

ПРОГНОЗУВАННЯ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ ІЗ ВРАХУВАННЯМ ЗМІНИ ПАРАМЕТРІВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ДЕФЕКТІВ

Р.С. Грабовський

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел.(03422) 42353,
e-mail: hrabovskyy_r@ukr.net*

Використовуючи методику оцінки величини руйнівного тиску для трубопроводів з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами та методику чисельної оцінки кінетики і зміни форми тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінках трубопроводів, досліджено процес руйнування металу нафтопроводу. Розглянуті методику дозволяють інтерпретувати основні стадії процесу руйнування та прогнозувати можливість подальшої експлуатації дефектних нафтопроводів. Показано, що термін безпечної експлуатації магістрального нафтопроводу визначається тривалістю першої та другої стадій процесу руйнування металу труби і залежить від довжини корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів, їх розташування та впливу корозійного середовища.

Ключові слова: нафтопровід, експлуатаційне пошкодження металу, корозійно-механічний дефект, тріщиноподібний дефект, руйнівний тиск

Используя методику оценки величины разрушающего давления для трубопроводов с коррозионно-механическими трещиноподобными дефектами и методику численной оценки кинетики и изменения формы трещиноподобных дефектов в процессе их развития в стенках трубопроводов, исследован процесс разрушения металла нефтепровода. Рассмотренные методики позволяют интерпретировать основные стадии процесса разрушения и прогнозировать возможность дальнейшей эксплуатации дефектных нефтепроводов. Показано, что срок безопасной эксплуатации магистрального нефтепровода определяется длительностью первой и второй стадий процесса разрушения металла трубы и зависит от длины коррозионно-механических трещиноподобных дефектов, их расположения и влияния коррозионной среды.

Ключевые слова: нефтепровод, эксплуатационное повреждение металла, коррозионно-механический дефект, трещиноподобный дефект, разрушительное давление

Applying the technique for evaluation collapsing pressure value in pipelines with corrosion and mechanical crack-like defects and the technique for numerical assessment of kinetics and shape changes of crack-like defects under their propagation in pipe walls the process of oil pipeline metal failure has been examined. Considered methods allow to interpret the main stages of metal failure and to predict the possibility of further operation of defected oil pipelines. It has been shown that safe operation lifetime of trunk oil pipe line can be defined by the duration of first and second stages of corrosion fracture process of metal of a pipe. This value depends on the length of corrosion and mechanical crack-like-defects, their location and the influence of corrosive environment.

Keywords: oil pipeline, metal exploitation damage, corrosion and mechanical defect, crack-like defect, failure pressure.

Забезпечення надійної та ефективної експлуатації трубопровідної мережі для транспортування нафти (~4,8 тис. км), 80% якої експлуатується понад 20 років, причому 60% експлуатуються понад амортизаційний період (33 роки) [1, 2] має велике значення для економіки України.

У процесі експлуатації магістральні нафтопроводи зазнають впливу циклічних змін тиску, коливань температури, а також дії на напружений метал корозійно-агресивних середовищ [2]. Одночасна дія цих чинників прискорює процес деградації металу труб [3], який призводить до формування та розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів. За даними статистики періодична діагностика стану нафтопроводів виявляє близько 5000-6000 дефектів на кожні 100 км довжини [4]. Значна частина виявлених дефектів є недопустимою і створює аварійні ситуації, що призводять до порушення режиму роботи нафтопроводу, витікання нафти, а також створюють небезпеку для людей та об'єктів, розмішених поблизу траси [5-9].

У процесі експлуатації нафтопроводів з метою запобігання виникненню аварійних ситуацій методами неруйнівного контролю проводять їх технічне діагностування. В результаті виявляють ділянки нафтопроводу, що містять як експлуатаційні, так і технологічні дефекти, визначають їх розміри та розміщення цих дефектів на поверхні нафтопроводу. Найтипівішими експлуатаційними дефектами є корозійні та корозійно-механічні дефекти, зумовлені локальним місцевим корозійним пошкодженням матеріалу під час експлуатації, причому особливо небезпечним є множинні дефекти (рис. 1, а), які утворюються на нижній твірній труби під дією рівчакової корозії [2].

Найбільш поширеними технологічними дефектами є дефекти основного металу (риски, подряпини, задирки, закати тощо) або зварного шва (підрізи, непровари, шлакові вclusions, пори тощо) [7].

Оцінку виявлених корозійних та корозійно-механічних дефектів, які за розмірністю поділяються на дво- та тривимірні [10], проводять з врахуванням як комбінованого впливу крих-

кої та в'язкої складових руйнування [10-11], так і з урахуванням впливу лише в'язкої складової руйнування [12-15].

На даний час річна пропускна спроможність системи магістральних нафтопроводів України з території Російської Федерації становить: на вході – 114 млн. тонн нафти, на виході – 56,5 млн. тонн, тобто понад 50 млн. тонн на рік, що забезпечує значні валютні надходження [1]. Оскільки під час транспортування і зберігання нафти сумарний об'єм втрат становить близько 2 % від загального об'єму продукту [2], то підвищення надійності експлуатації таких нафтопроводів є актуальною науково-технічною проблемою.

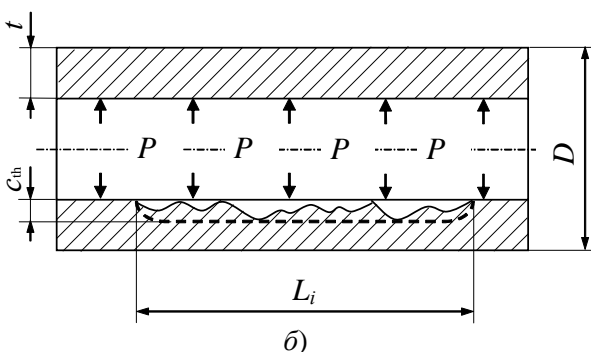
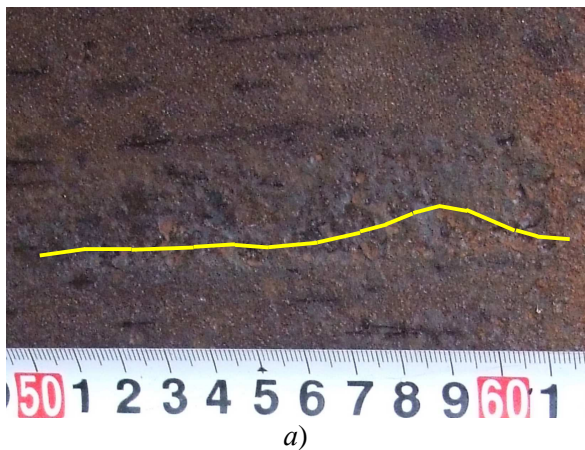


Рисунок 1 – Множинний експлуатаційний (рівчакочий) корозійно-механічний дефект на дні нафтопровідної труби (а) та його схематичне представлення (б)

Слід зауважити, що існуючі вітчизняні [10, 12] та закордонні [11, 13, 14] нормативні документи розглядають лише наявні дефекти експлуатаційного та технологічного походження, вони не враховують їх розвиток в часі.

Метою роботи є оцінка можливості подальшої експлуатації нафтопроводу з наявними (корозійними та тріщиноподібними) дефектами, що розвиваються в часі.

У роботі на прикладі магістрального нафтопроводу „Дружба” (ділянка між НПС „Жулин-Козьова”) з наявними експлуатаційними корозійно-механічними дефектами глибиною до 3,5 мм, досліджується труба якого експлуатувалася 41 рік за максимального робочого тиску $P_p \approx 4,1$ МПа, на основі методик [16, 17] здійсню-

но прогнозування його безпечної експлуатації за умови, що визначальним чинником руйнування трубопроводу є розвиток корозійно-механічних дефектів, визначено допустимі розміри тріщиноподібних дефектів, величину руйнівного тиску P_p , а також час T безпечної експлуатації.

Одержані в роботі результати та їх подальший розвиток сприятимуть оптимізації ремонтно-відновлювальних робіт цих складних інженерних споруд та обґрунтуванню необхідності внесення змін у існуючі нормативні документи.

1. Об'єкт та методична процедура досліджень та розрахунків

Об'єктом розгляду є труба з зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить схематизовані внутрішні множинні дефекти довжиною L_i та глибиною c_i , розташований паралельно до її осі (рис. 1, б). Труба заповнена робочим середовищем під тиском P_p . В процесі експлуатації нафтопровідна труба зазнає одночасного впливу корозійних середовищ та асиметричних циклічних навантажень, що виникають внаслідок відхилення робочого тиску [6, 15].

Процесу руйнування металу трубопроводу притаманна певна стадійність, яка характеризується: на першій стадії – зародженням пітингу або корозійної виразки, на другій стадії на їх поверхні зароджуються корозійно-втомні тріщини, які, розвиваючись, переростають у макротріщину з пороговим розміром c_{th} [2, 18]. На третій стадії макротріщина під впливом діючих у трубі асиметричних циклічних навантажень ΔK_I розвивається до критичних розмірів [18], за яких настає її спонтанне руйнування (четверта стадія) [19, 20], або досягає $0,8 c/t$ глибини стінки труби, що робить неможливим її подальшу експлуатацію [12].

Показниками корозії є корозійний ефект (інтегральний) та швидкісний (диференціальний). До основних інтегральних показників відносять глибину проникнення та розміри уражень, а до диференціальних – лінійну швидкість корозії, поширення тріщин [2].

Слід зауважити, що довговічність нафтопроводів з наявними корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами визначається внеском кожної стадії на процес руйнування труби [18].

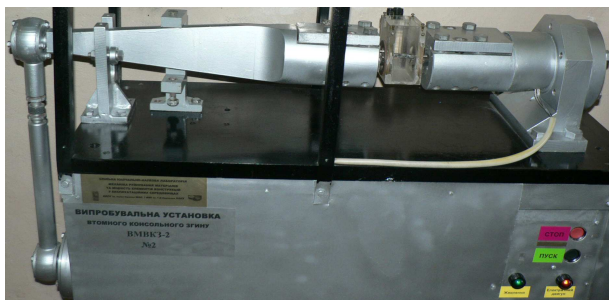
Так, 54 % аварій на магістральних нафтопроводах виникають внаслідок корозії зовнішньої і внутрішньої поверхонь труби [2]. Оцінку міцності нафтопроводу з виявленими корозійно-механічними дефектами, що розвинулися під впливом експлуатаційних умов (корозійного середовища та робочого тиску), здійснюють за результатами натурних випробовувань труб із наявними дефектами [21-23], або розрахунковим шляхом на підставі аналітичних залежностей різного типу [13, 14, 24].

37% аварій трубопроводів викликана незадовільною якістю металу, що характеризується недостатнім його опором зародженню і поширенню тріщин [6]. Процеси розвитку корозійно-втомних макротріщин під впливом діючих у

трубі асиметричних циклічних навантажень ΔK , вивчали на призматичних зразках (рис. 2, а) використовуючи відому методику [18] та випробувальну машину [26] (рис. 2, б) для дослідження закономірностей розвитку втомної тріщини в трубопровідних сталях при їх циклічному деформуванні в робочих корозійних середовищах.



а)



б)

Рисунок 2 – Загальний вигляд зразка (а) та випробувальної машини (б) для дослідження процесів розвитку втомної тріщини в трубах (сталь 10Г2БТЮ3) магістрального нафтопроводу „Дружба” (T=25°C).

Механічні характеристики сталі визначались за стандартною процедурою [27] випробувань циліндричних зразків на розтяг.

2. Результати досліджень та їх обговорення

В основу розрахунку величини руйнівного тиску для трубопроводів з корозійними дефектами покладемо найбільш поширені серед європейських стандартів норвезькі норми DNV RP-F101 [13]:

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

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

Розрахунок внутрішнього руйнівного тиску P_f труби магістрального нафтопроводу (1), що містить внутрішні множинні корозійно-механічні дефекти довжиною L_i та максимальною глибиною c_i (рис. 1, б), базується на даних про нафтопровідну трубу (D , t) та характеристики міцності матеріалу труби (σ_B).

У таблиці 1 представлено визначені експериментальним шляхом значення характеристик міцності сталі 10Г2БТЮ3, яка експлуатувалась впродовж 41 року.

Таблиця 1 – Механічні характеристики експлуатованої сталі 10Г2БТЮ3

σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	ψ , %
583,3	438,9	25,6	64,3

Оцінку можливості експлуатації магістрального нафтопроводу проводили за прийнятими вітчизняними [10, 12] та європейською методикою SINTAP [11, 28].

В основі європейської методики SINTAP [11, 28] лежить оцінка допустимої глибини корозійно-механічного дефекту $[c]$ в трубі, для якої коефіцієнт запасу міцності S_r (коефіцієнт безпеки), є відношенням максимального робочого (P_p) до розрахованого руйнівного (P_f) тиску:

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (2)$$

Згідно з процедурою SINTAP [11, 28] безпечними (пороговими) вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, за яких дефекти не впливали на безпечну експлуатацію нафтопроводу, тобто коефіцієнт запасу міцності S_r був меншим 0,5. За недопустимі (критичні) приймалися дефекти, розміри яких унеможливили експлуатацію нафтопроводу, тобто згідно з процедурою SINTAP коефіцієнт запасу міцності S_r був більшим 1,0.

Запропонований у СНіП [12] інтегрований коефіцієнт надійності нафтопроводу визначається за формулою:

$$k = \frac{k_I \cdot k_H}{m}, \quad (3)$$

де згідно зі СНіП [12]:

k_I – коефіцієнт надійності за матеріалом;

k_H – коефіцієнт надійності за призначенням;

m – коефіцієнт умов роботи.

У нашому випадку коефіцієнти мають такі значення:

$$1,34 \leq k_I \leq 1,55;$$

$$k_H = 1,0 \quad (D=530 \text{ мм}, P=4,1 \text{ МПа});$$

$$m=0,9.$$

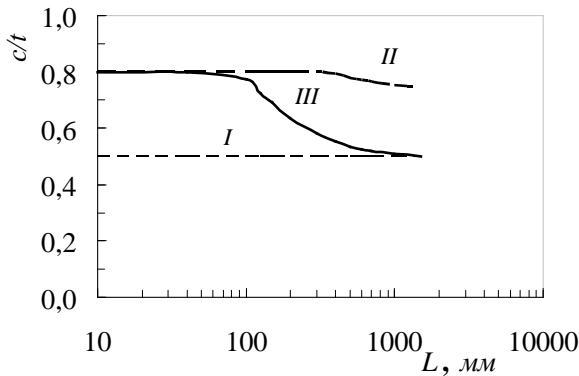
Отже, інтегрований коефіцієнт надійності нафтопроводу змінюється у межах $1,5 \leq k \leq 1,73$ і дещо більший (на 15-25%) від коефіцієнта безпеки згідно з SINTAP ($k > 1/S_r$), що складає додатковий запас міцності.

Розглядалися дефекти довжиною від 10 до 1500 мм [7, 9]. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10% від товщини стінки труби, а максимально допустима глибина дефекту складала 80% від товщини стінки трубопроводу [12]. У нашому випадку максимально допустима глибина корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту становить $c_{max}=5,6$ мм. Руйнівний тиск (1) визначався з кроком, який становив 10% від товщини стінки труби.

Результати проведених за методикою [11, 28] розрахунків, представлених на рис. 3 у вигляді графічної залежності відносної глибини дефекту c/t від його довжини L , дозволяють оцінити специфічну мінімальну границю плин-

ності для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.

Отримані графічні залежності (рис. 3) дають можливість встановити області безпечних (*I*, суцільні криві) і недопустимих (*II* пунктирні криві) експлуатаційних дефектів нафтопроводу, та перехідну область *III* (розміщену між суцільними та пунктирними кривими), у якій експлуатація нафтопроводу без проведення ремонтних робіт з ліквідації наявних дефектів можлива лише за умови зменшення робочого тиску.



суцільні лінії – $S_r=0,5$;
пунктирні лінії – $S_r=1,0$

Рисунок 3 – Залежності відносної глибини дефекта в нафтопроводі від його довжини розраховані за норвезькими нормами DNV RP-F101 [11]

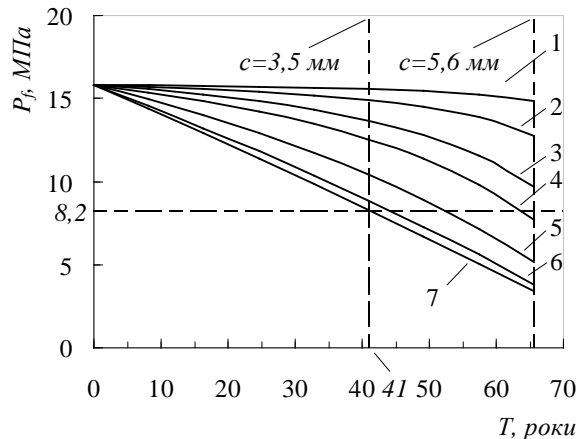
Так, корозійно-механічні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до $c/t=0,8$ не призводять до руйнування труби у процесі експлуатації нафтопроводу, а дефекти довжиною до 1500 мм є безпечними для труби за умови, що їх глибина не перевищує $c/t \leq 0,5$ ($c \leq 3,5$ мм).

Однак вказані підходи не враховують розвитку у часі корозійно-механічних дефектів під впливом пульсуючого в нафтопровідній трубі тиску [6, 15] та рівчачкової і виразкової корозії нафтопроводів [2]. Корозійна агресивність середовища характеризується швидкістю корозії металу нафтопроводу в атмосфері, ґрунтовій та підтоварній водах, яку визначають під час обстеження нафтопроводу в натуральних умовах [2]. У нашому випадку середня швидкість корозії під впливом підтоварної води складає $V_I=0,085$ мм/рік [29], що класифікується як середня корозійна агресивність середовища [2].

Використовуючи формулу (1) та припускаючи, що довжина дефекту $L_i=const$ і він розвивається вглиб стінки труби (до $0,8 c/t$ [12]) із заданою швидкістю V_I , розраховували руйнівний тиск P_f для корозійно-механічних дефектів довжина яких змінювалась у інтервалі від 10 до 1500 мм.

Аналіз одержаних результатів свідчить, що із збільшенням розміру L_i корозійно-механічні експлуатаційні дефекти стають більш небезпечними, оскільки призводять до суттєвого пониження значень руйнівного тиску P_f і скорочення безпечної тривалості експлуатації дефектного нафтопроводу.

Згідно з розрахунками нафтопровід з дефектом глибиною $c=3,5$ мм та довжиною $L_i=1500$ мм можна безпечно експлуатувати протягом 41 року (рис. 4, криві 1-7). Водночас, якщо довжина аналогічних за глибиною виявлених корозійно-механічних експлуатаційних дефектів на окремих ділянках магістрального нафтопроводу не перевищуватиме $L_i \leq 100$ мм, то такі ділянки нафтопроводу можна експлуатувати впродовж 65 років (рис. 4, криві 1-4).



1 – $L_i=20$ мм; 2 – $L_i=40$ мм; 3 – $L_i=70$ мм;
4 – $L_i=100$ мм; 5 – $L_i=200$ мм; 6 – $L_i=500$ мм;
7 – $L_i=1500$ мм

Рисунок 4 – Залежність зміни руйнівного тиску P_f нафтопровідної труби, що містить внутрішній множинний корозійно-механічний експлуатаційний дефект заданих розмірів L_i , що розвивається вглибину стінки ($0 \leq c/t \leq 0,8$) із швидкістю $V_I=0,085$ мм/рік від тривалості експлуатації T

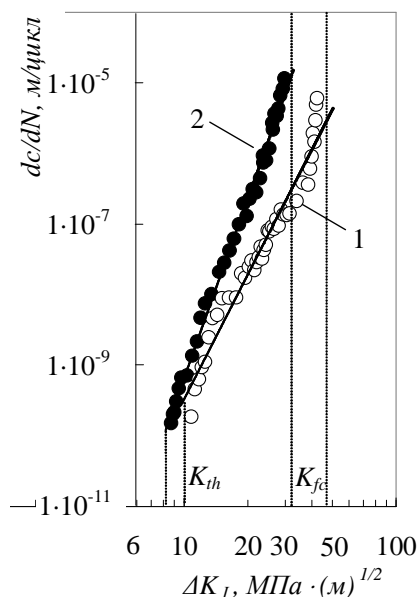
Однак для випадку, коли швидкість корозії складає $0,20$ мм/рік [29], нафтопровід з дефектом довжиною $L_i=1500$ мм та глибиною $c=3,5$ мм можна безпечно експлуатувати впродовж 17,5 років.

На трубопроводах, термін експлуатації яких становить 20 і більше років, необхідно враховувати можливість виникнення загрози корозійно-механічного руйнування металу як з боку внутрішньої, так і з зовнішньої поверхні труби [2].

Тож виникає необхідність дослідити закономірності поширення корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів у заданих експлуатаційних середовищах. Випробовування на циклічну корозійну тріщиностійкість експлуатованого (41 рік) металу магістрального нафтопроводу „Дружба”, виготовленого зі сталі 10Г2БТЮ3, проводили на спеціальному експериментальному обладнанні [26]. Для цього використовувались балкові зразки прямокутного поперечного перерізу розмірами $10 \times 7 \times 40$ мм з початковою краювою тріщиною $c=1,2 \dots 2,0$ мм в умовах консольного згину, вирізані із фрагментів нафтопровідної труби. Загальна довжина зразка становила 200 мм. Частота циклічного навантаження синусоїдальної форми становила 1 Гц за асиметрії циклу навантаження $R \approx 0,9$. Зауважимо, що під час експлуатації магістраль-

ного нафтопроводу у ньому виникають напруження, які коливаються з частотою 0,6 Гц, що моделює турбулентність потоку нафти, зміну тиску нафти в трубопроводі внаслідок дисбалансу pomp, зупинки pomp, закриття засувки, заміщення трубопроводу й утворення повітряних корків тощо [6]. Робочі середовища – підтоварна вода (модельне середовище – дистильована вода pH 6,7) та лабораторне повітря. Температура середовищ була постійною – $T=25^{\circ}\text{C}$.

Результати випробовувань представляли у вигляді діаграм циклічної тріщиностійкості (рис. 5) – графічних залежностей швидкості росту втомної тріщини dc/dN від розмаху коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_I в околі вершини тріщини [25].



1 – повітря; 2 – підтоварної вода

Рисунок 5 – Вплив корозійних середовищ на діаграми циклічної тріщиностійкості для експлуатованого металу (сталь 10Г2БТЮ3) магістрального нафтопроводу „Дружба” ($T=25^{\circ}\text{C}$)

Для зазначених вище умов випробовувань сталі 10Г2БТЮ3 в таблиці 2 наведені значення констант у степеневій залежності [19, 25], що аналітично описує середньоамплітудну ділянку одержаних діаграм циклічної тріщиностійкості металу нафтопроводу. Тут також подані відповідні значення порогового (ΔK_{th}) та критичного (K_{fc}) коефіцієнтів інтенсивності напружень [25].

За методикою чисельної оцінки кінетики та зміни форми тріщиноподібних дефектів у процесі їх розвитку в стінках трубопроводів [17] за результатами експериментальних досліджень (табл. 1) проведено розрахунок кінетики розвитку тріщиноподібних дефектів у стінці труби магістрального нафтопроводу „Дружба” для системи „Експлуатована сталь 10Г2БТЮ3 – підтоварна вода”. При цьому за базу вибирали ріст тріщини в глибину стінки, тобто в напрямку півосі c , вважаючи, що пороговий розмір тріщини c_{th} визначається пороговим значенням коефіцієнта інтенсивності напружень ΔK_{th} :

$$c_{th} = \frac{(\Delta K_{th})^2}{(\Delta \sigma)^2 \cdot \pi \cdot f(c/a; c/t; \Theta)}, \quad (4)$$

де: $\Delta \sigma$ – розмах розтягувальних напружень за цикл навантаження; $\Delta \sigma = (\Delta p \cdot d)/2t$; Δp – зміна тиску робочого середовища в трубопроводі за цикл навантаження; d – внутрішній діаметр труби; t – товщина стінки труби; $f(c/a; c/t; \Theta)$ – функція, яка залежить від форми (c/a), глибини тріщини (c/t) та кута від малої осі напівеліптичної тріщини (θ) [18].

Таблиця 2 – Характеристики циклічної тріщиностійкості сталі 10Г2БТЮ3

Система „матеріал – середовище”	n	C , м/цикл $\times (\text{МПа} \cdot \text{м})^{1/2 \cdot n}$	ΔK_{th} , МПа $\cdot \text{м}^{1/2}$	K_{fc} , МПа $\cdot \text{м}^{1/2}$
„Експлуатована сталь – повітря”	4,53	$2,90 \cdot 10^{-14}$	10,09	43,11
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	7,96	$1,01 \cdot 10^{-17}$	8,28	32,71

Було розглянуто найбільш характерні випадки форми початкових тріщин, які виявляються методами неруйнівного контролю при діагностичному огляді трубопроводів [18]. Перший – при $(c/a)_0 \leq 1/4$ – відтворює тріщиноподібний дефект у вигляді корозійної виразки, другий – $1/60 \leq (c/a)_0 \leq 1/180$, так званий множинний тріщиноподібні дефекти [10, 29], – відповідає корозійному пошкодженню типу боріздки, виникнення якого найбільш характерне по нижній твірній на внутрішній поверхні нафтопроводної труби, де найбільш локалізовані корозійні процеси [2].

Результати обчислень представляли у вигляді табличних даних (табл. 2) та графічних залежностей зміни форми тріщини (c/a) у випадку її розвитку по глибині (c/t) стінки труби магістрального нафтопроводу (рис. 6).

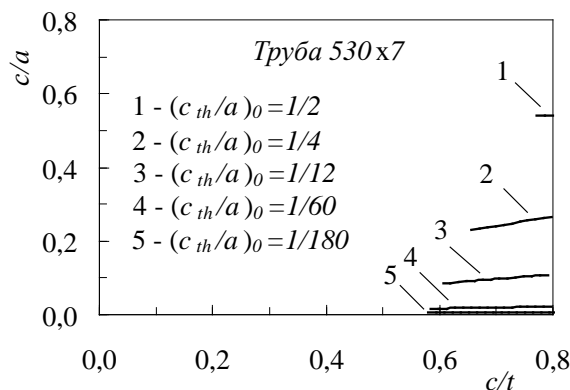


Рисунок 6 – Зміна форми тріщини (c/a) у випадку її розвитку у глибину (c/t) стінки труби магістрального нафтопроводу у ході випробувань експлуатованого металу в підтоварній воді

Таблиця 2 – Характеристики кінетики поширення напівеліптичної тріщини в стінках магістрального нафтопроводу „Дружба”

Система „матеріал – середовище”	L_0 , мм	c_{ih}/a_0	c_{th} , мм	P_f^* , МПа	$L_p=2a_p$, мм	ΔK_{f_0} , МПа·м ^{1/2}	$T_{c_{th}}$, роки
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	20	1/2	5,40	15,00	20,7	9,78	63,3
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	40	1/4	4,59	14,18	42,1	15,80	52,7
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	100	1/12	4,24	11,29	102,7	20,20	49,7
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	500	1/60	4,09	7,52	503,0	22,81	48,0
„Експлуатована сталь – підтоварна вода”	1500	1/180	4,06	6,94	1503,1	23,65	47,6

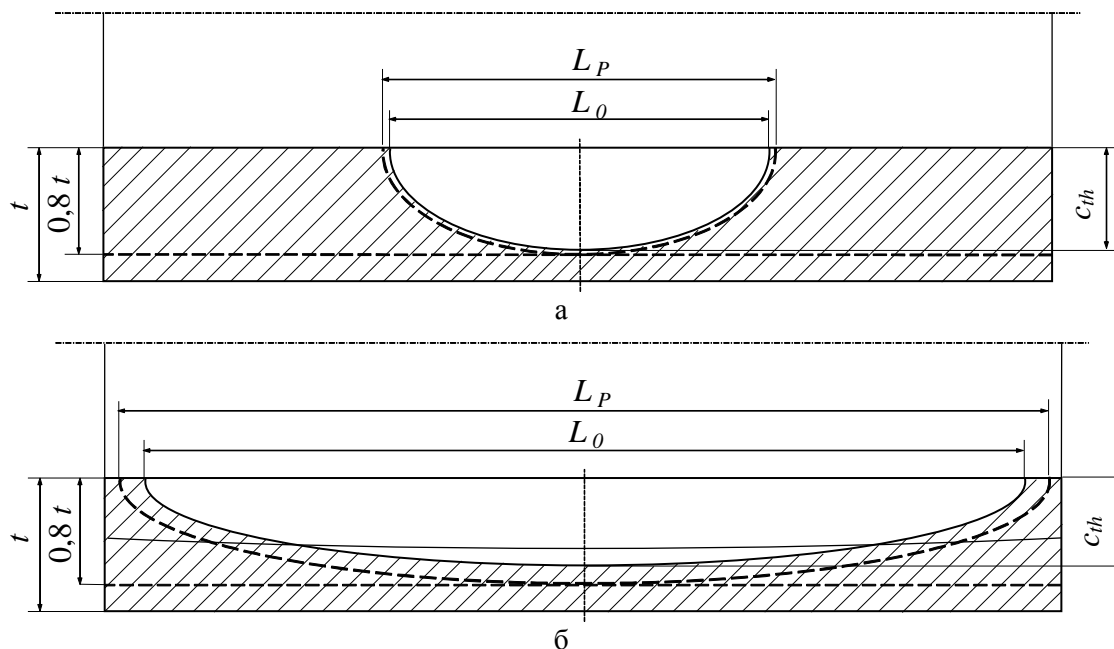


Рисунок 7 – Схематичне представлення макротріщини, що розвивається з внутрішньої поверхні одиничних $L_0=20$ мм (а) та $L_0=40$ мм (б) корозійно-механічних експлуатаційних дефектів. Середовище – підтоварна вода

Аналіз одержаних результатів обчислень дає підстави зробити висновок, що із збільшенням продовгуватості тріщиноподібного дефекту за меншої його глибини (рис. 6 та рис. 7) у трубі магістрального нафтопроводу виникають умови для зародження і розвитку внутрішніх тріщиноподібних корозійно-механічних дефектів.

Таким чином, внутрішні множинні корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти типу корозійної боріздки, є більш небезпечними під час експлуатації магістральних нафтопроводів.

Водночас слід зауважити, що початок третьої стадії процесу руйнування настає за умови, що глибина корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту c_0 рівна пороговому розміру макротріщини c_{th} ($c_0=c_{th}$). У зв'язку з цим старт корозійно-механічних тріщин у системі „експлуатована сталь – підтоварна вода” із дефекту типу корозійної виразки $(c/a)_0=1/4$ настає на 52,7 році експлуатації магістрального нафтопроводу, а дефекту $(c/a)_0=1/12$ – на 49,7 році.

Для дефектів типу корозійної боріздки $(c/a)_0=1/60$ та $(c/a)_0=1/180$ початок третьої стадії

процесу руйнування мав би настати відповідно на 48 та 47,6 році експлуатації. Однак, згідно процедури SINTAP [11, 28] для досліджуваної з наявними експлуатаційними корозійно-механічними дефектами труби магістрального нафтопроводу „Дружба” (ділянка між НПС „Жулин-Козьова”) безпечним є тиск експлуатації $P_f=8,2$ МПа. У зв'язку з цим умови пластичного руйнування нафтопровідної труби з продовгуватими дефектами $(c/a)_0=1/60$ та $(c/a)_0=1/180$ настають відповідно на 44,5 та 41 році експлуатації. У даному випадку процес локального пластичного течіння сталі у вершині корозійно-механічного дефекту (вспучування труби) настає ще перед третьою стадією руйнування (старт і розвиток макротріщини) магістрального нафтопроводу (табл. 2 та рис. 4).

Для дефектів $(c/a)_0 \leq 1/12$ старт і розвиток макротріщини можливий, проте внесок третьої стадії в процес руйнування магістрального нафтопроводу є незначним (табл. 2, рис. 4 та рис. 7), відсутні умови [20] спонтанного (катастрофічного) руйнування.

Висновки. На прикладі магістрального нафтопроводу „Дружба” досліджено процес розвитку корозійно-механічних тріщиноподібних дефектів з врахуванням стадійності процесу руйнування. А саме, розвиток корозійного дефекту за переважного впливу робочого середовища та розвитку тріщиноподібного дефекту за переважаючого впливу асиметричного втомного навантаження до граничних розмірів [13], за яких стає неможливою експлуатація нафтопроводу.

Показано, що у випадку одночасного впливу корозійного середовища та втомних механічних напружень процесу руйнування магістрального нафтопроводу притаманна стадійність. Причому термін безпечної експлуатації магістрального нафтопроводу визначається тривалістю першої та другої стадій процесу руйнування металу труби і залежить від продовгуватості корозійно-механічного тріщиноподібного дефекту, його розташування та впливу корозійного середовища (швидкості корозії).

Так, множинні (продовгуваті $L_i > 100$ мм) корозійно-механічні дефекти є більш небезпечними, оскільки за меншої глибини дефекту у трубі магістрального нафтопроводу формуються умови для розвитку пластичних деформацій та можливого вспучування нафтопровідної труби, а також для утворення свища. Ймовірність крихкого руйнування магістрального нафтопроводу у цьому випадку є незначною.

Встановлено, що для магістрального нафтопроводу множинні корозійні дефекти довжиною до 100 мм та глибиною до 4,24 мм, які розвиваються в його стінці за корозійно-втомним механізмом з швидкістю $V_1 = 0,085$ мм/рік, дозволяють безпечно експлуатувати нафтопровід впродовж 49,7 років.

Ділянки магістрального нафтопроводу, що містить множинні (продовгуваті) корозійно-механічні дефекти довжиною $L_i \geq 1500$ мм та глибиною $c = 3,5$ мм після 41 року експлуатації, потребують заміни.

Таким чином, запропоновані підходи дають можливість інтерпретувати виявлені під час технічного діагностування внутрішньої поверхні нафтопроводу корозійно-механічні дефекти та прогнозувати їх подальшу експлуатацію.

Література

1 Бут В. С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В. С. Бут, О. І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 491–496.

2 Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник; під заг. ред. В. В. Панасюка / [Г. М. Никифорчин, С. Г. Поляков, В. А. Черватюк, І. В. Ориняк та ін.]. – Львів:

Сполом, 2009. – Том 11: Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів; під ред. Г. М. Никифорчина – 504 с.

3 Никифорчин Г. М. Чутливість механічних, корозійно-механічних та електрохімічних властивостей до експлуатаційної деградації сталей магістральних трубопроводів / Г. М. Никифорчин, О. Т. Цирульник, М. І. Греділь // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 29–32.

4 Бут В. С. Перспективы применения разрезных тройников для ремонта магистральных трубопроводов / В. С. Бут, Е. А. Великоиваненко, О. И. Олейник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2009. – С. 552–558.

5 Аварійний нафтопровід „Дружба-1” відновить роботу 4 грудня [Електронний ресурс]: Режим доступу: <http://ukranews.com/uk/news/ukraine/2009/12/03/7337>.

6 Андрейків О. Є. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації / О. Є. Андрейків, Р. М. Кушнір, О. Т. Цирульник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2004-2006 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. Є. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. Є. О. Патона, 2006. – С. 328–331.

7 Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.

8 Галеев В. Б. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперекачивающих станций / В. Б. Галеев, Е. М. Соценко, Д. А. Черняев – М.: Недра, 1968. – 224 с.

9 Зайцев Л. Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов / Л. Ф. Зайцев. – М.: Недра, 1982. – 240 с.

10 ВБН В.2.3-00018201.04-2000. Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держнафтогазпром України, 2000. – 57 с. – (Відомчі будівельні норми України).

11 Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). – Rotherham: British Steel, 1999.

12 СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. – Введ. 1987-08-01. – М.: Изд-во

стандартов, 1987. – 52 с. – (Система нормативних документів в строительстве).

13 DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.

14 ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines. – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American National Standard Institute, 1991.

15 Юхимец П. С. Оценка остаточного ресурса трубопровода с коррозионным повреждением с учетом изменения параметров дефекта в процессе эксплуатации / П. С. Юхимец // Проблемы ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: збірник наук. статей за результатами виконання цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України у 2007-2009 рр.: зб. статей; під заг. ред. Б. С. Патона. – К.: Національна академія наук України. Інститут електрозварювання ім. С. О. Патона, 2009. – С. 404–411.

16 Грабовський Р. Експрес-оцінка працездатності магістрального нафтопроводу з експлуатаційними дефектами / Р. Грабовський, В. Болонний, В. Лужецький : Матеріали 4-ї Міжнародної конференції ["Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій"], (Львів, 23-27 черв. 2009 р.); під заг. ред. В. В. Панасюка. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 2009. – С. 895–902.

17 Грабовський Р. До оцінки кінетики росту втомних тріщин в стінках трубопроводів / Р. Грабовський, В. Лужецький, Т. Горб'як // Машинознавство. – 2005. – №4 (94). – С. 7–10.

18 Дмитрах І. М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / І. М. Дмитрах, В. В. Панасюк. – Львів: Національна академія наук України. Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка, 1999. – 341 с.

19 Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник / під заг. ред. В. В. Панасюка. – Том 7: Надійність та довговічність елементів конструкцій теплоенергетичного устаткування / І. М. Дмитрах, А. Б. Вайнман, М. Г. Стащук, Л. Тот; під ред. І. М. Дмитраха. – К.: ВД „Академперіодика”, 2005. – 378 с.

20 Грабовський Р. С. До оцінки катастрофічного руйнування трубопроводу з тріщиноподібними дефектами / Р. С. Грабовський, В. С. Лужецький // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк: Луцьк. держ. техн. ун-т, 2006. – Вип. 19. – С. 56–63. – (напряма „Інженерна механіка”).

21 Грабовський Р. С. Оцінка міцності нафтопроводу з корозійно-механічними дефектами / Р. С. Грабовський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3 (36). – С. 38–42.

22 Заец А. Ф. Натурные испытания технологических трубопроводов, имеющих дефекты / А. Ф. Заец // Отечественный и зарубежный опыт в газовой промышленности. Транспорт и подземное хранение газа. – 1996. – №1-2. – С. 21–24.

23 Шарыгин В. М. Экспериментальная прочность труб с дефектами / В. М. Шарыгин, Ю. А. Теплинский, А. Я. Яковлев [и др.] // Газовая промышленность. – 2000. – №2. – С. 35–37.

24 Choi J. B. Development of limit load solutions for corroded gas pipelines / J. B. Choi, B. K. Goo, J. C. Kima [et al.] // Int. J. Pressure Vessel and Piping. – 2003. – Vol. 80, №2. – P. 121–128.

25 Механика разрушения и прочность материалов: справ. пособ. в 4-х т. / общ. ред. В. В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1988-1990.

26 Грабовський Р. С. Установка для испытаний конструкционных материалов на циклическую коррозионную трещиностойкость / Р. С. Грабовський, И. Н. Дмытрах, Я. Н. Пукас [и др.]. – М., 1989. – 8 с. – Деп. в ВИНТИ 10.11.89, №6768–В 89.

27 Фридман Я. Б. Механические свойства металлов. Механические испытания. Конструкционная прочность: в 2 т. / Я. Б. Фридман. – М.: Машиностроение, 1974. – Т.2. – 368 с.

28 Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Т. 42, № 1. – С. 119–127.

29 Грабовський Р. С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів / Р. С. Грабовський // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2009. – № 2. – С. 145–152.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.01.11*

*Рекомендована до друку професором
В.Я. Грудзом*