

УДК 622.691

**МЕТОДИКА СТАТИСТИЧНОГО АНАЛІЗУ РЕЗУЛЬТАТІВ
ВНУТРІШНЬОТРУБНОЇ ДІАГНОСТИКИ МАГІСТРАЛЬНИХ
НАФТОПРОВОДІВ**

**МЕТОДИКА СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ
ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕПРОВОДОВ**

**METHODS OF STATISTICAL ANALYSIS OF THE IN-TUBE
INSPECTION RESULTS OF MAIN OIL PIPELINES**

Пашинський В.А., д.т.н., проф. (Кіровоградський національний технічний університет, м. Кіровоград), **Бескровна Ж.Ю.** (Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка)

Пашинский В.А., д.т.н., проф. (Кировоградский национальный технический университет, г. Кировоград), **Бескровная Ж.Ю.** (Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка)

Pashynskiy V.A., doctor of technical sciences, professor (Kirovograd National Technical University), **Beskrovna Z.Y.** (Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University)

Проведений попередній статистичний аналіз результатів внутрішньотрубної діагностики магістральних нафтопроводів, який дозволяє отримати дані для подальшого оцінювання надійності таких конструкцій.

Проведен предварительный статистический анализ результатов внутритрубной диагностики магистральных нефтепроводов, который позволяет получить данные для дальнейшей оценки надежности таких конструкций.

A preliminary statistical analysis of the in-tube inspection results of main oil pipelines was conducted. It enables to obtain a data for a further assessment of reliability of such constructions.

Ключові слова:

Магістральні нафтопроводи, внутрішньотрубуна діагностика, статистичний аналіз.

Магистральные нефтепроводы, внутритрубная диагностика, статистический анализ.

Main oil pipelines, in-tube inspection, statistical analysis.

Стан питання та задачі дослідження. Майже всі магістральні нафтопроводи (МН) України були збудовані у 70-тих роках ХХ століття. Термін експлуатації нафтопроводів складає від 20 до 44 років. Це означає, що переважна більшість з них вже відпрацювали свій амортизаційний період [1].

У процесі експлуатації в конструкціях лінійної частини нафтопроводу виникають і розвиваються експлуатаційні пошкодження, які можуть стати причинами аварій та катастроф. Тому проблема підвищення надійності та довговічності магістральних нафтопроводів (МН) є пріоритетною в сфері нафтогазової промисловості України [2]. Шляхами вирішення цієї надзвичайно важливої науково-технічної проблеми є впровадження сучасних методів діагностики, системне проведення суцільного моніторингу, капітального ремонту та реконструкції. Заходи системного моніторингу дають можливість отримати надзвичайно важливі статистичні дані про фактичний стан МН, які слід враховувати при оцінюванні резерву міцності та рівня надійності лінійних частин. Одним із засобів такого моніторингу є внутрішньотрубна діагностика (ВТД), яка проводиться на МН України згідно [3]. Загалом статистична інформація про результати моніторингу технічного стану МН включає в себе [4]:

- інформацію про фактичну конструкцію нафтопроводу, матеріал труб і зварних швів тощо;
- інформацію про режим експлуатації, історію навантаження, зовнішні впливи на ділянки трубопроводу з дефектами та пошкодженнями;
- дані про дефекти, експлуатаційні пошкодження, та інші причини відмов;
- інформацію про відмови лінійної частини МН, їх причини та локалізацію;
- інформацію про аварії, їх причини та наслідки.

На жаль, інформація, що публікується і є доступною для суспільства, містить лише загальну статистику аварій та відмов на МН і не надає достатнього інформаційного забезпечення для прогнозування їх надійності. Питаннями дослідження залишкової міцності та надійності трубопроводів з експлуатаційними пошкодженнями займалися А.Г.Гумеров. [5], О.М.Іванцов [6], В.В.Курочкін [7]. В їх роботах розкрито вплив експлуатаційних факторів на зародження й розвиток пошкоджень МН, а також запропоновані методи оцінювання міцності нафтопроводів з пошкодженнями різного виду. Спільним недоліком цих методів є те, що вони не адаптовані до методів і результатів сучасної ВТД, яка забезпечує отримання досить повної та достовірної інформації про технічний стан лінійної частини МН.

Метою цієї роботи є аналіз результатів внутрішньотрубною діагностики та розроблення способів їх використання при оцінюванні надійності лінійної частини магістральних нафтопроводів в реальних умовах експлуатації.

Об'єктом досліджень обрана ділянка МН «Лисичанськ-Кременчук» довжиною 842 м, яка має значну кількість корозійних уражень. Діаметр досліджуваного нафтопроводу – 1020 мм, труби з товщиною стінки 9 мм виготовлені зі сталі марки 17Г1С. Нафтопровід експлуатується вже понад 35 років, тому підлягає детальному моніторингу та контролю з боку операторів транспортування нафти. На нафтопроводі регулярно проводяться комплексні діагностичні обстеження корозійного стану та ВТД, результатом якого є значення глибини усіх виявлених корозійних пошкоджень та координати локалізації уздовж нафтопроводу кожного з них. Ця інформація за даними ВТД 2006 року представлена в графічному вигляді на рисунку 1.

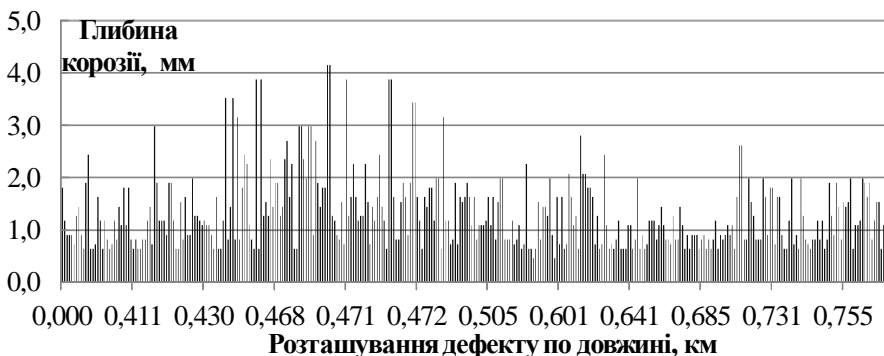


Рис. 1. Розподіл корозійних пошкоджень уздовж ділянки МН

З рисунка видно, що корозійні пошкодження мають випадковий характер, досить нерівномірно розміщуються уздовж нафтопроводу і в окремих випадках можуть перевищувати 4 мм, тобто понад 40% початкової товщини стінки труби. Усього було виявлено близько 350 корозійних пошкоджень, розподіл яких за глибиною наведений в таблиці 1.

Таблиця 1

Розподіл корозійних пошкоджень за глибиною

Глибина пошкоджень	до 10%	10-20%	понад 20%
Кількість пошкоджень	116	154	79
Відсоток пошкоджень	33,2	44,1	22,7

З таблиці видно, що 67% пошкоджень мають глибину, що перевищує 10% від товщини стінки труби. Згідно з вимогами [8] труби, які мають дефекти такої глибини, підлягають ремонту.

Окрім того, порівняння результатів ВТД, що проводилися в різні роки, свідчить про виникнення нових корозійних пошкоджень та збільшення їх глибини з часом. В якості прикладу на рисунку 2 наведено порівняння результатів ВТД на обраній ділянці, які були проведені у 2000 і 2006 роках.

Маркерами у формі горизонтальних рисок позначені результати ВТД 2000 року, а маркерами у вигляді вертикальних ліній – результати ВТД 2006 року.

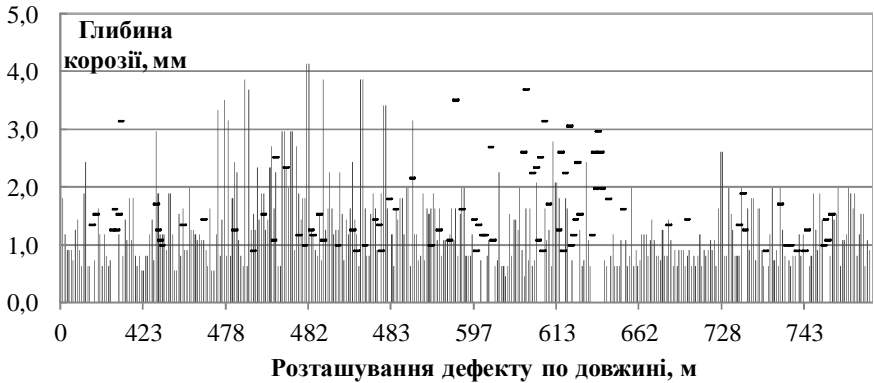


Рис. 2. Порівняння результатів ВТД 2000 і 2006 років на досліджуваній ділянці МН «Лисичанськ-Кременчук»

З рисунка видно, що на більшій частині дослідженої ділянки глибина корозійних пошкоджень у 2006 році зросла. Видиме зменшення в зонах 230 м і 515-615 м від початку ділянки пояснюється ремонтом із заміною труб, що був проведений за результатами ВТД 2000 року. Таким чином, спостерігається істотне зростання корозійних пошкоджень у процесі подальшої експлуатації нафтопроводу.

Виявлений вище випадковий характер корозійних пошкоджень спонукає до використання статистичних методів для їх опису. В роботі [9] показано, що глибина корозійних пошкоджень зазвичай може відобразитися у формі випадкової величини з логнормальним законом розподілу. Згідно з [10], логнормальний закон розподілу є граничним розподілом добутку багатьох випадкових величин та описує випадкову величину, логарифм якої розподілений за нормальним законом. Логнормальний розподіл визначений в області додатних чисел, а його густина має правосторонню асиметрію. Інтегральна функція та густина логнормального розподілу мають вигляд

$$F(x) = F_0 \left[\frac{\ln x - \alpha}{\beta} \right]; \quad f(x) = \frac{1}{\beta x \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{(\ln x - \alpha)^2}{2\beta^2} \right], \quad (1)$$

де $F_0[\]$ – інтегральна функція нормального розподілу, яка визначається за таблицями [12], або з використанням вбудованих функцій табличного процесора чи інших математичних пакетів програм.

Параметри розподілу (1) обчислюються через оцінки математичного сподівання M та коефіцієнта варіації вибірки V за формулами

$$\beta = \sqrt{\ln(V^2 + 1)} ; \quad \alpha = \ln(M) - \beta^2 / 2 . \quad (2)$$

Результати статистичної обробки значень глибини корозійних пошкоджень за результатами ВТД 2000 і 2006 років наведені в таблиці 2. Середнє значення M , стандарт S і коефіцієнт варіації V обчислені в середовищі Excel згідно з відомими формулами математичної статистики [11], а параметри логнормального закону розподілу (1) визначені за формулами (2).

Таблиця 2

Статистичні характеристики глибини корозійних пошкоджень

Дати проведення ВТД	Числові характеристики проаналізованих вибірок				Параметри (2) розподілу (1)	
	N	M, мм	S, мм	V	α	β
ВТД 2000 року	90	1,59	0,67	0,421	0,379	0,404
ВТД 2006 року	349	1,33	0,71	0,538	0,155	0,504

З таблиці видно, що протягом шести років експлуатації кількість корозійних пошкоджень збільшилася майже в чотири рази. Значення стандартів отримані досить близькими, а зменшення середньої глибини пошкоджень у 2006 році $M=1,33$ мм порівняно з даними 2000 року $M=1,59$ мм пояснюється виконанням ремонту, у результаті якого найбільш пошкоджені секції нафтопроводу замінені новими трубами.

З метою виявлення можливості використання логнормального закону розподілу для ймовірнісного опису випадкової величини глибини корозійних пошкоджень за результатами ВТД 2000 і 2006 років збудовані гістограми розподілу, наведені на рисунку 3. Там же показані криві густини логнормального розподілу (1) з параметрами з таблиці 2.

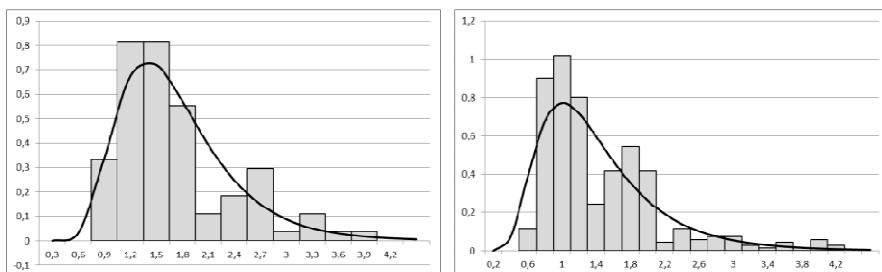


Рис. 3. Гістограми розподілу глибини корозійних пошкоджень за результатами ВТД 2000 і 2006 років

Аналіз рисунка показує, що форма дослідних гістограм відповідає логнормальному закону розподілу. Перевірка за критерієм узгодженості Пірсона [11] підтвердила, що на рівні значимості $\alpha=0,05$ логнормальний розподіл не суперечить результатами ВТД 2000 року, але не узгоджується з результатами 2006 року. Це може бути наслідком проведених ремонтних робіт, у процесі яких найбільш пошкоджені ділянки МН замінюються новими трубами. Така операція принципово змінює розподіл випадкової величини глибини корозійних пошкоджень, утворений природним чином у результаті дії реального експлуатаційного середовища.

Висновки та завдання подальших досліджень:

1. Внутрішньотрубна діагностика лінійних частин МН дозволяє отримати статистичні дані про характер і величину корозійних пошкоджень, достатні для подальшого оцінювання надійності МН.
2. Глибина корозійних пошкоджень може бути представлена у формі випадкової величини з розподілом, близьким до логнормального.
3. Для підтвердження можливості використання обраного закону розподілу необхідно за такою ж методикою виконати статистичний аналіз більшого обсягу результатів ВТД.
4. З метою спрощення розрахунків надійності лінійних частин МН у подальшому слід також розглянути можливість опису глибини корозійних пошкоджень у вигляді розподілів максимальних значень глибини корозії в межах однієї секції МН (окремої заводської труби).

1. Руденко Л.Д. Управління діяльністю підприємств магістрального трубопровідного транспорту //Л. Руденко // ФП 2011 – 2: [ел. ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nbu.gov.ua/e-journals/FP/2011-2/11rldmtt.pdf>. 2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року. Розпорядження КМУ від 15.03.2006, № 145. 3. СОУ 60.3.31570412.001:2003 Магістральні нафтопроводи. Лінійна частина. Внутрішньотрубна діагностика. Планування, виконання і аналіз результатів. 4. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2000. – 467 с. 5. Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Гумеров К.М. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2003. 6. Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов. М.: Недрa, 1978. - 66 с. 7. Курочкин В.В., Малюшин Н.А., Степанов О.А., Мороз А.А. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов С.Петербург, Недрa, 2001 г. 8. ВБН В.3.1-00013741-07:2007. Магістральні нафтопроводи. Методи ремонту дефектних ділянок: - К.: НАК «Нафтогаз України», 2007. - 110 с. 9. Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Учеб. пособие – Санкт-Петербург: ООО «Недра», 2006г. – 824 с.: ил. 10. Шор Я.Б. Статистические методы анализа и контроля качества и надежности / Шор Я.Б. – М.: Советскоерадио, 1962. – 552 с. 11. Митропольский А.К. Техника статистических вычислений. – М.: Наука, 1971. – 576 с.