

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КОРОЗІЙНИХ ДЕФЕКТІВ НА ДОВГОВІЧНІСТЬ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВОДІВ

В. М. Івасів, Р. О. Дейнега*, О. Я. Фафлей, В. В. Михайлюк, В. В. Буй, Р. М. Говдяк

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. 066 1882552,
e-mail: deinega2004@ukr.net*

Задля забезпечення енергетичної безпеки України стратегічно значущою є безаварійна робота нафто-транспортної системи. Однак, проблема забезпечення надійної експлуатації цієї системи загострюється через значний термін експлуатації окремих її об'єктів, зокрема нафтогазопроводів. Так, деградація властивостей матеріалу труб внаслідок корозійних та ерозійних процесів, яка підсилюється впливом змінних у часі навантажень, загрожує виникненням аварій. Сьогодні у світовій практиці використовують різноманітні способи зміцнення дефектних ділянок трубопроводів: встановлення сталевих, пластикових, склопластикових та підсилюючих композиційних муфт, намотування пружної композиційної стрічки тощо. Для дослідження впливу мікротріщин, корозійних та ерозійних дефектів на матеріалі труб проведено натурні випробування дефектної ділянки труби з нафтопроводу "Дружба" ПАТ "Укртранснафта" (матеріал – сталь 17ГС), зміцненої бандажимами з аналогічного матеріалу. В результаті досліджень за допомогою установки УИІ/200 ЦК визначено тиск її руйнування. У ході випробувань для визначення деформацій труби застосовували тензометрування. Порівняння експериментальних та натурних величин напружень підтвердило, що встановлення бандажів на дефектних ділянках трубопроводу є ефективним засобом для подовження терміну його експлуатації. Для більш точного та ґрунтовного аналізу надійності та довговічності нафтопроводів проведено дослідження дефектних їх частин у місці розриву. На моделях-"вирізках" із трубопроводу було виявлено корозійні дефекти глибиною до 5 мм (що складає приблизно 55% втрати металу), проте руйнування труби відбулося не по цих дефектах, а по дефекті типу тріщина. Для отримання профілю дефекту з моделі-"вирізки", проведено сканування за допомогою закріпленого на пересувному штативі давача, під'єданого до комп'ютера через АЦП.

На наступному етапі досліджень моделей-"вирізків" шляхом аналізу натурних кінетичних кривих пошкоджувальності оцінено залишковий ресурс небезпечних ділянок нафтопроводу. Побудовано криву втоми, яка в подальшому може бути використана під час прогнозування втомної довговічності таких об'єктів.

Ключові слова: трубопровід, дефект, навантаження, муфта, бандаж, деформація, надійність, довговічність, залишковий ресурс, крива втоми.

Для обеспечения энергетической безопасности Украины стратегически значимой является безаварийная работа нефтетранспортной системы. Однако, проблема обеспечения надежной эксплуатации этой системы обостряется из-за значительного срока эксплуатации отдельных ее объектов, в частности нефтегазопроводов. Деградация свойств материала труб вследствие коррозионных и эрозийных процессов, усиливающаяся под воздействием переменных во времени нагрузок, грозит возникновением аварий. Сегодня в мировой практике применяют различные способы укрепления дефектных участков трубопроводов: установка стальных, пластиковых, стеклопластиковых и усилительных композиционных муфт, намотка упругой композиционной ленты и т. п. Для исследования влияния микротрещин, коррозионных и эрозийных дефектов на материале труб проведены натурные испытания дефектного участка трубы из нефтепровода "Дружба" ОАО "Укртранснафта" (материал – сталь 17ГС), усиленной бандажимами из аналогичного материала. В результате исследований с помощью установки УИИ / 200 ГК определено давление ее разрушения. В ходе испытаний для определения деформаций трубы применяли тензометрирование. Сравнение экспериментальных и натурных величин напряжений подтвердило, что установка бандажей на дефектных участках трубопровода является эффективным средством для продления срока его эксплуатации. Для более точного и детального анализа надежности и долговечности нефтепроводов проведено исследование дефектных их частей в месте разрыва. На моделях-"вырезках" из трубопровода были обнаружены коррозионные дефекты глубиной до 5 мм (что составляет примерно 55% потери металла), однако разрушения трубы произошло не по этим дефектам, а по дефекту типа трещина. Для получения профиля дефекта с модели-"вырезки", проведено сканирование с помощью закрепленного на передвижном штативе датчика, подключенного к компьютеру через АЦП. На следующем этапе исследований моделей-"вырезок" путем анализа натурных кинетических кривых повреждаемости проведена оценка остаточного ресурса опасных участков нефтепровода. Построена кривая усталости, которая в дальнейшем может быть использована при прогнозировании усталостной долговечности таких объектов.

Ключевые слова: трубопровод, дефект, нагрузки, муфта, бандаж, деформация, надежность, долговечность, остаточный ресурс, кривая усталости.

For the sake of ensuring the energy security of Ukraine, the trouble-free operation of the oil transportation system becomes of strategic importance. The problem is exacerbated in connection with the long service life of individual objects of the system, which leads to degradation of the properties of the pipe material due to corrosive and erosion processes, which is enhanced by the effect of time-varying loads. Today, in world practice, various methods are used to strengthen defective sections of pipelines: installation of steel, plastic and fiberglass couplings, winding of an elastic composite tape, the use of reinforcing composite couplings, etc. To study the effect of microcracks, corrosion and erosion defects on the Druzhba oil pipeline of OJSC Ukrtransnafta with an installed bandage, full-scale tests of a defective section of a pipe (material - 17GS steel) reinforced with bandages made of a similar material using a U11 / 200 GK installation were carried out. As a result of research, the pressure of its destruction was determined. During the tests, strain gauging was used to determine pipe deformations. Comparison of the values of stresses obtained experimentally and analytically confirmed that the use of bands on defective sections of the pipeline is an effective means for extending their service life. For a more accurate and detailed analysis of the reliability and durability of oil pipelines, a study of the defective parts (break point) cut from the pipeline was carried out. As a result of the studies carried out on the models - "cutouts", corrosion defects with a depth of up to 5 mm were registered, which is about 55% of the loss of metal, however, the pipe was not destroyed by these defects, but by a defect of the "crack" type. To obtain the profile of the defect from the model - "cutout", scanning was carried out using a sensor fixed on a mobile tripod connected to a computer via an ADC. At the next stage of research, the assessment of the residual resource was carried out using the analysis of full-scale kinetic curves of damage to hazardous sections of the oil pipeline through experimental studies of models - "cutouts". A fatigue curve has been constructed, which can later be used to predict the fatigue life of such elements.

Keywords: pipeline, defect, loads, coupling, bandage, deformation, reliability, durability, residual life, fatigue curve.

Вступ

Забезпечення експлуатаційної надійності нафтотранспортної системи України є надзвичайно актуальною і важливою науково-технічною проблемою. Це пояснюється стратегічним значенням безаварійної роботи нафто-транспортних на нафтопереробних підприємств за для енергетичної безпеки держави. Проблема загострюється в зв'язку із значним терміном експлуатації окремих об'єктів системи, який сягає 40-45 років, а подекуди і перевищує 50 років. Така тривала експлуатація призводить до деградації властивостей матеріалу труб внаслідок корозійних та ерозійних процесів, що підсилюються впливом змінних у часі навантажень [1, 2]. Це стосується зокрема і нафтопроводу "Дружба" ПАТ "Укртранснафта". Його окремі ділянки ремонтували за допомогою бандажів. Проте з метою підвищення безпеки трубопроводу у зв'язку з виявленими мікротріщинами, корозійними та ерозійними дефектами під час його діагностування було прийнято рішення про заміну дефектної ділянки труби. Звідси і виникає питання забезпечення експлуатаційної надійності ділянок трубопроводу, відремонтованих за допомогою бандажів (до поточного чи капітального їх ремонту).

Аналіз закордонних та вітчизняних досліджень і публікацій

Під час експлуатації трубопроводів на стінках труб можуть бути виявлені такі дефекти: тріщини, корозійні та ерозійні пошкодження поверхні, подряпини, розшарування, дефекти зварних швів, вм'ятини, гофри. Для зменшення

їх впливу на міцність та довговічність труб як закордоном, так і в Україні вдаються до:

- встановлення сталевих муфт;
- встановлення пластикових муфт [3];
- намотування пружної композиційної стрічки, так званої «Clock Spring» [4] (рис. 1);
- монтажу обтискової склопластикової муфти РСМ (рис. 2);
- встановлення сталевих муфт (рис. 3), кільцевий зазор між якою та трубою заповнюється композитним матеріалом (епоксидною або поліестеровою смолою) [5];
- встановлення підсилюючої композиційної муфти (ПКМТ), яка обтискає зовнішню поверхню труби із заданим зусиллям, яке створюється за допомогою болтових з'єднань (рис. 4);
- застосування зварювальних і споріднених технологій (для ремонту без зупинки роботи трубопроводу) [6, 7].

Останні способи ремонту дефектних ділянок трубопроводу застосовується найчастіше. Вони поділяються на:

- безвогнєві – засновані на застосуванні склопластикових оболонок, бандажуванні труб за допомогою сталевих кілець, дротів або стрічки;
- вогнєві, де застосовується дугове зварювання для приварювання муфт або наплавлення металу, яким відновлюється стінка трубопроводу.

Також часто застосовуються зварні муфти, зображені на рис. 6.

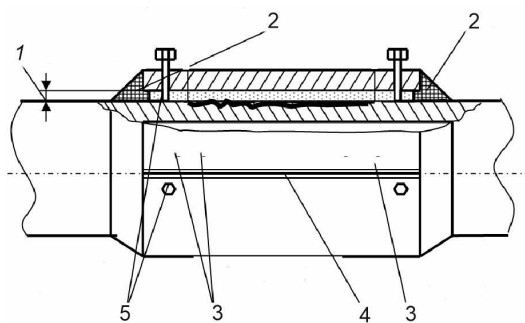
На нафтопроводі "Дружба" ПАТ "укр-транснафта" під час діагностування на одній із ділянок було виявлено мікротріщини, коро-



Рисунок 1 – Монтаж муфти Clock Spring



Рисунок 2 – Склопластикова муфта РСМ

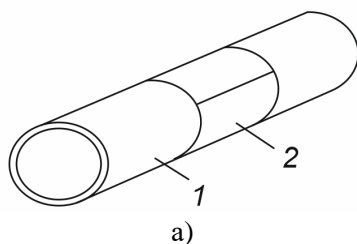


1 – кільцевий зазор; 2 – торцевий герметик;
3 – контрольні отвори; 4 – зварний шов;
5 – центрувальні болти

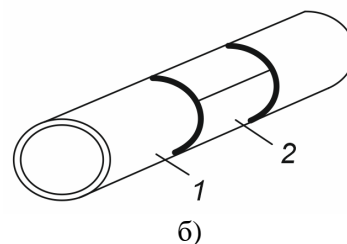
Рисунок 3 – Композитна муфта British Gas



Рисунок 4 – Муфта ПКМТ



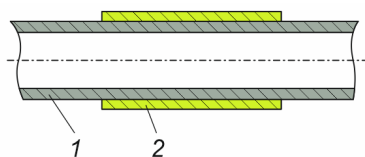
а)



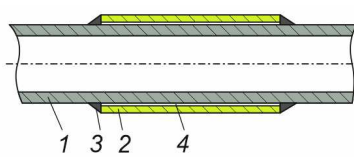
б)

а – муфта з непривареними кінцями бандажу; б – муфта з привареними кінцями бандажу;
1 – труба; 2 – бандаж

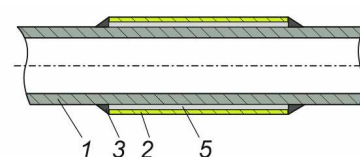
Рисунок 5 – Охоплюючі зварні муфти



а)



б)



в)

а) повноохоплююча ремонтна муфта типу "А"; б) ремонтна муфта типу "В" (з технологічним зазором); в) ремонтна муфта типу "В" з порожниною, заповненою антикорозійною рідиною;
1 – труба; 2 – муфта; 3 – зварний шов; 4 – технологічний зазор; 5 – антикорозійна рідина

Рисунок 6 – Посилюючі муфтові конструкції

зійні та ерозійні дефекти. Ремонт цієї частини було проведено за допомогою бандажу. З часом відремонтовану ділянку було замінено новою трубою і прийнято рішення щодо проведення експериментальних досліджень на вилученій ділянці для визначення впливу роботи бандажу на міцність трубопроводу після ремонту.

Провівши натурні випробування дефектної ділянки труби (матеріал – сталь 17ГС, діаметр 720 мм, товщина стінки 9 мм), зміцненої бандажами з аналогічного матеріалу (рис. 7) за допомогою установки УИ1/200 ЦК, було визначено тиск її руйнування [8], величина якого склала 14 МПа. Під час випробувань для ви-



Рисунок 7 – Загальний вигляд труби для досліджень



Рисунок 8 – Зруйнована труба



Рисунок 9 – Місце руйнування труби

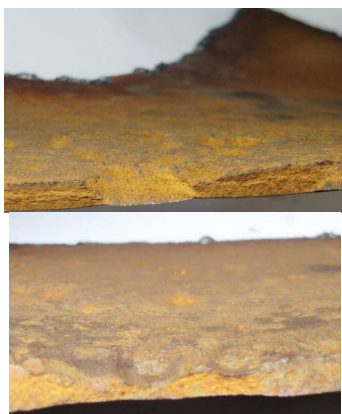


Рисунок 10 – Дефекти внутрішньої поверхні зруйнованої труби нафтопроводу

значення деформацій труби використовували тензометрування.

Зруйнована труба після випробовувань наведена на рис. 8.

Порівнявши величини напружень, отримані експериментально та аналітично, встановлено, що застосування бандажів на дефектних ділянках трубопроводу є ефективним засобом для подовження терміну їх експлуатації.

Проте, слід зазначити, що кожен дефект на стінці труби під дією робочих навантажень та впливом оточуючого середовища по-різному впливає на її довговічність.

Мета роботи та обґрунтування необхідності її виконання

Метою роботи є прогнозування втимої довговічності дефектної ділянки трубопроводу, яка тривалий час експлуатувалася із встановленим ззовні бандажем.

Викладення основного матеріалу

Для більш точного та ґрунтового аналізу надійності та довговічності нафтопроводів, накопичення та узагальнення результатів з метою удосконалення нормативних вимог до надійності нафтопроводів під час їх тривалої експлуатації проведено дослідження дефектних частин (місце розриву), вирізаних з трубопроводу (рис. 9).

На ділянках 2 та 3 досліджуваної труби спостерігаються дефекти, що і стали джерелом руйнування.

Дефекти внутрішньої поверхні зруйнованої труби нафтопроводу відображені на рис. 10.

Детальний огляд цих ділянок (рис. 9) вказав на так звану «шевронну» структуру зламу (рис. 11, ділянка під номером 3), гостра частина якого вказує на «джерело» руйнування.

Для подальшого проведення експериментальних досліджень було вирізано зразки з ло-



Рисунок 11 – Структура зламу



Рисунок 12 – Зразок з локальними дефектами внутрішньої поверхні труби

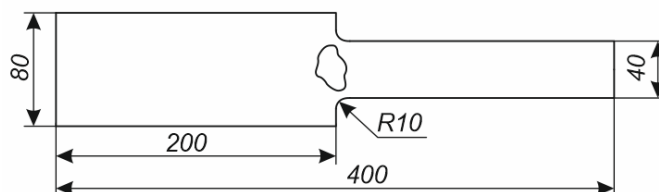


Рисунок 13 – Схема моделі-«вирізки»

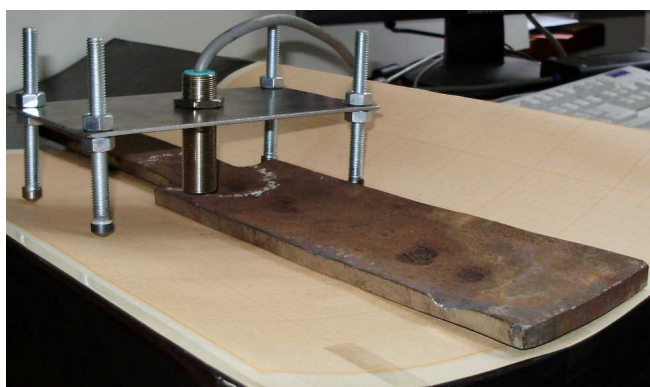


Рисунок 14 – Стенд для сканування дефектів на внутрішній поверхні зразка

кальними дефектами на внутрішній поверхні (рис. 12). Розміри зразка та розташування дефекту показані на рис. 13.

Одним з факторів, що дає деяку похибку під час оцінки міцності труб з локальними дефектами, є наближений облік втрат металу в розрахунковому перерізі стінки труби. Очевидно, що цей показник визначається профілем дефектної області, що, як правило, має досить складний контур і вимагає значних затрат часу для його фіксування. Велика кількість дефектів, що виявляються на лінійній частині трубопроводу, і обмеженість часу для їх огляду в умовах експлуатації об'єкта призвели до того, що на даний час реєструються тільки основні геометричні параметри дефектів: довжина (L), ширина (L_{OKP}), максимальна глибина (h_{max}). У прогнозних розрахунках залишкового ресурсу таких дефектних елементів використовуються різні теоретичні профілі дефектів: прямокутний, трикутний, параболічний, еліптичний, круговий. Ескізи профілів дефекту та аналітичні вирази для побудови профілю дефекту наведені у [9].

З метою визначення профілю дефекту застосовано розроблений стенд (рис. 14).

Дефект сканували спочатку в поздовжньому, а відтак у поперечному напрямку зразка з кроком 5 мм за допомогою закріпленого на пересувному штативі і під'єданого до комп'ютера через АЦП давача. Результати сканування з АЦП записували у файл за допомогою спеціальної програми. Під час сканування на монітор ПК виводився графік, на якому вказувалося відхилення поверхні від певного рівня (умовно нуля).

На рис. 15 наведено залежності тарування давача. Точки апроксимовані лінійною залежністю

$$y = 1,2352 \cdot x + 1,7244 .$$

Квадратичне відхилення досить значне і складає $R^2 = 0,9954$. Отже, записавши дані дефекту та обробивши їх відповідним чином, отримали профіль дефекту моделі-«вирізки», який зображено на рис. 16.

На рис. 16 також зображено профіль дефекту моделі-«вирізки» з апроксимаціями другого та четвертого порядків.

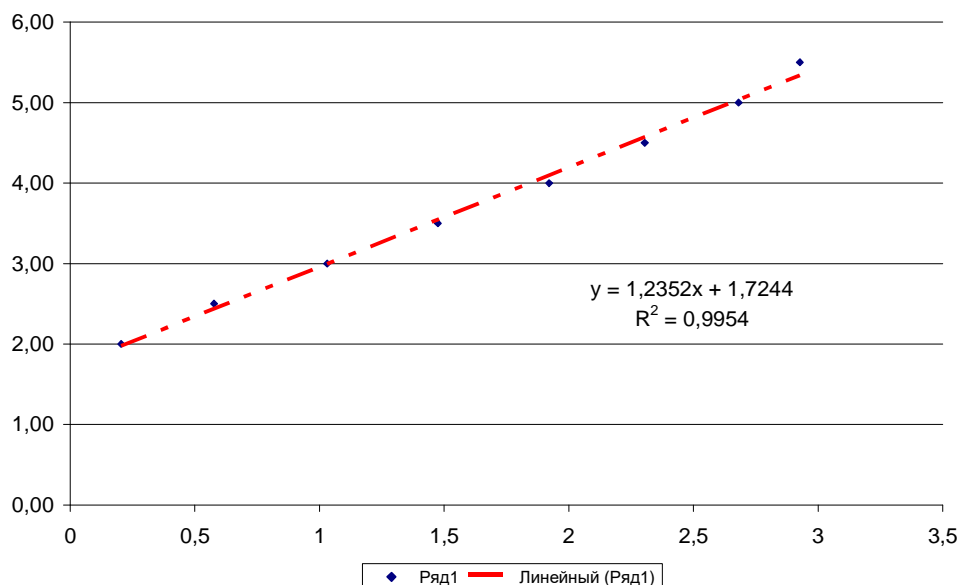


Рисунок 15 – Графік тарування індуктивного давача малих переміщень

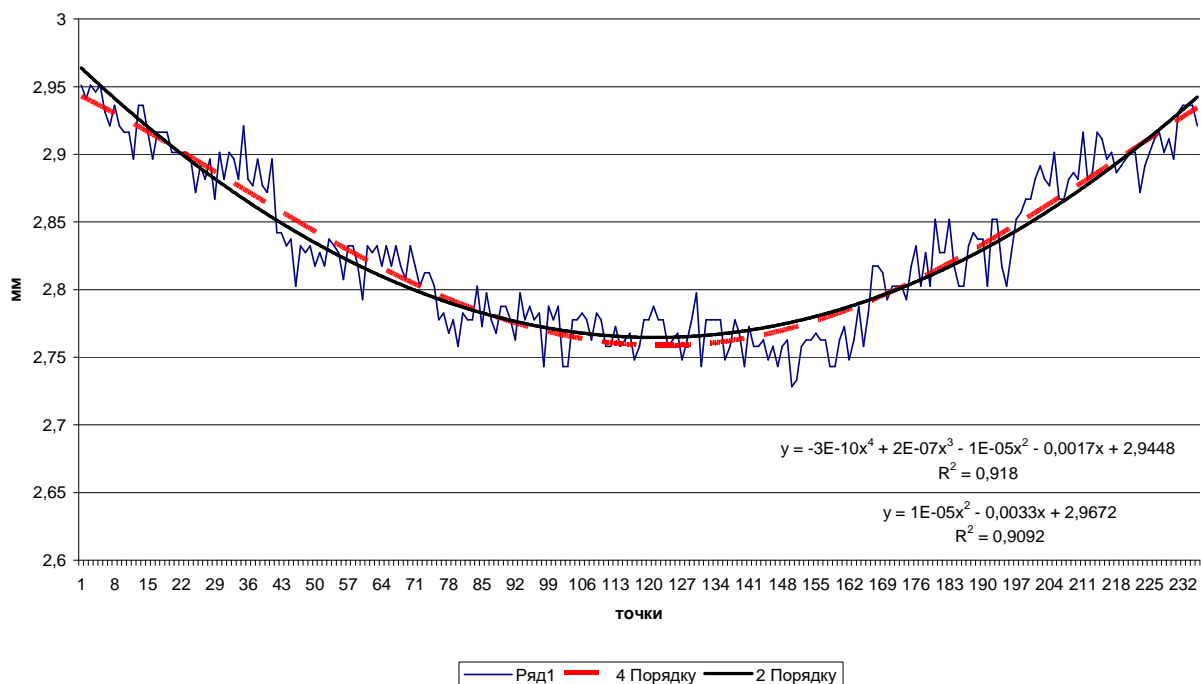


Рисунок 16 – Профіль дефекту моделі-«вирізки»

Для точнішої оцінки довговічності та залишкового ресурсу труб застосовано метод локального моделювання.

Основні вимоги до локальної моделі:

1) модель у вигляді «вирізки» із небезпечної зони чи вузла конструкції повинна повністю моделювати конструкцію і технологію виготовлення небезпечної зони;

2) схема навантажування і напружений стан моделі повинна повністю відповідати схемі і стану небезпечної зони.

Залишковий ресурс оцінювали, аналізуючи натурні кінетичні криві пошкоджуваності небезпечних ділянок нафтопроводу за результатами експериментальних досліджень моделей-«вирізок» [9]. Для побудови кінетичних кривих скористалися залежністю з [9]

$$N = \frac{N_0 \sigma_{rR}}{\sigma} \ln \left[1 + \frac{1}{\exp\left(\frac{\sigma - \sigma_{rR}}{V_0}\right) - 1} \right]; \quad (1)$$

Таблиця 1 – Результати експериментальних досліджень

| Зразок № | Кількість циклів навантажень до руйнування | Амплітуда навантаження, мм | Напруження у поперечному перерізі зразка σ_{\max} , МПа |
|----------|--|----------------------------|--|
| 1 | 1 130 350 | 5,00 | 362,82 |
| 2 | 244 400 | 7,10 | 515,18 |
| 3 | 70 500 | 6,80 | 493,42 |
| 4 | 646 250 | 5,80 | 420,87 |
| 5 | 117 500 | 7,50 | 544,20 |

де N – кількість циклів навантажень до руйнування деталей;

N_0 – параметр, який характеризує кількість циклів навантажень до точки нижнього перегибу кривої втоми;

σ_{rR} – границя витривалості;

σ – максимальне напруження циклу регулярного навантаження з постійним значенням коефіцієнта асиметрії;

V_0 – параметр з розмірністю напруження.

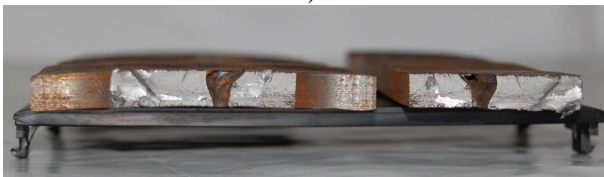
У табл. 1 зведено результати випробувань, на рис. 17 зображено зруйновані зразки, а на рис. 18 – злами деяких з них.



Рисунок 17 – Зруйновані зразки



а)



б)

а) – зразок № 4; б) – зразок № 5

Рисунок 18 – Приклади зламів зразків

За даними табл. 1 з використанням залежності (1) побудовано функції кривих втоми трубної сталі марки 17ГС для зразків з різними параметрами дефектів (рис. 19).

Висновки

На основі натурних випробувань зміцненої бандажами дефектної ділянки трубопроводу “Дружба” ПАТ “Укртранснафта” було визначено тиск, при якому відбулося їх руйнування. Порівняння величин напружень, отриманих експериментально та аналітично, підтвердило, що застосування бандажів на дефектних ділянках трубопроводу є ефективним засобом для подовження терміну їх експлуатації.

Проведені експериментальні дослідження моделей-«вирізок» дали змогу побудувати залежності величин напружень від кількості циклів до руйнування, що в подальшому можуть бути використані для прогнозування довговічності трубопроводів з аналогічними дефектами.

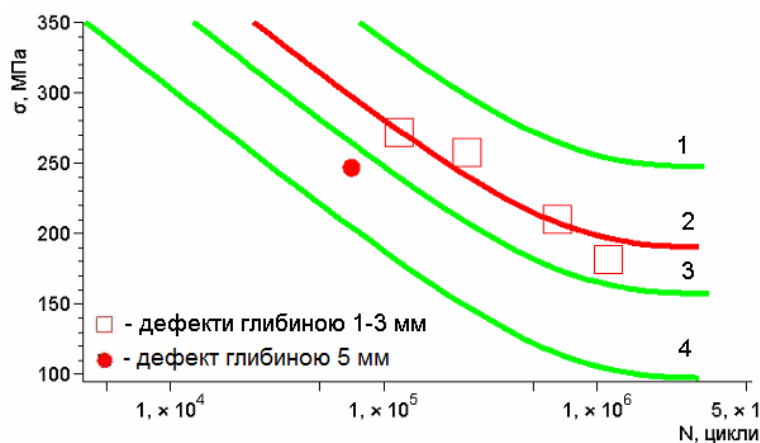
Література

1. Похмурський В. І., Крижанівський Є. І. Зміна механічних та електрохімічних характеристик сталі газопроводів після тривалої експлуатації. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2009. № 3. С. 5-10.

2. Цирульник О. Т., Греділь М. І., Студент О. З., Никифорчин Г. М. Оцінювання роботоздатності сталі 17Г1С після тривалої експлуатації на газогоні. *Вісник Тернопільського державного технічного університету*. 2008. Т.13. № 4. С. 49-55.

3. Зандберг А. С., Тарлинский В. Д. Механизм перераспределения нагрузок при ремонте трубопроводов с применением пластиковых муфт. *Сварочное производство*. 2000. № 12. С.11-18.

4. Reissner E. Note on the effect of transverse shear deformation in laminated anisotropic plate. *Comput. Meth. Appl. Mech. and Eng.*, 1979. 20, №2. P. 203-209.



1 – медіанна крива втоми труби без дефектів;
 2 – медіанна крива втоми дослідних зразків з дефектами глибиною 1-3 мм;
 3 – медіанна крива втоми труби з дефектом глибиною 5 мм;
 4 – крива втоми труби з дефектом із ймовірністю неруйнування 0,9
Рисунок 19 – Криві втоми дослідних зразків

5. Кордер И. Ремонт магистральных нефтепроводов муфтами, заполненными эпоксидной смолой, как надежный, наилучший и дешевый метод (B.G.E.858). 58-ой осенний симпозиум IGE 24-25 ноября 1992г., Лондон

6. Мазель А. Г., Гобарев Л. А. и др. Работоспособность сварных муфт для ремонта дефектов трубопроводов под давлением. *Строительство трубопроводов*. 1996. №1. С. 16-22.

7. Мазель А. Г., Гобарев Л. А., Нагорнов К. М., Рыбаков А. И. Сварные муфты для ремонта трубопроводов. *Газовая промышленность*, 1996. №9-10. С. 55-57.

8. Дейнега Р. О., Артими В. И., Ивасів О. В., Василюк В. М., Яновський С. Р., Басараб Р. М. Експериментальна оцінка підсилюючої здатності зварних муфт пошкоджених магістральних нафтопроводів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. №3(40). С. 70-74.

9. Бирилло И. Н., Яковлев А. Я. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями / Под общей редакцией докт. техн. наук, профессора И.Ю. Быкова. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008.

References

1. Pokhmurskyi V. I., Kryzhanivskyi Ye. I. Zmina mekhanichnykh ta elektrokhimichnykh kharakterystyk stali hazoprovodiv pislia tryvaloї ekspluatatsii. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2009. No 3. P. 5-10. [in Ukrainian]

2. Tsyurulnyk O. T., Hredil M. I., Student O. Z., Nykyforchyn H. M. Otsiniuvannya robotozdatnosti stali 17H1S pislia tryvaloї ekspluatatsii na hazohoni. *Visnyk Ternopilskoho derzhavnoho*

tekhnichnoho universytetu. 2008. Vol.13. No 4. P. 49-55. [in Ukrainian]

3. Zandberg A. S., Tarlinskiy V. D. Mehanizm pereraspredeleniya nagruzok pri remonte truboprovodov s primeneniem plastikovyih muft. *Svarochnoe proizvodstvo*. 2000. No 12. P. 11-18. [in Russian]

4. Reissner E. Note on the effect of transverse shear deformation in laminated anisotropic plate. *Comput. Meth. Appl. Mech. and Eng.*, 1979. 20, No 2. P. 203-209.

5. Korder I. Remont magistralnyih nefteprovodov muftami, zapolnennyimi epoksidnoy smoloy, kak nadezhnyiy, nailuchshiy i deshevyy metod (B.G.E.858). 58-oy osenniy simpozium IGE 24-25 noyabrya 1992g., London [in Russian]

6. Mazel A. G., Gobarev L. A. i dr. Rabotosposobnost svarnyih muft dlya remonta defektov truboprovodov pod davleniem. *Stroitelstvo truboprovodov*. 1996. No1. P. 16-22. [in Russian]

7. Mazel A. G., Gobarev L. A., Nagornov K. M., Ryibakov A. I. Svarnyie muftyi dlya remonta truboprovodov. *Газовая промышленность*, 1996. No 9-10. P. 55-57. [in Russian]

8. Deineha R. O., Artym V. I., Ivasiv O. V., Vasyliuk V. M., Yanovskyi S. R., Basarab R. M. Eksperymentalna otsinka pidsyliuiuchoї zdatnosti zvarnykh muft poskodzhenykh mahistralnykh naftoprovodiv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2011. No 3(40). P. 70-74. [in Ukrainian]

9. Birillo I. N., Yakovlev A. Ya. Otsenka prochnostnogo resursa gazoprovodnyih trub s korrozionnyimi povrezhdeniyami / Pod obschey redaktsiey dokt. tehn. nauk, professora I.Yu. Bykova. M.: TsentrLitNefteGaz, 2008. [in Russian]