуатації, роки
15,7	10,0	7,17	20
15,7	8,0	6,72	16
15,7	5,0-7,0	7,40	14
15,7	5,0	6,93	20
15,7	11,0	7,25	19
15,7	5,0	7,25	16
15,7	9,5	7,24	14
15,7	5,0-7,0	7,50	9
15,7	10,0	7,32	17
15,7	8,0	5,90	9
15,7	7,9	7,30	8
15,7	10,0-11,0	6,40	10
15,7	9,0	7,35	10
15,7	8,0	7,34	14
16,5	8,0	7,29	22
16,5	13,0	7,27	19
16,5	11,8	5,59	17
16,5	6,0-8,0	7,30	16
16,5	10,8	7,35	21
16,5	8,1-8,6	6,77	20
16,5	4,0	6,98	20
16,5	13,2	7,38	9
16,5	2,0-11,0	7,27	21
16,5	8,0	7,19	24
16,5	5,0-10,0	5,60	25
18,7	12,7	6,51	20

В Україні на початку ХХІ-го століття відбулося три розриви на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород”. Причиною руйнування в усіх випадках були корозійно-втомні тріщини довжиною 0,6 – 3,0 м та глибиною 6 – 12 мм [39, 84], які утворилися у місцях пошкодження захисного покриття прямошовних труб, внаслідок високої корозійної



активності ґрунтів та порушення режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [6, 71, 95].

Таблиця 1.2 – Глибина корозійно-втомних тріщин на поверхні газопровідних труб діаметром 1420 мм, які спричинили їх руйнування [39, 71]

Товщина стінки, мм	Глибина тріщини, мм	Робочий тиск, МПа	Тривалість експлуатації, роки
18,7	8,0	7,27	20
18,7	6,8	7,45	24
18,7	11,8	7,45	24

Перша аварія магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” з розривом без спалаху газу відбулася в квітні 2003 року на 3736 км траси.

Друга аварія сталася в грудні 2007 р. на 3854,3 км траси. Зруйновано близько 40 метрів лінійної частини газопроводу зі спалахом газу. Утворився кратер периметром 40×25 метрів, глибиною 10 метрів. При цьому три фрагменти труби було відкинуто вибухом на відстані відповідно 62 м, 190 м та 383 м. Руйнування труб сталося по зоні термічного впливу заводського повздовжнього зварного з’єднання. Пружна хвиля руйнування перетнула кільцеві зварні з’єднання. На обох кінцях зруйнованого газопроводу утворилися деформаційні гофри.

Третя аварія мала місце в травні 2007 р. на 3737 км траси з розривом газопроводу та зі спалахом газу. Розслідуванням встановлено, що зруйновано близько 40 метрів лінійної частини газопроводу зі спалахом газу. При цьому 12 метрів лінійної частини магістрального газопроводу відірвано внаслідок руйнування труби в пришовній зоні кільцевого зварного стика, завернуто в спіраль та відкинуто вибухом на 130 метрів, а 28 метрів труби зруйновано по пришовній зоні повздовжнього зварного шва та плоско деформовано. На обох кінцях зруйнованого газопроводу в нижній напівсфері утворилися деформаційні гофри.

Аналіз руйнування магістральних газопроводів України [39, 71], Росії [57, 99, 114] та інших країн [71, 123, 129, 140] свідчить, що аварійні ситуації на магістральних газопроводах мають деяку локалізацію. Такі ділянки з підвищеною ймовірністю виникнення корозійно-втомного руйнування одержали назву потенційно небезпечних за ознаками корозійного розтріскування під напруженням [99].

Для прикладу, повторне руйнування магістрального газопроводу “Ухта – Торжок IV” мало місце на тій самій ділянці через три роки після повної заміни фрагмента трубопроводу довжиною 60 метрів. У результаті ліквідації наслідків аварії було замінено 230 метрів труби. На потенційно небезпечній ділянці магістрального газопроводу “Ухта – Торжок II” мали місце чотири аварійні ситуації впродовж п’яти років. В ході ремонтних робіт замінювалися локальні фрагменти трубопроводу довжиною не більш як 200 метрів. Через два роки після останнього ремонту засобами внутрітрубної діагностики виявлено багато корозійно-втомних тріщин, у результаті чого було замінено фрагмент газопроводу довжиною 5 км [99].

Оскільки українська газопровідна система невпинно старішає, корозійно-втомне руйнування стало важливим чинником, який впливає на її надійність.

### **1.3 Застосування підходів механіки деформованого твердого тіла до оцінки міцності та ризику руйнування газопроводів з тріщиноподібними та корозійно-механічними дефектами**

Протягом останніх 30 років було розроблено методи оцінювання міцності тривало експлуатованих газопроводів, що містять тріщиноподібні корозійно-механічні дефекти. Частина запропонованих методів базувалася на повномасштабних натурних випробуваннях і стали основою розроблених стандартів для оцінки міцності дефектних трубопроводів [116, 117, 121]. Інша частина підходів базувалася на аналітичній оцінці та застосуванні розрахункового методу кінцевих елементів [120]. Причому серед існуючих

стандартів ASME B31G [116] залишається найбільш широко використовуваним. ASME B31G (1984) [116] дозволяє визначити величину руйнівного тиску  $P_f$  для зовнішніх продовгастих корозійно-механічних дефектів ( $L$ ) прямокутної форми:

$$P_f = \frac{2 \cdot 1,1 \cdot \sigma_{0,2} \cdot t}{D} \cdot \left[ 1 - \frac{L}{t} \right] \quad (1.1)$$

для  $\sqrt{0,8 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)} > 4$  (продовгасті дефекти).

На основі методу ASME B31G, J. Kiefner і P. Vieth [125] модифікували ASME B31G [117], вводячи новий коефіцієнт руйнування (вопуклий руйнівний параметр) і напруження плинності. Цей модифікований метод B31G покращує точність передбачуваного руйнівного тиску.

Згідно з модифікованим стандартом ASME B31G (1991)) [117, 125] руйнівний тиск труби з продовгастими корозійно-механічними дефектами ( $L$ ) визначався залежністю:

$$P_f = \frac{2 \cdot \sigma_{0,2} + 68,9}{D} \cdot t \cdot \left[ \frac{1 - 0,85 \cdot \frac{L}{t}}{1 - \frac{0,85 \cdot \frac{L}{t}}{k}} \right] \quad (1.2)$$

де  $k = 3,3 + 0,032 \cdot \left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right)$ , для  $\left(\frac{L}{D}\right)^2 \cdot \left(\frac{D}{t}\right) > 50$  (продовгасті дефекти).

За результатами повномасштабного експериментального випробування і аналізу напруженого стану за методом кінцевих елементів, технології DNV та BG спільно розроблено єдину рекомендацію DNV RP F101 [121] для оцінки руйнівного тиску для трубопроводів із зовнішнім діаметром труби ( $D$ ) та товщини її стінки ( $t$ ), що містять корозійно-механічні дефекти довжиною ( $L$ ) і глибиною ( $a$ ):

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[ \frac{1 - \left(\frac{a}{t}\right)}{1 - \frac{q}{t}} \right] \quad (1.3)$$

$$\text{де } q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left(\frac{L}{\sqrt{D \cdot t}}\right)^2}.$$

Розрахунок руйнівного тиску згідно із застосованим Чойом (J. В. Choi) методу кінцевих елементів [120], що базується на аналізі допустимих навантажень і обмежується елементарним аналізом продовгастих ( $\frac{b}{\pi D} \leq 0,3$ ) корозійно-механічних дефектів газопроводів, які схематизуються півеліпсом із розмірами півосей  $a/t$  та  $L/\sqrt{D - 2t} \cdot t$ , тобто:

$$P_f = \frac{2\sigma_B t}{D - 2t} \left[ C_0 \left(\frac{L}{\sqrt{D - 2t} \cdot t}\right)^2 + C_1 \left(\frac{L}{\sqrt{D - 2t} \cdot t}\right) + C_2 \right] \times \left[ C_3 \left(\frac{b}{\pi D}\right)^2 + C_4 \left(\frac{b}{\pi D}\right) + C_5 \right], \quad \frac{L}{\sqrt{D - 2t} \cdot t} \leq 5 \quad (1.4)$$

$$\text{де } \begin{cases} C_0 = 0,000194 - 0,0135 \left(\frac{a}{t}\right) + 0,0221 \left(\frac{a}{t}\right)^2 \\ C_1 = 0,0482 + 0,202 \left(\frac{a}{t}\right) - 0,169 \left(\frac{a}{t}\right)^2 \\ C_2 = 1,0604 - 0,253 \left(\frac{a}{t}\right) + 0,194 \left(\frac{a}{t}\right)^2 \\ C_3 = -4,016 + 13,195 \left(\frac{a}{t}\right) \\ C_4 = 1,583 - 5,337 \left(\frac{a}{t}\right) \\ C_5 = 0,975 + 0,00872 \left(\frac{a}{t}\right) \end{cases}$$

та



$$P_f = \frac{2\sigma_B t}{D-2t} \left[ C_1 \left( \frac{L}{\sqrt{D-2t}} \right) + C_2 \right] \times \left[ C_3 \left( \frac{b}{\pi D} \right)^2 + C_4 \left( \frac{b}{\pi D} \right) + C_5 \right], \quad \frac{L}{\sqrt{D-2t}} > 5 \quad (1.5)$$

$$\text{де } \begin{cases} C_1 = 0,000238 - 0,0105 \left( \frac{a}{t} \right) \\ C_2 = 1,108 - 0,974 \left( \frac{a}{t} \right) \\ C_3 = -4,016 + 13,195 \left( \frac{a}{t} \right) \\ C_4 = 1,583 - 5,337 \left( \frac{a}{t} \right) \\ C_5 = 0,975 + 0,00873 \left( \frac{a}{t} \right) \end{cases}$$

Для оцінки міцності і прогнозування в'язкого руйнування труб також використовують норми СНіП 2.05.06-85 [58]. Експериментальна оцінка міцності труб і з утвореним механічним дефектом показала [29], що, по-перше, вони руйнувалися пластично за в'язким механізмом, по-друге, руйнування відбувалося за тиску, який на 10 % перевищує тиск, що відповідає тимчасовому опоріві металу труби. Подібні результати випробовування трубних секцій з реальними дефектами описано та проаналізовано в працях [28, 110]. Основні принципи розрахунків міцності магістральних трубопроводів згідно з нормативним документом СНіП 2.05.06-85 [58] підтверджено експериментальними дослідженнями [28, 110], хоча він не враховує впливу на міцність трубопроводу зовнішніх чинників [22].

Розрахункову методику оцінки міцності газопроводів із змодельованими дефектами [61], що мають форму наскрізних або ненаскрізних колових отворів, яка дозволяє визначити їх допустимі розміри, розроблено інженерами ДК "Укртрансгаз". В роботі запропонована методика [98], яка дозволяє проводити оцінку міцності газопроводів з корозійно-механічними дефектами, а

також вибирати режим подальшої його експлуатації. Визначивши у процесі технічного діагностування газопроводів розміри дефектів  $a/t$  (відносна глибина) і  $L$  (довжина), граничний стан для дефективного газопроводу виражають залежністю:

$$a/t \leq B/L, \quad (1.6)$$

де  $B$  – параметр, що характеризує конкретний трубопровід та режими його експлуатації.

Параметри  $a/t$  і  $L$  фіксують по довжині газопроводу, і параметри кожного дефекту наносять на координатну сітку, де по осі ординат відкладають відношення  $a/t$  від 0 до 1, а по осі абсцис – довжину дефекту  $L$  – від 0 до 1500 мм.

Крім того, оцінку міцності та ризику руйнування газопроводів з продовгастими тріщиноподібними дефектами проводять, використовуючи двокритеріальний підхід механіки руйнування, в основі якого лежать незалежні розрахунки і визначення параметрів лінійної механіки руйнування ( $K_I$ ,  $K_{Ic}$  – діючого і критичного коефіцієнтів інтенсивності напружень) та параметрів теорії граничного стану ( $P$  – прикладеної узагальненої сили і  $P_T$  – граничного навантаження в'язкого руйнування) [64, 76, 94]. Двокритеріальний підхід використовує поняття діаграми оцінки руйнування, яка є граничною кривою, що визначає межу між небезпечним і безпечним станами конструкції. Розрахункова процедура [27, 137, 142] дає достовірну відповідь на питання про працездатність газопроводу з наявним дефектом, а також визначає безпечні умови експлуатації газопровідної системи щодо запобігання катастрофічному руйнуванню [115]. Ця розрахункова процедура лягла в основу загальноєвропейського стандарту *SINTAP* [130, 142]; на ній також ґрунтується український стандарт [27] “Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами”.

Слід зауважити, що розглянуті підходи дають задовільні результати лише в регламентованих умовах випробувань. В експлуатаційних умовах ці методики

мають певну похибку, оскільки не враховують температурні режими, зсув ґрунту, вплив корозійного середовища, рівня деградації матеріалу труб у процесі експлуатації газопроводів тощо [27, 46].

#### **1.4 Аналіз існуючих підходів до оцінки міцності та працездатності газопроводів з корозійно-втомними тріщинами**

Проблема зародження і розвитку корозійно-втомних тріщин є однією з головних причин масштабних аварій на тривало експлуатованих магістральних газопроводах, яка на даний час вийшла у світі на перший план [75].

Найбільш адекватним інструментарієм для оцінки міцності газопроводів, що містять корозійно-втомні тріщини, є механіка руйнування і міцність конструкційних матеріалів [1, 25, 46, 45, 76, 94-64], засобами і методами якої досліджуються і описуються процеси їх утворення і розвитку. Оцінюючи закономірності зародження, розвитку корозійно-втомних тріщин та неконтрольованого їх розвитку у конструкційних матеріалах, лінійна механіка руйнування враховує особливості напружено-деформованого стану у вершині тріщини. Вона також встановлює порогові та критичні критерії руйнування конструкційних матеріалів з тріщинами за визначених умов його експлуатації.

Згідно з підходами механіки руйнування і міцності конструкційних матеріалів, напружений стан в околі вершини тріщини, яка утворилася на поверхні газопровідної труби контролюється коефіцієнтом інтенсивності напружень  $K_I$  і пропорціональна добутку прикладених напружень та квадратного кореня від довжини тріщини [76]. Отже, коефіцієнт інтенсивності напружень визначає напружено-деформований стан в околі вершини тріщини і є основною розрахунковою характеристикою механіки руйнування [94, 76].

У своїй роботі Ірвін [122] вперше запропонував критерій для тріщин нормального розриву за умов плоскої деформації згідно з яким тріщина починає поширюватись у деформованому твердому тілі, якщо величина

коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  досягає деякого критичного для даного матеріалу значення. Цю умову можна записати у вигляді:

$$K_I = K_{Ic}. \quad (1.7)$$

Коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{Ic}$  (статична тріщиностійкість) є параметром матеріалу в заданих умовах випробування, який характеризує здатність матеріалу чинити опір поширенню у ньому тріщини під час короткочасного статичного навантаження [64, 76].

Для випадків руйнування конструкції зі значними пластичними деформаціями підходи лінійної механіки руйнування застосовувати не можна. Для таких випадків використовують критерій критичного розкриття тріщини  $\delta_c$ , запропонований Панасюком [76], і запропонований Черепановим-Райсом енергетичний критерій  $J$ -інтеграл [109, 139]. Згідно  $\delta_c$ -моделі руйнування елемента конструкції настає за умови [76], коли розкриття берегів у вершині тріщини під впливом діючих на тіло зусиль перевищує величину критичного розкриття тріщини  $\delta_c$ . За енергетичним критерієм [109, 139] оцінити руйнування матеріалів у пружно-пластичній зоні можна за інтенсивності вивільнення енергії деформування під час розвитку тріщини.

Крім того, лінійну механіку руйнування широко використовують для оцінювання опору поширення втомних та корозійно-втомних тріщин. У своїх роботах Паріс [90, 133, 134] вперше використав для опису швидкості поширення субкритичних тріщин коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_I$ . Він вивчав поширення тріщин під впливом циклічного навантаження за умови, що  $K_I < K_{Ic}$ . Експериментальними дослідженнями було доведено [76], що коефіцієнт інтенсивності напружень краще за інші механічні характеристики відображає процес поширення втомної або корозійно-втомної тріщини, незалежно від параметрів зразка і способу навантаження. Встановлено [76], що існує функціональна залежність між константою матеріалу і коефіцієнтом

інтенсивності напружень і швидкість поширення втомної тріщини визначається коефіцієнтом інтенсивності напружень, тобто

$$da/dN = f(C_i, K_I) \quad (1.8)$$

де  $da/dN$  – швидкість поширення втомної тріщини;  $N$  – к-ть циклів втомного навантаження;  $C_i$  ( $i = 1, 2, 3 \dots$ ) – константи матеріалу, які характеризують опір розвитку у ньому тріщини.

На даний час у експериментальній практиці швидкість поширення втомної тріщини найбільш широко описують залежністю Паріса:

$$da/dN = C(\Delta K_I)^n, \quad (1.9)$$

де  $C, n$  – експериментально визначені характеристики матеріалу, які залежать від його властивостей і умов випробувань;  $\Delta K_I = (K_{max} - K_{min})$  – розмах коефіцієнта інтенсивності напружень циклу;  $K_{max}$  і  $K_{min}$  – відповідно найбільше і найменше значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу [94, 133].

Причому у випадку дослідження закономірностей розвитку втомних або корозійно-втомних тріщин у стінках газопровідних труб, які експлуатуються в умовах асиметричного навантаження, використовували степеневу функцію, запропоновану Парісом [24, 25, 133, 134] в інтервалі зміни швидкостей розвитку тріщини  $da/dN = 1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{-6}$  м/цикл:

$$V_{AK_I}^c = da/dN = C \cdot (K_I / \sqrt{1-R})^n, \quad (1.10)$$

де  $C$  та  $n$  – константи системи “трубопровідна сталь – середовище”,

$K_{I_{max}} = \Delta K_I / \sqrt{1-R}$  – максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у межах циклу навантажень,  $R$  – коефіцієнт асиметрії.

Діаграма циклічної тріщиностійкості [25, 76] є графічним відображенням залежності швидкості поширення втомної або корозійно-втомної тріщини від коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{max}$  або його розмаху  $\Delta K$  (рис. 1.5). Вони охоплюють діапазон розвитку втомної або корозійно-втомної тріщини від початку її поширення при порогових  $\Delta K_{th}$  до катастрофічного руйнування

досліджуваного елемента конструкції при критичних  $\Delta K_{fc}$  значеннях коефіцієнта інтенсивності напружень.

Прийнято [94] діаграму циклічної тріщиностійкості трубопровідної сталі (рис. 1.5) представляти чотирма основними параметрами – характеристиками циклічної тріщиностійкості матеріалу:

- пороговий коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{th}$ , або пороговий його розмах  $\Delta K_{th}$ , (поріг утомленості) – максимальне значення найбільшого КІН циклу або його розмаху, при якому тріщина не розвивається;
- критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $\Delta K_{fc}$  – значення найбільшого коефіцієнта інтенсивності напружень циклу, за якого настає поділ зразка, тобто, його значення  $K_{fc}$  досягається при максимальному стисненні пластичних деформацій і руйнуванні відривом;
- $C$  і  $n$  – параметри рівняння 1.9.

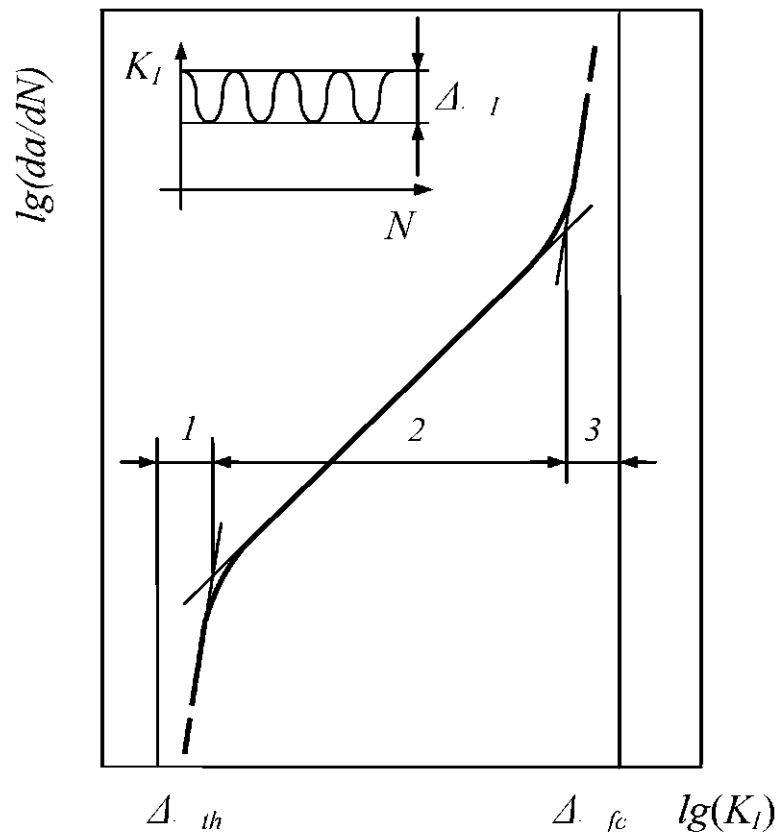


Рисунок 1.5 – Схематичне зображення діаграм циклічної тріщиностійкості газопровідної сталі

Для трубопровідних сталей [45] доцільно використовувати параметр  $\Delta K$ , який відтворює реверсивну пластичну деформацію матеріалу в околі вершини тріщини, що є основою його втомної пошкодженості. Зауважимо, що циклічна тріщиностійкість  $\Delta K_{fc}$  відрізняється від критичного коефіцієнта інтенсивності напружень при короткочасному статичному навантаженні  $K_{Ic}$ , оскільки характер пластичної зони біля вершини тріщини та її геометрія за умов статичного і втомного розвитку різні [64, 76, 94].

Методичними рекомендаціями [91, 93] визначено три характерні ділянки (рис. 1.5) діаграми циклічної тріщиностійкості конструкційного матеріалу. Рекомендується початок першої ділянки вважати за умови, коли швидкість розвитку втомної або корозійно-втомної тріщини відповідає швидкості  $da/dN = 1/10^{-10}$  м/цикл. При цьому коефіцієнт інтенсивності напружень у її вершині вважається пороговим  $\Delta K_{th}$ .

З огляду на сказане вище, методологічну основу виконаного в роботі дослідження становить механіка руйнування матеріалів та міцності конструкцій [2, 25, 64, 76, 109] з урахуванням дії корозійних середовищ, зокрема ґрунтових вод, які визначають специфіку фізико-механічних процесів у системі “метал труби – середовище”, впливають на умови експлуатації газопроводів і характеризують особливості процесу руйнування матеріалу труб.

На сьогодні в літературі досить поширеним є те, що в процесі тривалої експлуатації магістральні газопроводи зазнають як корозійно-водневої деградації [48], так і деградації металу газопровідних труб [47].

Пошкодженість поверхні металу труби механічними, корозійними та експлуатаційними чинниками характеризує корозійно-водневу деградацію [48], у результаті якої знижується опір корозійному та водневому розтріскуванню, що ставить під загрозу подальшу безпечну експлуатацію газопроводу. Головним чинником деградації металу газопровідних труб вважається деформаційне старіння [47], яке підвищує міцність, але знижує пластичність, ударну в'язкість, границю втоми і тріщиностійкість [39].

Слід зауважити, що на початковому етапі руйнування тривало експлуатованих магістральних газопроводів характеристики пластичності деградованого металу [47] мають різний характер змін: зниження відносного звуження  $\psi$  та підвищення відносного подовження  $\delta$  через розкриття великої кількості мікротріщин, що виникли у процесі експлуатації, оскільки в цьому випадку він відображає не лише здатність металу до пластичної деформації, але і розкриття великої кількості мікротріщин (рис. 1.6).

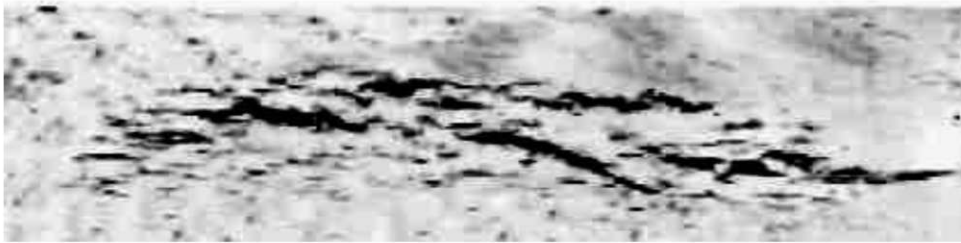
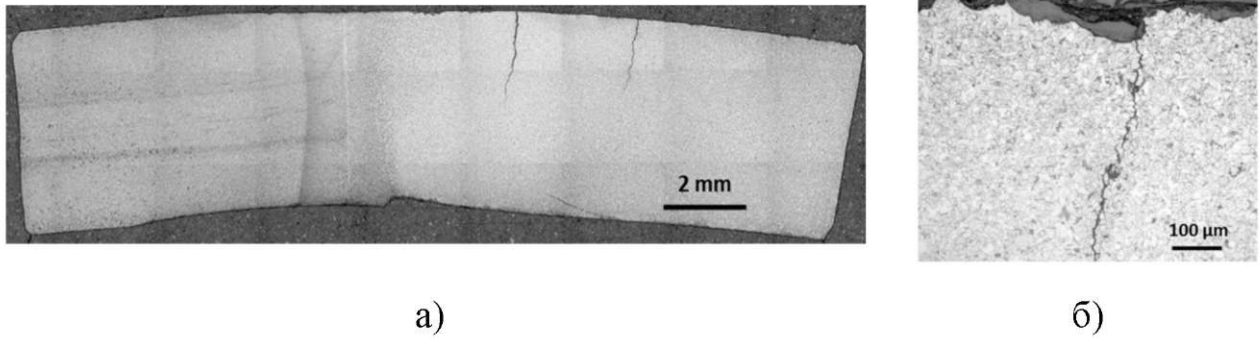


Рисунок 1.6 – Поздовжній груповий дефект стрес-корозійного характеру, виявлений за результатами дефектоскопії у 2004 р. на трубі діаметром 1420 мм ділянки магістрального газопроводу “Уренгой – Центр 2” [60, 66]

Таким чином, руйнування металів (трубопровідних сталей) [25, 46, 45, 64, 76] в умовах сумісної дії робочих навантажень та корозійних середовищ визначається сукупністю фізико-механічних та фізико-хімічних процесів, природа яких залежить від хімічного складу сталі, характеру прикладених до трубопроводу навантажень, температури навколишнього середовища, а також від складу (агресивності, кислотності) ґрунтових вод.

У роботі [127] аналіз утворення корозійно-втомних тріщин (рис. 1.7), проведений на вирізаних на віддалі 40 км від компресорної станції газопровідних трубах із вуглецевої сталі API X42 діаметром (168,3×4,37 мм), які експлуатувалися 39 років за максимально допустимого робочого тиску 8,24 МПа, показав, що комбінація робочих та залишкових (переважно згинаючих) напружень може бути достатньою для того, щоб перевищити рівень порогових напружень у корозійному середовищі з  $pH > 8$  ( $K_{lsc}$ ) і ініціювати корозійно-втомну тріщину за умови, що температура ґрунту становила від 15°C до 25°C.





а – сегмент труби із прямолінійним зварним швом;

б – утворення корозійно-втомної тріщини

Рисунок 1.7 – Фрагмент труби API X42, що у поперечному напрямку відображає зварний шов та типові прямі корозійно-втомні тріщини [127]

Особливості впливу зварних швів на працездатність тривало експлуатованого магістрального газопроводу діаметром (1220×12,4 мм) вивчалась у роботі [37]. Увага до зварних швів викликана тим, що при зварюванні плавленням матеріал піддається потужному термодинамічному впливу, який призводить до структурно-фазових змін і появи залишкових зварних напружень, рівень яких може досягнути границі плинності. Найбільше це стосується зони переходу від литої частини стикового кільцевого шва до зони термічного впливу шва, оскільки на цій ділянці напруження на 30-50 % більші, ніж у прилеглий до шва стінці труби. Крім того, зварне з'єднання має гетерогенну структуру, поверхневі ділянки якої мають різні електродні потенціали, що визначає їх різну корозійну стійкість. В роботі [37] досліджувались характеристики опору корозійно-механічному руйнуванню зони термічного впливу зварного шва. Для побудови кінетичних діаграм втомного руйнування (діаграм циклічної тріщиностійкості) використовували метод “міток”: через рівну кількість циклів навантаження за один цикл плавно зменшували навантаження на 50 % при збереженні асиметрії циклу. При понижених значеннях напруження проводили 5000 циклів навантаження, після чого плавно відновлювали максимальне розтягуюче напруження. Експеримент проводився до повного руйнування зразка за навантаження, яке відповідало

$0,9 \sigma_{0,2}$  як на повітрі, так і в 3 %-му водному розчині  $NaCl$  з  $pH 7$ . Асиметрія циклу навантаження складала  $R=0,5$ . Циклічні випробування проводили на 100-тонній машині ІД-100\_ПУ. Із сегментів труби виготовляли зразки з поперечним перерізом  $72 \times 12,0$  мм. На початку експерименту на зразок наносили концентратори напружень товщиною  $0,2$  мм, глибиною  $2$  мм та довжиною  $20$  мм. Досліджували декілька груп зразків, які містили концентратор на зварному шві, і по два симетричних концентратори на певній віддалі ( $3$  мм,  $7$  мм,  $15$  мм) від зварного шва. Встановлено, що з наближенням до лінії сплавлення критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень із  $100 \div 110$  МПа $\sqrt{м}$  спадало до  $60 \div 70$  МПа $\sqrt{м}$ , а характер руйнування змінювався від вязкого до квазікрихкого і крихкого. Слід зауважити, що одержані у роботі [37] результати мають лише довідкове значення і дають можливість зробити лише порівняльні висновки про вплив тих чи інших складових експерименту, однак вони не відображають реальних умов експлуатації (асиметрію циклу, закладену у технологію виготовлення труб, ступінь пошкодження поверхні металу труби, вплив ґрунтових вод тощо) магістральних газопроводів.

У роботі [28] проведено стендові дослідження дефектних прямошовних і спіралешовних газопровідних труб діаметром ( $1420 \times 15,9$  мм). Ці порівняльні дослідження впливу (віднульових  $R=0$ ) еквівалентних робочим втомних навантажень на міцність дефектних труб з однаковими надрізами в біляшовній зоні зварних швів на внутрішній стінці труби ( $a/t=0,7$ ,  $l=450$  мм) дозволили оцінити умови зародження тріщин, їх розвиток від порогових до критичних розмірів та умови утворення наскрізних тріщин. За даними експерименту дефектна прямошовна труба витримала  $1627$  циклів, а дефектна спіралешовна –  $4407$  циклів навантаження до утворення свища. Таким чином, було встановлено, що циклічна довговічність спіралешовної труби в  $2,7$  рази вища, ніж прямошовної. Це пояснюється тим, що спіральний шов завдяки своїй орієнтації відносно головних напружень у трубі перебуває в менш

навантаженому стані, ніж повздовжній. Встановлено також, що статична тріщиностійкість спіральшовної труби в 1,7 раза більша, ніж прямошовної, оскільки критична глибина дефекту (при рівній довжині) спірального шва в 1,5-3 рази більша, ніж для прямошовної [28].

Повномасштабні порівняльні пневматичні випробування на полігоні спіральшовних і прямошовних труб діаметром (1420×21,6 мм) зі сталі контрольованого прокатування класу міцності X70 були проведені у 2007 році [89]. Досліджували ділянку газопроводу довжиною 164 м, яка включала фрагмент розгінної прямошовної труби довжиною 6 м, до протилежних країв якої були приварені досліджувані ділянки із трьох спіральшовних та трьох прямошовних труб. Розповсюдження тріщини з високою швидкістю в розгінній трубі ініціювалось кумулятивним зарядом. Газопровід був розміщений в траншеї і засипаний ґрунтом на всю довжину (за винятком розгінної труби). Випробування проводили за температури  $T = -10^{\circ}\text{C}$  та робочого тиску в трубі 9,8 МПа. Після вибуху тріщини розвивалися в зоні термічного впливу зварного шва. Тріщина перестала розвиватись як в першій прямошовній та і в першій спіральшовній трубах з часом до зупинки розриву 0,210 с та 0,179 с відповідно. В роботі експериментально підтверджено, що спіральшовні труби володіють високою здатністю перешкоджати поширенню тріщини, що є гарантією високої надійності газопроводів з робочим тиском 9,8 МПа.

Визначення характеристик статичної тріщиностійкості металу спіральшовних та прямошовних труб і застосуваннями методики проведення натурних випробувань фрагментів труб з повздовжніми тріщиноподібними дефектами (надрізами) було проведено в роботах [7, 9]. В роботі [7] були проведені натурні випробування експериментальних труб (1220×15 мм) класу міцності X100, що відповідає класу міцності K80. Встановлено, що для сталі класу міцності X100, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень рівний  $K_C = 593 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ , при тому що згідно з вимогами до труб класу міцності X100 встановлено мінімальне значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень на рівні  $K_C^{min} = 400 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ .

В роботі [9] випробовували труби (1020×14 мм та 1220×16 мм зі сталі 10Г2ФБ) класу міцності К60, що відповідає сталі класу міцності Х70. Експериментальні дослідження показали, що руйнування труб відбувалося за в'язким механізмом при плосконапруженому стані металу у зоні руйнування. Критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_C$  спіральшовних труб для сталі класу міцності Х70 змінювався в межах  $K_C = 440 \div 466 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ , що збігається з рівнем  $K_C$  для прямошовних труб аналогічного класу [9].

Слід зауважити, що методика визначення критичних коефіцієнтів інтенсивності напружень  $K_C$  при плосконапруженому стані металу труби, запропонована в роботах [7, 9], не враховує впливу експлуатаційних факторів і не вивчає умов зародження втомних або корозійно-втомних тріщин, а відображає лише усереднений напружений стан, необхідний для утворення та нестабільного її поширення. Крім того, проведення натурних експериментів є затратним і вимагає спеціального експериментального обладнання.

Виходячи зі сказаного, виникає потреба у розробці методики, яка в лабораторних умовах на основі експериментальних даних про критичну тріщиностійкість досліджуваних сталей тривало експлуатованих магістральних газопроводів дає можливість достовірно спрогнозувати й оцінити умови катастрофічного руйнування дефектних ділянок магістральних газопроводів.

Принципово важливим є також дослідити процес утворення та докритичного поширення корозійно-втомних тріщин, зумовлений сумісною дією експлуатаційних навантажень та ґрунтових вод, причому як в основному металі труби, так і в зоні термічного впливу зварного шва, яка також потребує вивчення. Крім того, необхідно враховувати їх початкову форму і розміри. У розглянутих підходах та методиках щодо оцінки міцності та прогнозування ризику руйнування магістральних газопроводів з тріщиноподібними дефектами ці питання не вивчаються або розглядаються за умов [37], які не повністю відображають реальні умови експлуатації магістральних газопроводів. Крім того, означені підходи та методики не беруть до уваги вплив незначної асиметрії циклу

навантаження ( $R \geq 0,8$ ) в процесі експлуатації газопроводів на їх довговічність, хоча відомо, що в процесі стаціонарного режиму експлуатації трубопровідні сталі зазнають впливу асиметричного навантаження з багатьох причин [50].

Важливим для подовження терміну безпечної експлуатації лінійних ділянок газопроводів є розроблення технології їх ремонту, яка б забезпечувала сповільнення утворення втомних тріщин на поверхні газопроводу, а також розроблення структурно-однорідного покриття з високими показниками механічних властивостей та протикорозійним і бактерицидним захистом.

На сьогодні для газопровідних сталей зазначене коло питань вивчене недостатньо [45, 46, 69].

### **Висновки до розділу 1. Мета та завдання роботи**

Виходячи з аналізу літературних джерел, присвячених оцінці умов руйнування та методам оцінювання міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих газопроводів, можна зробити висновок про недостатнє врахування особливостей втомного і корозійно-втомного руйнування тривало експлуатованого металу газопровідних труб, що перебувають в умовах сумісного впливу робочих навантажень та складу ґрунтових вод. Крім того, не розробленою є методологія оцінки початкової форми та розмірів діагностованих корозійних тріщиноподібних дефектів, яка б обґрунтовувала прийняття інженерного рішення стосовно подовження подальшої безпечної роботи або виведення з експлуатації дефектних ділянок магістральних газопроводів. Не розглядаються технології ремонту, які б сповільнювали утворення втомних тріщин на поверхні газопроводу й забезпечували структурно-однорідне покриття з високими показниками механічних властивостей та протикорозійним і бактерицидним захистом.

На основі цього було сформульовано мету дисертаційної роботи і поставлено завдання для її досягнення (див. вступ).

## РОЗДІЛ 2

## МЕТОДОЛОГІЯ ДОСЛІДЖЕНЬ ТА ЇЇ ОБҐРУНТУВАННЯ

## 2.1 Об'єкти та матеріали для досліджень

Сталь лінійної частини газопроводів була об'єктом досліджень (табл. 2.1).

Хімічний склад досліджуваних сталей наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.1 – Зовнішній вигляд та дані про досліджувані газопроводи

Об'єкт		Розмір труб $D \times t$ , мм	Сталь	Вигляд фрагмента труби
“Київ – Західна Україна I нитка” (перехід через автомобільну дорогу Тернопіль-Скалат)	Експлуатована труба  Термін експлуатації – 41 рік.	1020×14,0	17Г1С	
Київ – Західна Україна I нитка (ділянка між КС “Красилів” та КС “Тернопіль”)	Експлуатована труба Термін експлуатації – 41 рік.	1020×12,0	17Г1С	
	Труба запасу	1020×12,0	17Г1С	
“Пасічна – Долина”	Експлуатована труба Термін експлуатації – 47 років.	530×7,0	10Г2СД	

Для магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” досліджували зразки (див. табл. 2.1), вирізані із заміненних фрагментів труб, що знаходились у футлярі під переходом через автомобільну дорогу Тернопіль-Скалат, та з прилеглої ділянки довжиною 127 метрів [35].

Таблиця 2.2 – Хімічний склад досліджуваних газопровідних сталей

Сталь 17Г1С								
Масова частка елементів, %								
<i>C</i>	<i>Mn</i>	<i>Si</i>	<i>Cu</i>	<i>Ni</i>	<i>Cr</i>	<i>N</i>	<i>S<sub>max</sub></i>	<i>P<sub>max</sub></i>
0,18	1,48	0,53	0,27	0,23	0,26	0,009	0,036	0,032
Сталь 10Г2СД								
Масова частка елементів, %								
<i>C</i>	<i>Mn</i>	<i>Si</i>	<i>Cu</i>	<i>Ni</i>	<i>Cr</i>	<i>N</i>	<i>S<sub>max</sub></i>	<i>P<sub>max</sub></i>
0,11	1,49	0,92	0,30	0,24	0,21	0,01	0,038	0,034

Вивчення процесів поширення корозійно-втомних тріщин у досліджуваних магістральних газопроводах (див. табл. 2.1) проводили в загальноприйнятих для таких випробувань середовищах. Середовищами для випробовувань було атмосферне повітря та нейтральний розчин NACE NS4 (*pH* 6,7), хімічний склад якого представлено у таблиці 2.3 і який прийнято [119] вважати моделлю ґрунтової води.

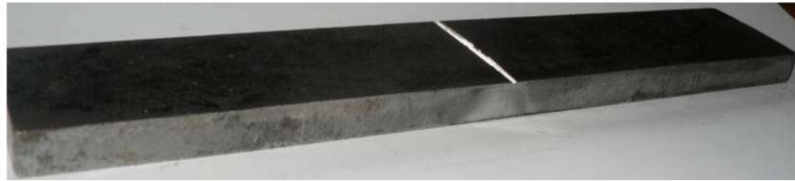
Таблиця 2.3 – Хімічний склад моделі ґрунтової води – нейтральний розчин NACE NS4 [119]

Компоненти	<i>NaHCO<sub>3</sub></i>	<i>KCl</i>	<i>CaCl<sub>2</sub></i>	<i>MgCl<sub>2</sub>·H<sub>2</sub>O</i>
<i>г/літр</i>	0,483	0,120	0,137	0,131

Усі дослідження процесів розвитку корозійно-втомних тріщин у металах магістральних газопроводів “Київ – Західна Україна І нитка” та “Пасічна – Долина” виконані на фрагментах труб із закладеною технологією їх виготовлення, які назвемо арковими та призматичними зразками. Геометрія цих зразків показана на рис. 2.1 та рис. 2.2.



а)



б)



в)

- а – арковий зразок (АЗ), вирізаний з котушки труби в радіальному напрямі (тріщина поширюється в осьовому напрямі);
- б – прямокутний зразок (ПЗ), вирізаний з котушки труби в осьовому напрямі труби (тріщина поширюється впоперек труби);
- в – арковий зразок (АЗ), вирізаний з котушки труби в радіальному напрямі із зварним з’єднанням

Рисунок 2.1 – Загальний вигляд досліджуваних зразків зі сталі 17Г1С



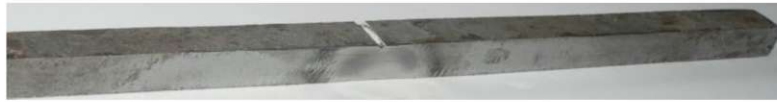


Рисунок 2.2 – Загальний вигляд зразка зі сталі 10Г2СД до випробовувань

Заготовки для зразків розмірами  $50 \times 14 \times 300$  мм та  $50 \times 12 \times 300$  мм вирізали із котушок труб магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” (сталь 17Г1С), а заготовки для зразків розмірами  $10 \times 7 \times 200$  мм – із котушок труб магістрального газопроводу “Пасічна – Долина” (сталь 10Г2СД, див табл. 2.1).

Усі випробовування виконані за кімнатної температури  $T = 20^\circ \text{C}$  і постійних умов циклічного навантаження. Дослідження проведені за консольного згину зразків із частотою  $f = 1$  Гц при синусоїдальній формі асиметричного циклу навантаження ( $R = 0,8$ ), яку вибрали на підставі аналізу літературних джерел [6, 46, 50, 55, 107].

## 2.2 Механічні характеристики сталей газопроводів

Механічні характеристики сталей визначали за стандартною процедурою [10, 104] випробувань циліндричних зразків (рис. 2.3, рис. 2.4) на розтяг.

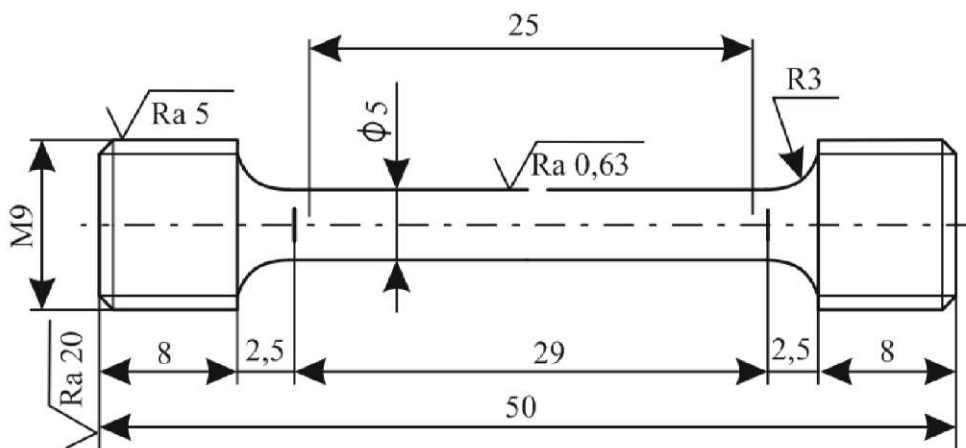


Рисунок 2.3 – Зразок для визначення стандартних механічних характеристик міцності та пластичності досліджуваних сталей



Рисунок 2.4 – Загальний вигляд зразка зі сталі 17Г1С після випробувань

У табл. 2.4 наведені результати випробувань на розтяг циліндричних зразків, виготовлених з металу труб досліджуваних магістральних газопроводів.

Таблиця 2.4 – Механічні характеристики сталей магістральних газопроводів “Київ – Західна Україна І нитка” (17Г1С) та “Пасічна – Долина” (10Г2СД).

Сталь	Тривалість експлуатації, роки	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %	$\psi$ , %
17Г1С ( $t = 14$ мм)	41	562,5	357,5	27,0	68,4
17Г1С ( $t = 12$ мм)	41	578,6	378,2	22,8	65,0
17Г1С ( $t = 12$ мм)	0	542,7	353,9	23,4	64,7
10Г2СД $t = 7$ мм	47	575,3	457,8	19,9	52,1

У табл. 2.5 наведено дані про механічні характеристики сталі для заміненого тривало експлуатованого фрагменту труби з відрізка довжиною 127 метрів, прилеглої до дефектного переходу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” через автомобільну дорогу Тернопіль – Скалат і фрагменту труби запасу. Їх аналіз дозволяє зробити висновок, що у процесі тривалої експлуатації (41 рік) відбувається незначна зміна їх механічних характеристик, яка не перевищує 6,6 %. Це, очевидно, пов’язано з розвитком

дефектності за тривалої сумісної дії напружень і корозійного середовища і зміною структури газопровідної сталі [39, 49, 70, 108].

Таблиця 2.5 – Зміна механічних характеристик сталей труб магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” залежно від часу експлуатації

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	$\sigma_B$ , МПа	$\Delta$ , %	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\Delta$ , %
17Г1С ( $t = 12$ мм)	нова	0	542,7	6,6	358,9	5,4
	експл.	41	578,6		378,2	

Таким чином, у процесі експлуатації магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” протягом 41 року зміна механічних характеристик міцності ( $\sigma_B$  та  $\sigma_{0,2}$ ) сталі труб не перевищила  $\Delta = 7$  %.

### 2.3 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристик опору поширенню тріщин у трубопровідних сталях в експлуатаційних умовах

Діаграма циклічної тріщиностійкості [76, 90, 94, 133, 134] (кінетичні діаграми втомного руйнування) містить одержану в результаті випробувань інформацію про опір розвитку тріщини при циклічному навантаженні, який кількісно виражається через наступні чотири основні параметри діаграми – характеристики циклічної тріщиностійкості матеріалу:

- пороговий КІН  $K_{th}$ , або пороговий його розмах  $\Delta K_{th}$ , (поріг утомленості) – максимальне значення найбільшого КІН циклу або його розмаху, при якому тріщина не розвивається;
- критичний КІН (циклічна в'язкість руйнування)  $K_{fc}$  – значення найбільшого КІН циклу, при якому настає поділ зразка, зокрема його

значення  $K_{Ic}$  досягається при максимальному стисненні пластичних деформацій і руйнуванні відривом;

–  $n$  і  $C$  – параметри запропонованого Парісом рівняння [90, 133, 134] у вигляді

$$V_a = \frac{da}{dN} = C \cdot \Delta K_I^n, \quad (2.1)$$

які аналітично описували середньоамплітудну ділянку побудованої діаграми в інтервалі зміни швидкостей розвитку тріщини  $da/dN = 1 \cdot 10^{-8} \div 1 \cdot 10^{-6}$  м/цикл.

Для побудови діаграми циклічної тріщиностійкості для досліджуваних систем “трубопровідна сталь – середовище” необхідно одержати дані про глибину  $a$  краюї тріщини або ширину  $2c$  півеліптичної тріщини, кількість циклів навантаження  $N$  та оцінити величину коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у вершині тріщини.

Глибину краюї тріщини  $a$  вимірювали катетометром КМ-8. Довжину  $2c$  поверхневої півеліптичної тріщини визначали мікроскопом МПБ-2. Одночасно визначали швидкості розвитку тріщини як відношення приросту її довжини вглиб стінки труби  $a$  або на її поверхні  $2c$  між двома послідовними вимірами  $n$  та  $n+1$  від кількості циклів навантаження  $N$ , за які цей приріст відбувся, тобто

$$\frac{da}{dN} = \frac{a_{n+1} - a_n}{N_{n+1} - N_n} \quad \text{або} \quad \frac{dc}{dN} = \frac{c_{n+1} - c_n}{N_{n+1} - N_n}. \quad (2.2)$$

При побудові діаграми циклічної тріщиностійкості кожне значення швидкості розвитку тріщини  $da/dN$  або  $dc/dN$  ставили у відповідність до значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  [24].

При дослідженні аркових зразків (АЗ), що містили зовнішню краю тріщину при її розвитку вглиб стінки труби величину коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у її вершині визначали за такою формулою [23]:

$$\Delta K_I = \frac{2\sigma t}{R_{\text{вн}}} \cdot \frac{R_a^2}{\left(R_a^2 - R_{\text{вн}}^2\right)^{3/2}} \cdot F \cdot \sqrt{\pi a}, \quad (2.3)$$

де  $F = F_2 + \left( \frac{t}{R_{\text{вн}}} - 0,1 \right) \cdot \left( \frac{F_1 - F_2}{0,1} \right)$ ,  $R_a = R_{\text{вн}} + t - a$ ,  $\sigma$  – нормальне напруження,

$t$  – висота зразка (товщина стінки труби),  $a$  – довжина (глибина) тріщини,

$$F_1 = 1,1202 + 0,44395 \left( \frac{a}{t} \right) + 2,7289 \left( \frac{a}{t} \right)^2 + 2,5313 \left( \frac{a}{t} \right)^3,$$

$$F_2 = 1,11432 + 1,54228 \left( \frac{a}{t} \right) + 1,5241 \left( \frac{a}{t} \right)^2 + 5,480 \left( \frac{a}{t} \right)^3.$$

При дослідженні аркових зразків (АЗ), що містили зовнішню півеліптичну тріщину із співвідношенням  $\frac{a}{c}$  півосей  $a$  та  $c$ , яка поширюється вглиб ( $a$ ) стінки труби та вздовж її осі ( $2c$  – довжина тріщини), величину коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у її вершині визначали за такою формулою [23]:

$$\Delta K_{I_a} = F \cdot \sigma \cdot \sqrt{\pi a} \cdot 0,97 \cdot \left( \frac{R_a^2 + R_{\text{вн}}^2}{R_a^2 - R_{\text{вн}}^2} - 1 + 0,5 \sqrt{\frac{a}{t}} \right) \cdot \frac{t}{R_{\text{вн}}} \cdot 1,07, \quad (2.4)$$

$$\Delta K_{I_c} = \Delta K_{I_a} \cdot \left( 1,1 + 0,35 \cdot \left( \frac{a}{t} \right)^2 \right) \cdot \sqrt{\frac{a}{c}}$$

$$\text{де } F = \frac{M_1 + M_2 \left( \frac{a}{t} \right)^2 + M_3 \left( \frac{a}{t} \right)^4}{\sqrt{Q}}, \quad M_1 = 1,13 - 0,09 \frac{a}{c}, \quad M_2 = -0,54 + \frac{0,89}{0,2 + \frac{a}{c}},$$

$$M_3 = 0,5 - \frac{1}{0,65 + \frac{a}{c}} + 14 \left( 1 - \frac{a}{c} \right)^{24}, \quad Q = 1 + 1,464 \left( \frac{a}{c} \right)^{1,65}, \quad \sigma \text{ – нормальне напруження,}$$

$t$  – висота зразка (товщина стінки труби).

При дослідженні прямокутних зразків (ПЗ), що містили краєву тріщину, яка розвивається вглиб стінки труби, величину коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у її вершині визначали за такою формулою [23]:

$$\Delta K_I = \sigma \cdot \sqrt{\pi a} \cdot \frac{F}{\sqrt{Y}}, \quad (2.5)$$

$$\text{де } F = \frac{1 - R_{\text{ен } a}^2}{1 - \left(-R_{\text{ен } a}\right) \frac{a}{t} - R_{\text{ен } a}^2}, \quad R_{\text{ен } a} = \frac{R_{\text{ен } a}}{R_{\text{ен } a} + t}, \quad Y = 0,8 + \left(-R_{\text{ен } a}\right) \frac{a}{t} \cdot \frac{H}{1 - \left(-R_{\text{ен } a}\right) \frac{a}{t}},$$

$$H = 4 + 1,08 \frac{R_{\text{ен } a}}{\left(-R_{\text{ен } a}\right) \left(1 - \frac{a}{t}\right)}, \quad \sigma - \text{нормальне напруження, } t - \text{висота зразка}$$

(товщина стінки труби),  $a$  – довжина (глибина) тріщини.

Використовуючи одержані експериментально дані, будували діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості для досліджуваних систем “трубо-провідна сталь – середовище”:

$$V_{\Delta K_I}^a = \frac{da}{dN} = f \left(\Delta K_I\right) = C \cdot \left(\frac{\Delta K_I}{\sqrt{1-R}}\right)^n, \quad (2.6)$$

де  $C$  та  $n$  – константи системи “трубопровідна сталь – середовище”;

$R$  – коефіцієнт асиметрії.

Використовуючи експериментальну базу кафедри будівельної механіки [11], використано спеціальну дослідну установку для дослідження закономірностей розвитку втомної чи корозійно-втомної тріщини в конструкційних газопровідних сталях у процесі їх асиметричного втомного навантаження. Загальний вигляд дослідної установки та принципову схему дослідної машини показано на рис. 2.5 – 2.6.

Габаритні розміри дослідної установки (довжина, ширина, висота) становлять відповідно 1200×450×1700 мм. Її загальна потужність складає 450 Вт.

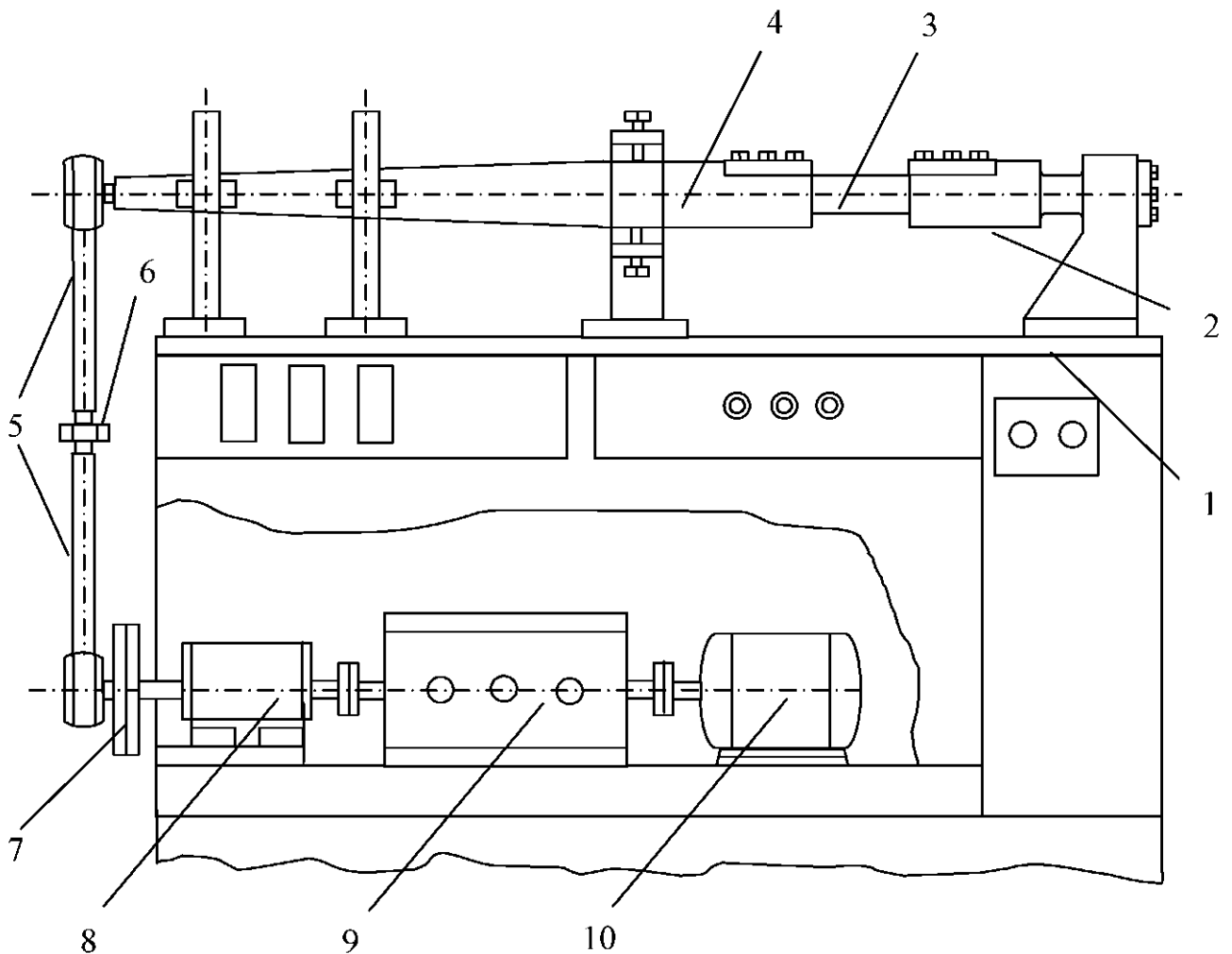
Установка (рис. 2.5) включає випробувальну машину (рис. 2.6), а також систему вимірювання та реєстрації параметрів циклічного навантаження. Крім того, розміщена на зразку робоча камера містить систему підтримування заданої температури корозійного середовища. Вимірювання довжини корозійно-втомної тріщини здійснювалось оптичним методом за допомогою катетометра КМ-8.



Рисунок 2.5 – Загальний вигляд експериментальної установки для дослідження закономірностей розвитку втомної чи корозійно-втомної тріщини в трубопровідних сталях при асиметричному втомному навантаженні

Випробувальна машина працює наступним чином. Ступінчастий редуктор 9, що жорстко з'єднаний із електродвигуном 10, забезпечує через проміжний вал 8 обертання ексцентрика 7, який забезпечує синусоїдальну форму циклу втомного навантаження з коефіцієнтом асиметрії  $R$ , що змінюється в межах від 0,1 до 0,9.

Переміщення ексцентрика 7 забезпечує коливний рух, тобто асиметрію циклу навантаження. Навантаження зразка 3, який кріпиться в затискачах 2 і 4, здійснюється за допомогою пристрою 6, який задає амплітуду циклу коливання. Затискач 2 закріплений нерухомо на рамі 1. В такий спосіб забезпечується консольним згином навантаження досліджуваного зразка. Дослідна машина дозволяє досліджувати призматичні зразки з поперечним перерізом до  $25 \times 50$  мм.



- 1 – рама; 2 – нерухомий затискач; 3 – взірець; 4 – рухомий затискач;  
 5 – тяги; 6 – навантажувальний пристрій; 7 – ексцентрик;  
 8 – проміжний вал; 9 – редуктор; 10 – електродвигун

Рисунок 2.6 – Конструкція випробувальної машини втомного навантаження консольним згином

Ступінчастий редуктор 9 дозволяє, змінюючи передавальне число, ступінчасто змінювати частоту навантаження в межах від 0,1 до 1 Гц.

Конструкційний варіант дослідної машини дозволяє забезпечити максимальний згинальний момент величиною 300 Нм.

При виконанні запланованої програми експериментальних випробувань в рамках цієї роботи, крім представленого експериментального обладнання (див. рис. 2.5) використовували також стандартне лабораторне устаткування (розривна машина, твердомір, *pH*-метр, дистиллятор та інше).



## 2.4 Методика та дослідне устаткування для визначення зони термічного впливу зварних швів труб газопроводів

Зона термічного впливу є найбільш слабким місцем зварних швів труб магістральних газопроводів [30, 113]. Параметри зони термічного впливу зварного шва досліджуваного фрагменту труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” визначали експериментально [56] за допомогою мікротвердоміра марки ПМТ-3М, до комплекту якого входить мікротвердомір ПМТ-3М, мініпрес ПМТ-П для надання паралельності поверхні зразка відносно оптичної системи, набір об’єктивів, комплект наважок, фотоелектричний окулярний мікрометр ФОМ-2-16 для визначення лінійних розмірів діагоналей відбитка пірамідки мікротвердоміра та приєднаний до нього електронно-обчислювальний пристрій КС-16.00. За допомогою даного пристрою обчислювали мікротвердість досліджуваного зразка (рис. 2.7) за визначеними лінійними розмірами, який приєднувався до принтера для виведення результатів обчислень.

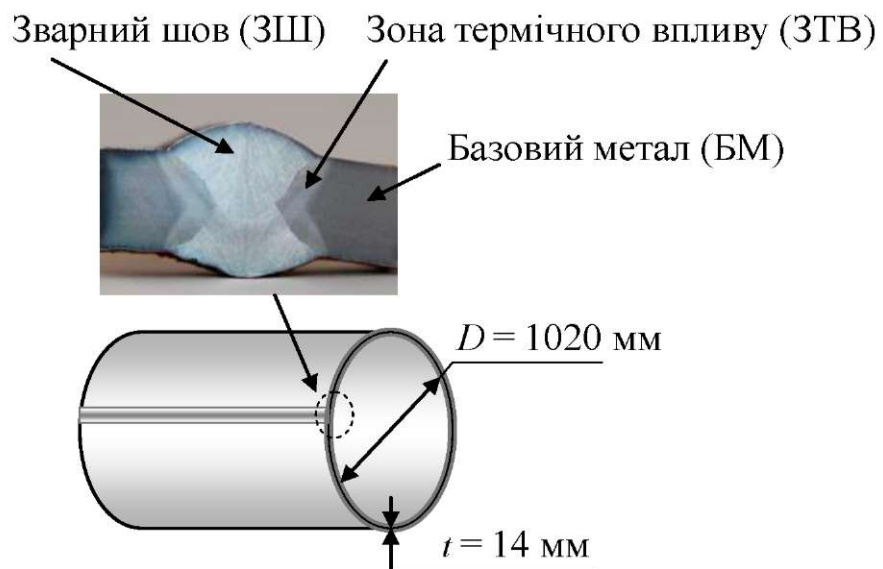
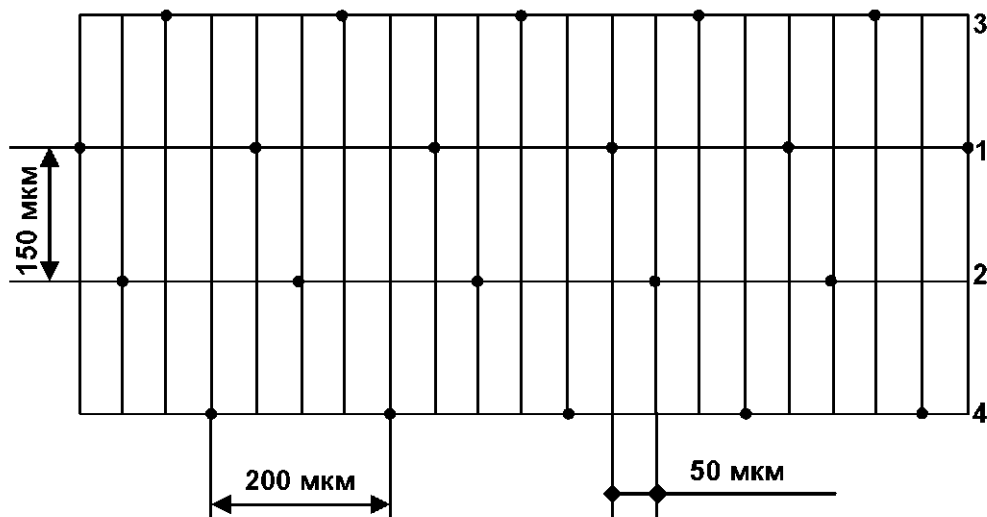


Рисунок 2.7 – Зразок, вирізаний із повздовжнього зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”, який включає в себе матеріал шва та прилеглі до нього зони сплавлення зварних матеріалів

В ході проведення експерименту використовували об'єкти з параметрами ( $F=6,3$ ;  $A=0,60$ ). Навантаженням слугувала наважка масою 50 г. Час опускання алмазної пірамідки на поверхню зразка становив 10 с; час витримування – 15 с. Для визначення мікротвердості алмазну пірамідку під навантаженням опускали на поверхню зразка, після чого з допомогою фотоелектричного окулярного мікрометра ФОМ-2-16 заміряли діагоналі одержаного відбитка.

Дана інформація надходила на електронно-обчислювальний пристрій КС-16.00, в який попередньо заносили дані про навантаження в ньютонках та реальне збільшення використовуваного об'єктива.

Мікротвердість заміряли за схемою нанесення уколів (рис. 2.8), яка дозволяє забезпечити визначення мікротвердості поверхні з дискретизацією 50 мкм, задовольняючи умову вимірювання (відстань між відбитками повинна бути не меншою 3 – 5 діагоналей відбитка).



1, 2, 3, 4 – умовні лінії, по яких наносили уколи кожні 200 мкм, відстань між лініями 150 мкм

Рисунок 2.8 – Схема нанесення уколів алмазною пірамідкою

## 2.5 Методика та дослідне устаткування для визначення характеристики опору руйнуванню металу трубопровідних сталей

При оцінюванні умов, за яких можливе катастрофічне руйнування газопроводу з потенційною наскрізною тріщиною, слід, однак, мати на увазі, що при переході від плоскої деформації до плоского напруженого стану, умови реалізації якого більш ймовірні у процесі експлуатації газопроводів, початок розповсюдження наскрізної тріщини у стінці труби необхідно оцінювати за енергетичним [76] критерієм руйнування: тріщина починає поширюватись, якщо інтенсивність вивільненої енергії  $J$ , досягає критичної величини  $J_c$ :

$$J_* = J_c. \quad (2.7)$$

Критичну тріщиностійкість  $J_{Ic}$  визначали дослідним шляхом згідно з методикою визначення характеристики тріщиностійкості матеріалів при згині зразків з прямокутним перерізом, використовуючи експериментально одержану діаграму руйнування зразків “зусилля – прогин” (рис. 2.8).

Для визначення критичної тріщиностійкості металу трубопроводів використовували зразки прямокутного перерізу, розміри яких подані в таблиці 2.1. Зразки готували до експерименту таким чином: після механічної обробки, наносили V-подібні концентратори напружень глибиною 10 % від товщини зразка. Після цього встановлювали зразок на високочастотну установку консольного згину, за допомогою якої утворювали початкову втомну тріщину, довжина якої (включаючи глибину V-подібного концентратора) складала 40-60 % товщини зразка [10]. Навантаження підбирали таким чином, щоб воно було на 10-15 % меншим від початкового значення в експерименті. У зоні V-подібного концентратора напружень з боку розтягуючих напружень кріпили давач прогину, що конструктивно складався із двох консолей, на які наклеєні тензорезистори, з'єднані за мостовою схемою. На одну з діагоналей моста подавали напругу 12 В, з іншої знімали сигнал, який змінювався пропорційно до прогину зразка. Живлення моста здійснювали постійним

струмом від блока живлення ВИП-09, а діаграму деформування записували самописцем ПДА1-01.

Випробування проводили на універсальній розривній машині FP-100/1. Швидкість навантаження зразка становила 1 мм/хв і залишалася постійною протягом усього часу випробувань.

Експериментальну процедуру починали із заміру вихідних розмірів робочого перерізу зразка і відстаней між опорами. Зразок встановлювали на навантажувальний пристрій і закріплювали давачі прогину. Здійснивши балансування вимірювальної апаратури, навантажували зразок до втрати ним несівних властивостей із одночасним записом діаграми руйнування. Після експерименту проводили заміри зламу поверхні деформування (руйнування) зразка та визначали її площу  $S$  (рис. 2.9) згідно з рівнянням

$$S = (h - l^*) \cdot b.$$

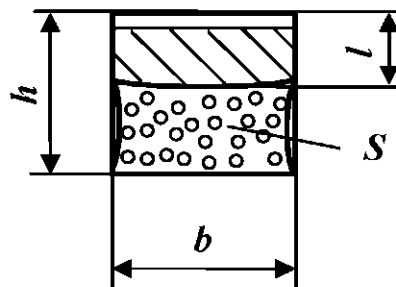


Рисунок 2.9 – Визначення площі деформованого зразка  $S$

За даними експерименту визначали роботу руйнування (заштрихована область діаграми на рис. 2.10)

$$A = \int_0^{f_{max}} P \cdot df.$$

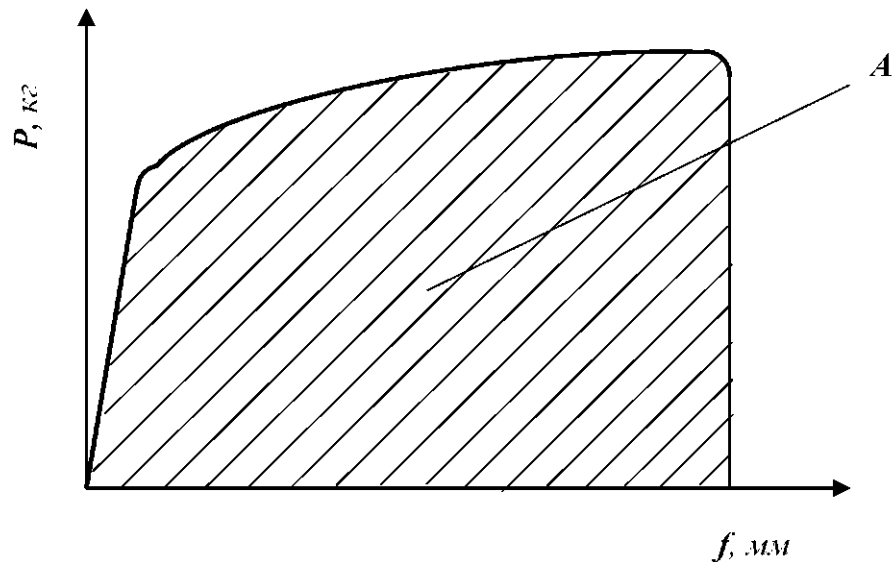


Рисунок 2.10 – Діаграма деформування  $P f$

Величину  $J_{lc}$  визначали як роботу  $A$ , витрачену на деформування зразка з наведеною тріщиною, як елемента конструкції, при якій він вичерпує (втрачає) свої несівні властивості, віднесені до нетто площі деформованої поверхні зразка  $S$  (рис. 2.9)

$$J_c = \frac{A}{S}. \quad (2.8)$$

Характеристики критичної тріщиностійкості представили критичним коефіцієнтом інтенсивності напружень  $K_{Jc}$ , що визначали за допомогою рівняння [76]

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{1 - \mu^2}} \quad (2.9)$$

де  $J_{lc}$  – критична тріщиностійкість;  $E$  – модуль Юнга ( $E = 10^{11}$  Па);  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей  $\mu = 0,3$ ).

Крім того [23], обчислюючи критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{Jc}$ , враховували ту обставину, що він має розмірність МПа  $\cdot \sqrt{\text{м}}$ . Оскільки розміри конструктивних елементів подавали у міліметрах, то при розрахунку  $K_{Jc}$  одержаний результат множили на  $\sqrt{10^{-3}}$ .

## 2.6 Методика та дослідне устаткування для визначення нормальних залишкових напружень першого роду в поверхневих шарах фрагментів газопровідних труб

Залишкові напруження першого роду або макронапруження виникають внаслідок зміни питомих об'ємів металу в результаті поверхневих механічних обробок. Вони обумовлюють міцність та працездатність деталей машин і конструкцій, оскільки оптимальні режими тієї чи іншої поверхневої обробки визначають у залежності від їх розподілу за глибиною.

У роботі осьові залишкові макронапруження визначали механічним методом [5] на призматичних зразках  $b \times h \times L = 20 \times 12 \times 150$  мм (рис. 2.11), які були вирізані із експлуатованих труб та труб запасу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” після піскоструменевої обробки при різних часових режимах.

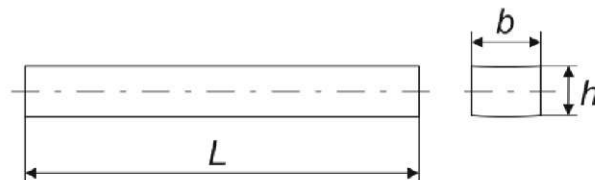


Рисунок 2.11 – Зразок для визначення залишкових напружень

Суть методу полягає у визначенні згинальних напружень, які виникають при пошаровому знятті металу електрохімічним травленням вздовж по його половині. Причому вважали, що напруження постійні по довжині стрижня, а на поверхні зрізу (травлення) існує статична рівновага зусиль, і застосований принцип Сен-Венана. У призматичних зразках, вирізаних із труби, залишковий напружений стан одновісний, тому для його визначення використовували два тензорезистори, наклеєні вздовж осі зразка (рис. 2.12) на попередньо відполіровану поверхню.

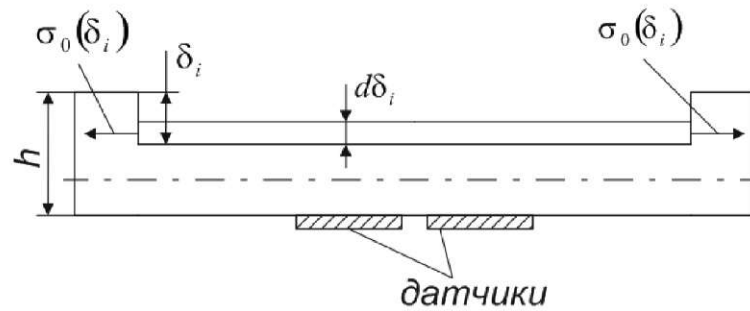


Рисунок 2.12 – До визначення осьових залишкових напружень у призматичному стержні

За визначеними згинальними напруженнями  $\sigma_{32}$  в процесі стравлювання (зняття) шарів  $\delta_i$  вираховували осьові залишкові напруження за формулою [5]:

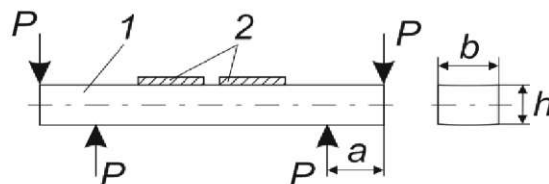
$$\sigma_0 \delta_i = -\frac{h - \delta_i}{2} \frac{d\sigma_{32}}{d\delta_i} + 2\sigma_{32} \delta_i - 3 \int_0^{\delta_i} \frac{\sigma_{32} \delta_{i-1}}{h - \delta_{i-1}} d\delta_{i-1}, \quad (2.10)$$

де  $h$  – висота призматичного зразка;

$\delta_i$  – товщина поверхневого шару,  $i = 0, 1, 2, \dots, n - 1$ .

Для визначення похідної у даній формулі використовували метод параболічної апроксиметрії.

Напруження  $\sigma_{32}$  у призматичних зразках визначали експериментально, послідовно знімаючи тонкі шари електролітичним травленням. При цьому попередньо проводили тарування тензорезисторів, використовуючи схему навантаження (рис. 2.13) [3].



1 – стрижень; 2 – тензорезистори;  $b$  – ширина;  $h$  – висота стрижня

Рисунок 2.13 – Схема навантаження тензодавачів

На віддалі  $a$  – від кінців стрижня згинальний момент у поперечних перерізах постійний ( $M_{зг} = Pa = const$ ), і напруження у них змінюються за лінійним законом:

$$\sigma_{зг} = C \cdot f \cdot \epsilon, \quad (2.11)$$

де  $C$  – постійний коефіцієнт, який описує геометричні характеристики дослідного стрижня.

Згинальні напруження при навантаженні за схемою (рис. 2.15):

$$\sigma_{зг} = \frac{P \cdot a}{W}, \quad (2.12)$$

де  $W$  – момент опору поперечного перерізу зразка,  $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$ .

Після зняття шарів напруження:

$$\sigma_{зг} = A \cdot \varphi, \quad (2.13)$$

де  $A$  – величина, що пов'язана зі зміною опору тензорезистора в результаті його деформації, визначається величиною струму за показом мікроамперметра М95 (див. рис. 2.14);

$\varphi$  – кут нахилу тарувальної кривої.

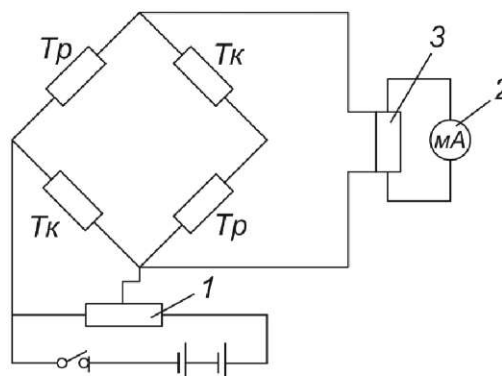


Рисунок 2.14 – Принципова електрична схема реєстрації зміни опору тензорезисторів [3]

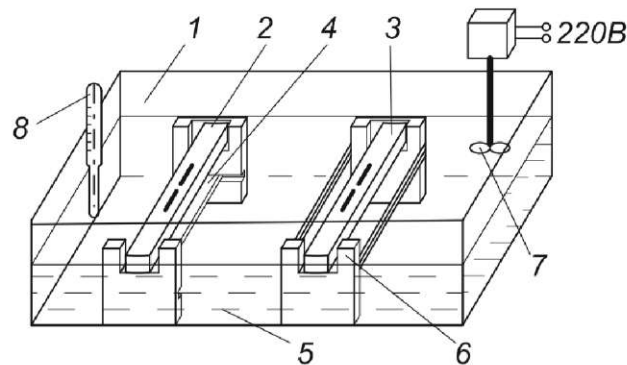
Мостова схема складається з двох плеч і живиться від джерела постійного струму, який реєструється мікроамперметром 2 типу М95 із зовнішнім шунтом 3 (нуль на мікроамперметрі виставляється за допомогою потенціометра 1).



Кожне плече має два тензорезистори: робочий і термокомпенсаційний. Перші наклеюють на дослідний зразок, а інші – на зразок, що подібний до дослідного, який перебуває поруч, але не травиться в електроліті (див. рис. 2.15). Перевага такого способу реєстрації зміни опору тензорезисторів у тому, що на результати вимірювань не впливає температура електроліту, яка може змінюватися під час травлення. Змінюючи величину навантаження  $P$  три або чотири рази, визначаємо відповідні значення згинальних напружень за формулою (2.12). Однак, певному значенню напруження відповідає величина струму за показом мікроамперметра М95 (рис. 2.14). За цими даними будували тарувальну пряму (отримали лінійну залежність). За нахилом прямої визначали кут  $\varphi$  (ф-ла 2.13).

Після тарування тензорезисторів дослідний зразок 2 поміщали у ванну 1 для електролітичного стравлювання поверхневих шарів (рис. 2.15).

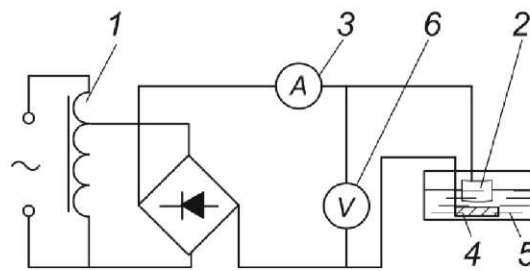
Поруч з дослідним зразком 2 ставили на стояк 6 зразок 3 з термокомпенсаційними терморезисторами  $T_k$ . Стояк виготовляли із текстоліту, а катод 4 з цинку, щоб у процесі електролітичного травлення він був стійким до наводнювання і травлення.



1 – ванна з електролітом – 5; 2 – дослідний зразок з наклеєними тензорезисторами ( $T_r$ ); 3 – призматичний зразок з наклеєними термокомпенсаційними тензорезисторами ( $T_k$ ); 4 – катод для анодного травлення призматичних зразків; 6 – стояк; 7 – мішалка; 8 – термометр  
Рисунок 2.15 – Розміщення зразків у ванні електролітичного травлення

Електроліт заливали у ванну так, щоб зразки були занурені до половини висоти. Для рівномірного зняття металу по довжині зразка з постійною швидкістю був підібраний електроліт такого складу: сірчаноокислий цинк – 100 г; хлористий натрій – 50 г; дистильована вода – 1000 г.

Верхню частину тензорезисторів для захисту від впливу середовища покривали лаком. В процесі травлення електроліт перемішували мішалкою 7, а температуру контролювали з допомогою термометра 8. Зняття шарів металу анодним травленням проводили за схемою, зображеною на рис. 2.16.



1 – автотрансформатор типу ЛТР-2М; 2 – дослідний зразок; 3 – амперметр; 4 – катод; електроліт; 6 - вольтметр типу М49

Рисунок 2.16 – Електрична схема анодного травлення зразка

Струм травлення регулювали автотрансформатором 1 так, щоб він був постійним в процесі травлення, слідкуючи за показом амперметра 3. Процес травлення проводили при кімнатній температурі і стабільному анодному струмі, що забезпечувало оптимальні умови: рівномірність та постійність швидкості травлення. Швидкість травлення визначали на спеціальних зразках із того ж металу, що і дослідний.

Товщину стравленого шару  $\delta$  визначали за вагою (масою) зразка до і після травлення

$$\delta = h \cdot \left( 1 - \sqrt{\frac{m_2}{m_1}} \right), \quad (2.14)$$

де  $h$  – висота зразка, виміряна з точністю до 0,001 мм;

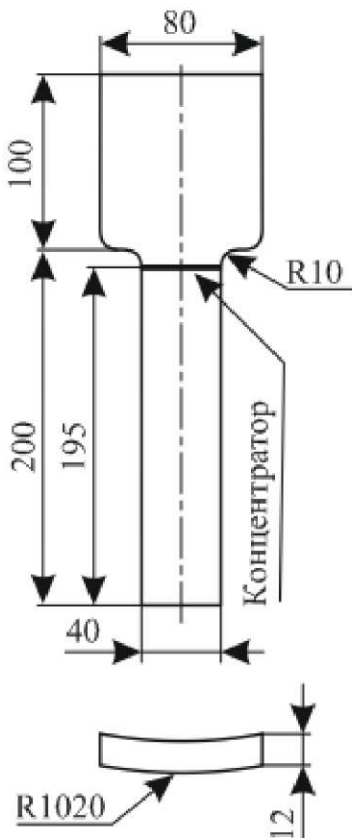
$m_1$  – вага зразка до травлення;

$m_2$  – вага зразка після травлення ( $m_1$  і  $m_2$  визначали з точністю до 0,0002 г).

В процесі досліджень отримали ряд значень згинальних напружень  $\sigma_{зг}(\delta_1)$ ,  $\sigma_{зг}(\delta_2)$ , ...  $\sigma_{зг}(\delta_n)$ , які відповідають різним товщинам знятих шарів  $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_n$ . На їх основі здійснювали диференціювання та інтегрування, і за формулою (2.10) знаходили залишкові макронапруження в поверхневих шарах призматичних зразках після поверхневої обробки.

## 2.7 Методика та дослідне устаткування для випробування фрагментів газопровідних труб на втомну міцність

Для дослідження на втомну міцність металу газопровідних труб використовували переобладнану установку УКИ-6І [52]. Фрагменти труб вирізали за розмірами, зображеними на рис. 2.17, із експлуатованих труб та труб запасу магістрального газопроводу «Київ – Західна Україна І нитка».



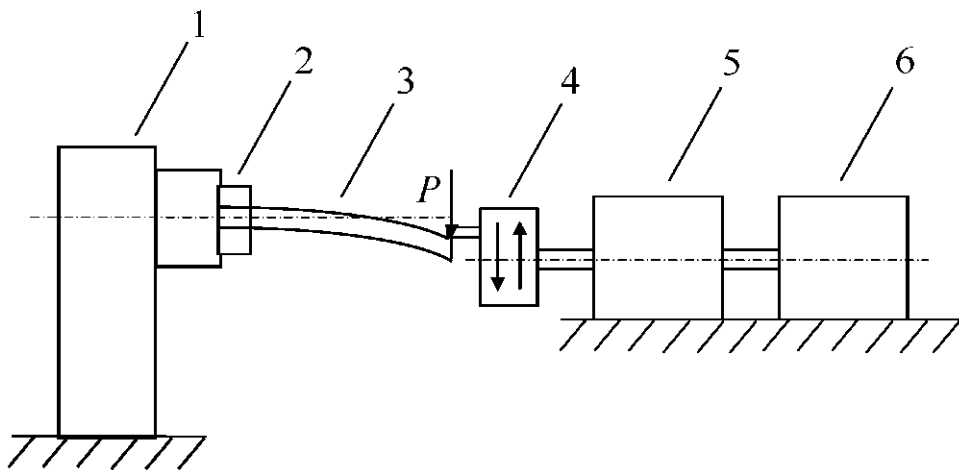
а)

б)

Рисунок 2.17 – Розміри (а) та зовнішній вигляд (б) фрагменту труби

Досліджувані фрагменти труб мали нарізаний на віддалі 10 мм від опори консольного защемлення V - подібний концентратор напружень глибиною 1 мм з кутом при вершині  $60^\circ$  і радіусом у його вершині не більше 0,1 мм.

Переобладнана установка УКИ-6І (рис. 2.18) працює наступним чином. Коробка швидкостей 5, що жорстко з'єднана із електродвигуном 6, забезпечує через проміжний вал обертання навантажувального пристрою 4, який забезпечує віднульову синусоїдальну форму циклу втомного навантаження для досліджуваного фрагменту труби 3, закріпленого у затискачі 2, який розміщений в нерухомій опорі 1. В такий спосіб забезпечується навантаження консольним згином досліджуваного фрагменту труби. Установка дозволяє проведення експериментальних досліджень при частоті  $f = 3,0$  Гц, причому у досліджуваних поперечних перерізах фрагментів труб забезпечує рівень нормальних напружень в діапазоні від їх робочих до екстремальних значень ( $\sigma_{0,2}$  – границя плинності), а також дозволяє вивчати вплив експлуатаційних корозійних середовищ.



1 – нерухома опора; 2 – нерухомий затискач; 3 – фрагмент труби (зразок);  
4 – навантажувальний пристрій; 5 – коробка швидкостей; 6 – електродвигун

Рисунок 2.18 – Принципова схема установки для випробовування фрагментів

газопровідних труб на втомну міцність

Виконання обчислень, графічні роботи та аналіз і узагальнення результатів експериментальних досліджень проводили за допомогою персонального комп'ютера. При цьому використовувались пакети стандартних програм MS Office (2010); Photoshop CS4; CorelDRAW 8; Origin 8.0; Mathcad 15.0 та інших.

## **Висновки до розділу 2**

1. Розроблено методичну процедуру дослідження фрагментів експлуатованих труб газопроводів із закладеною технологією їх виготовлення та адаптовано експериментальні засоби визначення характеристик циклічної корозійної тріщиностійкості базового металу та металу зони термічного впливу зварного шва із урахуванням дії ґрунтових вод.
2. Адаптовано методику та дослідне устаткування для визначення нормальних залишкових напружень першого роду в поверхневих шарах зміцненої поверхні фрагментів газопровідних труб, а також методику для їх випробування на втомну міцність.
3. Поєднання розроблених нових та адаптованих методичних підходів, а також діючого випробувального обладнання (навчально-наукова лабораторія “Механіка руйнування матеріалів та міцність елементів конструкцій у експлуатаційних середовищах”) на кафедрі будівельної механіки та експериментального обладнання кафедри механіки машин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу забезпечило реалізацію дослідження процесів втомного деформування газопровідних сталей у корозійних середовищах.

## РОЗДІЛ 3

### ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ЧИННИКІВ НА ОПІР РОЗВИТКУ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ У ГАЗОПРОВОДАХ

#### 3.1 Аналіз впливу чинників на надійність тривало експлуатованих лінійних ділянок газопроводів

У 1977 році відбувся один з перших точно встановлених випадків корозійно-втомного руйнування магістрального газопроводу (сталь 17ГС,  $D = 1220$  мм,  $t = 12,5$  мм) “Середня Азія – Центр II нитка” введеного у експлуатацію в 1969 році. Ще п’ять аварій унаслідок утворення корозійно-втомних тріщин трапилося з 1977 по 1983 роки [57]. Усі руйнування відбулися у місцях пошкодження цілісності захисного покриття (бітумної і плівкової ізоляції), тобто при контакті з поверхнею труб ґрунтового електроліту.

На Львівщині з 1973 року зафіксовано 117 аварій [35], причому 67 % цих аварій пов’язані із руйнуваннями зварних швів, впливом корозійних середовищ та утворенням корозійно-втомних тріщин, причому 25 аварійних випадків пов’язано із розривами (розгерметизацією) газопроводів в околі зварних швів. У місцях пошкодження ізоляційного покриття зафіксовано 26 випадків розгерметизації магістральних газопроводів через корозійні пошкодження з утворенням свищів. До 1986 року зафіксовано 5 випадків руйнування газопроводів після утворення та розвитку наскрізних корозійно-втомних тріщин по тілу труби.

Оскільки магістральні газопроводи, часто прокладені у районах із корозійно-активними ґрунтами, то існує велика ймовірність корозійно-втомного руйнування металу труби [6, 57, 71, 74, 85], причому як у слабколужному  $pH$  7,5-9,0, так і в слабкокислому  $pH$  5,5-7,0 корозійних середовищах [39, 84].

Відомо [46, 50], що магістральні газопроводи в процесі тривалої експлуатації (понад 20 років) зазнають сумісного впливу корозійного

середовища та робочого тиску газу, що змінюється по довжині трубопроводу. Причиною зміни робочого тиску газу є нерівномірне споживання і відбір, вмикання і вимикання компресорних агрегатів. Аналіз зміни тиску транспортованої сировини, який зумовлює виникнення асиметричних втомних навантажень, для газопроводів становить біля 20 % [12, 50, 55, 124].

Проаналізувавши результати низьки досліджень, виявлено, що сумісна дія механічних навантажень та робочих корозійних середовищ обумовлює процеси руйнування елементів газопроводів. Фізико-хімічні процеси, локалізовані в місцях руйнування захисного покриття, сприяють утворенню на поверхнях газопровідних труб первинних дефектів – пітингів та корозійних виразок, які в процесі експлуатації є джерелом накопичення мікропластичних дислокацій [25, 26, 46, 69]. На поверхні цих тріщиноподібних дефектів зароджуються мікротріщини, які, розвиваючись, утворюють макротріщину, що під впливом асиметричних втомних навантажень поширюється вглиб стінки труби, призводячи до її катастрофічного руйнування [6, 39, 59, 71].

Для оцінки надійності та залишкового ресурсу дефектних газопроводів у заданих експлуатаційних умовах застосовують підходи механіки руйнування, які дозволяють вивчати розвиток тріщиноподібних дефектів у елементі конструкції (фрагменті труби) у заданому корозійному середовищі [23, 24, 46]. За результатами експериментальних досліджень необхідно будувати діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості для досліджуваних систем “метал газопровідної труби – корозійне середовище” [94].

Експерименти, які дають можливість прогнозувати залишковий ресурс газопроводів та інтерпретувати виявлені методами технічної діагностики [26, 38, 62, 68] корозійно-втомні дефекти, необхідно проводити, досліджуючи елемент конструкції (фрагмент газопровідної труби) як на повітрі, так і в корозійному середовищі (моделі ґрунтової води NS4 [119]), враховуючи вплив асиметричних втомних навантажень.

У зв'язку з цим дослідження особливостей сумісного впливу наведених вище чинників є важливим при вирішенні проблеми безпечної роботи та

довговічності тривало експлуатованих газопроводів.

### 3.2 Визначення параметрів зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

Найбільш слабким місцем труб магістральних трубопроводів є зварне з’єднання [4, 30, 35, 111, 113, 141]. Параметри зони термічного впливу досліджуваного фрагмента труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” визначали експериментально за методикою описаною у підрозділі 2.4.

Досліджували [13] фрагмент труби  $D=1020$  мм,  $t=14$  мм, що містив зварний шов (рис. 3.1), вирізаній з автомобільного переходу ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.

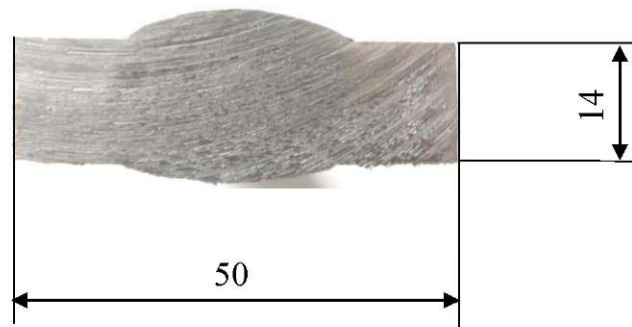


Рисунок 3.1 – Загальний вигляд досліджуваного зразка повздовжнього зварного шва, вирізаного з труби автомобільного переходу ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

На рис. 3.2 відображено зміну мікротвердості досліджуваного матеріалу за зонами (сталь 17Г1С – зона термічного впливу – зона сплавлення – зона термічного впливу – сталь 17Г1С). З одержаних результатів можна чітко виділити зони досліджуваного зварного з’єднання.



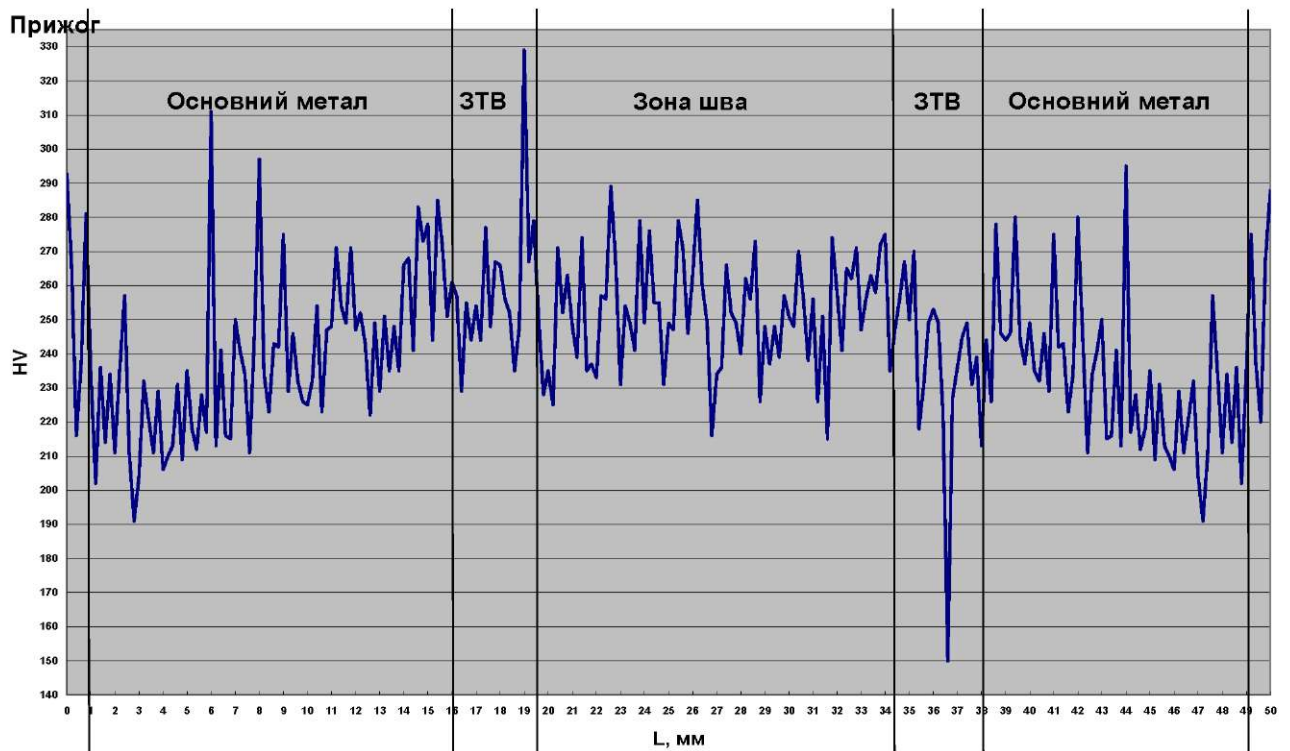


Рисунок 3.2 – Зміна мікротвердості досліджуваного зразка вздовж твірної за зонами (сталь 17Г1С – зона термічного впливу – зона сплавлення – зона термічного впливу – сталь 17Г1С) із зовнішнього боку труби [13]

З графічно представлених результатів експерименту [13] видно, що протяжність зони сплавлення у даному зварному з'єднанні становить 15 мм, зона термічного впливу збоку сталі 17Г1С становить 3,5 мм.

### 3.3 Характеристики циклічної тріщиностійкості металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Експериментальні дослідження циклічної тріщиностійкості металу газопровідних труб [13] проводили за методикою (див. підрозділ 2.2) на основі положень та обґрунтувань розроблених авторами [24, 63, 64].

Метою експериментальних досліджень було встановити залежність швидкості розвитку втомної або корозійно-втомної тріщини від усередненого навантаження, що діє на стінки газопровідної труби в процесі експлуатації.

Дослідження проводили для експлуатованого (41 рік) металу (сталь 17Г1С,  $\sigma_B = 562,5$  МПа,  $\sigma_{0,2} = 357,5$  МПа,  $\delta = 27,0\%$ ,  $d_{зовн} = 1020$  мм,  $t = 14$  мм) труби з-під автомобільного переходу ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”, що експлуатувалася за максимального тиску газу  $p_{max} = 5,4$  МПа та коефіцієнта асиметрії циклу навантаження  $R \approx 0,8$ .

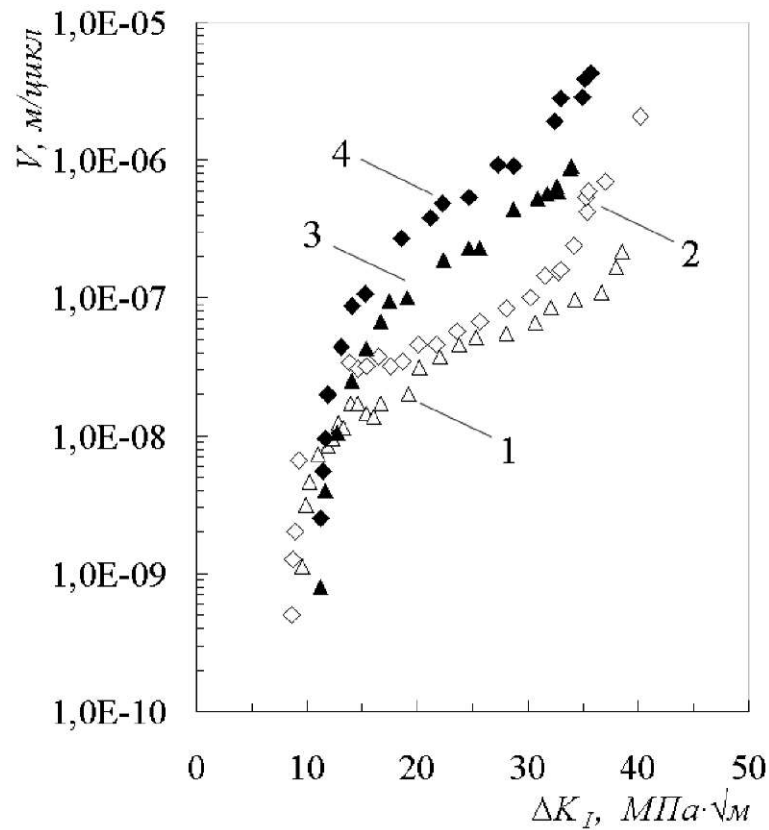
Вивчали особливості розвитку тріщини в досліджуваних середовищах як у осьовому (базовому), так і в поперечному напрямі труби. Причому для спеціальних досліджень тріщиностійкості металу в осьовому напрямку труби (тут у вершині тріщини діють максимальні розтягуючі напруження) використовували (рис. 2.1, а) аркові зразки (АЗ), а для досліджень у поперечному напрямку – прямокутні (ПЗ), (рис. 2.1, б) [94].

Результати досліджень представляли у вигляді графічних залежностей швидкості поширення тріщини від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K$  в околі її вершини [24, 94].

Діаграми циклічної тріщиностійкості металу газопроводу одержували шляхом випробувань зразків з прямокутним перерізом ( $50 \times 14,0$  мм) з початковою крайовою тріщиною  $a \approx 1,4$  мм в умовах консольного згину на спеціальному експериментальному обладнанні (див. підрозділ 2.3). Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц, температура середовища була постійною –  $T_c = 20^\circ\text{C}$ .

Випробування зразків як на повітрі та і в корозійному середовищі, за який обрано нейтральний розчин NACE NS4 (загальноприйнята модель ґрунтової води [119]), проведено при консольному згині із частотою 1 Гц, що мала синусоїдальну форму циклу асиметричного навантаження ( $R \approx 0,8$ ).

Результати випробувань у досліджуваних середовищах відображено на рис. 3.3.



- 1, 2 – повітря; 3, 4 – середовище NS4;  
 1, 3 – арковий зразок, 2, 4 – прямокутний зразок

Рисунок 3.3 – Діаграми циклічної тріщиностійкості базового металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” у досліджуваному середовищі [13]

За результатами випробовувань сталі 17Г1С, в таблиці 3.2 наведено значення констант у степеневій залежності Паріса [24, 90]. Тут також подано відповідні значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) та критичного ( $\Delta K_{fc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Порівняння отриманих результатів (див. рис. 3.3 та табл. 3.1) свідчить про відмінність характеристик циклічної тріщиностійкості ( $K_{th}$ ,  $K_{fc}$ ,  $C$  та  $n$ ) експлуатованого металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” при випробуваннях на повітрі і в корозійному середовищі NS4 (рН 6,7).

Тут константи систем “матеріал – середовище”  $C$  та  $n$ , а також порогові ( $\Delta K_{th}$ ), і критичні ( $\Delta K_{fc}$ ) коефіцієнти інтенсивності напружень суттєво відрізняються між собою.

Таблиця 3.1 – Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

Система “метал – середовище”	$C,$ $\frac{мм}{цикл} \cdot (МПа\sqrt{м})^n$	$n$	$\Delta K_{th},$ $МПа\sqrt{м}$	$\Delta K_{fc},$ $МПа\sqrt{м}$
17Г1С (ПЗ)–повітря	$7,56 \cdot 10^{-12}$	2,99	8,59	41,87
17Г1С (ПЗ)–NS4	$1,18 \cdot 10^{-13}$	4,84	10,93	37,12
17Г1С (АЗ)–повітря	$2,21 \cdot 10^{-11}$	2,40	9,04	42,44
17Г1С (АЗ)–NS4	$3,20 \cdot 10^{-13}$	4,22	11,58	37,83

Кількісно [25] вплив робочого середовища на корозійну тріщиностійкість досліджуваного металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” оцінювали, порівнюючи значення розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень, які відповідають швидкості поширення тріщини  $dc/dN = 10^{-7}$  м/цикл у середовищі ( $\Delta K_c^*$ ) та на повітрі ( $\Delta K_n^*$ ), тобто:

$$k_c^K = \frac{\Delta K_c^*}{\Delta K_n^*}. \quad (3.1)$$

У табл. 3.3 наведено значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c^K$  для різних систем “сталі 17Г1С – середовище”.

Проаналізувавши дані таблиці 3.2, можна зробити висновок показує, що корозійне середовище (NS4) суттєво зменшує опір розвитку корозійно-втомної тріщини. Причому спостерігається (рис. 3.2) відчутний вплив корозійного середовища на швидкість поширення втомної тріщини на другій (середньоамплітудній) та третій (високоамплітудній) ділянках діаграми

циклічної тріщиностійкості металу газопроводу, оскільки  $k_c^K$  становлять приблизно 0,5 від значень в інертному середовищі (на повітрі). Варто зауважити, що на першій (низькоамплітудній) ділянці діаграми основним механізмом впливу корозійного середовища на процеси руйнування металу газопроводу є локальне розчинення металу в околі вершини тріщини [25], яке призводить до затуплення останньої і, як наслідок, початок розвитку корозійно-втомної тріщини настає за більш високого значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) коефіцієнта інтенсивності напружень.

Таблиця 3.2 – Значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c^K$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$\Delta K_{n,c}^*$ , МПа $\sqrt{м}$	$k_c^K$
1	Сталь 17Г1С (ПЗ) – повітря	30,22	1,00
2	Сталь 17Г1С (ПЗ) – NS4	15,29	0,51
3	Сталь 17Г1С (АЗ) – повітря	36,71	1,00
4	Сталь 17Г1С (АЗ) – NS4	19,12	0,52

Стосовно досліджуваних напрямків, то швидкість поширення корозійно-втомної тріщини в напрямку, поперечному до осі труби (тобто в прямокутних зразках з експлуатованої сталі)  $k_c^K$  становить приблизно 0,51 від значень у повітряному середовищі. Аналогічно значення цього коефіцієнта для розвитку тріщини в осьовому напрямку труби, тобто в аркових зразках з експлуатованої сталі, становить приблизно 0,52 від значень у повітряному середовищі.

Крім того, оцінку впливу середовища на швидкість поширення тріщини у газопровідній трубі здійснювали, порівнюючи значення швидкості поширення тріщини у досліджуваному середовищі  $V_{n,c}$ , які відповідають розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{м}$ , тобто:

$$k_c^V = \frac{V_c}{V_n} \quad (3.2)$$

У табл. 3.3 наведено значення  $V_n$ ,  $V_c$  та  $k_c^V$  при  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”.

Таблиця 3.3 – Значення  $V_n$ ,  $V_c$  та  $k_c^V$  при  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$V_{n,c}$ , м/цикл	$k_c^V$
1	Сталь 17Г1С (ПЗ) – повітря	$6,6 \cdot 10^{-8}$	1,0
2	Сталь 17Г1С (ПЗ) – NS4	$5,5 \cdot 10^{-7}$	8,3
3	Сталь 17Г1С (АЗ) – повітря	$5,0 \cdot 10^{-8}$	1,0
4	Сталь 17Г1С (АЗ) – NS4	$2,3 \cdot 10^{-7}$	4,6

Аналіз наведених у табл. 3.3 свідчить, що існує відчутний вплив корозійного середовища NS4 (модель ґрунтової води), на швидкість поширення втомної тріщини у тривало експлуатованих трубопровідних сталях (17Г1С), як у повздовжньому ( $k_c^V = 4,6$ ), так і в поперечному напрямках труби ( $k_c^V = 8,3$ ).

Якщо ввести аналогічний коефіцієнт стосовно осьового (базового) до поперечного напрямку труби  $k_n$ :

$$k_n = \frac{\Delta K_{n,c}^{*ПЗ\text{БМ}}}{\Delta K_{n,c}^{*АЗ\text{БМ}}}, \quad (3.3)$$

то в осьовому (повздовжньому) напрямку труби (див. табл. 3.4) як на повітрі ( $k_n = 0,82$ ), так і в корозійному середовищі ( $k_n = 0,80$ ), на середньоамплітудній ділянці Паріса спостерігається більш сповільнений розвиток втомної тріщини, ніж у поперечному напрямку труби.

Таблиця 3.4 – Значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_n$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$\Delta K_{n,c}^{*ПЗ\text{ БМ}}$ МПа $\sqrt{\text{м}}$	$\Delta K_{n,c}^{*АЗ\text{ БМ}}$ МПа $\sqrt{\text{м}}$	$k_n$
1	Сталь 17Г1С – повітря	30,22	36,71	0,82
2	Сталь 17Г1С – NS4	15,29	19,12	0,80

Також визначено оцінку впливу напрямку поширення тріщини на швидкість її розвитку у газопровідній трубі шляхом порівняння значення відповідних швидкостей поширення тріщини у досліджуваних середовищах  $V_{n,c}^{ПЗ\text{ БМ}}$  та  $V_{n,c}^{АЗ\text{ БМ}}$ , які відповідають розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ , тобто:

$$k_n = \frac{V_{n,c}^{ПЗ\text{ БМ}}}{V_{n,c}^{АЗ\text{ БМ}}} \quad (3.4)$$

Таблиця 3.5 – Значення  $V_{n,c}^{ПЗ\text{ БМ}}$ ,  $V_{n,c}^{АЗ\text{ БМ}}$  та  $k_n$  при  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$V_{n,c}^{ПЗ\text{ БМ}}$ , м/цикл	$V_{n,c}^{АЗ\text{ БМ}}$ , м/цикл	$k_n$
1	Сталь 17Г1С – повітря	$6,6 \cdot 10^{-8}$	$5,0 \cdot 10^{-8}$	1,3
2	Сталь 17Г1С – NS4	$5,5 \cdot 10^{-7}$	$2,3 \cdot 10^{-7}$	2,4

Проаналізувавши наведені у табл. 3.5 дані можна зробити висновок, що в поперечному перерізі труби відбувається більш прискорений розвиток втомної ( $k_n = 1,3$ ) та корозійно-втомної тріщин ( $k_n = 2,4$ ), ніж у осьовому (повздовжньому) напрямку, про що свідчать відповідні коефіцієнти, що відображають особливості поширення тріщини у металі газопровідної труби.

Аналіз аварійних ситуацій [39, 59, 84] свідчить про те, що у більшості випадків руйнування труб магістральних газопроводів відбувалося у осьовому

(повздожньому) напрямках. Згідно одержаних експериментальних даних (див. рис. 3.3, табл. 3.4 та табл. 3.5) в осьовому (повздожньому) напрямку при випробуванні аркових зразків спостерігається більш сповільнений розвиток втомної тріщини, ніж у поперечному напрямку.

Для оцінки умов поширення зовнішніх півеліптичних тріщин, як в осьовому, так і в поперечному напрямках (рис. 2.1) у стінці газопровідної труби (пустотілого тонкостінного циліндра) має місце принципово інша ситуація, оскільки колові напруження у два рази більші за осьові ( $\sigma_{\phi} = 2\sigma_x$ ) [80]. При підрахунку значень коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  вздовж фронту півеліптичної тріщини використовуються (див. підрозділ 2.5), із врахуванням зауважень та умов [80], найбільш консервативні залежності для осьової [132] та поперечної [138] півеліптичної тріщин розміщених на зовнішній поверхні пустотілого циліндра, що перебуває під дією внутрішнього тиску. На цій підставі у вершині осьової півеліптичної тріщини, виявленої на зовнішній поверхні газопровідної труби, величина коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  є значно більшою, ніж у вершині поперечної тріщини, що і пояснює відомі [39, 59, 84] аварійні ситуації.

Таким чином [13], отримані експериментальні дані засвідчують, що більш прискореним є розвиток втомної ( $k_{II} = 1,3$ ) та корозійно-втомної тріщин ( $k_{II} = 2,4$ ) в поперечному перерізі, ніж у осьовому (повздожньому) напрямку, що відображає особливості поширення краєвої тріщини у вирізаному фрагменті (арковому або повздожньому зразку) газопровідної труби.

### **3.4 Характеристики циклічної тріщиностійкості зони термічного впливу металу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”**

Оскільки виявлені численні руйнування газопроводів пов'язані з розвитком тріщини, спрямованої вздовж зварного шва труби [71, 75, 141], то дослідження проводили для експлуатованого металу в області повздожнього



зварного шва труби зони зварного з'єднання (базова сталь 17Г1С) магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”, що експлуатувався за максимального тиску газу  $P_{max} \approx 5,4$  МПа та коефіцієнті асиметрії циклу навантаження  $R \approx 0,8$ .

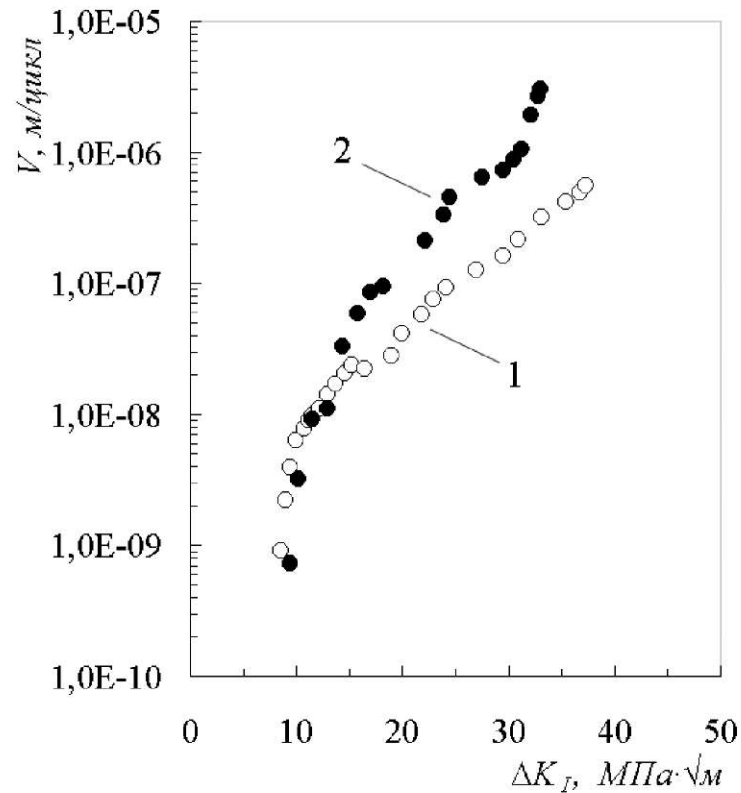
Досліджували [13] аркові зразки з прямокутним перерізом (14×50 мм), які вирізали з фрагменту труби в радіальному напрямі із зварним швом (рис. 2.1, в). При цьому концентратор напружень наносили в області зони термічного впливу згідно визначених в підрозділі 3.1 даних (див. рис. 3.1).

Діаграми циклічної тріщиностійкості експлуатованого металу зони термічного впливу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” одержали шляхом випробувань аркових зразків з початковою крайовою тріщиною  $c = 1,4$  мм в умовах консольного згину на спеціальному експериментальному обладнанні (див. підрозділ 2.3). Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц, температура середовища була постійною  $T_c = 20^\circ\text{C}$ .

За результатами випробувань експлуатованого металу зони термічного впливу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” (табл. 3.7) наведено значення констант у степеневій залежності Паріса [24, 90]. Тут також подано відповідні значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) та критичного ( $\Delta K_{fc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Порівнявши отримані результати дослідження розвитку тріщини в осьовому (поздовжньому) напрямку труби як у базовому (основному) металі (БМ) труби (див. рис. 3.3 та табл. 3.2), так і в металі зони термічного впливу (ЗТВ) зварного шва (див. рис. 3.4 та табл. 3.6) виявлено суттєву відмінність характеристик циклічної тріщиностійкості експлуатованого металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” при випробуваннях на повітрі і в корозійному середовищі (NS4). Тут порогові  $\Delta K_{th}$  та критичні коефіцієнти інтенсивності напружень  $\Delta K_{fc}$  суттєво відрізняються між собою. Причому для базового металу та металу зони термічного впливу

зварного шва порогові коефіцієнти інтенсивності напружень  $\Delta K_{th}$  на повітрі відповідно в 1,28 та 1,10 рази менші за їх значення в середовищі NS4, тоді як критичні коефіцієнти інтенсивності напружень  $\Delta K_{fc}$  навпаки – в 1,12 рази більші.



1 – повітря; 2 – середовище NS4

Рисунок 3.4 – Діаграми циклічної тріщиностійкості металу зони термічного впливу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” у досліджуваному середовищі [13]

Таблиця 3.6 – Характеристики циклічної тріщиностійкості металу зони термічного впливу зварного шва магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

Система “метал – середовище”	$C$ , $\frac{\text{мм}}{\text{цикл}} \cdot (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$n$	$\Delta K_{th}$ , $\text{МПа}\sqrt{\text{м}}$	$\Delta K_{fc}$ , $\text{МПа}\sqrt{\text{м}}$
17Г1С (А3 ЗТВ) – повітря	$2,95 \cdot 10^{-12}$	3,27	7,83	38,72
17Г1С (А3 ЗТВ) – NS4	$2,57 \cdot 10^{-14}$	5,19	8,59	34,52

Кількісно вплив робочого середовища на тріщиностійкість досліджуваного основного металу та металу зони термічного впливу зварного з'єднання ( $k_{ЗТВ}$ ) магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” оцінювали, порівнюючи значення розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень, які відповідають швидкості росту тріщини  $da/dN = 10^{-7}$  м/цикл у відповідному середовищі базового металу ( $\Delta K_{n.c}^{*A3 BM}$ ) та металу зони термічного впливу зварного шва ( $\Delta K_{n.c}^{*A3 ЗТВ}$ ), тобто

$$k_{ЗТВ\text{III}} = \frac{\Delta K_{n.c}^{*A3 ЗТВ}}{\Delta K_{n.c}^{*A3 BM}} \quad (3.5)$$

В осьовому (повздовжньому) напрямку труби (див. табл. 3.7), як на повітрі ( $k_{ЗТВ} = 0,74$ ), так і в корозійному середовищі ( $k_{ЗТВ} = 0,97$ ), на середньоамплітудній ділянці Паріса спостерігається більш прискорений розвиток втомної тріщини в зоні термічного впливу зварного з'єднання, ніж у базовому металі газопроводу.

Таблиця 3.7 – Значення  $\Delta K_{n.c}^{*A3 BM}$ ,  $\Delta K_{n.c}^{*A3 ЗТВ}$  та  $k_{ЗТВ}$  для різних систем „сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$\Delta K_{n.c}^{*A3 BM}$ МПа $\sqrt{м}$	$\Delta K_{n.c}^{*A3 ЗТВ}$ МПа $\sqrt{м}$	$k_{ЗТВ}$
1	Сталь 17Г1С – повітря	36,71	27,02	0,74
2	Сталь 17Г1С – NS4	19,12	18,62	0,97

Проаналізувавши результати проведених досліджень, можна сказати, що із зростанням агресивності середовища випробувань (повітря – модель ґрунтової води) циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу досліджуваного газопроводу знижується, тобто середньоамплітудна ділянка діаграм циклічної корозійної тріщиностійкості досліджуваної сталі характеризується більшою крутизою (див. рис. 3.3 та рис. 3.4).

Крім того, здійснили оцінку впливу металу зони термічного впливу

зварного шва на швидкість поширення тріщини у газопровідній трубі у досліджуваних середовищах  $V_{п.с}^{AZ\ 3TB}$  та  $V_{п.с}^{AZ\ 6M}$ , які відповідають розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$ , тобто:

$$k_{3TB\ 3Ш} = \frac{V_{п.с}^{AZ\ 3TB}}{V_{п.с}^{AZ\ 6M}} \quad (3.6)$$

У табл. 3.8 наведено значення  $V_{п.с}^{AZ\ 3TB}$ ,  $V_{п.с}^{AZ\ 6M}$  та  $k_{3TB\ 3Ш}$  при  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”.

Таблиця 3.8 – Значення  $V_{п.с}^{AZ\ 3TB}$ ,  $V_{п.с}^{AZ\ 6M}$  та  $k_{3TB\ 3Ш}$  при  $\Delta K = 25 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$V_{п.с}^{AZ\ 3TB}$ , м/цикл	$V_{п.с}^{AZ\ 6M}$ , м/цикл	$k_{3TB\ 3Ш}$
1	Сталь 17Г1С – повітря	$1,0 \cdot 10^{-7}$	$0,5 \cdot 10^{-7}$	2,0
2	Сталь 17Г1С – NS4	$4,8 \cdot 10^{-7}$	$2,3 \cdot 10^{-7}$	2,1

Проаналізувавши наведені у табл. 3.9 дані, можна зробити висновок [13], що метал зони термічного впливу зварного з’єднання є більш чутливим до розвитку як втомної ( $k_{3Ш}^{3TB} = 2,0$ ), так і корозійно-втомної ( $k_{3Ш}^{3TB} = 2,1$ ) тріщин у порівнянні з базовим металом газопровідної труби, про що свідчать відповідні коефіцієнти, що відображають особливості поширення тріщини у досліджуваних металах газопровідної труби.

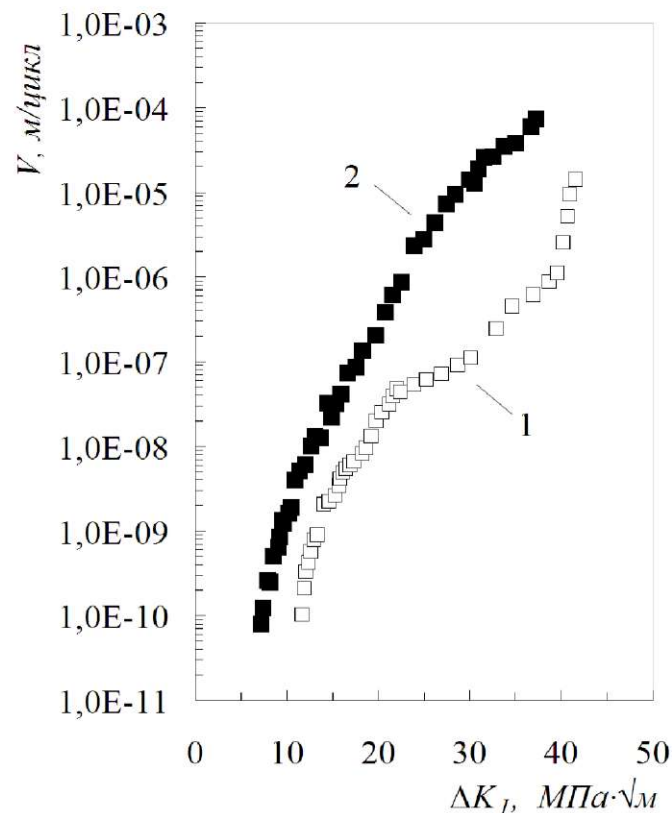
### 3.5 Характеристики циклічної тріщиностійкості сталей магістрального газопроводу “Пасічна – Долина”. Вплив тривалості експлуатації та корозійних середовищ

Дослідження [18, 102] експлуатованого металу газопроводу “Пасічна – Долина” (табл. 2.4) на циклічну тріщиностійкість проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [11] шляхом випробування балкових зразків

прямокутного поперечного перерізу з початковою краєвою тріщиною  $c \approx 0,7 \div 0,8$  мм в умовах консольного згину (рис. 2.2).

Заготовки для зразків розмірами  $10 \times 7 \times 40$  мм вирізали із фрагментів газопровідної труби. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц при асиметрії циклу навантаження  $R \approx 0,8$ . Випробування проводили (див. табл. 3.10) як на повітрі, так і в робочому середовищі – ґрунтовій воді (рН 6,5). Причому, ґрунтовою водою слугував загальноприйнятий [119] нейтральний розчин NACE NS4 (див. табл. 3.1). Температура середовищ була постійною –  $T = 20^\circ\text{C}$ .

Результати випробувань представлені у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості. Такі діаграми для досліджуваних середовищ випробувань експлуатованого металу наведені на рис. 3.5.



1 – повітря; 2 – середовище NS4

Рисунок 3.5 – Діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованого металу місцевого газопроводу “Пасічна – Долина” за різних умов випробувань

Для зазначених вище умов випробовувань сталі 10Г2СД в таблиці 3.9 наведено значення констант у степеневій залежності Паріса [133, 134]. Тут також подані відповідні значення порогового ( $\Delta K_{th}$ ) та критичного ( $\Delta K_{fc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень.

Кількісно вплив робочого середовища на корозійну тріщиностійкість досліджуваного металу (сталь 10Г2СД) газопроводу “Пасічна – Долина” оцінювали [25], порівнюючи значення розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень, які відповідають швидкості поширення тріщини  $V = dc/dN = 10^{-7}$  м/цикл у середовищі ( $\Delta K_c^*$ ) та на повітрі ( $\Delta K_n^*$ ), за співвідношенням (3.1).

Таблиця 3.9 – Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі газопроводу “Пасічна – Долина”

Система „матеріал – середовище”	$C,$ $\frac{\text{мм}}{\text{цикл}} \cdot (\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^n$	$n$	$\Delta K_{th},$ МПа $\sqrt{\text{м}}$	$\Delta K_{fc},$ МПа $\sqrt{\text{м}}$
10Г2СД – повітря	$1,95 \cdot 10^{-15}$	5,39	11,37	41,98
10Г2СД – NS4	$8,22 \cdot 10^{-18}$	8,14	6,92	37,65

Аналіз поданих у табл. 3.10 значень  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c$  для різних систем “сталь 10Г2СД – середовище” свідчать, що досліджувана модель ґрунтової води NS4 суттєво зменшує опір розвитку корозійно-втомної тріщини. Характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості досліджуваної сталі становлять приблизно 0,61 від значень на повітрі.

Встановлено, що в корозійному середовищі (модель ґрунтової води NS4) циклічна тріщиностійкість експлуатованого металу досліджуваного газопроводу знижується, тобто зростає крутизна середньоамплітудної ділянки діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості (див. рис. 3.5).

Таблиця 3.10 – Значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c^K$  для різних систем “сталь 10Г2СД – середовище”

Система “матеріал – середовище”	$\Delta K_{n,c}^*$ МПа $\sqrt{м}$	$k_c^K$
10Г2СД – повітря	30,10	1,0
10Г2СД – NS4	18,25	0,61

Результати проведених досліджень свідчать, корозійне середовище – нейтральний розчин NACE NS4 ( $pH$  6,5), тобто модель ґрунтової води є більш небезпечним, ніж повітря, оскільки константи  $n$  та  $C$  у степеневій залежності Паріса для досліджуваної системи „матеріал – середовище” є найбільшими, а відповідне значення порогового ( $\Delta K_n$ ) коефіцієнта інтенсивності напружень є найменшим (див. табл. 3.10).

Порівнюючи значення швидкості росту тріщини у досліджуваному середовищі  $V_{n,c}$ , які відповідають розмаху коефіцієнтів інтенсивності напружень  $\Delta K = 20$  МПа $\sqrt{м}$ , здійснили порівняльну оцінку впливу середовища на швидкість поширення тріщини у газопровідній трубі за співвідношенням (3.2).

У табл. 3.11 наведено значення  $V_n$ ,  $V_c$  та  $k_c^V$  при  $\Delta K = 20$  МПа $\sqrt{м}$  для досліджуваних систем “сталь 17Г1С – середовище”.

Таблиця 3.11 – Значення  $V_n$ ,  $V_c$  та  $k_c^V$  при  $\Delta K = 20$  МПа $\sqrt{м}$  для різних систем “сталь 10Г2СД – середовище”

№ з/п	Система “метал – середовище”	$V_{n,c}$ м/цикл	$k_c^V$
1	Сталь 10Г2СД – повітря	$2,0 \cdot 10^{-8}$	1,0
2	Сталь 10Г2СД – NS4	$2,1 \cdot 10^{-7}$	10,5

Наведені у табл. 3.12 свідчать, що існує відчутний вплив корозійного середовища NS4 (модель ґрунтової води) на швидкість поширення втомної

тріщини у тривало експлуатованій газопровідній сталі (10Г2СД), у осьовому ( $k_c^V = 10,5$ ) напрямку труби.

### 3.6 Визначення характеристик опору руйнуванню металу тривало експлуатованих труб магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

Характеристики опору руйнуванню тривало експлуатованої сталі магістрального газопроводу визначались за процедурою [2, 10, 14] описаною в підрозділі 2.5. Для їх визначення використовували вирізані з фрагменту досліджуваної газопровідної труби (рис. 3.6) зразки з розмірами наведеними в таблиці 3.12.

Перед початком експерименту на спеціальній установці (див. підрозділ 2.6) ініціювали краєву або півеліптичну (рис. 3.7) втомну тріщину, площа поперечного перерізу якої становить 40-60 % від площі поперечного перерізу зразка [10, 14].



Рисунок 3.6 – Зразок для визначення характеристик критичної тріщиностійкості металу магістральних газопроводів “Київ – Західна Україна І нитка”

Таблиця 3.12 – Довжина та поперечні розміри зразків, вирізаних з газопровідних труб

Газопровід з розміром труб ( $D \times t$ , мм)	$l \times b \times h$ , мм
Газопровід “Київ–Західна Україна І нитка ” (1020×14)	300×50×14





Рисунок 3.7 – Поперечний переріз зразка, вирізаний з труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” з утвореною півеліптичною тріщиною після проведення експерименту

Для вивчення впливу корозійного середовища на характеристики опору руйнуванню тривало експлуатованого металу магістрального газопроводу, початкову втомну тріщину ініціювали як на повітрі, так і в корозійному середовищі NS4.

Одержані зразки з наведеною у досліджуваних середовищах тріщиною випробовували на універсальній розривній машині FP-100/1. За результатами досліджень будували діаграми деформування  $P - f$  металу магістрального газопроводу (рис. 3.8), та визначали критичну тріщиностійкість  $J_{Ic}$ .

Використовуючи рівняння (2.9) [76], обчислювали критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{Jc}$ .

Кількісно вплив корозійного середовища на характеристики опору руйнуванню досліджуваного металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” оцінювали, порівнюючи значення критичних коефіцієнтів інтенсивності напружень у середовищі ( $K_{Jc}^c$ ) та на повітрі ( $K_{Jc}^n$ ), тобто:

$$k_c^{K_{Jc}} = \frac{K_{Jc}^c}{K_{Jc}^n}. \quad (3.7)$$

Результати експериментальних досліджень та розрахунків наведені в табл. 3.13 та табл. 3.14.

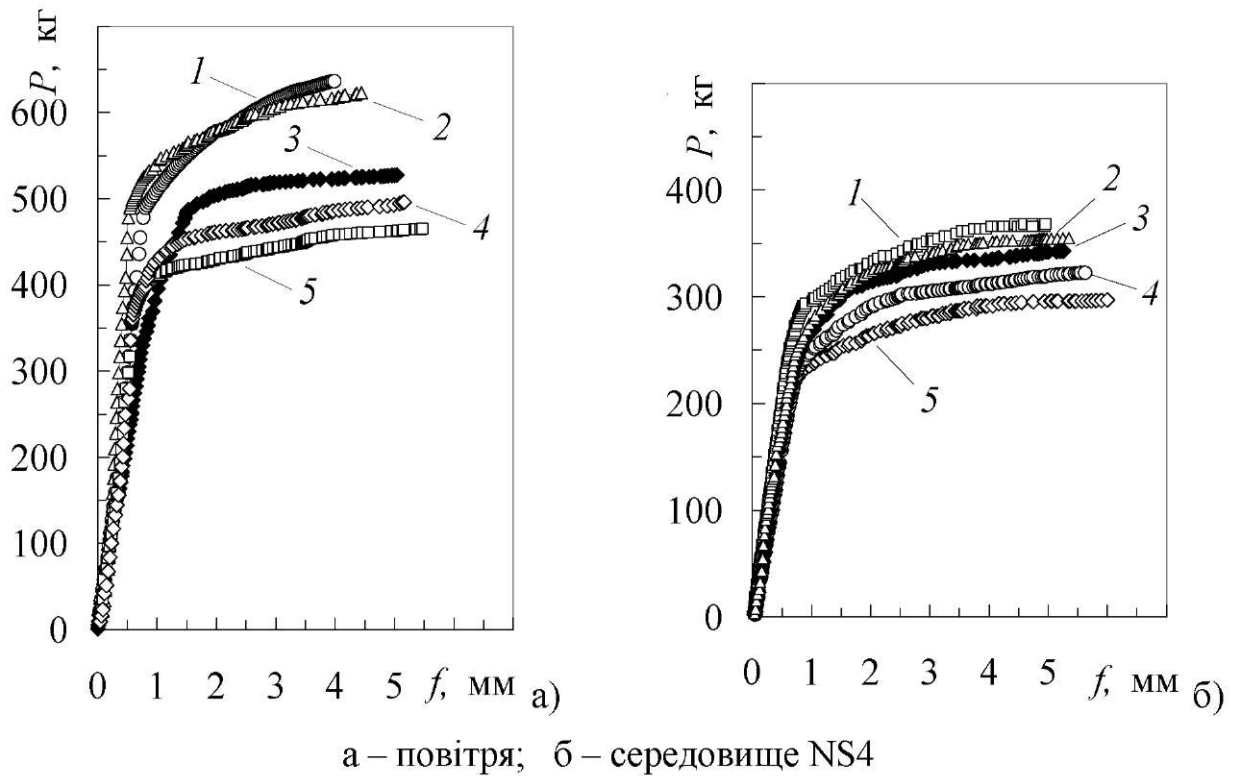


Рисунок 3.8 – Діаграми деформування  $P-f$  металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Таблиця 3.13 – Значення критичних коефіцієнтів інтенсивності напружень  $K_{Jc}$  металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Середовище	Фронт тріщини	повітря		NS4	
Зразок (рис. 3.7)		$K_{Jc}^n$	$K_{Jc}^{нов}$	$K_{Jc}^c$	$K_{Jc}^{сеп}$
		МПа $\sqrt{м}$	МПа $\sqrt{м}$	МПа $\sqrt{м}$	МПа $\sqrt{м}$
1	півеліптичний	233,8	232,8	206,1	201,8
2		237,2		204,7	
3		232,9		203,2	
4	прямолінійний	228,7		196,3	
5		231,4		198,7	

Таблиця 3.14 – Значення  $\Delta K_n^*$ ,  $\Delta K_c^*$  та  $k_c^K$  для різних систем “сталь 17Г1С – середовище”

Система “матеріал – середовище”	$K_{Jc}^{sep}$ , МПа $\sqrt{м}$	$k_c^{K_{Jc}}$	$\Delta = \frac{K_{Jc}^n - K_{Jc}^c}{K_{Jc}^n} \cdot 100\%$
Сталь 17Г1С (ПЗ) – повітря	232,8	1,0	13,3
Сталь 17Г1С (ПЗ) – NS4	201,8	0,87	

Проаналізувавши отримані результати, можна зробити такі висновки:

- фронт тріщини практично не впливає на величину критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{Jc}$ ;
- вплив корозійного середовища (NS4) у вершині тріщини на зону передруйнування зменшує опірність металу критичному розвитку тріщини, тобто його тріщиностійкість на 13,3%.

### Висновки до розділу 3

1. Визначено розміри зон термічного впливу ( $b = 3,65$  мм) для труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” та досліджено, що метал зони термічного впливу зварного з’єднання є більш чутливим до розвитку як втомної ( $k_{\text{втом}}^{\text{тр}} = 2,0$ ), так і корозійно-втомної ( $k_{\text{втом}}^{\text{кр}} = 2,1$ ) тріщин у порівнянні з основним (базовим) металом газопровідної труби.

2. Виявлено відсутній вплив корозійного середовища NS4 (модель ґрунтової води) на швидкість поширення втомної тріщини у тривало експлуатованих трубопровідних сталях. Зокрема, для сталі 17Г1С як у повздожньому ( $k_c = 4,6$ ), так і в поперечному напрямку ( $k_c = 8,3$ ), а також у повздожньому ( $k_c = 10,5$ ) для сталі 10Г2СД. Діаграми циклічної корозійної тріщиностійкості цих сталей характеризуються більшою крутизною порівняно із аналогічними діаграмами на повітрі. Крім того, константи  $n$  та  $C$  у степеневій

залежності Паріса для досліджуваних систем “метал – середовище” є суттєво більшими, а відповідні значення критичних ( $\Delta K_{jc}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень є меншими, тоді як величина порогових ( $\Delta K_{th}$ ) коефіцієнтів інтенсивності напружень є більшою, що вказує на домінуючу роль корозійних процесів на початковому етапі розвитку втомних тріщин для досліджуваних систем.

3. Виявлено в поперечному перерізі труби більш прискорений розвиток втомної ( $k_{\perp} = 1,3$ ) та корозійно-втомної тріщин ( $k_{\parallel} = 2,4$ ), ніж у осьовому (повздовжньому) напрямку, про що свідчать відповідні коефіцієнти, які відображають особливості поширення тріщини у металі труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”.

4. Встановлено, що фронт тріщини практично не впливає на величину критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_{jc}$ , тоді як вплив корозійного середовища (NS4) у вершині тріщини на зону передруйнування зменшує його тріщиностійкість на 13,3 %.

## ВПЛИВ ФОРМИ ПОВЕРХНЕВИХ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ НА УМОВИ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

### 4.1 Особливості методики аналітично-числової оцінки кінетики зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі розвитку в стінці газопровідної труби

У процесі довготривалої експлуатації, зазнаючи сумісного впливу корозійних середовищ та робочих навантажень, які асиметрично змінюються через періодичне збурення у результаті добових та сезонних коливань газоспоживання, сприяють утворенню на газопровідних трубах корозійно-втомних тріщин (рис. 4.1, а) і тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів (рис. 4.1, б). Розвиваючись у часі, такі тріщини та дефекти спричиняють аварійні ситуації [50, 46, 84, 95].



а)



б)

Рисунок 4.1 – Зовнішні експлуатаційні корозійно-втомні тріщини (а) та тріщиноподібні корозійно-механічні дефекти (б) у стінці газопровідної труби

В 2003-2008 р.р. на території України трапилося декілька аварій внаслідок утворення та розвитку повздовжніх корозійно-втомних тріщин довжиною 0,6

3,0 м та глибиною 6,0 – 12,0 мм при товщині металу стінки трубопроводу 15,7 мм [84]. Відомо [85], що швидкість розвитку тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів основного конструкційного матеріалу трубопроводу може сягати 5 мм/рік.

Обґрунтування працездатності тривало експлуатованих газопровідних систем здійснюється за допомогою різних підходів до оцінки корозійно-механічної дефектності металу труб [25, 50, 70, 85]. Однак існуючі методики не враховують кінетику поширення корозійно-втомних дефектів. В роботі [16] запропоновано методику аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби. Запропоновано підхід, який ґрунтується на положенні, що розвиток корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів відбувається внаслідок одночасного впливу незначних робочих асиметричних навантажень та корозійного середовища, дає змогу прогнозувати особливості їх розвитку в експлуатаційних умовах [12].

В основу методики [16] покладено змодельований півеліптичною тріщиною з розмірами півосей  $a$  та  $c$  (рис. 4.2) корозійно-втомний тріщиноподібний дефект, розміщений на зовнішній стінці трубопроводу із зовнішнім діаметром  $D$  та товщиною стінки  $t$ .

Методика базується на двох засадах. З одного боку, експериментально визначається закономірність розвитку корозійно-втомної тріщини в металі газопроводу для заданої системи „матеріал – середовище”. Для цього із фрагменту газопровідної труби вирізали арковий зразок (див. підрозділ 2.3) і за методикою, описаною в підрозділі 2.3, вивчали закономірності поширення тріщини в металі газопровідної труби у заданому корозійному середовищі. Для цього будували діаграму циклічної корозійної тріщиностійкості металу трубопроводу для заданої системи „матеріал – середовище”, яка аналітично описується за допомогою степеневі залежності Паріса [90, 133, 134]:

$$da/dN = dc/dN = C \cdot K_{Ic}^n, \quad (4.1)$$

де  $C$  та  $n$  – константи системи „матеріал – середовище”.

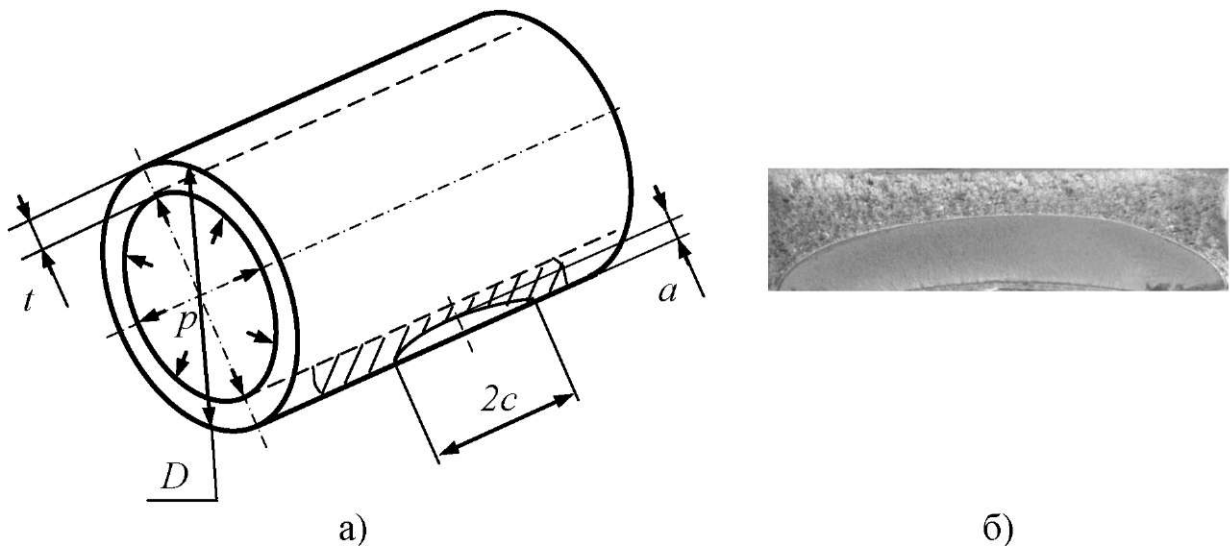


Рисунок 4.2 – Схема (а) зовнішнього тріщиноподібного дефекту та загальний вигляд півеліптичної тріщини (б) в стінці газопровідної труби (сталь 17Г1С)

З другого боку, величину коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  у довільній точці півеліптичної осьової тріщини, що розміщена в осьовому напрямі газопровідної труби (рис. 4.2), і перебуває під дією внутрішнього тиску  $p$ , обчислювали за залежністю, описаною в роботі [25]:

$$\Delta K_I = \Delta\sigma \cdot \sqrt{\pi c} \cdot \left\{ \frac{1}{\sqrt{\pi}} \cdot \frac{1.12 - 0.48\beta + 0.13 \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot \beta \llbracket \beta - 2 - \alpha \rrbracket}{1 - \alpha \llbracket -0.75\beta \rrbracket} + \right. \\ \left. + 1.13k_f \left[ \beta \left(\frac{2\theta}{\pi}\right)^2 \cdot \llbracket \alpha - 0.4 + 0.6\beta \rrbracket + \beta \llbracket -1.4\alpha \rrbracket + 0.62\lambda \llbracket -\beta \rrbracket \psi \llbracket \alpha \rrbracket \right] \right\}, \quad (4.2)$$

де  $\Delta\sigma$  – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження:  $\sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$ ;  
 $\Delta p$  – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження;  
 $d$  – внутрішній діаметр труби;  $t$  – товщина стінки труби;  $a$  – глибина тріщини;

$\beta = a/c$  ( $0 \leq \beta \leq 1$ ;  $0 \leq \alpha \leq 0,4$ );  $c$  – півдовжина тріщини;  $\theta$  – кут від малої осі напівеліптичної тріщини (рис. 4.3);  $\alpha = a/t$ ;  $k_f$  – коефіцієнт, що враховує відхилення поперечного перерізу труби від колового;

$$\lambda = \begin{cases} 1.0; & \alpha \geq 1/20 \\ 1.15 - 60\alpha^2; & 0 \leq \alpha \leq 1/20 \end{cases}; \quad \psi(\alpha) = \alpha^{1/2} \cdot \sqrt{(-\alpha)^3 - (-\alpha)^3}$$

Розраховуючи кінетику розвитку корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів, враховували, що визначальним є розвиток тріщини вглиб стінки труби, тобто в напрямку півосі  $a$ . При цьому припускали, що розвиток тріщини відбувається стрибкоподібно із приростом тріщини на величину  $\Delta a_i = 0,25$  мм. Схематично кінетику розвитку корозійно-втомного тріщиноподібного дефекту зображено на рис. 4.3.

Визначали очікувану швидкість поширення півеліптичної тріщини ( $B_0 A_0 B'_0$ ) в глибину стінки труби  $da/dN$  з точки  $A_0$  при прирості тріщини на величину  $\Delta a_i = 0,25$  мм. При цьому використовували залежність (4.2) та діаграму циклічної корозійної тріщиностійкості металу трубопроводу для заданої системи „матеріал – середовище” визначали число циклів навантаження  $\Delta N_i$ , необхідного для отримання заданого приросту тріщини:

$$\frac{da}{dN} = \frac{\Delta a_i}{\Delta N_i} \Rightarrow \Delta N_i = \frac{\Delta a_i}{da/dN}. \quad (4.3)$$

Одночасно обчислювали значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  у точках  $B_0$  та  $B'_0$  (рис. 4.3). При цьому за діаграмою циклічної корозійної тріщиностійкості металу трубопроводу для заданої системи „матеріал – середовище” для цих точок визначали швидкість поширення тріщини в осьовому (по довжині труби ( $dc/dN$ )) напрямку. За одержаним значенням швидкості у точках  $B_0$  та  $B'_0$  ( $dc/dN$ ) визначали приріст тріщини на величину  $\Delta c_i$  за наперед визначене число циклів навантаження  $\Delta N_i$ .



$$\frac{dc}{dN} = \frac{\Delta c_i}{\Delta N_i} \Rightarrow \Delta c_i = \Delta N_i \cdot \frac{dc}{dN}. \quad (4.4)$$

У такий спосіб визначали нові розміри півеліптичної тріщини ( $B_i, A_i, B_i'$ ) після її стрибкоподібного зростання (рис. 4.3):

$$\begin{aligned} a_i &= a_0 + \Delta a_i; \\ 2c_i &= 2c_0 + 2\Delta c_i. \end{aligned} \quad (4.5)$$

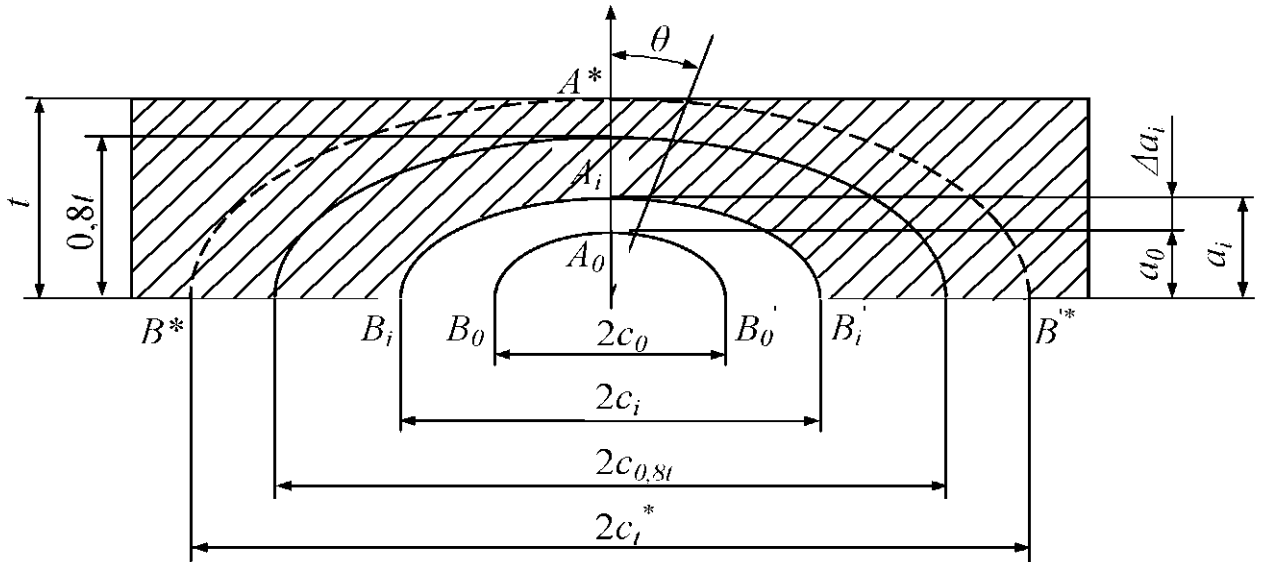


Рисунок 4.3 – Схема  $i$ -го приросту півеліптичної тріщини в стінці газопровідної труби

Кінетику розвитку корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів вглиб стінки труби визначали, повторюючи вище наведену розрахункову схему. Розрахункову оцінку кінетики розвитку тріщиноподібного дефекту закінчували після досягнення півеліптичним дефектом (рис. 4.2, рис. 4.3) глибини  $a_n = 0,8t$  згідно з нормативним документом [27].

Слід зауважити, що наведена розрахункова оцінка кінетики розвитку тріщиноподібного дефекту містить базові положення механіки руйнування, які ґрунтуються на експериментальному дослідженні закономірностей розвитку корозійно-втомних тріщин та теоретичних розрахунках величини коефіцієнта інтенсивності напружень по фронту осевого півеліптичного тріщиноподібного дефекту в стінці труби. Для цього з метою оцінювання впливу форми

поверхневих тріщиноподібних дефектів на умови руйнування тривало експлуатованих газопроводів необхідно здійснити експериментальну перевірку даного методу.

#### 4.2 Експериментальне дослідження кінетики розвитку втомної тріщини у стінці газопроводу

Експериментальну перевірку запропонованої методики числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби здійснили шляхом випробувань фрагмента труби, експлуатованого за максимального робочого тиску газу  $p \approx 5,4$  МПа протягом 41 років магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” ( $D = 1020$  мм,  $t = 14$  мм) [42]. Досліджувались призматичні зразки з наперед утвореними краєвою (рис. 4.4, б) та півеліптичною (рис. 4.4, в) тріщинами.

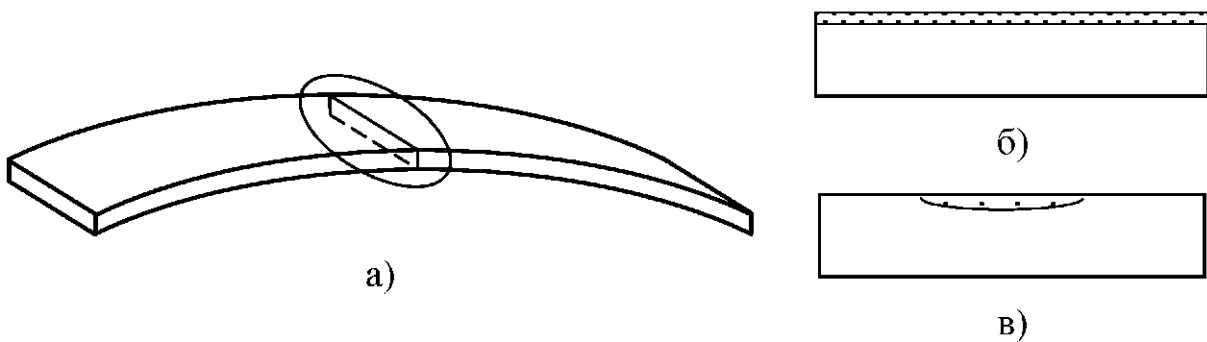


Рисунок 4.4 – Загальний вигляд зразка, вирізаного з фрагменту газопровідної труби

Заготовки для зразків (рис. 4.4, а) довжиною  $l = 300$  мм з поперечними розмірами  $(4 \times 50)$  мм вирізали із фрагменту (котушки) труби. Дослідження проводили в умовах консольного згинання зразків із частотою  $f = 6,5$  Гц при синусоїдальній формі циклу навантаження з коефіцієнтом асиметрії циклу  $R = 0,8$ , за кімнатної температури ( $T = 20^\circ C$ ). Середовищем для випробовувань було атмосферне повітря.

Результати випробувань зразків з краєвою тріщиною подані у вигляді діаграми циклічної тріщиностійкості (рис. 4.5) і аналітично описані за допомогою степеневі залежності Паріса (4.1) (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Значення констант у степеневій залежності (4.1) для сталі 17Г1С

Назва системи	$C,$ м/цикл · $(\text{МПа}\sqrt{\text{м}})^{-n}$	$n$	$\Delta K_{th},$ МПа $\sqrt{\text{м}}$	$\Delta K_{fc},$ МПа $\sqrt{\text{м}}$
Експлуатована сталь 17Г1С – повітря	$9,12 \cdot 10^{-13}$	3,62	8,59	41,87

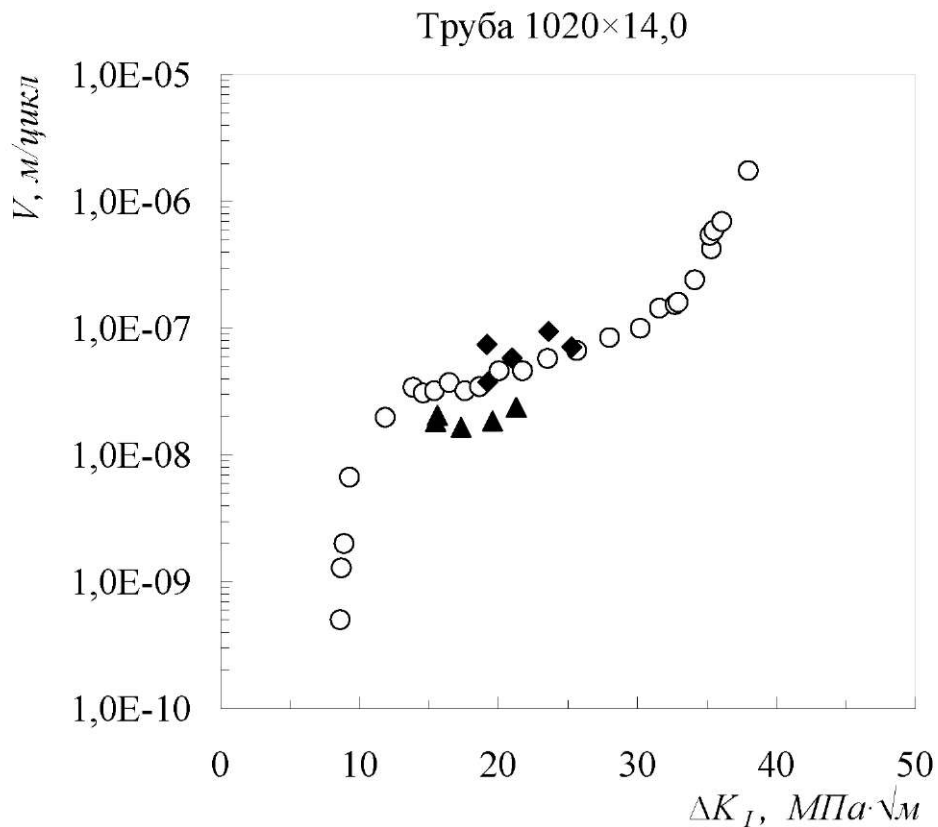


Рисунок 4.5 – Діаграма циклічної тріщиностійкості сталі 17Г1С на повітрі (колові точки) при  $R = 0,8$  та  $f = 6,5$  Гц

З метою одержання „відбитку” фронту півеліптичної тріщини експеримент проводили у декілька етапів. На першому етапі початкове значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу  $\Delta K_I$  у точках  $B_0$  та  $B'_0$  (рис. 4.6) було рівне  $\Delta K_I = 20 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$  і відповідало середньому значенню коефіцієнта інтенсивності напружень середньоамплітудної ділянки Паріса (рис. 4.5). Одержавши приріст тріщини  $B_1B_0 \approx B'_1B'_0 \approx 1 \text{ мм}$  (світла смуга півеліпса на рис. 4.6), значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу  $\Delta K_I$  зменшували на 30 %, наближуючись до початку ділянки Паріса. Закінчувався перший етап приростом тріщини на довжину  $B_2B_1 \approx B'_2B'_1 \approx 1,5 \text{ мм}$  (темна смуга півеліпса на рис. 4.6). Після завершення першого етапу розпочинали другий і так далі. У результаті одержали відбитки фронту поширення півеліптичної тріщини у стінці газопровідної труби (рис. 4.6).

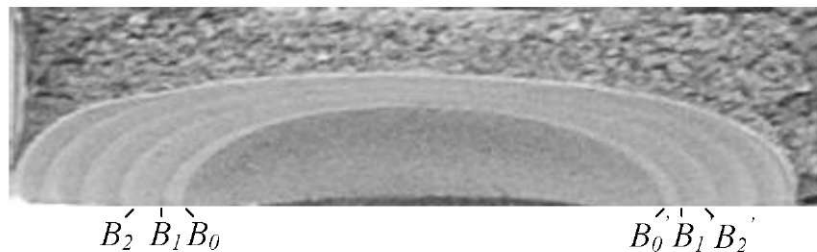


Рисунок 4.6 – Розвиток півеліптичної тріщини в стінці газопровідної труби (сталь 17Г1С) [42]

На рис. 4.5 ромбічними точками відображено результати початкових стадій досліджуваних етапів, а трикутними – їх завершальні стадії. Аналіз одержаних результатів засвідчує той факт, що результати початкової стадії досліджуваних етапів знаходяться в межах розкиду середньоамплітудної ділянки Паріса, тобто практично збігаються. Водночас експериментально одержані точки, що відповідають завершальним стадіям досліджуваних етапів, розміщені дещо нижче від середньоамплітудної ділянки Паріса (трикутні точки на рис. 4.5). Цей факт можна пояснити специфікою експерименту, збільшеною

у вершині тріщини пластичною зоною, подолання якої за умови зменшення на 30 % значення коефіцієнта інтенсивності напружень циклу  $\Delta K_I$  у вершині тріщини призводить до певного сповільнення процесу поширення тріщини.

Результати розрахунку кінетики розвитку тріщини згідно з методикою [16] та експериментально встановленою траєкторією її розвитку подано на рис. 4.7. Число циклів навантаження до досягнення початку процесу руйнування розраховане за критерієм 4.3 при умові, що  $a_i = a_o = a_{th}$  становить  $N^* = 1,75 \cdot 10^6$  циклів.

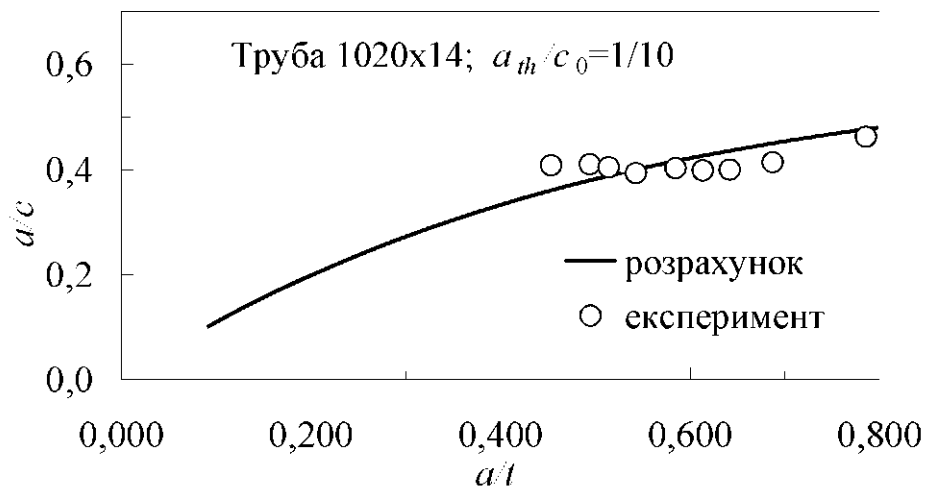


Рисунок 4.7 – Зміна форми тріщини ( $a/c$ ) при її розвитку вглиб ( $a/t$ ) стінки експлуатованої газопровідної труби (сталь 17Г1С) під час проведення випробувань на повітрі

Аналіз отриманих результатів [42] засвідчує можливість застосування даної методики до інтерпретації виявлених в процесі технічного діагностування тріщиноподібних дефектів.

### 4.3 Оцінювання порогових та граничних розмірів осьових корозійно-втомних тріщин, що розвиваються із боку зовнішньої стінки труби газопроводу

Для оцінювання впливу розмірів дефектів [43], виявлених у процесі технічного діагностування тривало експлуатованої труби ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм) ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”, скористаємося методикою аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби.

Враховуючи нестационарний характер руху газу (а в газопроводі виникають низько- та високочастотні асиметричні коливання тисків періодичного характеру [51, 55]) було прийнято значення коефіцієнта асиметрії  $R_a = 0,8$ .

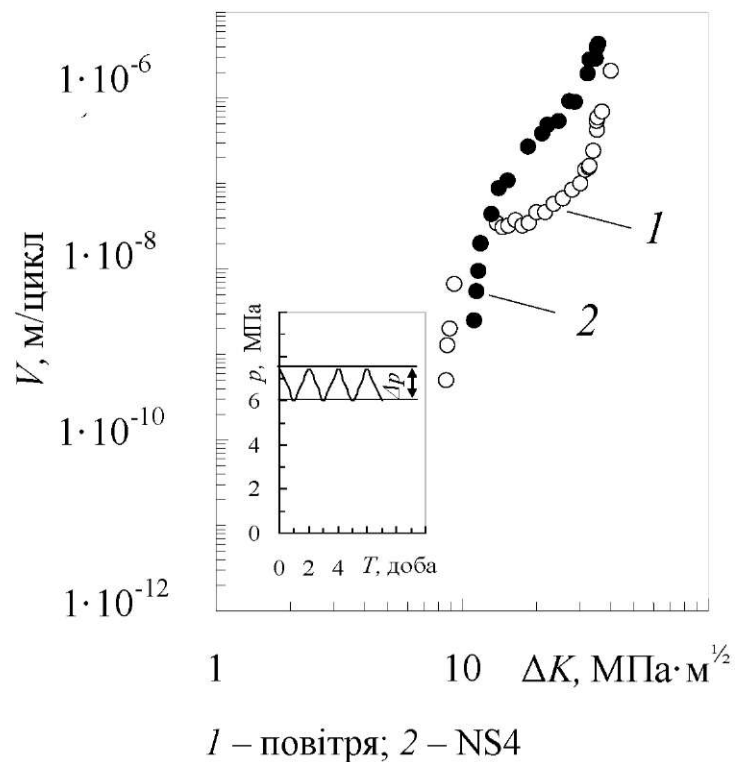


Рисунок 4.8 – Діаграми циклічної тріщиностійкості металу газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” ( $\Delta K = K_{max} - K_{min}$ )

У таблиці 4.2 наведено значення констант степеневі залежності Паріса (4.1).

Таблиця 4.2 – Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

Система “метал труби – середовище”	$C,$ $\frac{M}{цикл} \cdot (MPa\sqrt{M})^{-n}$	$n$	$\Delta K_{th},$ $(MPa\sqrt{M})^{-n}$	$\Delta K_{fc},$ $(MPa\sqrt{M})^{-n}$	$R = \frac{\Delta K_{l\ min}}{\Delta K_{l\ max}}$
17Г1С – повітря	$9,12 \cdot 10^{-13}$	3,62	8,59	41,87	0,8
17Г1С – NS4	$4,96 \cdot 10^{-14}$	5,14	10,93	37,12	0,8

Вивчали два типи найбільш характерних форм тріщиноподібних дефектів [25, 40, 126], що виявляються в процесі технічного діагностування трубопроводів: технологічні риси, подовгасті експлуатаційні боріздки (канавки) розглядали в інтервалі  $1/100 \leq (a/c) \leq 1/10$ , а корозійні виразки – в інтервалі  $1/10 < (a/c) \leq 1/3$ .

Використовуючи дані експериментальних досліджень (див рис. 4.8 та табл. 4.2) та методику аналітично-числового оцінювання кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу, на першому етапі встановимо умови поширення корозійно-втомної тріщини заданої форми в стінці для досліджуваних систем “метал труби – середовище”.

Розрахунок кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці труби проводили від порогової глибини тріщини  $a_{th}$ , для якої максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень рівне  $\Delta K_{th}$ , до визначеної нормативними документами [27] максимально допустимої глибини  $a \leq 0,8t$ , тобто

розрахунковий діапазон зміни глибини тріщини складав:  $a_{th} \leq a_i \leq 0,8t$ . Подальший розвиток тріщини (до  $a_i = t$ ) апроксимували. Розрахунок проводили, припускаючи, що тріщина розвивається стрибкоподібно (рис. 4.3) з деяким постійним кроком  $\Delta a_i = 0,25$  мм. При цьому, враховуючи задану початкову форму тріщиноподібного дефекту  $\left( \frac{a}{c} \right)_0$ , визначали його ширину  $\left( c_i \right)$ , а також граничні розміри півеліптичної тріщини  $\left( c_i^* \right)$  за умови  $a_i = t$ , апроксимуючи максимальні розрахункові розміри  $2c_{0,8t}$ . Крім того, аналогічно визначали число циклів навантаження, яке відповідало корозійно-втомному розвитку тріщини  $\left( \Delta N^* = N_i - N_{th} \right)$  від порогового числа циклів навантаження  $\left( N_{th} \right)$  до кількості циклів, необхідних для наскрізного розвитку тріщини  $\left( N_i \right)$  в заданому робочому середовищі.

Розглянемо процедуру оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу.

За одержаним значенням визначали кількість циклів  $N_i^*$ , необхідну для розвитку півеліптичних тріщин  $\left( 1/100 \leq \left( \frac{a}{c} \right) \leq 1/3 \right)$  вглиб стінки труби (від їх початкової глибини  $a_0 = a_{th}$  до  $t$ ) та встановлювали функціональні залежності  $a/t_i = f(N)_{a/c_i}$ . Розрахунки здійснювали покроково ( $\Delta a_i = 0,25$  мм), використовуючи для цього експериментально одержані (рис. 4.8) степеневі залежності Паріса (4.1) та формули (4.2) для обчислення коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_{Ia}$ . Для порівняльної оцінки швидкості розвитку тріщиноподібного дефекту заданої форми  $\left( \frac{a}{c} \right)$  для досліджуваних систем “метал труби – середовище” визначали параметр:

$$q_i = N_i^{max} / N_i^{min}, \quad (4.6)$$

де  $N_i^{max}$  та  $\Delta N_i^{min}$  – відповідно кількість циклів, необхідних для наскрізного розвитку півеліптичних тріщин (див. табл. 4.3) в досліджуваному діапазоні  $1/100 \leq \left( \frac{a}{c} \right) \leq 1/3$ .



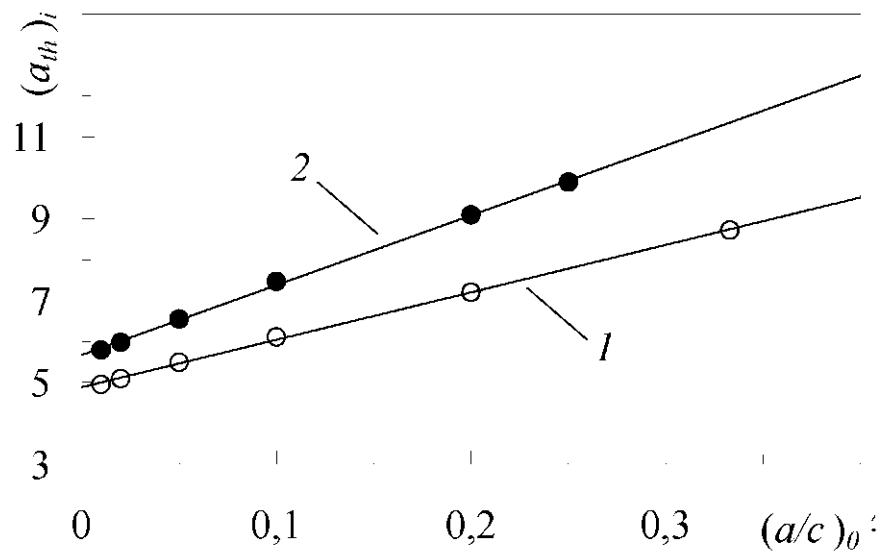
Крім того, визначали закономірності зміни форми ( $a/c$ ) досліджуваних півеліптичних тріщин  $(1/100 \leq a/c \leq 1/3)$  під час їх розвитку вглиб стінки труби та будували графічні залежності  $a/c_i = f(a/t)$ , за якою визначали граничну глибину (параметри) півеліптичної тріщини  $(a/c)$  за умови  $a = t$ .

Результати оцінювання умов та специфіки руйнування тривало експлуатованого газопроводу з використанням запропонованого підходу подані в таблиці 4.3, а також на рис. 4.9 – рис. 4.10.

Таблиця 4.3 – Граничні розміри  $(a/c)$  та характерні глибини  $(a/t)$  осьових корозійно-втомних тріщин, що розвиваються від зовнішньої стінки труби

Середовище	$(a/c)$		$a_{th}$ , мм	$(a/c)$	$(a/t)$	$\Delta N_c = N_c - N_{th}$ , цикли	$q$
	рис. 4.9 – 4.11						
Повітря	6	1/3	8,72	0,475	-	$8,05 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	7,20	0,364	-	$7,67 \cdot 10^5$	1,05
	4	1/10	6,11	0,225	-	$5,82 \cdot 10^5$	1,38
	3	1/20	5,49	0,127	0,204	$3,95 \cdot 10^5$	2,04
	2	1/50	5,09	0,055	0,168	$2,67 \cdot 10^5$	3,02
	1	1/100	4,95	0,028	0,158	$2,32 \cdot 10^5$	3,47
NS4	6	1/4	9,89	0,346	-	$2,43 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	9,09	0,303	-	$2,32 \cdot 10^5$	1,05
	4	1/10	7,47	0,188	-	$1,54 \cdot 10^5$	1,58
	3	1/20	6,55	0,107	0,208	$0,91 \cdot 10^5$	2,67
	2	1/50	5,98	0,047	0,169	$0,60 \cdot 10^5$	4,05
	1	1/100	5,79	0,024	0,159	$0,52 \cdot 10^5$	4,67

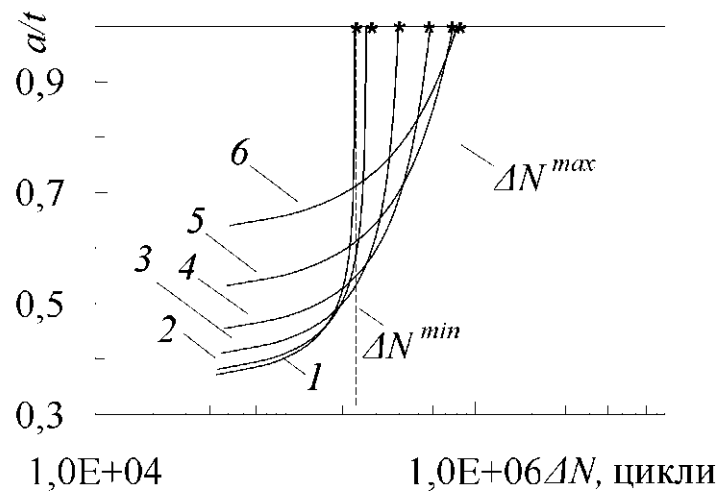
Встановлено взаємозв'язок порогових глибин та початкових форм тріщин (рис. 4.9).



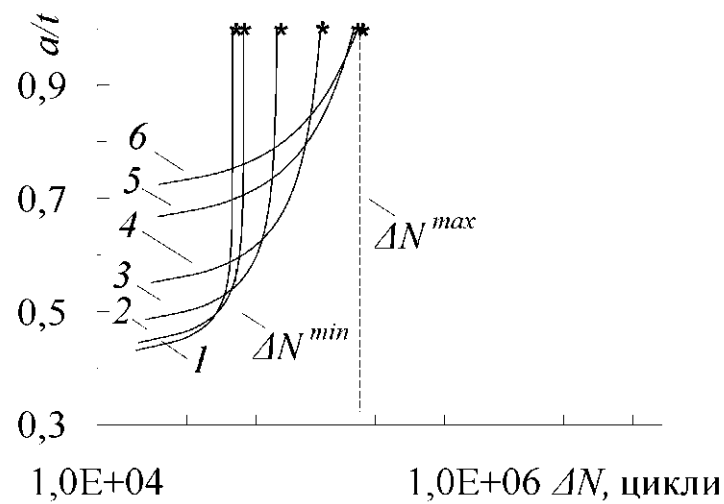
1 – на повітрі (а); 2 – у середовищі NS4

Рисунок 4.9 – Взаємозв’язок порогових глибин  $(a_{th})_i$  та початкових форм  $(a/c)_0$  тріщин, розміщених на зовнішній стінці труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Виходячи з експериментальних досліджень швидкості розвитку тріщин ( $V_i = \Delta a_i / \Delta N_i = C (K_i)^m$ ) для досліджуваних систем „метал труби – середовище” та проведених на цій основі розрахункових оцінок розвитку в стінці труби осьових півеліптичних тріщиноподібних дефектів, встановили функціональну залежність їх розвитку вглиб стінки труби від кількості циклів навантаження  $N$  (рис. 4.10) та визначили параметри  $q_i$  (див. табл. 4.3).



а)

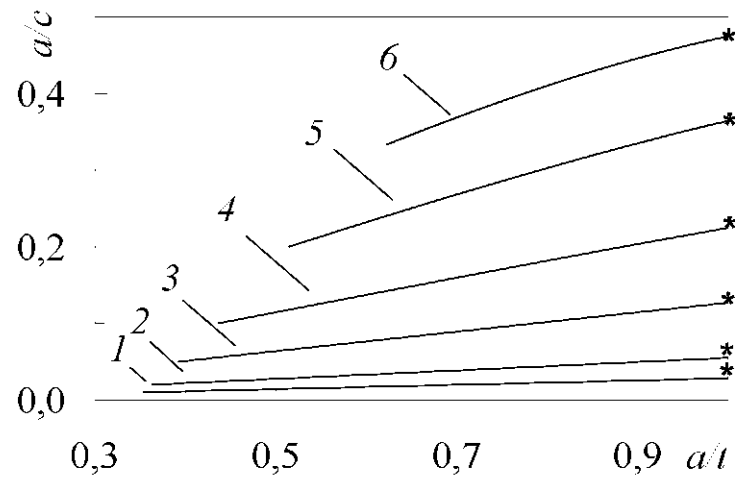


б)

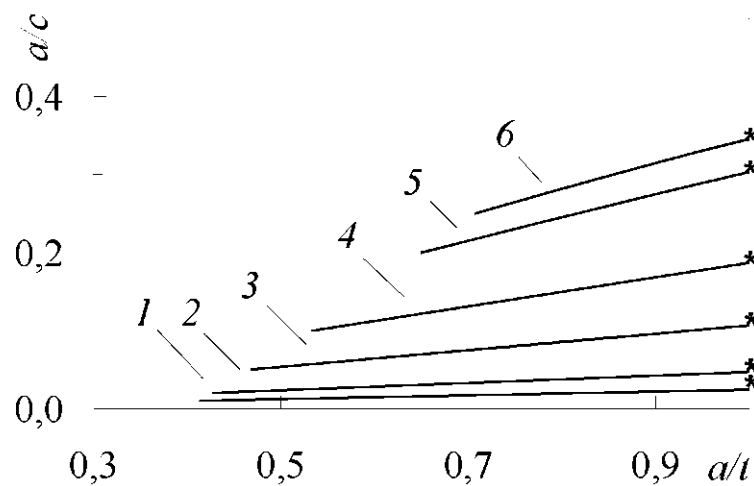
1 –  $\langle a/c \rangle = 1/100$ ; 2 –  $\langle a/c \rangle = 1/50$ ; 3 –  $\langle a/c \rangle = 1/20$ ; 4 –  $\langle a/c \rangle = 1/10$ ;  
 5 –  $\langle a/c \rangle = 1/5$ ; 6 –  $\langle a/c \rangle = 1/3$  (а) або 6 –  $\langle a/c \rangle = 1/4$  (б)

Рисунок 4.10 – Розвиток тріщини вглиб стінки труби  $a/t$  від кількості циклів навантаження  $N$  для магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” на повітрі (а) та у середовищі NS4 (б)

Водночас встановили залежність зміни співвідношення півосей  $a$  та  $c$  початкової форми півеліптичної тріщини  $\langle a/c \rangle$ , при її розвитку вглиб стінки труби  $\langle a/t \rangle$  (рис. 4.11).



а)



б)

1 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/100$ ; 2 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/50$ ; 3 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/20$ ; 4 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/10$ ;  
 5 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/5$ ; 6 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/3$  (а) або 6 –  $\langle \sigma_{th}/c \rangle = 1/4$  (б)

Рисунок 4.11 – Зміна форми тріщини  $a/c$  при її розвитку вглиб стінки труби  $a/t$  від кількості циклів навантаження  $N$  для (а, б) магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” на повітрі (а) у середовищі NS4 (б)

#### 4.4 Взаємозв'язок між граничними і пороговими формами осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів

За даними, одержаними у підрозділі 4.3 для досліджуваних початкових форм тріщин  $a/c_{0i}$ , встановлювали графічні залежності  $\langle a/c \rangle = f \langle q_i^* \rangle$  [43].

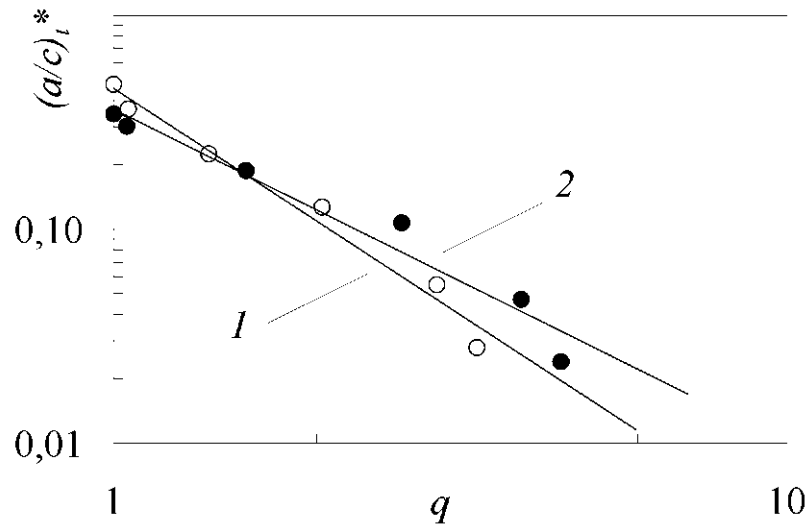
Крім того, використовуючи одержані дані (табл. 4.3), встановлювали взаємозв'язок між граничною  $\langle a/c \rangle$  та початковою  $\langle a/c \rangle$  півеліптичними формами тріщини, що дає змогу встановити особливості розвитку корозійно-втомних тріщин у стінках тривало експлуатованих газопроводів за умови коректно змодельованого експерименту (частота ( $\nu$ ) та умови ( $R$ ) навантаження у заданому експлуатаційному середовищі NS4 [119]).

Одержані залежності дають можливість встановити функціональну залежність граничних – найбільш глибоких форм півеліптичних тріщин  $a/c_{i}^*$ . Так найбільш глибока точка  $A^*$  півеліптичної тріщини заданої початкової форми  $\langle a/c \rangle$  виходить на поверхню труби  $a=t$  (рис. 4.3) із параметром  $q_i$ , який в логарифмічній системі координат (рис. 4.12) практично лінійно зв'язаний з кінцевою формою півеліптичної тріщини. При причому лінія регресії описується рівнянням:

$$\langle a/c \rangle = A/q^k = A \cdot q^{-k} = A \cdot \langle N_i^{max} / N_i^{min} \rangle^k, \quad (4.7)$$

де  $A$  і  $k$  коефіцієнти, які залежать від системи “метал труби – середовище”.

Значення коефіцієнтів, визначених за методом найменших квадратів, зведені в таблицю 4.4. Дані результати свідчать про існування взаємозв'язку між граничною формою півеліптичної тріщини і параметром  $q$ , тобто швидкість розвитку півеліптичної тріщини залежить від системи “метал труби – середовище”, що характеризується певним значенням параметра  $q$  та її форми  $\langle a/c \rangle$ .

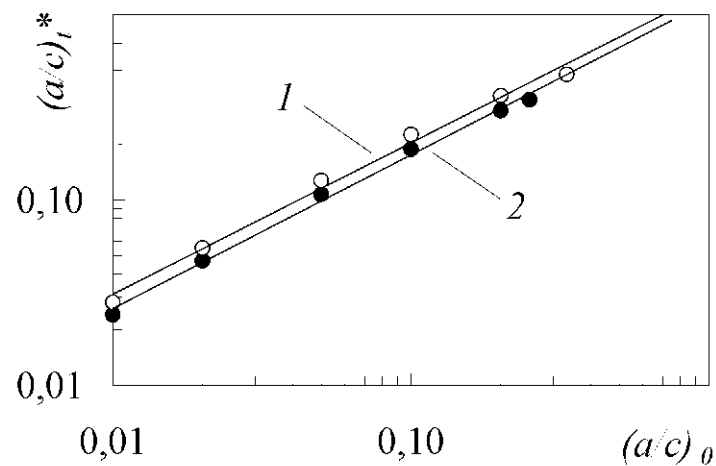


1 – повітря; 2 – середовище NS4

Рисунок 4.12 – Залежність критичних форм тріщин  $(a/c)_I^*$  від параметра  $q$  для магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Водночас гранична форма півеліптичної тріщини в логарифмічній системі координат ((рис. 4.13, табл. 4.4) майже лінійно пов’язана з її початковою формою

$$(a/c)_I^* = B \cdot (a/c)_0^m \quad (4.8)$$



1 – повітря; 2 – середовище NS4

Рисунок 4.13 – Взаємозв’язок між початковими  $(a/c)_0$  та граничними

$(a/c)_I^*$  формами тріщин для магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Таблиця 4.4 – Значення констант та коефіцієнта кореляції ( $R^2$ ) у залежностях (4.7) та (4.8) для досліджуваних систем

Система “метал труби – середовище”	$A$	$k$	$R^2$	$B$	$m$	$R^2$
	(4.7)			(4.8)		
17Г1С – повітря	0,46	-2,05	0,98	1,33	0,82	0,99
17Г1С – NS4	0,36	-1,56	0,96	1,18	0,83	0,99

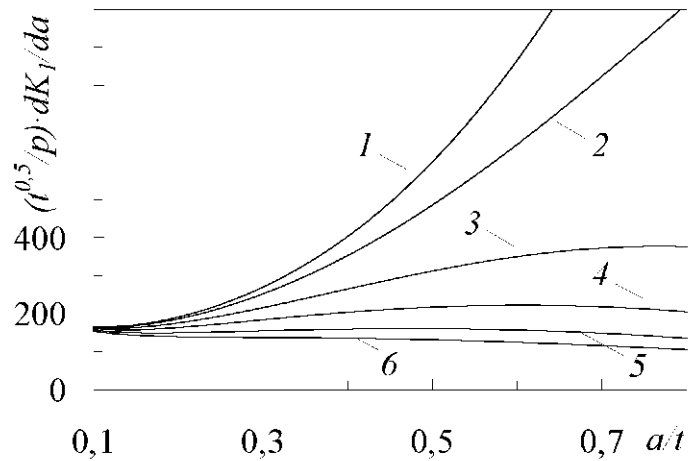
Таким чином [19, 43], результати аналізу взаємозв'язку початкових та граничних форм півеліптичних тріщин для досліджуваного магістрального газопроводу, дають підставу стверджувати, що між цими формами існує певна критеріальна залежність, яка дає можливість інтерпретувати результати їх технічної діагностики, а також оцінити небезпечність виявлених дефектів та ризик руйнування труби.

#### 4.5 Оцінювання небезпеки зовнішніх осьових півеліптичних тріщин різних форм у стінці труби магістрального газопроводу “Київ - Західна Україна І нитка”

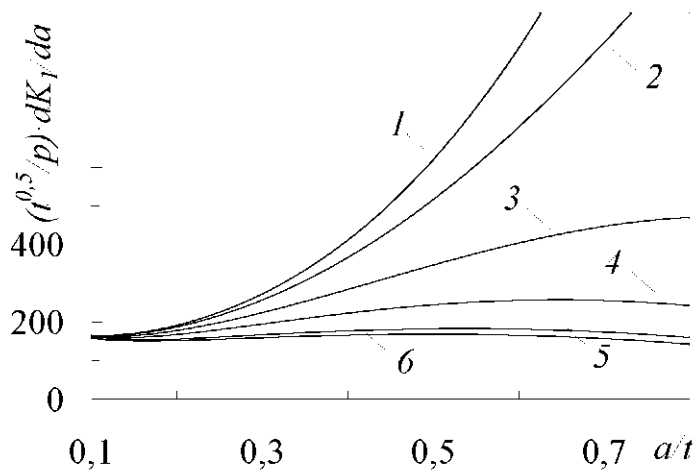
Оцінимо міцність та ризик руйнування експлуатованих газопровідних труб за показником “опірність елемента конструкції (труби) поширенню тріщини”. Крім того, визначимо глибину корозійно-втомної тріщини, тобто характерний для системи “метал труби – середовище” параметр  $a/t^*$ , починаючи з якого значно пришвидчується зміна  $\langle K_I/da \rangle$  коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  [23].

Аналізуючи отримані результати (див. рис. 4.14, табл. 4.3) [19, 43], бачимо, що розвиток подовгастих півеліптичних тріщин  $\langle 100 \leq \langle c \rangle \leq 1/20 \rangle$  відбувається за умови різкого зростання параметра  $\langle K_I/da \rangle$ , тоді як для “коротких” півеліптичних тріщин  $\langle 10 \leq \langle c \rangle \leq 1/3 \rangle$  параметр  $\langle K_I/da \rangle$

змінюється на малу величину. Як наслідок, за умови  $a/t^* < a_{th}/t$ , різко зростає швидкість поширення тріщин. Також із зменшенням відношення  $(c/c_0)$  значення параметра  $(a/t)^*$  знижується, що свідчить про падіння міцності металу [23].



а)



б)

1 –  $(c/c_0) = 1/100$ ; 2 –  $(c/c_0) = 1/50$ ; 3 –  $(c/c_0) = 1/20$ ; 4 –  $(c/c_0) = 1/10$ ;  
 5 –  $(c/c_0) = 1/5$ ; 6 –  $(c/c_0) = 1/3$  (а) або 6 –  $(c/c_0) = 1/4$  (б)

Рисунок 4.14 – Порівняльне оцінювання небезпеки розвитку зовнішніх осьових півеліптичних тріщин різних форм  $(c/c_0)$  у стінці труби магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” на повітрі (а) та в корозійному середовищі NS4 (б)



По-друге, тривалість експлуатації трубопроводів (деградація металу труб) та корозійне середовище (NS4) суттєво впливають на швидкість поширення тріщин.

Для металу газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” швидкість поширення корозійно-втомних тріщин у середовищі (NS4) 1,35 рази більша, ніж на повітрі.

Таким чином [43], продовгуваті півеліптичні корозійно-втомні тріщини  $\left[ \frac{a}{100} \leq \left( \frac{a}{c} \right) \leq \frac{1}{20} \right]$  більш небезпечні ніж “короткі” тріщини з формою у вигляді корозійної виразки  $\left[ \frac{a}{10} \leq \left( \frac{a}{c} \right) \leq \frac{1}{3} \right]$ .

#### 4.6 Оцінювання умов руйнування газопроводів тривалої експлуатації

Застосовуючи методику [16] аналітично-числового оцінювання кінетики та зміни форми корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у процесі їх поширення в стінці труби, яка дає змогу прогнозувати особливості її руйнування в експлуатаційних умовах, розрахували траєкторії розвитку втомної тріщини у стінках труби  $D = 1020$  мм,  $t = 14$  мм автомобільного переходу ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” залежно від початкових розмірів  $\left( \frac{a}{c} \right)_0$  наявних технологічних (риски) або експлуатаційних (пітинги, виразки) дефектів і обчислили руйнівні розміри напівеліптичної тріщини  $\left( \frac{a}{c} \right)_*$  [14, 103].

Руйнівними ( $2c_*$ ) вважали розміри дефектів, в перерізах яких настає стан пластичного колапсу, який настає у випадку, коли робочий тиск у досліджуваних трубопроводах досягає руйнівних значень, тобто виконується умова  $p_{\max} = p_f = 5,4$  МПа.

Значення довжини тріщини  $2c_*$ , за якого розпочинається процес спонтанного поширення тріщини вздовж осі труби, вважали критичним.

Цілісність трубопроводу з наскрізною тріщиною (рис. 3, а) оцінювали шляхом порівняння її розміру  $2c_i^*$  із обчисленим за формулою 4.9 розміром наскрізної критичної тріщини  $2c_c$ , визначеної за критерієм тріщиностійкості [15, 23]:

$$c_c = \frac{1}{\pi} \cdot \left( \frac{K_{Jc}}{F_l \cdot \sigma_p} \right)^2, \quad (4.9)$$

де  $\sigma_p$  – максимальні розтягуючі напруження,

$$\sigma_p = \frac{p_{max} R}{t}, \quad \lambda = \frac{c_{K1}}{\sqrt{R \cdot t}}, \quad c_{K1} - \text{півдовжина наскрізної тріщини},$$

$$F_l = 1 + 0,072449 \cdot \lambda + 0,64856 \cdot \lambda^2 - 0,2327 \cdot \lambda^3 + 0,038154 \cdot \lambda^4 - 0,0023478 \cdot \lambda^5.$$

За характеристику критичної тріщиностійкості обрали критичний коефіцієнт інтенсивності напружень  $K_{Jc}$ , що визначався за рівнянням [76]

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_{ic} \cdot E}{1 - \mu^2}}, \quad (4.10)$$

де  $J_{ic}$  – критична тріщиностійкість;  $E$  – модуль Юнга ( $E = 10^{11}$  Па);  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей  $\mu = 0,3$ ).

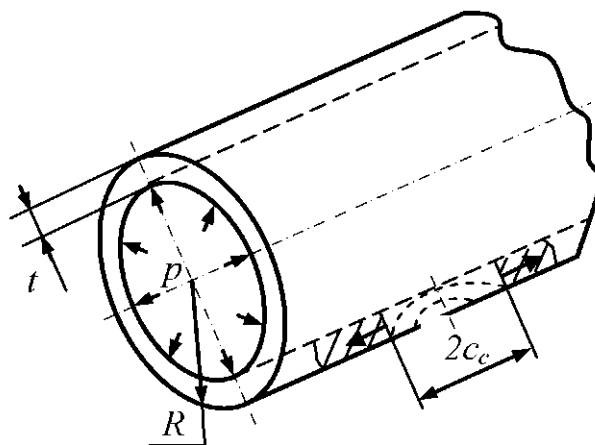


Рисунок 4.15 – Неконтрольований розвиток тріщини вздовж твірної труби (напрямок поширення вказаний стрілкою)

Критичну тріщиностійкість  $J_{ic}$  визначали дослідним шляхом за

методикою для характеристики тріщиностійкості матеріалів при консольному згинанні зразків з прямокутним перерізом (див. підрозділ 2.5), використовуючи експериментально одержану діаграму руйнування зразків “зусилля – прогин” (див. підрозділ 3.6).

Таблиця 4.5 – Наскрізнi  $2c_i^*$  та критичні  $2c_c$  розміри корозійно-втомних тріщини для труби газопроводу [14, 103]

Система “сталь – середовище”	$a_{th}/c_0$	$(\sigma/c)^*$	$2c_i^*$ , мм	$2c_i^*$ , мм	$K_{Ic}$ , МПа $\sqrt{м}$	$2c_c$ , мм
17Г1С – повітря	1/5	0,52	52,4	53,3	232,8	248,6
17Г1С – повітря	1/40	0,10	208,0	214,9	232,8	248,6
17Г1С – повітря	1/47	0,08	240,9	248,6	232,8	248,6
17Г1С – NS4	1/5	0,48	55,7	56,7	201,8	220,0
17Г1С – NS4	1/38	0,10	214,0	220,0	201,8	220,0
17Г1С – NS4	1/40	0,09	234,8	242,2	201,8	220,0

Аналіз зведених до табл. 4.5 результатів [14, 103] дає підстави зробити висновок, що в повітряному середовищі не існує умов для катастрофічного руйнування тривало експлуатованої дефектної газопровідної труби ( $c_{th}/a_0 \leq 1/47$ ). У цих випадках можливе лише утворення свища, оскільки виконується умова  $2c_i^* < 2c_c$ .

У середовищі, що моделює ґрунтову воду (NS4) для дефектних труб досліджуваного газопроводу виконується умова  $2c_c < 2c_i^*$ , а отже, існує потенційна небезпека їх катастрофічного руйнування. Так, за умови  $a_{th}/c_0 \geq 1/38$  потенційно можливе руйнування труби автомобільного переходу ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”.

## Висновки до розділу 4

Таким чином, запропонована методика оцінки виявлених під час технічного діагностування магістральних газопроводів осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів та впливу експлуатаційних середовищ, що ґрунтується на підходах механіки руйнування та застосовує також методику аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм) ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” досліджуваного магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка. З її використанням:

- встановлено умови, за яких можливе утворення корозійно-втомних тріщин, а також взаємозв’язок між пороговою глибиною та початковою формою тріщин, розміщених на зовнішній стінці труби магістральних газопроводів;
- оцінено кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) газопроводу;
- корозійне середовище (NS4) суттєво впливає на швидкість поширення корозійно-втомних тріщин. Так, для металу газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”, що експлуатується в ґрунтовій воді вона в 1,35 рази більша, ніж на повітрі;
- виокремлено потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти, зокрема подовгасті півеліптичні корозійно-втомні тріщини  $\left[ \sqrt{100 \leq \left( \frac{a}{c} \right)^2 \leq 1/20} \right]$  більш небезпечні, ніж короткі тріщини з формою у вигляді корозійної виразки  $\left[ \sqrt{10 \leq \left( \frac{a}{c} \right)^2 \leq 1/3} \right]$ ;
- встановлено залежність граничних форм тріщин від параметра  $q$ , який показує що подовгасті  $\left[ \left( \frac{a}{c} \right)^2 = 1/100 \right]$  півеліптичні корозійно-втомні тріщини на повітрі у 3,5 рази, а в середовищі NS4 у 4,7 разів швидше поширюються вглиб стінки труби порівняно із короткими  $\left[ \left( \frac{a}{c} \right)^2 = 1/3 \right]$ ;
- встановлено залежність граничних розмірів та форми тріщин від порогових (початкових), яка дає можливість оцінити небезпечність діагностованих

дефектів та інтерпретувати результати обстеження тривало експлуатованих газопроводів.

2. Обчислено руйнівні (катастрофічні) розміри півеліптичних тріщин з урахуванням початкової форми півеліптичних експлуатаційних дефектів та використанням методики аналітично-числової оцінки кінетики і зміни форми корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби. Встановлено, що для системи для системи “17Г1С – повітря”  $2c^* = 240,9$  мм, для системи “17Г1С – NS4”  $2c^* = 214,0$  мм.

3. Розраховано за критерієм тріщиностійкості критичні розміри наскрізної тріщини для труби ( $D = 1020$  мм,  $t = 14$  мм) автомобільного переходу на ділянці між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” досліджуваного магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка. Зокрема, “17Г1С – повітря”  $2c_c = 246,8$  мм, для системи “17Г1С – NS4”  $2c_c = 220,0$  мм.

4. Одержані результати можуть слугувати базою для інтерпретації одержаних методами неруйнівного контролю даних про дефектність газопроводів, а також лягли в основу експертних висновків про потенційний ризик його руйнування та подальшої експлуатації.

## РОЗДІЛ 5

### УСУНЕННЯ ВПЛИВУ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДЕФЕКТІВ НА ПРАЦЕЗДАТНІСТЬ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

#### 5.1 Аналіз причин, що впливають на працездатність тривало експлуатованих лінійних ділянок газопроводів

Для оцінки ресурсу та прийняття рішення про необхідність проведення ремонтних робіт тривало експлуатованих магістральних газопроводів необхідно виявити, оцінити та враховувати негативні причини, які сприяють зменшенню їх працездатності [46, 94, 104]. Це, в першу чергу:

- дефекти втрати металу, спричинені поверхневою локальною та загальною корозією, які призводять до зменшення товщини стінки труби;
- зародження та розвиток в металі труби під впливом експлуатаційних навантажень мікропластичних деформацій, які є основою для зародження, а в подальшому і для розвитку тріщиноподібних дефектів;
- зміна з часом механічних характеристик металу та зварних з'єднань труб тобто їх деградація, спричинена впливом зовнішнього середовища та експлуатаційних навантажень;
- корозійно-механічне розтріскування під напруженням (стрес-корозія) металу труб.

Досвід експлуатації і аналізу аварійних ситуацій на магістральних і місцевих газопроводах передбачає виконання комплексу організаційно-технічних заходів з діагностування та експертній оцінці технічного стану обстежуваних ділянок. Першочерговим завданням є визначення потенційно небезпечних ділянок, які вимагають особливої уваги. Воно вирішується засобами технічної діагностики, в основу якої покладено неруйнівний контроль [37, 38, 68], застосування якого дає інформацію про наявність дефектів та їх параметри. Внутрішньотрубна дефектоскопія дає можливість виявити як

експлуатаційні, так і заводські дефекти, встановити їх форму та розміри, а також місцезнаходження на трасі газопроводу, однак не надає інформації про стан ізоляційного покриття і електрохімічного захисту [45].

На цьому етапі важливим є також обстеження трубопроводів контактними електрометричними та електромагнітними методами, які забезпечують перевірку цілісності, крихкості та відшарування ізоляційних покриттів із зовнішніми поверхнями труб та їх зварних з'єднань, тобто визначення їх довговічності [45]. Оскільки, при достатньо хороших протикорозійних властивостях ізоляційних покриттів у процесі тривалої експлуатації на практиці в них виявляють дефекти, пов'язані з технологічними особливостями (виготовленням, транспортуванням, укладанням та засипанням трубопроводу) та експлуатаційними (відхиленнями від режиму електрохімічного захисту, деградаційними змінами в структурі матеріалу покриттів, впливом ґрунтових вод, та низькочастотних змін внутрішнього тиску в газопроводах) факторами.

На другому етапі за даними попередніх оглядів та ремонтних робіт необхідно встановити найбільш ймовірні причини, які впливають на технічний стан газопроводів, а також поглиблено оцінити виявлені корозійні та корозійновтомні дефекти [27, 61, 62, 116, 117, 121, 142].

На третьому етапі за результатами технічного діагностування та аналізу їх за ступенем небезпеки і втрати працездатності визначають безпечні режими експлуатації газопроводів, а також характер, обсяги та черговість проведення ремонтних робіт [27, 45].

У зв'язку з цим дослідження особливостей поведінки фрагментів газопровідних труб з врахуванням наведених вище причин, що впливають на їх технічний стан, є важливим компонентом у вирішенні проблеми безпечної подальшої експлуатації та довговічності тривало експлуатованих газопроводів.

## 5.2 Визначення базових параметрів навантаження для оцінювання поведінки фрагментів тривало експлуатованих газопровідних труб

У відповідності до прийнятої методичної процедури оцінювання працездатності і ресурсу експлуатованого газопроводу [27, 62], необхідно отримати розрахункову оцінку граничних (руйнівних) величин напружень, які відповідають заданому рівню поточної дефектності розрахункової ділянки.

Визначення базових параметрів, які достатньо повно характеризують міцнісні, деформаційні та ресурсні особливості поведінки фрагментів тривало експлуатованих дефектних газопровідних труб (зразків), є важливим при виборі експериментальних (модельних) режимів навантаження.

В першу чергу, важливим є визначення для досліджуваної ділянки експлуатованого газопроводу робочих напружень, які відповідають такому рівню початкової дефектності за якого можлива його безпечна експлуатація протягом визначеного нормативними документами [27] періоду їх діагностичного огляду (5 років). Для цього використаємо відому європейську методику *SINTAP* [130, 142]. Згідно з цією методикою визначальним параметром, який характеризує працездатність дефектного газопроводу, є коефіцієнт запасу міцності  $S_r$  (коефіцієнт безпеки) як відношення максимального робочого ( $P_p$ ) до розрахованого руйнівного ( $P_f$ ) тиску:

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (5.1)$$

Згідно з процедурою *SINTAP* [130, 142] тиск транспортованого газу не повинен перевищувати половини від розрахункового за визначеною методикою руйнівного тиску, тобто має виконуватися умова:

$$S_r \leq 0,5. \quad (5.2)$$

За цієї умови гранично допустимий розмір дефекту [ $a_{S_r}$ ] не впливає на безпечну експлуатацію газопроводу.

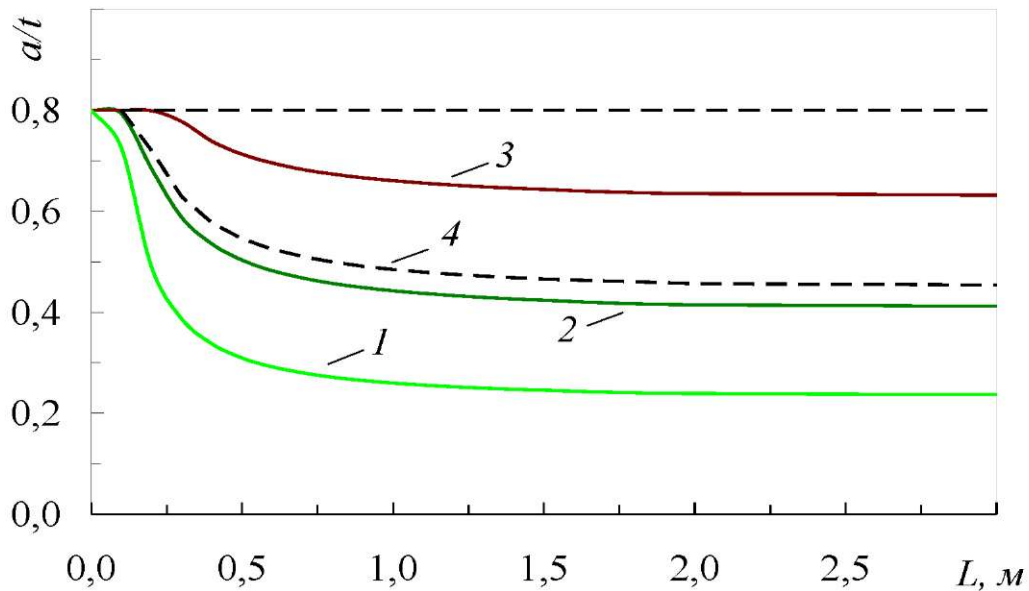


Важливим є також визначення гранично допустимих значень робочих напружень, що виникають в експлуатованому газопроводі. Згідно з методикою [62] такі напруження виникають за умови, коли розміри допустимих розрахункових дефектів забезпечують визначений “Методикою продовження терміну безпечної експлуатації магістральних газопроводів ОАО Газпром” рівень, при якому руйнівні напруження в 1,6 рази більші за робочі.

Крім того, необхідно визначити рівень руйнівних напружень, які виникають в околі корозійно-механічних дефектів у стінці газопровідної труби, що навантажена робочими тисками.

Виходячи з вищенаведених міркувань для досліджуваної ділянки між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” довжиною 43,73 км магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна 1 нитка” ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм), розрахованої для проектних напружень  $\sigma_{роб} = 230,0$  МПа, які відповідають проектному робочому тиску  $p_{роб} = 5,4$  МПа визначено умови її безпечної експлуатації з врахуванням процесів старіння сталі 17Г1С, яка експлуатувалася 41 рік, що спричинило зміну її механічних характеристик (сталь 17Г1С,  $\sigma_B = 578,6$  МПа,  $\sigma_{0,2} = 378,2$  МПа,  $\delta = 22,8$  %,  $\psi = 65,0$  %).

Зокрема на рис. 5.1 представлено область безпечної експлуатації ділянки магістрального газопроводу із незначними корозійно-механічними дефектами, яка обмежена кривою 1. Крива 2 згідно з методикою [62] визначає максимально допустимий рівень розрахункових корозійно-механічних дефектів, якому відповідає коефіцієнт запасу міцності за руйнівним навантаженням, тобто максимально допустимий рівень завантаженості газопроводу. Таким чином, крива 2 є умовною межею, нижче якої робочі напруження будуть змінюватись в інтервалі  $\sigma_{роб} \leq \sigma \leq 1,6 \sigma_{роб}$ . Область, обмежена кривими 2 та 3, є областю, потенційно можливого руйнування газопровідної труби. Крива 3 побудована для робочому тиску, який в околі корозійно-механічних дефектів однозначно викликає руйнівні напруження.



1 – розраховано за процедурою *SINTAP* ( $S_r = 0,5$ );

2 – розраховано за методикою [62] за умови, що  $\sigma_2^* = 1,6 \cdot \sigma_{роб}$

3 – розраховано за процедурою *SINTAP* ( $S_r = 1,0$ );

4 – розраховано за умови  $\sigma_{0,2} = 403,2$  МПа

Рисунок 5.1 – Залежності глибини корозійно-механічного дефекту магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна I нитка” з робочим тиском

$$p_{роб} = 5,4 \text{ МПа від їх довжини}$$

Таким чином, крива 1 побудована для напружень  $\sigma_1 = 294,3$  МПа, які згідно з процедурою *SINTAP* відповідають умові  $S_r \leq 0,5$ . Крива 2 побудована при напруженнях  $\sigma_2 = 368,0$  МПа, які відповідають умові  $\sigma_2 = 1,6 \cdot 230,0$  МПа.

Крива 3 побудована при напруженнях  $\sigma_3 = 588,6$  МПа, які згідно процедури *SINTAP* відповідають умові  $S_r = 1,0$ .

Визначені рівні напружень були взяті за базові для подальших експериментальних випробувань, метою яких є визначення впливу низько- і високочастотної пульсації та амплітуди зміни робочих тисків на втомну міцність при циклічних навантаженнях, а також впливу концентраторів напружень, експлуатаційної деградації та корозійних середовищ. Крім того,

важливо встановити вплив технологій ремонту (зміцнення поверхні труби та модифікованого покриття) на працездатність газопровідної труб.

### **5.3 Вивчення впливу концентратора напружень на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу**

Аварійні ситуації, що виникають у процесі експлуатації магістральних газопроводів, є не частими, однак їх економічні, технічні, екологічні та соціальні наслідки є значними [59, 72].

Однією з причин цих аварійних ситуацій є неправильні режими експлуатації газопроводів, які характеризуються як низькочастотною, так і високочастотною зміною внутрішнього тиску, а також незначною, а в окремих випадках [51, 55] значною амплітудою його зміни [6, 50]. Крім того, причиною виникнення аварійних ситуацій за участі нових труб є недотримання правил проектування і будівництва трубопроводів [36], а для експлуатованих – утворення корозійних дефектів, зумовлених локальним місцевим корозійним пошкодженням металу у процесі тривалої експлуатації під корозійним впливом ґрунтових та поверхневих вод [46].

Досліджували неексплуатовану трубу запасу та експлуатовану на досліджуваній ділянці між КС “Красилів” та КС “Тернопіль” газопровідну трубу. Фрагмент труби (котушка) після 41 року експлуатації був вирізаний з повністю заміненого дефектного переходу через автомобільну дорогу Тернопіль-Скалат та прилеглої ділянки загальною довжиною 127 метрів [35].

Метал газопровідної труби за цей проміжок часу в процесі старіння зазнав зміни механічних властивостей у порівнянні із металом газопровідної труби запасу (див. табл. 5.1 та табл. 5.2).

Таким чином, у процесі тривалої експлуатації зміна механічних характеристик міцності ( $\sigma_B$  та  $\sigma_{0,2}$ ) сталі магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна І нитка” є незначною і не перевищує  $\Delta = 5\%$ . Однак процеси пульсації та зміни амплітуди тиску, які є практично безпечними для нового

трубопроводу, пришвидчують втомні пошкодження у тривало експлуатованому газопроводі за умови наявності концентраторів напружень.

Таблиця 5.1 – Механічні характеристики сталі 17Г1С магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна І нитка” ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм)

Сталь	Стан експлуатації	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta$ , %	$\psi$ , %
17Г1С	нова	560,0	375,0	26,50	68,3
	експлуатована	588,6	403,2	22,8	65,0

Таблиця 5.2 – Зміна механічних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм) залежно від часу експлуатації

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	$\sigma_B$ , МПа	$\Delta$ , %	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\Delta$ , %
17Г1С	нова	0	560,0	5,1	390,0	3,4
	експлуатована	41	588,6		403,2	

Оскільки границя втоми є чутливою до деградації металу газопровідних труб [47], то досліджували вплив накопичення втомних пошкоджень, а також вплив технологічних та експлуатаційних дефектів при циклічному пружно-пластичному деформуванні нових та тривало експлуатованих сталей газопровідних труб на їх руйнування за схемою навантажування консольним згином. Для проведення запланованої програми досліджень зразки у вигляді фрагментів досліджуваних труб вирізали з котушки експлуатованого газопроводу та для порівняння – з труби запасу. Зразки та дослідне обладнання описані в підрозділі 2.7. Експериментально досліджували накопичення втомних пошкоджень при циклічному пружно-пластичному деформуванні матеріалу газопровідних труб за жорсткою схемою навантажування консольним згином з

амплітудами деформації  $a = 3,5 \dots 4,8$  мм. Дослідження зразків із сталі 17Г1С, проводили за циклічної частоти  $f = 3,0$  Гц та  $\sigma_2^* = 368,0$  МПа.

Таблиця 5.3 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів з труб запасу без концентраторів на повітрі

№ зразка	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	нова	9991700	375,0	без руйнування
2	нова	9996910	373,0	без руйнування
3	нова	10001205	370,0	без руйнування
4	нова	10013040	368,0	без руйнування
5	нова	10004120	369,0	без руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>нова</b>	<b>10001395</b>	<b>371,0</b>	<b>без руйнування</b>

Досліджували дві групи зразків – вирізок з труб, перша – без концентратора, друга з концентратором напружень. V-подібний концентратор напружень глибиною 1 мм з кутом при вершині  $60^\circ$  і радіусом у його вершині не більше 0,1 мм наносили на віддалі 10 мм від опори консольного защемлення. Слід зауважити, що в умовах експерименту для втомних випробувань фрагментів труб без концентратора було прийнято  $10 \cdot 10^6$  циклів. Зразки з концентраторами випробовували до повного руйнування. Результати експериментів представлені в таблицях 5.3-5.6. Таким чином, у результаті втомних випробувань на повітрі фрагментів як труб запасу, так і експлуатованих труб без концентраторів напружень протягом  $10 \cdot 10^6$  циклів руйнування не відбулося. Наявність концентратора напружень суттєво впливає на тривалість експлуатації як труб запасу, так і експлуатованих труб, причому експлуатовані фрагменти труб (табл. 5.7) зазнають втомного руйнування при меншій кількості циклів до руйнування. Різниця становить  $\Delta = 7,2\%$ .

Таблиця 5.4 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів з експлуатованих труб без концентраторів на повітрі

№ зразка	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	експлуатована	9997500	370,0	без руйнування
2	експлуатована	9992500	372,0	без руйнування
3	експлуатована	9999000	369,0	без руйнування
4	експлуатована	10017150	364,0	без руйнування
5	експлуатована	10015640	365,0	без руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>експлуатована</b>	<b>10004358</b>	<b>368,0</b>	<b>без руйнування</b>

Таблиця 5.5 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів з труб запасу з нанесеними концентраторами на повітрі

№ зразка	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	нова	717808	372,0	руйнування
2	нова	769340	368,0	руйнування
3	нова	755895	371,0	руйнування
4	нова	780356	365,0	руйнування
5	нова	769936	369,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>нова</b>	<b>758667</b>	<b>369,0</b>	<b>руйнування</b>

Таблиця 5.6 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів з експлуатованих труб з нанесеними концентраторами на повітрі

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	експлуатована	680834	372,0	руйнування
2	експлуатована	691125	369,0	руйнування
3	експлуатована	714990	362,0	руйнування
4	експлуатована	705623	367,0	руйнування
5	експлуатована	747198	360,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>експлуатована</b>	<b>707954</b>	<b>366,0</b>	<b>руйнування</b>

Таблиця 5.7 – Зміна кількості циклів до руйнування металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” ( $D = 1020$  мм,  $t = 12$  мм) залежно від часу експлуатації

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	N, цикли	$\Delta$ , %
17Г1С	нова	0	758667	7,2
	експлуатована	41	707954	

#### 5.4 Вивчення впливу корозійного середовища на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої завантаженості газопроводу

На зовнішній поверхні магістральних газопроводів 94 % експлуатаційних дефектів, спричинених сумісною дією циклічних навантажень та корозійних середовищ, виявлені засобами внутрішньотрубної діагностики. При цьому 31,7 % з них – корозійні виразки, а 68,3 % – тріщиноподібні дефекти [59].

Слід зауважити, що агресивна дія корозійного середовища відбувається як на стадії зародження, так і на стадії розвитку тріщиноподібних дефектів [45].

Випробування проводили в корозійному середовищі ( $pH$  6,7) NS4 (0,483  $NaHCO_3$  г/л; 0,120  $KCl$ ; 0,137  $CaCl_2$ ; 0,131  $MgCl_2 \cdot H_2O$ ), яке слугувало моделлю ґрунтової води [119]. Температура досліджуваних середовищ була постійною  $T = 20^\circ C$ . Зразки випробовували на установці [3, 5], принципову схему якої наведено на рис. 2.20.

Для дослідження впливу середовища використовували спеціальну камеру із нержавіючої сталі відкритого типу, яку встановлювали на зразки – фрагменти досліджуваних труб. Для імітації впливу корозійних середовищ у реальних експлуатаційних умовах, тобто створення локальних мікрооб’ємів середовища, на досліджуваній поверхні зразка монтувався ватний тампон, на який через трубку-капіляр подавались краплі середовища NS4 (рис. 2.20). До камери з

торцевого боку приварено трубку для відведення корозійного середовища. Експериментальні дослідження проводили при частоті  $f = 3,0$  Гц та  $\sigma_2^* = 368,0$  МПа. Досліджували першу групу зразків – фрагментів з труб запасу, що мали нарізаний на віддалі 5 мм від опори консольного защемлення V-подібний концентратор напружень глибиною 1 мм з кутом при вершині  $60^\circ$  і радіусом у його вершині не більше 0,1 мм, а другу групу зразків – фрагментів з експлуатованої сталі.

Результати експериментів представлені в таблиці 5.8 – 5.9.

Таблиця 5.8 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів труб запасу з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	нова	300834	373,0	руйнування
2	нова	319555	371,0	руйнування
3	нова	324988	367,0	руйнування
4	нова	335667	368,0	руйнування
5	нова	347196	366,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>експлуатована</b>	<b>325648</b>	<b>369,0</b>	<b>руйнування</b>

У результаті втомних випробувань у корозійному середовищі NS4 фрагментів як труб запасу, так і експлуатованих труб, що містили концентратори напружень, відбулося руйнування в обох випадках. Встановлено, що експлуатовані фрагменти труб (табл. 5.10) зазнають втомного руйнування при меншій кількості циклів до руйнування. Різниця становить  $\Delta = 8,8\%$ .

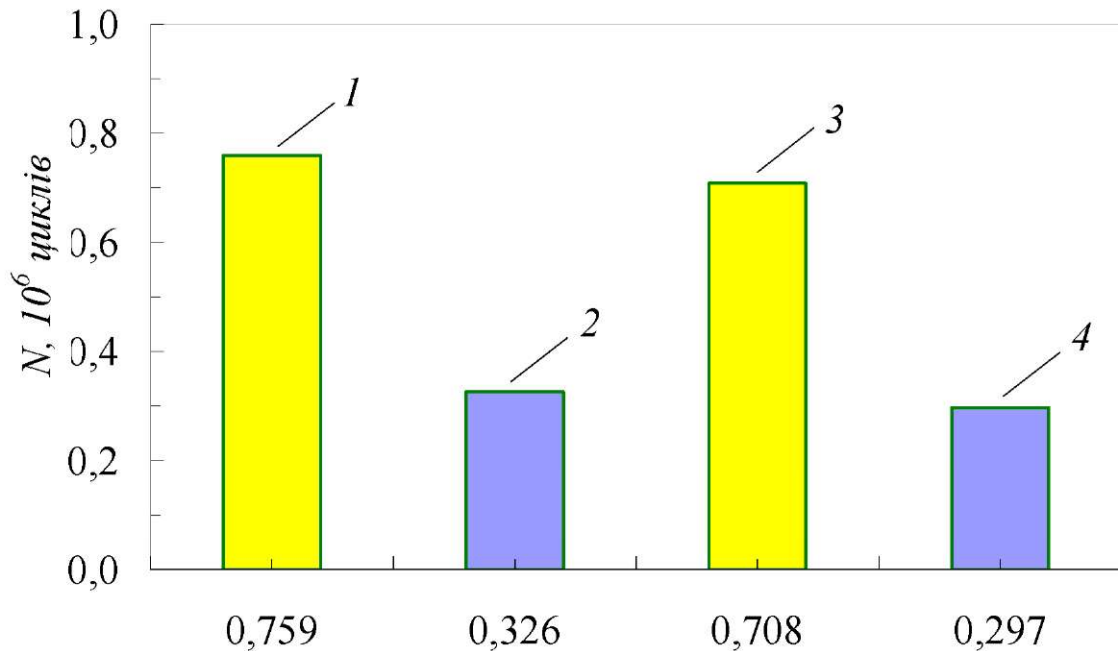


Таблиця 5.9 – Результати експерименту на втомну міцність фрагментів експлуатованих труб з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	експлуатована	280534	372,0	руйнування
2	експлуатована	288035	369,0	руйнування
3	експлуатована	309685	364,0	руйнування
4	експлуатована	293104	367,0	руйнування
5	експлуатована	313812	363,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>експлуатована</b>	<b>297034</b>	<b>367,0</b>	<b>руйнування</b>

Таблиця 5.10 – Зміна кількості циклів до руйнування металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” залежно від часу експлуатації

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	N, цикли	$\Delta$ , %
17Г1С	нова	0	325648	8,8
	експлуатована	41	297034	



- 1 – кількість циклів до руйнування труби запасу на повітрі;  
 2 – кількість циклів до руйнування труби запасу в середовищі NS4;  
 3 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби на повітрі;  
 4 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби в середовищі NS4

Рисунок 5.2 – Вплив умов випробування на руйнування з нарізаними концентраторами фрагментів труб газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”

За допомогою порівняльного аналізу руйнування на повітрі та корозійному середовищі (NS4) фрагментів труб запасу та експлуатаційних труб за інших аналогічних умов проведення експерименту виявлено, що кількість циклів до руйнування в повітряному середовищі фрагментів труб запасу в 2,3, а фрагментів експлуатованих – в 2,4 рази більша, ніж в середовищі NS4 (див. рис. 5.2).

Таким чином, циклічні напруження можуть призводити до накопичення руйнівних рівнів втомних пошкоджень у фрагментах як експлуатованих труб, так і труб запасу тільки за умови наявності концентратора напружень та впливу корозійних середовищ (грунтових вод).

## **5.5 Вивчення впливу поверхневої обробки на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої навантаженості газопроводу**

В умовах багатоциклової втоми стан поверхневого шару металу відіграє важливе значення при зародженні втомної тріщини [45]. Слід зауважити, що зародження втомної тріщини на поверхні труби залежить [94] від чистоти обробки її поверхневого шару, а також від наклепу, залишкових напружень та пов'язаний із змінами у його структурі.

Експериментально визначали [53, 54, 82] зміцнення поверхні фрагментів труб, вирізаних із нового та експлуатованого газопроводу [3, 5]. Очищені і знежирені фрагменти труб піддавали піскоструменевій обробці на спеціальному комплексі термоабразивного очищення КТО-1. При обробці поверхні труб запасу вибирали такі часові режими: 15; 40; 70; 100 с. При обробці поверхні експлуатованих труб вибирали дещо більші часові режими: 25; 55; 90; 150 с.

Оброблення поверхні трубопроводу здійснювали обдуванням кварцовим піском крізь спеціальне сопло діаметром 10 мм, розташоване на віддалі 70 - 150 мм з кутом нахилу струменя піску до поверхні в межах  $70^\circ$  -  $90^\circ$ . Пісок виходив крізь сопло під тиском, що змінювався в межах 0,5 - 0,55 МПа.

Після проведеної обробки поверхні за методикою (див. підрозділ 2.6) визначали на ній залишкові напруження при різних часових режимах [5]. В залежності від параметрів і режимів піскоструменевої обробки визначали розподіл залишкових напружень.

Таблиця 5.11 – Результати вимірювань залишкових напружень у поверхневих шарах фрагментів труб запасу при різних режимах обробки

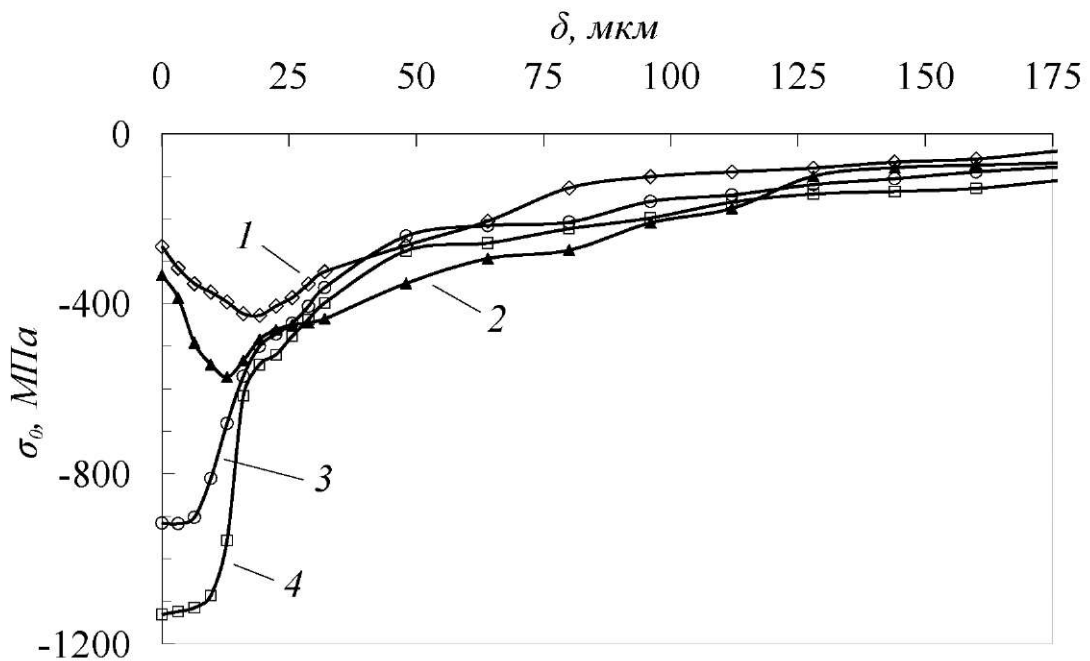
№ п/п	Глибина поширення напружень $\delta$ , мкм	Тривалість обробки, с			
		15	40	70	100
		Залишкові напруження стискування $\sigma_0$ , МПа			
1	0	-265,3	-333,2	-916,3	-1131,5
2	3,2	-316,6	-386,5	-917,4	-1124,3
3	6,4	-353,3	-492,6	-903,0	-1115,3
4	9,6	-373,2	-543,3	-811,2	-1086,9
5	12,8	-396,1	-573,2	-681,9	-956,9
6	16,0	-424,0	-533,9	-571,3	-616,9
7	19,2	-427,6	-484,2	-500,1	-543,4
8	22,4	-406,2	-461,5	-471,6	-520,0
9	25,6	-386,3	-450,1	-446,6	-476,6
10	28,8	-353,8	-444,6	-406,4	-437,7
11	32,0	-325,0	-435,8	-362,3	-398,4
12	48,0	-263,4	-352,6	-241,4	-275,9
13	64,0	-206,1	-294,2	-216,7	-257,8
14	80,0	-128,0	-274,4	-208,3	-223,8
15	96,0	-101,7	-209,9	-159,5	-198,6
16	112,0	-90,3	-176,2	-144,4	-161,4
17	128,0	-81,1	-100,3	-120,0	-142,1
18	144,0	-67,2	-80,4	-106,3	-136,2
19	160,0	-59,9	-74,1	-90,3	-129,1
20	176,0	-41,3	-69,6	-78,9	-110,8

Таблиця 5.12 – Результати вимірювань залишкових напружень у поверхневих шарах фрагментів експлуатованих труб при різних режимах обробки

№ п/п	Глибина поширення напружень $\delta_i$ , мкм	Тривалість обробки, с			
		25	55	120	150
		Залишкові напруження стискування $\sigma_0$ , МПа			
1	0	-403,8	-686,9	-1372,2	-1430,1
2	3,2	-457,1	-757,0	-1369,0	-1423,2
3	6,4	-523,2	-773,6	-1366,0	-1415,5
4	9,6	-573,4	-781,8	-1357,6	-1382,6
5	12,8	-603,5	-772,2	-1307,6	-1362,6
6	16,0	-624,2	-721,6	-1227,6	-1281,3
7	19,2	-611,4	-680,4	-867,7	-939,2
8	22,4	-596,2	-651,2	-604,8	-629,4
9	25,6	-576,2	-611,2	-534,8	-549,4
10	28,8	-564,8	-589,0	-504,0	-522,1
11	32,0	-536,0	-582,9	-484,5	-510,2
12	48,0	-446,2	-504,0	-389,2	-401,9
13	64,0	-354,4	-449,3	-347,8	-361,6
14	80,0	-224,6	-340,5	-289,1	-301,9
15	96,0	-171,1	-251,7	-273,3	-281,4
16	112,0	-116,4	-206,6	-237,5	-251,3
17	128,0	-71,5	-181,2	-215,7	-230,1
18	144,0	-51,8	-168,5	-194,6	-215,4
19	160,0	-32,1	-137,1	-182,0	-201,8
20	176,0	-29,1	-129,5	-170,4	-190,7

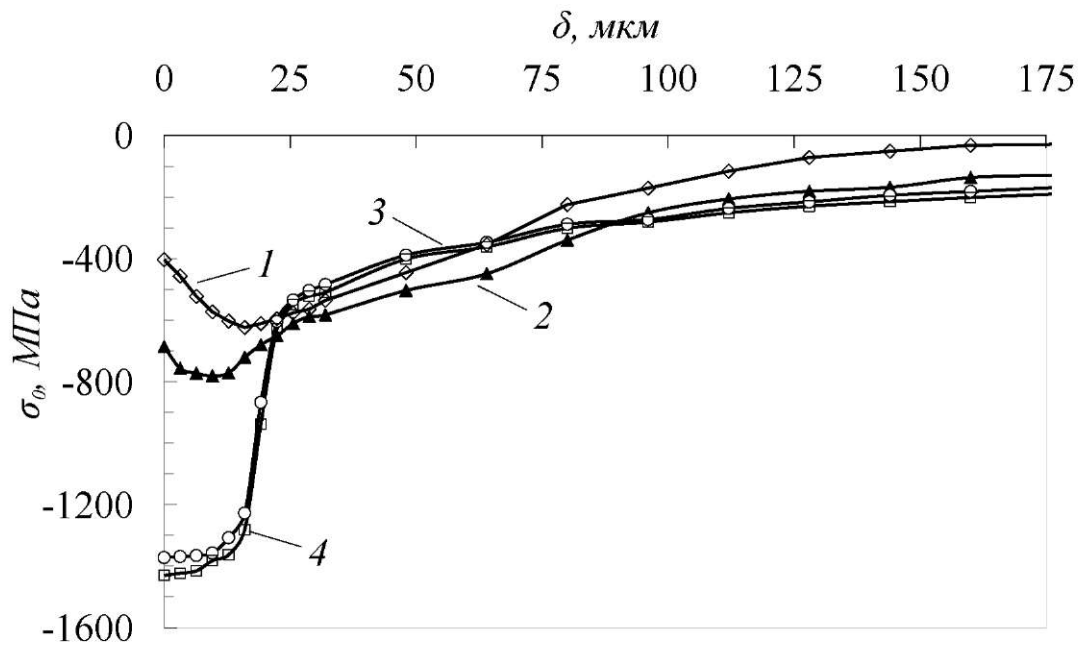
Розподіл осьових залишкових напружень в поверхневих шарах зразків (див. рис. 5.2 та рис. 5.3) залежить від часу обробки при подаванні піску з одного сопла діаметром 10 мм.

На рис. 5.2 графічні залежності побудовані в режимі піскоструменевої обробки тривалістю: крива 1 – 15 с; крива 2 – 40 с; крива 3 – 70 с; 4 – 100 с, а на рис. 5.3 графічні залежності побудовані в режимі піскоструменевої обробки тривалістю: крива 1 – 25 с; крива 2 – 55 с; крива 3 – 120 с; 4 – 150 с. Як видно з рис. 5.2 та рис. 5.3, глибина поширення залишкових напружень стискування по товщині зразка розподіляється на 176 мкм. В подальшому відбувається їх зменшення. На глибині поверхневого шару 1,0 мм вони практично відсутні.



1 – 15 с; 2 – 40 с; 3 – 70 с; 4 – 100 с

Рисунок 5.3 – Розподіл залишкових напружень у поверхневих шарах фрагментів труб запасу



1 – 25 с; 2 – 55 с; 3 – 120 с; 4 – 150 с

Рисунок 5.4 – Розподіл залишкових напружень у поверхневих шарах фрагментів експлуатованих труб

Найбільш оптимальний розподіл залишкових напружень по глибині поверхневих шарів фрагментів труб запасу досягається за часу обробки 40 с (крива 2) рис. 5.3.

Найбільш оптимальний розподіл залишкових напружень по глибині поверхневих шарів фрагментів експлуатованих труб досягається за часу обробки 55 с (крива 2 рис. 5.4).

Збільшення тривалості процесу обробки приповерхневих шарів фрагментів труб запасу призводить до збільшення залишкових напружень стискання до 1090 МПа, а фрагментів експлуатованих труб – до 1430 МПа. Проте ці режими не є ефективними, оскільки вимагають великих витрат піску та зменшують товщину стінки труби.

Отже, стабільність розподілу залишкових напружень у приповерхневих шарах труб запасу досягається за оптимальної тривалості режиму обробки, яка становить 40 с, тоді як для експлуатованих труб він збільшується до 55 с.

Для дослідження впливу експлуатаційних факторів (корозійного середовища та змінних навантажень) використовували фрагменти досліджуваних труб з нанесеними на них концентраторами напружень, які попередньо були отримані при оптимальній тривалості режиму піскоструменевої обробки поверхонь фрагментів, що забезпечило оптимізований розподіл залишкових напружень в їх поверхневих шарах.

Результати експериментів подаються в таблицях 5.13 та 5.14.

У результаті втомних випробувань у корозійному середовищі NS4, зміцнених піскоструменевою обробкою поверхонь фрагментів як труб запасу, так і експлуатованих труб, що містили концентратори напружень, мало місце руйнування в обох випадках.

Таблиця 5.13 – Результати експерименту на втомну міцність зміцнених при оптимальному режимі (40 с) поверхні фрагментів труб запасу з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	нова	2260236	372,0	руйнування
2	нова	2262383	369,0	руйнування
3	нова	2262491	362,0	руйнування
4	нова	2261447	367,0	руйнування
5	нова	2262679	360,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>нова</b>	<b>2261847</b>	<b>366,0</b>	<b>руйнування</b>



Таблиця 5.14 – Результати експерименту на втомну міцність зміцнених при оптимальному режимі (55 с) поверхні фрагментів експлуатованих труб з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	експлуатована	1947426	372,0	руйнування
2	експлуатована	2003302	370,0	руйнування
3	експлуатована	1958771	373,0	руйнування
4	експлуатована	1971415	368,0	руйнування
5	експлуатована	2027654	367,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>експлуатована</b>	<b>1981714</b>	<b>370,0</b>	<b>руйнування</b>

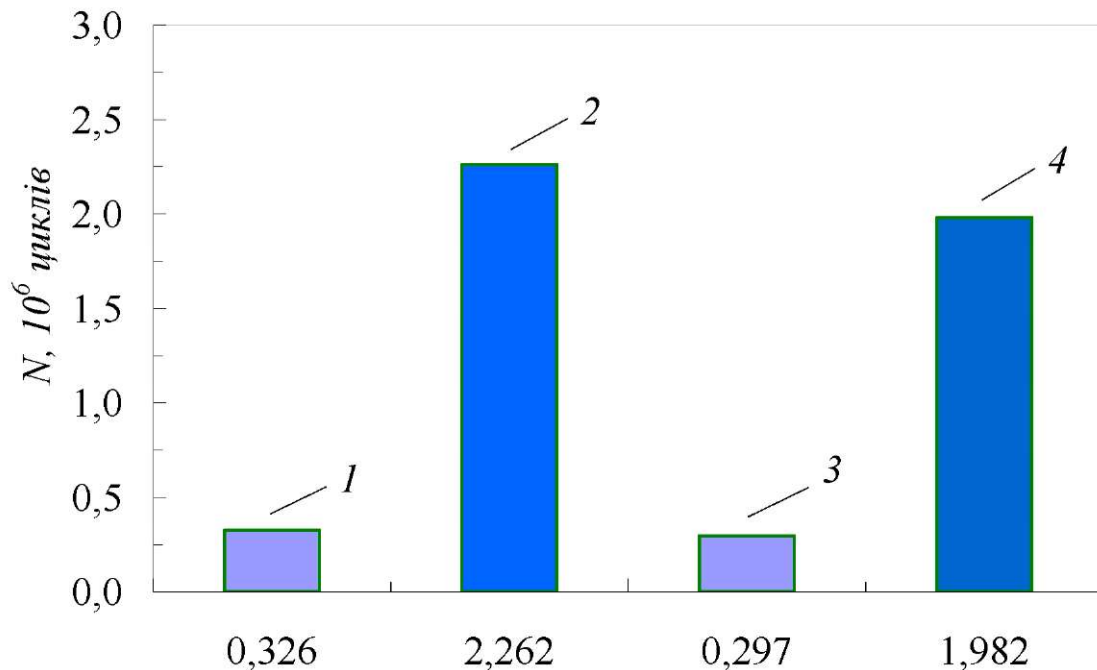
Встановлено, що експлуатовані фрагменти труб (табл. 5.15) зазнають втомного руйнування при меншій кількості циклів до руйнування. Різниця становить  $\Delta = 12,4\%$ .

Таблиця 5.15 – Зміна кількості циклів до руйнування поверхнево зміцненого при оптимальних режимах нового та експлуатованого металу магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка”

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	N, цикли	$\Delta$ , %
17Г1С	нова	0	2261847	12,4
	експлуатована	41	1981714	

Крім того, порівняльний аналіз поверхнево зміцнених фрагментів труб запасу та експлуатаційних труб (див. табл. 5.15) із аналогічними не зміцненими фрагментами (див. табл. 5.10) труб за інших аналогічних умов проведення

експерименту відображає кількість циклів до руйнування відповідно поверхнево оброблених фрагментів труб запасу в 6,9 рази, а експлуатованих – в 6,7 рази більша.



- 1 – кількість циклів до руйнування труби запасу в середовищі NS4;  
 2 – кількість циклів до руйнування труби запасу, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 40 с в середовищі NS4;  
 3 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби в середовищі NS4;  
 4 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 55 с в середовищі NS4

Рисунок 5.5 – Вплив умов випробування на руйнування з нарізаними концентраторами фрагментів труб газопроводу “Київ–Західна Україна І нитка ”

Таким чином, піскоструменева обробка поверхні фрагментів газопровідних труб дозволяє суттєво підвищити їх втомну міцність.

## **5.6 Вивчення впливу ремонтних технологій на довговічність елементів труб в умовах максимально допустимої навантаженості газопроводу**

Після піскоструменевої обробки поверхні досліджуваних фрагментів газопровідних труб [54] при оптимальних для них режимах (див. підпункт 5.5), з метою захисту від корозії та збільшення адгезії ізоляційного покриття до металу фрагментів труб, наносили ґрунтівку.

Ґрунтівку готували безпосередньо перед нанесенням на метал фрагменту труби шляхом розчинення бітумно-полімерної мастики у бензині при масовому співвідношенні 1:2 з введенням інгібітора „В” в кількості 0,66 мас.%. Інгібітор корозії „В”, який відноситься до катіонних поверхнево-активних речовин, що зменшують водонасичення і запобігають біокорозії, додають у ґрунтівку для покращення протикорозійних, ізоляційних та бактерицидних характеристик. Додавання цих речовин знижує поверхневий натяг ґрунтівки, збільшує її здатність до змочування металу і рівномірного розтікання його поверхнею. Ґрунтівка заповнює всі нерівності поверхні, що сприяє міцному зчепленню покриття з металом.

Після висихання ґрунтівки на поверхню металу наносили модифіковану мастику [81, 83] – композицію в складі бітумно-полімерної мастики та інгібітора "Г" у співвідношенні 1:0,05 мас.%. Для зміцнення поверхні газопроводів по модифікованій мастиці додатково наклеювали ізоляційну стрічку. Завдяки запропонованому способу досягається структурно-однорідне покриття з високими показниками механічних властивостей, а введення інгібіторів додає покриттю додатково протикорозійних та бактерицидних властивостей. Отримане однорідне покриття не потребує додаткової обробки, що спрощує процес і робить його більш ефективним. Застосування такого способу [77] сповільнює утворення втомних тріщин та крихке руйнування поверхні, завдяки чому збільшується термін експлуатації газопроводів.

Бактерицидні властивості такого покриття дозволяють прокладати газопроводи в ґрунтах з різним ступенем мінералізації.

Експериментальні дослідження проводили при частоті  $f = 3,0$  Гц та напруженнях  $\sigma_2^* = 368,0$  МПа. Першу групу (вирізок з труб запасу) і другу групу (вирізок з експлуатованої труби) з нарізаним концентратором напружень після піскоструменевої обробки поверхні оброблювали протикорозійною мастикою за описаною вище методикою. Корозійним середовищем слугувала модель ґрунтової води NS4. Результати експериментів подаються в таблицях 5.16 та 5.17.

Таблиця 5.16 – Результати експерименту на втомну міцність після піскоструменевої обробки фрагментів з труб запасу з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4 та модифікованим покриттям

№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	нова	5648324	367,0	руйнування
2	нова	5661251	362,0	руйнування
3	нова	5649852	366,0	руйнування
4	нова	5656231	365,0	руйнування
5	нова	5671402	361,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	<b>нова</b>	<b>5657412</b>	<b>364,0</b>	<b>руйнування</b>

Таблиця 5.17 – Результати експерименту на втомну міцність після піскоструменевої обробки фрагментів з експлуатованих труб з нанесеними концентраторами в корозійному середовищі NS4 та модифікованим покриттям

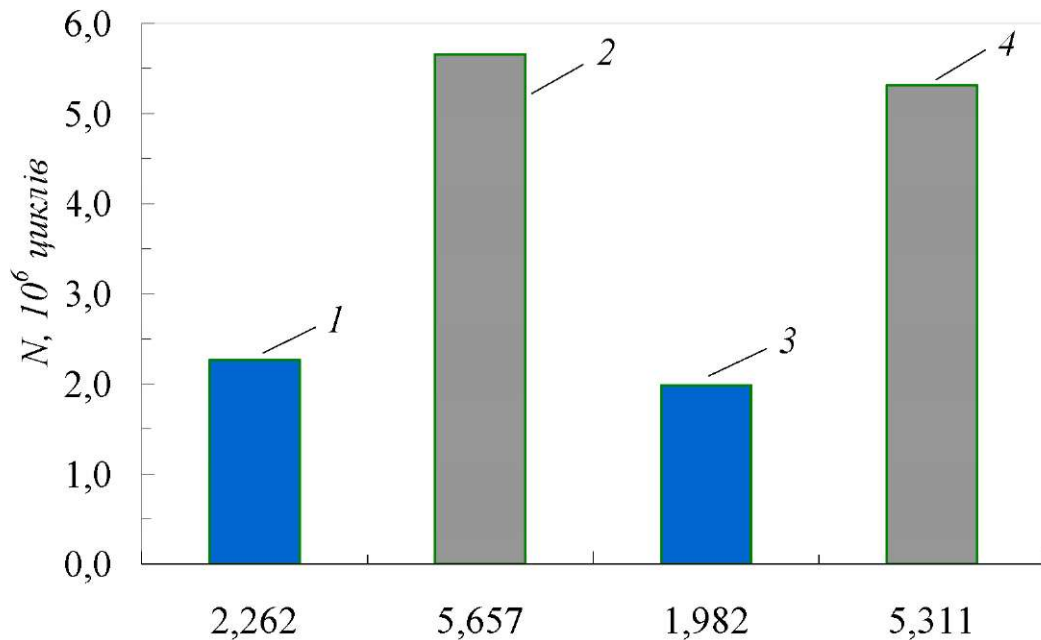
№ з/п	Стан експлуатації	N, цикли	$\sigma^*$ , МПа	Результат експерименту
1	експлуатована	5308341	368,0	руйнування
2	експлуатована	5301503	369,0	руйнування
3	експлуатована	5319857	365,0	руйнування
4	експлуатована	5316696	365,0	руйнування
5	експлуатована	5309975	368,0	руйнування
<b>Середнє значення</b>	експлуатована	<b>5311374</b>	<b>367,0</b>	<b>руйнування</b>

Таблиця 5.18 – Зміна кількості циклів до руйнування поверхнево зміцненого при оптимальних режимах досліджуваного металу газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” з нанесеною модифікованою мастикою

Сталь		Тривалість експлуатації, роки	N, цикли	$\Delta$ , %
17Г1С	нова	0	5657412	6,1
	експлуатована	41	5311374	

У результаті втомних випробувань в корозійному середовищі NS4 фрагментів як з труб запасу, так і експлуатованих труб, що містили концентратори напружень, зміцнених піскоструменевою обробкою поверхонь та оброблених спеціальною ґрунтівкою і модифікованою мастикою мало місце руйнування в обох випадках. Встановлено, що експлуатовані фрагменти труб (табл. 5.18) зазнають втомного руйнування при меншій кількості циклів до руйнування. Різниця становить  $\Delta = 6,1\%$ .

Крім того слід зауважити, що кількість циклів до руйнування поверхнево зміцнених та оброблених протикорозійно досліджуваних фрагментів труб запасу більша в 2,5 рази від протикорозійно не оброблених, тоді як кількість циклів до руйнування аналогічних експлуатованих в 2,7 рази більші від поверхнево зміцнених, але не оброблених протикорозійно фрагментів труб.



1 – кількість циклів до руйнування труби запасу, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 40 с в середовищі NS4;

2 – кількість циклів до руйнування труби запасу, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 40 с з нанесеною модифікованою мастикою в середовищі NS4;

3 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 55 с в середовищі NS4;

4 – кількість циклів до руйнування експлуатованої труби, зміцненої піскоструменевою обробкою поверхні протягом 55 с з нанесеною модифікованою мастикою в середовищі NS4

Рисунок 5.6 – Вплив умов випробування на руйнування з нарізаними концентраторами фрагментів труб газопроводу “Київ–Західна Україна”

## 5.7. Оцінка умов експлуатації газопроводу з експлуатаційними дефектами

Серйозною проблемою тривало експлуатованих газопроводів є дефектність, пов'язана із впливом корозійних середовищ та дією статичних, циклічних і динамічних навантажень [45]. Одночасна дія цих факторів спричинює утворення та розвиток корозійно-втомних дефектів [50, 43, 45, 46], а в ряді випадків [6, 59, 71] є причиною аварійних ситуацій на магістральних газопроводах. Аналіз масштабних аварій, які виникали на магістральних газопроводах у 2003–2007 роках, засвідчив, що характерною причиною таких руйнувань була наявність тріщиноподібних дефектів довжиною 0,6 – 3,0 м та глибиною 6 – 12 мм, що утворилися за механізмом корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозію) внаслідок пошкодження захисного покриття труб, високої корозійної активності ґрунтів та порушення режимів електрохімічного захисту на аварійних ділянках траси [84]. Однак дослідження специфіки зародження та закономірностей поширення в них вищезгаданих дефектів [6, 25, 40, 85, 126] доводять, що причиною утворення та розвитку у часі тріщиноподібних дефектів є сумісна дія корозійного середовища та пульсуючих (асиметричних) навантажень.

Для запобігання виникненню аварійних ситуацій необхідно результати планових (проводяться кожні 5 років) діагностичних оглядів тривало експлуатованих газопроводів інтерпретувати на основі розрахункових оцінок їх міцності, а також обґрунтовувати їх експлуатаційну надійність, довговічність та проводити оцінку залишкового ресурсу із урахуванням чинника субкритичного розвитку корозійних та корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів.

На прикладі [17] газопроводу “Пасічна – Долина” з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами (рис. 5.7) розглянемо методичний підхід до оцінки статичної міцності та залишкового ресурсу із урахуванням чинника субкритичного розвитку цих дефектів вглиб стінки труби.

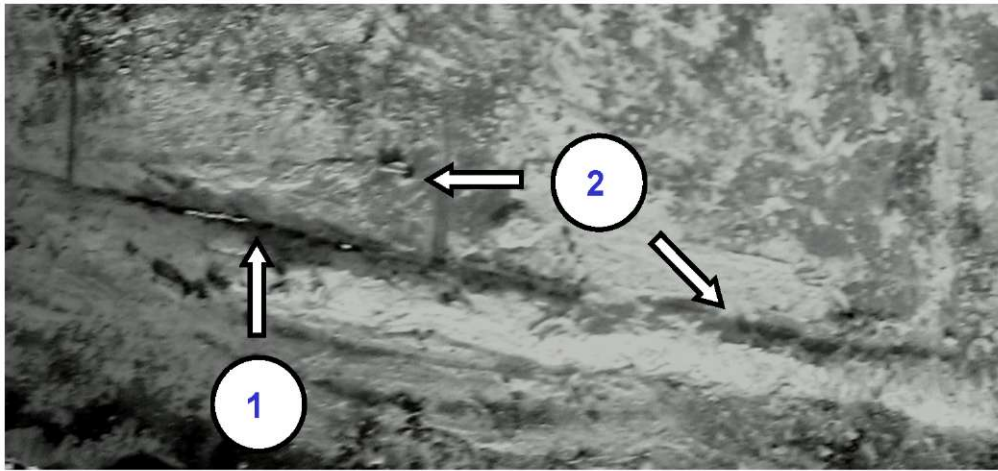


Рисунок 5.7 – Характерні дефекти, корозійно-втомна тріщина (1) та система корозійних каверн (боріздок) (2), виявлені в 2008 році під час технічної діагностики на трубі місцевого газопроводу “Пасічна – Долина”

### **Методика розрахункових оцінок міцності та залишкового ресурсу тривало експлуатованих газопроводів**

Виявлені в процесі польової та внутрішньотрубної діагностики корозійні тріщиноподібні дефекти за розмірністю поділяли на двовимірні (характеризуються довжиною  $2c$  та глибиною  $a$ ) та тривимірні (характеризуються довжиною  $2c$ , глибиною  $a$  та шириною  $2b$ ). Згідно з нормативними документами, до корозійних тріщиноподібних дефектів відносять двовимірні дефекти (корозійно-втомні тріщини), а також гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини, виразки тощо) та дефекти зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення) [27]. Для таких дефектів ширина  $2b$  є малою величиною і задовольняє нерівності:

$$\begin{cases} b \leq 0,25 t; \\ b \leq 6,4 \text{ мм}; \\ b \leq a, \end{cases} \quad (5.3)$$

де  $t$  – товщина стінки труби;

$a$  – глибина дефекту;

$b$  – півширина дефекту [27].



Згідно з [27], їх схематизують (рис. 5.8) до простішого вигляду.

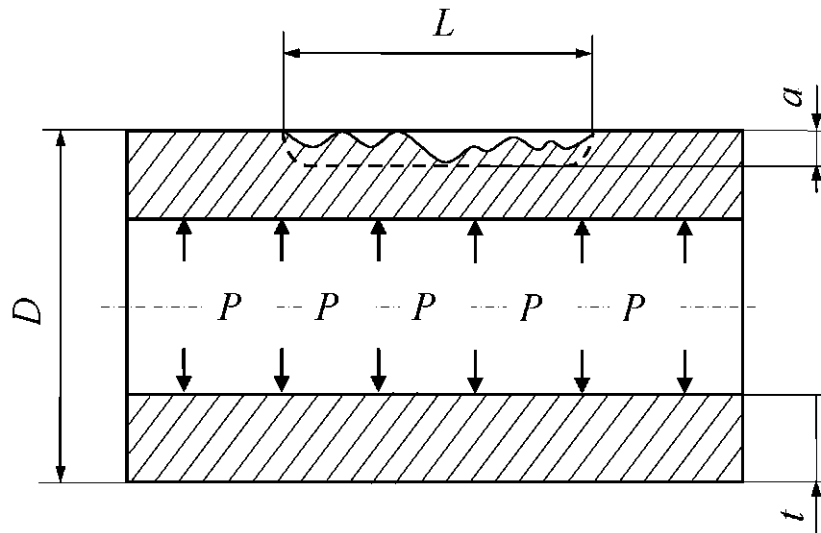


Рисунок 5.8 – Схематичне зображення корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, наявних на зовнішній стороні газопровідної труби

Оцінку статичної міцності, тобто визначення руйнівного тиску  $P_f$ , тривало експлуатованої газопровідної труби з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами проводили за норвезькими нормами DNV RP-F101 [121], які ґрунтуються на напівемпіричних рівняннях, при виведенні яких використовували модель Дагдейла для пластичної зони, співвідношення Фоліаса, які враховують особливості розподілу напружень в околі вершини осьової наскрізної тріщини в циліндричній оболонці, та емпірично встановлені співвідношення, що зв'язують величину руйнівних тисків  $P_f$  з глибиною корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту. Згідно з DNV RP-F101 [121] розрахунок внутрішнього руйнівного тиску  $P_f$  дефектної труби, що містить зовнішні корозійно-механічні дефекти довжиною  $L$  та максимальною глибиною  $a$  (рис. 2), базується на даних про параметри  $(D, t)$  та границю міцності матеріалу газопровідної труби  $\sigma_B$  відповідно залежності

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[ \frac{1 - \frac{a}{t}}{1 - \frac{a}{q}} \right], \quad (5.4)$$

де  $q$  – коефіцієнт Фоліаса, що розраховується для заданої довжини  $L$  виявленого корозійно-механічного дефекту

$$q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \left( \frac{L}{\sqrt{D \cdot t}} \right)^2}.$$

Інтерпретацію результатів технічної діагностики тривало експлуатованого газопроводу “Пасічна – Долина” проводили за європейською методикою *SINTAP* [142]. Визначали, використовуючи залежність 5.1, гранично допустимі розміри (довжину  $L$  та глибину  $a$ ) дефектів за умови, що  $S_r \leq 0,5$  та недопустимі (критичні) дефекти ( $S_r \geq 1,0$ ), розміри яких унеможливають експлуатацію газопроводу.

Розглядалися [17] корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти довжиною від 10 мм до 3000 мм [6, 31, 84]. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10 % від товщини стінки труби, а максимально допустима експлуатаційна глибина дефекту складала 80 % від товщини стінки трубопроводу [27]. У нашому випадку максимально допустима глибина корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту становила  $a_{max} = 5,6$  мм. Руйнівний тиск  $P_f$  (формула 5.4) визначався з кроком, який становив 10 % від товщини стінки труби  $t$ .

За результатами проведених за методикою *SINTAP* [142] розрахунків, будували графічну залежність відносної глибини дефекту  $a/t$  від його довжини  $L$  та оцінювали специфічну мінімальну границю плинності для газопроводу з різним співвідношенням глибини дефекту  $a/t$  та його максимального розміру  $L_i$ .

Оцінку залишкового ресурсу (або періоду між діагностичними оглядами) із урахуванням деградації механічних властивостей матеріалу та чинника субкритичного розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів

проводили за співвідношенням (2) та запропонованою методикою оцінки руйнівного тиску  $P_f$  у трубопроводах із урахуванням поширення наявних корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів в процесі експлуатації [12, 17, 19]. Залежність для визначення руйнівного тиску  $P_f$  для труби з корозійно-механічними дефектами, що розвиваються, набуде виду

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[ \frac{1 - \left( a_0 + \frac{da}{dT} T^* \right) / t}{1 - \left( a_0 + \frac{da}{dT} T^* \right) / t \cdot q} \right], \quad (5.5)$$

де  $T^*$  – планований час експлуатації газопроводу після останнього діагностичного огляду.

Формула (5.5) є базовою для розрахунку руйнівного тиску  $P_f$  тривало експлуатованої труби залежно від розмірів виявлених в ній корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, швидкості їх поширення та часу експлуатації газопроводу між двома діагностичними оглядами.

Зауважимо [27], що довговічність (залишковий ресурс) визначається мінімальним проміжком часу від поточного стану до такого, за яким умова статичної міцності не виконується  $S_r > 0,5$  або дефект проросте вглиб матеріалу до значення 80 % від товщини стінки. Крім того, для кожного дефекту ділянки газопроводу, де проводилась технічна діагностика і розрахунки згідно з методикою *SINTAP* [142], виконується умова  $S_r \leq 0,5$ , а проведений аналіз довговічності всіх невідремнтованих дефектів прогнозує довговічність  $T < 5$  років, тож можна подовжити подальшу експлуатацію цієї ділянки ще на  $T$  років.

Досліджували [17] тривало експлуатовану (43 роки) трубу газопроводу “Пасічна – Долина”, яка в процесі експлуатації через технологічні та експлуатаційні обставини, зазнала пониження робочого тиску газу.

Після першого етапу, який тривав 24 роки, робочий тиск в газопроводі був знижений з 5,5 МПа до 2,0 МПа. У табл. 5.19 зведені її геометричні параметри ( $D, t$ ), значення границі міцності  $\sigma_B$  сталі 10Г2СД та

експлуатаційні параметри навантаження – робочі тиски на першому  $P_I$  та другому  $P_{II}$  етапах експлуатації.

Результати проведених за методикою *SINTAP* [142] розрахунків, представлених на рис. 5.9 у вигляді графічної залежності відносної глибини дефекту  $a/t$  від його довжини  $L$ , дозволили оцінити специфічну мінімальну границю плинності (рис. 5.9, б криві 2 та 4) для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.

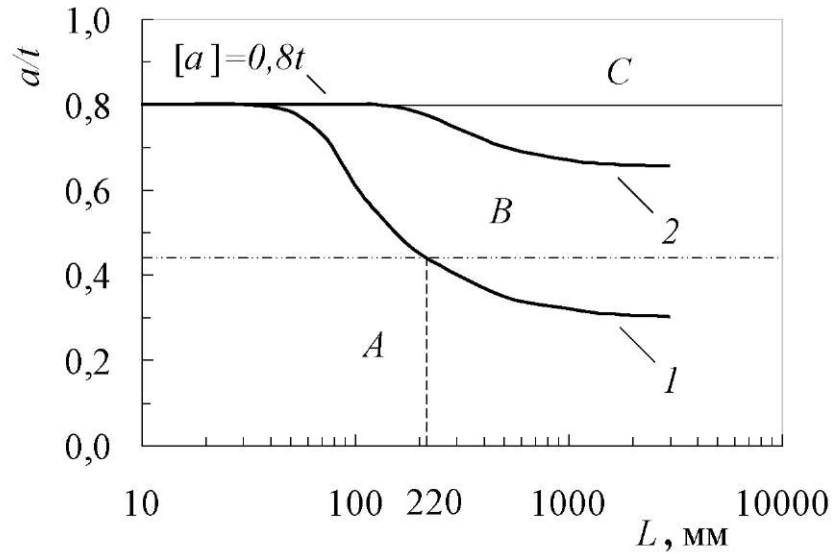
Таблиця 5.19 – Геометричні параметри та механічні характеристики металу газопроводу “Пасічна – Долина”

$D$ , мм	$t$ , мм	$\sigma_B$ , МПа	$P_I$ , МПа	$P_{II}$ , МПа
530	7,0	575,3	5,4	2,0

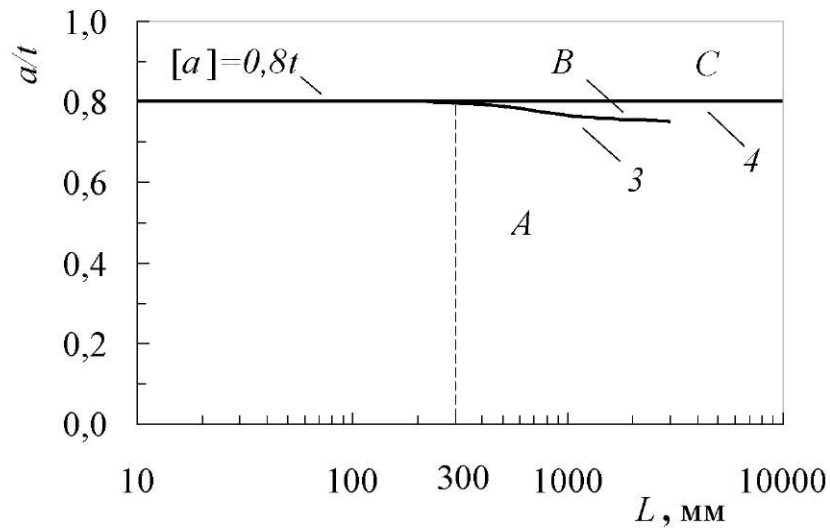
Отримані графічні залежності (рис. 5.9, а) дали можливість встановити для першого етапу експлуатації газопроводу області безпечних  $A$  (нижче суцільної кривої 1) і недопустимих  $C$  (вище кривої 2) експлуатаційних тріщиноподібних дефектів газопроводу “Пасічна – Долина” та перехідну зону  $B$ , розміщену між кривими 1 та 2, у якій експлуатація газопроводу без проведення ремонтних робіт з усуненням наявних тріщиноподібних дефектів можлива лише за умови зниження робочого тиску.

Враховуючи дані діагностичних обстежень, середня швидкість розвитку корозійно-механічних дефектів ( $V = \frac{da}{dT}$ ) газопроводу “Пасічна – Долина” складає  $V_{cp} = 0,08$  мм/рік, хоча на окремих відрізках для даного газопроводу (заболочені ділянки, балки, яри тощо) в місцях високої корозійної активності ґрунтів та порушення режимів електрохімічного захисту вона сягає  $V_{max} = 0,125$  мм/рік. Враховуючи цю обставину, після першого етапу (24 роки) експлуатації газопроводу, глибина окремих корозійно-механічних дефектів буде рівною  $a_0 = 3,0$  мм. Цілком очевидно (рис. 5.9, а), що ділянки газопроводу з

виявленими експлуатаційними дефектами довжиною  $L_i \geq 220$  мм та глибиною  $a_o = 3,0$  мм ( $a/t \approx 0,43$ ) можна експлуатувати лише за умови пониження робочого тиску.



а)



б)

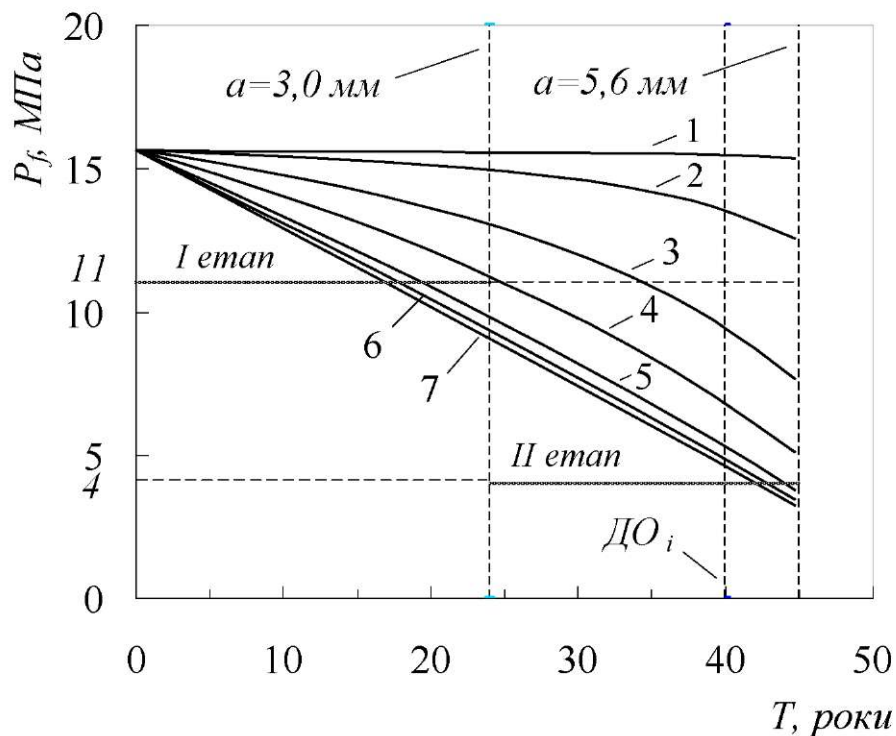
1, 3 – гранично допустимі розміри дефектів ( $S_r = 0,5$ );

2, 4 – недопустимі розміри дефектів ( $S_r = 1,0$ )

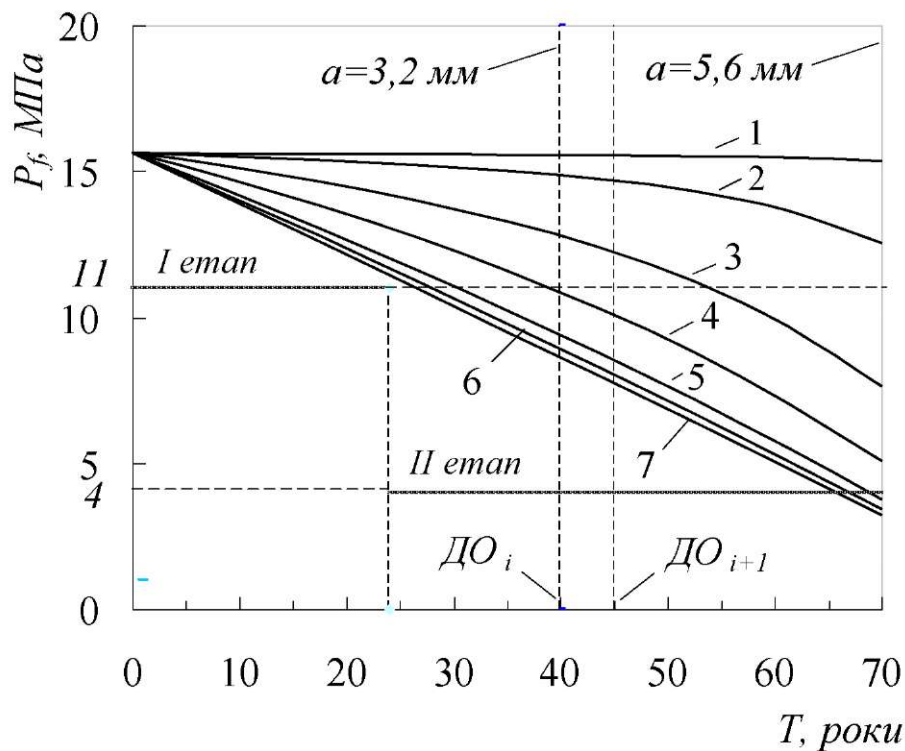
Рисунок 5.9 – Залежність відносної глибини дефекту  $a/t$  від його довжини  $L$  в газопроводі “Пасічна – Долина” на першому  $P_1$  (а) та другому  $P_2$  (б) етапах експлуатації [17]

На другому етапі експлуатації газопроводу “Пасічна – Долина” відбулось пониження робочого тиску до  $P_{II} = 2,0$  МПа. Отримані графічні залежності (рис. 5.9, б) засвідчують, що корозійно-механічні дефекти довжиною до 300 мм та глибиною до  $a/t = 0,8$  [27] не призводять до руйнування труби у процесі експлуатації газопроводу. Дефекти, довжина яких змінюється в інтервалі  $300 \text{ мм} \leq L \leq 3000 \text{ мм}$ , є безпечними для експлуатаційної труби за умови, що їх глибина не перевищує  $a/t \leq 0,75$ , тобто допустима глибина корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту –  $a \leq 5,25$  мм, а руйнівний тиск дефектної газопровідної труби в цьому випадку буде рівний  $P_f^{[C]P} = 4,0$  МПа.

Враховуючи максимальну швидкість  $V_{max}$  розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, їх глибина на дефектних ділянках газопроводу (рис. 5.10, а) була рівною  $a_0 = 5,0$  мм. За умови, що довжина виявлених експлуатаційних дефектів перевищувала  $L_i \geq 1000$  мм, такі ділянки газопроводу з подовгастими дефектами потребували заміни.



а)



б)

1 –  $L_1 = 10$  мм; 2 –  $L_2 = 40$  мм; 3 –  $L_3 = 100$  мм; 4 –  $L_4 = 200$  мм;  
 5 –  $L_5 = 500$  мм; 6 –  $L_6 = 1000$  мм; 7 –  $L_7 = 3000$  мм ,

( $ДО_i$  – плановий діагностичний огляд,  $ДО_{i+1}$  – наступний діагностичний огляд)

Рисунок 5.10 – Залежність зміни руйнівного тиску  $P_f$  газопровідної труби (“Пасічна – Долина”), що містить виявлений корозійно-механічний тріщиноподібний дефект заданої довжини  $L_i$ , який розвивається в глибину стінки  $\left( \frac{a}{t} \leq 0,8 \right)$  із постійною максимальною швидкістю  $V_{max} = 0,125$  мм/рік (а) та середньою швидкістю  $V_{cp} = 0,08$  мм/рік (б) від тривалості експлуатації  $T$  [17]

Ділянки газопроводу з аналогічними по глибині дефектами, розміри яких не перевищували  $L_i < 1000$  мм, можна було безпечно експлуатувати до кінця наступного планового діагностичного огляду ( $ДО_{i+1}$ ), тобто до 45 років (рис. 5.10, а). Після цього такі дефектні ділянки за вимогами нормативних документів [27] потребують заміни. Враховуючи цю обставину, заміна

фрагмента досліджуваної тривало експлуатованої (43 роки) дефектної газопровідної труби цілком обґрунтована.

Згідно [17] на діагностованих ділянках газопроводу “Пасічна – Долина”, враховуючи середню швидкість  $V_{cp}$  розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, глибина подовгастих дефектів не перевищувала  $a_0 \leq 3,2$  мм. Враховуючи цю обставину, газопровід з виявленими подовгастими дефектами можна безпечно експлуатувати ще 25 років (рис. 5.10, б) за умови постійного моніторингу (кожні 5 років) швидкості розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів.

### **Висновки до розділу 5**

1. Встановлено, що в результаті втомних випробувань на повітрі фрагментів як труб запасу, так і експлуатованих труб магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна I нитка” без концентраторів напружень протягом заданої бази ( $10 \cdot 10^6$  циклів), руйнування відсутнє. Вплив концентратора напружень, більших на порядок в порівнянні з заданою базою експерименту зменшує кількість циклів до руйнування як труб запасу, так і експлуатованих труб.
2. Корозійне середовище суттєво впливає на втомне руйнування неексплуатованих та експлуатованих фрагментів газопровідних труб із нанесеними концентраторами напружень. Так, за інших аналогічних умов проведення експерименту кількість циклів до руйнування в повітряному середовищі фрагментів труб запасу в 2,3 рази, а фрагментів експлуатованих – в 2,4 рази більша, ніж в корозійному середовищі (моделі ґрунтової води NS4).
3. Експериментально визначено оптимальні параметри зміцнення поверхні фрагментів труб, вирізаних із труб нового (труб запасу) та експлуатованого газопроводу. Встановлено, що кількість циклів до руйнування відповідно



поверхнево зміцнених фрагментів труб запасу та експлуатаційних труб із аналогічними не зміцненими фрагментами труб за однакових умов проведення експерименту в 6,9 рази, а експлуатованих – в 6,7 рази більша.

4. Запропоновано спосіб ремонту сталевих трубопроводів, який суттєво сповільнює утворення втомних та корозійно-втомних тріщин на оброблюваній поверхні газопровідних труб.

5. Встановлено, що кількість циклів до руйнування поверхнево зміцнених та оброблених протикорозійно досліджуваних фрагментів труб запасу більша в 2,5 рази від протикорозійно не оброблених, тоді як кількість циклів до руйнування аналогічних експлуатованих в 2,7 рази більші від поверхнево зміцнених, але не оброблених протикорозійно фрагментів труб.

6. Визначено значення руйнівного тиску для тривало експлуатованого газопроводу “Пасічна – Долина” та встановлено як безпечні так і недопустимі дефектомісткі області, а також визначено перехідну зону, у якій експлуатація газопроводу без проведення ремонтних робіт з усунення наявних тріщиноподібних дефектів можлива лише за умови пониження робочого тиску. Обґрунтовано, враховуючи розміри тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів та швидкості їх максимального розвитку, доцільне зниження робочого тиску на другому етапі експлуатації газопроводу та розраховано його залишковий ресурс.

## ОСНОВНІ РЕЗУЛЬТАТИ РОБОТИ ТА ВИСНОВКИ

У дисертації обґрунтовано і вирішено науково-технічну задачу, яка полягає у розробленні методики оцінювання умов руйнування тривало експлуатованих магістральних газопроводів за підходами механіки руйнування та результатами їх технічної діагностики, а також розробленні на цій основі технології подовження терміну їх експлуатації. У результаті виконання роботи отримано такі основні результати:

1. Одержано комплекс нових експериментальних даних про базові характеристики міцності та циклічної тріщиностійкості трубних сталей 17Г1С та 10Г2СД, що враховують вплив параметрів навантаження та експлуатаційного середовища. При цьому виявлено відчутний вплив корозійного середовища NS4 на швидкість поширення втомної тріщини у тривало експлуатованих трубопровідних сталях. Зокрема для сталі 17Г1С, як у повздовжньому ( $k_c = 4,6$ ), так і в поперечному напрямках ( $k_c = 8,3$ ), а також у поздовжньому ( $k_c = 10,5$ ) для сталі 10Г2СД. Визначені характеристики опору руйнуванню металу тривало експлуатованих магістральних газопроводів вказують на наявність впливу корозійного середовища (NS4) у вершині тріщини на зону передруйнування, що зменшує його тріщиностійкість на 13,3 %.

2. Адаптовано розрахункову методику прогнозування розвитку тріщиноподібних дефектів напівеліптичної форми в стінці трубопроводу в залежності від величини внутрішнього тиску транспортованого продукту.

3. Встановлено закономірності подальшого розвитку та зміни форми діагностованих поверхневих тріщиноподібних дефектів у трубі магістрального газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка”. Зокрема:

- встановлено умови, за яких можливе утворення корозійно-втомних тріщин, а також взаємозв'язок між пороговими глибинами та початковими формами тріщин, розміщених на зовнішній стінці труби магістральних газопроводів;

- оцінено кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) газопроводу;
- середовище (NS4) суттєво впливає на швидкість поширення корозійно-втомних тріщин, зокрема для металу газопроводу “Київ – Західна Україна І нитка” вона в 1,35 рази більша, ніж на повітрі;
- виокремлено потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти. Встановлено, що видовжені півеліптичні корозійно-втомні тріщини  $\left[ \frac{a}{100} \leq \frac{a}{c} \leq \frac{1}{20} \right]$  більш небезпечні ніж короткі тріщини з формою у вигляді корозійної виразки  $\left[ \frac{a}{10} \leq \frac{a}{c} \leq \frac{1}{3} \right]$ . Також встановлено залежність граничних форм тріщин від параметра  $q$ , який показує, що видовжені  $\left[ \frac{a}{c} = \frac{1}{100} \right]$  півеліптичні корозійно-втомні тріщини на повітрі у 3,5 рази, а в середовищі NS4 у 4,7 разів швидше поширюються вглиб стінки труби порівняно із короткими  $\left[ \frac{a}{c} = \frac{1}{3} \right]$ ;
- встановлено залежність граничних розмірів та форми тріщин від порогових, яка дає можливість оцінити небезпечність діагностованих дефектів та інтерпретувати результати обстеження тривало експлуатованих газопроводів;
- обчислено руйнівні розміри  $2c^*$  наскрізних повздожних тріщин у трубі. Так, для системи “17Г1С – повітря” вони рівні  $2c^* = 240,9$  мм, а для системи “17Г1С – NS4” –  $2c^* = 214,0$  мм відповідно. На цій основі запропоновано підходи до оцінювання можливості подальшої експлуатації дефектних трубопроводів.

4. Запропоновано спосіб ремонту сталевих трубопроводів, який суттєво сповільнює утворення втомних та корозійно-втомних тріщин на оброблюваній поверхні газопровідних труб. Зокрема:

- визначено оптимальні параметри процесу зміцнення поверхні фрагментів труб, вирізаних із нового (труб запасу) та експлуатованого газопроводу. Встановлено, що кількість циклів до руйнування відповідно поверхнево зміцнених фрагментів труб запасу та експлуатованих труб в порівнянні із

аналогічними не зміцненими фрагментами труб за однакових умов проведення експерименту в 6,9 рази, а експлуатованих – в 6,7 рази більша;

– встановлено, що кількість циклів до руйнування поверхнево зміцнених та протикорозійно оброблених досліджуваних фрагментів труб запасу більша в 2,5 рази від протикорозійно не оброблених, тоді як кількість циклів до руйнування аналогічних експлуатованих в 2,7 рази більші від поверхнево зміцнених, але не оброблених проти корозії фрагментів труб.

5. Окремі результати роботи відображені у методиці експрес прогнозування безпеки та умов руйнування тривало експлуатованих газопроводів, яку прийнято для впровадження у виробничий процес у філії УМГ “Прикарпаттрансгаз” ПАТ “Укртрансгаз”.

**СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ**

1. Андрейкив А. Е. Пространственные задачи теории трещин. К.: Наук. думка, 1982. 345 с.
2. Андрейків О. Є., Штаюра С. Т. Експериментальна механіка матеріалів: Частина I: Силові фактори. Ізотропні матеріали. (Лабораторний практикум): Навчальний посібник. Львів: Видавничий центр ЛНУ ім. І. Франка, 2004. 272 с.
3. Бабей Ю. И., Бережницкая М. Ф. Метод определения остаточных напряжений первого рода. Львов, 1980. 66 с. (Препр./ АН УССР. Физ.-мех. ин-т; №30).
4. Басиев К. Д., Дзиев К. М. Стресс-коррозионные процессы в металле и сварных соединениях магистральных газопроводов. *Территория "Нефтегаз"*. 2010. № 12. С. 30-33.
5. Бережницька М. Визначення залишкових макронапружень у призматичних і циліндричних стержнях. НТШ. Матеріалознавство та механіка матеріалів, Т.9. Львів, 2003. С. 80-86.
6. Борисенко В. А. Нихаенко Ю. П., Крикун В. И. Коррозионное разрушение газопроводов. Проблемы коррозии та протикорозійного захисту матеріалів (Коррозія-2006): Зб. праць у 2-х томах VIII міжн. конф.-вист. (Львів, 6-8 черв. 2006 р.). Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України. 2006. Спец. вип. №5. С. 296-299.
7. Бут В. С., Олійник О. І. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин*. Під заг. ред. Б. Є. Патона. Київ: Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. С. 491-496.
8. Варламов Н. В., Макаров Г. И., Поликарпов К. В. Натуральные испытания труб и ремонтных конструкций на испытательном полигоне ОАО ВНИИСТ. *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. 2010. №6 (22). С. 4-7.

9. Горицкий В. Н., Нестеров Г. В., Егоров В. А. Характеристики статической трещиностойкости металла в спиральношовных трубах. *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. 2007. №3 (9). С. 44-49.
10. ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. М.: Изд-во стандартов, 1985. 62 с.
11. Грабовский Р. С., Дмытрах И. Н., Пукас Я. Н. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость. *Деп. ВИНТИ*. № 6768 – В 89 от 10.11.1989 г. С. 8.
12. Грабовський Р. С. Оцінка ресурсних можливостей магістральних газопроводів із експлуатаційними дефектами. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. №4 (37). С. 71-82.
13. Грабовський Р. С., Барна Р. А., Мазур М. П., Федорович І. Я., Лепак О. М. Визначення характеристик тріщиностійкості металу трубопроводів тривалої експлуатації. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2014. №1 (25). С. 63-76.
14. Грабовський Р. С., Лепак О. М., Мазур М. П., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінка умов руйнування трубопроводів тривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2015. №1 (38). С. 46-53.
15. Грабовський Р. С., Лужецький В. С. До оцінки катастрофічного руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами. *Наукові нотатки: міжвуз. зб.* – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2006. Вип. 19. С. 56-63.
16. Грабовський Р. С., Лужецький В. С., Горб'як Т. М. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів. *Машинознавство*. 2005. №4 (94). С. 7-10.
17. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка умов експлуатації газопроводу з експлуатаційними дефектами. *Машинознавство*. 2013. №9-10 (195-196). С. 29-34.

18. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу газопроводу. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій: Тези доповідей 3 Міжнар. наук-техн. конф., (Львів, 7-9 лист. 2012 р.).* Львів: КІНПАТРІ ЛТД, 2012. С. 58-60.
19. Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Прогнозування працездатності тривало експлуатованих нафтогазопроводів. *Нафтогазова енергетика 2017: Матеріали 6 Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 15-19 трав. 2017 р.).* Івано-Франківськ, 2017. С. 351-352.
20. Грудз В. Я., Грудз Я. В., Фейчук В. Д. Діагностування малих витоків з трубопроводу. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* 1999. Вип. 36. С. 42-44.
21. Грудз В. Я., Лінчевський М. П. Керування режимами газотранспортних систем. Київ: Укргазпроект, 1996. 136 с.
22. Димов Л. А. Расчет трубопроводов: новые предложения. *Газовая промышленность.* 1999. № 2. С. 40-41.
23. Дмитрах І. М., Тот Л., О. Л. Білий, А.М. Сиротюк. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. під заг. ред. В.В. Панасюка. Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень. Львів: СПОЛОМ, 2012. 316 с.
24. Дмитрах І. М., Вайнман А. Б., Стащук М. Г., Тот Л. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник під заг. ред. В. В. Панасюка. Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування. Під ред. І. М. Дмитраха. Київ: ВД "Академперіодика", 2005. 378 с.
25. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. 1999. 341 с.

26. Долгов П. А., Гончаров В. А., Сурков Ю. П. Оценка изменения стресс-коррозионной повреждаемости по результатам повторной внутритрубной диагностики. *Дефектоскопия*. 2007. № 1. С. 16-26.
27. ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008. Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. К.: Мінрегіонбуд України, 2008. 68 с.
28. Емельянов А. В., Столяров В. И., Казачков В. И., Котова И. С. Оценка служебных характеристик спиральношовных труб для магистральных газонефтепроводов методами полномасштабных испытаний. *Территория "Нефтегаз"*. 2010. № 8. С. 70-73.
29. Заец А. Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты. *Научн.-техн. сборн. "Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа"*. 1996. № 1-2. С.21-24.
30. Занковец П. В. Использование математического моделирования для исследования влияния сварочных материалов на качество сварных соединений трубопроводов. *Трубопроводный транспорт: теория и практика*. – М.: 2010. №4. С. 24-27.
31. Иванцов О. М., Харитонов В. И. Надежность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1978. 167 с.
32. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением: СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Введ. 2008-31-01. М.: ООО "ИРЦ Газпром". 30 с.
33. Івасів В. М., Артим В. І., Нікітюк В. М. та ін. Використання локальних моделей для оцінки залишкового ресурсу магістральних трубопроводів. Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій; під заг. ред. В. В. Панасюка. Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 2004. С. 557-562.



34. Івасів В., Артим В., Смоляк Т. та ін. Методика оцінки втомної довговічності та залишкового ресурсу великогабаритних деталей з допомогою локальних моделей. *Вісник Тернопільського державного технічного університету*. 2005. Т.10. № 1. С. 19-24.
35. Ільницький Ю. В. Аналіз відмов та аварій на магістральних газопроводах УМГ «Львівтрансгаз» і заходи для запобігання їх виникнення. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2012. №2 (32). С. 210-214.
36. Кантюков Р. А., Якупов Н. М., Тамеев И. М., Якупов С. Н., Кантюков Р. Р. Проблемы безопасности трубопроводов. *Газовая промышленность. Приложение*. 2012. С. 11-15.
37. Касьянов А. Н., Колотовський П. А., Зорин Е. Е., Чушкин И. Г. Повышение эффективности диагностики магистральных газопроводов при проведении ремонтно-восстановительных работ. *Газовая промышленность. Приложение*. 2011. С. 56-58.
38. Красовський А. Я., Ориняк І. В., Тороп В. М. та ін. Методологія і експертна система для поточного моніторингу реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин*. Під заг. ред. Б. Є. Патона. Київ: Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона НАН України, 2006. С. 309-314.
39. Красовський А. Я., Ориняк І. В., Лохман І. В. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стресс-корозією. *Трубопровідний транспорт*. 2011. № 2 (68). С. 18-21.
40. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С. До оцінки ризику експлуатації магістральних газопроводів із тріщиноподібними дефектами. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2012. №1 (31). С.42-54.
41. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Прогнозування кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало

- експлуатованих газопроводів. *Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій*. Зб. праць під заг. ред. В. В. Панасюка 5 Міжнар. наук.-техн. конф. (Львів, 24-27 черв. 2014 р.). Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України. 2014. С. 779 -782.
42. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т.51, № 1. С. 13-19.  
(Kryzhanivskyi E. I., Hrabovskiy R. S., Fedorovych I. Ya., Barna R. A. Evaluation of the Kinetics of Fracture of Elements of a Gas Pipeline After Operation. *Materials Science*. 2015. 51, № 1. P.7-14.)
43. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Оцінювання небезпеки руйнування магістральних нафтогазопроводів у залежності від форми поверхневих тріщиноподібних дефектів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2016. №1 (40). С. 20-30.
44. Крижанівський Є. І., Івасів В. М., Чернов Б. О. Вибір і дослідження моделей підводних трубопроводів. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 1999. № 36 (4). С. 109-114.
45. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] під заг. ред. В. В. Панасюка. Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, Т. 1: Основи оцінювання деградації трубопроводів. 2011. 457 с.
46. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] під заг. ред. В. В. Панасюка. Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. 2012. 433 с.
47. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Деградація сталей магістральних газопроводів. *Трубопровідний транспорт*. 2014. № 4 (88). С. 18-19.

48. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація газотранспортних систем. *Трубопровідний транспорт*. 2014. № 3 (87). С. 28-29.
49. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Особливості корозійно-водневої деградації сталей нафтогазопроводів і резервуарів зберігання нафти. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2011. Т. 47, № 2. С. 11-20.
50. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008)*: Зб. праць у 2-х томах ІХ міжн. конф.- вист. (Львів, 10-12 черв. 2008 р.). Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України. 2008. Спец. вип. №7. С. 791-796.
51. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Дослідження корозійно-втомних характеристик сталі 17Г1С магістрального газопроводу. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006)*: Зб. праць у 2-х томах VIII міжн. конф.-вист. (Львів, 6-8 черв. 2006 р.). 2006. Спец. вип. №5. С. 290-295.
52. Крижанівський Є. І., Побережний Л. Я. Методологічні аспекти дослідження взаємозв'язку процесів деформації та руйнування трубопроводів. *Нафтова і газова промисловість*. 2002. №5. С. 33-38.
53. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Рудко В. В., Федорович І. Я. Відновлення протикорозійного захисту підземних газонафтопроводів в сильномінералізованих ґрунтах. *Нафтогазова енергетика*. 2011. №1 (14). С. 34-38.
54. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Квич В. І. Оцінка впливу якості підготовки поверхні нафтогазопроводів на стійкість до відшарування протикорозійних покриттів в умовах катодної поляризації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2 (52). С. 7-13.

55. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С. Вплив нерівномірності газоспоживання на напружений стан трубопроводу. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 3 (12). С. 31-34.
56. Лещак Р. Л. Методика оцінювання корозійної пошкоджуваності зварних з'єднань труб із різнорідних сталей: автореф. дис. ... канд. тех. наук. Львів, 2011. 21 с.
57. Лубенский С. А. Информационно-аналитические модели для прогнозирования процессов коррозии труб МГ. *Газовая промышленность. Приложение*. 2011. С. 41-44.
58. Магистральные трубопроводы. Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85. Москва: ВНИИСТ Миннефтегазстроя, 1997. 46 с.
59. Мазур И. И., Иванцов О. М. Безопасность трубопроводных систем. Москва: Елима, 2004. 1104 с.
60. Махненко В. И., Миленин А. С. Вероятностная методика ранжировки дефектов магистральных газопроводов для их ремонта без вывода из эксплуатации. *Збірник наукових праць НУК*. Миколаїв: НУК, 2009. №4 (427). С. 3-12.
61. Методика оцінки технічного стану труб газопроводу з тривалим строком експлуатації та його залишкового ресурсу (Затверджено ДК "Укртрансгаз" 15.07.2002), 72 с.
62. Методика продления срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО "Газпром" СТО Газпром 2-3.5-252-2008. Введ. 2009-04-15. М.: ООО "ИРЦ Газпром". 60 с.
63. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособ. в 4-х т. под общ. ред. В. В. Панасюка. Київ: Наук. думка, 1988–1990.
64. Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій / [під заг. ред. В. В. Панасюка]. Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2004. 912 с.

65. Михалків В. Б. Дослідження режимів роботи складної системи газопроводів у разі її недовантаження. *Нафтогазова галузь України*. 2015. №6. С. 26-29.
66. Міленін О. С Імовірнісний аналіз стану магістральних трубопроводів із виявленими дефектами та ресурс їх експлуатації після ремонту під тиском. *Вісник ТНТУ*. 2011. Спецвипуск ч. 1. С. 73-81.
67. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Статистична інформація. URL: <https://mpe.kmu.gov.ua> (дата звернення: 15.04. 2015).
68. Назарчук З. Т., Тетерко А. Я., Рибачук В. Г. та ін. Комплекс технічних засобів для електромагнітного неруйнівного контролю конструкцій тривалої експлуатації. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин ("РЕСУРС")*: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б. Є. Патона. звітна сесія цільової комплексної програми, (Київ, 6-8 січня 2006 р.). Київ: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. С. 39-42.
69. Никифорчин Г. М., Поляков С. Г., Черватюк В. А. та ін. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник під заг. ред. В. В. Панасюка. Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. Під ред. Г. М. Никифорчина. Львів: СПОЛОМ, 2009. 504 с.
70. Никифорчин Г. М. Цирульник О. Т., Петрина Д. Ю. Деградація властивостей сталей магістральних газопроводів упродовж їх сорокарічної експлуатації. *Проблеми міцності*. 2009. № 5. С. 66-72.
71. Ничипоренко М. В., Іваник Є. Б. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК "Укртрансгаз" за допомогою внутрішньотрубних інспекцій поршнів. *Трубопровідний транспорт*. 2010. № 6 (66). С. 7-8.
72. Ориняк І. В., Бородій М. В., Батура А. С. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів. *Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин ("РЕСУРС")*: наук.-техн. збірник під заг. ред.

- Б. Є. Патона. (Київ, 6-8 січня 2006 р.). Київ: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. С. 11-15.
73. Ориняк І. В., Тороп В. М. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами. *Нафтова і газова промисловість*. 1998. № 1. С.31-36.
  74. Отт К. Ф. Стресс-коррозионная повреждаемость магистральных газопроводов. *Газовая промышленность*. 2000. № 4. С. 38-41.
  75. Охримчук С. А., Бабельський Р. М., Руденко С. Н. Обзор возможных причин возникновения трещин на двухшовных трубах МГ Уренгой – Помары – Ужгород. *Газовая промышленность. Приложение*. 2011. С. 7-10.
  76. Панасюк В.В. Механика квазіхрупкого руйнування матеріалів. Київ: Наук. думка, 1991. 416 с
  77. Пат. 84769 Україна. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів. Опубл. 25.11.2008.
  78. Петрина Д. Ю. Вплив тривалої експлуатації нафтогазопроводів на умови корозійно-втомного руйнування матеріалу труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 1 (34). С. 20-25.
  79. Петрина Ю. Д., Петрина Д. Ю., Вуйцік С. С. Вплив експлуатаційних чинників нафтогазопроводів на циклічну тріщиностійкість сталі 17ГС. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. № 3 (32). С. 54-58.
  80. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Є. С. Опір матеріалів: підруч. [для студ. вищ. навч. закл.]. Київ: Вища школа, 2004. 655 с.
  81. Полутренко М. С., Федорович І. В., Боднарук І. Л., Федорович І. Я. Підвищення рівня екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015*. №1 (23). С.25-31.
  82. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я. Оцінка впливу якості підготовки поверхні трубопроводів перед нанесенням протикорозійних покриттів і умовах катодної поляризації. *Нафтогазова енергетика 2013*: Матеріали 4-ої Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 7-11 жовт. 2013 р.). Івано-Франківськ, 2013. С. 446-448.

83. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Боднарук І. Л. Забезпечення екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова освіта і наука: стан та перспективи*: Матеріали Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10-12 груд. 2014 р.). Івано-Франківськ, 2014. С. 248-250.
84. Поляков С. Г., Клименко А. В., Ниркова Л. І., Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008)*: Зб. праць у 2-х томах ІХ міжн. конф.-вист. (Львів, 10-12 черв. 2008 р.). 2008. Спец. вип. №7. С. 761-766.
85. Поляков С. Г., Рибаків А. О. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів. *Проблеми міцності*. 2009. № 5. С. 7-17.
86. Похмурский В. И. Коррозионная усталость металлов. Москва: Металлургия, 1985. 206 с.
87. Похмурський В. І., Крижанівський Є І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2009. № 3 (21). С. 5-10.
88. Притула В. В. Коррозионное растрескивание газопроводов под напряжением: история и состояние проблемы. *Коррозия «Территории «Нефтегаз»*. 2010. № 3. С. 50-53.
89. Пышминцев И. Ю., Столяров В. И., Казачков В. И., Беляев К. Б., Харионовский В. В., Травин Н. Н. Применение высококачественных труб – гарантия от лавинообразного разрушения трубопровода высокого давления. *Территория «Нефтегаз»*. 2007. № 10. С. 54-57.
90. Пэрис П., Эрдоган Ф. Критический анализ законов распространения трещин. *Техническая механика*. 1963. Сер. Е, № 4. С. 60-66.
91. Р 54-292-90. Рекомендации. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик

- трещиностойкости при циклическом нагружении в жидких коррозионных средах. Москва: ВНИИНМАШ, 1990. 38 с.
92. Рафалович И. М., Марков С. И. Особенности напряженно-деформированного состояния металла прямошовных сварных труб. *Наука и техника в газовой промышленности*. 2010. № 3. С. 102-107.
93. РД 50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. Москва: Изд-во стандартов, 1983. 96 с.
94. Романив О. Н., Ярема С. Я., Никифорчин Г. Н. и др. Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособ. в 4-х т. под общ. ред. В. В. Панасюка. Київ: Наук. думка, 1990. Т. 4: Усталость и циклическая трещиностойкость конструкционных материалов. 680 с.
95. Савків Б. П. Становлення магістрального транспорту газу в Україні. *Трубопровідний транспорт*. 2012. №7 (Спецвипуск). С. 26-31.
96. Савула С. Ф. Історія розвитку. *Трубопровідний транспорт*. 2012. №5 (77). С. 9-13.
97. Синугаев М. Ф., Климов П. В., Гумеров А. К., Шафииков Р. Р. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор. *Территория "Нефтегаз"*. 2010. № 8. С. 32-36.
98. Смоляк Т. І., Капцов І. І., Холодов В. І., Кобзєв В. А., Конохова О. В. Розрахунок міцності газопроводів з корозійними дефектами. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 4. С. 31-33.
99. Спиридович Е. А. Оценка эффективности назначения потенциально опасных участков магистральных газопроводов по признаку предрасположения к КРН. *Территория "Нефтегаз"*. 2014. № 3. С. 70-74.
100. Транзит газа через Украину установил 7-летний рекорд. URL: <https://day.kyiv.ua/uk/news/020118-tranzyt-gazu-cherez-ukrayinu-pobuyv-semyrichnyu-rekord> (дата звернення: 01.02.2018).



101. Федорович І. Я. Оцінка кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало експлуатованого газопроводу „Київ–Західна Україна”. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій: Тези доповідей 4 Міжнар. наук-техн. конф. (Львів, 30-31 жовт. 2014 р.)*. Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2014. С. 92-93.
102. Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу місцевого газопроводу. *Прикарпатський вісник НТШ. Число. 2017. №2 (38)*. С. 253-266.
103. Федорович І. Я., Лепак О. М. Експрес-оцінка умов потенційного руйнування дефектних трубопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015: Матеріали 4 Міжнар. наук-техн. конф. (Івано-Франківськ, 21-24 квіт. 2015 р.)*. Івано-Франківськ, 2015. С. 58-60.
104. Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: у 2 т. М.: Машиностроение, 1974. Т. 2. с. 368.
105. Харионовский В. В., Ботов В. М., Силкин В. М. Опыт работ по продлению ресурса магистральных газопроводов на предприятиях ООО "Мострансгаз". Надежность и ресурс газопроводных конструкций: Сборник научных трудов. Москва, 2003. С. 45-66.
106. Харионовский В. В. Стресс-коррозия магистральных газопроводов: методы, объемы, эффективность диагностирования. *Газовая промышленность*. 2005. №7. С. 14-17.
107. Цирульник О. Т., Греділь М. І., Студент О. З. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні. *Вісник Тернопільського державного технічного університету*. 2008. Т.13. № 4. С. 49-55.
108. Цирульник О. Т., Никифорчин Г. М., Петрина Д. Ю. Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних газопроводів. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2007. Т. 43, № 5. С.97-104.
109. Черепанов Г. П. Механика хрупкого разрушения. Москва: Наука, 1974. 640 с.

110. Шарьгин В. М., Теплинский Ю. А., Яковлев А. Я. Экспериментальная прочность труб с дефектами. *Газовая промышленность*. 2000. №2. С. 35-37.
111. Шлапак Л. С. Технология ремонта и усиления дефектных участков магистральных трубопроводов. *Нефть и газ Западной Сибири: Материалы Междунар. науч.-техн. конф. у 4-х томах. (Тюмень, 19-20 окт. 2011).* Тюмень, 2011. Т 2. С. 111-114.
112. Шлапак Л. С., Лінчевський М. П., Саркісов В. О. Бандажування трубопроводів, як один із шляхів зменшення кільцевих напружень. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2011. № 2 (28). С. 36-39.
113. Шлапак Л. С., Розгонюк В. В. Розробка концепції дослідження технічного стану надземних ділянок газонафтопроводів. *Нафтова і газова промисловість*. 1996. №4. С. 35-37.
114. Яковлев А. Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. Киров: ОАО "Кировоградская областная типография", 2009. 320 с.
115. Adib H., Jallouf S., Schmitt C., Carmasol A., Pluvinage G. Evaluation of the effect of corrosion defects on the structural integrity of X52 gas pipelines using the SINTAP procedure and notch theory. *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2007. Vol. 84. P. 123-131.
116. ANSI/ASME B31G. Manual for Manual of determining the remaining strength of corroded pipelines. New York: American Society of Mechanical Engineers. 1984.
117. ASME B31G. Manual of determining the remaining strength of corroded pipelines - a supplement to ANSI/ASME B31G code for pressure piping. New York: American Society of Mechanical Engineers 1991.
118. Brand D., Kenter R. Gas pipeline incidents. 8<sup>th</sup> Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group. *Groningen: EGIG*, 2011. 43 p.
119. Capelle J., Gilgert J., Dmytrach I., Pluvinage G. Sensitivity of pipelines with steel API X52 hydrogen embrittlement. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2008. Vol. 33, №24. P. 7630-7641.

120. Choi J. B., Goo B. K., Kim J. C., Kim W. S. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines. *Int. Journal Pressure Vessel and Piping*. 2003. Vol. 80, №2. P. 121-128.
121. DNV. Recommend Practic, RP-F101. Corroded pipelines. Det Norske Veritas, Norway. 2000.
122. Fracture / Ed. by H. Liebowitz. New York and London: Academic Press. 1968-1972. Vol. 1-7.
123. Hasan F, Iqbal J, Ahmed F. Stress corrosion failure of a high-pressure gas pipeline. *Engineering Failure Analysis*. 2007. Vol. 14, (February) P. 801-809.
124. Hrabovs'kyi R.S. Determination of the Resource Abilities of Oil and Gas Pipelines Working for a long Time. *Materials Science*. 2009. 45, № 2. P.309-317. <https://doi.org/10.1007/s11003-009-9180-9>.
125. Kiefner J. F., Vieth P. H. New method corrects criterion for evaluating corroded pipe. *Oil Gas Journal*. 1990. Vol. 88, №32. P. 56-59.
126. Kryzhanivs'kyi E. I., Hrabovskyi R. S., Mandryk O. M. Estimation of the serviceability of oil and gas pipelines after long-term operation according to the parameters of their defectiveness. *Materials Science*. 2013. 49, № 1. P.117-123.
127. Lavigne O., Gamboaa E., Luzinc V, Lawc M. Analysis of intergranular stress corrosion crack paths in gas pipeline steels; straight or inclined? *Engineering Failure Analysis*. 2018. V. 85. P. 26-35.
128. Liu Z. Y., Wang X. Z., Du C. W., Li J. K., Li X. G. Effect of hydrogen-induced plasticity on the stress corrosion cracking of X70 pipeline steel in simulated soil environments, *Materials Science & Engineering A*. 2016. V. 658. P. 348-354.
129. Manfredi C, Otegui J.I. Failure by SCC in buried pipelines. *Engineering Failure Analysis*. 2002. V. 9. P. 495-509.
130. Neimitz A. Ocena wytrzymałości elementów konstrukcyjnych zawierających pęknięcia (podstawowe elementy procedur SINTAP). Kielce (Poland): Politechnika Świętokrzyska, 2004. 139 s.

131. Netto T. A., Ferraz U. S., Estefen S. F. The effect of corrosion defects on the burst pressure of pipelines. *Journal Constr Steel Res.* 2005; V.61, №8. P. 185-204.
132. Newman J. C., Raju I. S. Stress-Intensity Factors for Internal Surface Cracks in Cylindrical Pressure Vessels. *Transactions of the ASME: Journal of Pressure Vessel Technology.* 1980. 102 (November). P. 342-349.
133. Paris P. O., Gomez M. P., Anderson W. E. A rational analytic theory of fatigue. *The Trend in Engineering.* 1961. Vol. 13, № 1. P. 9-14.
134. Paris P., Erdogan F. A critical analysis of crack propagation laws. *Trans. ASME, Journal Basic Engng.* 1963. Vol. 15, №4. P. 528-534.
135. Parkins R. N. O'dell C. S., Fessler R. R. Factors affecting the potential of galvanostatically polarised pipeline steel in relation to SCC in soil solutions. *Corrosion Science.* Volume 24, Issue 4. 1984. P. 343-374.
136. Parkins R. N. The application of stress corrosion crack growth kinetics to predicting lifetimes of structures. *Corrosion Science.* Volume 29, Issue 8. 1989. P. 1019-1038.
137. R/H/R6 "Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects". – British Energy General Ltd. 4th edition, 2000.
138. Raju I. S., Newman J. C. Jr. Stress-Intensity Factors for Circumferential. Surface Cracks in Pipes and Rods. *ASTM STP 905.* 1986. P. 789-805.
139. Rice J. R. A path independent integral and the approximate analysis of strain concentration by notched and cracks. *Journal Appl. Mech.* 1968. V. 35, ser E. P. 287-298.
140. Saleem B., Ahmed F., Rafiq M., Ajmal M., Ali M. Stress corrosion failure of an X52 grade gas pipeline, *Engineering Failure Analysis.* 2014. V. 46. P. 157-165.
141. Shabani H., Goudarzi N., Shabani M. Failure analysis of a natural gas pipeline. *Engineering Failure Analysis.* 2018. Vol. 84, (February) P. 167-184.
142. *SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry,* Final Proc. Brite-Euram Project No BE95-1426. Rotherham: British Steel, 1999. 238 p.

Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу

**Федорович Ігор Ярославович**

**ДОДАТКИ**

**до дисертаційної роботи**

**ОЦІНЮВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ  
ГАЗОПРОВІДІВ З ВИЯВЛЕНИМИ ПОВЕРХНЕВИМИ  
ТРИЩИНОПОДІБНИМИ ДЕФЕКТАМИ**

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища  
Галузь знань: Виробництво та технології

Івано-Франківськ – 2018

## ДОДАТОК А

## Список публікацій здобувача

1. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т.51, № 1. С. 13-19.  
(Kryzhanivs'kyi E. I., Hrabovs'kiy R. S., Fedorovych I. Ya., Barna R. A. Evaluation of the Kinetics of Fracture of Elements of a Gas Pipeline After Operation. *Materials Science*. 2015. 51, № 1. P.7-14.) (Scopus).
2. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Рудко В. В., Федорович І. Я. Відновлення протикорозійного захисту підземних газонафтопроводів в сильномінералізованих ґрунтах. *Нафтогазова енергетика*. 2011. №1(14). С.34-38.
3. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка умов експлуатації газопроводу з експлуатаційними дефектами. *Машинознавство*. 2013. №9-10 (195-196). С. 29-34.
4. Крижанівський Є. І., Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Квич В. І. Оцінка впливу якості підготовки поверхні нафтобазопроводів на стійкість до відшарування протикорозійних покриттів в умовах катодної поляризації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2 (52). С. 7-13.
5. Грабовський Р. С., Барна Р. А., Мазур М. П., Федорович І. Я., Лепак О. М. Визначення характеристик тріщиностійкості металу трубопроводів тривалої експлуатації. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2014. №1 (25). С. 63-76.
6. Грабовський Р. С., Лепак О. М., Мазур М. П., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінка умов руйнування трубопроводів тривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2015. №1 (38). С. 46-53.

7. Полутренко М. С., Федорович І. В., Боднарук І. Л., Федорович І. Я. Підвищення рівня екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015*. №1 (23). С.25-31.

8. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Оцінювання небезпеки руйнування магістральних нафтогазових проводів у залежності від форми поверхневих тріщиноподібних дефектів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2016. №1 (40). С. 20-30.

9. Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу місцевого газопроводу. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2017. №2 (38). С. 253-266.

10. Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Оцінка характеристик опору поширення корозійно-втомних тріщин тривало експлуатованого металу газопроводу. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій*: Тези доповідей 3 Міжнар. наук.-техн. конф. (Львів, 7-9 лист. 2012 р.). Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2012. С. 58-60.

11. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я. Оцінка впливу якості підготовки поверхні трубопроводів перед нанесенням протикорозійних покриттів і умовах катодної поляризації. *Нафтогазова енергетика 2013*: Матеріали 4 Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 7-11 жовт. 2013 р.). Івано-Франківськ, 2013. С. 446-448.

12. Полутренко М. С., Федорович Я. Т., Федорович І. Я., Боднарук І. Л. Забезпечення екологічної безпеки експлуатації підземних газопроводів. *Нафтогазова освіта і наука: стан та перспективи*: Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. (Івано-Франківськ, 10-12 груд. 2014 р.). Івано-Франківськ, 2014. С. 248-250.

13. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я. Прогнозування кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало експлуатованих газопроводів. *Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій*: Зб. праць під заг. ред. В. В. Панасюка 5 Міжнар. наук.-техн. конф.

(Львів, 24-27 черв. 2014 р.). Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України. 2014. С. 779-782.

14. Федорович І. Я. Оцінка кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінках тривало експлуатованого газопроводу „Київ–Західна Україна”. *Теорія та практика раціонального проектування, виготовлення і експлуатації машинобудівних конструкцій: Тези доповідей 4 Міжнар. наук-техн. конф.* (Львів, 30-31 жовт. 2014 р.). Львів: КІНПАТРИ ЛТД, 2014. С. 92-93.

15. Федорович І. Я., Лепак О. М. Експрес-оцінка умов потенційного руйнування дефектних трубопроводів. *Нафтогазова енергетика 2015: Матеріали 4 Міжнар. наук-техн. конф.* (Івано-Франківськ, 21-24 квіт. 2015 р.). Івано-Франківськ, 2015. С. 58-60.

16. Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Прогнозування працездатності тривало експлуатованих нафтогазопроводів. *Нафтогазова енергетика 2017: Матеріали 6 Міжнар. наук-техн. конф.* (Івано-Франківськ, 15-19 трав. 2017 р.). Івано-Франківськ, 2017. С. 351-352.

17. Пат. 84769 Україна. Спосіб ремонту сталевих трубопроводів. Опубл. 25.11.2008.



**ДОДАТОК Б**

ФІЛІЯ УМГ “ПРИКАРПАТТРАНСГАЗ” ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
НАФТИ І ГАЗУ

**ПОГОДЖЕНО**

Проректор з наукової роботи  
ІФНТУНГ



**О. М. Карпаш**  
« 25 » 04 2017 р.

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Головний інженер філії УМГ  
“Прикарпаттрансгаз” ПАТ  
“Укртрансгаз”



**В. В. Костів**  
« 27 » 04 2017 р.

**МЕТОДИКА**

ЕКСПРЕС ПРОГНОЗУВАННЯ БЕЗПЕКИ ТА УМОВ РУЙНУВАННЯ  
ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

## МЕТОДИКУ РОЗРОБИЛИ

Науковий керівник

доктор технічних наук, професор

(розділи 1-4)



Р. С. Грабовський

Відповідальний виконавець

(розділи 2-3)



І. Я. Федорович

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	173
1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ.....	175
2. ВИЗНАЧЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ РОЗВИТКУ КОРОЗІЙНО-ВТОМНИХ ТРІЩИН ВГЛИБ СТІНКИ ГАЗОПРОВІДНОЇ ТРУБИ ТА УМОВ ЇЇ РУЙНУВАННЯ.....	176
3. ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТА МІСЦЕВИХ ГАЗОПРОВІДІВ У ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ФОРМИ ПОВЕРХНЕВИХ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ .....	179
4. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА КВАЛІФІКАЦІЇ ПЕРСОНАЛУ .....	181
БІБЛІОГРАФІЯ .....	190

## ВСТУП

В Україні у 2003–2007 роках мали місце три аварії на магістральних газопроводах. Причиною цих аварій були тріщиноподібні дефекти глибиною 6 – 12 мм та довжиною 0,6 – 3,0 м, які утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття труб, впливу ґрунтових вод, оскільки були порушені режими електрохімічного захисту у аварійних місцях, а також корозійного розтріскування під напруженням [1-5].

Так, у квітні 2003 р. на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород” (ділянка КС “Ставище” – КС “Іллінці”) діаметром 1420 мм стався розрив газопроводу. Згідно з висновком Інституту електрозварювання ім. Є. О. Патона руйнування магістрального газопроводу відбулося внаслідок корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) металу труби, яке сталося вперше в практиці експлуатації газопроводів в Україні. Причиною руйнування була тріщина глибиною 8 мм та довжиною 650 мм. Для відновлення магістрального газопроводу було замінено понад 80 м труби [2, 3].



Рисунок 1 - Повздовжній дефект стрес-корозійного характеру на трубі магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” діаметром 1420 мм (3871,81 км, діляниця КС “Іллінці” – КС “Бар”) [95]

Не зважаючи на проведені значні комплексні обстеження, на магістральному газопроводі “Уренгой – Помари – Ужгород” у травні 2007 р. у

районі КС “Ставище” внаслідок корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) металу труби сталася аварія з розривом трубопроводу. У цьому випадку причиною руйнування була тріщина глибиною 6,8 мм та довжиною 470 мм. Причиною аналогічної аварії, що трапилася у грудні 2007 р. в районі КС “Іллінці”, була тріщина глибиною 11,8 мм та довжиною 600 мм [2, 3].

Необхідно зауважити, що така проблема існує в усіх країнах, які володіють розвиненими трубопровідними системами, якими транспортуються вуглеводні під високим тиском. Так, корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозійне руйнування спостерігали ще в 70-х роках на магістральних газопроводах “Бухара – Урал” і “Середня Азія – Центр”. Тими роками на південній ділянці цих газопроводів зареєстровано 103 випадки стрес-корозійного руйнування. Такі ж руйнування мали місце під час експлуатації канадських газопроводів, де наявність стрес-корозійних тріщин фіксували на трубах 13 різних заводів-виробників труб. У Росії на підприємствах “Севергазпрому” трапилось 7 аварій через стрес-корозійне руйнування, до того ж руйнувалися труби з повздовжнім та спіральним швом. У районі Красноуринська на шестинитковій ділянці газопроводу зареєстровано 11 руйнувань такого ж типу. При повторному випробуванні цієї ділянки газопроводу сталося додатково ще 33 розриви, пов'язаних із стрес-корозійним руйнуванням [3]. Усього з 1981-го до 2007-го роки в Росії зареєстровано 82 відмови, зумовлені виходом газу, причому у приблизно 58,5 % випадках основною причиною аварійних ситуацій було корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозія [6].

Також суттєвим виявився вплив добових коливань робочого тиску в газопроводах, що у поєднанні з дією експлуатаційного середовища спричиняло появу та розвиток тріщиноподібних дефектів у стінках труб за механізмом корозійної втоми [7]. Утворення втомних тріщин після 15 років експлуатації другої нитки магістрального газопроводу на 383 км “Краснодарський край – Серпухов” у 1999 р. (спіральні труби діаметром 1020×10,5 мм) також виникло через значне коливання робочого тиску (від 3,62 до 5,07 МПа) протягом двох

місяців [1]. Аналогічна причина руйнування (сліди втомних тріщин на поверхні руйнування) була відзначена під час аварії на магістральному газопроводі “Новопсков – Аксай – Моздок” у 1996 р. (труби діаметром 1220×15,4 мм з повздовжнім швом) після 13 років експлуатації [1].

## 1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1. Мета методичних рекомендацій – обґрунтувати та визначити процедуру прогнозування безпечної експлуатації, залишкової довговічності та умов руйнування тривало експлуатованих магістральних і місцевих газопроводів з поверхневими тріщиноподібними дефектами за результатами їх технічного діагностування.

1.2. Область застосування методичних рекомендацій – лінійна частина тривало експлуатованих місцевих та магістральних газопроводів.

1.3. Методологічною основою рекомендацій є механіка руйнування і міцності матеріалів та елементів конструкцій, що експлуатуються у водних корозійних середовищах.

1.4. Тріщиноподібними дефектами [8] вважаються тріщини (двовірні дефекти) та гострі тривимірні дефекти основного металу (риски, подряпини тощо) та зварного шва (підрізи, непровари, пори, шлакові включення тощо), для яких ширина  $2b$  є малою величиною і задовольняє нерівності:

$$\begin{cases} b \leq 0,25 \cdot t; \\ b \leq a, \end{cases} \quad (1)$$

де  $t$  – товщина стінки труби,  $a$  – глибина дефекту,  $b$  – півширина дефекту [3].

1.5. Для проведення експериментальних досліджень необхідно оцінити умови експлуатації (амплітуда і частота зміни тиску газу) лінійної частини газопроводу та встановити склад ґрунтового електроліту.

1.6. Для прогнозування безпечної експлуатації, залишкової довговічності тривало експлуатованих магістральних і місцевих газопроводів необхідно використати дані технічного діагностування, дані експериментальних досліджень (пункт 1.5) та провести відповідні розрахунки, використовуючи



методику аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів під час їх розвитку у стінці труби.

1.7. Для оцінки умов руйнування необхідно визначити критичні параметри тріщиностійкості відносно металу тривало експлуатованих місцевих та магістральних газопроводів згідно з модифікованою методикою.

## 2. ВИЗНАЧЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТЕЙ РОЗВИТКУ КОРОЗІЙНО-ВТОМНИХ ТРІЩИН ВГЛИБ СТІНКИ ГАЗОПРОВІДНОЇ ТРУБИ ТА УМОВ ЇЇ РУЙНУВАННЯ

Для об'єктивної оцінки умов зародження та розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у металі труби досліджуваної ділянки магістрального газопроводу необхідно:

2.1. Проаналізувати просторово-часові функції навантаженості досліджуваної ділянки газопроводу та встановити (змоделювати) їх частотні, амплітудні та асиметричні параметри;

2.2. Встановити хімічний склад ґрунтового електроліту (ґрунтової води);

2.3. Виготовити з фрагментів труб досліджуваного тривало експлуатованого газопроводу дослідні зразки (рис. 2). У нашому випадку їх вирізали з котушки труби за схемою (рис. 3) згідно з методичними рекомендаціями [9];



Рисунок 2 - Загальний вигляд зразків:

- ПЗ – прямокутні зразки;
- АЗ – аркові зразки;
- АЗ ЗТВ – аркові зразки із зони термічного впливу зварного шва

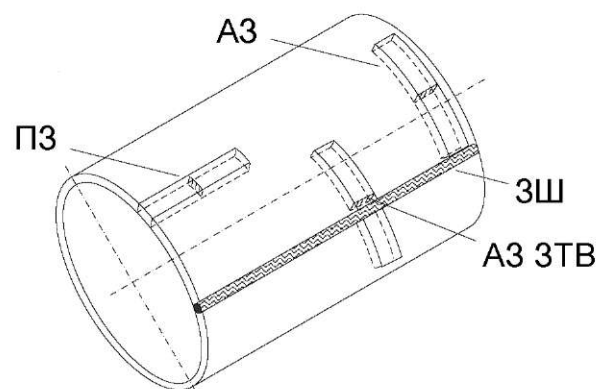


Рисунок 3 - Схема вирізання зразків із фрагмента газопровідної труби

2.4. Дослідити циклічну корозійну тріщиностійкість тривало експлуатованої газопровідної сталі у заданому корозійному середовищі.

2.4.1 Експериментально встановити залежність швидкості поширення корозійно-втомної тріщини від змодельованих умов експлуатації, тобто розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень  $\Delta K_I$  (рис. 4).

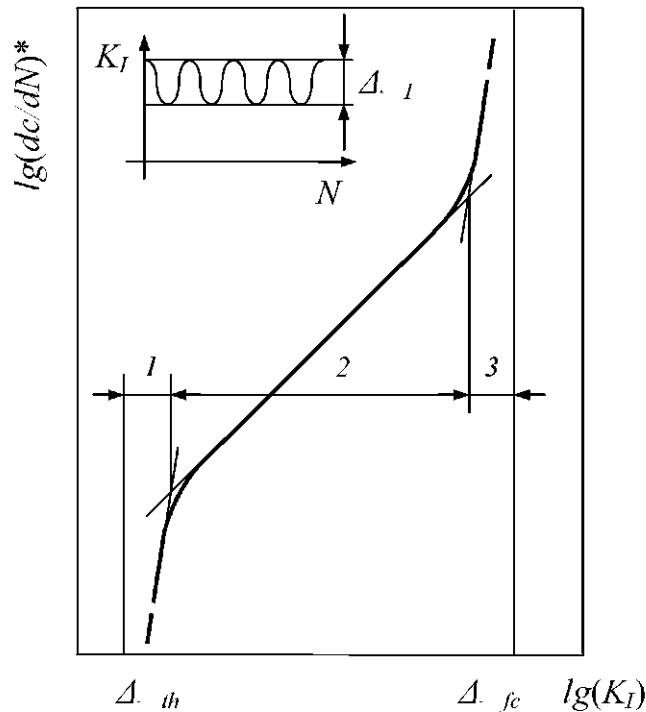


Рисунок 4 - Схематичне представлення діаграми циклічної тріщиностійкості конструкційного матеріалу

2.4.2 Побудувати діаграму руйнування, яка охоплює весь можливий діапазон поширення корозійно-втомної тріщини вглиб стінки газопровідної труби – від порогових  $\Delta K_{th}$  до критичних  $\Delta K_{fc}$  значень коефіцієнта інтенсивності напружень – та визначити базові характеристики циклічної корозійної тріщиностійкості для досліджуваної системи “експлуатована сталь-середовище” ( $C, n, \Delta K_{th}, \Delta K_{fc}$ ):

$C, n$  – коефіцієнти в степеневій залежності Паріса [10];

$\Delta K_{th}$  – розмах порогового коефіцієнту інтенсивності напружень за цикл навантаження;



$\Delta K_{fc}$  – розмах критичного коефіцієнту інтенсивності напружень за цикл навантаження.

2.4.3 Середньоамплітудну ділянку діаграми руйнування описати залежністю типу Паріса [10]:

$$dc/dN = C \cdot \left( K_I / \sqrt{1-R} \right)^m, \quad (2)$$

де  $K_{I_{max}} = \Delta K_I / \sqrt{1-R}$  – максимальне значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  в межах циклу навантажень.

2.5. Визначити енергетичний [11] критерій руйнування  $J_c$ , скориставшись даними експериментальних досліджень, одержаними згідно з модифікованою методикою [12], та обчислити критичну тріщиностійкість металу газопроводу за рівнянням [13]:

$$K_{Jc} = \sqrt{\frac{J_c \cdot E}{1 - \mu^2}}, \quad (3)$$

де  $J_c$  – критична тріщиностійкість;  $E$  – модуль Юнга ( $E = 10^{11}$  Па);  
 $\mu$  – коефіцієнт Пуассона (для низьколегованих сталей  $\mu = 0,3$ ).

2.6. Визначити за критеріальною залежністю (4) критичні (руйнівні) розміри наскрізної тріщини:

$$c_{cr} = \left( \frac{K_{Jc}}{F_I \cdot \sigma_p} \right)^2, \quad (4)$$

де  $F_I$  – відома функція для циліндричної оболонки з довільно розміщеною тріщиною, що перебуває під дією внутрішнього тиску  $P_{max}$  ( $\mu = 0,3$ ) [14];

$\sigma_p$  – максимальні розтягувальні напруження,  $\sigma_p = \frac{P_{max} \cdot R}{t}$ ;

$\Delta K_{Jc}$  – критичний коефіцієнт інтенсивності напружень.

Проаналізувати експериментальні дані, звідки визначити критичну довжину тріщини  $2c_{cr}$ , при якій розпочинається процес спонтанного поширення наскрізної тріщини вздовж осі газопровідної труби, та розрахункові дані, одержані за методикою аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми

тріщиноподібних дефектів при їх розвитку в стінці трубопроводу [15, 16], та визначити розміри  $2c_t^*$  наскрізного дефекту. За отриманими вихідними даними про розмір та форму тріщиноподібного дефекту  $f(c, a, t, \theta)$ , спрогнозувати наявність або відсутність умов для катастрофічного руйнування газопроводу.

### **3. ПРОГНОЗУВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ТА МІСЦЕВИХ ГАЗОПРОВІДІВ У ЗАЛЕЖНОСТІ ВІД ФОРМИ ПОВЕРХНЕВИХ ТРІЩИНОПОДІБНИХ ДЕФЕКТІВ**

На даний час для прийняття обґрунтованих висновків щодо можливості подальшої експлуатації діагностованої ділянки газопроводу та визначення обсягу ремонтних робіт використовують результати розрахунку на статичну міцність і довговічність згідно з нормативним документом [8]. Цей підхід дає можливість лише «прогнозувати і оцінювати» момент катастрофічного руйнування труби. Однак він не враховує специфіку розвитку наявних корозійних та тріщиноподібних дефектів, які передують руйнуванню, тобто не враховується та обставина, що руйнування матеріалу під довготривалою дією експлуатаційних чинників є багатостадійним процесом, який і визначає довговічність елемента труби в заданих умовах роботи. Для того, щоб реалізувати концепцію «передбачувати і запобігати», важливо спрогнозувати розвиток, в процесі експлуатації наявних корозійних та тріщиноподібних дефектів, що зумовлений сумісною дією робочих навантажень та середовищ.

3.1. Для прогнозування безпечності діагностованих газопроводів, а також умов їх руйнування, використовують результати експериментальних досліджень закономірностей розвитку корозійно-втомної тріщини в змодельованих умовах, близьких до умов експлуатації. Крім того, для оцінки виявлених в процесі технічного діагностування місцевих та магістральних газопроводів осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів слід застосувати методику аналітично-числової оцінки кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці труби.

3.2. За методикою [17] оцінюють міцність та ризик руйнування експлуатованих газопровідних труб за показником “опірність елемента конструкції (труби) поширенню тріщини”. Крім того, слід визначити глибину корозійно-втомної тріщини, тобто характерний для системи “метал труби – середовище” параметр  $\left(\frac{q}{t}\right)^m$ , починаючи з якого різко зростає швидкість зміни  $\left(\frac{K_I}{da}\right)^2$  коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$ .

3.3. За результатами експериментально-розрахункових досліджень встановлюють:

– критеріальну залежність граничних від порогових (або виявлених у процесі технічного діагностування) форм осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів:

$$\left(\frac{q}{c}\right)^m = B \cdot \left(\frac{q}{c}\right)^n; \quad (5)$$

– взаємозв’язок порогових (або виявлених у процесі технічного діагностування) глибин та початкових форм тріщин, розміщених на зовнішній стінці газопровідної труби;

– кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) газопроводу;

– потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти;

– залежність граничних форм виявлених корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів від параметра  $q$  (відображає – порівняльну оцінку швидкості розвитку тріщиноподібного дефекту виявленої форми  $\left(\frac{q}{c}\right)^m$  для досліджуваних систем “метал труби – середовище”), який здійснює порівняльну оцінку швидкості розвитку тріщиноподібних дефектів заданої форми:

$$q_i = N_t^{max} / N_t^{min}. \quad (6)$$

3.4. Аналізуючи результати розрахункових досліджень п. 3.2 та аналітично-числової оцінки п. 3.3 складають експертний висновок щодо

інтерпретації виявлених у процесі технічного діагностування тріщиноподібних дефектів.

3.5. За результатами узагальненого аналізу результатів досліджень, одержаних експериментально-розрахунковим шляхом (п. 2.6, п.3.2, п.3.3), обґрунтовують виведення з експлуатації або продовження терміну експлуатації та надають рекомендації стосовно умов (режимів) експлуатації досліджуваних ділянок газопровідних систем.

#### **4. ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА КВАЛІФІКАЦІЇ ПЕРСОНАЛУ**

4.1 Роботи з діагностичного обстеження виконують фахівці, атестовані згідно з НПАОП 0.00-6.14-97 "Порядок сертифікації персоналу з неруйнівного контролю".

4.2 Отримання даних для розрахунків під час діагностичного обстеження виконують згідно з НПАОП 60.3-1.03-04 "Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів", НПАОП 60.3-1.35-03 "Правила безпеки під час будівництва та реконструкції магістральних трубопроводів".

4.3 Експериментальні випробування здійснюються в лабораторіях, що відповідають вимогам згідно з ДСТУ ISO/IEC 17025-2001 "Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій".

#### **ПРИКЛАД ЕКСПРЕС ПРОГНОЗУВАННЯ БЕЗПЕКИ, А ТАКОЖ УМОВ РУЙНУВАННЯ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНОГО ГАЗОПРОВОДУ**

1. За результатами аналізу просторово-часових функцій навантаженості досліджуваної ділянки газопроводу «Київ – Західна Україна», зокрема встановлюємо частотні, амплітудні та асиметричні параметри циклу (див. рис. 2). Випробування проводимо як на повітрі, так і в корозійному середовищі ( $pH$  6,7) NS4 (0,483 NaHCO<sub>3</sub> g/l; 0,120 KCl; 0,137 CaCl<sub>2</sub>; 0,131 MgCl<sub>2</sub>·H<sub>2</sub>O), яке слугувало моделлю ґрунтової води [18]. Температура досліджуваних середовищ повинна бути постійною  $T = 20^{\circ}C$ .

2. Проводимо дослідження циклічної корозійної тріщиностійкості тривало експлуатованої газопровідної сталі у заданому корозійному середовищі,

тобто експериментально встановлюємо залежність швидкості росту корозійно-втомної тріщини від змодельованих у пункті 1 умов, подібних до умов експлуатації (рис. 5) газопроводів та визначаємо чотири характеристики тріщиностійкості ( $n$ ,  $C$ ,  $\Delta K_{th}$ ,  $\Delta K_{fc}$ ) для досліджуваних систем “газопровідна сталь – середовище” (табл. 1).

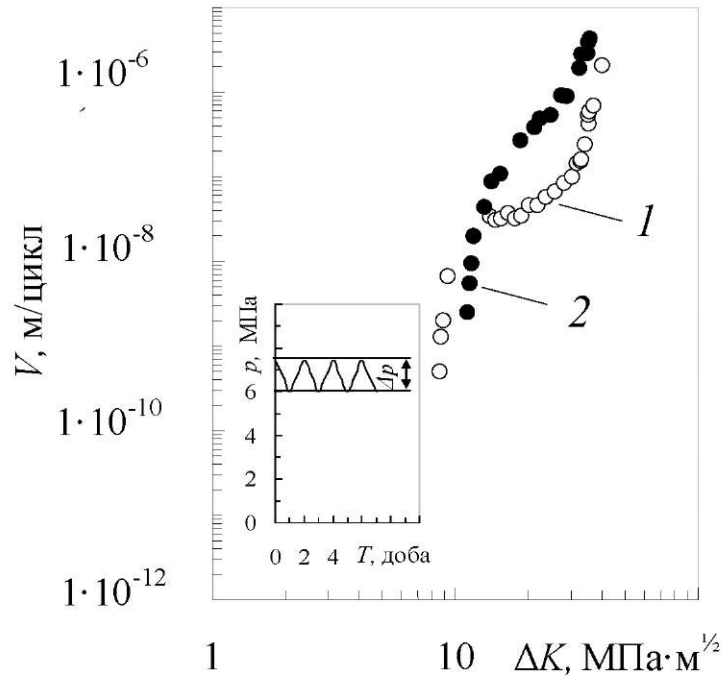


Рисунок 5 - Діаграми циклічної тріщиностійкості металу магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” ( $\Delta K = K_{max} - K_{min}$ ):

1 – повітря; 2 – NS4

Таблиця 1 - Характеристики циклічної тріщиностійкості експлуатованої сталі газопроводу “Київ–Західна Україна”

Система “сталь – середовище”	$C$ $\frac{мм}{цикл} \cdot (MPa\sqrt{м})^{-n}$	$n$	$\Delta K_{th}$ , $(MPa\sqrt{м})^{-n}$	$\Delta K_{fc}$ , $(MPa\sqrt{м})^{-n}$	$R = \frac{\Delta K_{I\min}}{\Delta K_{I\max}}$
17Г1С – повітря	$7,56 \cdot 10^{-12}$	2,99	8,59	41,87	0,8
17Г1С – NS4	$4,96 \cdot 10^{-14}$	5,14	10,93	37,12	0,8

Вивчаємо два типи найбільш характерних форм тріщиноподібних дефектів, що виявляються в процесі технічного діагностування трубопроводів:

технологічні риси, подовгасті експлуатаційні боріздки (канавки) розглянуті в інтервалі  $1/100 \leq \overline{a/c} \leq 1/10$ , а корозійні виразки – в інтервалі  $1/10 < \overline{a/c} \leq 1/3$ .

Застосувавши процедуру [16, 19] оцінювання кінетики та зміни форми корозійно-втомних тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінці трубопроводу (рис. 6) визначаємо порогові глибини  $a_{th}$  у залежності від форми  $\overline{a/c}_0$  (рис. 7) розглядуваних нами дефектів (див. табл. 2).

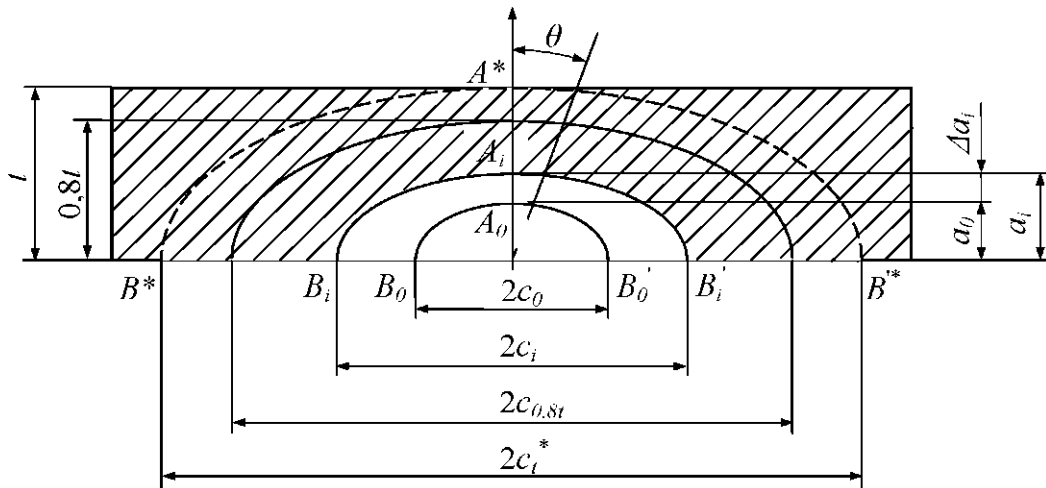


Рисунок 6 - Схема  $i$ -го приросту тріщини

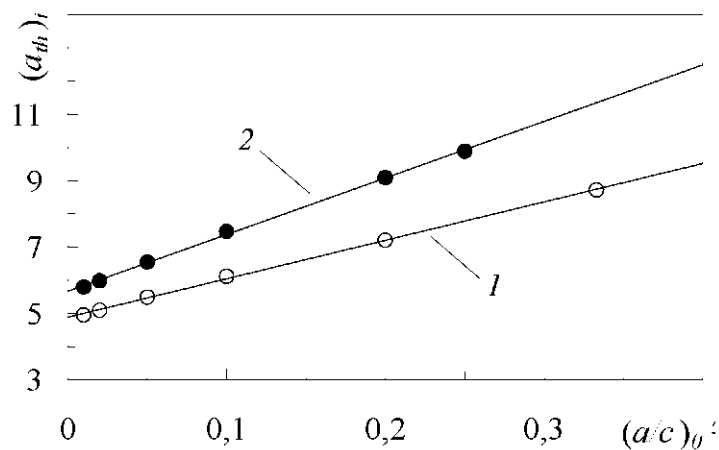


Рисунок 7 - Взаємозв'язок порогових глибин  $(a_{th})_i$  та початкових форм  $(a/c)_0$  тріщин, розміщених на зовнішній стінці труби магістрального газопроводу "Київ-Західна Україна" у середовищі: 1 - повітря; 2 - NS4

Крім того, виходячи з експериментальних досліджень швидкості розвитку тріщин ( $V_i = \Delta a_i / \Delta N_i = C \overline{a/c}$ ) для досліджуваної системи „метал труби –

середовище” та отриманих на цій основі розрахункових оцінок розвитку в стінці труби осьових півеліптичних тріщиноподібних дефектів встановлюємо функціональну залежність їх розвитку вглиб стінки труби від кількості циклів навантаження  $N$  (рис. 8) та визначаємо параметри  $q_i$  (див. пункт 3.3, формула 6).

Таблиця 2 - Наскрізнi  $a_{th}/c_{\theta}^*$  та критичні  $a/t^*$  розміри осьових корозійно-втомних тріщин, що розвиваються із зовнішньої стінки труби газопроводу

Середовище	$a_{th}/c_{\theta}^*$		$a_{th}$ , мм	$a/c_{\theta}^*$	$a/t^*$	$\Delta N_c = N_c - N_{th}$ , ЦИКЛИ	$q$
Повітря	6	1/3	8,72	0,475	-	$8,05 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	7,20	0,364	-	$7,67 \cdot 10^5$	1,05
	4	1/10	6,11	0,225	-	$5,82 \cdot 10^5$	1,38
	3	1/20	5,49	0,127	0,204	$3,95 \cdot 10^5$	2,04
	2	1/50	5,09	0,055	0,168	$2,67 \cdot 10^5$	3,02
	1	1/100	4,95	0,028	0,158	$2,32 \cdot 10^5$	3,47
NS4	6	1/4	9,89	0,346	-	$2,43 \cdot 10^5$	1,00
	5	1/5	9,09	0,303	-	$2,32 \cdot 10^5$	1,05
	4	1/10	7,47	0,188	-	$1,54 \cdot 10^5$	1,58
	3	1/20	6,55	0,107	0,208	$0,91 \cdot 10^5$	2,67
	2	1/50	5,98	0,047	0,169	$0,60 \cdot 10^5$	4,05
	1	1/100	5,79	0,024	0,159	$0,52 \cdot 10^5$	4,67

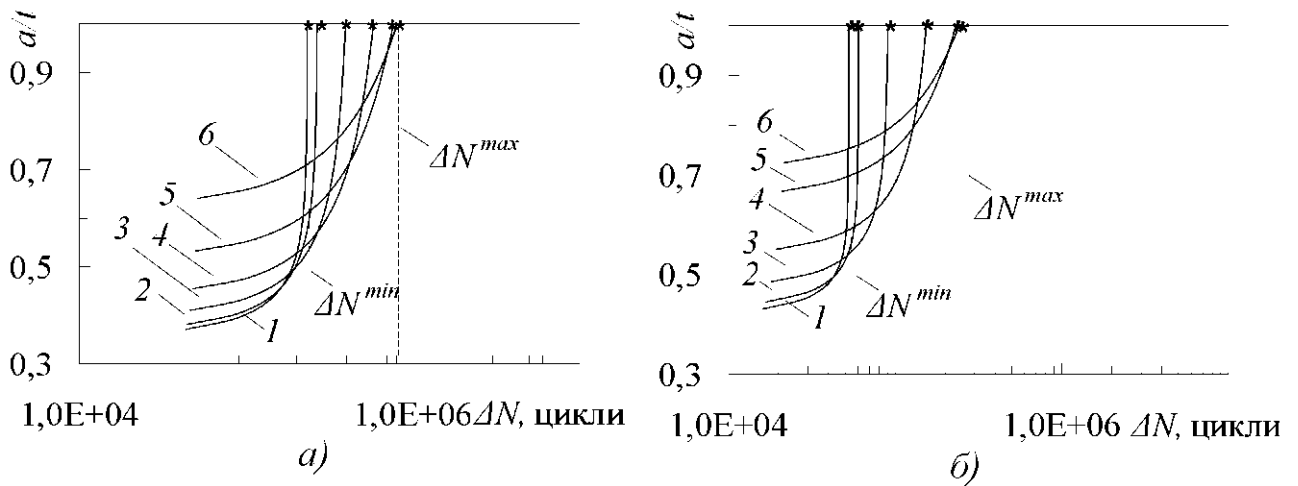


Рисунок 8 - Розвиток тріщини у глиб стінки труби  $a/t$  від кількості циклів навантаження  $N$  для магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” (а, б) у середовищі: а – повітря; б – NS4

Також встановлюємо залежність зміни співвідношення півосей  $a$  та  $c$  початкової форми півеліптичної тріщини  $a/c$ , при її розвитку вглиб стінки труби  $a/t$  (рис. 9).

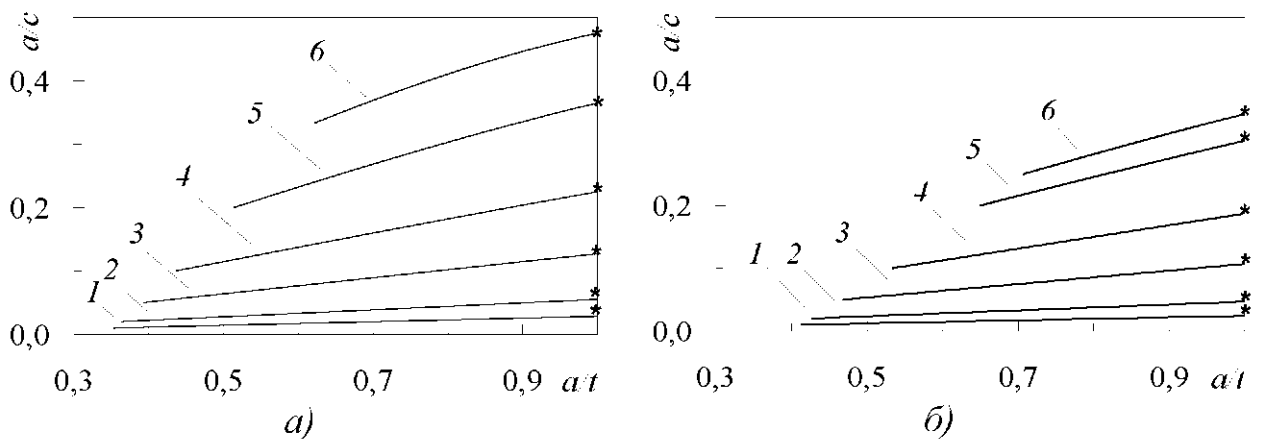


Рис. 9. Зміна форми тріщини  $a/c$  при її розвитку вглиб стінки труби  $a/t$  від кількості циклів навантаження  $N$  для магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” у середовищі: а - повітря; б - NS4

Крім того, визначаємо глибину корозійно-втомної тріщини, тобто характеристичний для системи “метал труби – середовище” параметр  $a/t^*$ , починаючи з якого різко пришвидшується зміна  $a/c$  коефіцієнта інтенсивності напружень  $K$ , [17]. Показник “опірності елемента конструкції



(труби) поширення тріщини” – параметр  $\sqrt{q/t}^*$ , дозволяє оцінити міцність та ризик руйнування експлуатованих газопровідних труб.

Аналіз отриманих результатів (див. рис. 10, табл. 3), по-перше, засвідчує, що розвиток подовгастих півеліптичних тріщин  $\sqrt{100 \leq q/c} \leq 1/20$  відбувається за умови різкого зростання параметра  $dK_I/da$ , тоді як для коротких півеліптичних тріщин  $\sqrt{10 \leq q/c} \leq 1/3$  параметр  $dK_I/da$  змінюється незначно. Як наслідок, за умови  $\sqrt{q/t}^* < \sqrt{q_h/t}$ , відбувається різке зростання швидкості поширення тріщини. Також із зменшенням відношення  $\sqrt{q/c}$  значення параметра  $\sqrt{q/t}^*$  знижується, що свідчить про падіння міцності [17].

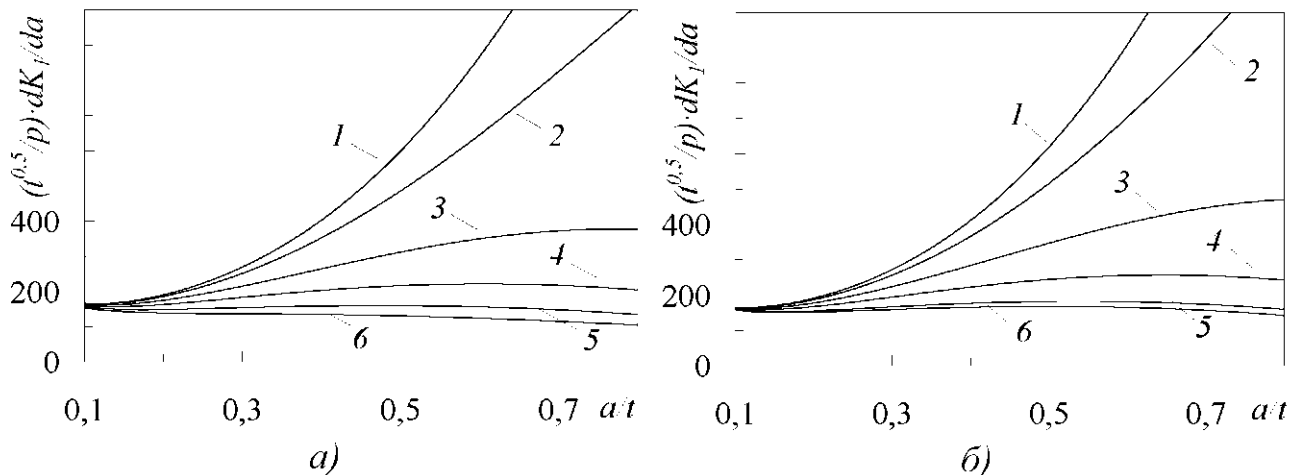


Рисунок 10 - Порівняльне оцінювання небезпеки зовнішніх осьових півеліптичних тріщин різних форм  $\sqrt{q/c}$  у стінці магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” у середовищі: *a* - повітря; *б* - NS4

Результати оцінювання умов та специфіки руйнування тривало експлуатованого газопроводу з використанням запропонованого підходу подані в таблиці 3 та 4, а також на рис. 7 – рис. 10.

Одержані залежності дали можливість встановити функціональну залежність граничних – найбільш глибоких форм півеліптичних тріщин  $\sqrt{q/c}^*$  (найбільш глибока точка  $A^*$  півеліптичної тріщини заданої початкової форми  $\sqrt{q/c}^*$  виходить на поверхню труби  $a = t$  (рис. 6)) із параметром  $q_i$ , який в логарифмічній системі координат (рис. 11) практично лінійно пов’язаний з

кінцевою формою півеліптичної тріщини, причому лінія регресії описується рівнянням

$$\left(\frac{a}{c}\right)_r = A/q^k = A \cdot q^{-k} = A \cdot \left(\frac{N_i^{\max}}{N_i^{\min}}\right)^k, \quad (4)$$

де  $A$  і  $k$  коефіцієнти, які залежать від системи “метал труби – середовище”.

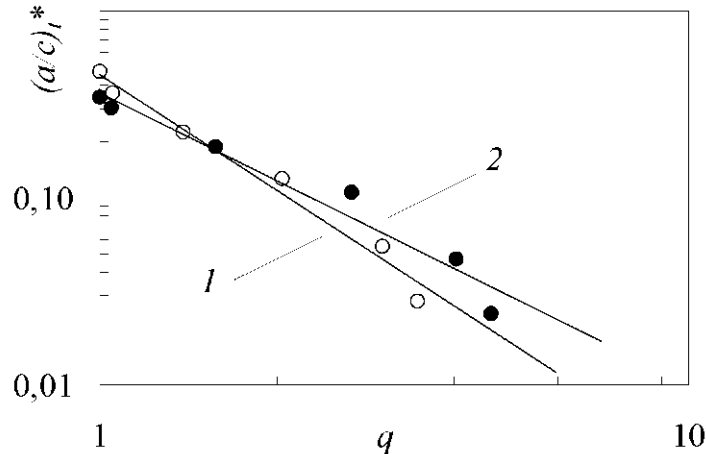


Рисунок 11 - Залежність критичних форм тріщин  $\left(\frac{a}{c}\right)_r$  від параметра  $q$  для магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна” у середовищі:

1 - повітря; 2 - NS4

Водночас гранична форма півеліптичної тріщини в логарифмічній системі координат (рис. 12, табл. 3) практично лінійно зв’язана з її початковою формою

$$\left(\frac{a}{c}\right)_r = B \cdot \left(\frac{a}{c}\right)_0^m \quad (5)$$

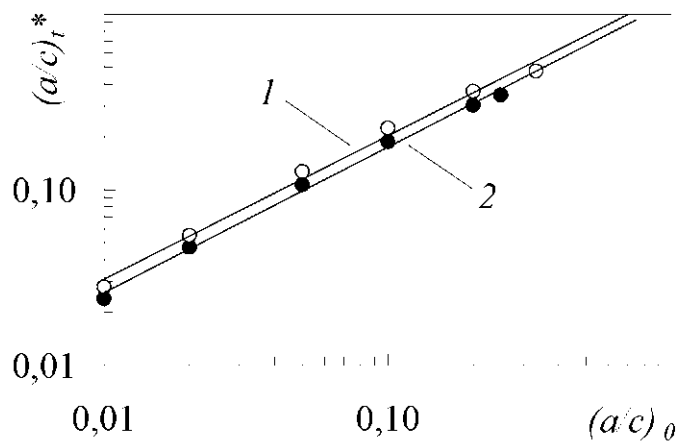


Рисунок 12 - Взаємозв’язок початкових  $\left(\frac{a}{c}\right)_0$  та граничних  $\left(\frac{a}{c}\right)_r$  форм тріщин для магістрального газопроводу “Київ - Західна Україна” у середовищі:

1 - повітря; 2 - NS4

Таблиця 3 - Значення констант та коефіцієнта кореляції ( $R^2$ ) у залежностях (4) та (5) для досліджуваних систем

Система “метал труби– середовище”	$A$	$k$	$R^2$	$B$	$m$	$R^2$
	(4)			(5)		
17Г1С – повітря	0,46	-2,05	0,98	1,33	0,82	0,99
17Г1С – NS4	0,36	-1,56	0,96	1,18	0,83	0,99

Цілісність трубопроводу з наскрізною тріщиною (рис. 3, а) оцінюємо шляхом порівняння її розміру  $2c_i^*$  із обчисленим за формулою (4) розміром наскрізної критичної тріщини  $2c_{cr}$ , визначеної за критерієм тріщиностійкості (3).

Для цього необхідно експериментальним шляхом визначаємо критичну тріщиностійкість  $J_{ic}$  за методикою визначення характеристики тріщиностійкості матеріалів при згині зразків із прямокутним перерізом, скориставшись експериментально одержаною діаграмою руйнування зразків “зусилля - прогин” (рис. 13), а також обчислити критичну тріщиностійкість металу газопроводу, використовуючи рівняння (3) [13].

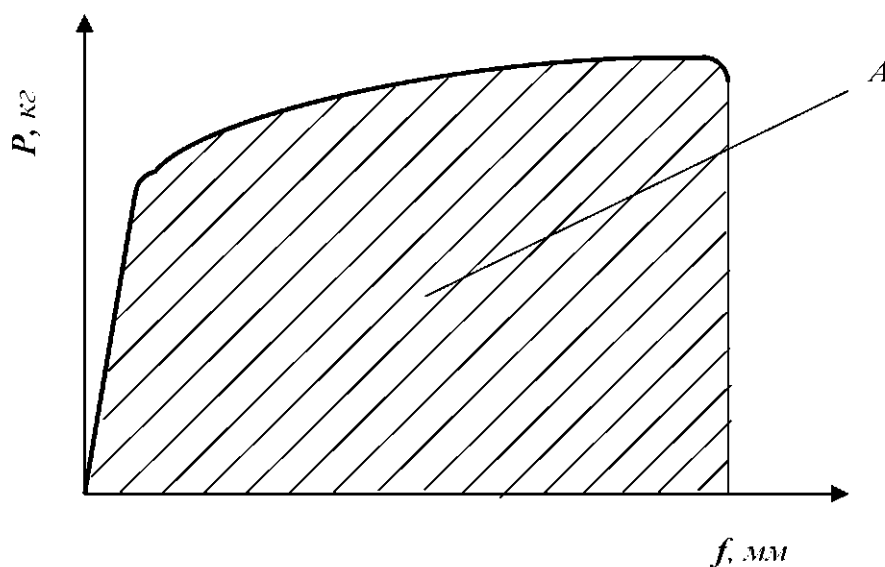


Рисунок 13 - Діаграма деформування  $P-f$

Зауважимо, що за виконання умови  $2c_{cr} \leq 2c_t^*$  щодо розмірів виявленого тріщиноподібного дефекту можливе катастрофічне руйнування газопровідної труби.

Аналіз даних, представлених у табл. 4, дає підстави зробити такий висновок щодо виявлених тріщиноподібних дефектів: що за виконання умов  $a_{\#}/c_0 \geq 1/49$  – на повітрі і  $a_{\#}/c_0 \geq 1/38$  – у ґрунтовій воді (NS4) існує небезпека катастрофічного руйнування труби магістрального газопроводу “Київ–Західна Україна”.

Таблиця 4 - Наскрізнi  $2c_t^*$  та критичні  $2c_{cr}$  розміри корозійно-втомних тріщини для труби газопроводу

Система “сталь– середовище”	$a_{\#}/c_0$	$2c_t^*$ , мм	$K_{Jc}$ , МПа $\sqrt{м}$	$2c_{cr}$ , мм
17Г1С–повітря	1/5	53,3	232,8	248,6
17Г1С–повітря	1/40	214,9	232,8	248,6
17Г1С–повітря	<b>1/49</b>	248,6	232,8	248,6
17Г1С–повітря	1/50	254,5	232,8	248,6
17Г1С–NS4	1/5	56,7	201,8	220,0
17Г1С–NS4	<b>1/38</b>	220,0	201,8	220,0
17Г1С–NS4	1/40	242,2	201,8	220,0

Таким чином, запропонована процедура оцінки виявлених у процесі технічного діагностування осьових поверхневих тріщиноподібних дефектів та експлуатаційних середовищ, що ґрунтується на підходах механіки руйнування дозволяє:

- оцінити кінетику розвитку тріщиноподібних дефектів і залишкову довговічність (кількість циклів до руйнування) нафтогазопроводу;
- виокремити потенційно небезпечні та потенційно безпечні осьові корозійно-втомні тріщиноподібні дефекти;

– оцінити руйнівні розміри наскрізного дефекту, що дає підстави спрогнозувати характер руйнування (свищ чи розрив) нафтогазопроводу.

Одержані числові дані можуть слугувати базою для інтерпретації тріщиноподібних дефектів, виявлених у процесі технічного діагностування тривало експлуатованих газопроводів.

### БІБЛІОГРАФІЯ

1. Борисенко В. А., Нихаенко Ю. П., Крикун В. И. Коррозионное разрушение газопроводов. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006)*: Зб. праць у 2-х томах VIII Міжн. конф.-вист. [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”], (Львів, 6-8 черв. 2006 р.). 2006. Спец. вип. №5. С. 296-299.
2. Красовський А. Я., Ориняк І. В., Лохман І. В. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрес-корозією. *Трубопровідний транспорт*. 2011. № 2 (68). С. 18-21.
3. Ничипоренко М. В., Іваник Є. Б. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньотрубних інспекцій поршнів. *Трубопровідний транспорт*. 2010. № 6 (66). С. 7–8.
4. Івасів В. М., Артим В. І., Дейнега Р. О., Рачкевич Р. В. Прогнозування залишкового ресурсу газопроводу з урахуванням пульсацій тиску. *Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів та конструкцій [Текст]*: зб. наукових статей / За заг.ред. Лучка Й. Й. Львів: Каменяр, 2009. Вип.8. С. 624-629.
5. Поляков С. Г., Ниркова Л. І., Клименко А. В. та ін. Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006)*: Зб. праць у 2-х томах VIII міжн. конф.-вист. [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”], (Львів, 6-8 черв. 2006 р.). 2006. Спец. вип. №5. С. 300-304.
6. Яковлев А. Я. Стресс-коррозия на магистральных газонефтепроводах. Киров: ОАО “Кировоградская областная типография”, 2009. 320 с.

7. Крижанівський Є. І., Тараєвський О. С., Тараєвський С. Й.. Вплив середовища та нерівномірності споживання газу на безаварійну експлуатацію газопроводу. *Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008)*: Зб. праць у 2-х томах ІХ міжн. конф.-вист. [спецвипуск журналу “Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: (Львів, 10-12 черв. 2008 р.). 2008. Спец. вип. №7. С. 791-796.
8. ДСТУ-Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. Київ: Мінрегіонбуд України, 2008. 68 с.
9. Р 54-292-90. Рекомендации. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости при циклическом нагружении в жидких коррозионных средах. Москва: ВНИИНМАШ, 1990. 38 с.
10. Дмитрах І. М., Панасюк В. В. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень. Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка. 1999. 341 с.
11. Орыняк И. В. Прочность трубопроводов с дефектами. Київ: Наукова думка, 2012. 445 с.
12. Грабовський Р. С., Лепак О. М., Мазур М. П., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінка умов руйнування трубопроводів тривалої експлуатації. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2015. №1 (38). С. 46-53.
13. Крижанівський Є. І., Никифорчин Г. М. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та її запобігання: [наук.-техн. посіб. у 3-х т.] під заг. ред. В. В. Панасюка. Івано-Франківськ – Львів: вид-во Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, 2012. Т. 3: Деградація газопроводів та її запобігання. 2012. 433 с.
14. Дмитрах І. М., Вайнман А. Б., Стащук М. Г., Тот Л. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник під заг. ред. В. В. Панасюка. Том 7:

Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування. Під ред. І. М. Дмитраха. Київ: ВД “Академперіодика”, 2005. 378 с.

15. Грабовський Р., Лужецький В., Горб’як Т. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів. *Машинознавство*. 2005. №4 (94). С. 7-10.

16. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Барна Р. А. Оцінювання кінетики руйнування елементів експлуатованого газопроводу. *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. 2015. Т.51, № 1. С. 13-19.

17. Дмитрах І. М., Тот Л., Білий О. Л., Сиротюк А. М. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посіб. під заг. ред. В. В. Панасюка. Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень. Львів: СПОЛОМ, 2012. 316 с.

18. Caprille J., Gilgert J., Dmytrakh I. et al. Sensitivity of pipelines with steel API X52 to hydrogen embrittlement. *Int. J. Hydrogen Energy*. 2008. 33, № 24. P. 7630-7641.

19. Крижанівський Є. І., Грабовський Р. С., Федорович І. Я., Лепак О. М. Оцінювання небезпеки руйнування магістральних нафтогазопроводів у залежності від форми поверхневих тріщиноподібних дефектів. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2016. №1 (40). С. 20-30.

## ДОДАТОК В

ЗАТВЕРДЖУЮ

Головний інженер філії  
УМГ «Прикарпаттрансгаз»

ПАТ «Укртрансгаз»

 В.В. Костів

«26» лютого 2018 р.



## АКТ

впровадження «Методики експрес прогнозування безпеки та умов руйнування тривало експлуатованих газопроводів» в практику діяльності підприємства

Ми, що нижче підписались, начальник відділу з експлуатації лінійної частини МГ, ГРС та ПКЗ Пеньківський В.Ю. з однієї сторони та д.т.н., професор кафедри будівельної механіки ІФНТУНГ Грабовський Р.С. і здобувач Федорович І.Я. з іншої сторони склали даний акт про те, що «Методика експрес прогнозування безпеки та умов руйнування тривало експлуатованих газопроводів» прийнята до впровадження у виробничий процес у філії УМГ «Прикарпаттрансгаз» ПАТ «Укртрансгаз».

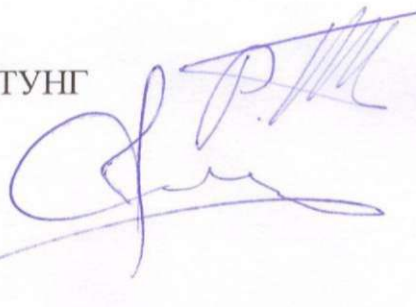
Вказану методику планується використовувати для прогнозування безпечної експлуатації, залишкової довговічності тривало експлуатованих магістральних і місцевих газопроводів.

Начальник відділу з експлуатації  
лінійної частини МГ, ГРС та ПКЗ  
філії УМГ «Прикарпаттрансгаз»




Пеньківський В.Ю.

Д.т.н., професор кафедри  
будівельної механіки ІФНТУНГ



Грабовський Р.С.

Здобувач


 Федорович І.Я.



Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Федорович Ігор Ярославович**

УДК 622.691.4

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**ОЦІНЮВАННЯ НЕБЕЗПЕКИ РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНИХ  
ГАЗОПРОВОДІВ З ВИЯВЛЕНИМИ ПОВЕРХНІВНИМИ  
ТРИЩИНОПОДІБНИМИ ДЕФЕКТАМИ**

Спеціальність: 05.15.13 – Трубопровідний транспорт, нафтогазосховища

Галузь знань: Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

І. Я. Федорович

Науковий керівник: Грабовський Роман Степанович  
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2018