

В. Лужецький

Канд. техн. наук,
Дрогобицький державний
педагогічний університет
імені Івана Франка,
м. Дрогобич

Р. Грабовський

Доцент, канд. техн. наук,
Івано-Франківський
національний технічний
університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ

УДК 620.191.33

ОЦІНКА РУЙНІВНОГО ТИСКУ В ДЕФЕКТНОМУ НАФТОГОНІ

За підходами механіки руйнування проведено оцінювання руйнівного тиску для труби з корозійно-втомними дефектами, що розвиваються. Оцінено граничний стан дефектного трубопроводу з різним співвідношенням відносної глибини дефекту до його максимального розміру вздовж твірної труби. Як приклад, наведено результати випробувань експлуатованої труби локального нафтопроводу Бориславського нафтогазовидобувного управління.

дефектний нафтопровід, корозійний дефект, руйнівний тиск, коефіцієнт запасу міцності, граничний стан трубопроводу

Вступ. Проблема оцінювання ресурсних можливостей нафтопровідних систем, що розташовані на території України, є надзвичайно важливою та актуальною, оскільки понад 80 % нафтопроводів експлуатуються понад 20 років, причому 60 % з них – понад амортизаційний період (33 роки) [1]. У процесі тривалої експлуатації таких нафтогонів на зовнішній та внутрішній поверхнях труб виникають корозійні дефекти у вигляді виразок, каверн або загальної корозії [2 – 7]. Деякі з них, розвиваючись під впливом корозійно-механічних факторів, з часом можуть досягти критичних для труб розмірів та призвести до катастрофічної аварійної ситуації і, як наслідок, до значних соціальних, екологічних та економічних втрат [8].

Для того, щоб запобігти аварії у процесі експлуатації трубопроводів, методами неруйнівного контролю проводять технічне діагностування внутрішньої поверхні труби. У результаті виявляють ділянки трубопроводу, що містять як експлуатаційні, так і технологічні дефекти, визначаючи при цьому їхню довжину, ширину і глибину та розташування на поверхні труби. Зовнішні корозійні дефекти виникають у процесі експлуатації під впливом ґрунтових вод у результаті пошкодження захисного покриття труби, а внутрішні – в результаті агресивного впливу нафти [2 – 4, 9 – 10].

Нормативна база для оцінювання роботоздатності нафтопроводу (за критерієм руйнівного тиску). Існує

низка норм, стандартів та методик [11 – 15], які ґрунтуються на підходах механіки руйнування матеріалів та конструкцій і дозволяють визначити ступінь ризику та можливість подальшої експлуатації трубопроводу з дефектом.

В основу цих нормативних документів закладено положення про те, що руйнування дефектного трубопроводу відбувається за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини у дефектах після їх виникнення. Процес пластично-в'язкого руйнування трубопроводу найбільш повно описує руйнівний тиск, величина якого визначається експериментально шляхом реального руйнування труби з наявним дефектом на спеціальному обладнанні або розрахунковим шляхом за емпіричними залежностями.

Одним з перших стандартів визначення руйнівного тиску труби з різними співвідношеннями глибини дефекту до його максимального розміру вздовж трубопроводу є розроблений Американським товариством інженерів-механіків стандарт ASME B31G (1984) [12], який дозволяє визначити величину руйнівного тиску для зовнішніх корозійних дефектів параболічної та прямокутної форми.

У 1991 році Американське товариство інженерів-механіків модифікувало процедуру розрахункового визначення руйнівного тиску, запропонувавши на основі експериментальних досліджень труб з дефектами зі сталей американського виробництва, руйнування яких

відбувалось за в'язким механізмом, емпіричну формулу для визначення руйнівних напружень [13].

Вказаний модифікований стандарт ASME B31G (1991) найкраще застосовувати для дефектів з максимальною довжиною та глибиною.

У 1999 році набули чинності норвезькі норми DNV RP-F101 [14], які дозволяють розраховувати внутрішній руйнівний тиск для трубопроводів з наявними експлуатаційними та технологічними дефектами. Ці норми, враховуючи реальну товщину труби у місці розташування дефекту, не враховують його форму. Розрахунок базується на даних про зовнішній діаметр труби (D), товщину її стінки (t), напруження міцності матеріалу труби (σ_B), довжину (L) і глибину дефекту (c):

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

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

У 2003 році Чой зі співробітниками запропонував метод розрахунку руйнівного тиску [15], який базується на аналізі допустимих навантажень. Він схематизував корозійні дефекти півеліпсом і запропонував граничне навантаження визначити як функцію параметрів c/t , $L/\sqrt{(D-2t) \cdot t}$. Руйнівний тиск за Чоєм визначається залежністю

$$P_f = \begin{cases} 0,9 \cdot \frac{2 \cdot \sigma_B \cdot t}{D-2t} \left[C_0 + C_1 \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right) + C_2 \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right)^2 \right]; & \frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} < 6 \\ 1 \cdot \frac{2 \cdot \sigma_B \cdot t}{D-2t} \left[C_3 + C_4 \left(\frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \right) \right]; & \frac{L}{\sqrt{(D-2t) \cdot t}} \geq 6, \end{cases} \quad (2)$$

$$\text{де } \begin{cases} C_0 = 0,06 \cdot \left(\frac{c}{t} \right)^2 - 0,1035 \cdot \left(\frac{c}{t} \right) + 1 \\ C_1 = -0,6913 \cdot \left(\frac{c}{t} \right)^2 + 0,4548 \cdot \left(\frac{c}{t} \right) - 0,1447 \\ C_2 = 0,1163 \cdot \left(\frac{c}{t} \right)^2 - 0,1053 \cdot \left(\frac{c}{t} \right) + 0,0292 \\ C_3 = -0,9847 \cdot \left(\frac{c}{t} \right) + 1,1101 \\ C_4 = 0,0071 \cdot \left(\frac{c}{t} \right) - 0,0126. \end{cases}$$

Використовуючи наведені норми можна обчислювати величину руйнівного тиску, враховуючи розміри і форму наявного дефекту та механічні характеристики міцності сталей досліджуваних трубопровідних систем різного призначення.

Об'єкт та методика досліджень. З метою перевірки розрахункових формул (1) та (2) для оцінки граничного стану дефектного трубопроводу з різним співвідношенням відносної глибини дефекту c/t до його максимального розміру L уздовж твірної труби (відповідно до існуючих норм [14] та методу [15]) проведено випробування експлуатованої протягом 27 років труби локального нафтопроводу Бориславського нафтогазовидобувного управління ($D=219$ мм, $t=7,7$ мм).

Фрагменти труб довжиною 1 м містили тріщиноподібний дефект глибиною $c/t=0,75$ та довжиною $L=200$ мм. Труби випробовували до повного руйнування (розриву), фіксуючи при цьому величину руйнівного тиску P_f . Геометричні розміри зразка зображені на рис. 1.

Результати досліджень та висновки. Результати експериментальних випробувань та аналітичних розрахунків подано у вигляді залежності руйнівного тиску P_f від довжини зовнішнього дефекту L (рис. 2).

Аналіз представлених результатів свідчить про достовірність та можливість практичного застосування формул (1) і (2), оскільки розрахункові значення руйнівного тиску P_f відрізняються від експериментальних величин на 16—18%. Таку розбіжність можна вважати прийнятною, бо дещо завищені розрахункові значення P_f складуть певний коефіцієнт запасу міцності для розглянутого дефектного нафтогону.

Література

1. Бут В.С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів // Проблеми ресурсу

Таблиця 1

Механічні характеристики дослідженої сталі

Матеріал	Характеристики		
	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %
Сталь 20	441,7	351,7	28,7

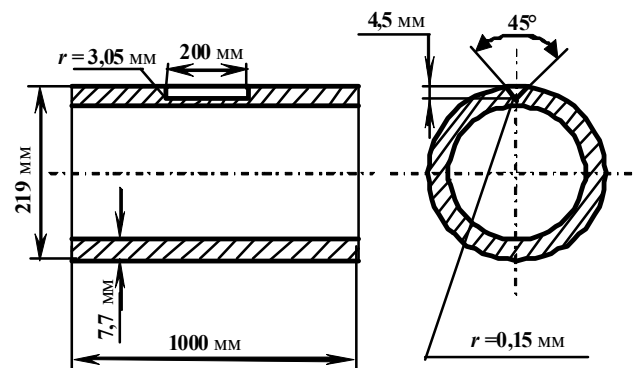


Рис. 1. Геометричні розміри зразка — фрагмента труби

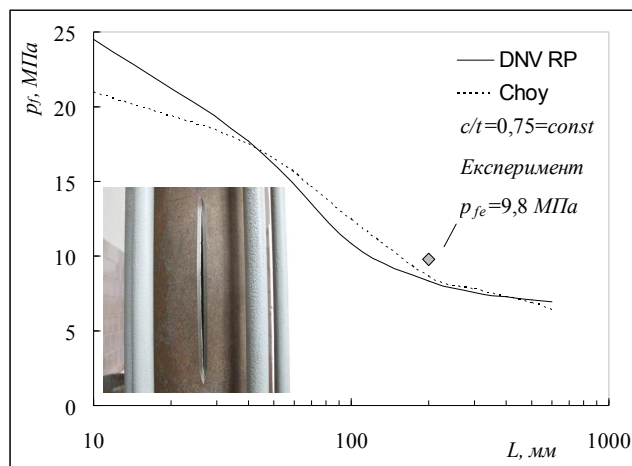


Рис. 2. Порівняння розрахункових та експериментально одержаних значень руйнівного тиску в трубі P_f від довжини зовнішнього дефекту L

і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / В.С.Бут, О.І.Олійник; під заг. ред. Б.Є. Патона — Київ: Інститут електрозварки ім. Є.О. Патона НАН України, 2006. — С. 491—496.

2. Галеев В.Б. Ремонт магистральных трубопроводов и оборудования нефтеперерабатывающих станций / Галеев В.Б., Сощенко Е.М., Черняев Д.А. — М.: Недра, 1968. — 224 с.

3. Дмитрах І.М. Вплив корозійних середовищ на локальне руйнування металів біля концентраторів напружень / Дмитрах І.М., Панасюк В.В. — Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г. В. Карпенка НАН України, 1999. — 341 с.

4. Андрейків О.Є. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / О.Є. Андрейків, Р.М. Кушнір, О.Т. Цирульник; під заг. ред. Б.Є. Патона. — Київ: Інститут електрозварки ім. Є.О. Патона НАН України. — 2006. — С. 328—331.

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

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

7. Toth L. Reliability assessment of pipelines having corrosion defects using finite element analyses NT2F4 / L.Toth, G.Lenkey Aleppo (Syria), may. — 2004.

8. Ориняк І.В. Наукові і організаційні засади впровадження ризик-аналізу в практику управління цілістю магистральних трубопроводів // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин / І.В.Ориняк, М.В.Бородій, А.С.Батура; під заг. ред. Б.Є.Патона. — Київ: Інститут електрозварки ім. Б.Є.Патона НАН України, 2006. — С.11—15.

9. Поляков С.Г. Електрохімічний моніторинг магистральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / Поляков С.Г., Клименко А.В., Ниркова Л.І.,

Малькова О.В. // Фізико-хімічна механіка матеріалів. — 2008. — Спецвип. № 7. — С.761—766.

10. Turnbull A. A model to predict the evolution of pitting corrosion and the pit-to-crack transition incorporating statistically distributed input parameters / A.Turnbull, L.N.Mc Cartney, S.Zhou // Corrosion Science, Volume 48, Issue 8, August. — 2006. — P.2084-2105.

11. Розрахунок на міцність діючих магистральних трубопроводів з дефектами. ВБН В.2.3.-00018201.04-2000 — К. — 2000. — 57 с.

12. American Nation Standard Institute (ANSI)/ American Society of Mechanical Engineers (ASME). Manual for determining strength of corroded pipeleines. ASME B31G. — 1984.

13. ASME B31G-1991, Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines, The American Society of Mechanical Engineers, New York, USA. — 1991.

14. DNV-RP-F1001: Corroded pipeleines. — Det Norske Veritas. — 1999.

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

Отримана 27.12.10

V. Luzhetskyy, R. Hrabovsky*

Assessment of failure pressure in a defected oil pipeline

Drohobych Ivan Franko State Pedagogical University,

Drohobych;

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas,

Ivano-Frankivsk

Procedure for rapid assessment working capacity of oil-pipeline is proposed, which combines of failure pressure calculation with multiply corrosion-mechanical defects located at the pipe bottom parallel to its axis. Here, the possible exploitation defects growth rate was also taken into account. As an example, the fragment of pipe of local oil-pipeline of Boryslav oil and gasmining Administration was considered and its further exploitation capability was estimated. As a result the fracture pressure depending on the defects sizes and planned term of exploitation is determined. On this base the safe operating pressure for the given pipelines can be defined.