

УДК 519.718

П.Д. СЕСПЕДЕС ГАРСІЯ*

МЕТОДИ ОЦІНКИ ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ КОРОДОВАНИХ ГАЗОВИХ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ

*Інститут проблем математичних машин і систем НАН України, м. Київ, Україна

Анотація. Стаття присвячена опрацюванню методів оцінки залишкового ресурсу газових трубопроводів під тиском, що зазнали корозійного зносу. Аналіз придатності об'єкта до експлуатації виконано за допомогою аналітичної інженерно-механічної моделі ASME B31G Mod з урахуванням стохастичних факторів при зростанні дефекту. Результати цього розрахунку підтверджено програмно реалізованими функціями для діагностики корозійних дефектів трубопроводу з пакета функцій «pipenostics» для статистичного аналізу і обчислення даних. Застосовуючи детерміністичний метод розрахунку швидкості росту корозії згідно зі стандартом API 570, а також результати розрахунків оціночних рівнів тиску відмов у відповідності зі стандартом ASME B31G та супроводжуваним галузевим документом ASME B31.8, одержуємо граничне значення відмови об'єкта в залежності від фактичних розмірів корозії. Поєднавши ці методи разом із подальшою серією комплексних розрахунків для прогнозування результатів відмови об'єкта, можна визначити залишковий ресурс кородованого газового трубопроводу. Важливо зауважити, що використовуючи детерміністичний метод розрахунку, більшість випадкових фізико-хімічних процесів деградації при цьому ігноруються, а швидкість розвитку корозії вважається лінійною, і до того ж не враховуються різноманітні зовнішні фактори. Для вирішення цієї проблеми застосовуватиметься ймовірно-фізичний підхід до оцінки залишкового ресурсу об'єкта, а саме модель дифузійного монотонного DM-розподілу. В рамках цієї моделі як показник розсіювання значень випадкових величин виступає коефіцієнт варіації процесу механо-хімічного зносу, а інспекційні дані про глибину корозії і її розраховане граничне значення за результатами дослідження обрано як параметри для оцінки кородованої дефектної області газового трубопроводу.

Ключові слова: газові трубопровідні системи, корозія, залишковий ресурс, ймовірно-фізичний підхід, DM-розподіл, DSTU 8646, ASME B31G, ASME B31.8, API 570.

Abstract. The article is devoted to processing the methods for the residual life assessment of pressurized gas pipelines affected by corrosion wear. The analysis of the operational viability of the facility was conducted using the analytical engineering-mechanical model ASME B31G Mod taking into account stochastic factors during defect progression. The results of these calculations were validated using programmatically implemented functions for diagnosing pipeline corrosion defects within the «pipenostics» function set for statistical analysis and data calculation. Applying a deterministic calculation method for corrosion rate in accordance with the API 570 standard, as well as the calculated results of the estimated failure pressure levels in accordance with the ASME B31G standard along with the associated industry document ASME B31.8, it becomes possible to obtain the failure limit value of the object based on the actual corrosion dimensions. By combining these methods, along with subsequent comprehensive calculations to predict the outcomes of the facility failure, it is possible to determine the residual life of a corroded gas pipeline. It is important to note that when applying the deterministic calculation method, most of the random physico-chemical degradation processes are disregarded, and the corrosion rate is assumed to be linear, while various external factors are not taken into account. To address this issue, a probabilistic-physical approach will be applied to assess the residual life of the facility, specifically the diffusion-monotonic DM-distribution model. Within this model, the variation coefficient of the mechanochemical wear process is used as an indicator of the random variable values dispersion while according to the study results, the inspection data on corrosion depth and its calculated limit value, are selected as the parameters for assessing the corroded defective area of the gas pipeline.

Keywords: gas pipeline systems, corrosion, residual life, probabilistic-physical approach, DM-distribution, DSTU 8646, ASME B31G, ASME B31.8, API 570.

1. Вступ

Система трубопроводів є важливою інфраструктурою, яка використовується в усьому світі для транспортування щогодини приблизно 250 мільйонів м³ природного газу на великі відстані, що забезпечує постійно зростаючі потреби в енергетиці за найоптимальніших економічних умов. Трансмійні трубопровідні магістралі зазвичай виготовлено з вуглецевих сталей, більшість з яких закопано під землею відповідно до нормативних вимог, і саме через підземні води та кислотні ґрунти сталеві труби стають чутливими до зовнішньої корозії, яка загрожує їх цілісності. Незважаючи на численні та всебічні дослідження і процедури, створені для подовження терміну служби трубопроводу на практиці, їх непередбачувані відмови продовжують відбуватися. Таким чином, корозія трубопроводів є серйозною проблемою, з якою стикається галузь паливної промисловості, зокрема, через їх сталу природу та велику кількість, і, як наслідок, через значні економічні причини.

Ще із другої половини двадцятого століття було розроблено чимало моделей для прогнозування тисків руйнування трубопроводу із присутніми на них дефектними зонами корозії, наприклад, ASME B31G [1] та DNV-RP-F101 [2]. Ці моделі ґрунтуються на тому, що залишковий термін служби об'єкта частково залежить не тільки від глибини, а й довжини корозійного дефекту, в той час, як більш реалістична оцінка нестандартних форм корозійних дефектів є однією з необхідних передумов для детального аналізу пошкоджених корозією ділянок і надійної оцінки цілісності трубопроводу. У цьому випадку консервативний детерміністичний підхід використовується для отримання приблизних значень залишкового ресурсу, але необхідно мати на увазі, що більшість фізико-хімічних процесів при цьому ігноруються і розглядаються у контексті рівномірного перебігу, тобто залишковий ресурс об'єкта при подальшому зростанні дефекту прогнозується незалежно від зовнішніх факторів.

Метою статті є опрацювання методів оцінки залишкового ресурсу кородованого трубопроводу за допомогою консервативного – детерміністичного методу та з урахуванням випадкової природи корозійних процесів – імовірно-фізичного підходу. Також, дотримуючись профільних галузевих стандартів, необхідно комплексно розрахувати допоміжні показники рівнів тиску відмови та спрогнозувати граничні значення визначальних параметрів, використовуючи лише фактично виміряні (інспекційні) на об'єкті дані про розміри корозії.

2. Стан проблеми та аналіз останніх досліджень і публікацій

Різні галузеві джерела вказують на те, що статистично у середньому приблизно 18% аварій на трубопроводах були спричинені тим чи іншим чином у результаті корозійних дефектів. У період 2013–2017 рр. приблизно 17% зареєстрованих інцидентів під час транспортування і збору газу були спричинені корозією. Наприклад, управління з безпеки трубопроводів і небезпечних матеріалів (PHMSA) у США повідомило про 1696 аварій із газом і небезпечними рідинами з 2010 по 2018 рік. Ці аварії спричинили 59 смертей, 357 травм і витрати, що перевищують 518 мільйонів доларів США, включаючи майновий і товарний збиток та відновлення навколишнього середовища [3].

Корозія на трубопроводі призводить до поступового зменшення товщини стінки труби внаслідок локальної втрати металу. Якщо ефективно не запобігти або не пом'якшити цей процес, втратиться загальна міцність трубопроводу і утворяться отвори, які переростуть у тріщини, що зрештою призведе до розколу труби. Під час горіння чи детонації трубопроводу із корозійними пошкодженнями під високим тиском процес стає неконтрольованим, а наслідки можуть бути дуже серйозними та навіть летальними, тому виявлення і контроль корозійного стану на ранніх стадіях, а також систематичне спостереження за залишковим терміном служби об'єкта є надзвичайно важливим.

Деградацію матеріалу об'єкта можна описати з точки зору теорії максимальних головних напружень, яка стверджує, що відмова об'єкта відбувається, коли напруги перевищують критичні межі розтягу або компресійні міцності. Ці напруги можна пов'язати з межами плинності або граничними напругами сталі для оцінки відмови при плинності або пластичному руйнуванні трубопроводу. Пластична деформація об'єкта пов'язана з невідновлюваними видами деформації, коли фактична напруга під навантаженням дорівнює або перевищує критичне значення межі плинності об'єкта. Пластичне руйнування виникає через недостатню залишкову товщину стінки труби для забезпечення її граничної міцності [4].

Деякі з доступних моделей, що використовують вищеописаний підхід, реалізовано у стандартах ASME B31G та DNV-RP-F101. Аналізуючи виміряні під час лабораторних випробувань на розрив труби результати та розрахунки (відповідно до цих двох стандартів) оціночних рівнів тиску відмови внаслідок корозійного зносу [5], можна прийти до таких висновків:

- метод розрахунку згідно зі стандартом ASME B31G демонструє середню похибку для дефектних кластерів (декілька розташованих поряд дефектів) приблизно в 20%, а для одиничних дефектів приблизно 10%, тобто оціночний рівень тиску відмови на 10–20% менше, ніж фактичній тиск відмови згідно з лабораторними випробуваннями на розрив, і так, як фактичні розриви труби відбуваються не раніше оціночних результатів, хоч і з похибкою, але метод доцільний;

- метод розрахунку згідно зі стандартом DNV-RP-F101 демонструє середню похибку для дефектних кластерів приблизно в 10%, у той час, як для одиничних дефектів розрив труби під час лабораторних випробувань відбувся раніше оціночного результату рівня тиску відмови, з похибкою у приблизно 1,5%, що недопустимо з точки зору безпеки об'єкта.

3. Постановка проблеми

У галузевих стандартах [1, 2], присвячених оцінці стану кородованого трубопроводу, запропоновано у кращому випадку детерміністичні методи оцінки залишкового ресурсу об'єкта, в яких не враховано ряд непередбачуваних фізико-хімічних факторів, що впливають на процеси деградації. Або, як, наприклад, у стандарті [1], методів оцінки залишкового ресурсу зовсім не передбачено, так само, як і обґрунтування описаного у документі методу продовження терміну експлуатації труби. Стандартом пропонується лише обчислення визначального параметра, оціночного рівня напруження та тиску відмови в залежності від розмірів корозії, без прогнозування залишкового ресурсу трубопроводу.

Для оцінки залишкового терміну служби кородованого трубопроводу за відсутності значної статистики даних про динаміку зміни визначального параметра критерію придатності об'єкта, а також за відсутності граничного допустимого значення визначального параметра та враховуючи випадкову природу процесів деградації матеріалу труби, пропонується як імовірісно-фізичний підхід модель дифузійного монотонного *DM*-розподілу, де як параметри виступають коефіцієнт варіації процесу механо-хімічного зносу, середня лінійна швидкість зміни визначального параметра (розмірів корозійного дефекту), граничне значення визначального параметра. Поняття граничного значення описує критичне збільшення глибини корозійного дефекту і досягнення ним граничних розмірів, що призведе до відмови труби. Це значення можливо отримати шляхом поєднання розрахунків і прогнозування їх результатів відповідно до серії галузевих стандартів.

4. Метод визначення залишкової міцності кородованої труби. ASME B31G

Для оцінки придатності до служби кородованого трубопроводу відповідно до стандарту ASME B31G необхідні такі параметри труби та дефекту [1]:

- номінальний зовнішній діаметр труби, D ;
- номінальна товщина стінки труби, wt ;
- виміряна максимальна глибина кородованої області, d ;
- виміряна поздовжня протяжність кородованої області (або кластера), L ;
- встановлена мінімальна межа плинності з документа стандарту труби, $SMYS$.

Важливе зауваження: згідно зі стандартом і галузевою літературою існують деякі обмеження щодо придатності значень $SMYS$ та wt [1, 6]:

- труби із встановленою мінімальною межею плинності ($SMYS$) більше, ніж 386 МПа (55984,6 psi), виходять за рамки цього стандарту;
- стандарт застосовується лише для труб, глибина корозійних дефектів яких знаходиться в межах 10-85% від номінальної товщини стінки труби (wt).

Розраховуючи деякі проміжні галузеві параметри, у контексті саме газового трубопроводу, використовується як допоміжний стандарт ASME B31.8 – «Трубопровідні системи передачі та розподілу газу», де деякі значення та розрахунки параметрів (за замовчуванням) можуть бути однаковими, наприклад, як у формулі (6). Ці ж параметри також можуть бути заданими досвідченим оператором-інженером на свій розсуд із врахуванням надійності методів контролю, більш детальних характеристик об'єкта, точності вимірювання, наявності зовнішніх факторів, надмірності напруги і тиску на об'єкті та ін. [7].

У документі ASME B31G передбачено дві формули (методи) розрахунку кінцевого значення, напруги відмови (S_F): Оригінальна версія (попередні випуски) і Модифікована версія (актуальна). У цьому дослідженні буде застосовано модифіковану версію формули стандарту, через це, для деяких її значень, рекомендується, а для інших – необхідно буде використовувати альтернативні методи розрахунку таких параметрів [1, 4]:

- напруга потоку, S_{flow} ;
- коефіцієнт поправки збільшення напруги при опуклості (деформації) стінки так званого Фактора Фоліаса, M ;
- напруга відмови, S_F .

Основною різницею між цими методами є константи, що враховують стохастичні фактори при зростанні дефекту, які було виведено за багато років завдяки реальному інженерному досвіду у галузі. Також, частково, різницю між цими двома методами можна побачити на рис. 1, де видно різні варіанти оцінки форми корозійної ділянки. Оригінальна версія розрахунку напруги відмови (S_F) оцінює зону корозії параболічно $((2/3)dl)$, модифікована версія розрахунку – змішано $(0,85dl)$, у той час, як в інших стандартах і методах використовується прямокутний підхід (dl) [2]. Модифікована версія розрахунку стандарту відображає змішану форму оцінки корозійної ділянки, що отримується шляхом поєднання 45% глибини параболічного підходу та 55% прямокутного $(0,85dl = (0,55)dl + ((0,45) \cdot (2/3)dl))$ [4].

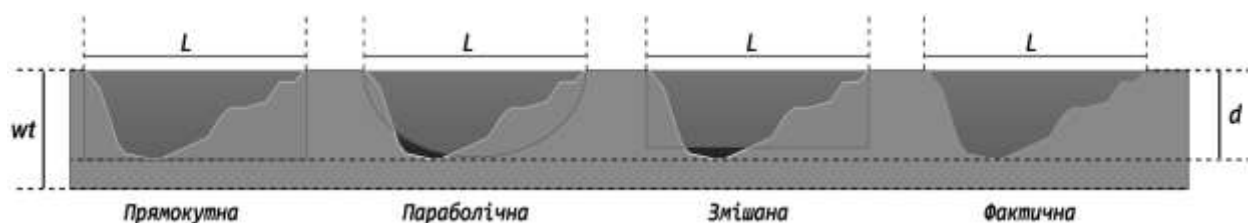


Рисунок 1 – Порівняння методів оцінювання ділянок корозії

У стандарті ASME B31G також присутні чотири рівні (0-3) оцінки корозійного дефекту на трубопроводі і відрізняються вони, у першу чергу, вимогами до кількості і якості вимірних параметрів зони корозійного дефекту. І у випадку використання процедури оцінки найвищого рівня (3) – враховуванням ряду навколишніх (що впливають на об’єкт) факторів. Також, від рівня оцінки підвищується ступінь якості аналізу, наприклад, основною різницею між рівнями 2 і 1 є кількість вимірних на об’єкті даних про дефект, у той час, як для оцінки рівня 2 необхідно якомога детальніше виміряти кожну видиму частину дефекту, для чого зазвичай використовується 3D-сканування поверхні. Для оцінки рівня 1 достатньо, наприклад, одиничного значення максимальної глибини корозії за результатами візуальної інспекції. Оцінка рівня 0 ґрунтується на використанні таблиць допустимої довжини корозійного дефекту і не потребує жодних розрахунків. Ці таблиці було перенесено без змін із попередніх видань стандарту [1], і їх значення вираховувались відповідно до оригінальної версії формули.

4.1. Інструкції щодо вимірювання параметрів корозійних дефектів

Перед початком виміру глибини (d) та довжини (L) корозійного дефекту необхідно провести очищення поверхні труби, що проржавіла, аж до чистого металу.

Дефекти вважаються взаємодіючими і оцінюються як один дефектний кластер, якщо вони розташовані один від одного на відстані, що дорівнює менше триразової товщини стінки труби ($3wt$) (рис. 2) [1].

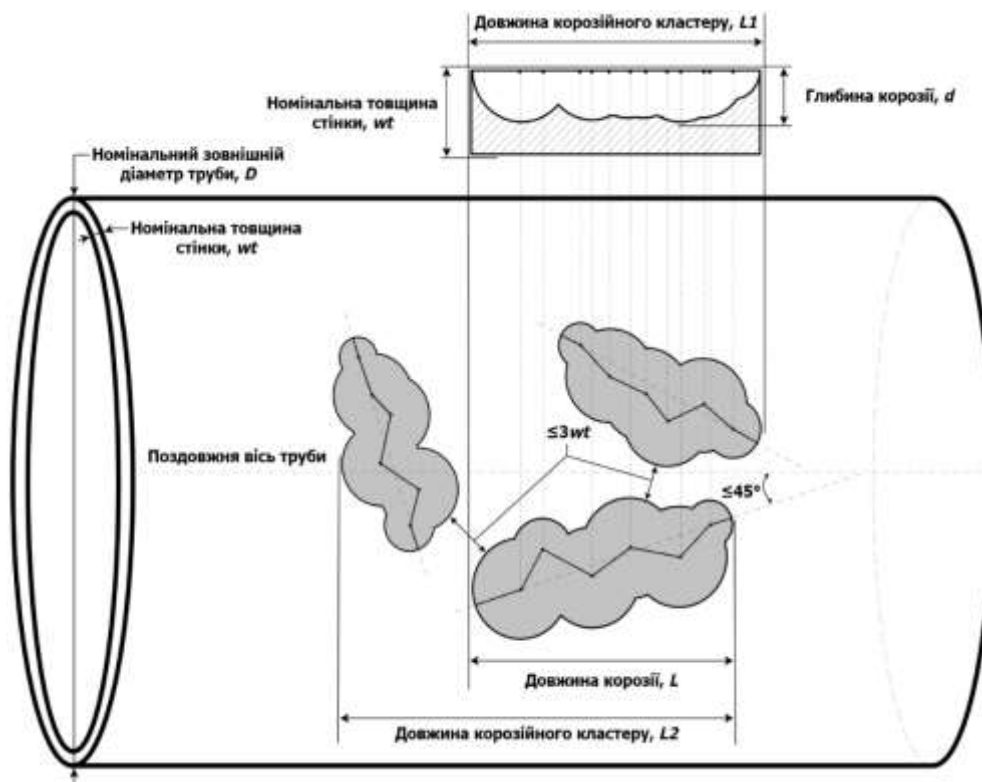


Рисунок 2 – Параметри труби, корозії і дефектних кластерів

Корозія може мати спіралеподібний характер. Якщо дефект спіральної форми розташований під кутом менше 45° відносно осі труби, при оцінці слід враховувати загальну довжину корозії, позначену як $L1$ (рис. 2). Якщо дефект спіральної форми розташований під кутом 45° і більше відносно осі труби, досить розглянути найбільш пошкоджену корозією поздовжню (відносно труби) ділянку, позначену як $L2$ (рис. 2) [1].

4.2. Концепції механіки руйнування матеріалу. Напряга потоку

Для звичайної вуглецевої та низьколегованої сталі з $SMYS$ не більше, ніж 70000 psi (з англ.: фунт-сила на квадратний дюйм, 483 МПа), яка використовується при температурах нижче 120°C, і при використанні модифікованого методу оцінки з актуальної версії стандарту, напруга потоку (S_{flow}) для трубопроводу може бути визначена як [1, 4]:

$$S_{flow} = SMYS + 10000. \quad (1)$$

Згідно з [7], встановлена мінімальна межа плинності ($SMYS$) для сталевих труб стандарту API 5L отримується з відповідної специфікації (стандарту) (табл. 1).

Таблиця 1 – Встановлена мінімальна межа плинності для труб стандарту API 5L

Марка сталі	Клас	$SMYS$, psi (МПа)
API 5L	X42	42100 (290)
API 5L	X46	46400 (320)
API 5L	X52	52200 (360)
API 5L	X56	56600 (390)

4.3. Допустимий робочий тиск. Мінімальна межа плинності, формула Барлоу

Для розрахунку мінімальної межі плинності або внутрішнього робочого тиску, який може витримати труба з конкретними габаритами і властивостями матеріалу, використовується формула Барлоу (2). Номінальні товщина стінки (wt) і зовнішній діаметр (D) труби вказані в супутній до об'єкта специфікації або вимірюються вручну. Параметр (S) – це встановлена мінімальна межа плинності ($SMYS$) конкретного класу і марки сталі труби і отримується відповідно до стандарту, наприклад, із табл. 1.

$$P = \frac{2Swt}{D}. \quad (2)$$

4.4. Додатковий коефіцієнт безпеки для проєктування трубопроводу

Коефіцієнт безпеки (SF), згідно з [1], дорівнює відношенню мінімального (гідростатичного) випробувального тиску (P_{test}), необхідного для даного типу конструкції трубопроводу, до $MAOP$ (Максимально допустимого експлуатаційного тиску), але зазвичай $SF \geq 1,25$:

$$SF = \frac{P_{test}}{MAOP}. \quad (3)$$

Згідно з документом [7], показник мінімального гідростатичного випробувального тиску (P_{test}) обчислюється за формулою

$$P_{test} = P_{DP} \cdot 1,25. \quad (4)$$

Розрахунок (4) виконується за умови, що кільцева напруга $S_o \geq SMYS \cdot 0,3$.

Кільцева напруга (S_o) – це напруга, що діє по колу у площині, яка перпендикулярна до поздовжньої осі труби, створеної робочим тиском (P_o), і визначається за такою формулою [1]:

$$S_o = \frac{P_o \cdot D}{2wt} \quad (5)$$

де P_o – це робочий тиск, який може бути задано технічним інженером на свій розсуд, так як це фактично діючий тиск, що функціонує на об'єкті або встановлений згідно з [1, 7], як $P_o = MAOP$.

Максимально допустимий експлуатаційний тиск ($MAOP$), згідно із ASME B31.8, може дорівнювати розрахунковому проєктному тиску (P_{DP}). Розрахунковий проєктний тиск (P_{DP}), це тиск, що визначається за допомогою модифікованої формули Барлоу (2) [7]:

$$P_{DP} = MAOP = \frac{2Swt}{D} FET, \quad (6)$$

де параметр F – це коефіцієнт запасу міцності трубопроводу, що отримується з табл. 2;

параметр E – це коефіцієнт якості поздовжнього зварного з'єднання, отримується з документа [7] і у випадку безшовної труби $E = 1$;

параметр T – це коефіцієнт зниження температури і $T = 1$ за умови експлуатації трубопроводу при температурі 121°C і менше [7].

Таблиця 2 – Необхідні коефіцієнти для класів розташування трубопроводу

Клас розташування	Опис	Коефіцієнт (гідростатичного) випробувального тиску	Коефіцієнт запасу міцності
1	0 – 10 будівель, призначених для перебування людей. Віддалено від населених пунктів	1,25	0,72 (0,80)
2	11 – 45 будівель, призначених для перебування людей. Віддалено від населених пунктів	1,25	0,60
3	46+ будівель, призначених для перебування людей. Недалеко від населених пунктів	1,5	0,50
4	Будь-який клас розташування, де переважають багатоповерхові будівлі. Відкриті місця або зони з високою концентрацією людей	1,5	0,40

4.4.1. Примітка до розрахунку коефіцієнта безпеки

Аналізуючи відповідну галузеву літературу, можна прийти до висновку, що рекомендовано використовувати як коефіцієнт безпеки (SF) (значення 1,39 що нейтралізує вплив) (стандартне значення) коефіцієнта запасу міцності 0,72 (табл. 2) на розрахунковий тиск і дозволяє отримувати більш реалістичні фінальні показники, так як значення 1,39 є обернено-еквівалентним значенню 0,72 [8], що підтверджується такою формулою [9]:

$$SF = \frac{SMYS}{S_o} \quad (7)$$

У документі ASME B31G вказано, що показник коефіцієнта безпеки зазвичай не менший від значення 1,25 (для якого обернено-еквівалентний коефіцієнт запасу міцності дорівнює 0,80, табл. 2). Також важливим аспектом є те, що значення 1,39 використовується за замовчуванням для розрахунку допустимої довжини корозії в документі ASME B31G при оцінці рівня 0 [1].

4.5. Оціночний рівень напруги відмови

У залежності від результату розрахунку показника Z змінюється формула розрахунку так званого Фактора Фоліаса (M), значення якого необхідне для подальшого розрахунку напруги відмови (S_F) (межі міцності) [1]. Показник Z завжди розраховується за такою формулою:

$$Z = \frac{L^2}{Dwt}. \quad (8)$$

Згідно з документом [1], показники M та S_F при використанні модифікованої версії розрахунку обчислюються таким чином:

$$M = \begin{cases} (1 + 0,6275Z - 0,003375Z^2)^{\frac{1}{2}}, & Z \leq 50 \\ 0,032Z + 3,3, & Z > 50 \end{cases}, \quad (9)$$

$$S_F = S_{flow} \left[\frac{1 - 0,85 \cdot \frac{d}{wt}}{0,85 \cdot \frac{d}{wt}} \right] \cdot \frac{1}{M}. \quad (10)$$

4.6. Приклад об'єкта для розрахунку залишкової міцності дефектної області відповідно до ASME B31G з використанням модифікованої версії формули оцінки рівня 1

Приклад: Обчислити залишковий ресурс газової сталеві труби стандарту API 5L, класу сталі X52, з номінальною товщиною стінки труби $wt = 19,05$ мм, зовнішнім діаметром труби $D = 219,075$ мм. За допомогою спеціального обладнання неруйнівного методу контролю кожні 5 років, згідно з [10], проводились вимірювання глибини та довжини локальної корозії на конкретній ділянці труби з найгіршими показниками корозійного зносу (за результатами візуальної зовнішньої інспекції) (табл. 3).

Таблиця 3 – Параметри об'єкта і корозійного дефекту (результати інспекції)

Мінімальна межа плинності $SMYS$, psi	Номінальний зовнішній діаметр труби D , мм	Номінальна товщина стінки труби wt , мм	Інспекція i , №	Термін експлуатації t_i , роки	Довжина корозії L , мм	Глибина корозії d , мм
52200	219,075	19,05	1	5	11,76	1,31
			2	10	23,80	2,67
			3	15	35,73	3,99

4.6.1. Визначення коефіцієнта безпеки

Початок оцінки конкретного корозійного дефекту на трубі з найгіршими показниками зносу почнемо з розрахунку та визначення прийнятного коефіцієнта безпеки (SF) згідно з п. 4.4. Спочатку розрахуємо проєктний тиск (P_{DP}) відповідно до (6):

$$P_{DP} = \frac{2 \cdot 52200 \cdot 19,05}{219,075} \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1 \approx 6536,347826 \text{ psi.}$$

Далі необхідно розрахувати мінімальний гідростатичний випробувальний тиск (P_{test}) за допомогою (4–6):

$$P_o = MAOP = P_{DP} \approx 6536,347826 \text{ psi,}$$

$$P_{test} = 6536,347826 \cdot 1,25 \approx 8170,4347825 \text{ psi за умови, що } S_o \geq (SMYS \cdot 0,3),$$

$$S_o \geq (SMYS \cdot 0,3) \Rightarrow \frac{6536,347826 \cdot 219,075}{2 \cdot 19,05} \geq (52200 \cdot 0,3) \Rightarrow 37584 \geq 15660.$$

Коефіцієнт безпеки (SF), відповідно до формул (3–6), дорівнює

$$SF = \frac{P_{test}}{MAOP} = \frac{8170,4347825}{6536,347826} = 1,25.$$

Примітка: Відповідно до п. 4.4.1 та згідно з дослідженнями [8, 9], дивлячись на те, що раніше при розрахунках було використано коефіцієнт запасу міцності 0,72 при визначенні проєктного тиску (P_{DP}), альтернативно, коефіцієнт безпеки SF можна обчислити таким чином (7):

$$SF = \frac{52200}{\frac{6536,347826 \cdot 219,075}{2 \cdot 19,05}} \approx 1,38888888889.$$

4.6.2. Відносна оцінка розмірів корозійного дефекту на об'єкті. Фактор Фоліаса та оціночні рівні напруги і тиску відмови

Використовуючи номінальні параметри труби і значення розмірів корозії з табл. 3, розраховуємо показник Z (8), фактор Фоліаса (M) (9) та напругу відмови (S_F) (1, 10).

Примітка: При розрахунках використовуємо одиниці вимірювання psi :

$$Z = \frac{35,73^2}{219,075 \cdot 19,05} \approx 0,305899123,$$

$$M = \left(1 + (0,6275 \cdot 0,305899123) - (0,003375 \cdot (0,305899123)^2)\right)^{\frac{1}{2}} \approx 1,09162,$$

$$S_F = (52200 + 10000) \cdot \left(\frac{1 - 0,85 \cdot \frac{3,99}{19,05}}{1 - \frac{0,85 \cdot \frac{3,99}{19,05}}{1,09162}} \right) \approx 61089,47 \text{ psi.}$$

Корозійний дефект є припустимим, якщо виконується така умова:

$$P_F \geq (SF \cdot P_O). \quad (11)$$

Відповідно до [1], рівень тиску відмови (P_F) розраховується таким чином:

$$P_F = \frac{2S_F wt}{D}. \quad (12)$$

Розраховуємо оціночний рівень тиску відмови (P_F), формула (12):

$$P_F = \frac{2 \cdot 61089,47 \cdot 19,05}{219,075} \approx 10624,256 \text{ psi}.$$

4.6.3. Придатність об'єкта до подальшої експлуатації. Допустимість втрат металу внаслідок корозійного зносу

Повний вигляд розрахунку всіх значень умови (11), що визначає допустимість корозійного дефекту на об'єкті, має такий вигляд:

$$P_F = \frac{2 \cdot \left[SMYS + 10000 \cdot \frac{1 - 0,85 \cdot \frac{d}{wt}}{0,85 \cdot \frac{d}{wt}} \right] \cdot wt}{D \cdot \left[1 - \left\{ \left(\left(1 + \left(0,6275 \cdot \frac{L^2}{Dwt} \right) - \left(0,003375 \cdot \left(\frac{L^2}{Dwt} \right)^2 \right) \right)^{\frac{1}{2}}, \frac{L^2}{Dwt} \leq 50 \right\} \right.} \right. \\ \left. \left. \left(0,032 \cdot \frac{L^2}{Dwt} \right) + 3,3, \frac{L^2}{Dwt} > 50 \right\} \right]} \Rightarrow$$

$$\frac{L^2}{Dwt} \leq 50,$$

$$P_F \approx 10624,256,$$

$$SF = \frac{SMYS}{\left(\frac{2Swt}{D} FET \right) D \cdot (2wt)^{-1}} = \frac{52200}{\left(\frac{2 \cdot 52200 \cdot 19,05}{219,075} \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1 \right) 219,075 \cdot (2 \cdot 19,05)^{-1}} \approx 1,388888889,$$

$$P_O = MAOP = P_{DP} \approx \frac{2Swt}{D} FET = \frac{2 \cdot 52200 \cdot 19,05}{219,075} \cdot 0,72 \cdot 1 \cdot 1 \approx 6536,347826.$$

Задані прикладом (табл. 3) номінальні параметри труби та розміри корозії на момент останньої інспекції є *допустимі* відповідно до модифікованої версії розрахунку оцінки рівня 1 стандарту ASME B31G, а саме, згідно з умовою (11):

$$P_F \geq (SF \cdot P_O) \Rightarrow P_F \geq (1,388888889 \cdot 6536,347826) \Rightarrow 10624,256 \geq 9078,26.$$

4.6.4. Програмна перевірка розрахунку ASME B31G

Результати розрахунку тиску руйнування (P_f) підтверджуються програмно реалізованою функцією «b31gmodpf» (із відкритим початковим кодом) для діагностики корозійного дефекту трубопроводу, відповідно до модифікованої формули оцінки рівня 1 стандарту ASME B31G, із бібліотеки (пакета) функцій «ripenostics» для статистичного аналізу і обчислення даних (на мові програмування R), яка розміщена у вільному доступі (розрахунки виконуються при використанні одиниці вимірювання psi та дюймів) [11]. Лістинг відредагованої частини коду функції «b31gmodpf» із бібліотеки функцій «ripenostics»:

```
R
1 > # Вхідні дані
2 > Outside_Diameter <- 8.625           # D, 219.075мм/25.4 = 8.625 дюймів
3 > Wall_Thickness <- .75             # wt, 19.05мм/25.4 = 0.75 дюймів
4 > SMYS <- 52200                     # SMYS, psi, фунт-сила на квадратний дюйм
5 > Corrosion_Depth <- .1570866      # d, 3.99мм/25.4 = 0.1570866 дюймів
6 > Corrosion_Length <- 1.4066929    # L, 35.73мм/25.4 = 1.4066929 дюймів
7 >
8 > # Розрахунки ASME B31G Mod.
9 > z <- Corrosion_Length^2/Outside_Diameter/Wall_Thickness
10 > S_flow <- 10000+SMYS
11 > M2 <- ifelse(z > 50, (3.2e-2*z + 3.3)^2, 1.0 + .6275*z - 3.375e-3*z^2)
12 > dwt <- Corrosion_Depth/Wall_Thickness
13 > Sf <- S_flow*(1.0 - .85*dwt)/(1.0 - .85*dwt/sqrt(M2))
14 > Pf <- 2.0*Sf*Wall_Thickness/Outside_Diameter
15 >
16 > # Обмеження для параметрів SMYS та глибини корозії
17 > Pf[SMYS > 55984.57 | Corrosion_Depth < .1*Wall_Thickness |
18 > Corrosion_Depth > .85*Wall_Thickness] <- NA_real_
19 >
20 > # Оціночний рівень тиску відмови
21 > print(Pf)
```

[1] 10624.26

Код програми було відредаговано та скорочено для наочності. Наприклад, перевірку введення даних було виключено з лістингу через те, що розрахункові значення вказано заздалегідь. Також, згідно з п. 4.2, було відредаговано програмний код самої функції (10-й рядок), а саме розрахунок параметра напруги потоку ($S_{flow} = SMYS + 10000$) згідно з формулою (1). В оригінальній версії коду функції «b31gmodpf» результат розрахунку тиску відмови дорівнював 9807,794 через те, що параметр S_{flow} визначався як $1.1*SMYS$, згідно з [1, 4], не підходить для розрахунку відповідно до модифікованої версії формули стандарту ASME B31G. Ліміти параметрів (17-18-й рядок) $SMYS$ та wt реалізовано також відповідно до модифікованої версії формули. Ці обмеження детально описані в п. 4.

5. Розрахунок швидкості росту корозії детерміністичним методом. API 570

Для розрахунку швидкості корозії у глибину (d) та довжину (L) згідно з документом API 570 «Перевірка трубопроводів під час експлуатації» [10] використовується детерміністичний підхід, результатом якого буде середня лінійна швидкість дефекту:

$$a_{cr} = (wt_{init} - wt_{act}) / (t_{act} - t_{init}), \quad (13)$$

де wt_{init} – номінальна товщина стінки труби;

$w t_{act}$ – товщина стінки труби на момент останньої інспекції;

t_{act} – момент часу, коли було проведено останню інспекцію труби;

t_{init} – момент часу, коли трубу було введено в експлуатацію.

Розрахуємо середню швидкість росту корозії у глибину (a_{dcr}) та довжину (a_{Lcr}) за допомогою параметрів із табл. 3 і формули (13):

$$a_{dcr} = \frac{19,05 - (19,05 - 3,99)}{15 - 0} = 0,266 \text{ мм/рік},$$

$$a_{Lcr} = \frac{219,075 - (219,075 - 35,73)}{15 - 0} = 2,382 \text{ мм/рік}.$$

5.1. Візуалізація серії розрахунків. Прогнозовані результати залишкової міцності кородованої труби відповідно до стандартів ASME B31G і API 570

Відповідно до результатів розрахунків згідно з документами ASME B31G і ASME B31.8 [1, 7] та прогнозування швидкості розвитку дефекту згідно з API 570 [10], можна побудувати таблиці з серій результатів оціночного тиску відмови (P_F) (п. 4.6.3) відносно прогнозованих розмірів корозії d і L (що були отримані завдяки параметрам швидкості росту корозії (a_{cr}) (п. 5) (рис. 3–4)). Ці таблиці демонструють, що значення тиску перестають відповідати вимогам умови (11), коли корозійний дефект досягає прогнозованих розмірів між 33 і 34 роками експлуатації. Приблизно в цей час, згідно зі стандартом [1], труба під впливом корозійного зносу вийде з ладу або з поточними на той момент розмірами корозійного дефекту вже буде недопустима до експлуатації (за умови, що параметри довжини (L) та глибини (d) корозії відповідають одній і тій же одиниці часу).

	11,76	23,80	35,73	47,64	59,55	71,46	73,84	76,22	78,61	80,99	83,37	95,28	107,19	119,10	131,01	142,92	L, мм
1,31	10810,52	10790,59	10761,32	10726,69	10690,14	10654,15	10647,16	10640,26	10633,47	10626,77	10620,18	10588,93	10560,63	10535,20	10512,44	10492,11	5
2,67	10802,44	10759,16	10695,98	10621,72	10543,95	10467,97	10453,28	10438,81	10424,57	10410,56	10396,79	10331,77	10273,24	10220,95	10174,40	10132,99	10
3,99	10793,46	10724,44	10624,26	10507,40	10386,05	10268,47	10245,86	10223,61	10201,74	10180,27	10159,20	10060,13	9971,54	9892,87	9823,21	9761,53	15
5,32	10783,04	10684,31	10541,99	10377,41	10208,13	10045,66	10014,59	9984,07	9954,13	9924,77	9896,02	9761,45	9642,00	9536,62	9443,85	9362,12	20
6,65	10770,88	10637,79	10447,44	10229,51	10007,76	9797,20	9757,18	9717,95	9679,54	9641,95	9605,20	9434,09	9283,43	9151,46	9035,99	8934,83	25
7,98	10756,51	10583,22	10337,63	10059,71	9780,40	9518,39	9468,94	9420,57	9373,31	9327,16	9282,14	9073,71	8891,80	8733,70	8596,31	8476,65	30
8,25	10753,32	10571,15	10313,51	10022,69	9731,21	9458,49	9407,10	9356,86	9307,78	9259,89	9213,18	8997,22	8809,11	8645,87	8504,23	8381,01	31
8,51	10750,01	10558,65	10288,58	9984,54	9680,65	9397,09	9343,74	9291,60	9240,71	9191,06	9142,66	8919,16	8724,86	8556,54	8410,68	8283,96	32
8,78	10746,57	10545,69	10262,81	9945,21	9628,67	9334,13	9278,80	9224,76	9172,03	9120,62	9070,52	8839,48	8639,01	8465,64	8315,64	8185,48	33
9,04	10742,99	10532,25	10236,14	9904,63	9575,21	9269,56	9212,23	9156,28	9101,70	9048,51	8996,71	8758,12	8551,52	8373,16	8219,07	8085,54	34
9,31	10739,28	10518,30	10208,55	9862,76	9520,21	9203,30	9143,97	9086,08	9029,65	8974,67	8921,16	8675,04	8462,34	8279,04	8120,93	7984,09	35
10,64	10718,23	10439,79	10054,63	9631,59	9219,52	8844,37	8774,78	8707,06	8641,23	8577,28	8515,19	8231,64	7989,27	7782,36	7605,32	7453,15	40
11,97	10691,93	10342,93	9867,95	9356,41	8868,07	8431,76	8351,67	8273,99	8198,72	8125,81	8055,24	7735,54	7465,61	7237,56	7044,13	6879,15	45
13,30	10658,15	10220,42	9636,79	9023,35	8451,83	7952,46	7861,91	7774,43	7689,96	7608,43	7529,78	7176,76	6882,77	6637,27	6431,07	6256,64	50
14,63	10613,15	10060,52	9343,11	8612,00	7951,07	7388,86	7288,41	7191,78	7098,87	7009,56	6923,74	6542,59	6230,13	5972,57	5758,57	5579,18	55
15,96	10550,25	9843,03	8957,58	8091,08	7337,12	6716,60	6607,67	6503,43	6403,71	6308,31	6217,06	5816,69	5494,34	5232,50	5017,56	4839,17	60
d, мм	5	10	15	20	25	30	31	32	33	34	35	40	45	50	55	60	рік

Рисунок 3 – Попередні результати розрахунку згідно з ASME B31G

На рис. 3–4 роки, місяці й відповідні їм параметри довжини та глибини корозії зображені згідно із прогнозованою швидкістю зростання дефекту (п. 5).

Перші дев'ять показників (максимально висвітлені результати) – це оціночні значення тиску відмови (P_F), які було отримано при використанні фактично виміряних під час інспекції параметрів довжини (L) та глибини (d) корозії (табл. 3).

Значення *допустимих* тисків відмови (P_F), які відповідають умові (11), позначені більш світлим кольором. Ті значення тиску відмови (P_F), які *не відповідають* цим умовам, позначені більш темним кольором. Ці значення вказують на те, що розміри корозійного дефекту є неприйнятними і передбачають прогнозоване руйнування труби відповідно до стандарту ASME B31G.

	78,61	78,80	79,00	79,20	79,40	79,60	79,80	80,00	80,19	80,39	80,44	80,49	80,54	80,59	80,79	80,99	L, мм
8,78	9172,03	9167,70	9163,37	9159,05	9154,75	9150,45	9146,16	9141,88	9137,61	9133,35	9132,28	9131,22	9130,16	9129,09	9124,85	9120,62	33 12
8,80	9166,24	9161,89	9157,55	9153,22	9148,90	9144,59	9140,29	9136,00	9131,71	9127,44	9126,37	9125,31	9124,24	9123,17	9118,92	9114,67	33,08 1
8,82	9160,43	9156,07	9151,72	9147,37	9143,04	9138,72	9134,41	9130,10	9125,81	9121,52	9120,45	9119,38	9118,31	9117,24	9112,97	9108,72	33,17 2
8,84	9154,61	9150,23	9145,87	9141,52	9137,17	9132,84	9128,51	9124,19	9119,89	9115,59	9114,51	9113,44	9112,37	9111,30	9107,02	9102,75	33,25 3
8,87	9148,78	9144,39	9140,01	9135,65	9131,29	9126,94	9122,60	9118,28	9113,96	9109,64	9108,57	9107,49	9106,42	9105,34	9101,05	9096,77	33,33 4
8,89	9142,93	9138,53	9134,15	9129,77	9125,40	9121,04	9116,69	9112,34	9108,01	9103,69	9102,61	9101,53	9100,45	9099,38	9095,07	9090,78	33,42 5
8,91	9137,08	9132,67	9128,27	9123,87	9119,49	9115,12	9110,76	9106,40	9102,06	9097,72	9096,64	9095,56	9094,48	9093,40	9089,08	9084,77	33,50 6
8,93	9131,21	9126,79	9122,37	9117,97	9113,58	9109,19	9104,82	9100,45	9096,09	9091,75	9090,66	9089,58	9088,49	9087,41	9083,08	9078,76	33,58 7
8,96	9125,33	9120,90	9116,47	9112,05	9107,65	9103,25	9098,86	9094,48	9090,11	9085,76	9084,67	9083,58	9082,49	9081,41	9077,06	9072,73	33,67 8
8,98	9119,44	9114,99	9110,55	9106,13	9101,71	9097,30	9092,90	9088,51	9084,12	9079,75	9078,66	9077,57	9076,48	9075,39	9071,04	9066,70	33,75 9
8,98	9117,97	9113,52	9109,07	9104,64	9100,22	9095,81	9091,40	9087,01	9082,63	9078,25	9077,16	9076,07	9074,98	9073,89	9069,53	9065,18	33,77 9,25
8,99	9116,49	9112,04	9107,59	9103,16	9098,73	9094,32	9089,91	9085,51	9081,13	9076,75	9075,65	9074,56	9073,47	9072,38	9068,02	9063,67	33,79 9,50
8,99	9115,02	9110,56	9106,11	9101,67	9097,24	9092,82	9088,42	9084,02	9079,62	9075,24	9074,15	9073,06	9071,96	9070,87	9066,51	9062,16	33,81 9,75
9,00	9113,54	9109,08	9104,63	9100,19	9095,75	9091,33	9086,92	9082,52	9078,12	9073,74	9072,64	9071,55	9070,46	9069,37	9065,00	9060,65	33,83 10
9,02	9107,62	9103,15	9098,69	9094,23	9089,79	9085,36	9080,93	9076,52	9072,11	9067,71	9066,62	9065,52	9064,42	9063,33	9058,95	9054,58	33,92 11
9,04	9101,70	9097,21	9092,74	9088,27	9083,81	9079,37	9074,93	9070,50	9066,08	9061,68	9060,58	9059,48	9058,38	9057,28	9052,89	9048,51	34 12
d, мм	33	33,08	33,17	33,25	33,33	33,42	33,50	33,58	33,67	33,75	33,77	33,79	33,81	33,83	33,92	34	рік
	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9,25	9,50	9,75	10	11	12	місяць

Рисунок 4 – Продовження. Детальніші розрахунки згідно з ASME B31G (33–34 роки)

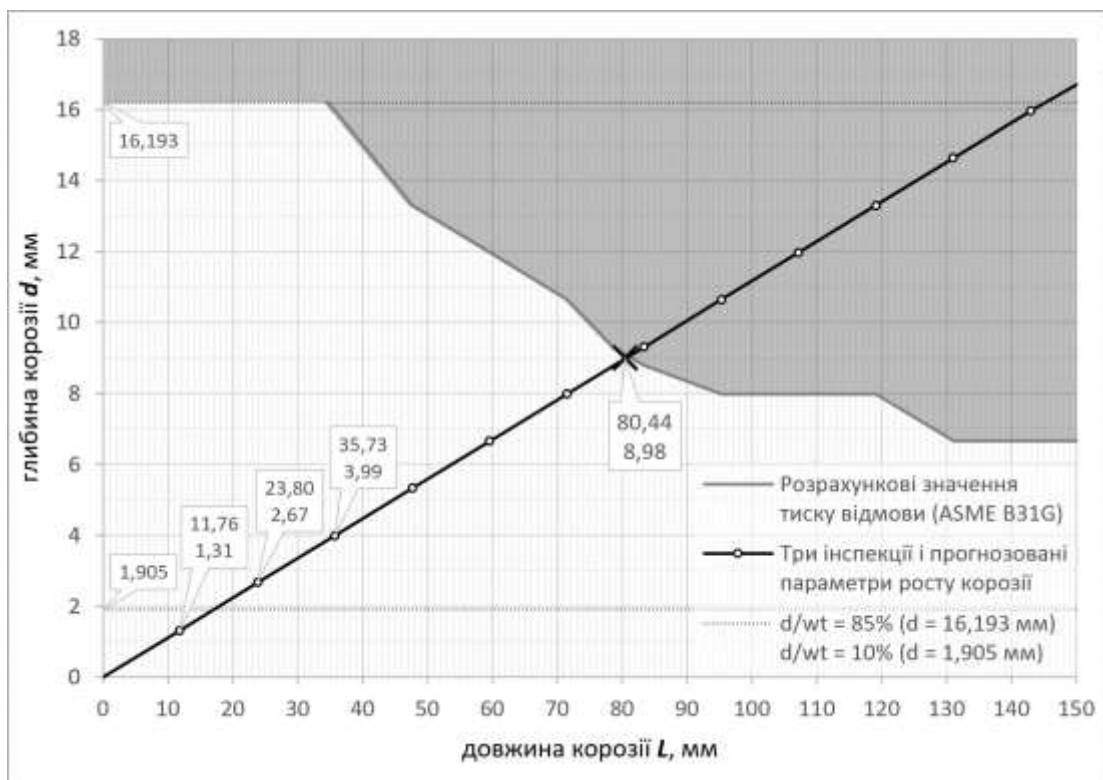


Рисунок 5 – Візуалізація параметрів розрахунку відповідно до ASME B31G (Mod.)

Використовуючи результати розрахунків із рис. 3–4, побудуємо графік (рис. 5), який візуалізує таку інформацію:

- розрахункові значення тиску відмови в залежності від розмірів корозії згідно з (12, 13);
- перші три інспекції найгіршого корозійного дефекту труби із проміжком у 5 років, і подальше лінійне прогнозування розвитку корозії згідно з п. 5;
- граничні значення тиску, а саме $d / wt = 10\%$, $d / wt = 85\%$, які, згідно з [1, 6], виходять за рамки розрахунку відповідно до ASME B31G (Mod.);
- розраховане (рис. 4) граничне значення дефекту ($L = 80,44$ мм; $d = 8,98$ мм) на заданому прикладом (п. 4.6) об'єкті (труба).

5.2. Показник залишкового ресурсу. Висновки до розрахунків ASME B31G і API 570

Використовуючи детерміністичний метод обчислення лінійної швидкості корозії (a_{cr}) відповідно до документа [10] та розрахунки для визначення тиску відмови (P_f) згідно з модифікованою версією формули оцінки рівня 1 документа [1], максимально допустима довжина та глибина корозії, згідно з умовами прикладу з п. 4.6, дорівнює: $L_{cp} \approx 80,44$ мм, $d_{cp} \approx 8,98$ мм. Повний середній ресурс труби згідно з розрахунками і прогнозованим ростом дефекту $\approx 33,77$ року (рис. 4), залишковий ресурс $\approx 33,77 - 15 \approx 18,77$ років.

6. Прогнозування залишкового ресурсу ймовірно-фізичним методом з урахуванням глибини корозійного дефекту

Ймовірно-фізичний метод прогнозування залишкового ресурсу, на відміну від детерміністичного підходу в API 570 [10], враховує випадкову природу процесів деградації на об'єкті. Його можна застосувати, якщо під час експлуатації об'єкта існує можливість оцінки будь-якого визначального параметра Π , граничне значення якого призведе до граничного стану об'єкта або його відмови (у випадку труби – розтягу або руйнування) Π_{cp} .

Спочатку необхідно переконатися, чи завжди можливо отримати оновлені значення визначального параметра $\varphi(t)$, наприклад, завдяки регулярним інспекціям об'єкта. Потім, чи відоме його граничне значення $\varphi(t) = \Pi_{cp}$. У випадку корозійного зносу як визначальний параметр обрано глибину корозії, яка відома завдяки серії розрахунків стандарту ASME B31G (п. 5.2). Зрештою слід впевнитися, чи відомі проміжки часу Δt , за якими проводяться вимірювання визначального параметра, і, як зазначено в документі [10], інспекція об'єкта (труби) проводиться кожні 5 років. Отримавши значення цих вимірів, їх можна подати у вигляді ряду неубутніх значень визначального параметра $\varphi(t)$ для певних зростаючих періодів напрацювання [12]:

$$\varphi(t_1); \varphi(t_2) = \varphi(t_1 + \Delta t); \varphi(t_n) = \varphi(t_{n-1} + \Delta t); \varphi(t_{n+1}) = \varphi(t_n + \Delta t), \quad (14)$$

де n – кількість вимірюваних значень (інспекцій).

Оскільки процес деградації об'єкта незворотний, як теоретичну модель надійності використовуємо дифузійний монотонний розподіл (DM-розподіл). Функція розподілу напрацювання до граничного стану [12]:

$$F(t) = DM(t; \mu; \nu) = \Phi\left(\frac{t - \mu}{\nu\sqrt{\mu t}}\right), \quad (15)$$

де $\Phi(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^z \exp\left(-\frac{U^2}{2}\right) dU$ – нормований нормальний розподіл;

t – сумарне напрацювання;

μ – параметр масштабу (середнє напрацювання до відмови);

ν – коефіцієнт варіації узагальненого процесу деградації.

Параметрична форма запису DM -розподілу [12]:

$$F(t) = DM(t; a, \nu) = \Phi\left(\frac{at + \Pi_1 - \Pi_0}{\nu\sqrt{at(\Pi_0 - \Pi_1)}}\right), \quad (16)$$

де a – середня швидкість зміни визначального параметра;

Π_0 – початкове (номінальне) значення визначального параметра;

Π_1 – максимальне вимірне (інспекційне) значення визначального параметра.

Визначальним параметром DM -розподілу у цьому розрахунку виступає середня лінійна швидкість (a) збільшення глибини корозійного дефекту на стінці труби та коефіцієнт варіації (ν) процесу механо-хімічного зносу (корозії).

За результатами вимірювання вираховується середня швидкість зміни визначального параметра [12]:

$$a = \frac{1}{\Delta t \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n [\phi(t_{i+1}) - \phi(t_i)] = \frac{1}{\Delta t \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta\phi_i. \quad (17)$$

Якщо визначальний параметр об'єкта змінюється монотонно, тобто зміни незворотні (усі $\Delta\phi_i$ із додатнім знаком або дорівнюють нулю), то середній залишковий ресурс обчислюється за такою формулою [12]:

$$\tilde{\pi}(\tau) = \frac{(\Pi_{sp} - \Pi_1)}{a} \left(1 + \frac{\nu^2}{2}\right) \quad (18)$$

де τ – момент експлуатації, під час якого виконується контроль технічного стану об'єкта, оцінка рівня надійності і прогнозування залишкового ресурсу (терміну служби);

Π_{sp} – граничне значення визначального параметра.

6.1. Приклад розрахунку залишкового ресурсу кородованого трубопроводу ймовірно-фізичним методом

Приклад: Обчислити залишковий ресурс газової сталеві труби після 15 років експлуатації. На об'єкті кожні 5 років проводилась інспекція, під час якої відбувалися вимірювання глибини локальної корозії на конкретній ділянці труби з найгіршими показниками корозійного зносу (за результатами візуальної зовнішньої інспекції) (табл. 3). Завдяки попереднім розрахункам (рис. 4) відомо, що граничний стан глибини корозійного дефекту дорівнює 8,98 мм (п. 5.2).

Обчислюємо середню швидкість зміни визначального параметра, формула (17), яку можна представити у такому вигляді [12]:

$$a = \frac{1}{\Delta t \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n [\phi(t_{i+1}) - \phi(t_i)] = \frac{1}{\Delta t \cdot n} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta\phi_i, \quad (19)$$

де інтервал між інспекціями, $\Delta t = 5$ років;

різниця у глибині корозії між інспекціями, $\Delta\varphi_i$: $\Delta\varphi_1 = 1,31$ мм; $\Delta\varphi_2 = 1,36$ мм; $\Delta\varphi_3 = 1,32$ мм.

середня різниця глибини корозії між інспекціями, $\tilde{\Delta}\varphi$: $\tilde{\Delta}\varphi = \frac{1,31 + 1,36 + 1,32}{3} = 1,33$ мм.

Середня швидкість росту глибини корозії відповідно до (19), a :

$$a = \frac{\tilde{\Delta}\varphi}{\Delta t} = \frac{(1,31 + 1,36 + 1,32)/3}{5} = 0,266 \text{ мм/рік}.$$

Результат $a = 0,266$ мм/рік співпадає з розрахунком швидкості росту корозії згідно з документом API 570 (п. 5). Граничне значення визначального параметра (глибини корозії) згідно з п. 5.2, $P_p = 8,98$ мм. В табл. 3 знаходимо максимальне значення глибини корозії при останній інспекції, $P_1 = 3,99$ мм. Табличне значення коефіцієнта варіації механо-хімічного процесу деградації згідно з документом [13], $\nu = 0,2$. Враховуючи всі перелічені параметри, середнє значення залишкового ресурсу кородованої труби із прикладу на момент напрацювання $\tau = 15$ років, $\tilde{\pi}(\tau)$:

$$\tilde{\pi}(\tau) = \frac{(P_p - P_1)}{a} \left(1 + \frac{\nu^2}{2}\right) = \frac{8,98 - 3,99}{0,266} \left(1 + \frac{0,2^2}{2}\right) \approx 19,13 \text{ років}.$$

Повний середній ресурс об'єкта: $R = \tau + \tilde{\pi}(\tau) = 15 + 19,13 \approx 34,13$ років.

Розрахунок імовірісно-фізичним методом показує трохи більший залишковий та повний ресурс у порівнянні з розрахунком за процедурами стандартів ASME та API.

7. Висновки

Для комплексного розрахунку залишкового ресурсу кородованого трубопроводу в умовах обмеженої вибірки інспекційних даних було обрано методику для оцінки механічного устаткування з точки зору надійності із стандарту ДСТУ 8646, а також процедури з серії галузевих стандартів організацій ASME та API. Методології вищевказаних стандартів демонструють найменшу середню похибку при оцінці корозійних дефектів для отримання необхідних визначальних параметрів, дивлячись на доцільність показників із точки зору безпеки. Розроблено метод оцінки залишкового та повного термінів служби кородованого трубопроводу з використанням розрахованих за стандартом ASME B31G параметрів «розривного» тиску. Для прогнозування залишкового періоду експлуатації застосовуються класичний – детерміністичний метод і ймовірісно-фізичний підхід – модель дифузійно-монотонного DM -розподілу, в якій враховується випадкова природа корозійних процесів зносу.

На прикладі дефектної області трубопроводу з найгіршими (за результатами попередньої зовнішньої інспекції) показниками корозійного зносу опрацьовано методичний підхід для отримання визначального параметра придатності об'єкта до подальшої експлуатації – рівня тиску відмови. Цей оціночний показник тиску в подальшому було використано для прогнозування граничної міцності труби завдяки детерміністичному методу розрахунку швидкості росту корозійного дефекту. У свою чергу, отримане граничне значення визначального параметра застосовується для кінцевого розрахунку залишкового терміну експлуатації об'єкта за допомогою ймовірісно-фізичного методу – дифузійно-монотонного DM -розподілу.

Кінцевий результат, отриманий після комплексного розрахунку залишкового ресурсу, демонструє трохи більшу величину (19,13 років), ніж консервативне значення (18,77

років), яке було обчислено за допомогою детерміністичного підходу. Похибка в розрахунках складає близько 1%, що демонструє високий рівень вітчизняного стандарту в порівнянні з галузевими міжнародними стандартами. Розрахунки ймовірно-фізичним методом із застосуванням дифузійно-монотонного *DM*-розподілу відмов враховують випадкові фізико-хімічні процеси росту корозійного дефекту та можуть у повному обсязі бути рекомендованими для широкого використання у промисловості.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ

1. ASME B31G-2012 – Manual for evaluating metal loss & determining remaining strength of corroded pipelines. URL: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31g-manual-determining-remaining-strength-corroded-pipelines>.
2. DNVGL-RP-F101 – Recommended practice. Corroded pipelines. 2017. May. URL: <https://www.dnv.com/oilgas/download/dnv-rp-f101-corroded-pipelines.html>.
3. Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA). Pipeline Risk Management Information System (PRIMIS). URL: <https://primis.phmsa.dot.gov/comm/FactSheets/FSCorrosion.htm>.
4. Amaya-Gómez R., Sánchez-Silva M., Bastidas-Arteaga E., Schoefs F., Munoz F. Reliability assessments of corroded pipelines based on internal pressure – A review. *Engineering Failure Analysis*. 2019. URL: https://www.researchgate.net/publication/330408506_Reliability_assessments_of_corroded_pipelines_based_on_internal_pressure_-_A_review.
5. Adilson C. Benjamin, Jose Luiz F. Freire, Ronaldo D. Vieira, Edmundo Q. de Andrade. Burst tests on pipeline containing closely spaced corrosion defects. *Proc. of OMAE2006, 25th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering* (Hamburg, Germany, June 4–9, 2006). Hamburg, Germany, 2006. URL: <https://asmedigitalcollection.asme.org/OMAE/proceedings-abstract/OMAE2006/47497/103/317329>.
6. Timashev S., Bushinskaya A. Diagnostics and Reliability of Pipeline Systems. *Topics in Safety, Risk, Reliability and Quality*. 2016. Vol. 30. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-25307-7>.
7. ASME B31.8-2020 – Gas Transmission and Distribution Piping Systems. URL: <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/b31-8-gas-transmission-distribution-piping-systems>.
8. Chen J., Li M, Wang J., Wang X. A Study on the Safety Factor for Corrosion Assessment of Oil and Gas Pipeline through In-Line Inspection. *Key Engineering Materials*. Trans Tech Publications, Switzerland. 2019. March. URL: https://www.researchgate.net/publication/331799185_A_Study_on_the_Safety_Factor_for_Corrosion_Assessment_of_Oil_and_Gas_Pipeline_through_In-Line_Inspection.
9. Spangler M. G. Research Professor of Civil Engineering. Factors of Safety in the Design of Buried Pipelines. Iowa State University of Science and Technology, Ames. 1969. URL: <https://trid.trb.org/view/122622>.
10. API 570 – Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. Fourth edition. 2016. February. URL: [https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20\(not%20public\)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20\(pre-2018\)/API%20570%20-%204th%20Ed%20-%20February%202016.pdf](https://mycommittees.api.org/standards/cre/sci/Documents/New%20SCIMI%20Document%20Structure/Committee%20Work%20Pages%20(not%20public)/API%20Pub%20590/API%20Definitions%20Project%20(pre-2018)/API%20570%20-%204th%20Ed%20-%20February%202016.pdf).
11. Omega1x/pipenostics: Diagnostics, Reliability and Predictive Maintenance of Pipeline Systems. URL: <https://rdr.io/github/omega1x/pipenostics/>.
12. Стрельников В.П., Федухин А.В. Оценка и прогнозирование надёжности электронных элементов и систем. К.: Логос, 2002. 486 с.
13. ДСТУ 8646:2016. Оцінювання і прогнозування залишкового ресурсу (терміну служби) технічних систем. URL: http://www.immsp.kiev.ua/activity/Napriam%20Standarty/Standart_Zalyskhovij_resurs.pdf.

Стаття надійшла до редакції 30.05.2023