

**О. Мандрик**

Доцент, канд. техн. наук

**Р. Грабовський**

Доцент, д-р. техн. наук

**О. Касій**

інженер

Івано-Франківський національний  
технічний університет нафти і газу  
м. Івано-Франківськ

УДК 620.191.33:620.194.8

## РОЗРАХУНКОВА ОЦІНКА УМОВ ГІЛЬЙОТИННОГО РУЙНУВАННЯ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ З ТРІЩИНОПОДІБНИМ ДЕФЕКТОМ

*Запропоновано методичний підхід до потенційної оцінки умов гільйотинного руйнування магістрального газопроводу, який, з одного боку, базується на експериментально визначених характеристиках міцності та тріщиностійкості металу труби, а, з іншого, – на відомих аналітичних розв'язках та нормативних документах, які ґрунтуються на емпіричних залежностях, встановлених за результатами натурних випробовувань.*

**гільйотинне руйнування, магістральний газопровід, наскрізна тріщина, критичний коефіцієнт інтенсивності напружень, руйнівний тиск**

**Вступ.** Основною причиною гільйотинного руйнування магістральних трубопроводів у світі є корозійне розтріскування під напруженням. Вперше таке руйнування було зареєстроване у 1965 році на Трансканадській системі газопроводів [1]. У Росії корозійне розтріскування під напруженням або стрес-корозійне руйнування спостерігали ще в 70-х роках на магістральних газопроводах “Бухара – Урал” і “Середня Азія – Центр” [2, 3]. На загал у Росії у 1990 – 2000 роках основною причиною руйнувань (біля 30 % випадків) є зовнішня корозія, включаючи корозійне розтріскування під напруженням. Причому найбільша кількість руйнувань через корозію під напруженням спостерігалась у 2000 році на магістральних газопроводах діаметром 1420 мм (59,4 %) [2]. В Україні за останнє десятиліття сталися три масштабні аварії магістрального газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” ( $D = 1420$  мм, ) за гільйотинним типом руйнування. Їх основною причиною були утворені за механізмом корозійного розтріскування під напруженням (стрес-корозії) корозійно-втомні тріщини довжиною 0,6 – 3,0 м та глибиною 6 – 12 мм, сліди яких виявлено у зламі

руйнування в осьовому напрямі труби на віддалі до 25 мм від лінії сплавлення поздовжнього зовнішнього шва труби [4].

У результаті цих аварій утворилися котловини довжиною до 50 м, шириною до 30 м і глибиною до 10 м із зоною термічного враження в радіусі до 750 м, розліт уламків при цьому сягав 500 м [1].

На сьогодні визначальною тенденцією розвитку трубопроводного транспортування є збільшення пропускної здатності магістральних газопроводів, яке, однак, пов'язане з підвищенням ризику їх гільйотинного руйнування (рис. 1). Оскільки пропускна здатність трубопроводів під час транспортування газу обмежується максимальним діаметром труби 1420 мм, то за останнє десятиліття величина робочого тиску в Росії зросла з 5,4 – 7,4 МПа до 9,8 – 14,0 МПа, що викликало необхідність застосування конструкційних матеріалів підвищеної міцності [1, 5]. Для цього застосовуються труби нового покоління, виготовлені зі сталей К56, К60, К65 і К70. До якості виготовлення таких труб висуваються підвищені вимоги, в основу яких покладено додаткові вимоги до характеристик в'язкості



Рис. 1. Характерний приклад гільйотинного руйнування труби газопроводу “Уренгой – Помари – Ужгород” (2007 р.)

руйнування (статичної тріщиностійкості), границі міцності, холодостійкості, пластичності, твердості, властивостей зварних з’єднань, характеристик мікроструктури (зернистість, кількість неметалевих включень), тощо. Застосування труб нового покоління зменшує величину коефіцієнта надійності за матеріалом  $k_1$ , що дає змогу зменшити розрахункову товщину стінки труби на 5-10 % [5].

На початку 2000-х років за кордоном були виготовлені та успішно досліджені експериментальні труби зі сталі класу міцності X 100 (аналог класу міцності K 80) з високим рівнем міцності, в’язкості та пластичності, придатних для застосування в магістральних газопроводах з робочим тиском понад 15 МПа. Однак застосування трубопроводів нового покоління вимагає підвищеної уваги під час експлуатації, що пов’язано з можливістю їх гільйотинного руйнування.

У Росії в 2010 році були виготовлені високов’язкі та високоміцні експериментальні труби 1220×15 мм класу міцності K 80. Ці труби були піддані натурним випробуванням до повного руйнування за методикою, яка регламентується стандартами СТО 01297858 0.0024.0-2007 [6] та СТО 01297858 0.0018.0-2007 [7].

Однак, даючи об’єктивні дані про процес руйнування газопроводів, натурні дослідження трубних секцій ґрунтуються на численних статистичних даних [8], отримання яких пов’язано зі значними фінансовими витратами.

У зв’язку з цим, інтерпретація результатів вибіркового натурних випробувань газопровідних труб та прогнозування умов гільйотинного руйнування на основі розрахункових оцінок статичної міцності і в’язкості руйнування, що базується на експериментально визначених характеристиках міцності та тріщиностійкості металу труби, та обґрунтування на цій основі їхньої експлуатаційної надійності є актуальною проблемою.

У статті запропоновано методичний підхід до оцінки статичної міцності та в’язкості руйнування (статичної тріщиностійкості) дефектних газопровідних труб зі штучно створеним концентратором напружень.

**Методика розрахункових оцінок статичної міцності та умов руйнування тривало експлуатованих газопроводів.** Руйнування дефектних труб з підвищеними експлуатаційними характеристиками (збільшеними характеристиками міцності матеріалу ( $\sigma_B, \sigma_T$ ) та в’язкості руйнування ( $K_{Ic}, \delta_{Ic}$ ) можливе при одночасній реалізації двох механізмів руйнування. Запропонований підхід до

оцінювання статичної міцності та ризику руйнування трубопроводів з тріщиноподібними експлуатаційними дефектами ґрунтується на положеннях механіки руйнування матеріалів та конструкцій [9], що базуються на теорії тріщин і теорії граничного стану. Цей підхід покладено в основу так званої „R6-процедури” [10, 11], в основі застосування якої 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  $P_{LL}$  – граничного навантаження в’язкого руйнування). У нашому випадку параметрами теорії граничного стану слугують тиски для труби – робочий  $P_p$  і руйнівний  $P_f$ .

Розрахунок статичної тріщиностійкості, тобто оцінювання можливої реалізації крихкого руйнування труби з утвореною в ній наскрізною тріщиною, здійснили за формулою [12] для визначення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_I$  у вершині наскрізної поздовжньої тріщини для циліндричної оболонки під дією внутрішнього тиску (рис. 2):

$$K_I = F \frac{P_p \cdot D}{2t} \sqrt{\frac{\pi \cdot l_{K_I}}{2}}, \quad (1)$$

де

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

$$\lambda = \frac{l_{K_I}}{\sqrt{\frac{D \cdot t}{2}}},$$

$F$  – відома функція для циліндричної оболонки з наскрізною осью тріщиною під дією внутрішнього тиску  $P_p$  [12],  $l_{K_I}$  – довжина наскрізної тріщини.

Оцінювання виникнення пластичного колапсу, тобто визначення руйнівного тиску  $P_f$  тривало експлуатованої газопровідної труби з корозійно-механічними тріщиноподібними дефектами, проводили за норвезькими норми DNV RP-F101 [13], які ґрунтуються на напівемпіричних рівняннях, під час виведення яких використовували модель

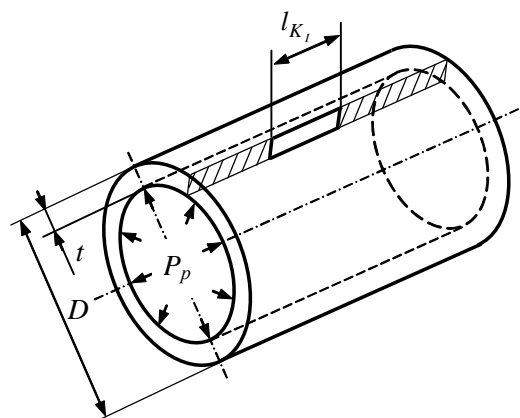


Рис. 2. Схема наскрізної тріщини у стінці газопровідної труби

Дагдейла для пластичної зони й співвідношення Фоліаса, що 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 [13] розрахунок внутрішнього руйнівного тиску  $P_f$  дефектної труби, що містить зовнішні корозійно-механічні дефекти довжиною  $L$  та максимальною глибиною  $c$ , базується на даних про параметри ( $D$ ,  $t$ ) та границю міцності ( $\sigma_B$ ) матеріалу газопровідної труби відповідно до залежності

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

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

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

Відтак результати натурних випробувань експериментальних труб 1220×15 мм класу міцності К 80 (табл. 1) з попередньо нарізаними гострими концентраторами напружень (рис. 3), які ініціюють процес руйнування труби [5] порівнювали з результатами розрахункових досліджень.

**Результати розрахунків та їх обговорення.** Розрахунки критичного коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_c$  та руйнівного для труби тиску  $P_f$  проводили за формулами (1) та (2). Причому при розрахунку критичного

Таблиця 1

**Результати натурних випробувань експериментальних труб класу міцності К 80**

$D \times t$ , мм	$K_c$ , (МПа $\sqrt{м}$ )	$\sigma_B$ , МПа	$\sigma_T$ , МПа	$P_f^e$ , МПа
1220×15	593	771	641	10,2

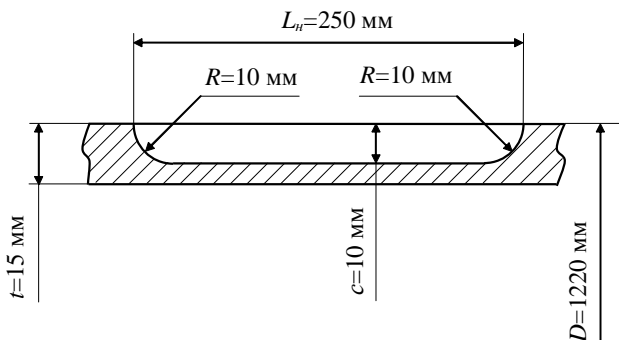


Рис. 3. Геометричні параметри штучноствореного концентратора напружень

Таблиця 2

**Порівняння результатів експериментальних досліджень та розрахунків статичної тріщиностійкості**

Статична тріщиностійкість	згідно з методикою [5]	розрахунок за формулою 1	$\Delta = \frac{K_c^e}{K_c^p} 100\%$
$K_c$ , МПа $\sqrt{м}$	593,0	609,9	2,8

Таблиця 3

**Порівняння результатів експериментальних досліджень та розрахунків в'язкого руйнування**

Руйнівний тиск	дані випробувань	результат розрахунку за формулою 2	$\Delta = \frac{P_f^e}{P_f^p} 100\%$
$P_f$ , МПа	10,2	10,0	2,0



Рис. 4. Поверхня руйнування труби зі штучно створеним концентратором напружень

коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_c$  брали до уваги те, що тріщина, поширюючись від концентратора напружень вглиб стінки труби (рис. 3), виходить на її внутрішню поверхню, утворюючи наскрізну тріщину, критичні розміри якої, згідно з даними натурного випробування (рис. 4) рівні  $l_{K_c} = 315$  мм.

Під час розрахунку величини руйнівного тиску  $P_f$  труби за норвезькими нормами DNV RP-F101 зовнішній дефект має півеліптичну форму зі співвідношенням півосей  $c/a$  ( $a = L/2$ ) [13]. Прирівнявши площу ( $S_1$ ) попередньо нарізаного у вигляді прямокутника концентратора напружень (див. рис. 3) до еквівалентної площі ( $S_2$ ) півеліптичного концентратора ( $S_1 = S_2$ ), тобто визначивши площу дефекту, встановили розрахункові розміри півеліптичного концентратора напружень  $c/a = 10/157,5$ . Звідси розрахункова довжина великої осі півеліптичного концентратора  $L = 2a = 315$  мм.

Для порівняння результати натурних випробувань експериментальних труб 1220×15 мм класу міцності К 80 з попередньо нарізаними гострими концентраторами напружень та розрахунки статичної тріщиностійкості зведені до табл. 2. Так, різниця одержаних розрахунковим та експериментальним шляхом величини  $K_c$  не перевищує 2,8%,

що доводить про можливість використання формули (1) для визначення критичного значення коефіцієнта інтенсивності напружень  $K_c$  за даними випробувань. Крім цього, за умови експериментального визначення критичної статичної тріщиностійкості металу труби ( $K_c$ ) можна обчислити величину наскрізної тріщини  $l_{K_c}$ , тобто прогнозувати потенційну можливість гільйотинного руйнування.

Аналіз поданих у табл. 3 результатів натурних випробувань труб до повного руйнування та розрахунків руйнівного тиску  $P_f$  підтверджує можливість використання нормативних норм до оцінювання умов руйнування дефектних газопроводів за в'язким механізмом з повільним пластичним розкриттям тріщини біля дефектів, тобто умов гільйотинного руйнування магістрального газопроводу з тріщиноподібними дефектами.

**Висновки.** Враховуючи розміри наскрізної тріщини, обчислено значення критичного коефіцієнта інтенсивності напружень. Визначено значення руйнівного тиску для дефектних газопровідних труб зі штучно створеним концентратором напружень.

Запропонований підхід дає можливість здійснити потенційне оцінювання умов гільйотинного руйнування магістрального газопроводу з тріщиноподібними дефектами.

### Література

1. Поляков С. Г. Основні закономірності стрес-корозійного розтріскування магістральних газопроводів / С. Г. Поляков, А. О. Рибаків // Проблеми міцності. – 2009. – № 5. – С. 7-17.

2. Мазур И. И. Безопасность трубопроводных систем / И. И. Мазур, О. М. Иванцов. – М.: Елима, 2004. – 1104 с.

3. Ничипоренко М. В. Досвід діагностування магістральних газопроводів ДК “Укртрансгаз” за допомогою внутрішньотрубних інспекцій поршнів / М. В. Ничипоренко, Є. Б. Іванік // Трубопровідний транспорт. – 2010. – № 6 (66). – С. 7-8.

4. Красовський А. Я. Оцінка залишкового ресурсу трубопроводу, ушкодженого стрес-корозією / А. Я. Красовський, І. В. Ориняк, І. В. Лохман // Трубопровідний транспорт. – 2011. – № 2 (68). – С. 18-21.

5. Варламов Н. В. Натуральные испытания труб и ремонтных конструкций на испытательном полигоне ОАО

ВНИИСТ / Н. В. Варламов, Г. И. Макаров, К. В. Поликарпов [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2010. – №6 (22). – С. 4-7.

6. Стандарт организации СТО 01297858 0.0024.0-2007 “Натурные испытания труб с надрезами с целью определения характеристик статической трещино-стойкости металла (вязкости разрушения) в конструкции трубы. Программа и методика испытаний” – М: ВНИИСТ. – 2007. – 22 с.

7. Стандарт организации СТО 01297858 0.0018.0-2007 “Полигонные испытания труб для оценки конструктивной прочности. Программа и методика испытаний” – М: ВНИИСТ. – 2007. – 35 с.

8. Иванцов О. М. Надежность магистральных трубопроводов / О. М. Иванцов, В. И. Харитонов. – М.: Недра, 1978. – 167 с.

9. Панасюк В. В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / Панасюк В. В. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.

10. ДСТУ–Н Б В.2.3.-21:2008 Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Мінрегіонбуд України, 2008. – 68 с.

11. R/H/R6 „Assessment of the Integrity of Structures Containing Defects”. – British Energy General Ltd. 4th edition, 2000.

12. Механіка руйнування і міцність матеріалів: довідн. посібник; за заг. ред. В. В. Панасюка. – Львів: Сполом, 2012. – 316 с. – Том 13: Працездатність матеріалів і елементів конструкцій з гострокінцевими концентраторами напружень / [І. М. Дмитрах, Л. Тот, О. Л. Білий, А. М. Сиротюк; за ред. В. В. Панасюка]

13. DNV Recommended Practice. – DNV-RP-F1001: Corroded Pipelines. – Det Norske Veritas, Noeway. – 2004.

Отримана 20.02.13

*O. Mandryk, R. Hrabovskyy, O. Kasiy*  
**Assessment the Conditions of Guillotine Destruction Gas Pipelines with Crack-Like Defects**  
*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk*

*A methodological approach to the potential conditions assessment of guillotine fracture the gas pipeline is proposed. This method, from one side based on the experimentally determined characteristics of strength and fracture toughness of the metal pipe, from another side - on the known analytical solutions and regulations that are grounded on empirical dependences established by results of model tests.*

### Інформація для авторів

Журнал “Машинознавство” визнаний ВАК України науковим фаховим виданням, в якому можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів доктора і кандидата технічних наук, а також фізико-математичних наук за спеціальністю “Механіка деформівного твердого тіла”.

*Додатки до постанов президії ВАК України*  
*№ 01-05/4 від 22 квітня 2011 р. та № 1-05/5 від 31 травня 2011 р.*