

УДК 620.191.33: 620.193

ВИЗНАЧЕННЯ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТРИВАЛО ЕКСПЛУАТОВАНИХ НАФТОПРОВОДІВ ІЗ ВРАХУВАННЯМ НАЯВНИХ КОРОЗІЙНИХ ДЕФЕКТІВ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

А. Я. Ждек, В. Я. Грудз

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)4-21-57,
e-mail: public@nung.edu.ua

Проведено аналіз факторів, що впливають на фізико-механічні властивості матеріалу труби. Особливу увагу приділено дослідженню ґрунтової корозії трубопроводів, зокрема проаналізовано зміну швидкості корозії труб в процесі експлуатації нафтопроводів. Досліджено вплив умов експлуатації нафтопроводу на його надійність та довговічність. Розроблено методіку визначення залишкового ресурсу тривало експлуатованих нафтопроводів з врахуванням наявних корозійних дефектів, умов експлуатації нафтопроводу та зміни швидкості корозії тіла труби.

Ключові слова: залишковий ресурс, швидкість корозії, коефіцієнт зниження міцності.

Проведен анализ факторов, влияющих на физико-механические свойства материала трубы. Особое внимание уделено исследованию почвенной коррозии трубопроводов, в частности проанализировано изменения скорости коррозии труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. Исследовано влияние условий эксплуатации нефтепровода на его надежность и долговечность. Разработана методика определения остаточного ресурса длительно эксплуатируемых нефтепроводов с учетом имеющихся коррозионных дефектов, условий эксплуатации нефтепровода и изменения скорости коррозии тела трубы.

Ключевые слова: остаточный ресурс, скорость коррозии, коэффициент снижения прочности.

The analysis of factors affecting the physical and mechanical properties of the material pipe is conducted. Special attention is paid to the study of soil corrosion of pipelines, including analysis of the change rate of pipes corrosion in the operation of pipelines. The influence of operating conditions the oil pipeline on its reliability and durability. The method of determining the residual life of long exploited oil pipelines from account available corrosion defects, operating conditions oil pipelines and change the speed of corrosion of the body tube is developed.

Key words: residual life, the corrosion rate, rate of strength decrease.

Україна має досить розвинену мережу магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів, середній термін експлуатації яких складає 31 рік, а перші збудовані нафтопроводи працюють більше 48 років [1, 2].

Така тривала взаємодія металу труби з навколишнім середовищем призводить не лише до інтенсифікації корозійних процесів, але й до деградації фізико-механічних властивостей матеріалу стінки труби. Як наслідок, сталь різко окричується, в ній утворюються тріщиноподібні дефекти, які можуть спричинити руйнування труби. Тому для забезпечення подальшої надійної роботи тривало експлуатованих нафтопроводів необхідна оцінка їх залишкового ресурсу.

Надійну роботу нафтопроводів визначає ряд експлуатаційних чинників, які характеризують по-перше – вплив технологічних факторів пов'язаних з виготовленням труб та прокладанням трубопроводів, по-друге – вплив корозійних середовищ, зокрема ґрунтових і пластових вод та товарної нафти, по-третє – зміну напруженого стану стінки труби, обумовленого коливаннями робочого тиску нафти в процесі її транспортування.

При цьому зрозумілим постає питання – прогнозування довговічності та надійності роботи трубопровідної мережі, актуальність якого постійно зростає внаслідок підвищення навантаження на нафтопроводи, їх старіння та впливу умов перекачування нафти [3].

Головною особливістю сучасних магістральних нафтопроводів є невідповідність фактичного терміну експлуатації нормативно-проектним вимогам, згідно з якими цей термін складає 30-35 років [4,5], при цьому вже більша частина нафтопроводів експлуатується понад цей термін і існує необхідність значного його збільшення.

При проектуванні магістральних нафтопроводів виходили з амортизаційного терміну служби 33 роки. Про те, як поступати з трубопроводами після вичерпання цього строку, питання гостро не стояло, і до початку 90-х років ХХ століття практично не шукали рішень. Наприкінці 90-х років стало зрозуміло, що закривати трубопроводи тільки тому, що амортизаційний термін вичерпано – неправильно і неможливо. Поки розгорталися дискусії про те, є старіння чи ні, до 2010 року більше 50% магістральних нафтопроводів перейшли за вказаний термін. В даний час фахівці-практики вважають, що проблеми старіння трубопроводів практично немає, а є проблема правильної оцінки технічного стану. Це підтримується багатьма вченими. При цьому саме поняття «старіння» трактується неоднозначно.

Практика експлуатації магістральних нафтопроводів показує, що їх «життя» складається з наступних трьох етапів.

1. Етап припрацювання, яке триває протягом 3-4 років з моменту введення в експлуатацію. У цей період інтенсивність відмов висока, але швидко знижується за рахунок виявлення та ліквідації грубих будівельних і заводських дефектів.

2. Етап стабілізації – настає після етапу припрацювання і триває приблизно до 15-20 років експлуатації. За цей час всі грубі дефекти виявилися раніше, а нові дефекти (за рахунок корозії і втоми) ще не «виросли» до небезпечних розмірів.

3. Етап старіння – особливо помітний після 20 років експлуатації і характеризується монотонним зростанням інтенсивності відмов за рахунок появи небезпечних корозійних дефектів, втомних тріщин, старіння матеріалів (металу, ізоляції).

Як показує аналіз вікового складу більше 75% всіх нафтопроводів переживає етап старіння. Тому можна тільки чекати монотонного і неминучого збільшення кількості відмов з кожним роком, якщо не приймати спеціальних заходів по підвищенню надійності [6].

Механізми накопичення пошкоджень на магістральних нафтопроводах, як правило, бувають змішаними. Дія кожного фактора руйнування посилюється при наявності інших руйнівних чинників. Наприклад, наявність механічної напруги помітно (іноді на порядок) прискорює швидкість корозії за рахунок зсуву електрхімічного потенціалу металу. Відшарування ізоляційної плівки від металу прискорює корозію металу, особливо в зоні зварних швів. Поєднання одного виду дефекту труб з іншим дефектом (наприклад, вм'ятина з подряпиною) знижує міцність даної ділянки в кілька разів.

Аналіз останніх досліджень, пов'язаних з визначенням залишкового ресурсу магістральних нафтопроводів [5, 7, 8, 9, 10], а також в напрямку дослідження наявних корозійних дефектів труб [4, 6] показав відсутність методики прогнозування залишкового ресурсу роботи нафтопроводу, яка б одночасно враховувала деградацію фізико-механічних властивостей сталі, умови його експлуатації, наявні корозійні дефекти, виявлені за результатами внутрішньотрубною діагностики та зміну швидкості корозії в процесі експлуатації. Це питання є особливо актуальним для тривало експлуатованих нафтопроводів.

В роботах [5, 7, 8, 9, 10] описані різноманітні методики оцінки залишкового ресурсу магістральних нафтопроводів, в тому числі тривало експлуатованих. У роботі [6] авторами проведений аналіз дефектів магістрального нафтопроводу по результатах досліджень. У статті [7] авторами проведено оцінку залишкового ресурсу нафтопроводів ЛВДС «Дрогобич» Філії «МН «Дружба» ПАТ «Укртранснафта». Проте в цих публікаціях не враховано всіх суттєвих факторів, що можуть впливати на довговічність роботи нафтотранспортної мережі. Тому нами розроблена методика прогнозування залишкового ресурсу роботи тривало експлуатованих нафтопроводів з врахуванням всіх вищезазначених факторів.

Розробка методики прогнозування залишкового ресурсу роботи тривало експлуатованого нафтопроводу з врахуванням деградації фізико-механічних властивостей сталі, умов експлуатації, наявних корозійних дефектів та зміни швидкості корозії в процесі експлуатації є метою приведених в статті досліджень.

Об'єктом досліджень є тривало експлуатований нафтопровід, що містить як одиничні, так і множинні корозійно-механічні дефекти, які утворилися внаслідок пошкодження захисного покриття, високої корозійної активності ґрунтів та інших факторів. Причому, множинні дефекти являють собою декілька одиничних дефектів, що знаходяться у взаємодії між собою. Дані дефекти схематизувались (пунктирна лінія на рисунку 1) до зручної для подальших обчислень форми [10-12].

Розглядаємо трубу із зовнішнім діаметром D та товщиною стінки t , яка містить на зовнішній поверхні множинний корозійний тріщиноподібний дефект довжиною L та глибиною s і заповнена нафтою під робочим тиском P .

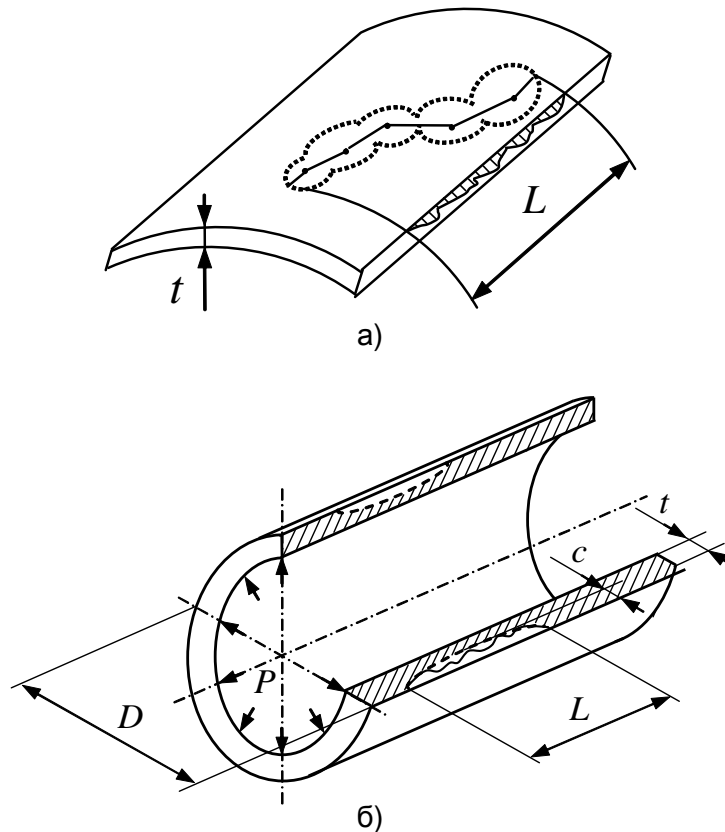


Рисунок 1 – Експлуатаційний дефект на зовнішній стороні труби (а) та схематичне подання корозійного дефекту в стінці труби (б)

Оскільки основним параметром, який характеризує процес пластично-в'язкого руйнування трубопроводу являється руйнівний тиск, то для такого випадку спосіб визначення руйнівного тиску регламентують норвезькі норми DNV-RP-F101 [13]. Згідно DNV-RP-F101 руйнівний тиск P_f визначається на підставі наступної залежності

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

де σ_B – границя міцності матеріалу труби; q – розрахунковий коефіцієнт, що враховує довжину дефекту L .

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

Норвезькі норми DNV-RP-F101 не враховують усього різноманіття умов експлуатації, деградації властивостей матеріалів у результаті старіння, закономірностей появи і зростання тріщино-подібних дефектів і т.п. Для магістральних нафтопроводів, що зазнали тривалого експлуатаційного впливу, крім появи і зростання дефектів, характерним є процес старіння сталі і зварних з'єднань. Прояв старіння позначається на підвищенні одних властивостей (наприклад, як правило підвищується межа текучості і, меншою мірою міцності), і пониженням інших (наприклад, ударної в'язкості, характеристик тріщиностійкості та інших характеристик пластичності таких, як відносне поперечне звуження і залишкове відносне видовження).

Завдяки дослідженням авторів [14], встановлено, що механічні властивості сталей нафтопроводів в процесі тривалої експлуатації змінюються. Це, в першу чергу, пояснюється тим, що метал труби стає більш крихким, знижується його ударна в'язкість і запас пластичності.

Результати досліджень показали, що причини старіння трубних сталей криються саме в структурних змінах, пов'язаних головним чином з динамікою дислокаційної структури, розпадом цементитної складової, перерозподілом атомів вуглецю та азоту, накопиченням мікрореформацій, зростанням внутрішньої напруженості в структурі металу. Зростання внутрішньої напруженості полегшує і прискорює руйнування металу труб при накладенні зовнішніх напружень від робочих навантажень. Експерименти так само показали, що інтенсивність процесу старіння трубних сталей при

інших рівних умовах практично прямопропорційна кількості вуглецю в сталі. Для сталей марок 14ХГС, 14ГН, 09Г2С швидкість старіння виявилась приблизно в 1,5 рази меншою, ніж для сталей марок 17ГС, 19Г.

Усереднені значення коефіцієнтів деформаційного старіння C_0 для трубних сталей приведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Значення коефіцієнтів старіння трубних сталей

Термін експлуатації, роки	Сталь марок 20, 17ГС, 19Г	Сталь марок 14ХГС, 14ГН, 10Г2С
0-15	1,00 – 1,15	1,00 – 1,10
15-20	1,25	1,15
20-30	1,30	1,20
30 і більше	1,35	1,25

При розрахунку магістральних нафтопроводів на міцність і стійкість (в тому числі, допустимий робочий тиск) в якості однієї з основних розрахункових характеристик беруть розрахунковий опір на розтяг (стиск) [15]

$$R_1 = \frac{\sigma_s \cdot m}{k_1 \cdot k_n}, \quad (3)$$

де σ_s – тимчасовий опір (границя міцності) металу у вихідному стані; m – коефіцієнт умов роботи трубопроводу; k_1 – коефіцієнт надійності по призначенню трубопроводу; k_n – коефіцієнт надійності по матеріалу.

При тривалій експлуатації трубопроводів параметри m , k_1 , k_n не змінюються. Значення тимчасового опору сталі підвищується. Його нове значення визначається виразом

$$\sigma_s^* = \sigma_s \cdot k_y, \quad (4)$$

де k_y – коефіцієнт зміцнення сталі.

Крім того, в розрахунковій формулі необхідно відобразити коефіцієнт деформаційного старіння металу C_0 . Даний коефіцієнт показує, в скільки разів знижується кількість циклів до руйнування (циклічна довговічність) тривало експлуатованої сталі трубопроводу в порівнянні з металом з вихідними фізико-механічними властивостями.

Для того, щоб при рівних інших умовах кількість циклів до руйнування тривало експлуатованої сталі трубопроводу залишалася такою ж, як і сталі з вихідними властивостями, необхідно знижувати навантаження (тиск p).

Взаємозв'язок між навантаженням і числом циклів до руйнування N описується формулами малоциклового руйнування. Наближено цей взаємозв'язок можна виразити в наступному вигляді:

$$p \cdot N^{0.5} \approx const. \quad (5)$$

Таким чином, щоб збільшити кількість циклів до руйнування в C_0 раз, необхідно знизити тиск p в $\sqrt{C_0}$ раз.

З урахуванням всіх вищенаведених міркувань отримуємо наступну формулу для визначення розрахункового опору на розтяг (стиск)

$$R_1 = \frac{\sigma_s \cdot m \cdot k_y}{k_1 \cdot k_n \cdot \sqrt{C_0}}. \quad (6)$$

Для врахування вищенаведених коефіцієнтів в процесі оцінки залишкового ресурсу нафтопроводу авторами [14] введений коефіцієнт зниження міцності трубопроводу в процесі його тривалої експлуатації

$$k_T = \frac{k_y}{\sqrt{C_0}}. \quad (7)$$

Наприклад, для труб DN 273 мм із сталі марки 20, розрахованої на проектний тиск (7,5-8,0) МПа, відповідні коефіцієнти і рекомендовані робочі тиски наведені в таблиці 2.

Орієнтовні значення коефіцієнта зниження міцності для різних марок сталей тривало експлуатованих магістральних нафтопроводів [15] наведені в таблиці 3.

Таблиця 2 – Значення розрахункових коефіцієнтів та допустимого робочого тиску для тривало експлуатованих магістральних нафтопроводів

Термін експлуатації нафтопроводу, роки	Коефіцієнт зміцнення сталі k_y	Коефіцієнт деформаційного старіння C_d	Коефіцієнт зниження міцності k_T	Допустимий робочий тиск
Початок експлуатації нафтопроводу	1,00	1,00	1,00	7,5 – 8,0
12	1,00	1,08	0,962	7,2 – 7,7
16	1,01	1,14	0,946	7,1 – 7,6
19	1,02	1,23	0,920	6,9 – 7,4
29	1,03	1,29	0,907	6,8 – 7,3
31	1,04	1,35	0,895	6,7 – 7,2

Таблиця 3 – Значення коефіцієнта зниження міцності тривало експлуатованих магістральних нафтопроводів для різних марок сталі

Термін експлуатації, роки	Сталь марок 20, 17ГС, 19Г	Сталь марок 14ХГС, 14ГН, 10Г2С
0-15	1,000-0,935	1,000-0,952
15-20	0,893	0,935
20-30	0,877	0,909
30 і більше	0,862	0,893

Графічна залежність коефіцієнта зниження міцності від терміну експлуатації нафтопроводу наведена на рисунку 2.

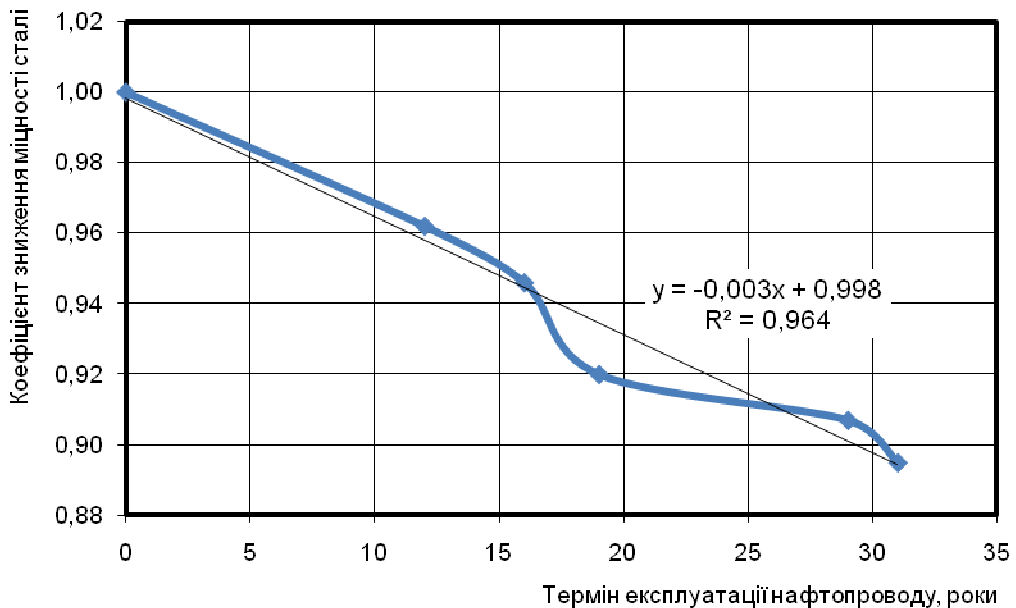


Рисунок 2 – Динаміка зміни коефіцієнта зниження міцності для трубопроводу зі сталі 20 в часі

Шляхом обробки даних, що наведені в таблиці 2, отримана математична модель, яка характеризує зміну коефіцієнта зниження тиску в процесі експлуатації нафтопроводу:

$$k_T = 0,998 - 0,003 \cdot \tau, \quad (8)$$

де τ – час корозії (термін експлуатації), років.

З врахуванням всіх вищенаведених міркувань, руйнівний тиск в нафтопроводі з врахуванням зміни фізико-механічних властивостей сталі в процесі тривалої експлуатації нафтопроводу можна визначити за допомогою наступної формули:

$$P_f = k_T \frac{2\sigma_B \cdot t}{D-2t} \left[\frac{1-\frac{c}{t}}{1-\frac{c}{q \cdot t}} \right], \quad (9)$$

За значенням робочого тиску P_p нафтопроводу, можна визначити допустимий розмір тріщиноподібних дефектів $[c]$ з врахуванням коефіцієнта запасу міцності (коефіцієнта безпеки) [16], який визначається за формулою

$$S_r = \frac{P_p}{P_f}. \quad (10)$$

Використовуючи формулу (9) з врахуванням коефіцієнта безпеки згідно формули (10), допустима глибина $[c]$ тріщиноподібних дефектів при робочому тиску P_p становитиме

$$[c] = q \cdot t \cdot \left(\frac{A-1}{A-q} \right), \quad (11)$$

де A – розрахунковий коефіцієнт,

$$A = \frac{P_p \cdot (D-2t)}{2 \cdot k_T \cdot \sigma_B \cdot S_r \cdot t}. \quad (12)$$

Загальний ресурс роботи нафтопроводу можна визначити маючи значення допустимого розміру тріщиноподібних дефектів і знаючи середню швидкість розвитку корозійно-механічних дефектів протягом цього ж терміну

$$T = \frac{[c]}{V_{сепТ}}. \quad (13)$$

Автором роботи [17] на основі експериментальних даних встановлено, що швидкість корозії металу труби (мм/рік) в процесі експлуатації нафтопроводу змінюється.

$$V = \frac{\tau}{A\tau^2 + B\tau + C}, \quad (14)$$

де A, B, C – коефіцієнти корозії, що обчислюються за результатами внутрішньотрубною діагностики нафтопроводу [17].

Щоб обчислити коефіцієнти корозії, необхідно проаналізувати корозійні дефекти за результатами трьох окремих обстежень внутрішньої порожнини нафтопроводу. Складається система із трьох рівнянь, в результаті розв'язку якої отримуємо значення даних коефіцієнтів.

Дослідимо, які фактори впливають на швидкість корозії і на скільки цей показник змінюється в процесі довготривалої експлуатації нафтопроводу.

Абсолютно сухий ґрунт незалежно від свого хімічного складу та вмісту розчинних солей не викликає корозії трубопроводу. Цей процес може початися лише при наявності в ґрунті вологи. У природних умовах навіть самі щільні гірські породи і всі ґрунти, не виключаючи ґрунтів пустельної зони, містять помітну, а іноді і досить значну кількість води.

Волога, як фактор ґрунтової корозії має подвійне значення. Так, з одного боку, за участю вологи в ґрунті утворюється природний розчин солей, кислот і лугів, тобто так званий ґрунтовий розчин. За часткою участі у створенні ґрунтового розчину волога є одним з основних чинників корозії.

Вологість ґрунту має великий вплив на електродні процеси при електрохімічних реакціях, так як з нею пов'язана рухливість іонів металу. При вологості 10% спостерігається різка поляризація анодного процесу, тобто уповільнення корозії; збільшення ж вологості до 23% викликає деполаризацію анодного процесу, тобто збільшення швидкості корозії. Подальше збільшення вологості також, хоч і в меншій мірі, веде до подальшої деполаризації. Зазначена закономірність пояснюється тим, що перехід заліза в іонний стан на аноді обмежується малими швидкостями дифузії іонів в сухому ґрунті і прогресивним накопиченням їх біля анода, а це гальмує подальший процес. Збільшення ж вологості ґрунту забезпечує найкращі умови для дифузії іонів, у зв'язку з чим явище анодної поляризації не має місця. З іншого боку, волога в ґрунті є антагоністом повітря – також величезного важливого агента корозії. При надмірному вмісті в ґрунті волога перешкоджає вільному доступу кисню повітря до поверхні тіла труби, тоді як для розвитку корозії необхідний постійний “приплив” кисню. Крім того, при сильному підвищенні вологості концентрація ґрунтового розчину знижується, а опір зростає, що також, як правило, сповільнює процес корозії.

Криві катодної поляризації сталі в ґрунті, показують, що збільшення вологості ґрунту до 20-30% супроводжується деполіаризацією катода і, отже, сприяє корозії. При досягненні ґрунтом вологості 40-50% відзначається поляризація катодного процесу, що веде до уповільнення корозії. Останнє пояснюється зменшенням швидкості припливу кисню до зразка через водонасичений ґрунт.

Повітропроникність ґрунту є одним з основних факторів, що визначають інтенсивність ґрунтової корозії. При різному доступі кисню до сусідніх ділянок ґрунту на поверхні трубопроводів утворюються корозійні пари диференціальної аерації, в яких ділянки з більшою аерацією – катоди, а ділянки з меншою аерацією – аноди.

Повітропроникність ґрунту залежить від його гранулометричного складу, структури та вологості. Чим меншою є величина частинок ґрунту, вищий вміст в ньому колоїдної фракції, щільніша структура, тим важчим є доступ кисню до поверхні трубопроводу.

Встановлено, що середня швидкість корозії сталі в піщаному ґрунті є вищою, ніж в глинистому [14], про що свідчить графічна залежність зображена на рисунку 3.

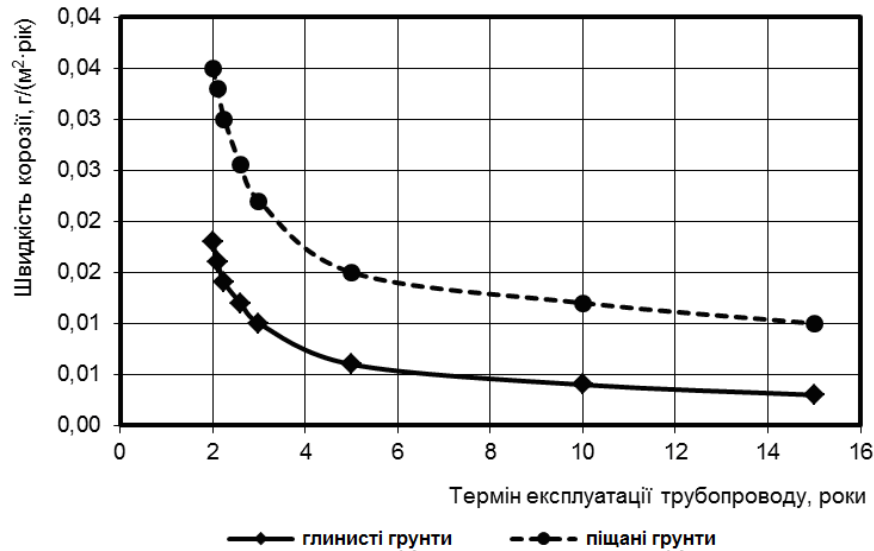


Рисунок 3 – Динаміка зміни швидкості корозії трубопроводу із сталі 20 в часі (масовий показник)

У той же час нерівномірний характер корозії стає більш вираженим в глинистому ґрунті, ніж в піщаному (рисунку 4).

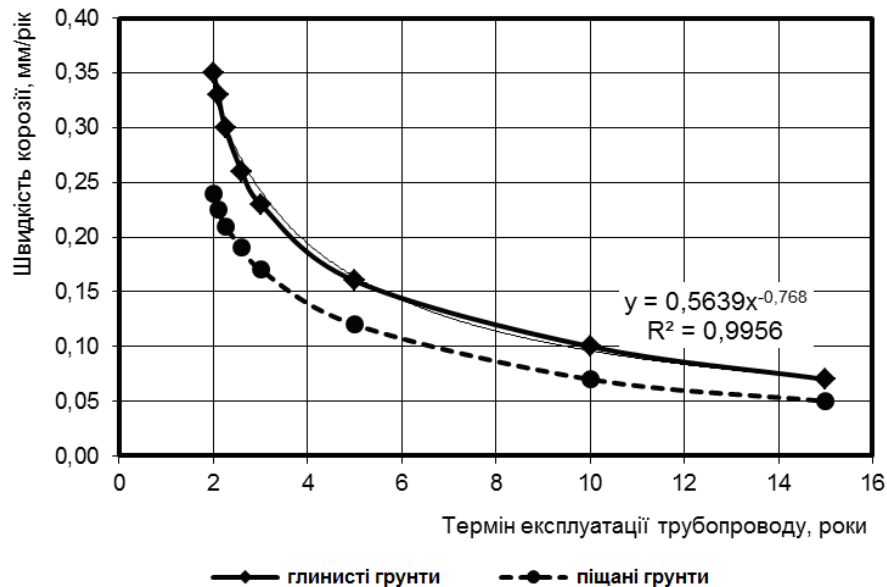


Рисунок 3 – Динаміка зміни швидкості корозії трубопроводу із сталі 20 в часі (глибинний показник)

На практиці спостерігається більш швидке руйнування, трубопроводів в глинистих ґрунтах, де потенціал трубопроводу на 0,2-0,3 В більш електронегативний, ніж в добре аерованих піщаних ґрунтах.

Численними дослідженнями доведено, що найбільш інтенсивна корозія відбувається при порівняно невеликій вологості ґрунту. Для трьох різних ґрунтів найбільша інтенсивність корозії відзначалася при ваговій вологості 11 – 13%. Зміна вологості ґрунту в межах від 15 до 20 – 24% порівняно мало позначалася на швидкості корозії. Подальше ж збільшення вологості знижувало інтенсивність корозії. Для піску найбільша швидкість корозії сталі відзначалася при вологості 18 – 20%. Критична межа вологості, при якій корозія найбільш інтенсивна, для різних ґрунтів є різною. Природно, що у водонасиченому ґрунті швидкість корозії має найменше значення. Проте слід зазначити, що і в цих умовах можлива швидка корозія, якщо вода, що насичує ґрунт, сама по собі агресивна по відношенню до сталі і особливо, якщо вона фільтрується в ґрунті [14].

Якщо виконати математичну обробку даних (рисунок 4), то можна отримати модель для визначення швидкості корозії в залежності від терміну експлуатації нафтопроводу (для нафтопроводу із сталі 20, що прокладений в глинистих ґрунтах з помірною вологістю)

$$V=0,563 \cdot \tau^{-0,76}. \quad (15)$$

Складність розрахунку залишкового терміну експлуатації тривало експлуатованого нафтопроводу полягає в тому, що формула (13) містить два невідомі параметри – загальний ресурс роботи нафтопроводу та середню швидкість корозії протягом цього терміну. Тому алгоритм розрахунку залишкового ресурсу можливий лише при реалізації методу послідовних наближень відносно T .

Підсумовуючи все вище сказане можна підкреслити, що процес старіння металу (деградація властивостей) призводить до зменшення залишкового ресурсу експлуатації нафтопроводу, а зменшення швидкості корозії відносно свого середнього значення з початку експлуатації нафтопроводу – навпаки сприяє збільшенню терміну експлуатації.

Завданням наступних досліджень є апробація даної методики для конкретного нафтопроводу, а також її адаптація для прогнозування залишкового ресурсу тривало експлуатованих неізотермічних нафтопроводів шляхом врахування зниження фізико-механічних властивостей сталі при її нагріванні.

Література

1. Василюк В.М. Підвищення надійності роботи магістральних нафтопроводів ВАТ “Укртранснафта” / В.М. Василюк // Вісник національної газової спілки України. – 2004. – № 4. – С.11 – 14.
2. Бут В.С. Стратегія розвитку технологій ремонту діючих магістральних трубопроводів / В.С. Бут, О.І. Олійник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: Під заг. ред. Б.Є. Патона – Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. – 2006. – С. 491 – 496.
3. Поляков С. Електрохімічний моніторинг магістральних трубопроводів на корозійно-небезпечних ділянках / С. Поляков, А. Клименко, Л. Ниркова, О. Малькова // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2008. – Спец. вип. №7. – Т.2. – С. 761 – 766.
4. Цирульник О. Електрохімічні показники експлуатаційної деградації сталей нафто- та газогонів / О. Цирульник, Г. Никифорчин, З. Слободян, М. Греділь, О. Звірко, Д. Завербний // Фізико-хімічна механіка матеріалів. – 2006. – Спец. вип. № 5. – Т.1. – С. 284 – 290.
5. Андрейків О.Є. Визначення залишкового ресурсу труби нафтопроводу з урахуванням наявних дефектів у її стінці і реальних умов експлуатації / О.Є. Андрейків, Р.М. Кушнір, О.Т. Цирульник // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин: Під заг. ред. Б.Є. Патона – Київ: Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона НАН України. – 2006. – С. 328 – 331.
6. Грудз В.Я. Сучасні програмні продукти, як засіб діагностування неізотермічних нафтопроводів / В.Я. Грудз, Л.І. Мельник, В.Т. Болонний, А.Я. Ждек // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №1(42).
7. Янів П.П. Прогнозування параметрів надійності і довговічності роботи неізотермічних нафтопроводів на основі фактичних режимів транспортування нафти / П.П. Янів, Р.С. Грабовський, В.Т. Болонний, А.Я. Ждек // Наукові нотатки. – 2010. – №29. – С. 251 – 258.
8. Ориняк І.В. Методологія оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів з тріщинами / І.В. Ориняк, В.М. Тороп // Нафтова і газова промисловість. –1998.– №1.– С. 31 – 36.

9. Грабовський Р.С. Вплив виявлених експлуатаційних дефектів на довговічність нафтопроводу / Р.С. Грабовський, В.С. Лужецький, О.Т. Касій // *Машинознавство*. – 2007. – №3(117). – С. 28 – 32.
10. Грабовський Р.С. Встановлення ресурсних можливостей тривало експлуатованих нафтогазопроводів / Р.С. Грабовський // *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. – 2009. – №2. – С. 145 – 152;
11. Розрахунок на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. ВБН В.2.3.-00018201.04-2000. – К.: – 2000. – 57 с.
12. Pluvinage G. Pipe defect assessment based on limit analysis, failure assessment diagram and subcritical crack growth / G. Pluvinage // *Фізико-хімічна механіка матеріалів*. – 2006. – №1. – С. 119 – 127.
13. DNV-RP-F1001: corroded pipelines. – Det Norske Veritas, 1999.
14. Гумеров А. Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов / А. Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. – М.: Недр-Бизнесцентр, 2003. – 310 с.
15. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: [підручник для студ. вищ. навч. закл.] / Середюк М.Д., Якимів Й.В., Лісафін В.П. – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001. – 517 с.
16. SINTAP: Structural Integrity Assessment Procedures for European Industry. Final Procedure, 1999. Brite-Euram Project No BE95-1426. – Rotherham: British Steel, 1999.
17. Воздухопроницаемость - грунт – Большая Энциклопедия Нефти Газа, статья: <http://www.ngpedia.ru/id549397p1.html>.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.06.12*

*Рекомендована до друку оргкомітетом
міжнародної науково-технічної конференції
“Проблеми і перспективи транспортування нафти і газу”,
яка відбулася 15-18 травня 2012 р.*