

ОЦІНКА МІЦНОСТІ НАФТОПРОВОДУ З КОРОЗІЙНО-МЕХАНІЧНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Р.С. Грабовський

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nuing.edu.ua

Проведено порівняльну оцінку експериментальних і розрахункових значень руйнівного тиску для труб локального нафтопроводу з поздовжніми корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами різної довжини.

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

Проведена сравнительная оценка экспериментальных и расчетных значений разрушающего давления для труб локального нефтепровода с продольными корозионно-механическими трещиноподобными дефектами различной длины.

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

Comparative assessment of experimental and calculation values of failure pressure for tubes of local oil pipeline with longitudinal crack-like defects was carried out.

Keywords: oil-pipeline, metal exploitation damage, corrosive-mechanical defect, crack-like defect, destructive pressure

У процесі тривалої експлуатації нафтопроводів захисне ізоляційне покриття втрачає свої експлуатаційні властивості, тому виникають умови, що активізують процеси корозії металу труб, які підсилюються механічною складовою [1-3]. Під впливом корозії та втомних процесів, що виникають внаслідок відхилення робочого тиску в процесі експлуатації нафтопроводів, на поверхні металу труби починають розвиватися корозійно-механічні дефекти [4, 5]. З часом деякі з цих дефектів, досягаючи критичних розмірів, призводять до аварійної (катастрофічної) ситуації [6].

З метою запобігання аварійним ситуаціям у процесі експлуатації нафтопроводів проводять їх технічне діагностування методами неруйнівного контролю шляхом шурфування чи внутрітрубної дефектоскопії. У такий спосіб виявляють ділянки нафтопроводу, що містять корозійно-механічні дефекти, визначають їх довжину, ширину, глибину та розміщення на поверхні нафтопроводу, що є базою для ймовірнісної оцінки цілісності трубопроводу [7].

Проблема забезпечення безаварійної експлуатації нафтопроводів, які під впливом тривалих статичних, циклічних, динамічних навантажень та корозійних середовищ, містять корозійно-механічні тріщиноподібні дефекти, є актуальною для багатьох країн і зумовила розроблення норм, стандартів та методик, що регламентують оцінювання міцності трубопроводів з такими дефектами [8-14].

Спеціальні норми та стандарти для дефектних трубопроводів ґрунтуються на критерії досягнення пластичного стану труби з корозійно-механічним дефектом [8-12], а більш загальні підходи використовують двокритеріальний підхід механіки руйнування, а саме: критичне

значення коефіцієнта інтенсивності напружень K_{Ic} та руйнівне напруження σ_f (критерій пластичного колапсу) [13, 14].

У більшості випадків нафтопроводи руйнуються за в'язким механізмом, з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефектах після їх виникнення [2, 15, 16], хоча відомі випадки коли руйнування труб (рис. 1) відбувалось за механізмом крихкого руйнування [17, 18].



Рисунок 1 – Поздовжній розрив нафтопроводу "Дружба-1" діаметром 530 мм [5]

Руйнування нафтопроводу, яке суттєво залежить від розмірів, форми та орієнтації дефекту, може призвести до аварійної ситуації і, як наслідок, до значних екологічних та економічних втрат [19]. Тому забезпечення надійної інтерпретації виявлених в процесі технічного діагностування корозійно-механічних дефектів є актуальною науково-технічною проблемою.

В роботі наведена оцінка результатів розрахункових досліджень руйнівного тиску за процедурою [8], в основу якої покладено найбільш поширені серед європейських стандартів

норвезькі норми DNV RP-F101 для труб з наявними корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами локального нафтопроводу Бориславського нафтогазовидобувного управління, а також здійснена експериментальна перевірка розрахункової формули (1). Також визначено допустимі розміри тріщиноподібних дефектів згідно з нормами SINTAP [14].

1. Об'єкт досліджень та методологічна процедура розрахункових оцінок

Об'єктом розгляду є експлуатовані протягом 27 років труби ($D=219$ мм, $t=7,7$ мм) локального нафтопроводу Бориславського нафтогазовидобувного управління, які експлуатувались протягом 27 років за максимального робочого тиску $p_{\max} \approx 6,2$ МПа. Труби виготовлені зі сталі 20 ($\sigma_B=441,7$ МПа, $\sigma_{0,2}=351,7$ МПа, $\delta=28,7\%$).

Згідно з DNV RP-F101 розрахунок руйнівного тиску P_f базується на даних про зовнішній діаметр труби (D), товщину її стінки (t), границю міцності матеріалу труби (σ_B), довжину (L) та глибину дефекту (c) і визначається на підставі залежності

$$P_f = \frac{2\sigma_B \cdot t}{D - 2t} \cdot \left[\frac{1 - c_0/t}{1 - \frac{c_0/t}{q}} \right], \quad (1)$$

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

Експериментальну оцінку граничного стану дефектного трубопроводу із різним співвідношенням відносної глибини дефекту c_0/t до його максимального розміру L уздовж твірної трубопроводу (згідно з існуючими нормами [8]) було здійснено з використанням технічних можливостей спеціалізованої лабораторії для дослідження процесів руйнування труб під тиском різноманітних газів та їх сумішей [20], яка створена і функціонує при Фізико-механічному інституті НАН України (м. Львів). Загальний вигляд використаного дослідного устаткування зображено на рис. 2.

Випробовували фрагменти труб (рис. 3) довжиною 1 м, що містили тріщиноподібні концентратори напружень однакової глибини $c_0=5,8$ мм ($c_0/t=0,75$) та різної довжини L , до повного руйнування (втрати герметичності), фіксуючи при цьому величину руйнівного тиску P_f .

Довжина L тріщиноподібного концентратора напружень змінювалась в інтервалі від 50 мм до 400 мм. Мінімальна його довжина (50 мм) була обумовлена параметрами випробувальної установки, а максимальна (400 мм) – конструктивними розмірами захватів випробувальної установки і визначалась за принципом Сен-Венана.

Допустимі розміри тріщиноподібних дефектів згідно норм SINTAP [14] визначали використовуючи коефіцієнт запасу міцності (коефі-

цієнт безпеки), який є відношенням максимального робочого (P_p) до розрахованого руйнівного (P_f) тиску в трубопроводі:

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



Рисунок 2 – Випробувальна установка для дослідження процесів руйнування труб під тиском [20]

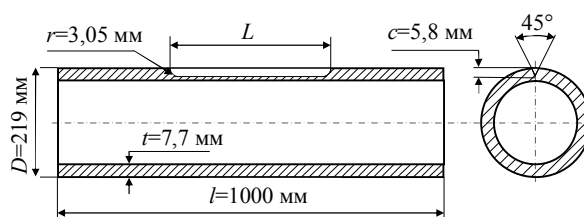


Рисунок 3 – Геометричні розміри зразка – фрагмента труби

2. Результати досліджень та їх обговорення

Згідно з DNV RP-F101 за формулою (1) аналітично розраховували руйнівний тиск P_f для локального нафтопроводу, що містив тріщиноподібний дефект. При цьому розміри L тріщиноподібного дефекту змінювались в інтервалі від 25 до 600 мм і мали однаково глибину $c_0/t=0,75$ (табл. 1). Встановлено, що в інтервалі $25 \text{ мм} \leq L \leq 100 \text{ мм}$ величина руйнівного тиску P_f зменшилась удвічі, а в області продовгуватих дефектів – $150 \text{ мм} \leq L \leq 600 \text{ мм}$ – величина руйнівного тиску P_f зменшилась несуттєво (25%).

Таблиця 1 – Вихідні дані та результати розрахункових і експериментальних досліджень

L, мм	c ₀ /t	Розрахунок	Експеримент
		P _f , МПа	P _f , МПа
25	0,75	28,8	-
50	0,75	22,0	25,4
75	0,75	17,6	20,6
100	0,75	15,0	17,6
150	0,75	12,4	14,9
200	0,75	11,3	13,5
300	0,75	10,1	11,7
400	0,75	9,7	11,3
500	0,75	9,4	-
600	0,75	9,2	-

Експериментально досліджували параметри руйнування (руйнівний тиск P_f) тривало експлуатованих нафтопровідних труб із штучно створеними концентраторами напружень у залежності від їх геометричних розмірів, які змінювались в інтервалі від 50 до 400 мм (табл. 1). Встановлено (рис. 4 та в табл. 1), що втрата цілісності нафтопровідних труб з тріщиноподібними дефектами однакової початкової глибини (c₀/t=0,75) залежить від їх довжини L. Величина руйнівного тиску P_f зменшується із збільшенням довжини тріщиноподібного дефекту L, причому із збільшенням довжини дефекту тенденція щодо його зміни аналогічна розрахунковій (рис. 4).

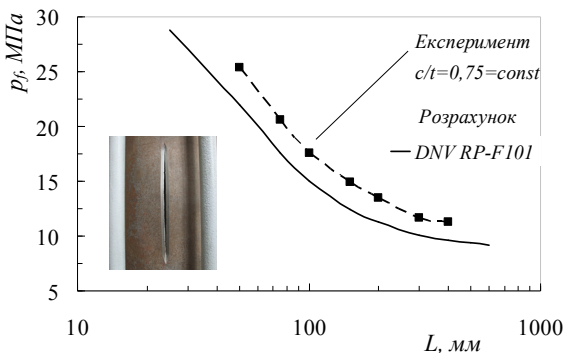


Рисунок 4 – Порівняння розрахункових та одержаних експериментально значень руйнівного тиску труби P_f від довжини зовнішнього дефекту L при c/t=0,75

Результати експериментальних випробувань та аналітичних розрахунків з свідчить про достовірність та можливість практичного застосування формули (1), оскільки розрахункові значення руйнівного тиску P_f відрізняються від експериментальних величин на 17%. Таку розбіжність можна вважати прийнятною, тому що дещо занижені розрахункові значення P_f складуть певний коефіцієнт запасу міцності розгляданого дефектного трубопроводу.

Крім того, аналітично досліджувався вплив відносної глибини та довжини дефекту на експлуатаційні можливості локального нафтопроводу, виготовленого із сталі 20 (σ_B=441,7 МПа).

Згідно з процедурою SINTAP [14] безпечними вважалися такі гранично допустимі розміри дефектів, наявність яких не впливала на експлуатацію нафтопроводу, тобто коефіцієнт запасу міцності S_r був менший за 0,5 (S_r ≤ 0,5).

Розглядалися дефекти довжиною від 25 мм до 1000 мм. Початкова розрахункова глибина дефекту становила 10% від товщини стінки труби, а максимально допустима глибина дефекту [11, 13] – 80% товщини стінки трубопроводу. Руйнівний тиск визначався з кроком, який становив 10% від товщини стінки труби.

Результати проведених згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [8] розрахунків, зображених на рис. 5 у вигляді графічної залежності відносної глибини дефекту c/t від його довжини L, дають змогу оцінити специфічну мінімальну границю плинності для трубопроводу з різним співвідношенням дефекту та його максимального розміру.

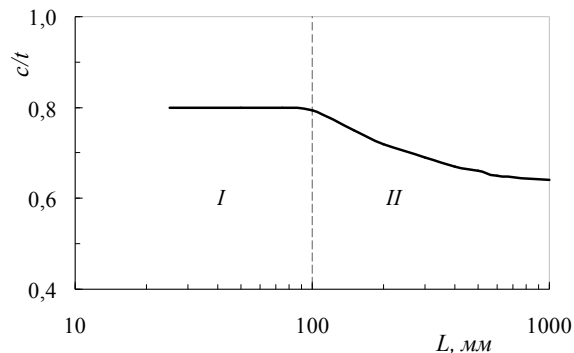


Рисунок 5 – Залежність відносної глибини дефекту в нафтопроводі від його довжини, розраховані згідно з норвезькими нормами DNV RP-F101 [8] за умови, що S_r=0,5

Отримані графічні залежності дають можливість установити області дозволених (безпечних) (I – 0 мм < L ≤ 100 мм) і допустимих (II – 100 мм < L ≤ 1000 мм) експлуатаційних дефектів локального нафтопроводу. Зауважимо, що в області допустимих дефектів (II) експлуатація трубопроводу без проведення ремонтних робіт з ліквідації наявних дефектів можлива лише за умови зменшення робочого тиску.

Крім цих результатів, згідно з ГОСТ 24755-89 [21], визначали допустимі (безпечні) розміри наскрізних експлуатаційних дефектів в трубопроводі, які не потребують укріплення. Це було зроблено на підставі формули (3), яка дає змогу визначити розрахунковий діаметр одиночного наскрізного отвору, який не потребує укріплення, та, відповідно, не призводить до руйнування трубопроводу:

$$d_0 \leq 2 \left(\frac{t}{t_p} - 0,8 \right) \sqrt{d \cdot t}, \quad (3)$$

де: t – товщина стінки трубопроводу, мм,
d – внутрішній діаметр трубопроводу, мм,
t_p – розрахункова товщина стінки трубопроводу, мм, що розраховується відповідно до СНиП 2.05.06.-85 [11]:

Література

$$t_p = \frac{n \cdot P \cdot D}{2(R_1 + nP)}, \quad (4)$$

де: n – коефіцієнт надійності відповідно до навантаження – внутрішнього робочого тиску (визначається з табл. 13 [11]),

D – зовнішній діаметр трубопроводу, мм,

P – максимальний робочий тиск, МПа,

R_1 – розрахунковий опір розтягненню, розраховується за формулою [11]

$$R_1 = \frac{\sigma_B \cdot m}{k_I \cdot k_H}, \quad (5)$$

де: σ_B – мінімальне значення границі міцності, МПа,

m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу (табл. 1 [11]),

k_I – коефіцієнт надійності за матеріалом (табл. 9 [11]),

k_H – коефіцієнт надійності за призначенням (табл. 11 [11]).

У процесі експлуатації в нафтопроводі можуть утворюватись наскрізні отвори (свищі) [3], діаметр яких розраховується за співвідношенням (3). Такі отвори в трубопроводі під час експлуатації неприпустимі, тому вводиться обмеження [11, 13] на допустиму глибину такого отвору:

$$t_1 \leq 0,8 \cdot t. \quad (6)$$

Провівши розрахункову процедуру допустимого розміру наскрізних експлуатаційних дефектів за формулою (3) з врахуванням формул (4)-(6) встановили, що $d_0=95,3$ мм. Одержана величина безпечно для нафтопроводу корозійно-механічного дефекту, розрахованого згідно з вітчизняними стандартами і нормами [11, 21], практично збігається з даними розрахункових досліджень, проведених на основі європейських норм DNV RP-F101 [8] та процедур [14].

Таким чином, дефекти довжиною до 100 мм практично не призводять до катастрофічного руйнування локального нафтопроводу.

Висновки. На прикладі локального нафтопроводу Бориславського нафтогазовидобувного управління встановлено значення руйнівного тиску за норвезькими нормами DNV RP-F101, та визначено допустимі розміри експлуатаційних дефектів. Показано, що для коректного встановлення безпечно експлуатаційного тиску в пошкоджених локальних нафтопроводах слід враховувати початкові розміри тріщиноподібних дефектів.

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 („РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник; під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 491–496.

2. Поляков С. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / С. Поляков, А. Клименко, Л. Ниркова, О. Малькова // [Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2008)]: у 2-х томах [специальний випуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: IX міжн. конф.-вист., 10-12 черв. 2008 р.: збірник праць. – 2008. – Спец. вип. № 7. – С. 761–766.

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

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

5. Цирульник О. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / Олександр Цирульник, Григорій Никифорчин, Звеномира Слободян [та ін.] // [Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів (Корозія-2006)]: у 2-х томах [спеціальний випуск журналу „Фізико-хімічна механіка матеріалів”]: VIII міжн. конф.-вист., 6-8 черв. 2006 р.: збірник праць. – 2006. – Спец. вип. № 5. – С. 284–290.

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

7. Красовський А. Я. Методологія і експертна система для поточного моніторингу реального стану і забезпечення цілісності трубопроводів з метою подовження їх ресурсу / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, В. М. Гороп [та ін.] // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин („РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 309–314.

8. DNV-RP-F1001: Corroded pipelines. – Det Norske Veritas. – 1999.
9. Manual for determining strength of corroded pipelines (ASME B31G, 1984). – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American Nation Standard Institute, 1984.
10. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines (ASME B31G-1991): – New York, USA: The American Society of Mechanical Engineers, American Nation Standard Institute, 1991.
11. Магистральные трубопроводы: СНиП 2.05.06-85. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с. – (Нормативный документ).
12. 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.
13. Расчеты на прочность действующих магистральных трубопроводов с дефектами: ВБН В.2.3.-00018201.04-2000. – К.: Госнефтегазпром, 2000. – 56 с. – (Нормативный документ).
14. Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry (Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426). – Rotherham: British Steel, 1999.
15. Щербаков С. Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С. Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 207 с.
16. Зайцев Л.Ф. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов / Л. Ф. Зайцев. – М.: Недра, 1982. – 240 с.
17. Аненков Н. П. Оценка прочности магистральных трубопроводов методами линейной механики разрушения / Н. П. Аненков, М. П. Анучкин; науч.-техн. зб. – М.: ВНИИСТ, 1974. – С. 38–45.
18. 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 („РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. зб.; під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 328–331.
19. Ориняк І. В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магістральних трубопроводів / І. В. Ориняк, М. В. Бородій, А. С. Батура // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин („РЕСУРС”): звітна сесія цільової комплексної програми, 6-8 січня 2006 р.: наук.-техн. збірник під заг. ред. Б.Є. Патона. – К.: Національна академія наук України, Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, 2006. – С. 11–15.
20. Дмитрах І.М. Проблема оцінки міцності і довговічності матеріалів та конструктивних елементів трубопровідних систем транспортування газоподібного водню та його сумішей / І.М. Дмитрах, Г.М. Никифорчин, О.З. Студент [та ін.] // Фундаментальні проблеми водневої енергетики: наукова звітна сесія цільової комплексної програми наукових досліджень НАН України, 18-19 груд. 2007 р.: тези доповідей та програма сесії. – К.: Національна академія наук України, Інститут проблем матеріалознавства ім. І.М. Францевича, 2007. – С. 55.
21. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность укрепления отверстий: ГОСТ 24755-89. – [Введ. 01.01.90] – М.: Госстандарт СССР, 1989. – 56 с. – (Государственный стандарт)

Стаття надійшла до редакційної колегії

22.03.10

*Рекомендована до друку професором
Мойшишиним В.М.*