

## ПРО НАДІЙНІСТЬ МЕТАЛЕВИХ ЛІНІЙНИХ ЧАСТИН МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВІДІВ

Пічугін С.Ф., *д.т.н., проф.*, Пашинський В.А., *д.т.н., проф.*,  
Бескровна Ж.Ю., *аспірант*

*Полтавський національний технічний університет  
імені Юрія Кондратюка, Україна*

Відмови магістральних нафтопроводів призводять до повної або часткової зупинки перекачування нафти, порушують нормальну роботу нафтопереробних заводів і нафтобаз. Аварії, які відбуваються внаслідок відмов, супроводжуються розливанням нафти та нафтопродуктів. Вони наносять значний збиток навколишньому середовищу и здатні призвести до вибухів і пожеж з катастрофічними наслідками. По цій причині забезпечення надійної роботи магістральних нафтопроводів являється однією із головних задач при їх експлуатації.

З досвіду експлуатації виявлено, що найбільш небезпечним фактором, який впливає на надійність магістрального нафтопроводу, є корозійний знос труби. Внутрішньотрубна діагностика являється одним із найефективніших методів контролю за процесами корозії і дозволяє з достатньою для практики точністю виявити положення і величину дефектів типу втрати металу по трасі трубопроводу.

На фото 1 зображений фрагмент нафтопроводу з дефектами корозійного походження.

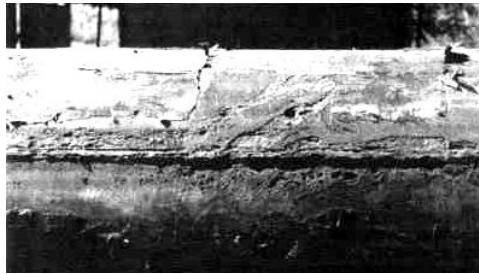


Фото 1. Ураження нафтопроводу дефектами корозійного походження

В даній роботі був виконаний аналіз корозійного пошкодження секцій (труб) вибраної ділянки за результатами внутрішньотрубно́ї діагностики, що дав змогу провести ймовірнісний розрахунок конструкції нафтопроводу як системи з послідовним з'єднанням елементів [3].

Розглядалася ділянка магістрального нафтопроводу діаметром 1020 мм, що має тривалий термін експлуатації (з 1978 року) та значні експлуатаційні пошкодження. Проектна товщина стінки труби – 9 мм.

Проектний тиск в трубопроводі складає 5,4 МПа. Труби виготовлені зі сталі марки 17Г1С. Ділянка довжиною 842 м поділена на 88 секцій відповідно до стандартних розмірів заводських труб.

На рис. 1 та рис. 2 зображені розподіли корозійних дефектів по глибині та довжині досліджуваного трубопроводу.

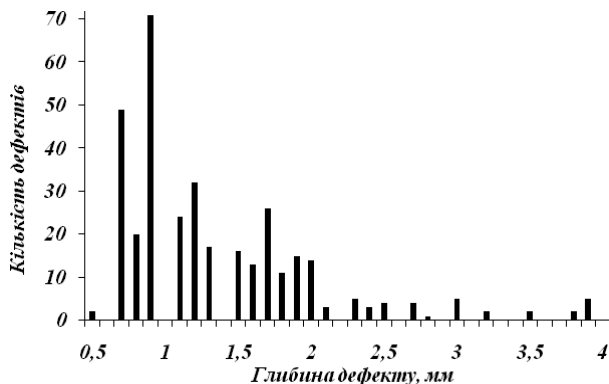


Рис. 1. Гістограма розподілу глибини корозійних пошкоджень

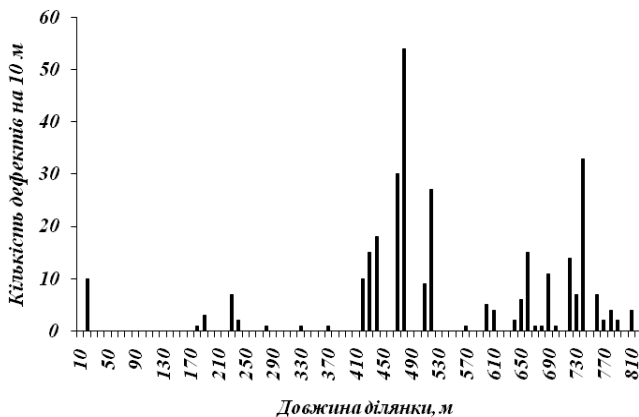


Рис. 2. Діаграма розподілу корозійних пошкоджень по довжині трубопроводу

Згідно [1] труби з дефектами глибиною більше 10 % від товщини стінки підлягають ремонту. В даному випадку половина виявлених дефектів перевищують це значення й тому є небезпечними.

Оцінку надійності магістрального трубопроводу було проведено на основі аналізу резерву міцності, який був визначений з умови

$$\tilde{Y} = \tilde{R} - \tilde{S} = \tilde{R}_y - \tilde{\sigma}_i \geq 0, \quad (1)$$

де  $\tilde{R}_y$  – випадкова величина межі текучості сталі трубопроводу;  $\tilde{\sigma}_i$  – випадкова величина напружень від зовнішнього навантаження.

Розрахунковими випадковими величинами вважалися межа текучості сталі трубопроводу  $\tilde{R}_y$  і внутрішній тиск у магістральному трубопроводі  $\tilde{p}$ . Товщина стінки труби  $\delta$  в межах елементарної ділянки трубопроводу вважалася детермінованою величиною, рівною фактично вимірній залишковій товщині стінки з урахуванням корозійного пошкодження.

Для ймовірнісних розрахунків було визначено математичне сподівання і стандарт розрахункового опору сталі.

Функція випадкових напружень згідно з [6]

$$\tilde{\sigma}_i(\tilde{p}) = \sqrt{\left(\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\mu\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta t\right)^2} - \frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta t\right). \quad (2)$$

Тоді функція резерву міцності магістрального нафтопроводу має вигляд

$$\begin{aligned} \tilde{Y}(\tilde{R}_y; \tilde{p}) = \tilde{R}_y - \\ - \sqrt{\left(\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\mu\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta t\right)^2} - \frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu\frac{n\tilde{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E\Delta t\right). \end{aligned} \quad (3)$$

Згідно з [6] математичне сподівання і стандарт функції (3) для сталевих магістральних трубопроводів можна визначати за такими формулами:

$$\bar{Y} = Y(\bar{R}_y, \bar{p}); \quad \hat{Y} = \sqrt{A_1^2 \hat{R}^2 + A_2^2 \hat{p}^2},$$

$$\text{де } A_1 = \left. \frac{\partial Y}{\partial R} \right|_{R=\bar{R}} = 1,$$

$$A_2 = \frac{\partial Y}{\partial p} \Big|_{p=\bar{p}} = - \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right)^2 + \left(\mu \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \Delta t\right)^2} - \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \Delta t\right)} \times$$

$$\times \left[ 2 \left(\frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta}\right) \frac{nD_{\text{вн}}}{2\delta} + 2 \left(\mu \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \Delta t\right) \frac{\mu nD_{\text{вн}}}{2\delta} - \frac{nD_{\text{вн}}}{2\delta} \left(\mu \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} - \alpha E \Delta t\right) - \right.$$

$$\left. - \frac{n\bar{p}D_{\text{вн}}}{2\delta} \cdot \mu \frac{nD_{\text{вн}}}{2\delta} \right]$$

Далі розраховувалася характеристика безпеки  $\beta = \frac{\bar{Y}}{Y}$  [4, 5] та визначалися ймовірності безвідмовної роботи кожної секції (елементарної ділянки) трубопроводу, значення яких наведені на рисунку 3.

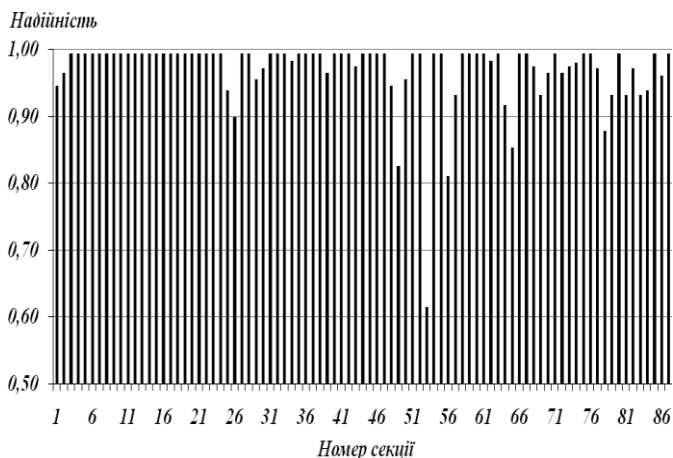


Рис. 3. Імовірність безвідмовної роботи (надійність) секцій трубопроводу

Якщо відмови окремих секцій в основному визначаються величиною корозійних уражень, їх можна вважати незалежними подіями. Відмова хоча б однієї секції викликає відмову всієї системи, тому конструкцію трубопроводу можна подати у вигляді системи з послідовним з'єднанням секцій. У такому випадку ймовірність безвідмовної роботи трубопроводу визначається за формулою

$$P_m = \prod_{i=1}^m P_i = \prod_{i=1}^m (1 - Q_i) \quad (4)$$

де  $m$  – число послідовно з'єднаних секцій трубопроводу.

Особливістю конструкції трубопроводу є те, що усі секції працюють під однаковим внутрішнім тиском. Це обумовлює тісну корельованість відмов окремих секцій, включно до їх повної залежності. Годі визначальною подією є відмова найслабкішої секції, яка має найбільші корозійні пошкодження. Імовірність безвідмовної роботи трубопроводу дорівнює ймовірності безвідмовної роботи найслабкішої секції

$$P_m \leq \min(P_i) \quad (5)$$

Для розглянутого трубопроводу за (5) отримане значення ймовірності безвідмовної роботи  $P=0,615$ . Згідно з [2] такий рівень надійності є недостатнім і свідчить про неможливість подальшої експлуатації трубопроводу без проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

**Висновок.** В результаті проведених досліджень рекомендовано визначати ймовірність безвідмовної роботи лінійної частини трубопроводу за показником надійності секції, яка отримала найбільші корозійні пошкодження в процесі експлуатації.

### Summary

**This article examines the reliability of steel pipelines under operational damages. Pipeline with significant corrosion damages was calculated in this paper. The structure of the pipeline was supplied as a system of series-connected sections. This enabled to determine the reliability of the pipeline as the reliability of the most damaged section.**

1. ВБН В.3.1-00013741-07:2007/ Мінпаливенерго України. Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок.

2. ДБН В.1.2-14-2009 „Загальні принципи забезпечення надійності та конструктивної безпеки будівель, споруд, будівельних конструкцій та основ”. – К., 2009. - 47 с.

3. Райзер В.Д. Расчет и нормирование надежности строительных конструкций. – М.: Стройиздат, 1995. – 352 с.

4. Ржаницын А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.

5. Пичугин С.Ф. Надежность стальных конструкций производственных зданий: монография. / С.Ф. Пичугин. – Полтава: ООО ”АСМИ”, 2009. – 452 с.

6. Пичугин С.Ф. Оцінка лінеаризації функції надійності сталевого магістрального трубопроводу. / С.Ф. Пичугін, О.Є. Зима // Збірник наукових праць (галузево машинобудування, будівництво). – Вип. 24. – Полтава: ПолтНТУ, 2009 – С. 65 – 71.