

УДК 697.3

DOI <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2025.3.1/23>**Черноусенко О.Ю.**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**Риндюк Д.В.**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**Затірка О.І.**Філія «Відокремлений підрозділ
«Рівненська атомна електрична станція» акціонерного товариства
«Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

РЕСУРСНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДІВ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ

У статті представлено науково обґрунтований підхід до оцінки технічного стану трубопроводів теплових мереж, який базується на моделюванні теплового та напружено-деформованого стану, а також оцінці залишкового ресурсу з урахуванням реальних режимів експлуатації. Враховано вплив залишкових напружень, корозійного зношення, нерівномірного температурного поля та циклічного навантаження. Як приклад застосування моделі досліджено ділянку трубопроводу Ду100 з колінами та запірною арматурою. Побудовано температурне поле та визначено критичні зони теплових втрат. Аналіз напружень показав їх концентрацію в зонах геометричних переходів і арматури, де вони сягають 8,5–8,9 МПа. Проведено розрахунок залишкового ресурсу шляхом визначення циклічної та статичної пошкоджуваності металу, що дало змогу оцінити індивідуальний залишковий термін експлуатації. При режимі 105/75°C він становить понад 35 тис. годин (8,27 років). Розроблений підхід дає змогу виявити найуразливіші ділянки мережі, сприяє підвищенню обґрунтованості управлінських рішень щодо реконструкції та модернізації теплотимеж. Результати можуть бути використані теплопостачальними підприємствами для стратегічного планування ремонтно-відновлювальних робіт з урахуванням технічного стану мереж. Реалізація запропонованих заходів сприятиме енергоефективності теплових систем та зменшенню витрат на їх обслуговування. Доведено, що проведення цілеспрямованого дослідження технічного стану трубопроводів теплових мереж є необхідною передумовою для підвищення надійності, ефективності й безпеки централізованого теплопостачання. Такий підхід дозволяє перейти від реактивної стратегії ремонту до проактивного управління життєвим циклом елементів теплової інфраструктури, що особливо важливо в умовах енергетичних викликів і обмежених ресурсів.

Ключові слова: теплові мережі, ресурс, трубопроводи, математичне моделювання, температура, напружено-деформований стан.

Постановка проблеми. Теплові мережі України характеризуються суттєвим рівнем фізичного зношення в процесі експлуатації, який в середньому сягає 68%, що призводить до зниження надійності систем теплопостачання, підвищених тепловтрат і збільшення витрат на аварійно-відновлювальні роботи. Особливо гостро ця проблема стоїть у великих містах, зокрема в Києві, де понад третина теплотимеж вичерпала нормативний термін служби і потребує термінової модернізації.

Основними чинниками, що спричиняють погіршення технічного стану трубопроводів,

є корозія, недостатній рівень теплоізоляції, вплив ґрунтових вод, а також нестабільні теплові та гідравлічні режими експлуатації. Це призводить до появи аварійних ситуацій, значних втрат теплоносія і зниження енергоефективності систем теплозабезпечення.

У сучасних умовах необхідно розробити методики оцінки залишкового ресурсу теплових мереж із урахуванням реальних експлуатаційних факторів, таких як напружено-деформований стан трубопроводів, температурні та тискові навантаження, а також вплив ремонтно-відновлювальних заходів. Наявність достовірної

інформації про технічний стан і залишковий ресурс трубопроводів дозволить не лише прогнозувати їхню подальшу експлуатацію, а й приймати обґрунтовані рішення щодо реконструкції та оптимізації теплоізоляції.

Вирішення цих питань є актуальним для підвищення надійності теплопостачання, зменшення теплових втрат і зниження витрат на ремонтно-відновлювальні роботи, що має важливе соціально-економічне значення для регіонів з централізованою системою теплопостачання.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Оцінка ефективності функціонування теплових мереж, а також методи їх вдосконалення та модернізації, є предметом активних наукових досліджень в умовах зростаючого попиту на енергозбереження, зменшення теплових втрат і цифровізацію енергетичних систем. За останні 15 років сформувалася широка база теоретичних і прикладних напрацювань як в Україні, так і за кордоном, що охоплюють питання системного аналізу, теплогідравлічного моделювання, впровадження SCADA-систем, а також використання відновлюваних джерел у централізованому теплопостачанні.

Так у роботі Дірка Мюллера (D. Müller), Беатріче Настасі (B. Nastasi) та ін. представлено структурний аналіз німецьких теплових мереж з позицій сталого розвитку. Автори розглядають централізовані мережі як частину ширшої енергетичної екосистеми, в якій важливо забезпечити не лише передачу тепла, а й інтеграцію з системами охолодження, акумулювання енергії та гнучкого регулювання попиту [1, с. 665]. Системний підхід дозволяє враховувати складну взаємодію між джерелами тепла, споживачами та допоміжними об'єктами, що особливо актуально для розгалужених мереж у містах з багатоповерховою забудовою.

У шведських джерелах, зокрема у роботі Свен Вернер (S. Werner), системний аналіз поєднується з історичним підходом: розглянуто трансформацію теплових мереж від другої до четвертої генерації з акцентом на енергоефективність, цифрову керованість і мінімізацію втрат [2, с. 420]. Автор вказує на доцільність переходу до низькотемпературного теплопостачання з гнучкою інфраструктурою, що дозволяє інтегрувати поновлювані джерела енергії.

Питання критеріїв ефективності розглядаються у роботі Петтера Лауенбурга (P. Lauenburg) та Фредріка Вернстедта (F. Wernstedt), де запропоновано використання машинного навчання

для прогнозування теплових навантажень і адаптивного керування подачею тепла [3, с. 1338]. Це дозволяє оптимізувати роботу джерел тепла, знижувати втрати та забезпечувати стабільні параметри теплоносія. Автори акцентують на точності даних про споживання, необхідності врахування категорій споживачів і впровадженні систем розумного управління.

В українській науковій практиці увагу привертають дослідження, у яких аналізується технічний стан вітчизняних тепломереж. У праці Маслія Ю.М. та колег здійснено класифікацію теплових мереж за ступенем зносу та ефективністю. Запропоновано критерії для оцінки – рівень тепловтрат, втрати теплоносія, стабільність тиску та температури, а також економічна доцільність реконструкції [4, с. 28].

У роботі Хонгвей Фан (H. Fang) та ін. досліджено моделювання теплових режимів у мережах з урахуванням втрат, зміни температури теплоносія та динаміки навантаження [5, с. 592]. Автори поєднують аналітичні й чисельні методи, зокрема метод скінченних об'ємів, і вказують на необхідність врахування реальних даних споживання для точного прогнозування поведінки мережі.

Актуальність математичного моделювання в українських реаліях висвітлюється у публікації Мельниченка І. О., де представлено алгоритми розрахунку гідравлічних режимів у складних розгалужених системах з багатьма джерелами та споживачами [6, с. 56]. Модель дозволяє враховувати змінні режими роботи, аварійні ситуації та реконфігурацію мереж. Особлива увага приділяється питанням збіжності та валідації результатів моделювання.

У монографії Свенд Фредеріксен (S. Frederiksen) та Свен Вернер (S. Werner) описано впровадження SCADA-систем у системи централізованого теплопостачання [7, с. 153]. Акцент зроблено на можливостях автоматизованого управління, виявлення витоків, зниження втрат і покращення реакції системи на зміну навантаження. Також підкреслюється важливість телеметрії для адаптивного регулювання у реальному часі.

Застосування геоінформаційних технологій у моделюванні тепломереж представлено у публікації Зайченка В. І. і Коваленка В. Г. [10, с. 47]. Зазначено, що інтеграція ГІС з аналітичними модулями дозволяє просторово візуалізувати режим роботи мережі, оцінювати ризики пошкодження окремих ділянок і планувати реконструкцію з урахуванням топології.

У публікації Генріка Лунда (H. Lund) та ін. обґрунтовано концепцію четвертого покоління централізованого теплопостачання (4GDH), що базується на використанні низькотемпературного теплоносія (40–60°C), відновлюваних джерел, теплових акумуляторів і цифрових систем управління [8, с. 4]. Автори відзначають, що такі мережі є ключовими для досягнення кліматичних цілей і декарбонізації сектору опалення.

Лю Сяобін (Liu X.) та співавт. розглядають практичні аспекти інтеграції відновлюваних джерел у структуру тепломереж: сонячні колектори, біомаса, теплонасоси. В роботі проаналізовано приклади гібридних систем з централізованою та локальною генерацією тепла, що дозволяють оптимізувати навантаження і підвищити гнучкість мережі [9, с. 2638].

Незважаючи на значний обсяг наукових досліджень, присвячених аналізу ефективності функціонування теплових мереж, теплогидравлічному моделюванню та впровадженню цифрових технологій, проблема оцінки залишкового ресурсу трубопроводів теплових мереж залишається недостатньо висвітленою. Існуючі роботи переважно зосереджуються на оптимізації теплових режимів або підвищенні енергоефективності, тоді як питання точного визначення технічного стану, напружено-деформованого стану та прогнозування ресурсу експлуатації окремих елементів мережі потребують подальшого глибокого вивчення. Враховуючи значну зношеність трубопроводів і їх критичну роль у забезпеченні надійності теплопостачання, дослідження ресурсних характеристик цих елементів є надзвичайно актуальним і доцільним напрямом наукової роботи.

Постановка завдання. Метою статті є аналіз технічного стану трубопроводів теплових мереж на прикладі реальних експлуатаційних умов, а також обґрунтування підходів до оцінки їх залишкового ресурсу з урахуванням теплогидравлічних режимів, напружено-деформованого стану, температурно-технологічних навантажень і впливу ремонтних втручань. Запропоновані підходи спрямовані на підвищення ефективності функціонування тепломереж та забезпечення їх надійної і безпечної експлуатації в умовах обмежених ресурсів і високого рівня зношеності.

Виклад основного матеріалу. Стан систем централізованого теплопостачання в більшості українських міст, зокрема у місті Києві, є критичним. Більше третини трубопроводів працюють понад нормативний термін експлуатації, а значна частина магістральних і розподільчих мереж

перебуває в аварійному або передаварійному стані. За даними відкритих джерел, загальна протяжність теплових мереж, які вичерпали свій ресурс, у столиці перевищує 36% від усієї довжини, що підтверджується фактичними обсягами аварійних ремонтів і реконструкції мереж у місті Києві [11–13]. Така ситуація призводить до значних втрат теплової енергії при транспортуванні теплоносія, частих аварій, непрогнозованих відключень споживачів та перевитрат енергоресурсів, що напряму впливає як на надійність теплопостачання, так і на економіку підприємств теплокомуненерго.

У місті Києві зафіксовано низку характерних особливостей, що додатково ускладнюють експлуатацію тепломереж. Зокрема, близько 47 км трубопроводів прокладено в умовах підвищеного впливу ґрунтових вод, що призводить до погіршення стану теплоізоляції, корозії сталевих елементів і втрати несучої здатності. Ще понад 20 км тепломереж розміщені під будівлями, що значно ускладнює доступ до них для проведення ремонту або заміни. У таких умовах перед будь-яким втручанням у структуру мережі доцільним є проведення попереднього об'єктивного оцінювання технічного стану труб, що дозволяє виявити пріоритетні зони для ремонту й обґрунтовано розподілити ресурси на реконструкцію.

Актуальність такого підходу підтверджується також тим, що втрати теплової енергії в окремих ділянках тепломереж можуть сягати понад 20% загального обсягу відпущеного тепла. У результаті цього підприємства теплокомуненерго змушені постійно підвищувати тиск та температуру теплоносія, щоб компенсувати втрати, що, своєю чергою, прискорює процеси зносу елементів мережі. Виникає замкнене коло: чим більший знос – тим вищі втрати, чим вищі втрати – тим вища інтенсивність зносу. Розірвати це коло можливо лише за умови системного підходу до моніторингу технічного стану трубопроводів та стратегічного планування реконструкції.

Крім того, в сучасних умовах значна увага приділяється питанням енергоефективності та скорочення викидів парникових газів. Неefективні мережі не лише є джерелом енергетичних втрат, а й спричиняють непряме зростання викидів CO₂ внаслідок перевитрати палива на виробництво додаткової теплової енергії. Відповідно, реконструкція тепломереж на основі достовірної інформації про їхній стан сприяє досягненню як технічних, так і екологічних цілей.

У нормативних документах України, таких як ДБН В.2.5-39:2008 та «Правила технічної експлуатації теплових установок і мереж», передбачено необхідність регулярного технічного обстеження трубопроводів. Однак на практиці ці вимоги часто ігноруються або виконуються формально, без використання сучасних методів діагностики. Наявність об'єктивних діагностичних даних та інженерних моделей дозволяє прогнозувати поведінку трубопроводів у часі, що є основою для прийняття зважених рішень щодо ремонту, часткової чи повної заміни труб, зміни режимів роботи мережі.

Додатковим чинником, який підтверджує доцільність комплексного дослідження технічного стану, є обмеженість бюджетних коштів, що виділяються на реконструкцію. Часто місцеві бюджети можуть дозволити собі лише часткове оновлення мереж, тому важливо мати інструментарій, який дозволяє визначити пріоритетні ділянки з найвищим рівнем ризику відмови або втрат. Такий підхід забезпечує раціональне використання ресурсів і дозволяє досягти максимального ефекту від інвестицій у модернізацію інфраструктури.

У цьому контексті особливого значення набувають методи інженерної діагностики та математичного моделювання, що враховують теплогідравлічні режими, напружено-деформований стан труб, історію навантажень, термічні впливи та корозійне середовище. Поєднання польових обстежень з чисельними розрахунками дозволяє здійснити кількісну оцінку залишкового ресурсу трубопроводів, виявити ділянки з підвищеним ступенем пошкодження, а також сформулювати техніко-економічне обґрунтування реконструкції.

У дослідженні ефективності функціонування теплових мереж використано комплексний підхід, що охоплює методи напружено-деформованого аналізу трубопроводів, теплогідравлічного моделювання, а також методи прогнозування залишкового ресурсу та втрат тепла в умовах реальної експлуатації [14, с. 193].

Для оцінки міцності елементів трубопроводів тепломереж використано підхід на основі теорії пружності та рівнянь механіки суцільного середовища. Основним рівнянням, що описує напружено-деформований стан (НДС) в умовах плоского осесиметричного навантаження, є рівняння рівноваги:

$$\frac{\partial \sigma_r}{\partial r} + \frac{\sigma_r - \sigma_\theta}{r} + f_r = 0$$

де σ_r – радіальне напруження, σ_θ – тангенціальне (оболонкове) напруження, f_r – об'ємна сила в радіальному напрямку.

При цьому деформаційний стан описується за допомогою рівнянь сумісності та закону Гука з урахуванням термічної складової:

$$\varepsilon = \frac{1}{E} (\sigma - \nu (\sigma_r + \sigma_\theta)) + \alpha \Delta T,$$

де E – модуль пружності, ν – коефіцієнт Пуассона, α – коефіцієнт теплового розширення, ΔT – зміна температури.

Для моделювання розподілу температур і тисків у трубопроводах теплових мереж використано систему рівнянь енергетичного та гідродинамічного балансу (нерозривності, Нав'є–Стокса для стаціонарного потоку та енергії з урахуванням теплових втрат відповідно):

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \vec{v}) &= 0, \\ \rho (\vec{v} \cdot \nabla) \vec{v} &= -\nabla p + \mu \nabla^2 \vec{v} + \rho \vec{g}, \\ \rho c_p \left(\frac{\partial T}{\partial t} + \vec{v} \cdot \nabla T \right) &= \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + q, \end{aligned}$$

де ρ – густина, $\vec{v}$ – вектор швидкості потоку, p – тиск, μ – динамічна в'язкість, c_p – теплоємність, λ – коефіцієнт теплопровідності, q – об'ємне джерело тепла.

Оцінка втрат тепла з трубопроводів проводиться на основі спрощеного рівняння теплопередачі через циліндричну стінку з урахуванням теплоізоляції:

$$Q = \frac{2\pi L(T_{\text{вн}} - T_{\text{зовн}})}{\frac{\delta}{\lambda_{\text{ізол}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{зовн}}}},$$

де Q – теплові втрати, L – довжина трубопроводу, $T_{\text{вн}}$, $T_{\text{зовн}}$ – температура всередині труби та зовні відповідно, δ – товщина теплоізоляції, $\lambda_{\text{ізол}}$ – теплопровідність теплоізоляційного матеріалу, $\alpha_{\text{зовн}}$ – коефіцієнт тепловіддачі до навколишнього середовища.

Особливу увагу приділено врахуванню експлуатаційних факторів, які істотно впливають на залишковий ресурс труб і загальну надійність системи. До таких факторів належать: залишкові напруження, корозійне зношення стінки, нерівномірне температурне поле та циклічні коливання тиску. Всі ці чинники інтегруються у розрахункову модель як додаткові вихідні параметри.

Залишкові напруження, які виникають у трубопроводах після зварювальних або термічних операцій, вводяться до загального поля

напружень як початкове навантаження. У чисельному моделюванні це реалізується шляхом накладання напружено-деформованого стану попереднього завантаження на основне навантаження від тиску та температури. Таким чином, повне напруження в елементі труби записується як:

$$\sigma_{\text{заг}} = \sigma_{\text{експл}} + \sigma_{\text{зал}}.$$

Корозійне зношення стінки трубопроводу враховується через зміну геометричних параметрів у моделі. Фактична товщина стінки визначається як різниця між початковим значенням і втратами через корозію:

$$t_{\text{еф}} = t_0 - \Delta t_{\text{кор}}.$$

Це безпосередньо впливає на величину розрахункових напружень, які зростають, зазвичай, обернено пропорційно товщині стінки.

Нерівномірний розподіл температури у товщі труби та по довжині магістралі викликає локальні деформації, що призводять до появи термічних напружень. У моделі це враховується шляхом накладання температурного поля $T(r, z)$, отриманого або з теплового розрахунку, або з експлуатаційних вимірювань. Відповідна термічна деформація розраховується за формулою:

$$\varepsilon_T = \alpha \cdot (T - T_0),$$

де α – коефіцієнт теплового розширення матеріалу труби.

Циклічні зміни тиску в системі зумовлюють розвиток втомних пошкоджень металу труби. Для кількісного опису втомного зносу застосовується гіпотеза накопичення пошкодження Пальмгрена–Майнера:

$$D = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{N_i},$$

де n_i – кількість циклів певної амплітуди тиску, N_i – граничне число циклів до руйнування при

цій амплітуді. Коли $D \geq 1$, ресурс вважається вичерпаним. Визначення N_i здійснюється за S–N кривими для сталі труби, з урахуванням робочої температури.

Для практичної реалізації запропонованого підходу до оцінки технічного стану трубопроводів теплових мереж було обрано характерну ділянку трубопроводу номінальним діаметром Ду100, що містить запірну арматуру та коліна, які є зонами підвищеної концентрації напружень та найбільш ймовірного розвитку дефектів (рис. 1). Така конфігурація вибрана з огляду на її поширеність у розподільчих мережах теплопостачання міського типу та високу чутливість до змін режимів експлуатації.

У розрахунках були враховані реальні температурні графіки, що застосовуються під час опалювального сезону в місті Києві, зокрема температури подаючого та зворотного трубопроводів у різні періоди доби та при різних температурах зовнішнього повітря (рис. 2). Тобто було змодельовано змінні теплові навантаження, характерні для роботи системи в реальних умовах. Крім того, до уваги було взято циклічний характер роботи системи, що включає зміну тиску та температури в залежності від споживчого навантаження, що є критичним чинником при оцінці втомного зносу та залишкового ресурсу трубопроводу.

У рамках дослідження було змодельовано процес руху теплоносія по вибраній ділянці теплової мережі, яка складається з трубопроводу Ду100, запірної арматури та чотирьох колін (№ 1–4). Для моделі на основі температурного графіку сформовано граничні умови, що дозволило виконати деталізований аналіз теплового стану окремих елементів.

За результатами моделювання встановлено, що температура теплоносія в зоні запірної арматури змінюється в межах від 105°C до 90°C, тоді як

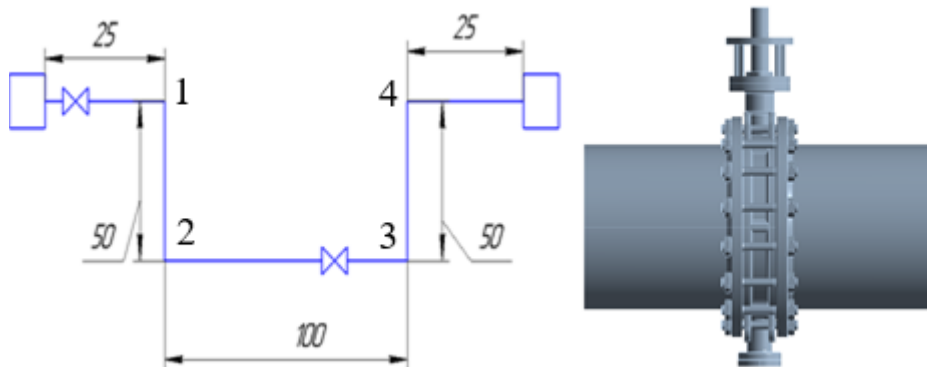


Рис. 1. Трубопровід з колінами та запірною арматурою

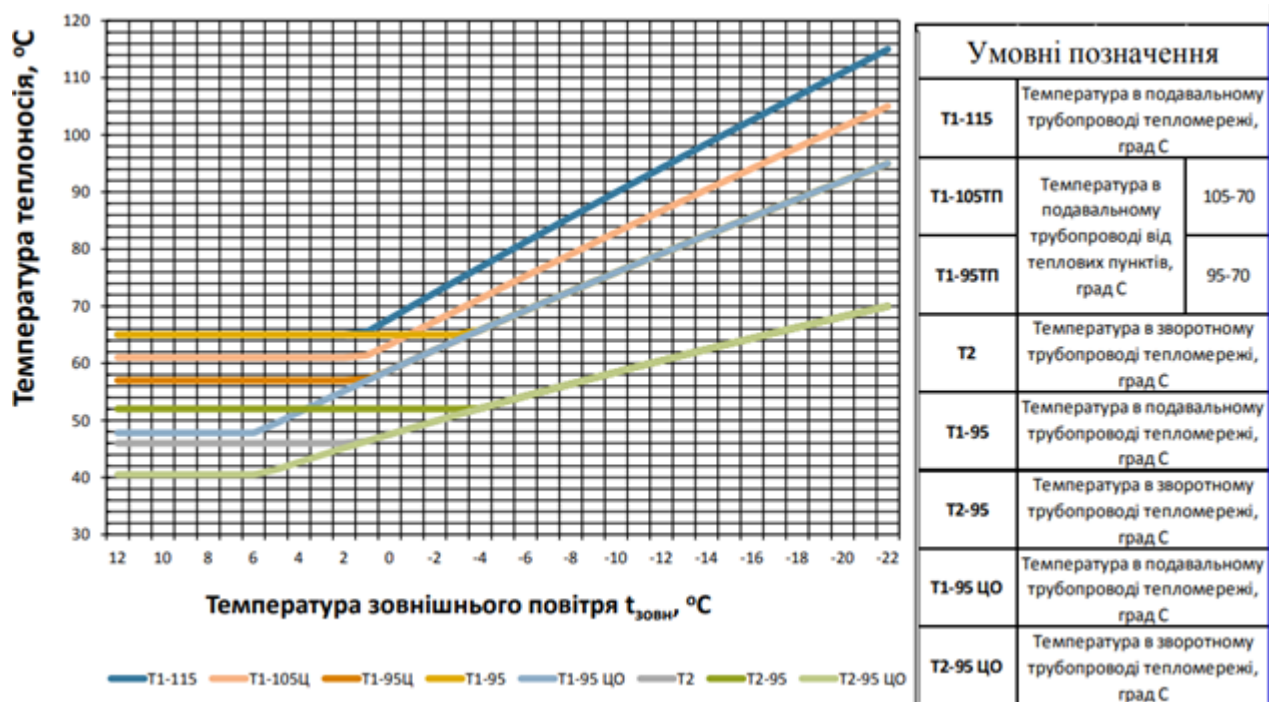


Рис. 2. Температурний графік м. Київ на опалювальний період

температура на зовнішній поверхні ручок арматури не перевищує 48°C (рис. 3а). В зоні коліна № 1 температура з внутрішньої сторони складає від 105°C до 90°C, а з зовнішньої – від 70°C до 50°C (рис. 3б). Коліно № 3 має внутрішню температуру від 90°C до 80°C та зовнішню – від 54°C до 34°C (рис. 3в). Коліно № 4 характеризується дещо нижчими температурами: від 85°C до 80°C з внутрішньої сторони та від 44°C до 35°C – із зовнішньої (рис. 3г). Таке локальне охолодження зовнішніх поверхонь труб та арматури свідчить про значні теплові втрати в окремих зонах і вказує на потенційні ділянки для додаткового утеплення або реконструкції.

Використавши дані теплового стану було проведено дослідження напружено-деформованого стану (НДС) елементів вибраної ділянки трубопроводу з урахуванням реальних геометричних особливостей вузлів. Результати моделювання показали, що в зоні запірної арматури Ду100 еквівалентні напруження знаходяться в межах від 1,39 МПа до 7 МПа, причому максимальні значення зосереджуються в області засувки – до 8,5 МПа (рис. 4а). Значне підвищення напружень також зафіксовано в зонах геометричних переходів і вигинів трубопроводу: у коліні № 1 напруження сягають 8,9 МПа, у коліні № 3 – 8,8 МПа, а в зоні коліна № 4 – до 8,6 МПа (рис. 4б – 4г).

Зосередження напружень у згаданих ділянках свідчить про підвищену втомну чутливість і ризику утворення мікротріщин при тривалому

експлуатаційному навантаженні, що підтверджує доцільність посиленої діагностики саме цих зон перед прийняттям рішень про реконструкцію або продовження ресурсу.

На основі описаної вище методики, що враховує допустиму кількість циклів до утворення тріщин та рівень кумулятивного пошкодження під час експлуатації трубопроводу, проведено оцінку залишкового ресурсу з урахуванням параметрів зростання тріщин. Розрахунок охоплював теплові та механічні навантаження, характерні для реальних режимів роботи теплових мереж (враховано вплив температурних графіків типу 150/120°C та 105/75°C), що відповідають режимам пуску і роботи в опалювальний період. Результати моделювання дозволили визначити ступінь пошкоженості металу в характерних зонах трубопроводу та оцінити індивідуальний залишковий ресурс для кожної ділянки. Узагальнені дані представлено в таблиці 1.

Пояснення до позначень у таблиці:

де t – температура експлуатації трубопроводу, °C; $\sigma_{\max}$ – максимальне еквівалентне напруження в трубопроводі, МПа; $\sigma_{0.2}^B$ – умовна межа текучості матеріалу труби, МПа; n_T – запас міцності за напруженням (відношення межі текучості до максимального напруження); N_i – допустиме число циклів пуску до появи пошкоджень для відповідного температурного графіка; n_i – кількість виконаних циклів пуску певного типу; $[P_{\text{ц}}]$ – циклічна пошкоджуваність металу (кумулятивне

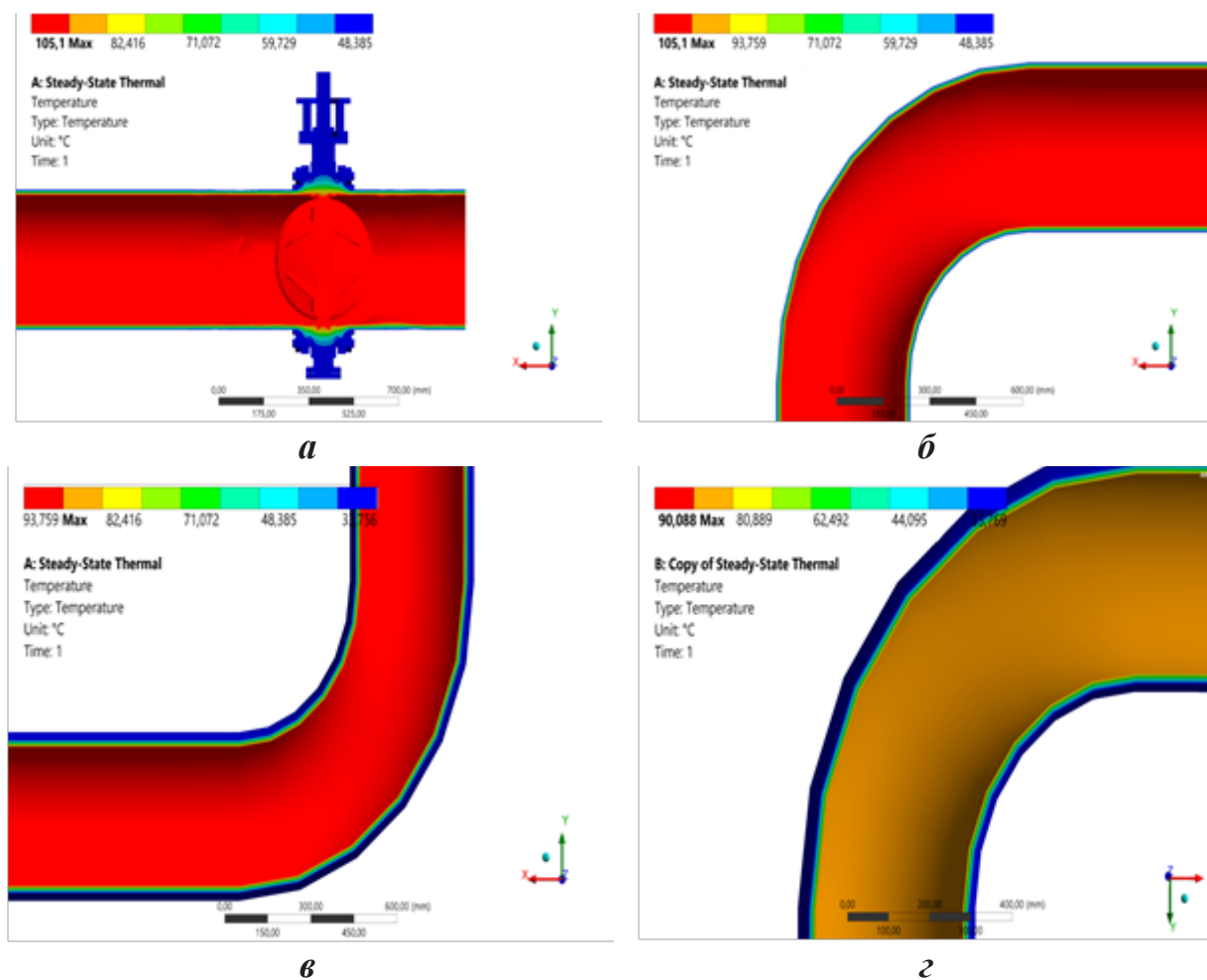


Рис. 3. Тепловий стан елементів трубопроводу: а – ділянка теплової мережі з запірною арматурою, б – коліно № 1, в – коліно № 3, г – коліно № 4

Таблиця 1

Розрахункова оцінка пошкоджуваності, залишкового напруцювання та індивідуального ресурсу трубопроводу

Найменування	Формула	Значення
Температура	$t, ^\circ\text{C}$	105
Інтенсивність напружень	$\sigma_{\text{max}}, \text{МПа}$	8,9
Межа текучості	$\sigma_{02\text{в}}, \text{МПа}$	230
Запас міцності по σ_{max}	$n_T = \sigma_{02\text{в}} / \sigma_{\text{max}}$	27,3
Допустиме число циклів по різних типах пусків	Ni 150/120	800
	Ni 105/75	1200
Циклічна пошкоджуваність	$[\Pi_{\text{ц}}] = \sum n_i / [N_i]$	0,414
Статична пошкоджуваність	$[\Pi_{\text{ст}}] = \sum t_j / [t_j]$	0,37
Допустимий час роботи металу	$[t_j]$	$3,5 \times 10^5$
Число годин роботи в рік	$\tau_{\text{год}} = T/z$	4320
Річна циклічна пошкоджуваність	$[\Pi_{\text{р}}] = \sum n_{\text{pi}} / [N_i]$	0,0138
Річна статична пошкоджуваність	$[\Pi_{\text{ст}}] = \sum \tau_{\text{год}} / [t_{\text{pl}}]$	0,0123
Сумарна пошкоджуваність за рік	$[\Pi_{\text{р}}] = [\Pi_{\text{ст}}] + [\Pi_{\text{ц}}]$	0,0261
Залишкове напруцювання в роках	$G = 1 - [\Pi'] / [\Pi_{\text{р}}], \text{год}$	8,27
Індивідуальний залишковий ресурс	$T_{\text{зал}} = G \times \tau_{\text{год}}, \text{час}$	35 726

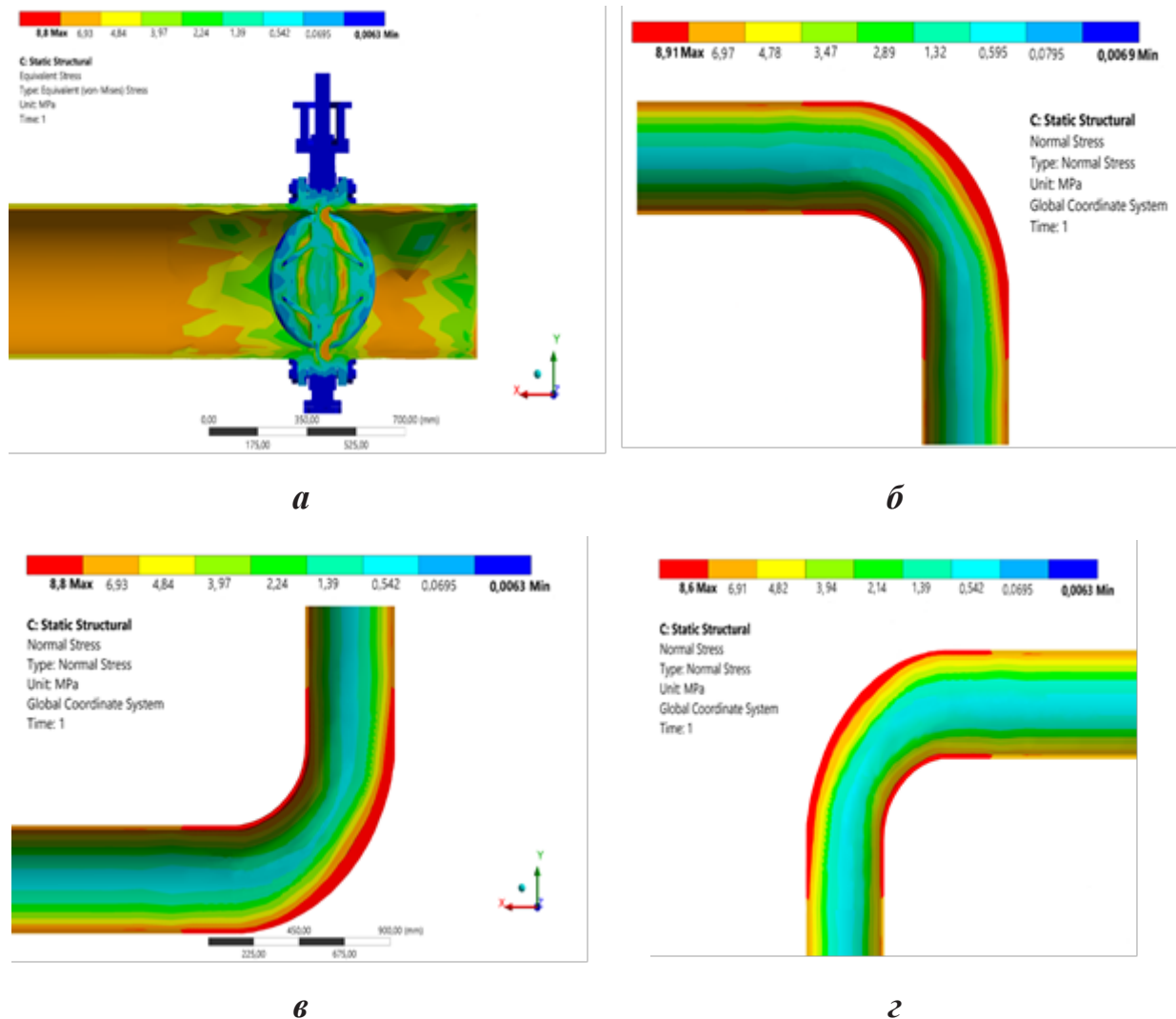


Рис. 4. Напружено-деформований стан елементів трубопроводу:
а – ділянка теплової мережі з запірною арматурою, б – коліно № 1, в – коліно № 3, г – коліно № 4

пошкодження від пусків); t_f – фактичний напрацьований час експлуатації трубопроводу при певному температурному режимі, год; $[t_f]$ – допустимий час експлуатації металу (визначається за допомогою діаграми тривалої міцності матеріалу) до втрати працездатності при певному температурному режимі, год; $[P_{ст}]$ – статична пошкоджуваність металу (за тривалістю експлуатації); $\tau_{год}$ – кількість годин роботи трубопроводу за рік, год/рік; n_{pi} – кількість пусків за рік відповідного типу; $[P_{ц}]$ – річна циклічна пошкоджуваність; $[P_{ст}]$ – річна статична пошкоджуваність; $[P_p]$ – сумарна річна пошкоджуваність (циклічна + статична); $[P]$ – накопичене пошкодження станом на момент оцінки; G – залишкове напрацювання трубопроводу, років; $T_{зал}$ – індивідуальний залишковий ресурс трубопроводу, год.

Таким чином, розрахунковий ресурс дослідженої ділянки трубопроводу теплових мереж

м. Київ вичерпаний на 78,4%. Індивідуальний залишковий ресурс становить 35 726 год.

Висновки. У статті представлено комплексний підхід до оцінки технічного стану трубопроводів теплових мереж із урахуванням реальних експлуатаційних умов, зокрема температурних навантажень, циклічності пусків, напружено-деформованого стану та процесів поступового зростання пошкоджень. На основі розробленої математичної моделі здійснено чисельне моделювання теплового та механічного стану характерної ділянки трубопроводу Ду100 з колінами й запірною арматурою, типових для міських тепломереж.

Виконані розрахунки температурних полів дозволили виявити зони найбільших теплових втрат, що вказує на необхідність локального посилення теплоізоляції. Аналіз напружено-деформованого стану виявив

концентрацію напружень у вузлових елементах, зокрема в колінах та арматурі, де напруження досягають 8,5–8,9 МПа. Це свідчить про підвищену втомну чутливість цих зон.

Оцінка залишкового ресурсу металу трубопроводу засвідчила, що при дотриманні чинного температурного графіка 105/75°C залишковий ресурс становить близько 35 726 годин або понад 8 років, що свідчить про придатність до подальшої експлуатації без негайної заміни. Водночас спрощені методи розрахунку демонструють суттєво нижчі значення ресурсу, що підкреслює необхідність

застосування комплексних інженерних підходів для точного прогнозування технічного стану.

Запропонована методика може бути використана для ранжування ділянок тепломереж за критичністю їхнього технічного стану, планування ремонтів і реконструкції, а також оптимізації ресурсного використання в умовах обмеженого фінансування. Результати дослідження мають практичне значення для підприємств теплокомуненерго та органів місцевого самоврядування, які відповідають за сталу роботу систем централізованого теплопостачання.

Список літератури:

1. Müller D., Nastasi B., Vigna I., Wetter M. System analysis of district heating networks in Germany. *Energy*. 2019. Vol. 180. С. 665–678.
2. Werner S. District heating and cooling in Sweden. *Energy*. 2017. Vol. 126. С. 419–429.
3. Lauenburg P., Wernstedt F. Adaptive control of district heating systems using machine learning and demand forecasts. *Applied Energy*. 2016. Vol. 162. С. 1337–1345.
4. Маслій Ю.М., Бутко С.М., Саломатін О.В. Аналіз технічного стану систем теплопостачання в Україні. *Теплоенергетика*. 2021. № 2. С. 26–32.
5. Fang H., Xia J., Jiang Y., Zhang X., Li Y. Key issues and solutions in district heating development. *Energy*. 2015. Vol. 86. С. 589–602.
6. Мельниченко І.О. Математичне моделювання гідравлічних режимів у теплових мережах з розгалуженою структурою. *Вісник НТУУ «КПІ». Серія: Теплоенергетика*. 2018. № 1. С. 54–61.
7. Frederiksen S., Werner S. District heating and cooling. Lund: Studentlitteratur, 2013. 675 с.
8. Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S., Thorsen J.E., Hvelplund F., Mathiesen B.V. 4th generation district heating (4GDH). *Energy*. 2018. Vol. 68. С. 1–11.
9. Liu X., Wang C., Wang Q. Integration of renewable energy into district heating systems: A review of technology and policy. *Renewable Energy*. 2020. Vol. 147. С. 2633–2645.
10. Зайченко В.І., Коваленко В.Г. Використання ГІС-технологій для оптимізації структури теплових мереж. *Енергетика та автоматика*. 2020. № 3. С. 45–50.
11. Київтеплоенерго замінило 70 км найбільш зношених тепломереж та усунуло понад 6 тисяч аварій. Офіційний портал Київської міської державної адміністрації. 2019. URL: <https://surli.cc/ruoxfn> (дата звернення: 27.05.2025).
12. У Києві на трьох об'єктах розпочата реконструкція тепломереж. КП «Київтеплоенерго». 2021. URL: <https://surl.lu/zgchar> (дата звернення: 27.05.2025).
13. КП «Київтеплоенерго» замінить майже 14 км найбільш зношених тепломереж на Троєщині. Офіційний портал Київської міської державної адміністрації. 2023. URL: <https://surli.cc/essiie> (дата звернення: 27.05.2025).
14. Беднарська І.С., Риндюк Д.В. Визначення напружено-деформованого стану стопорно-регулюючого клапана АЕС з урахуванням газодинаміки робочого тіла. *Вчені записки Таврійського національного університету імені В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки*. 2022. Т. 33 (72), № 5. С. 193–198. DOI: <https://doi.org/10.32782/2663-5941/2022.5/28>

Chernousenko O.Yu., Rindyuk D.V., Zatyarka O.I. RESOURCE CHARACTERISTICS OF HEATING NETWORK PIPELINES

The article presents a scientifically grounded approach to assessing the technical condition of district heating pipelines, based on the modeling of thermal and stress-strain states, as well as the evaluation of residual life under real operating conditions. The methodology takes into account the effects of residual stresses, corrosion-induced wall thinning, non-uniform temperature distribution, and cyclic loading. As an example of model application, a pipeline section with a nominal diameter of DN100, including elbows and shut-off valves, was investigated. A temperature field was constructed, and critical zones of heat loss were identified. Stress analysis revealed concentrations in areas of geometric transitions and fittings, where values reached 8.5–8.9 МПа. The residual life was calculated by determining both the cyclic and static damage accumulation in the pipeline material, enabling the evaluation of the individual remaining service life. Under the 105/75°C

operating regime, the residual life exceeded 35,000 hours (8.27 years). The proposed approach makes it possible to identify the most vulnerable segments of the network and improves the justification for management decisions regarding the reconstruction and modernization of heating systems. The results can be used by district heating utilities for strategic planning of maintenance and repair operations based on the actual technical condition of the network. Implementation of the proposed measures will contribute to improving the energy efficiency of thermal systems and reducing operational costs. It is demonstrated that targeted diagnostics of the technical condition of heating pipelines is a necessary prerequisite for enhancing the reliability, efficiency, and safety of centralized heat supply. This approach enables a transition from reactive maintenance strategies to proactive lifecycle management of thermal infrastructure elements, which is particularly important under current energy challenges and resource constraints.

Key words: *district heating network, pipeline residual life, stress–strain analysis, thermal losses, cyclic damage, technical condition assessment, thermal-hydraulic modeling, corrosion wear, reconstruction planning.*