

МІЦНІСТЬ КРИВОЛІНІЙНИХ ДІЛЯНОК ТРУБОПРОВОДІВ

Я.В.Дорошенко, Ю.І.Дорошенко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42157
e-mail: snp@nipq.edu.ua

Проведено аналіз міцності криволінійних ділянок трубопроводів з урахуванням усіх навантажень, які діють на трубопровід, ерозійного зношування стінок труб, наявності корозійних дефектів у місцях мінімального запасу міцності. Визначено мінімальні допустимі значення товщини стінки криволінійних ділянок трубопроводів у місцях ерозійного зношування та корозійних дефектів. Досліджено вплив радіуса згину трубопроводу на його міцність та запропоновано оптимальні за рівнем напружень конструктивні рішення криволінійних ділянок трубопроводу.

Ключові слова: трубопровід, криволінійна ділянка, міцність, напружений стан, комп'ютерне моделювання, ерозійне зношування, корозійний дефект, товщина стінки, радіус згину

Проведен анализ прочности криволинейных участков трубопроводов с учетом всех нагрузок, действующих на трубопровод, эрозии стенок труб, наличия коррозионных дефектов в местах минимального запаса прочности. Определены минимальные допустимые значения толщины стенки криволинейных участков трубопроводов в местах эрозии и коррозионных дефектов. Исследовано влияние радиуса изгиба трубопровода на его прочность и предложены оптимальные по уровню напряжений конструктивные решения криволинейных участков трубопровода.

Ключевые слова: трубопровод, криволинейный участок, прочность, напряженное состояние, компьютерное моделирование, эрозия, коррозионный дефект, толщина стенки, радиус изгиба

The analysis durability of curvilinear areas pipelines taking into account all loadings operating on a pipeline is conducted, erosions of pipes wall, presence of corrosive pitting in the places minimum margin of safety. The minimum legitimate values of thickness wall of curvilinear areas pipelines in the places of erosion and corrosive pitting are certain. Influence of radius bend pipeline is explored on its durability and structural solutions of curvilinear areas of pipeline optimum after the level of tensions are offered.

Keywords: pipeline, curvilinear area, durability, tense being, computer design, erosion, corrosive pitting, thickness of wall, radius of bend

Основними вимогами, яким повинні відповідати магістральні трубопроводи, є висока надійність та екологічна безпека. Ці показники залежать від якості проектування та спорудження трубопроводів, ефективності їх технічного обслуговування і ремонту.

Під час проектування трубопроводу одним з найважливіших є аналіз міцності трубопроводу. Завданням такого аналізу є забезпечення міцності усіх ділянок трубопроводу протягом заданого терміну його експлуатації.

Будь-який магістральний трубопровід містить прямолінійні та криволінійні ділянки. Криволінійні ділянки трубопроводів виконують пружним згином, приварюванням кривих труб, попередньо зігнутих в холодному стані на трубозгинальних станках або виготовлених методом гарячого штампування на заводах. Пружний згин виконується на кривих великого радіуса повороту (більше $1000D_3$, де D_3 – зовнішній діаметр трубопроводу). З допомогою криволінійних вставок, виконаних примусовим гнуттям, можна виконувати повороти будь-якого радіуса. Криві, виготовлені методом гарячого штампування, дають можливість здійснити повертання трубопроводу на кут 90° . Їх називають відводами. Відводи монтується під час спорудження технологічних об'язок КС, ДКС, ГРС, лупінгів, компенсаторів надземних переходів, грєбінок підводних переходів.

Аналіз міцності криволінійних ділянок трубопроводів ускладнюється виникнення додаткових напружень, зумовлених згином трубопроводу, нерівномірним розподілом напружень в поперечному перерізі труби, зміною напруги потоку продукту, ерозійним зношуванням стінок труб.

На криволінійних ділянках трубопроводів, виконаних пружним згином, в стінці труби виникають додаткові напруження, обумовлені пружним згином. Згідно з [1] такі напруження рівні

$$\sigma_{z_2} = n_{z_2} \frac{ED_3}{2\rho}, \quad (1)$$

де: n_{z_2} – коефіцієнт надійності за навантаженням на згин;

E – модуль пружності матеріалу труби;

D_3 – зовнішній діаметр трубопроводу;

ρ – радіус пружного згину трубопроводу.

Згідно з СНиП 2.05.06 [2] розрахункова товщина стінки відводу рівна

$$\delta_p = \frac{n_p PD_3}{2(R_1 + n_p P)} \eta_{e_2}, \quad (2)$$

де: n_p – коефіцієнт надійності за навантаженням від внутрішнього тиску;

P – робочий тиск;

D_3 – зовнішній діаметр трубопроводу;

R_1 – розрахунковий опір матеріалу труби;
 $\eta_{\text{вз}}$ – коефіцієнт несучої здатності увігнутої сторони відводу (табл. 1).

Таблиця 1 – Значення коефіцієнта несучої здатності увігнутої сторони відводу

Відношення середнього радіуса відводу до його зовнішнього діаметра	1,0	1,5	2,0 і більше
Коефіцієнт несучої здатності увігнутої сторони відводу $\eta_{\text{вз}}$	1,30	1,15	1,00

Одним з чинників, які знижують міцність криволінійних ділянок трубопроводів (особливо відводів), є ерозійне зношування стінок труб. Воно зумовлене високими швидкостями твердих частинок, які переносяться газом. Більшою мірою ерозійне зношування проявляється з опуклого боку криволінійних ділянок (рис. 1). Фахівцями ВНИИГАЗу встановлено, що швидкість зношування стінок труб з опуклого боку криволінійних ділянок складає до 0,3 мм на рік [3].

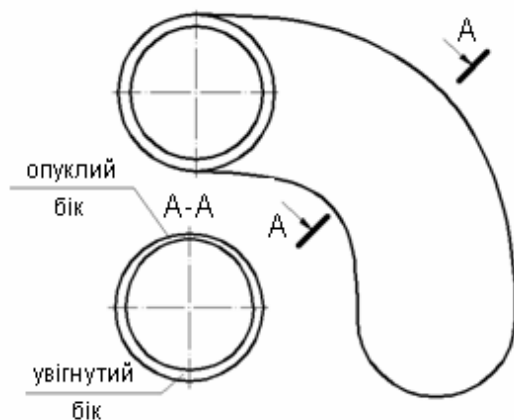


Рисунок 1 – Схема криволінійної ділянки з ерозійним зменшенням товщини стінки з опуклого боку

Згідно з рекомендаціями Р 51-31323949-42 [4] допустима товщина стінки опуклого боку відводу приймається рівною меншій з двох величин

$$[\delta] = \begin{cases} \frac{n_p P D_3}{2(R_1 + n_p P)} \chi, \\ \delta_n - \Delta\delta \end{cases} \quad (3)$$

де: χ – коефіцієнт несучої здатності опуклого боку відводу (табл. 2);

$\Delta\delta$ – нижнє відхилення (мінусовий допуск) з опуклого боку відводу від номінальної товщини стінки.

Допустима товщина стінки відводу повинна бути не меншою 4 мм.

Оцінка міцності відводу здійснюється за наступною методикою:

Таблиця 2 – Значення коефіцієнта несучої здатності опуклого боку відводу

Відношення середнього радіуса відводу до його зовнішнього діаметра	1,0	1,5	2,0	3,0 і більше
Коефіцієнт несучої здатності опуклого боку відводу $\eta_{\text{вз}}$	0,90	0,90	0,90	0,95

- вимірювання фактичної товщини стінки $\delta_{\text{ф}}$ з опуклого боку відводу;

- визначення розрахункової товщини стінки відводу δ_p за формулою (1);

- якщо фактична товщина стінки перевищує розрахункову, то дозволяється подальша експлуатація відводу з контролем товщини один раз на рік;

- якщо фактична товщина стінки менша за розрахункову, розраховується допустима товщина стінки опуклого боку відводу $[\delta]$ за формулою (2);

- якщо фактична товщина стінки більша за допустиму $[\delta]$, дозволяється подальша експлуатація відводу з контролем товщини 1 раз на 6 місяців, інакше необхідна заміна відводу.

Наведена методика не враховує нерівномірності розподілу тиску в місці зміни напрямку потоку продукту, навантаження від дії ґрунту. Крім того, така методика не дає можливості визначити працездатність відводу за наявності корозійних дефектів.

Завданням досліджень є:

- аналіз динаміки руху продукту криволінійною ділянкою трубопроводу;

- аналіз міцності криволінійної ділянки трубопроводу з урахуванням усіх навантажень, які діють на трубопровід;

- виявлення найнапруженіших місць криволінійних ділянок трубопроводу;

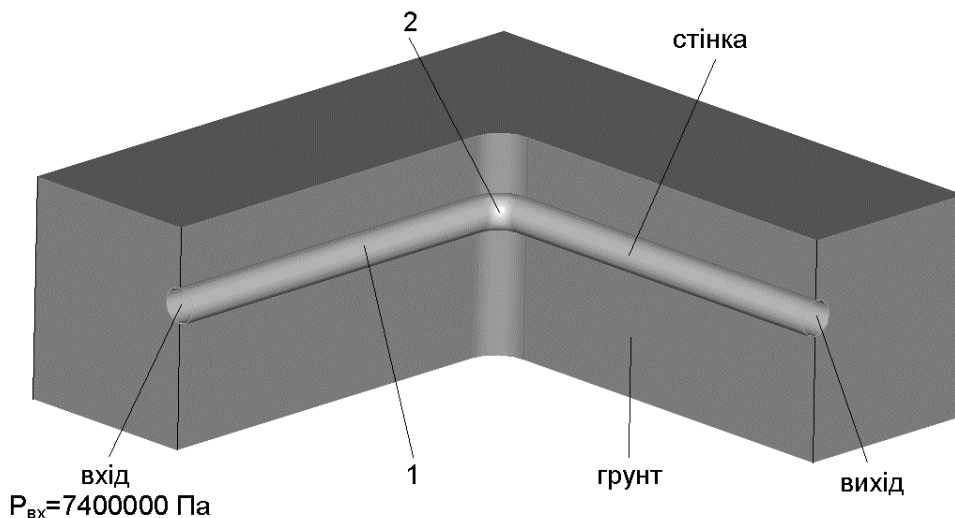
- аналіз міцності криволінійної ділянки з ерозійним зношуванням стінок труб та корозійними дефектами;

- визначення впливу радіуса згину трубопроводу на його напружений стан;

- вибір оптимальних за рівнем напружень конструктивних рішень криволінійних ділянок трубопроводу.

Розв'язання сформульованих задач здійснювалось з допомогою програмного комплексу комп'ютерного моделювання ANSYS, який забезпечує можливість розв'язувати пов'язані задачі течії продукту трубопроводом та напруженого стану стінок труби.

Розглянемо ділянку підземного магістрального газопроводу довжиною 100 м. посередині якої встановлено відвід радіусом згину $R = 1,8$ м (рис. 2). Зовнішній діаметр газопроводу $D_3 = 1420$ мм, номінальна товщина стінки $\delta_n = 21$ мм, марка трубної сталі 13Г1СБ-У (границя міцності $\sigma_{\text{міц}} = 570$ МПа, границя



1 –трубопровід; 2 – відвід

Рисунок 2 – Розрахункова модель відводу

плинності $\sigma_n = 470 \text{ МПа}$). Труба зазнає дії внутрішнього тиску $P = 7,4 \text{ МПа}$ за температури $t = 35^\circ \text{C}$.

Аналіз динаміки руху газу криволінійною ділянкою трубопроводу проводився з допомогою модуля ANSYS CFX. Потік моделювався шляхом розрахунку рівнянь Нав'є-Стокса, які замикаються широковідомою двопараметричною $k - \varepsilon$ моделлю турбулентності.

Було створено такі типи граничних умов:

- стінка (задавався коефіцієнт шорсткості труб $h_s = 0,03 \text{ мм}$);
- вхід (задавався тиск на вході $P_{вх} = 7,4 \text{ МПа}$);
- вихід (задавалась вихідна стінка потоку).

На рис. 2 зображено створену в CAD-пакеті програмного комплексу ANSYS тривимірну геометричну модель відводу газопроводу, де вказано місця розкладання граничних умов.

Для моделювання потоку газу всередині труби з допомогою модуля ANSYS CFX-Mesh генеровано неструктуризовану гібридну об'ємну розрахункову сітку, яка складається з 145,5 тисяч об'ємних елементів (62 тис. тетраедрів і 83,5 тис. трикутних призм) та 57 тисяч вузлів.

Як досліджувана речовина з бази речовин ANSYS CFX було вибрано природний газ. Температура газу задавалась рівною $t = 35^\circ \text{C}$.

Результати розрахунку візуалізовано шляхом побудови тонової заливки тиску в площині горизонтального поздовжнього перерізу відводу (рис. 3). Як видно з тонової заливки тиску, структура потоку в місці відводу визначається збільшенням тиску в напрямку від внутрішньої до зовнішньої стінки. Відбувається зниження тиску біля внутрішньої стінки та підвищення тиску біля зовнішньої стінки порівняно з робочим тиском. Такий нерівномірний розподіл тиску впливає на напружений стан відводу.

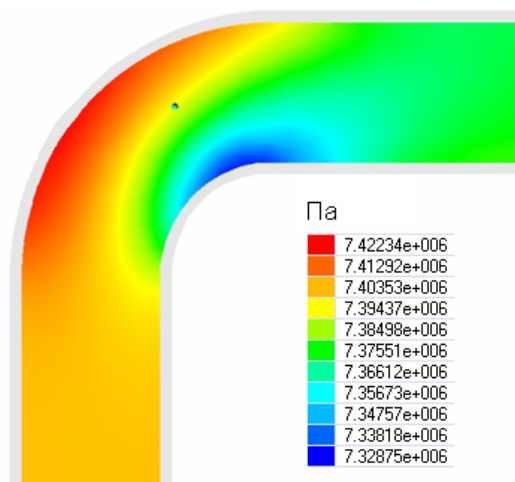


Рисунок 3 – Розподіл тиску в площині горизонтального поздовжнього перерізу відводу

Для аналізу міцності криволінійної ділянки трубопроводу з урахуванням усіх навантажень, які діють на трубопровід, потрібно розв'язати зв'язану задачу динаміки руху потоку газу відводом і напружень стінок труби. Для цього необхідні дві окремі об'ємні розрахункові сітки – для внутрішньої порожнини трубопроводу, якою рухається потік газу, та для стінки трубопроводу. Тому з допомогою інтегруючого середовища розрахунків ANSYS Workbench до розглядуваної вище генерованої в модулі ANSYS CFX-Mesh сітки для моделювання потоку газу всередині труби в модулі ANSYS Multiphysics була додана сітка, яка моделює стінку трубопроводу. Стінка трубопроводу моделювалась тетраїдальними кінцевими елементами. Кінцево-елементна модель стінки трубопроводу складається з 53 тис. елементів і 108 тис. вузлів.

Граничними умовами є закріплення торців розглядуваної ділянки трубопроводу, перенесене з модуля ANSYS CFX поле розподілу тиску на внутрішній стінці газопроводу.

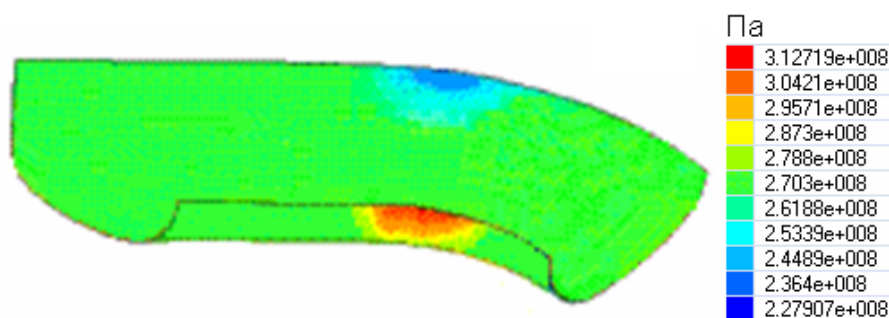


Рисунок 4 – Розподіл еквівалентних напружень Мізеса на контурах відводу

Для моделювання зв'язку трубопроводу з ґрунтом застосовано інтегровану в ANSYS модель пружно-пластичного матеріалу Мора-Кулона. До моделі ґрунту прикладається прискорення вільного падіння для врахування його власної ваги.

Аналіз міцності відводу проводився на основі розрахунків напружено-деформованого стану розглядуваної ділянки трубопроводу методом скінчених елементів. Результатами аналізу є тривимірні кольорові поля розподілу еквівалентних напружень Мізеса, відповідно до шкали значень, на контурах відводу (рис. 4). Як видно з результатів аналізу, для відводів характерний нерівномірний розподіл еквівалентних напружень поперечним перерізом. Максимальні еквівалентні напруження мають місце на увігнутому боці криволінійних ділянок, мінімальні – на опуклому. З наближенням до площини зміни напрямку потоку еквівалентні напруження з опуклого боку відводу поступово зменшуються (найменше значення складає 227,9 МПа), а з увігнутого боку відводу – різко зростають (найбільше значення складає 312,7 МПа). Це пояснюється двома чинниками:

- більшими зусиллями, які діють зсередини на зовнішню, значну за площею, частину відводу;
- згинальними моментами, які діють на краях прямолінійної ділянки трубопроводу.

Отже, мінімальний запас міцності відводів спостерігається з увігнутого боку. Також необхідно відзначити, що еквівалентні напруження з увігнутого боку відводу більші, ніж на прямолінійних ділянках трубопроводу. Найбільші еквівалентні напруження Мізеса з увігнутого боку відводу рівні 312,7 МПа. Запас міцності за границею плинності складає 1,5, а, отже, відвід є достатньо міцним.

Аналіз міцності криволінійної ділянки з ерозійним зменшенням товщини стінки труб та корозійними дефектами проводився аналогічно з наведеним вище аналізом міцності криволінійної ділянки без дефектів. Ерозія моделювалась стоншуванням стінки з опуклого боку відводу. Корозійні виразки моделювались в місці мінімального запасу міцності відводу з увігнутого боку. Виразки мають в плані форму еліпса шириною 10 мм, довжиною 15 мм та глибиною 5,2 мм. Для детального відображення еквівалентних напружень Мізеса в місцях розташування дефектів здійснювалася адаптація (згущування) початкової розрахункової сітки.

За результатами аналізу було встановлено, що незначне ерозійне зменшення товщини стінки з опуклого боку відводу (2-5 мм) при збереженні проектного положення трубопроводу не призводить до втрати загальної міцності відводу. Таким чином, існує певний запас по товщині стінки з опуклого боку відводу. Також запас по товщині стінки може бути обумовлений перевищенням номінальної товщини стінки відводу (вибраної з сортаменту) значення товщини стінки розрахованої за формулою (2).

Шляхом проведення параметричної оптимізації були знайдені такі величини ерозійного зменшення товщини стінки з опуклого боку відводу, коли напруження складають 0,9 від границі плинності трубної сталі, тобто 423 МПа. Для розглядуваної моделі ця величина складає 8,6 мм. Оскільки, як було наведено вище, швидкість зношування стінок труб з опуклого боку криволінійних ділянок складає до 0,3 мм на рік, то безаварійний термін експлуатації даного відводу складає близько 30 років.

За полями розподілу еквівалентних напружень Мізеса в місцях корозійних виразок (рис. 5) встановлено, що наявність вказаних пошкоджень з увігнутого боку відводу значно погіршує його міцність. На контурах виразок максимальні напруження перевищують границю міцності трубної сталі, внаслідок чого в місцях їх розміщення відбудеться утворення тріщин і розглядувана ділянка газопроводу може втратити міцність. Шляхом проведення параметричної оптимізації були знайдені такі величини глибини корозійних виразок, коли напруження складають 0,9 від границі плинності трубної сталі. Для розглядуваної моделі ця величина складає 3,9 мм.

Аналіз впливу радіуса згину трубопроводу на його напружений стан свідчить, що збільшення радіуса гнутого відводу дає змогу істотно зменшити максимальні напруження з увігнутого боку відводу. Також істотно зменшити максимальні напруження з увігнутого боку відводу можна шляхом розбивання однієї криволінійної ділянки на декілька окремих криволінійних ділянок з прямою вставкою між ними. За результатами аналізу встановлено, що зміна довжини прямої вставки приводять до зміни напружень. Оптимальна довжина прямої вставки, коли напруження у відводі є мінімальними, більша за діаметр трубопроводу.

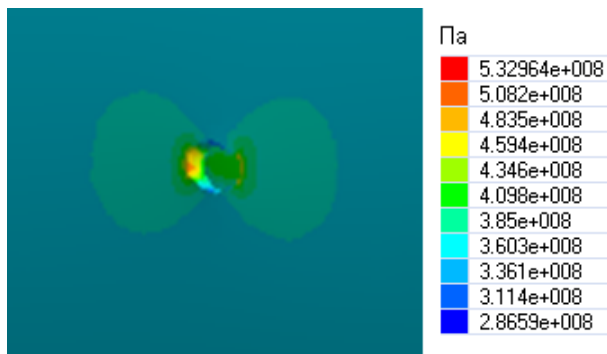


Рисунок 5 – Поля розподілу еквівалентних напружень Мізеса в місці корозійної виразки з увігнутого боку відводу

Наведені дослідження свідчать, що в стінці криволінійних ділянок трубопроводів напруження розподіляються нерівномірно. З увігнутого боку відводів вони більші, ніж на прямолінійних ділянках. Встановлено, що ерозійне зменшення товщини стінки з опуклого боку відводів не призводить до істотного зниження їх міцності, а наявність незначних корозійних виразок з увігнутого боку відводів може призвести до руйнування трубопроводу.

Одним з напрямків забезпечення надійної і безпечної експлуатації криволінійних ділянок є запропонований метод розбивання однієї криволінійної ділянки на декілька окремих криволінійних ділянок з прямою вставкою між ними.

Наведена методика дає змогу точніше оцінити міцність криволінійних ділянок трубопроводу з ерозійним зношуванням та корозійними дефектами, а, отже, скоротити об'єм ремонтних робіт при збереженні необхідного рівня міцності.

Література

1 Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов [Текст] : учебное пособие / [Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков и др.]. – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824 с.

2 Строительные нормы и правила: СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы [Текст] : нормативно-технический материал. – М. : ЦИТП Госстроя СССР, 1988. – 52 с.

3 Инструкция по контролю толщины стенок надземных газопроводов, технологической обвязки КС, ДКС, ГРС и гребенок подводных переходов магистральных газопроводов [Текст]: нормативно-технический материал. – М. : ВНИИГАЗ, 1987. – 17 с.

4 Р 51-31323949-42-99 Рекомендации по оценке работоспособности дефектных участков газопроводов [Текст]: нормативно-технический материал. – М. : ВНИИГАЗ, 1998. – 32 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
18.02.10*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*