

## АНАЛІЗ І ПРИЧИНИ ВІДМОВ НА НАФТОПРОВОДІ ТА ЧИННИКИ, ЩО ВПЛИВАЮТЬ НА ЇХ ЕКСПЛУАТАЦІЮ

*А.В.Андрусак*

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)*

*e-mail: public@nung.edu.ua*

*Рассмотрены основные причины и факторы, влияющие на работу нефтепроводов. Приведена практическая схема для расчета разнообразных показателей надежности систем. Анализ показал, что основной причиной отказов линейной части нефтепроводов является коррозионный износ и малоциклическая усталость металлических труб с одновременным изменением структуры металла.*

*Main reasons and factors influencing on future work of oil pipelines are examined. Described some various forms of reviving of pipeline clue to the corrosion process. During the analysis process it was discovered that the main reason of a linear part refusal is a corrosional deterioration and low-level cyclic weariness of pipe metal along with the metal structure changes.*

Основна частина діючих магістральних нафтопроводів експлуатується понад 20 років. За такий тривалий період часу в металі труб під впливом напруг, корозійного середовища і водню відбулися процеси, що призвели до зміни фізико-механічних властивостей металу. Причому ступінь зміни цих властивостей залежить не тільки від тривалості, але і від силових умов експлуатації труб, тобто від рівня робочого тиску і розмаху його коливань. Тому під час аналізу стану магістральних трубопроводів, оцінки їх залишкового ресурсу і планування капітального ремонту необхідно виходити з реальних властивостей матеріалу труб.

Під час аналізу вузлів магістрального нафтопроводу з позицій системного підходу розрізняють три рівні надійності: надійність конструкції, надійність функціонування і надійність технологічного процесу [1]. При цьому під надійністю конструкції об'єкта розуміють властивість зберігати усталеність якості стосовно всіх можливих збурень, що можуть зустрітися у процесі їх експлуатації. Функціональна надійність об'єкта визначається як системна властивість об'єкта забезпечувати стійке виконання планових функцій.

Під довговічністю розуміють властивість об'єкта, що полягає в його спроможності не досягати граничного стану протягом певного часу експлуатації або напрацювання за встановленої системи технічного обслуговування і ремонту [2]. Надійність конструкції магістрального нафтопроводу визначається як можливість знаходитися в працездатному стані за встановленого часу напрацювання відповідно до вимог нормативно-технічної документації і регламентованих умов функціонування. Під граничним станом тут розуміють стан трубопроводу, за якого подальша його експлуатація неприпустима чи недоцільна, або відновлення його працездатності неможливе чи недоцільне.

Відмовою називають подію, що полягає в порушенні працездатного стану об'єкта. Критерієм відмови є втрата герметичності конструктивних елементів трубопроводу, що зумовлює

неприпустимий обсяг витoku нафти або появу аварійної ситуації. Залежно від обсягу витoku відмови мають різноманітну категорійність.

За характером прояву розрізняють раптові і поступові відмови. Втомна тріщина в стінці трубопроводу, яка зародилася з тріщиноподібного дефекту, поступово зростає в процесі експлуатації. Це зростання можна простежити за допомогою засобів неруйнівного контролю.

Можна розглядати два підходи до прогнозування напрацювання на поступову відмову. Перший – детерміністичний підхід до розрахунку довговічності. За такого підходу чинники, що впливають на напрацювання на відмову, вважаються заданими детерміністичними функціями невинпадкових величин. При цьому розрахунок проводиться за граничними параметрами з метою одержання заниженої оцінки показника довговічності. Другий підхід – ймовірнісний, коли методами теорії можливостей і математичної статистики враховується непевність задання чинників, які впливають на оцінку довговічності. Поєднання таких підходів за відомою термінологією [2] отримало назву напівдетерміністичного підходу (методу) прогнозування довговічності.

Основні етапи оцінювання ресурсу ділянки трубопроводу на стадії експлуатації включають аналіз руйнації його елементів, що відбулась до моменту прогнозування ресурсу, аналіз результатів діагностики технічного стану трубопроводу системами неруйнівного контролю, розрахунок значень залишкового ресурсу за дійсного навантаження, а також задання ступеня надійності.

Під час аналізу зведень про відмови лінійної частини нафтопроводів за тривалий термін прийнято вважати [3], що за рівнем надійності магістральні нафтопроводи поділяються на три групи:

1-а група – нафтопроводи, споруджені до 1970 року. Ці нафтопроводи вводилися в роботу, як правило, без активного захисту від корозії; термін експлуатації бітумної ізоляції становив від 8 до 12 років. Для цієї групи

випробовувальні тиски підвищувалися до 1,1 разу від робочого за тривалості випробувань 6 годин.

2-а група – нафтопроводи, споруджені в 1970-1975 рр. У цей період вводилися в експлуатацію нафтопроводи переважно великого діаметра. У проектах передбачалися засоби електрозахисту, що вводилися в роботу пізніше, з живленням від місцевих джерел енергопостачання. Час випробувань таких нафтопроводів було збільшено до 24 годин.

3-я група – нафтопроводи, споруджені після 1975 року. Передбачалося будівництво трасових ЛЕП для надійного енергоживлення об'єктів трубопроводів; випробовувальні тиски підвищувалися до рівня заводських, що спричинювали напруження в металі до 0,95 від межі текучості, підвищилася категорійність ділянок нафтопроводу.

Під час експлуатації трубопровід піддається навантаженням, близьким до нормативних характеристик міцності металу труб. Це пов'язано зі складністю схеми взаємодії трубопроводу з ґрунтом, з наявністю відхилень під час спорудження трубопроводу та наявністю дефектів металургійного, зварювального та транспортного походження, а також з порушеннями та помилками в режимах технології перекачування. Крім того, незважаючи на поліпшення за останні роки експлуатаційних показників, відбувається процес "старіння" нафтопроводів. У трубних сталях в умовах експлуатації нафтопроводів здебільшого відбувається деформаційне старіння. Це пояснюється не тільки циклічним характером навантаженості металу труб, але і тим, що трубні сталі містять домішки – вуглець, азот, легуючі елементи. Наявність атомарного водню в ґрунтових електролітах, сірководневих нафтах, генерація його під час катодних реакцій призводять до деякого окрихчування металу труб за тривалого циклічного впливу. Сукупність цих процесів призводить до зміни структури і фізико-механічних властивостей металу, тобто до старіння металу. Сполучення всіх чинників створює випадковий характер відмов і аварій. Помічено, що незважаючи на великий термін експлуатації нафтопроводів, аварійність на нафтопроводах на даний час почала швидко знижуватися. Це пов'язано, насамперед, із тим, що завантаження більшої частини нафтопроводів знизилася, відповідно зменшилися робочі тиски. Проектне завантаження залишилося тільки на експортних напрямках. Крім того, велику роль у зниженні аварійності, а значить і в підвищенні надійності та безпеки всієї системи нафтопроводів, почало відігравати діагностування порожнин трубопроводу, що в останні роки дає змогу оперативного виявляти дефекти і вживати заходів щодо їх вибіркового усунення. Тенденція до зниження аварійності зберігається також завдяки удосконалюванню експлуатаційної роботи.

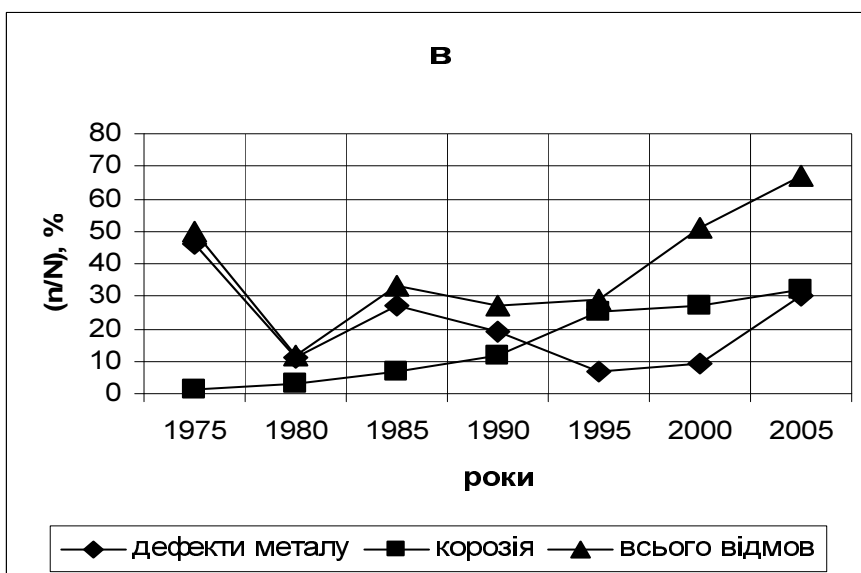
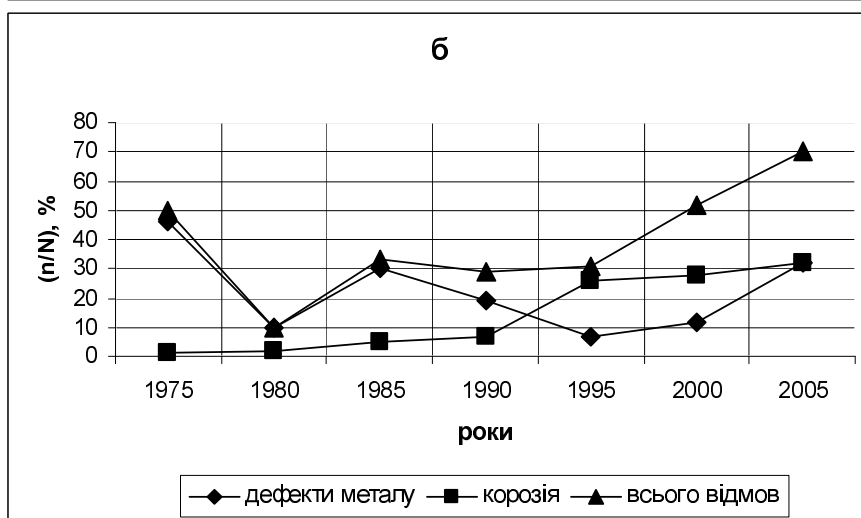
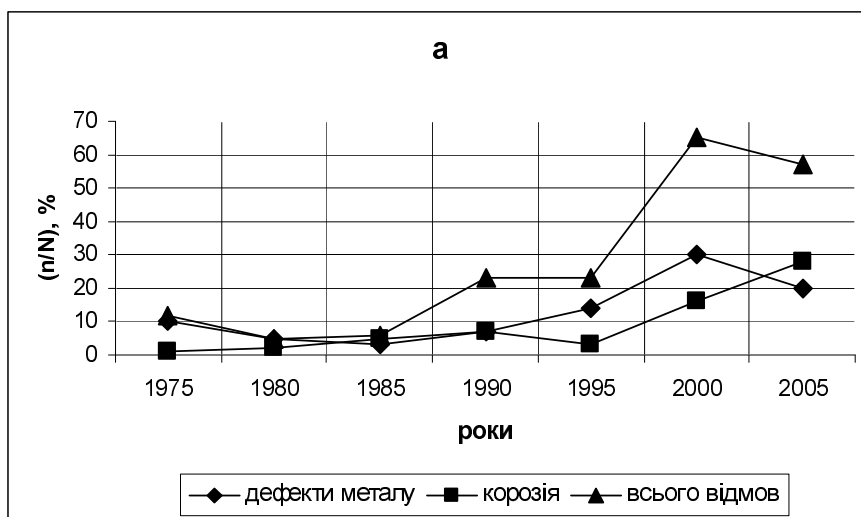
Аналіз досвіду експлуатації й експериментальних робіт з проблем надійності свідчить, що чинники, які впливають на можливість

виникнення відмов, можуть бути об'єднані в декілька груп: циклічне навантаження трубопроводу, тип труби і її фактичний стан, тип ізоляції і стан катодного захисту, властивості ґрунту і наявність поблизу джерел електрохімічних впливів і ін. І все ж основною причиною відмов лінійної частини трубопроводів є корозійний знос і малоциклічна втома металу труб одночасно зі змінами структури металу.

Лінійна частина нафтопроводу складається з послідовно сполучених труб, що відновлюються. У разі відмови на лінійній ділянці практично відновляється тільки елемент, який відмовив (труба). Окремі труби (елементи) мають довільний розподіл часу роботи до відмови. Середній час між відмовами може бути прийнятий для всіх труб одного типорозміру і сорту сталі однаковим тільки для початкового моменту експлуатації. З часом під дією різноманітних чинників середній час між відмовами труб змінюється залежно від місця розташування труби, зменшуючись, як правило, до початку лінійної ділянки. Тому час роботи лінійної частини (системи) до першої відмови буде відрізнятися від часу роботи між першою, другою і наступними відмовами. При цьому змінюються і закони розподілу відповідних випадкових розмірів, що характеризують механічні властивості металу труб. Очевидно, що під час відновлення елемента, що відмовив, для відновленої системи, якою є лінійна ділянка трубопроводу, показники надійності залежать від режиму, в якому знаходяться справні елементи цієї системи.

В даний час існують технології, за яких деякі пошкодження нафтопроводу можуть усуватися без припинення режиму роботи. У такому випадку всі елементи системи знаходяться в роботі і характеристики їхньої надійності не залежать від стану інших елементів. Проте, як правило, відмови нафтопроводу супроводжуються припиненням перекачування нафти. У цьому випадку у разі відмови одного елемента на час його ремонту інші елементи системи залишаються незавантаженими. При цьому залежно від типу характеристики труби, за якою проводиться розрахунок надійності, інтенсивність відмов ненавантажених елементів може вважатися рівною нулю, якщо, наприклад, розрахунок проводиться за параметром тріщиностійкості, або нерівною нулю, якщо розрахунок проводиться за параметром холодо-стійкості.

Практично лінійна частина трубопроводу є порівняно надійною системою, тобто вважається, що середній час безвідмовної роботи кожного з елементів системи (труби) є набагато більшим за середній час відновлення. Відповідно коефіцієнти готовності окремих елементів і самої системи наближені до одиниці. Таке припущення дає змогу використовувати наближені формули для розрахунку різноманітних показників надійності систем, що відновлюються. За послідовного з'єднання елементів інтенсивність відмов системи  $\lambda(t)$ , що залежить від часу роботи, дорівнює:



а – для нафтопроводу Долина – Дрогобич діаметром 273 мм;  
 б – для нафтопроводу Жулин – Дрогобич діаметром 530 мм;  
 в – для нафтопроводу Мозир – Броди – Ужгород діаметром 720 мм;  
 n – кількість руйнувань;  
 N кількість об'єктів спостережень;  
 n/N відносна кількість руйнувань

**Рисунок 1 — Відмови нафтопроводів залежно від терміну їх експлуатації**

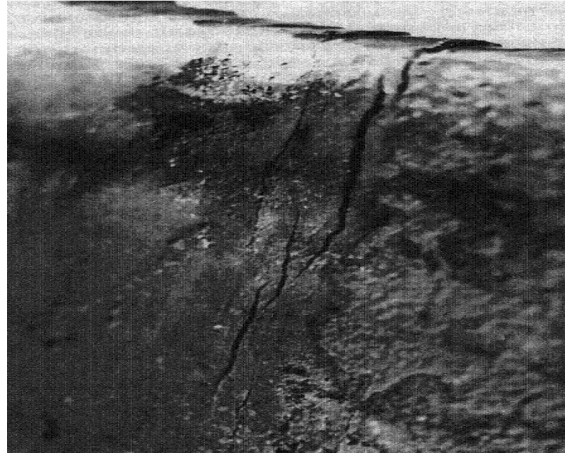


Рисунок 2 — Корозійна тріщина на нафтопроводі Жулин – Дрогобич діаметром 530мм

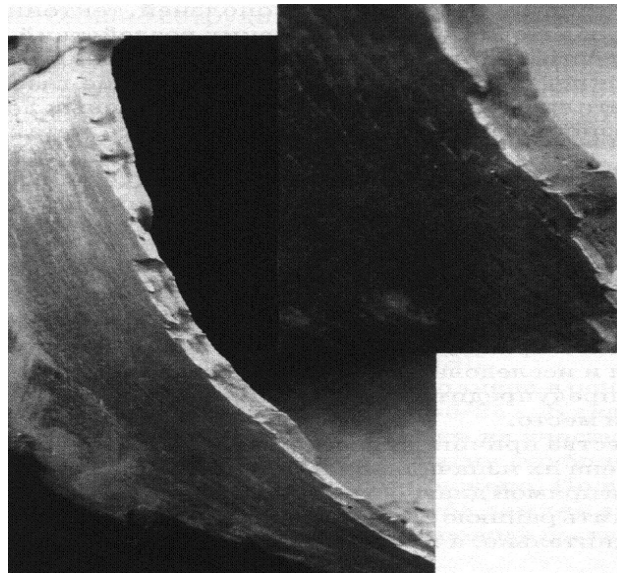


Рисунок 3 — Кінцевий етап деформації нафтопроводу

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^m \frac{1}{T_i(t)}, \quad (1)$$

де  $T_i(t)$  – середній час безвідмовної роботи  $i$ -го елемента.

Якщо елементи мають експоненціальні розподіли часу роботи з інтенсивностями  $\lambda_i(t)$ , то

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^m \lambda_i(t). \quad (2)$$

Середній час відновлення системи в цьому випадку дорівнює

$$\tau \approx \frac{\sum_{i=1}^m \lambda_i(t) \cdot \tau_i}{\sum_{i=1}^m \lambda_i(t)}, \quad (3)$$

де  $\tau_i$  – середній час відновлення  $i$ -го елемента.

Очевидно, що і за всіх цих припущень представити лінійну частину трубопроводу між двома насосними станціями як один еквівалентний елемент неможливо, оскільки інтенсивність відмов труб залежить, крім інших чинників, і

від місця розташування труби вздовж траси лінійної ділянки.

### Висновок

У даній роботі проведено аналіз причин, які впливають на подальшу роботу нафтопроводів. У процесі аналізу було виявлено, що основною причиною відмов лінійної частини трубопроводів є корозійне зношення і малоциклічна втома металу труб у поєднанні зі змінами структури металу.

### Література

- 1 Патон Б.Е., Семенов С.Е., Рыбаков А.А. О старении и оценке состояния металла эксплуатируемых магистральных трубопроводов // Автоматическая сварка. – 2000. – №7.
- 2 Болотин В.В. Ресурс машин і конструкцій. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
- 3 Кумылганов А.С. Стан і перспективи капітального ремонту магістральних нафтопроводів // Трубопровідний транспорт нафти. – 1995. – № 5.