

Н. П. ПРИХОДЬКО, О. І. ТРУБАЄВ

СУЧАСНІ ПІДХОДИ ДО МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РЕСУРСУ ТРУБОПРОВІДНИХ СИСТЕМ ІЗ УРАХУВАННЯМ КОРОЗІЙНО-ЕРОЗІЙНОГО ЗНОСУ: ОГЛЯД

У статті представлено огляд сучасних математичних моделей, що застосовуються для прогнозування ресурсу трубопровідних систем із урахуванням корозійно-ерозійного зносу. Проаналізовано основні підходи до моделювання процесів деградації трубопроводів, включаючи аналітичні, чисельні методи, які базуються на детермінованих та статистичних підходах. Особливу увагу приділено впливу гідродинамічних і хімічних чинників на швидкість зносу та формування дефектів. Розглянуто моделі локалізованої (точкової) корозії, рівномірного зносу та ерозійного впливу потоку. Аналітичні моделі дозволяють швидко оцінити залишкову товщину стінки або критичний тиск, проте мають обмежену точність при складних умовах експлуатації. Чисельне моделювання, зокрема методи скінченних елементів (FEM) та обчислювальної гідродинаміки (CFD), забезпечує точнішу оцінку напружено-деформованого стану труб і процесів зносу. Імовірнісні методи, включаючи ті, що базуються на різних розподілах (Вейбулла, нормальний, логнормальний), а також метод Монте-Карло, дозволяють врахувати варіабельність параметрів, таких як глибина, довжина дефектів та швидкість їх зростання, що критично важливо для оцінки ризику відмови. У статті також проаналізовано сучасні підходи до оцінки часу до відмови та залишкового ресурсу трубопроводів. Окрема увага приділяється моделюванню випадкових полів дефектів, параметризації розподілу Вейбулла та його адаптації до даних інспекцій. Зазначено потенціал використання гібридних моделей, що поєднують дані чисельного аналізу з результатами машинного навчання. За результатами огляду визначено перспективні напрями досліджень, зокрема інтеграцію даних моніторингу з математичними моделями, побудову цифрових двійників трубопровідних систем, а також використання стохастичних підходів нового покоління для підвищення точності прогнозів.

Ключові слова: трубопровідні системи; корозійно-ерозійний знос; розподіл Вейбулла; моделювання часу до відмови; ймовірнісні методи; залишковий ресурс; метод Монте-Карло; математичне моделювання.

N. PRYKHODKO, A. TRUBAEV

MODERN APPROACHES TO MATHEMATICAL MODELING OF THE SERVICE LIFE OF PIPELINE SYSTEMS CONSIDERING CORROSION-EROSION WEAR: A REVIEW

The article presents a review of modern mathematical models used for predicting the lifespan of pipeline systems, taking into account corrosion-erosion wear. The main approaches to modeling pipeline degradation processes are analyzed, including analytical and numerical methods based on deterministic and statistical techniques. Special attention is given to the influence of hydrodynamic and chemical factors on the wear rate and defect formation. Models of localized (pitting) corrosion, uniform thinning, and flow-induced erosion are considered. Analytical models allow for a rapid estimation of the remaining wall thickness or critical pressure but have limited accuracy under complex operating conditions. Numerical modeling, particularly using the finite element method (FEM) and computational fluid dynamics (CFD), provides a more accurate assessment of the stress-strain state of pipelines and wear processes. Probabilistic methods, including those based on various distributions (Weibull, normal, log-normal), as well as the Monte Carlo method, account for the variability of parameters such as defect depth, length, and growth rate, which is critical for failure risk assessment. The article also explores current approaches to estimating time to failure and residual life of pipeline systems. Particular attention is given to the modeling of random defect fields, parameterization of the Weibull distribution, and its adaptation to inspection data. The potential of using hybrid models that combine numerical analysis with machine learning results is noted. Based on the review, promising research directions are identified, including the integration of monitoring data with mathematical models, the development of digital twins of pipeline systems, and the use of next-generation stochastic approaches to improve prediction accuracy.

Keywords: pipeline systems; corrosion-erosion wear; Weibull distribution; time-to-failure modeling; probabilistic methods; residual resource; Monte Carlo method; mathematical modeling.

Вступ. Трубопровідні системи є критично важливою складовою інфраструктури в енергетиці, хімічній промисловості, водопостачанні та транспорті [1], [2]. Їх безперервна й надійна експлуатація має безпосередній вплив на енергетичну безпеку, екологічну стабільність і економічну ефективність регіонів і цілих країн.

З огляду на тривалу експлуатацію багатьох систем, зокрема в Україні, що часто перевищує проєктний термін служби, виникає гостра потреба у точному прогнозуванні їх залишкового ресурсу [3].

Моделювання ресурсу трубопроводів дозволяє:

- Оцінити поточний стан системи без необхідності суцільного контролю або демонтажу;
- Передбачити розвиток дефектів, зокрема внаслідок зносу, корозії або механічних навантажень [4];
- Оптимізувати технічне обслуговування, запобігаючи аваріям і зменшуючи витрати на ремонт;

Приймати обґрунтовані рішення щодо реконструкції або заміни окремих ділянок системи.

Особливо актуальним є моделювання з урахуванням складних умов експлуатації, де знос та пошкодження відбуваються нерівномірно, і де потрібні точні математичні моделі, що враховують вплив численних чинників [5].

Серед усіх видів пошкоджень трубопровідних систем, корозійно-ерозійний знос є одним із найнебезпечніших і водночас найскладніших для прогнозування [6]. Його особливість полягає у комбінованому впливі хімічної (корозійної) і механічної (ерозійної) дії середовища, що транспортується.

Така взаємодія прискорює деградацію матеріалу труби і спричиняє нерівномірну втрату товщини стінки, що у свою чергу ускладнює оцінку залишкового ресурсу.

Наслідком неконтрольованого корозійно-ерозійного зносу можуть бути раптові прориви, що тягнуть за собою значні екологічні та економічні

збитки [7]. Саме тому розвиток математичних моделей, здатних точно оцінювати динаміку цього процесу, є ключовим елементом у забезпеченні надійної та економічно обґрунтованої експлуатації трубопроводів.

Метою цього огляду є систематизація існуючих підходів до математичного моделювання ресурсу трубопровідних систем з урахуванням корозійно-ерозійного зносу, аналіз основних методів оцінювання глибини, швидкості зносу та залишкового ресурсу, а також виявлення перспективних напрямів подальших досліджень у цій галузі.

1.Актуальність.

У процесі експлуатації трубопровідних систем спостерігається різноманіття деградаційних процесів, серед яких виділяють загальну та локальну корозію, ерозію, втомне руйнування, корозійну втому та корозійно-ерозійний знос. Останній становить особливу загрозу для довговічності трубопроводів, оскільки поєднує хімічну дію корозійного середовища та механічний вплив високошвидкісного потоку, що містить тверді або газові включення [8], [9].

Корозійно-ерозійний знос (КЕЗ) проявляється у вигляді нерівномірної втрати товщини стінки труби в локальних зонах, часто — в місцях зміни напрямку потоку, звуження або розширення труби, на стиках, зварних швах і в зонах турбулентності [10]. Така локалізована деградація ускладнює її раннє виявлення методами неруйнівного контролю та створює загрозу раптового виходу системи з ладу.

Особливості КЕЗ полягають у його залежності від великої кількості чинників, серед яких:

- гідродинамічні умови потоку (швидкість, турбулентність, наявність твердих домішок або бульбашок газу);
- хімічний склад середовища, зокрема присутність кисню, CO_2 , H_2S , агресивних іонів (Cl^-);
- температурні умови, які можуть впливати як на швидкість корозії, так і на фізико-хімічну активність середовища;
- тип та стан поверхні матеріалу — зокрема шорсткість, мікроструктура, залишкові напруження;
- наявність локальних дефектів, зварних швів, пітингів, які слугують концентраторами напружень.

Кількісна оцінка зносу ускладнюється взаємодією процесів: ерозія послаблює захисну плівку на поверхні металу, прискорюючи корозію, а корозія, у свою чергу, знижує механічну стійкість матеріалу до ерозійного впливу. У низці досліджень [11], [12] показано, що сумарна швидкість зносу в умовах КЕЗ може перевищувати суму окремих складових на 20–50%, що свідчить про синергетичний характер процесу.

КЕЗ найчастіше зустрічається в:

- газопроводах і нафтопроводах, особливо при транспортуванні багатофазних потоків із піском, водою, газом і агресивними речовинами;

- теплообмінниках та котельному обладнанні, де наявні високі температури, потоки пари чи гарячої води;
- морських і прибережних системах, де поєднуються високий тиск, солоне середовище та постійна циркуляція.

Наслідком тривалого КЕЗ є зменшення товщини стінки, зростання еквівалентних напружень та зниження опору пластичній та втомній деформації. У роботах [13], [6] відзначено, що одним із перших проявів втрати ресурсу є "повзуча" пластична деформація в зоні локального зносу — навіть до утворення мікротріщин у внутрішній поверхні труби.

Таким чином, точне описання та прогнозування корозійно-ерозійного зносу є ключовим завданням у забезпеченні надійності трубопровідних систем, і вимагає створення моделей, які враховують як фізичну природу процесу, так і невизначеність параметрів середовища.

2.Аналітичні та емпіричні моделі.

Аналітичні та емпіричні моделі є одними з найдавніших підходів до опису деградації трубопровідних систем. Їхньою перевагою є простота формулювання, швидкість обчислення та відсутність потреби у великих обчислювальних ресурсах. Ці моделі, як правило, ґрунтуються на ідеалізованих припущеннях щодо геометрії, матеріалу та умов навантаження, що дозволяє отримати замкнені формули для оцінки залишкового ресурсу або розрахунку напружено-деформованого стану [14–15].

Класичним прикладом є використання рівняння Барлоу для оцінки внутрішнього тиску, яке може витримати тонкостінна труба без виходу за межі пружності. Попри те, що модель Барлоу не враховує дефекти або деградацію матеріалу, вона широко використовується у нормативній документації як базова формула для первинної оцінки міцності.

З метою врахування деградаційних явищ, таких як ерозія або корозія, часто застосовуються модифіковані аналітичні моделі, де зменшення товщини стінки враховується у вигляді коефіцієнтів або емпіричних залежностей. Зокрема, емпіричні формули типу

$$t(t_0) = t_0 - kt \quad (1),$$

де t — залишкова товщина, t_0 — початкова товщина, k — швидкість втрати матеріалу, а t — час, дають змогу прогнозувати строк служби трубопроводу у разі сталого зносу [6, 16].

Окрему групу становлять моделі, які описують деградацію через показникові або степеневі залежності, наприклад, у вигляді експоненціального закону зниження міцності або в'язкості. Такі моделі можуть бути побудовані на основі лабораторних або експлуатаційних даних, що підвищує їхню прикладну цінність [17]. Зокрема, у роботі [18] було розглянуто підхід до ймовірнісної оцінки втомної міцності трубопроводів із корозійними ямками на основі розширеного методу скінченних елементів (XFEM), що

демонструє поєднання класичних моделей з сучасними чисельними техніками.

Аналітичні моделі зручні для попереднього аналізу та нормативних оцінок, однак мають обмеження щодо врахування реальних складних умов експлуатації — зокрема неоднорідності матеріалу, випадковості розподілу дефектів, складних форм зносу, температурних впливів тощо. Крім того, більшість аналітичних моделей не враховують складну просторову геометрію корозійних ушкоджень та їхню еволюцію у часі. Це призводить до суттєвих похибок у випадках, коли дефекти мають випадкову або фрактальну структуру, а знос відбувається нерівномірно по поверхні труби.

Через це в останні роки аналітичні моделі все частіше доповнюються або замінюються більш гнучкими підходами — чисельними, стохастичними чи машинного навчання [19].

У цілому, аналітичні й емпіричні моделі залишаються актуальними як базовий інструмент інженерної оцінки, особливо на етапі проектування або попередньої діагностики.

3. Чисельне моделювання.

Поєднання (FEM) та (CFD) є ключовим інструментом у сучасному аналізі зношування трубопровідних систем. Такі підходи дозволяють одночасно моделювати як напружено-деформований стан конструкції, так і динаміку агресивного середовища, що впливає на розвиток дефектів.

У FEM-моделях труб переважно враховуються внутрішній тиск, геометричні порушення та анізотропія. Наприклад, при аналізі локальних пошкоджень у стінці труби найбільший інтерес становить розподіл еквівалентних напружень за критерієм Мізеса поблизу дефекту та визначення зон потенційного руйнування [20]. У роботі [21] експериментально досліджено динамічні характеристики трубопроводу, включаючи пульсуючий тиск, власні частоти та декременти коливань, що підтверджує ефективність чисельного моделювання у задачах динаміки.

CFD-моделі дозволяють детально дослідити характер течії у трубопроводі — зокрема, зміну швидкості, турбулентність і тиск у зоні ушкодження. Встановлено, що локальні обмеження або виїмки на внутрішній поверхні труби призводять до утворення зон рециркуляції та збільшеного напруження зсуву, що сприяє ерозійно-корозійному зносу [22]. Подібні ефекти також спостерігаються у випадку перемінного потоку, як це показано в роботі [23].

Об'єднання CFD та FEM реалізується через передачу навантажень або поля температури/швидкості з моделі потоку до структурної моделі. Такий підхід використовується, зокрема, для оцінки впливу турбулентних пульсацій на механічну деградацію стінки труби, що характерно для високошвидкісних потоків у гідротехнічних або нафтових системах [24]. У роботі [25] автори представили модель спільного CFD–FEA моделювання

для оцінки ерозійно-корозійного зносу у відводах, що демонструє важливість багатофізичних підходів до оцінки ресурсу трубопроводів.

Інтеграція моделей також дозволяє врахувати хімічний склад середовища. Наприклад, в роботах [26–27] було показано, що вміст H_2S , CO_2 або низьке значення pH значно впливають на інтенсивність корозії, причому найвищі швидкості деградації спостерігаються саме у поєднанні з високим гідродинамічним навантаженням. Таким чином, навіть порівняно незначні дефекти можуть слугувати каталізатором локального прискореного зносу.

Щодо локалізації дефектів, чисельні моделі дозволяють проводити аналіз не лише в розрізі максимальних напружень, а й враховувати імовірні зони появи зносу, наприклад, у місцях зміни перерізу труби або внаслідок неоднорідностей прокату. Дослідження [28] демонструє, що особливу увагу слід приділяти не лише геометрії дефекту, а й анізотропії механічних властивостей, яка виникає внаслідок виробничих процесів.

Водночас слід зазначити, що чисельне моделювання не позбавлене обмежень. Зокрема, результати CFD-аналізу часто не проходять належної експериментальної валідації, а вплив хімічних реакцій у середовищі, особливо в умовах багатофазного потоку, або не враховується, або спрощується до ефективних коефіцієнтів. Крім того, моделювання геометрично складних дефектів залишається обчислювально затратним і вимагає оптимізації сітки та умов граничної взаємодії.

Таким чином, комбіноване чисельне моделювання дозволяє відтворити складну взаємодію потоку, механіки та середовища, що є вирішальним для прогнозування ресурсу трубопроводу в умовах реальної експлуатації, однак потребує подальшої адаптації до складних сценаріїв і валідації результатів на основі інспекційних даних.

4. Статистичне представлення дефектів трубопроводів

4.1 Сучасні підходи до статистичного опису дефектів труб. Дефекти трубопроводів, спричинені внутрішньою або зовнішньою корозією, ерозійним зносом, механічними ушкодженнями та ін., мають стохастичний характер. Тому при моделюванні ресурсу трубопровідних систем важливо адекватно описати геометричні параметри дефектів з урахуванням їхньої випадковості. Статистичне представлення дефектів є ключовим етапом в імовірнісному прогнозуванні довговічності трубопроводів, оскільки дозволяє врахувати природну варіабельність форми, розмірів та просторового розташування пошкоджень.

Одним із найпоширеніших підходів до статистичного опису глибини корозійних дефектів є використання розподілу Вейбулла. Цей розподіл є гнучким і дозволяє змодельовати як скупчення дрібних дефектів, так і поодинокі, але глибокі ушкодження, що мають критичне значення для цілісності конструкції. У

роботах [29-30] показано, що параметри розподілу Вейбулла (показник форми k та масштабний параметр λ) можуть бути ідентифіковані на основі даних внутрішньої інспекції трубопроводів. При цьому значення $k < 1$ свідчить про зростаючу ймовірність появи дрібних дефектів, тоді як $k > 1$ вказує на переважання глибоких пошкоджень.

Крім того, в низці досліджень [31-32] для оцінювання ймовірності відмови використовуються моделі Монте-Карло. Такий підхід дозволяє не лише оцінити середній ресурс трубопроводу, але й побудувати довірчі інтервали та сценарії з найгіршими умовами експлуатації (worst-case scenarios). У моделюванні імітуються тисячі реалізацій дефектів згідно з обраним розподілом (наприклад, Вейбулла, нормальним, логнормальним), що дозволяє обчислити статистичні характеристики напружено-деформованого стану.

У контексті просторового розташування дефектів усе частіше використовуються процеси Пуассона, які моделюють випадкову появу дефектів уздовж довжини трубопроводу або по поверхні труби. У сучасних підходах також враховуються кластерні ефекти — схильність дефектів до утворення скупчень, які можуть виникати через локальні особливості потоку, хімічного складу рідини або пошкодження покриття. Наприклад, у роботі [33] запропоновано машинне навчання для оцінки локалізованої корозії на основі класифікації зображень, що враховує просторову структуру пошкоджень.

Значну увагу в останніх роботах приділено комбінованому підходу, який поєднує методи машинного навчання та класичну статистику для прогнозування параметрів дефектів на основі даних інспекції [30]. Такий підхід дозволяє адаптивно оновлювати статистичну модель у міру надходження нових даних, зокрема із застосуванням глибоких нейронних мереж [34] або гібридних моделей для оцінки стану трубопроводів на основі сигналів, отриманих з неінвазивного моніторингу [35]. У цьому контексті заслуговує уваги огляд [36], де узагальнено застосування штучного інтелекту для моделювання деградації трубопроводів, зокрема при підземному прокладанні.

Отже, статистичне моделювання дефектів є необхідною передумовою для побудови достовірних прогнозів ресурсу трубопровідних систем. Вибір статистичного розподілу має базуватись на експериментальних або інспекційних даних, а використання імітаційних методів, таких як Монте-Карло, дозволяє повною мірою реалізувати ймовірнісну природу процесу деградації.

4.2 Метод Монте-Карло. Метод Монте-Карло (ММК) є одним із найпоширеніших інструментів стохастичного аналізу в задачах оцінки залишкового ресурсу трубопровідних систем, особливо за умов корозійно-ерозійного зносу. Основною перевагою ММК є здатність моделювати складні ймовірнісні процеси та враховувати широкий спектр

невизначеностей, пов'язаних як із матеріальними характеристиками, так і з експлуатаційними навантаженнями.

У загальному випадку метод полягає у багаторазовому повторенні розрахунку ресурсу системи для великої кількості випадкових реалізацій вхідних параметрів. Цей підхід дозволяє побудувати ймовірнісні розподіли характеристик міцності, залишкового терміну служби або ризику відмови. У контексті трубопроводів, до параметрів, які зазвичай піддаються стохастичному аналізу, належать товщина стінки, глибина дефектів, швидкість корозії, внутрішній тиск і механічні властивості матеріалу [37–39].

Однією з важливих переваг методу Монте-Карло є його гнучкість у поєднанні з іншими техніками, такими як (FEM) або мета-моделі. Наприклад, об'єднання ММК з FEM дозволяє враховувати просторову нерівномірність зношування й виявляти слабкі зони трубопроводу з високим рівнем ризику [35]. У той же час, через велику кількість необхідних ітерацій, ММК має високу обчислювальну вартість, що часто вимагає спрощення математичної моделі або використання наближених аналітичних залежностей [39].

Для підвищення точності прогнозів також застосовуються мета-моделі, які дозволяють значно зменшити обчислювальні витрати. У роботі [40] запропоновано ефективне поєднання мета-моделей із методом Монте-Карло для аналізу надійності трубопроводів, що дає змогу зберігати точність оцінки ресурсу за умов зменшеного обсягу обчислень.

Значна увага також приділяється часовому аспекту деградації. У сучасних роботах ММК застосовується для моделювання зміни стану трубопроводу з плином часу, з урахуванням прогресуючої корозії та накопичення пошкоджень [31, 37]. Такий підхід дозволяє здійснювати прогнозування ресурсу з урахуванням темпів зносу та планувати обслуговування на основі оціненого ризику.

Особливої актуальності набуває використання інспекційних даних у поєднанні з байєсівським підходом для оновлення прогнозу залишкового ресурсу. У роботі [41] продемонстровано, як застосування інспекційних даних у стохастичному аналізі дозволяє підвищити достовірність прогнозу в умовах обмеженої кількості спостережень.

Крім того, метод активно використовується для аналізу системної надійності трубопровідних мереж, включаючи оцінку ймовірності відмов на вузлових ділянках або у певних сценаріях експлуатації [42]. У таких випадках ММК дає змогу врахувати як локальні дефекти, так і глобальні зміни навантаження, створюючи основу для оптимізації технічного обслуговування та управління ризиками.

У сучасних оглядових роботах, таких як [43], підкреслюється важливість застосування стохастичних методів — зокрема Монте-Карло — для оцінки залишкового ресурсу в умовах складної деградації та

невизначеностей, притаманних елементам нафтогазової інфраструктури.

До прикладів застосування методу Монте-Карло для моделювання корозійного зносу труб з урахуванням просторової мінливості дефектів належать роботи [44; 45], а також дослідження [46], у якому проаналізовано взаємодію множинних дефектів та їхній вплив на довгострокову надійність трубопроводів.

4.3 Розподіл Вейбулла. Розподіл Вейбулла є одним з найпоширеніших інструментів у задачах прогнозування надійності елементів трубопровідних систем, зокрема для опису ймовірнісного характеру глибини корозійних пошкоджень або часу до руйнування. Завдяки гнучкості у формі, він здатен описувати як зростаючу, так і спадну інтенсивність відмов, що є критично важливим для старіючих об'єктів інфраструктури.

Використання розподілу Вейбулла дозволяє моделювати випадкові параметри, як-от глибину дефекту d або час до відмови T , за допомогою функції щільності ймовірності:

$$f(x) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-(x/\lambda)^k}, x \geq 0 \quad (2)$$

де $\lambda > 0$ — параметр масштабу, $k > 0$ — параметр форми (коефіцієнт Вейбулла). Залежно від значення k , розподіл описує різні сценарії деградації:

- $k < 1$ ймовірність відмови зменшується з часом (початкові дефекти);
- $k = 1$ експоненційна поведінка (постійна інтенсивність відмов);
- $k > 1$ характер старіння (прогресуюча деградація).

У роботах [45] та [47] розподіл Вейбулла було використано для оцінювання глибини дефектів корозії та прогнозування ймовірності відмови трубопроводів. [48] на основі чисельного Монте-Карло моделювання дослідили розподіл глибини точкової корозії, який добре узгоджується з теоретичною формою Вейбулла.

Інші автори, зокрема [37], адаптували модель Вейбулла для моделювання змінної у часі надійності, поєднуючи її з симуляціями Монте-Карло. Це дозволило врахувати вплив корозійного зносу на залишковий ресурс протягом експлуатаційного періоду.

У публікаціях останніх років також підкреслюється важливість вибору параметрів λ і k . Наприклад, у роботі [49] наведено процедуру статистичної ідентифікації цих параметрів для покращення точності оцінки ризиків. В оглядовій статті [50] розглянуто альтернативні параметризації моделі Вейбулла для підвищення її адаптивності до різних типів даних.

Нарешті, актуальні дослідження [51,52] свідчать про важливість впровадження моделей Вейбулла у комплексні оцінки часу до відмови для підземних трубопроводів з урахуванням старіння, нестабільного середовища та взаємодії кількох дефектів.

Таким чином, розподіл Вейбулла виступає не лише як статистична апроксимація емпіричних даних, а як основа для побудови ймовірнісних моделей ресурсу трубопроводів у контексті корозійно-ерозійного зносу.

Висновок

У цій оглядовій статті було систематизовано сучасні підходи до математичного моделювання ресурсу трубопровідних систем з урахуванням корозійно-ерозійного зносу. Розглянуто аналітичні, чисельні та ймовірнісні методи, що застосовуються для оцінки глибини дефектів, швидкості зносу, залишкового ресурсу, а також ризику раптового руйнування трубопроводу. Особливу увагу приділено моделюванню складної взаємодії між гідродинамікою, хімічним середовищем і напружено-деформованим станом труби.

Серед аналітичних та емпіричних моделей переважають прості формули, зручні для первинної оцінки, однак обмежені у врахуванні складних умов експлуатації. Чисельні методи, особливо поєднання CFD та FEM, забезпечують детальне відтворення процесів зносу, включаючи локалізацію дефектів та вплив динаміки потоку. Ймовірнісні підходи, такі як моделювання методом Монте-Карло та використання розподілу Вейбулла, дозволяють враховувати варіабельність параметрів і невизначеність, характерну для реальних умов.

Аналіз літератури свідчить про високу динаміку розвитку методів прогнозування ресурсу трубопроводів, зокрема в контексті переходу від спрощених моделей до більш комплексних і гібридних систем. Перспективними напрямками є:

- використання методів машинного навчання для адаптивного оновлення моделей;
- поєднання детерміністичних і стохастичних методів для підвищення достовірності оцінок;
- створення цифрових двійників трубопровідних систем з інтеграцією інспекційних даних.

Надалі доцільно зосередитися на створенні моделей, які враховують стохастичний характер утворення дефектів, та поєднують математичну точність із практичною застосовністю в умовах обмеженого моніторингу та високої невизначеності вхідних даних. Це дозволить ефективно керувати ризиками та продовжити строк служби критичних об'єктів інфраструктури.

Список літератури

1. Carneiro J. O., Melo F., Rodrigues J., Lopes H., Teixeira V. The modal analysis of a pipe elbow with realistic boundary conditions // International Journal of Pressure Vessels and Piping. 2005. Vol. 82. P. 593–601. <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2005.04.001>
2. Zhang B., Xing Z.-Y., Wang T., Wang Z. The vibration characteristics and allowable span length of free span submarine pipeline // Proceedings of the 4th International Conference on Mechatronics, Materials, Chemistry and Computer Engineering (MME-16). 2017. P. 118–123. <https://doi.org/10.2991/mme-16.2017.24>
3. Huang Y.-m., Liu Y.-s., Li B.-h., Li Y.-j., Yue Z.-f. Natural frequency analysis of fluid conveying pipeline with different boundary conditions // Nuclear Engineering and Design. 2010. Vol. 240(3). P. 461–467. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2009.11.038>

4. Wang Y., Zhang X., Liu H. Prediction of erosion-corrosion rate in multiphase flow // *Wear*. 2014. Vol. 316(1–2). P. 15–24.
5. Hassan A., Mohammed R. Modeling residual life of pipelines using probabilistic methods // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. 2021. Vol. 70. 104415.
6. Papavinasam S. Corrosion control in the oil and gas industry. Gulf Professional Publishing, 2013. 533 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00002-9>
7. NACE International. International measures of prevention, application, and economics of corrosion technologies study. Houston, TX: NACE, 2016.
8. Копей Б. В., Бенмунна А., Слободян В. І. та ін. Підвищення надійності газотранспортних систем. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 320 с.
9. Шугайло О. П. Оцінка НДС трубчатих елементів парогенераторів при аваріях. Київ: ІМФ НАН України, 2019. 148 с.
10. Davidenko M. V. Corrosion-erosion wear in pipes: modeling and assessment. Kyiv: KPI Publishing, 2023. 214 p.
11. Zhang L., Wang Y. Application of Monte Carlo simulations in assessing pipeline degradation // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2023. Vol. 201. Article ID 104857.
12. Sun W., Nesic S. Erosion-corrosion modeling in multiphase flow // *Corrosion Science*. 2019. Vol. 153. P. 6–26.
13. Алялі А. А. Дослідження деградації корпусів енергетичних апаратів. Одеса: Одеська політехніка, 2020. 167 с.
14. Choi Y., Kim H. J. Remaining strength evaluation of corroded gas pipelines // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2008. Vol. 85(11). P. 782–789.
15. Zhang S., Zhou J., Liu D. Analytical methods for evaluating the residual strength of corroded pipes // *Engineering Failure Analysis*. 2016. Vol. 60. P. 401–416.
16. Melchers R. E., Jeffrey R. Empirical modeling of corrosion losses of mild steel in marine environments // *Corrosion Science*. 2008. Vol. 50(11). P. 3329–3345.
17. Iyer N., Gangloff R. P. Modeling time-dependent fracture in pipelines under corrosion fatigue // *Metallurgical and Materials Transactions A*. 2002. Vol. 33(12). P. 3675–3688.
18. Kim Y., Lee D. Probabilistic fatigue assessment of pipelines with corrosion pits using XFEM // *International Journal of Fatigue*. 2020. Vol. 135. 105569.
19. Gross D., Seelig T. Fracture mechanics: with an introduction to micromechanics. Springer, 2011. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-19240-1>
20. Li X. et al. Stress analysis of corroded pipelines under internal pressure // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. 2020. Vol. 186. 104116.
21. Водка О. О., Тихий Д. К., Трубаєв О. І., Ульянов Ю. М. Дослідження динамічних характеристик трубопроводу в умовах лабораторного експерименту // *Вісник НТУ «ХПІ». Серія: Динаміка і міцність машин*. – 2014. – № 58 (1100). – С. 8–20.
22. Wang Y., et al. CFD modeling of flow-induced corrosion in elbow pipes // *Corrosion Science*. – 2019. – Vol. 157. – P. 221–231.
23. Rahman S., Liu X. CFD-based prediction of erosion-corrosion in subsea pipelines under slug flow conditions // *Corrosion Science*. – 2021. – Vol. 187. – Article ID 109503.
24. Kim J. H., Kim Y. J. Coupled CFD-FEA analysis of erosion-corrosion in oil pipelines // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2017. – Vol. 50. – P. 181–188.
25. Rodrigues J., Silva R. CFD-FEA coupled simulation for erosion-corrosion effects in elbows // *Journal of Fluids and Structures*. – 2023. – Vol. 119. – Article ID 103657. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jflu-structs.2023.103657>
26. Neville A., et al. CO₂ corrosion of carbon steel under turbulent flow conditions // *Wear*. – 2016. – Vol. 368–369. – P. 168–175.
27. Zhang Y., et al. Effect of H₂S and flow on corrosion behavior of pipelines // *Materials & Design*. – 2021. – Vol. 198. – Article ID 109313. <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.109313>
28. Han S., Kang H. Effect of manufacturing-induced anisotropy on pipeline integrity under combined loading // *Engineering Failure Analysis*. – 2022. – Vol. 136. – Article ID 106240.
29. Khakzad N., Khan F. Reliability assessment of corroded pipelines using Weibull distribution // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2022. – Vol. 79. – Article ID 104818.
30. Zhang J., et al. Machine learning-based probabilistic modeling of corrosion defects in pipelines // *Engineering Structures*. – 2023. – Vol. 280. – Article ID 115375.
31. Ossai C. I., Boswell B., Davies I. J. Pipeline failures in corrosive environments – A conceptual analysis of trends and effects // *Engineering Failure Analysis*. – 2016. – Vol. 53. – P. 36–58. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2015.03.004>
32. Vlădeanu R., Koo D. Probabilistic assessment of pipeline corrosion defects using Monte Carlo simulation // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. – 2015. – Vol. 128. – P. 54–63.
33. Li S., Wang J., Zhang T. Assessment of localized corrosion in pipelines using image-based machine learning approaches // *Engineering Structures*. – 2021. – Vol. 241. – Article ID 112383. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2021.112383>
34. Wang H., Zhang M. Deep learning-based prediction of pitting corrosion growth in pipelines // *Corrosion Science*. – 2022. – Vol. 197. – Article ID 110022. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2022.110022>
35. Tran H. T., Park J. H. A review of hybrid machine learning models for corrosion detection in oil pipelines // *Engineering Failure Analysis*. – 2021. – Vol. 127. – Article ID 105525. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105525>
36. Ahmed M., Zarrin M. AI-assisted degradation modeling of buried water pipelines: A review // *Journal of Infrastructure Systems*. – 2024. – Vol. 30, No. 1. – Article ID 04023042. – DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000706](https://doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000706)
37. Zhou Y., Wang J. Time-varying reliability analysis of corroded gas pipelines using Monte Carlo simulation // *Engineering Structures*. – 2024. – Vol. 289. – Article ID 115982.
38. Seghier M. E. A. B., et al. Comparative study on the efficiency of simulation and meta-model-based Monte Carlo techniques for accurate reliability analysis of corroded pipelines // *Sustainability*. – 2022. – Vol. 14, No. 10. – Article ID 5830. <https://doi.org/10.3390/su14105830>
39. Aljaroudi A., et al. Probabilistic methods for predicting the remaining life of offshore pipelines // *Journal of Pressure Vessel Technology*. – 2017. – Vol. 139, No. 4. – Article ID 041701. <https://doi.org/10.1115/1.4036217>
40. Zhou C., Zhang R., Lin Y. Uncertainty quantification in erosion-corrosion predictions using meta-modeling and Monte Carlo simulations // *Journal of Pressure Vessel Technology*. – 2022. – Vol. 144, No. 3. – Article ID 031701. – DOI: <https://doi.org/10.1115/1.4053507>
41. Yousefi M., Mahdavi A. Probabilistic fatigue life estimation of corroded pipelines using Bayesian inference and inspection data // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2022. – Vol. 76. – Article ID 104730. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2022.104730>
42. Karimi A., et al. Reliability assessment on natural gas pressure reduction stations using Monte Carlo simulation // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 98. – Article ID 104370.
43. Mahdavi A., Taghipour S. A review on probabilistic degradation models for oil and gas infrastructure // *Reliability Engineering & System Safety*. – 2024. – Vol. 245. – Article ID 109167. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.res.2023.109167>
44. Larin O., Vodka O. A probability approach to the estimation of the process of accumulation of the high-cycle fatigue damage considering the natural aging of a material // *International Journal of Damage Mechanics*. – 2014. – Vol. 24, No. 2. – P. 294–310. – DOI: 10.1177/1056789514536067 <https://doi.org/10.1177/1056789514536067>
45. Larin O., Barkanov E., Vodka O. Prediction of reliability of the corroded pipeline considering the randomness of corrosion damage and its stochastic growth // *Engineering Failure Analysis*. – 2016. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.03.022>
46. Dey A., Singh R. Long-term reliability assessment of gas pipelines considering interactive corrosion defects // *Structural Safety*. – 2023. – Vol. 101. – Article ID 102251. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.strusafe.2023.102251>
47. Teixeira A. P., Soares C. G. Reliability of pipelines with corrosion defects // *International Journal of Pressure Vessels and Piping*. – 2008. – Vol. 85, No. 4. – P. 228–237. <https://doi.org/10.1016/j.iijvp.2007.09.002>
48. Khakzad N., Khan F. Reliability assessment of corroded pipelines using Weibull distribution // *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. – 2022. – Vol. 79. – Article ID 104818.

49. Caley F., Velázquez J., Valor A., Hallen J. M. Probability distribution of pitting corrosion depth and rate in underground pipelines: A Monte Carlo study // *Corrosion Science*. – 2009. – Vol. 51, No. 9. – P. 1925–1934. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.05.019>
50. Weibull distribution optimization for piping risk calculation due to corrosion // *Engineering Failure Analysis*. – 2023. – Vol. 145. – Article ID 106876.
51. An In-Depth Review of the Weibull Model with a Focus on Various Parameterizations // *Mathematics*. – 2024. – Vol. 12, No. 1. – Article ID 56. <https://doi.org/10.3390/math12010056>
52. Ageing Underground Water Pipelines: Time-to-Failure Models, Gaps, and Challenges // *Journal of Infrastructure Preservation and Resilience*. – 2025. – Vol. 6, No. 1. – Article ID 30.

References (transliterated)

1. Carneiro, J. O., Melo F., Rodrigues J., Lopes H., and Teixeira V. "The Modal Analysis of a Pipe Elbow with Realistic Boundary Conditions." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 82, 2005, pp. 593–601 <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2005.04.001>.
2. Zhang, B., Xing Z.-Y., Wang T., and Wang Z. "The Vibration Characteristics and Allowable Span Length of Free Span Submarine Pipeline." *Proceedings of the 4th International Conference on Mechatronics, Materials, Chemistry and Computer Engineering (MME-16)*, 2017, pp. 118–123. <https://doi.org/10.2991/mme-16.2017.24>
3. Huang, Y.-m., Liu Y.-s., Li B.-h., Li Y.-j., and Yue Z.-f. "Natural Frequency Analysis of Fluid Conveying Pipeline with Different Boundary Conditions." *Nuclear Engineering and Design*, vol. 240, no. 3, 2010, pp. 461–467. <https://doi.org/10.1016/j.nuceng-des.2009.11.038>
4. Wang, Y., Zhang X., and Liu H. "Prediction of Erosion–Corrosion Rate in Multiphase Flow." *Wear*, vol. 316, no. 1–2, 2014, pp. 15–24.
5. Hassan, A., and Mohammed R. "Modeling Residual Life of Pipelines Using Probabilistic Methods." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 70, 2021, 104415.
6. Papavinasam, S. *Corrosion Control in the Oil and Gas Industry*. Gulf Professional Publishing, 2013. 533 pp. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-397022-0.00002-9>
7. NACE International. *International Measures of Prevention, Application, and Economics of Corrosion Technologies Study*. Houston, TX: NACE, 2016.
8. Kopey, B. V., Benmuna, A., Slobodyan, V. I., et al. *Increase in Reliability of Gas Transportation Systems*. Lviv: Lviv Polytechnic Publishing, 2010. 320 pp.
9. Shuhaylo O. P. *Assessment of the Stress-Strain State of Tubular Elements of Steam Generators in Accidents*. Kyiv: Institute of Mechanics of the National Academy of Sciences of Ukraine; 2019. 148 p.
10. Davidenko, M. V. *Corrosion-Erosion Wear in Pipes: Modeling and Assessment*. Kyiv: KPI Publishing, 2023. 214 pp.
11. Zhang, L., and Wang, Y. "Application of Monte Carlo Simulations in Assessing Pipeline Degradation." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 201, 2023, Article ID 104857.
12. Sun, W., and Nesic S. "Erosion–Corrosion Modeling in Multiphase Flow." *Corrosion Science*, vol. 153, 2019, pp. 6–26.
13. Alyali, A. A. *Doslidzhennia dehradai korpusiv enerhetychnykh apparativ*. Odesa: Odeska politekhnika, 2020. 167 s.
14. Choi, Y., and Kim H. J. "Remaining Strength Evaluation of Corroded Gas Pipelines." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 85, no. 11, 2008, pp. 782–789.
15. Zhang, S., J. Zhou, and Liu D. "Analytical Methods for Evaluating the Residual Strength of Corroded Pipes." *Engineering Failure Analysis*, vol. 60, 2016, pp. 401–416.
16. Melchers, R. E., and Jeffrey R. "Empirical Modeling of Corrosion Losses of Mild Steel in Marine Environments." *Corrosion Science*, vol. 50, no. 11, 2008, pp. 3329–3345.
17. Iyer, N., and Gangloff R. P. "Modeling Time-Dependent Fracture in Pipelines under Corrosion Fatigue." *Metallurgical and Materials Transactions A*, vol. 33, no. 12, 2002, pp. 3675–3688.
18. Kim, Y., and Lee D. "Probabilistic Fatigue Assessment of Pipelines with Corrosion Pits Using XFEM." *International Journal of Fatigue*, vol. 135, 2020, 105569.
19. Gross, D., and Seelig T. *Fracture Mechanics: With an Introduction to Micromechanics*. Springer, 2011. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-19240-1>
20. Li, X., et al. "Stress Analysis of Corroded Pipelines under Internal Pressure." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 186, 2020, 104116.
21. Vodka, O. O., Tykhyi D. K., Trubaiev O. I., and Ulianov Yu. M. "Doslidzhennia dynamichnykh kharakterystyk truboprovodu v umovakh laboratornoho eksperymentu." *Visnyk NTU "KhPI". Seriya: Dynamika i mitsnist mashyn*, no. 58 (1100), 2014, pp. 8–20.
22. Wang, Y., et al. "CFD Modeling of Flow-Induced Corrosion in Elbow Pipes." *Corrosion Science*, vol. 157, 2019, pp. 221–231.
23. Rahman, S., and Liu X. "CFD-Based Prediction of Erosion–Corrosion in Subsea Pipelines under Slug Flow Conditions." *Corrosion Science*, vol. 187, 2021, Article ID 109503.
24. Kim, J. H., and Kim Y. J. "Coupled CFD-FEA Analysis of Erosion–Corrosion in Oil Pipelines." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 50, 2017, pp. 181–188.
25. Rodrigues, J., and Silva R. "CFD–FEA Coupled Simulation for Erosion–Corrosion Effects in Elbows." *Journal of Fluids and Structures*, vol. 119, 2023, Article ID 103657, <https://doi.org/10.1016/j.jflu-structs.2023.103657>.
26. Neville, A., et al. "CO₂ Corrosion of Carbon Steel under Turbulent Flow Conditions." *Wear*, vols. 368–369, 2016, pp. 168–175.
27. Zhang, Y., et al. "Effect of H₂S and Flow on Corrosion Behavior of Pipelines." *Materials & Design*, vol. 198, 2021, Article ID 109313. <https://doi.org/10.1016/j.matdes.2020.109313>
28. Han, S., and Kang H. "Effect of Manufacturing-Induced Anisotropy on Pipeline Integrity under Combined Loading." *Engineering Failure Analysis*, vol. 136, 2022, Article ID 106240.
29. Khakzad, N., and Khan F. "Reliability Assessment of Corroded Pipelines Using Weibull Distribution." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 79, 2022, Article ID 104818.
30. Zhang, J., et al. "Machine Learning-Based Probabilistic Modeling of Corrosion Defects in Pipelines." *Engineering Structures*, vol. 280, 2023, Article ID 115375.
31. Ossai, C. I., Boswell B., and Davies I. J. "Pipeline Failures in Corrosive Environments – A Conceptual Analysis of Trends and Effects." *Engineering Failure Analysis*, vol. 53, 2016, pp. 36–58. <https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2021.112383>
32. Vladescu, R., and Koo D. "Probabilistic Assessment of Pipeline Corrosion Defects Using Monte Carlo Simulation." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 128, 2015, pp. 54–63.
33. Li, S., Wang J., and Zhang T. "Assessment of Localized Corrosion in Pipelines Using Image-Based Machine Learning Approaches." *Engineering Structures*, vol. 241, 2021, Article ID 112383, <https://doi.org/10.1016/j.engstruct.2021.112383>.
34. Wang, H., and Zhang M. "Deep Learning-Based Prediction of Pitting Corrosion Growth in Pipelines." *Corrosion Science*, vol. 197, 2022, Article ID 110022, <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2022.110022>
35. Tran, H. T., and Park J. H. "A Review of Hybrid Machine Learning Models for Corrosion Detection in Oil Pipelines." *Engineering Failure Analysis*, vol. 127, 2021, Article ID 105525, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105525>.
36. Ahmed, M., and Zarrin M. "AI-Assisted Degradation Modeling of Buried Water Pipelines: A Review." *Journal of Infrastructure Systems*, vol. 30, no. 1, 2024, Article ID 04023042, [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)IS.1943-555X.0000706](https://doi.org/10.1061/(ASCE)IS.1943-555X.0000706).
37. Zhou, Y., and Wang J. "Time-Varying Reliability Analysis of Corroded Gas Pipelines Using Monte Carlo Simulation." *Engineering Structures*, vol. 289, 2024, Article ID 115982.
38. Seghier, M. E. A. B., et al. "Comparative Study on the Efficiency of Simulation and Meta-Model-Based Monte Carlo Techniques for Accurate Reliability Analysis of Corroded Pipelines." *Sustainability*, vol. 14, no. 10, 2022, Article ID 5830. <https://doi.org/10.3390/su14105830>
39. Aljaroudi, A., et al. "Probabilistic Methods for Predicting the Remaining Life of Offshore Pipelines." *Journal of Pressure Vessel Technology*, vol. 139, no. 4, 2017, Article ID 041701. <https://doi.org/10.1115/1.4036217>
40. Zhou, C., Zhang R., and Lin Y. "Uncertainty Quantification in Erosion–Corrosion Predictions Using Meta-Modeling and Monte Carlo Simulations." *Journal of Pressure Vessel Technology*, vol. 144, no. 3, 2022, Article ID 031701, <https://doi.org/10.1115/1.4053507>.
41. Yousefi, M., and Mahdavi A. "Probabilistic Fatigue Life Estimation of Corroded Pipelines Using Bayesian Inference and Inspection Data." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 76, 2022, Article ID 104730, <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2022.104730>.

42. Karimi, A., et al. "Reliability Assessment on Natural Gas Pressure Reduction Stations Using Monte Carlo Simulation." *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, vol. 98, 2022, Article ID 104370.
43. Mahdavi, A., and Taghipour S. "A Review on Probabilistic Degradation Models for Oil and Gas Infrastructure." *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 245, 2024, Article ID 109167, <https://doi.org/10.1016/j.ress.2023.109167>.
44. Larin, O., and Vodka O. "A Probability Approach to the Estimation of the Process of Accumulation of the High-Cycle Fatigue Damage Considering the Natural Aging of a Material." *International Journal of Damage Mechanics*, vol. 24, no. 2, 2014, pp. 294–310, <https://doi.org/10.1177/1056789514536067>.
45. Larin, O., Barkanov E., and Vodka O. "Prediction of Reliability of the Corroded Pipeline Considering the Randomness of Corrosion Damage and Its Stochastic Growth." *Engineering Failure Analysis*, 2016, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2016.03.022>.
46. Dey, A., and Singh R. "Long-Term Reliability Assessment of Gas Pipelines Considering Interactive Corrosion Defects." *Structural Safety*, vol. 101, 2023, Article ID 102251, <https://doi.org/10.1016/j.strusafe.2023.102251>.
47. Teixeira, A. P., and Soares C. G. "Reliability of Pipelines with Corrosion Defects." *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, vol. 85, no. 4, 2008, pp. 228–237.
48. Khakzad, N., and Khan F. "Reliability Assessment of Corroded Pipelines Using Weibull Distribution." *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, vol. 79, 2022, Article ID 104818.
49. Caleyó, F., Velázquez J, Valor A, and Hallen J. M. "Probability Distribution of Pitting Corrosion Depth and Rate in Underground Pipelines: A Monte Carlo Study." *Corrosion Science*, vol. 51, no. 9, 2009, pp. 1925–1934. <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.05.019>.
50. "Weibull Distribution Optimization for Piping Risk Calculation Due to Corrosion." *Engineering Failure Analysis*, vol. 145, 2023, Article ID 106876.
51. "An In-Depth Review of the Weibull Model with a Focus on Various Parameterizations." *Mathematics*, vol. 12, no. 1, 2024, Article ID 56. <https://doi.org/10.3390/math12010056>.
52. "Ageing Underground Water Pipelines: Time-to-Failure Models, Gaps, and Challenges." *Journal of Infrastruc* vol. 6, no. 1, 2025, Article ID

Надійшла (received) 29.04.2025

Прийнята до друку (accepted) 01.09.2025

Опублікована (published) 03.09.2025

Відомості про автора / About the Author

Приходько Назар Павлович (Prykhodko Nazar) – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», аспірант кафедри «Математичне моделювання та інтелектуальні обчислення в інженерії»; м. Харків, Україна; тел: (093) 602-90-31; ORCID: <https://orcid.org/0009-0009-9036-277X>; e-mail: prihodkonazar198@gmail.com

Трубаєв Олександр Іванович (Alexander Trubaev) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри Математичного моделювання та інтелектуальних обчислень в інженерії; м. Харків, Україна; тел.: (068) 511-91-46; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7318-6526>; e-mail: oleksandr.trubaev@khpi.edu.ua