Міністерство освіти і науки України
Харківський національний університет імені В. Н. Каразіна
Навчально-науковий інститут «Українська інженерно-педагогічна академія»
Кафедра автоматизації, метрології та енергоефективних технологій

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

магістра

на тему

«Нормативно-методичні засади забезпечення якості функціонування трубопровідних систем АЕС»_____
(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ДІВс24мг
спеціальності: 175 Інформаційно-вимірювальні технології
_____/_Сергій РОМАНЮК_____
(підпис) (ім'я та прізвище)
Керівник _____/_Ганна ГРІНЧЕНКО___
(підпис) (ім'я та прізвище)
Рецензент _____/_ __
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/_Геннадій КАНЮК_
(підпис) (ім'я та прізвище)
Нормоконтроль_____/_____
(підпис) (ім'я та прізвище)
Секретар ЕК _____/__Євгеній КЛЮЧКА_
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2025 рік

ЗМІСТ

Анотація

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД НОРМАТИВНОЇ ТА НАУКОВО-ТЕХНІЧНОЇ БАЗИ ЩОДО ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ АЕС

1.1. Аналіз нормативно-технічної та науково-технічної документації з продовження ресурсу обладнання АЕС

1.2. Нормативного забезпечення по подовженю ресурсу: систематизація і класифікація

1.3 Стан питання визначення ресурсу та методи контролю тепломеханічного і енергетичного обладнання АЕС

РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА ПОШКОДЖЕНЬ ТА ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ ТРУБОПРОВОДІВ РЕАКТОРНОГО ВІДДІЛЕННЯ ЮУ АЕС З МЕТОЮ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЇХ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ В ПОНАДПРОЕКТНИЙ ПЕРІОД

2.1. Розробка математичних моделей оцінки втомних пошкоджень металу трубопроводів

2.2. Формування блоку навантаження трубопроводів ГЦК

- 2.3 Вдосконалення методики розрахунку діагностики напружено-деформованого стану трубопроводів ГЦТ-ГЗЗ-КО «Гаряча» петля ГЦК

РОЗДІЛ 3. ВДОСКОНАЛЕННЯ НОРМАТИВНОЇ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ОПОРУ КРИХКОМУ РУЙНУВАННЮ ТРУБОПРОВОДІВ АЕС

3.1 Методика визначення ресурсу трубопровідних систем

3.2. Проект стандарту «Методика оцінки технічного стану та продовження термінів експлуатації трубопроводів АЕС»

ВИСНОВКИ

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

АНОТАЦІЯ

Магістерська робота присвячена дослідженню нормативно-методичних основ забезпечення якості функціонування трубопровідних систем атомних електростанцій. У роботі аналізуються сучасні вимоги до експлуатації та обслуговування трубопроводів, що забезпечують безпечне та надійне транспортування теплоносіїв, а також розглядаються механізми впливу технічних, організаційних та екологічних чинників на їх функціонування. Важлива увага приділяється нормативним документам на національному та міжнародному рівні, включно з стандартами ISO та нормативами з ядерної безпеки, що регламентують порядок контролю, оцінки та підтримання експлуатаційної придатності трубопровідних систем.

У роботі обґрунтовано методичні підходи до оцінки якості функціонування трубопроводів, включаючи використання систематизованих процедур контролю, моніторингу технічного стану обладнання та оцінки ризиків аварійних ситуацій. Розглядається застосування кількісних і якісних методів оцінки надійності та довговічності трубопровідних систем, а також механізмів документування та управління технічною інформацією, що забезпечує простежуваність виконання ремонтних робіт і впровадження заходів підвищення безпеки.

Особлива увага приділяється інтеграції сучасних методів управління ризиками та забезпечення якості, включно з використанням кваліметричних підходів і інформаційних технологій для підвищення об’єктивності оцінок і прогнозування потенційних загроз. Аналізу піддаються основні фактори, що впливають на працездатність трубопровідних систем, а також визначаються критичні точки контролю, що забезпечують стійке і безпечне функціонування АЕС.

Практична частина роботи включає розробку пропозицій щодо удосконалення методик контролю та оцінки якості трубопровідних систем, що спрямовані на підвищення безпеки, надійності та ефективності їх експлуатації. Результати дослідження можуть бути використані при модернізації

експлуатаційних процедур АЕС, розробці нормативних документів і підвищенні рівня безпеки об’єктів ядерної енергетики.

Мета роботи полягає у дослідженні та обґрунтуванні нормативно-методичних засад забезпечення якості функціонування трубопровідних систем атомних електростанцій, розробці підходів до оцінки їх надійності та безпеки, а також формуванні рекомендацій щодо підвищення ефективності експлуатації та контролю технічного стану.

Завдання роботи включають:

- аналіз нормативної бази, національних і міжнародних стандартів щодо експлуатації та обслуговування трубопровідних систем АЕС;
- вивчення методів оцінки якості функціонування трубопроводів, включно з контролем технічного стану та управлінням ризиками;
- розробку методичних підходів до інтегрованої оцінки надійності та безпеки трубопровідних систем;
- дослідження впливу технічних, організаційних та екологічних факторів на працездатність і довговічність трубопроводів;
- визначення критичних точок контролю та розробку рекомендацій щодо підвищення ефективності процедур моніторингу та обслуговування;
- узагальнення отриманих результатів і пропозицій для практичного впровадження на атомних електростанціях з метою підвищення рівня безпеки та стабільності функціонування трубопровідних систем.

ВСТУП

Атомна енергетика посідає провідне місце в структурі національної економіки. В Україні нині функціонують енергоблоки чотирьох атомних електростанцій із сумарною встановленою потужністю 13 835 МВт, що забезпечує близько 48 % загального виробництва електроенергії. Експлуатація такого обладнання висуває підвищені вимоги до безпеки, оскільки технологічний процес виробництва електроенергії на АЕС пов’язаний із використанням ядерного палива та потенційно небезпечних технологічних систем.

Проєктний ресурс енергоблоків становить приблизно 30 років; для основних технологічних систем він коливається в межах 20–30 років, а для електротехнічного обладнання — близько 25 років. На низці українських АЕС цей термін уже вичерпано або завершується найближчим часом. Це породжує проблему виведення обладнання з експлуатації, проте на сьогодні такий варіант є економічно недоцільним.

У результаті постає необхідність продовження строку служби обладнання, що потребує ґрунтовного наукового обґрунтування, оновлення нормативної бази та суворого дотримання вимог ядерної й радіаційної безпеки.

Безпечна експлуатація АЕС значною мірою залежить від надійності електротехнічного обладнання, відмова якого може спричинити аварійні ситуації або техногенні катастрофи. Тому періодичний аналіз технічного стану та залишкового ресурсу обладнання як кількісних показників його якості є необхідним для оцінки здатності виконувати функції з необхідною надійністю. Для цього потрібне удосконалення методики оцінки якості обладнання з урахуванням змін фізичних та технічних параметрів під час експлуатації, що передбачає проведення комплексних фундаментальних і прикладних досліджень, які доповнюють існуючі стандарти безпечної експлуатації АЕС та відповідають рекомендаціям МАГАТЕ.

Чинні нормативні документи встановлюють базові критерії та вимоги щодо безпечної експлуатації обладнання в межах проєктного ресурсу, однак не передбачають виконання комплексної оцінки його якості з урахуванням деградації технічних характеристик і процесів старіння металу. У зв'язку з цим розроблення методів оцінювання технічного стану обладнання та вдосконалення нормативно-правового забезпечення набувають особливої актуальності для гарантування безпечної експлуатації діючих атомних електростанцій.

Метою дослідження є вдосконалення нормативної бази з питань експлуатаційної безпеки та обґрунтування продовження ресурсу трубопроводів реакторного відділення АЕС шляхом розроблення науково обґрунтованої математичної моделі й алгоритму технічної діагностики.

Для досягнення поставленої мети у роботі визначено такі основні завдання: аналіз чинного нормативного забезпечення у сфері технічної та ядерної безпеки; проведення комплексного дослідження трубопровідних систем головного циркуляційного трубопроводу, головних запірних засувок і трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму в «гарячій» нитці петлі № 4 головного циркуляційного контуру за різних режимів навантаження; дослідження механізмів втомного руйнування та методів оцінювання крихкого стану матеріалів; розроблення математичної моделі оцінки технічного стану трубопроводів з урахуванням сейсмічних впливів; виконання експериментальних досліджень металу трубопроводів для верифікації теоретичних положень; формування рекомендацій щодо підвищення рівня безпеки під час продовження строків експлуатації; розроблення проєкту нормативного документа з оцінювання технічного стану та перепризначення ресурсу трубопроводів з урахуванням змін механічних властивостей металу.

Об'єктом дослідження є процес забезпечення якості та експлуатаційної безпеки трубопроводів реакторного відділення атомної електростанції.

Предметом дослідження є нормативно-методичне забезпечення безпечної експлуатації трубопроводів реакторного відділення АЕС у понадпроєктний період.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД НОРМАТИВНОЇ ТА НАУКОВО-ТЕХНІЧНОЇ БАЗИ ЩОДО ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСУ ЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ АЕС

1.1. Аналіз нормативно-технічної та науково-технічної документації з продовження ресурсу обладнання АЕС

Процедура продовження строків експлуатації атомних електростанцій є складним багатокомпонентним процесом, що зумовлюється підвищеними вимогами до безпеки, надійності та якості функціонування всіх елементів енергоблоку. Нормативно-правові та керівні документи в цій сфері повинні забезпечувати не лише дотримання встановлених вимог ядерної та радіаційної безпеки, а й технічну обґрунтованість та економічну доцільність робіт з оцінювання технічного стану обладнання під час продовження його ресурсу.

Оцінка технічного стану енергетичного обладнання та обґрунтування можливості подальшої експлуатації здійснюються на основі чинної нормативної бази України з урахуванням рекомендацій і керівних документів міжнародних організацій у сфері атомного регулювання, зокрема Міжнародного агентства з атомної енергії (МАГАТЕ). Такий підхід сприяє гармонізації національних вимог із міжнародною практикою та підвищує рівень довіри до прийнятих технічних рішень.

Неправильні або недостатньо обґрунтовані рішення щодо дострокового виведення з експлуатації окремих енергоблоків можуть призводити до значних економічних втрат для державного бюджету, що вимірюються мільйонами грошових одиниць. Водночас необґрунтоване продовження строків експлуатації обладнання без належної оцінки його залишкового ресурсу створює потенційні загрози для ядерної та радіаційної безпеки, а також для здоров’я населення і стану довкілля. У зв’язку з цим ухвалення виважених рішень щодо подальшої експлуатації обладнання потребує вдосконалення методів аналізу, розрахунків і технічної діагностики, які забезпечують отримання достовірних результатів з урахуванням реальних умов роботи енергетичних систем.

Основні принципи, критерії та вимоги з питань забезпечення безпеки атомних електростанцій визначені в низці базових нормативних документів, зокрема: «Правила ядерної безпеки реакторних установок атомних станцій» (ПБЯ РУ АС), «Правила радіаційної безпеки при експлуатації атомних станцій» (ПРБ АС), «Типовий зміст технічного обґрунтування безпеки реакторної установки» (ТС ТОБ РУ), «Типовий зміст технічного обґрунтування безпеки атомних станцій» (ТС ТОБ АС), «Загальні положення безпеки атомних станцій» (НП 306.2.141-2008), «Загальні положення забезпечення безпеки при виведенні з експлуатації атомних електростанцій та дослідницьких ядерних реакторів» (НП 306.2.02/1.004) та інших чинних нормативно-правових актів. Систематизований перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації у сфері ядерної енергетики України наведено в документі «Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації в галузі ядерної енергетики України» (НД ЕО-2002).

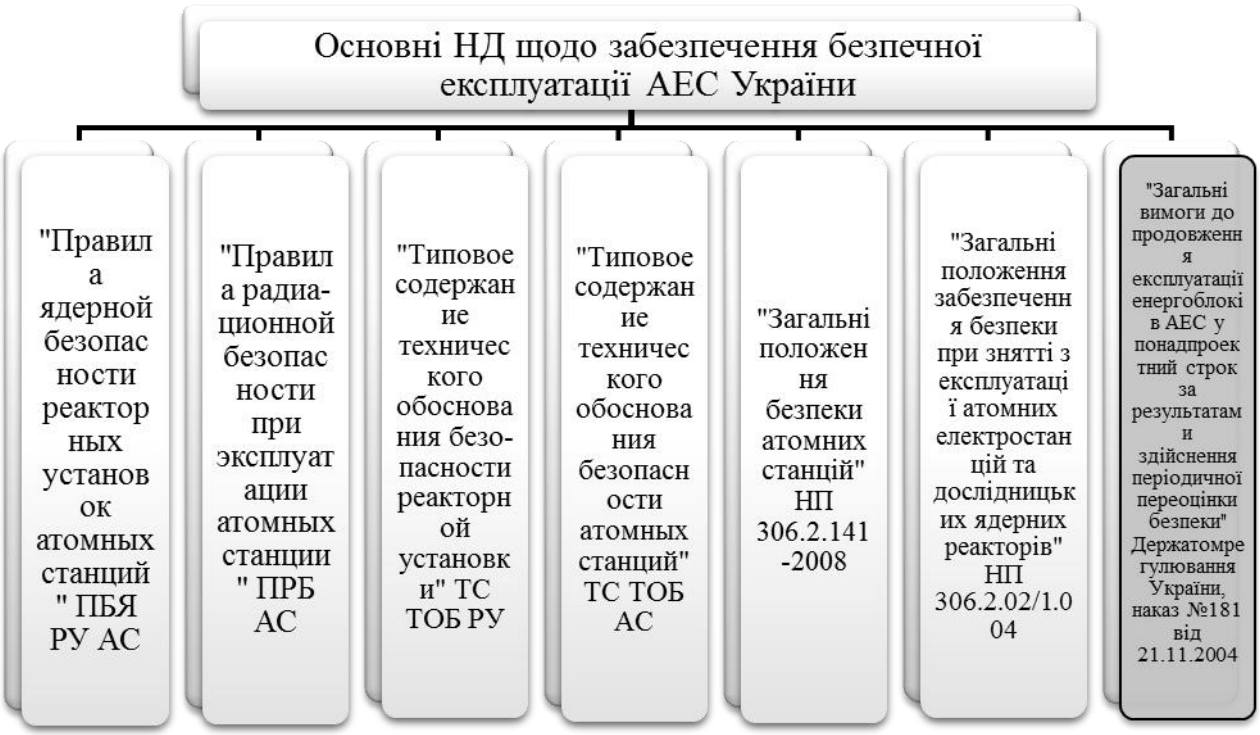


Рисунок – 1.1. Основні нормативні документи безпеки АЕС.

Нормативні документи з безпеки експлуатації реакторних установок і радіаційного захисту на атомних електростанціях [8, 9] регламентують базові вимоги до конструктивних рішень, технічних характеристик та умов функціонування елементів і систем реакторних установок, а також АЕС у цілому. Крім того, ними визначено організаційні та технічні заходи, спрямовані на забезпечення ядерної безпеки на всіх етапах життєвого циклу атомної станції — від проєктування і будівництва до експлуатації та технічного обслуговування.

Досягнення належного рівня ядерної безпеки ґрунтується на технічній досконалості проєктних рішень, високій якості виготовлення, монтажу, налагодження та випробувань обладнання і систем, важливих для безпеки. Визначальне значення також має їхня надійність у процесі експлуатації, а також своєчасне проведення технічного обслуговування, контролю та ремонтних робіт, спрямованих на підтримання проєктних характеристик обладнання.

У документі [8] окрему увагу приділено вимогам до трубопровідних систем і елементів першого контуру реакторних установок. Наголошується на необхідності забезпечення їх стабільної та безвідмовної роботи протягом усього періоду експлуатації з урахуванням дії корозійно-ерозійних процесів, силових і теплових навантажень, сейсмічних впливів та інших експлуатаційних факторів. Надійність трубопроводів першого контуру є критичною з точки зору збереження цілісності реакторної установки, оскільки саме ці елементи відіграють ключову роль у забезпеченні її міцності та герметичності.

Трубопровідні системи першого контуру атомних електростанцій віднесено до об’єктів підвищеної небезпеки, що зумовлює необхідність постійного контролю їхніх технічних параметрів і стану в процесі експлуатації з метою запобігання аварійним ситуаціям. Водночас чинні нормативні документи переважно встановлюють загальні вимоги до безпеки таких об’єктів і не містять детально регламентованих методик або алгоритмів кількісної оцінки їхнього технічного стану та рівня безпеки, що обмежує можливості комплексного аналізу в умовах тривалої експлуатації.

Типовий зміст технічного обґрунтування безпеки реакторних установок і АЕС [10, 11] передбачає вимоги до структури та змісту інформації, що обґрунтовує безпеку станцій у цілому та окремих систем, критичних для безпеки. У [10] зазначено, що під час підготовки технічного обґрунтування обов'язково слід наводити перелік систем і обладнання з класифікацією за критеріями безпеки та сейсмостійкості відповідно до нормативних документів. Перелік повинен бути обґрунтованим, а кожна критична для безпеки система має розглядатися відповідно до структури документа, демонструючи, що проєкт задовольняє вимоги нормативних актів. Також повинно бути визначено, для яких відмов необхідно проводити спеціальні аналізи наслідків, а для яких — ні.

Нормативні документи, що регламентують загальні принципи та вимоги безпеки під час експлуатації і виведення з експлуатації атомних електростанцій та ядерних реакторів [12, 13], визначають комплекс критеріїв безпечного функціонування об'єктів, а також систему технічних і організаційних заходів, спрямованих на мінімізацію радіаційного впливу на персонал, населення і навколишнє природне середовище на всіх етапах життєвого циклу АЕС.

У документі [13] одним із ключових показників безпеки визначено обґрунтовану надійність систем і елементів першого контуру реакторних установок у межах проєктного терміну експлуатації енергоблоків. При цьому підкреслюється необхідність урахування можливого зниження експлуатаційних характеристик обладнання внаслідок дії корозійно-ерозійних процесів, повзучості, втомного пошкодження, старіння матеріалів, циклічних і змінних навантажень, а також інших деградаційних чинників.

Особливу увагу в нормативних вимогах приділено безперервному аналізу залишкового ресурсу елементів, критичних для безпеки, з подальшим прийняттям обґрунтованих рішень щодо доцільності продовження їх експлуатації, перепризначення ресурсу або заміни обладнання. Такий підхід покликаний забезпечити підтримання прийнятного рівня безпеки в умовах тривалої експлуатації енергоблоків.

Разом із тим, зазначені нормативні документи встановлюють загальні критерії безпеки обладнання атомних електростанцій, однак не містять детально регламентованих методик, процедур чи нормативних вимог щодо проведення комплексного аналізу трубопровідних систем з метою кількісної оцінки їх технічного стану, залишкового ресурсу та рівня експлуатаційної безпеки, що зумовлює необхідність подальшого науково-методичного розвитку у цьому напрямі.

Існуюча нормативна база з питань безпечної експлуатації АЕС, серед якої НП 306.2.099-2004 [15], НП 306.2.106-2005 [16], НП 306.2.141-2008 [17], та інші, що визначають основні критерії та вимоги до безпеки обладнання протягом встановленого терміну експлуатації [19], наразі не передбачає проведення комплексного аналізу якості обладнання. Це пов’язано з тим, що нормативні акти не враховують змін технічних характеристик та параметрів обладнання під час експлуатації, а також різної ступені зносу, що виникає під впливом експлуатаційних та режимних умов [20].

Крім того, чинні нормативні документи не визначають конкретний перелік технологічних параметрів обладнання [21, 22], на які найбільше впливає інтенсивність його старіння. Старіння розглядається як загальний процес поступової зміни характеристик систем або елементів у часі чи внаслідок їх використання [23]. Також ці документи не відображають науково-технічних методик проведення аналізу стану обладнання для оцінки його ресурсу.

Нормативне забезпечення ядерної та радіаційної безпеки передбачає створення нормативно-правових актів, які містять детальні технічні вимоги та критерії безпеки. Проте при цьому не завжди враховуються рекомендації МАГАТЕ [24, 25] та міжнародного проекту TACIS [26].

Одним із базових інструментів обґрунтування можливості продовження термінів експлуатації обладнання атомних електростанцій є програми управління старінням (ПУС), які формуються та реалізуються з урахуванням сучасних міжнародних підходів і рекомендацій [27]. Типова програма управління старінням [27] передбачає комплексний перелік робіт, спрямованих

на систематичну оцінку та прогнозування технічного стану обладнання, зокрема: узагальнення й аналіз проєктної, конструкторської та експлуатаційної документації; встановлення контрольованих параметрів і критеріїв оцінки технічного стану; аналіз відмов, дефектів і пошкоджень; ідентифікацію механізмів старіння; аналіз результатів неруйнівного та руйнівного контролю металу; визначення критеріїв граничного стану; проведення вимірювань параметрів технічного стану; оцінювання перепризначеного ресурсу; розробку та впровадження заходів з управління старінням і забезпечення безпечної експлуатації обладнання в період продовженого ресурсу; документальне оформлення та обґрунтування отриманих результатів.

Оцінка та аналіз технічного стану обладнання виконувалися відповідно до типових програм і методичних рекомендацій [28, 29], що дозволяють отримати об’єктивну характеристику поточного стану металу трубопровідних систем. Відповідно до вимог ПНАЕ Г-7-008-89 [18], контроль механічних властивостей металу основних трубопроводів атомних станцій з реакторними установками типу ВВЕР-1000 здійснюється з періодичністю один раз на 100 тис. годин експлуатації. Зокрема, у 2014 році було проведено черговий експлуатаційний контроль механічних характеристик металу трубопроводів енергоблоку №2 Південноукраїнської АЕС після напрацювання 100 тис. годин [30].

На основі аналізу накопичених даних щодо відмов і пошкоджень, а також результатів контролю механічних властивостей металу, було попередньо ідентифіковано можливі механізми деградації технічного стану головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ), головних запірних засувок (ГЗЗ) та трубопроводу зв’язку компенсатора об’єму (КО) «гарячої» нитки петлі №4 головного циркуляційного контуру.

Додатково аналіз експлуатаційної та ремонтної документації дозволив виділити найбільш імовірні механізми зміни технічного стану трубопроводів і їх елементів, а також встановити взаємозв’язок між умовами експлуатації, характером навантажень і процесами старіння матеріалу, що є необхідним для

подальшого прогнозування залишкового ресурсу та обґрунтування безпечної довготривалої експлуатації обладнання [31].

Періодичний контроль механічних властивостей основного металу та зварних з'єднань трубопроводів здійснюється з метою виявлення і аналізу змін фізико-механічних характеристик, а також перевірки їх відповідності:

- сертифікатам, стандартам та технічним умовам на метал трубопроводів;
- чинній нормативно-технічній документації (НТД);
- початковим значенням механічних властивостей металу трубопроводів АЕС.

У той же час у вітчизняній енергетичній галузі для забезпечення безпеки застосовуються стандарти на технологічні процеси, які визначають порядок проведення технічного обслуговування, ремонтів і випробувань тепломеханічного обладнання [32]. До таких документів належать уніфіковані методики контролю основних матеріалів (напівфабрикатів), зварних з'єднань та наплавлення устаткування й трубопроводів атомних установок [33–35].

Отже, для забезпечення об'єктивної та ефективної оцінки технічного стану тепломеханічного обладнання атомних електростанцій існує нагальна потреба в упорядкуванні, класифікації та систематизації чинної нормативної бази, а також у формуванні багаторівневої системи нормативно-методичної документації — міжнародного, національного, міжгалузевого та галузевого рівнів. Такий комплекс документів має бути спрямований на забезпечення ядерної та радіаційної безпеки під час експлуатації АЕС і відповідати сучасним вимогам до надійності та довготривалої роботи обладнання [36].

Методологічною та практичною основою для проведення зазначеного аналізу стала безпосередня участь авторів у роботах з продовження строків експлуатації, а також у процесах управління змінами технічного стану енергетичного й насосного обладнання першого контуру атомних станцій. Отриманий практичний досвід дозволив поєднати нормативні вимоги з реальними умовами експлуатації та технічного обслуговування обладнання.

Проведені комплексні обстеження були спрямовані на вдосконалення науково обґрунтованих методів оцінювання технічного стану обладнання АЕС і визначення його залишкового ресурсу з урахуванням деградаційних процесів та механізмів старіння матеріалів [37]. При цьому встановлено, що значна частина чинних нормативних документів з безпечної експлуатації була розроблена та введена в дію ще у 1980-х роках [38], що об’єктивно зумовлює потребу в оновленні нормативно-методичного забезпечення. Таке оновлення має враховувати сучасні підходи до управління безпекою, технічного обслуговування і ремонту обладнання, а також специфіку робіт із продовження термінів експлуатації енергоблоків [39].

1.2. Нормативного забезпечення по подовженю ресурсу: систематизація і класифікація

Одним із базових принципів нормативно-правового регулювання у сфері використання ядерної енергії в Україні є системно-ієрархічний підхід до формування, актуалізації та перегляду нормативних документів, що регламентують діяльність атомних електростанцій. Реалізація цього підходу на практиці здійснюється шляхом створення впорядкованої ієрархії нормативно-правових актів у галузі ядерної та радіаційної безпеки, яка охоплює документи різних рівнів регулювання [36].

Проведена систематизація стандартів, що регламентують технологічні процеси в енергетичному секторі України та зарубіжних країн, зокрема галузевих стандартів, засвідчила, що поряд із розробленням нових нормативних документів і модернізацією чинних, існуючі підходи до регулювання питань продовження строків експлуатації трубопроводів головного циркуляційного контуру АЕС створюють підґрунтя для ухвалення технічно та нормативно обґрунтованих рішень з урахуванням установлених вимог і критеріїв безпеки.

НД з ядерної та радіаційної безпеки

- "Правила ядерной безопасности РУАЭС" ПБЯ РУ АС
- "Правила радиационной безопасности при эксплуатации АЭС" ПРБ АС
- "Типовоесодержание ТО безопасности РУ" ТС ТОБ РУ
- "Типовое содержание ТО безопасности АЭС" ТС ТОБ АС
- "Загальні положення безпеки АЕС" НП 306.2.141-2008
- "Загальні положення забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних станцій та дослідницьких ядерних реакторів" НП 306.2.02/1.004
- "Комплексна (зведена) програма підвищення безпеки енергоблоку АЕС" КсППБ
- "Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понад проектний срок за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки" НП 306.2.099-2004
- "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок" ПНАЭ Г-7-008-89

НД з оцінки технічного стану обладнання та подовження ресурсу

- "Система оцінки рівня безпеки експлуатації та технічного стану" СТП 0.41.066-2006
- "Технічне діагностування та контроль технічного стану" ДСТУ 2389-94
- "Правила організації технічного обслуговування та ремонту систем та обладнання АЕС" СОУ-Н ЯЕК 1.010-2008
- "Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля" ПНАЭ Г-7-010-89
- " Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС. Визуальный и измерительный контроль" ПНАЭ Г-7-016-89.
- "Типова програма з управління старіннямелементів енергоблокуАЕС" ПМ-Д.0.08.222-2014
- " Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭС. Ультразвуковой контроль. Часть III" ПНАЭ-Г-7-031-91
- "Типова програма періодичного контролю за станом основного металу, зварних зєднань і наплавлень устаткування і трубопроводів АЕС з реакторами ВВЄР-1000" ПМ-Т. 0.03.061-04

НД з оцінки експлуатаційної надійності

- "Надійність техніки. Аналіз надійності. Основні положення" ДСТУ 2861-94
- "Надійність техніки. Методи розоахунку показників надійності" ДСТУ 2862-94
- "Надійність техніки. Моделі відмов" ДСТУ 3433-96
- "Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними" ДСТУ 3004-95
- "Надежность атомных станций и их оборудования" ГОСТ 26291-84
- "Состав и общие правила задания требований по надежности" ГОСТ 27.003-90
- "Надійність систем та обладнання АЕС. Насоси АЕС. Методи оцінки показників експлуатаційної надійності" СТП 0.08.048-2003

Рисунок 1.2 – Структура НД для оцінювання технічного стану та продовження ресурс

Запропонована структура нормативного забезпечення для виконання робіт з оцінювання технічного стану та продовження ресурсу головного циркуляційного трубопроводу, головних запірних засувок і трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму «гарячої» нитки петлі №4 ГЦК наведена на рис. 1.2. Вона ґрунтується на поділі нормативної документації на три взаємопов'язані групи стандартів, які формують комплексне нормативне забезпечення процесів продовження ресурсу енергетичного обладнання [1].До першої групи належать нормативні документи, дія яких поширюється на атомні електростанції та ядерні установки загалом і які визначають вимоги щодо забезпечення ядерної та радіаційної безпеки на рівні енергоблока та станції в цілому. Друга, ключова за своїм значенням, група об'єднує державні стандарти, норми та правила, що регламентують технологічні процеси, уніфіковані методики контролю, а також галузеві стандарти й типові програми, відповідно до яких здійснюються технічне обслуговування, випробування, оцінювання технічного стану та прогнозування залишкового ресурсу трубопроводів і обладнання. Третя група включає нормативні документи, що встановлюють вимоги до аналізу експлуатаційної надійності обладнання та оцінювання показників його безпечної роботи.

Головною перевагою такої структури є чіткість і однозначність напрямів виконання робіт із оцінки технічного стану та продовження ресурсу обладнання. Хоча наведені стандарти не дають повної картини фактичного стану обладнання та його залишкового ресурсу, поділ документів на групи дозволяє формувати

єдині класифікаційні критерії для нормативного забезпечення оцінки технічного стану та продовження ресурсу трубопроводів.

При визначенні класифікаційних критеріїв працездатності ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК та методів прогнозування залишкового ресурсу необхідно враховувати параметри граничних станів, що характеризують механізм старіння, зокрема температуру, тиск та швидкість їх зміни, вібраційні та сейсмічні навантаження, кількість циклів режимів і їх послідовність [39, 40]. Сейсмічні розрахунки проводяться для майданчиків із сейсмічністю 5 балів і вище [41–43].

Під час робіт із продовження ресурсу ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО здійснюється збір даних про стаціонарні, перехідні та аварійні режими експлуатації. Циклічні навантаження цих елементів можуть викликати відмови, тоді як надійність АЕС характеризується здатністю виробляти електричну енергію заданих параметрів і підтримувати визначені режими роботи [44]. Аналіз експлуатаційної надійності на етапі обстеження обладнання необхідний для отримання кількісної оцінки поточного рівня надійності [45], який включає показники безвідмовності, довговічності та ремонтопридатності [46]. Прогнозування цих показників та розробка заходів щодо підвищення надійності устаткування є обов'язковою частиною обґрунтування продовження ресурсу.

Оцінка технічного стану враховує режими роботи обладнання, що може функціонувати у простих або складних режимах [47].

Традиційні підходи до оцінки стану енергетичного обладнання АЕС передбачають: визначення функціональної придатності, оцінку відмов і пошкоджень, розробку програм технічної діагностики та постійного контролю стану, використання науково-технічних методик із врахуванням процесів старіння, проведення відновлювальних робіт і профілактичного контролю, а також комплексну оцінку залишкового ресурсу на основі поточного технічного стану та прогнозування деградації.

Таким чином, аналіз нормативних документів з безпечної експлуатації показує, що при оцінці безпеки АЕС необхідно приділяти особливу увагу

трубопровідним системам і елементам першого контуру, враховувати зміни їх характеристик через знос, повзучість, втому та теплові і циклічні навантаження, систематизувати системи та обладнання для визначення випадків, коли потрібний додатковий аналіз, і забезпечити постійний контроль залишкового ресурсу критичних систем та обладнання.

Розглянувши нормативну документацію щодо продовження терміну експлуатації тепломеханічного обладнання АЕС, виявлено певні недоліки, що обумовлюють необхідність її удосконалення з урахуванням існуючих критеріїв та вимог безпечної експлуатації обладнання.

1.3 Визначення ресурсу та контролю енергетичного обладнання АЕС

Проблеми старіння обладнання та оцінки його ресурсних характеристик залишаються актуальними в Україні, особливо з огляду на частку обладнання, що відпрацювало розрахунковий термін. Прогноз стану ресурсу, проведене численними дослідженнями, свідчить про те, що подовження термінів експлуатації об’єктів при проведенні часткової заміни та ремонту обладнання є як технічно, так і економічно обґрунтованим [51].

Водночас, для обґрунтування продовження терміну служби необхідно здійснити ретельний аналіз факторів, які впливають на безпеку, працездатність та довговічність енергообладнання [52]. Зокрема, це передбачає дослідження конкретного об’єкта з урахуванням чинників, що визначають величину деформацій під час тривалої експлуатації [53].

Для обґрунтування прогнозування ресурсу важливе значення мають дані періодичного контролю механічних властивостей основного металу протягом терміну експлуатації. Проблематикою прогнозування ресурсу займалися як вітчизняні, так і зарубіжні науковці. Так, роботи Потребіча А.А., Фурсова І., Белкіна Г.С., Голоднова Ю.М., Лізунова С.Д., Стрельникова В.П., Сві П.М., R. Hall, J.h. Taylor, J.l. Boccio демонструють, що для оцінки технічного стану доцільно використовувати сучасні засоби контролю та діагностики. одночас наявні підходи до оцінювання технічного стану обладнання не завжди

орієнтовані на забезпечення ядерної безпеки енергоблоків, що перебувають в експлуатації, та нерідко розглядаються ізольовано від завдань продовження строків служби основних елементів АЕС. Переважна частина сучасних методик оцінки якості ґрунтується головним чином на статистичному аналізі відмов, що обмежує можливість урахування фактичного технічного стану обладнання та ступеня наближення його експлуатаційних параметрів до гранично допустимих значень.

З метою оцінювання технічного стану обладнання та підвищення рівня експлуатаційної безпеки в реальних умовах функціонування Тріщ Р. М. та Гиря М. П. запропонували методику оцінки технічного стану електротехнічного обладнання і прогнозування його залишкового ресурсу, яка забезпечує обґрунтоване подовження термінів безпечної експлуатації на основі домінувальних показників якості [53]. Концепція запропонованої моделі полягає у визначенні одного пріоритетного параметра, що найбільш повно характеризує загальний технічний стан обладнання.

Оскільки оцінювання здійснюється за сукупністю m параметрів, які формують багаторівневу структуру та є формально рівнозначними, ідентифікація визначального параметра, що відображає процеси старіння, є складним науково-практичним завданням. Особливістю даної моделі є врахування пріоритетності окремих показників і приведення їх до єдиного нормованого масштабу для подальшого порівняння.

Сукупність параметрів якості електротехнічного обладнання подається у вигляді векторної множини, а для визначення поточного технічного стану з виділенням найбільш значущого параметра використовується система числових векторних цільових функцій. У цій системі m параметрів описуються відповідними функціями, що враховують множину допустимих рішень D та дозволяють формалізувати процес прийняття рішень щодо подальшої експлуатації обладнання.

$$\begin{cases} F_1(\vec{x}) \to \min(\max); \\ \mathrm{F}_2(\vec{\mathrm{x}}) \to \min(\max); \\ \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots; \\ F_m(\vec{x}) \to \min(\max); \end{cases} \tag{1.1}$$

Для опису оптимальності характеристик функцій Fm(x) вводиться концепція множини точок, кожна з яких є рішенням Dx, при цьому дотримується принцип домінування.

Далі, за принципом компромісу, здійснюється згортання векторної функції, поки у множині не залишиться єдина точка, у якій усі локальні критерії оптимальності DQ перебувають у взаємній згоді.

Ключовим елементом багатопараметричної оптимізації є призначення вагових коефіцієнтів ω\omegaω для кожного параметра, що оптимізується. Вибір цих коефіцієнтів визначається значущістю окремого критерію, при цьому можливий певний розкид δi між значеннями ваг.

$$\delta_i = \frac{F_i^+ - F_i^-}{F_i^+} = 1 - \frac{F_i^-}{F_i^+}, \tag{1.2}$$

де $F_i^- = \min_{x \ Dx} F_i(\vec{x})$, $F_i^+ = \max_{x \ Dx} F_i(\vec{x})$

Тоді ваговий коефіцієнт :

$$\omega_i = \frac{\delta_i}{\sum_{k=1} \delta_k} (i = 1,2....s) \tag{1.3}$$

де s –числа, які є цілими.

Виділення домінувального параметра, значення коефіцієнта Kd якого є найближчим до граничного порівняно з іншими визначальними показниками, дає змогу отримати інтегральну оцінку фактичного технічного стану обладнання з урахуванням вимог безпечної експлуатації атомних електростанцій. Застосування такого підходу створює передумови для прогнозування залишкового ресурсу шляхом визначення очікуваного технічного стану обладнання на наступних етапах експлуатації. Водночас зазначений метод не охоплює повною мірою весь спектр параметрів, що впливають на процеси старіння енергетичного обладнання,

оскільки пріоритет надається лише визначальним показникам, що потенційно може знижувати точність прогнозних оцінок.

У роботах [54] запропоновано методи комплексного оцінювання технічного стану трубопровідних систем, які передбачають побудову математичної моделі визначення залишкового ресурсу трубопроводів з урахуванням впливу вібраційних і малоциклових навантажень, а також ерозійно-корозійного зносу. В основу моделі покладено припущення про лінійний характер накопичення напружень. Методика включає створення кінцево-елементної моделі трубопроводу, визначення його амплітудно-частотних характеристик, моделювання експлуатаційних навантажень після проведення планово-попереджувальних ремонтів та розрахунок напружено-деформованого стану при малоциклових навантаженнях із застосуванням методу кінцевих елементів.

Наступним етапом є моделювання локального дефекту, що формується внаслідок ерозійно-корозійного зносу, та визначення напружено-деформованого стану в зоні максимального зменшення товщини стінки трубопроводу. Отримані результати підтверджують переважно лінійний характер процесів, що відбуваються під дією малоциклових навантажень, вібраційних впливів і ерозійно-корозійного зносу. На цій підставі запропоновано математичну модель накопичення втомних пошкоджень, яка використовується для розрахунку залишкового ресурсу трубопровідних систем.

На базі зазначеної моделі розроблено алгоритми визначення розрахункового ресурсу трубопроводів за різних режимів навантаження. Водночас запропонований підхід має певні обмеження, оскільки не враховує крихкість металу, вплив сейсмічних навантажень, а також утворення тріщин і дефектів, зумовлених не ерозійно-корозійним зносом, а зміною режимів експлуатації.

Інші напрями досліджень у сфері управління старінням та прогнозування ресурсу обладнання [55] пов’язані з удосконаленням методів, засобів та інформаційно-вимірювальних технологій контролю і функціональної діагностики. Зокрема, розробляються математичні моделі ідентифікації дефектів у вібродіагностичних об’єктах, а також досліджуються метрологічні

характеристики вимірювальних каналів діагностичних систем. Підвищення метрологічної надійності первинних вібраційних перетворювачів за рахунок використання структурної надмірності вимірювальних перетворень і статистичної обробки взаємно корельованих сигналів дозволяє реалізовувати бездемонтажний контроль метрологічних характеристик в умовах апріорної спектральної нестабільності механічних впливів.

Зазначений підхід формує науково-метрологічну основу для отримання та достовірної обробки інформації від вібраційних об’єктів. Разом із тим актуальною залишається проблема розроблення нормативно-методичного забезпечення оцінювання ресурсу обладнання на основі комплексного, науково обґрунтованого аналізу його технічного стану.

Періодичний контроль механічних властивостей основного металу та зварних з’єднань трубопроводів є необхідною умовою виявлення та аналізу змін фізико-механічних характеристик з метою перевірки їх відповідності:

- сертифікатам якості, стандартам і технічним умовам на метал трубопроводів;
- чинній нормативно-технічній документації;
- початковим (паспортним) значенням механічних властивостей металу трубопроводів атомних електростанцій.

РОЗДІЛ 2. ОЦІНКА ПОШКОДЖЕНЬ ТА ЗАЛИШКОВОГО РЕСУРСУ В ПОНАДПРОЕКТНИЙ ПЕРІОД

2.1. Розробка математичних моделей оцінки втомних пошкоджень металу трубопроводів

Рівень безпеки трубопровідних систем безпосередньо залежить від фактичного технічного стану всіх їх конструктивних складових, зокрема лінійної частини трубопроводів, насосного обладнання та допоміжних і резервних елементів. Визначальний вплив на технічний стан мають такі чинники, як тривалість та умови експлуатації, марка та структурні характеристики сталі труб, реальні експлуатаційні режими, корозійна агресивність теплоносія (вода або пара), періодичність проведення випробувань підвищеним тиском, рівень внутрішнього тиску, температурні параметри та хімічний склад теплоносія, а також статичні й динамічні навантаження, зумовлені масою трубопроводу, роботою опор і кріплень та вібраційними впливами.

Під час оцінювання технічного стану трубопровідних систем і виконання експертизи їх безпеки пріоритетна увага приділяється дослідженню механічних властивостей металу труб та аналізу їх змін у процесі тривалої експлуатації з порівнянням отриманих результатів із нормативними та паспортними значеннями.

Погіршення механічних властивостей металу призводить до прискореного зносу трубопроводів і проявляється через такі фактори:

1. Формування та розвиток корозійних дефектів під впливом корозійного середовища;
2. Зародження та зростання втомних тріщин у концентраторах напруг і існуючих дефектах при втомних і малоциклових навантаженнях;
3. Окрилення та розтріскування металу під дією вібраційних навантажень.

Ці фактори можуть діяти самостійно, але частіше спостерігається їх взаємопроникнення: наявність одного руйнівного механізму посилює інші. Тому для прогнозування технічного стану та залишкового ресурсу трубопроводів

необхідно створити математичну модель, що інтегрує комплекс механізмів накопичення пошкоджень.

Накопичення пошкоджень визначає ресурс трубопроводу та базується на його циклічній міцності протягом експлуатаційного періоду. Розрахунок циклічної міцності трубопроводу дозволяє оцінити залишковий ресурс з урахуванням наступних показників: зміни механічних властивостей металу, зменшення товщини стінки трубопроводу внаслідок деформацій при високих навантаженнях, впливу концентраторів напруг у дефектних зонах та дії вібраційних навантажень.

Циклічна міцність головного циркуляційного трубопроводу вважається забезпеченою за умови, що при різних рівнях циклічних навантажень Ni виконується відповідна критерійна залежність:

$$\sum_{i=1}^{k} \frac{N_i}{[N_0]_i} = a \quad [a_N], \tag{2.1}$$

де a - накопичене втомне пошкодження обладнання та трубопроводів від експлуатаційних циклів навантаження; $[a_N]$ - допустиме значення накопиченого втомного пошкодження, $[a_N]=1$; $[N_0]_i$ – допустиме число циклів навантаження.

Загальна (допустима) кількість циклів.

$$[N_0]_i = N_з + N_p. \tag{2.2}$$

Зона дефекту у трубопроводі зазвичай зазнає деякий проміжний режим навантаження, який знаходиться між цими крайовими випадками. Тому доречно вибирати менше (або середнє) значення кількості циклів $N_з$ з двох крайніх ситуацій.

Для симетричного режиму з жорсткоим навантаженням :

$$N_з = \sqrt[\chi_1]{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{4\left(e_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}\right)}} \tag{2.3}$$

Показник χ_1 визначається:

$$\chi_1 = 0{,}5 \text{ при } R_m \leq 700 \text{ МПа};$$
$$\chi_1 = 0{,}5 + 0{,}0002(R_m - 700) \text{ при } R_m > 700 \text{ МПа} \tag{2.4}$$

Межа втомності для сталей, що застосовують у реакторному відділенні, можна приблизно визначити як: $\sigma_{-1} = 0{,}4R_m$.

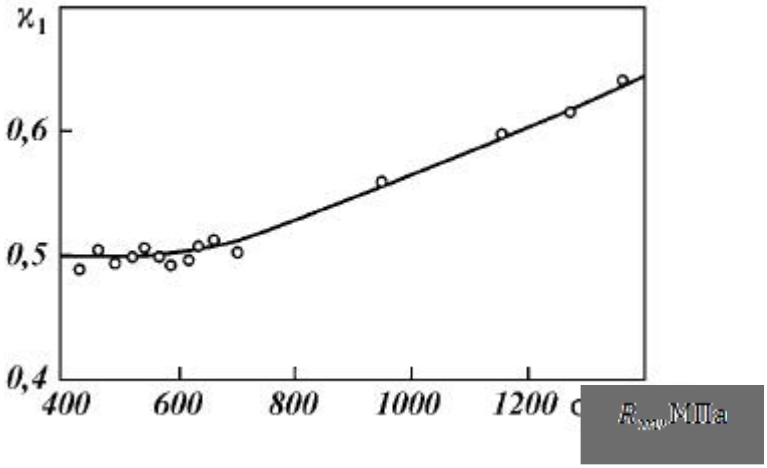


Рисунок 2.1 – Графічне визначення параметру χ_1 в залежності вид межі міцності металу

Для м’якого симетричного режиму:

$$N_з = \sqrt[\chi_2]{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{e_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}}} \tag{2.5}$$

де χ_2 – показник навантаження

$$\chi_2 = 1{,}2\frac{R_{0,2}}{R_m} - 0{,}35. \tag{2.6}$$

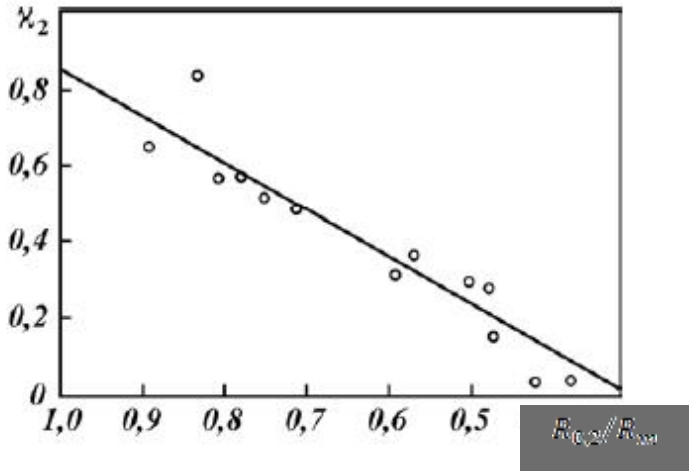


Рисунок 2.2 – Графічне визначення параметру χ_2

Для розрахунку числа циклів при асиметричному навантаженні доцільно враховувати асиметрію циклу по деформації шляхом визначення еквівалентного навантаження:

$$\tilde{e}_a = \frac{e_a}{1-e_{ср}/e_к}, \tag{2.7}$$

Визначаємо кількість циклів при жорсткому (2.8) та м'якому (2.9) асиметричному навантажені відповідно:

$$N_з = \sqrt[\chi_1]{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{4\left(\frac{e_a}{1-e_{ср}/e_к}-\frac{\sigma_{-1}}{E}\right)}} \tag{2.8}$$

$$N_з = \sqrt[\chi_2]{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{\frac{e_a}{1-e_{ср}/e_к}-\frac{\sigma_{-1}}{E}}} \tag{2.9}$$

Для оцінки кількості циклів N_p від моменту зародження тріщини до моменту, коли тріщина становиться наскрізною, існує кінетична діаграма втомного руйнування. Ця діаграма пов'язує між собою швидкість росту тріщини da/dN з розмахом напружено-деформованого стану у вершині тріщини за один цикл. Так як напружено-деформований стан у вершині тріщини описується через коефіцієнти інтенсивності напруги $K_{I\sigma}$ та K_{Ie}, то кінетичні діаграми (рис. 2.3) втомного руйнування виражаються функціями: $\frac{da}{dN} = f_\sigma(\Delta K_{I\sigma})$; $\frac{da}{dN} = f_e(\Delta K_{Ie})$.

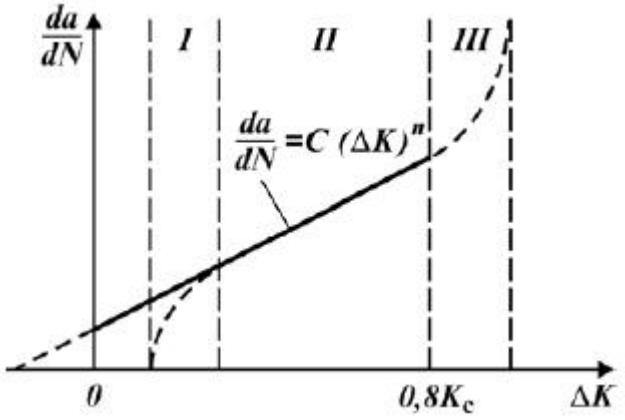


Рисунок 2.3 – Діаграма втомного руйнування

Індекс I означає, що параметри відповідають руйнуванню по першій схемі – схемі відриву. Інші схеми, руйнування шляхом здвигу, при експлуатації трубопроводів реакторного відділення АЕС не зустрічаються.

При оцінці циклічної довговічності неможна допускати похибку у сторону завищення кількості N_p, це може призвести до катастрофічних наслідків при прийнятті рішення за результатами розрахунку. Похибка у сторону заниження кількості N_p допустима, що піде в запас по довговічності.

У відповідності з розрахунковою діаграмою циклічного руйнування:

$$N_p = \int_{l_0}^{l_c} \frac{da}{C_e (K_{Ie})^{n_e}}, \tag{2.10}$$

Параметри тріщиностійкості металу:

$$n_e = 1 + m, \qquad C_e = \frac{1}{2\pi[-500\ln(1-z)]^{m+1}}, \tag{2.11}$$

Параметр зміцнення деформації m:

$$m = \ln(1 + \varepsilon_m), \tag{2.12}$$

В результаті були отримані математичні моделі, що описують накопичення втомних пошкоджень обладнання та трубопроводів під дією експлуатаційних

циклів навантаження. Моделі враховують жорсткі (2.16) та м'які (2.17) симетричні режими навантаження, жорсткі (2.18) та м'які (2.19) асиметричні режими, а також геометрію розвитку дефектів і зміни механічних властивостей металу трубопроводу.

$$(a_3^+)_i = \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\eta\frac{\langle\sigma_\alpha\rangle}{\langle\sigma_\alpha\rangle}}_i N_i \Big/ \left(\chi_1 \sqrt{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{4\left(e_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}\right)}} \right)_i + \left(\int_{l_0}^{l_c} \frac{da}{C_e(K_{1e})^{n_e}}\right)_i, \quad (2.16)$$

$$(a_3^+)_i = \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\eta\frac{\langle\sigma_\alpha\rangle}{\langle\sigma_\alpha\rangle}}_i N_i \Big/ \left(\chi_2 \sqrt{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{e_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}}} \right)_i + \left(\int_{l_0}^{l_c} \frac{da}{C_e(K_{1e})^{n_e}}\right)_i, \quad (2.17)$$

$$(a_3^+)_i = \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\eta\frac{\langle\sigma_\alpha\rangle}{\langle\sigma_\alpha\rangle}}_i N_i \Big/ \left(\chi_1 \sqrt{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{4\left(\frac{e_a}{1-e_{cp}/e_k} - \frac{\sigma_{-1}}{E}\right)}} \right)_i + \left(\int_{l_0}^{l_c} \frac{da}{C_e(K_{1e})^{n_e}}\right)_i, \quad (2.18)$$

$$(a_3^+)_i = \left(\frac{f}{f_0}\right)^{\eta\frac{\langle\sigma_\alpha\rangle}{\langle\sigma_\alpha\rangle}}_i N_i \Big/ \left(\chi_2 \sqrt{\frac{\ln\frac{1}{1-z}}{\frac{e_a}{1-e_{cp}/e_k} - \frac{\sigma_{-1}}{E}}} \right)_i + \left(\int_{l_0}^{l_c} \frac{da}{C_e(K_{1e})^{n_e}}\right)_i, \quad (2.19)$$

У разі, якщо виявляється, що значення параметра досягає 0,8 або більше, необхідно виконати розрахунок циклічної сейсмостійкості відповідно до вимог ПНАЕ Г-7-008-89 та рекомендацій науково-технічного центру ядерної і радіаційної безпеки, а також міжнародних організацій.

Якщо режими експлуатації трубопроводу змінювалися, оцінка може проводитися лише за накопиченими пошкодженнями та залишковим ресурсом, які взаємопов'язані: залишковий ресурс визначається як різниця одиниці і ступеня пошкодження. Переведення цих величин у відсотки дозволяє отримати наочне процентне співвідношення.

Таким чином, для оцінки залишкового ресурсу необхідно мати дані про попередні режими роботи трубопроводу. А для визначення часу до можливого руйнування потрібно задати прогнози режимів експлуатації на майбутній період.

2.2. Формування блоку навантаження трубопроводів ГЦК

Для оцінки технічного стану та визначення залишкового ресурсу трубопроводів враховують такі основні параметри: внутрішній тиск, температурні впливи, характер робочого середовища, вагові та вібраційні навантаження, втомну міцність матеріалу та ступінь його зносу в процесі експлуатації.

На рис. 2.4 представлена схема фактичного навантаження головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ), головних запірних засувок (ГЗЗ) та трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму (КО) з «гарячої» нитки петлі №4 ГЦК енергоблока №2 ПУ АЕС, яка використовується для розрахунків циклічної міцності.

Аналіз режимів роботи ПНЕ показав, що вони не перевищують робочі параметри ГЦТ, ГЗЗ та трубопроводу КО у порівнянні з режимом НЕ. Однак при оцінці циклічної міцності враховувалися випадки ПНЕ з напруженнями, що приблизно у 1,5 раза перевищують значення, характерні для НЕ.

Відповідно, для розрахунків міцності ГЦТ, ГЗЗ та трубопроводу КО з «гарячої» нитки петлі №4 ГЦК враховуються основні розрахункові режими з переліку [17]: стаціонарний режим (НЕ) та гідравлічні випробування (ГВ).

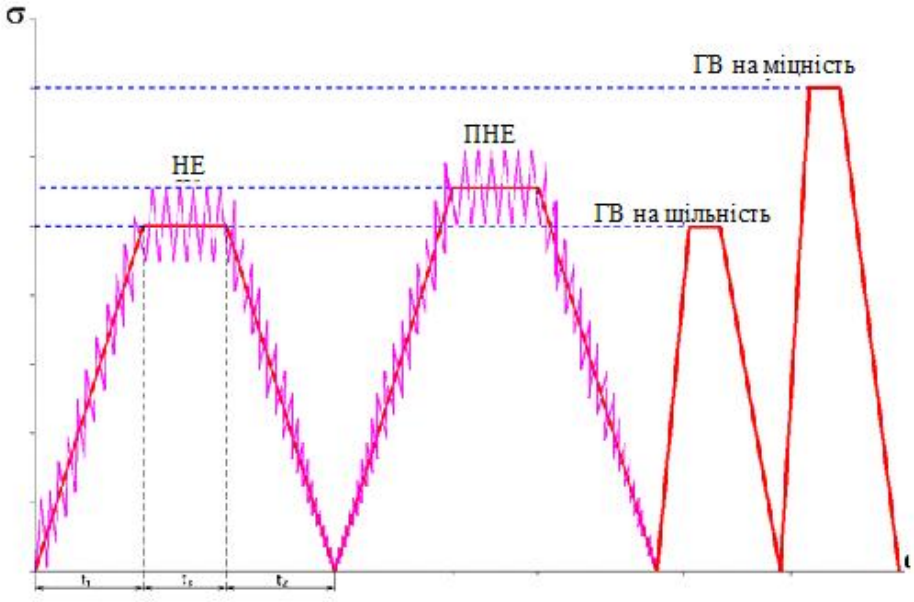


Рисунок 2.4 – Схема навантаження.

Система компенсації тиску забезпечує врахування змін об’єму теплоносія першого контуру під впливом температури при різних режимах роботи реакторної установки та підтримує необхідний тиск у контурі.

На основі прийнятої схеми навантажень виконуються розрахунки циклічної міцності з метою визначення допустимої кількості експлуатаційних циклів та оцінки накопиченого втомного пошкодження. Алгоритм оцінки циклічної міцності обладнання та трубопроводів представлено у вигляді блок-схеми (Рис. 2.5).



Рисунок 2.5 – Алгоритм оцінки циклічної міцності обладнання та трубопроводів систем енергоблоку №2 ВП ЮУАЕС

Для розрахунків пошкоджуваності головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ), головних запірних засувок (ГЗЗ) та трубопроводу зв’язку компенсатора об’єму (КО) з «гарячої» нитки петлі №4 ГЦК були використані

значення головних напружень, отримані на основі результатів визначення їх напружено-деформованого стану під час оцінки статичної міцності відповідних елементів.

Кількість циклів навантаження головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ), головних запірних засувок (ГЗЗ) та трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму (КО) з «гарячої» нитки петлі №4 ГЦК для розглянутих експлуатаційних режимів — стаціонарного (НЕ) та гідравлічних випробувань (ГВ) — визначалася з урахуванням тривалості роботи обладнання, перевантажень палива та проведення ремонтних робіт.

При розрахунках корпусів з антикорозійним наплавленням оцінка циклічної міцності проводиться окремо для основного металу та металу наплавки. Для цього застосовуються криві Веллера та відповідні розрахункові формули з урахуванням коефіцієнта зниження міцності. Допустима амплітуда напружень для наплавки або зварного з'єднання визначається на основі умовно-пружної амплітуди, розрахованої за кривою втоми або відповідною формулою для основного матеріалу при заданому числі циклів. На рис. 2.6 наведено цикли навантаження наплавки ГЦТ 2ГЦТ-3 («гаряча» нитка, від компенсатора об'єму до пари генератора).

Слід також зазначити, що низькочастотні циклічні напруження, які виникають під час пусків і зупинок реактора, змін потужності, спрацювання аварійного захисту або інших режимів, можуть накладатися на високочастотні коливання. У таких випадках розрахунок циклічної міцності виконується з урахуванням сумарного ефекту високочастотного навантаження.

Комбінування основного циклічного навантаження з низькою частотою та амплітудою і накладеного високочастотного навантаження призводить до зниження допустимої кількості циклів основного низькочастотного навантаження, що враховується відповідними розрахунковими формулами.

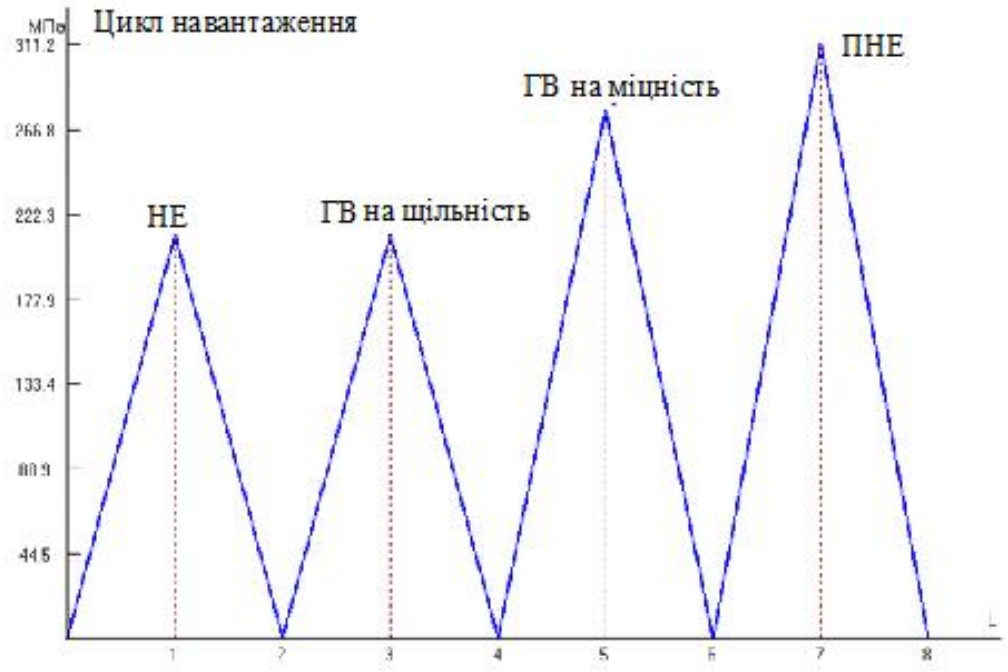


Рисунок 2.6 – Цикли навантаження наплавки головного циркуляційного трубопроводу 2ГЦТ-3 («гаряча» нитка, від КР до ПГ).

- 2.3 Вдосконалення методики розрахунку діагностики НДС

В результаті аналізу циклового фактичного навантаження визначено основні фактори, які враховували при розрахунку напружено-деформованого стану трубопроводів, а саме:

- внутрішній тиск;
- маса ГЗЗ та трубопроводів разом із вмістом;
- додаткові навантаження (маса приєднаних деталей, теплоізоляція тощо);
- температурні впливи.

В залежності від виду навантаження розрахунок здійснювався для різних груп напружень:

- при внутрішньому тиску визначалися загальні мембранні напруги;
- при врахуванні маси ГЗЗ та трубопроводу — місцеві мембранні та загальні згинні напруги;
- при врахуванні маси, температурних розширень та компенсаційних ефектів — місцеві мембранні, загальні згинні та температурні напруги;

- місцеві напруги в зонах концентрації напружень.

Розрахунок виконано із застосуванням комп'ютерної програми Circle-3D, яка враховує вібраційне навантаження та базується на запропонованій математичній моделі оцінки технічного стану трубопроводів.

На першому етапі була побудована тривимірна оболонкова модель трубопроводу, що дозволяє визначати напруження як на зовнішній, так і на внутрішній поверхні стінки трубопроводу.

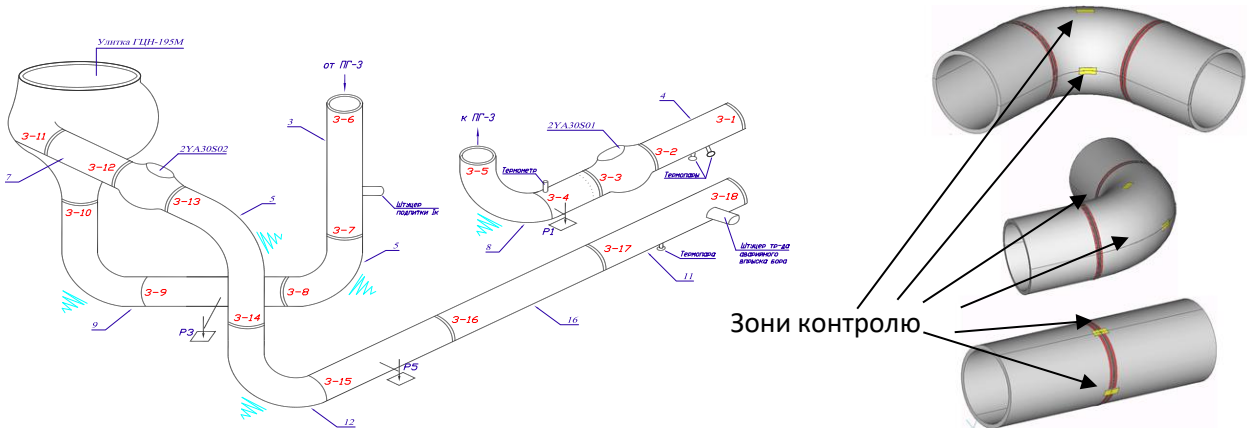


Рисунок 2.7 – Модель головного циркуляційного трубопроводу та схеми зон контролю типових ділянок трубопроводу

При цьому номінальну допустиму напругу для елементів обладнання та трубопроводів, навантажених тиском, приймають мінімальною з можливих значень:

- для елементів обладнання та трубопроводів, які працюють під внутрішнім тиском.

На другому етапі було побудовано блок навантаження (рис. 2.4) з урахуванням часу експлуатації для оцінки напружено-деформованого стану при малоциклових навантаженнях та вібраціях трубопроводу.

Допустимі напруги для різних розрахункових категорій, що використовуються для оцінки статичної міцності ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК в нормальних умовах експлуатації, приймаються наступними:

- для першої категорії напружень — базове значення;
- для другої категорії — 1,3× базове значення;
- для розмаху напружень — не більше подвійного базового значення.

Для гідравлічних випробувань допустимі значення напруг збільшуються:

- для першої категорії — 1,35× базове;
- для другої категорії — 1,7× базове.

Третій етап роботи передбачав визначення фактичних механічних характеристик металу трубопроводу та його геометричних параметрів для виявлення найбільш критичних ділянок, що піддаються максимальним навантаженням.

У таблиці 2.2 представлені приклади таких ділянок трубопроводу, мінімальні поточні значення механічних властивостей металу, товщина стінок за даними товщинометрії та радіуси кривизни, вибрані на основі виконавчих схем і робочих креслень.

Таблиця 2.2 – Механічні характеристики металу ГЦТ та трубопроводу зв'язку КО з «гарячою» ниткою петлі №4 ГЦК та геометричні параметри відповідних ділянок.

Ділянка трубопроводу	Твердість НВ	$R^{т}_{ст}$, МПа	$R^{т}_{р0,2}$, МПа	$Z^{т}$, %	$A^{т}$, %	Товщина, мм	Радіус кривизни, мм
2ГЦТ-3 («гаряча» нитка)	167,6	55,10	41,79	66,67	27,64	78,29	495,0
2ГЦТ-3 («холодна» нитка, ділянка від ПГ до ГЦН)	168,0	55,28	41,91	66,60	27,55	78,45	495,0
2ГЦТ-3 («холодна» нитка, участок от ГЦН до ГЗЗ)	181,0	61,26	46,01	64,33	24,92	108,2	495,0
Трубопровід зв'язку КО з гарячою ниткою петлі №4 ГЦК	168,4	55,46	42,04	66,53	27,46	39,98	213,0

Четвертий етап передбачав виконання розрахунків розподілу напружень у трубопроводі залежно від режимів його експлуатації.

На рисунку 2.8 показано результати розрахунку розподілу приведених напружень у трубопроводі ГЦТ.

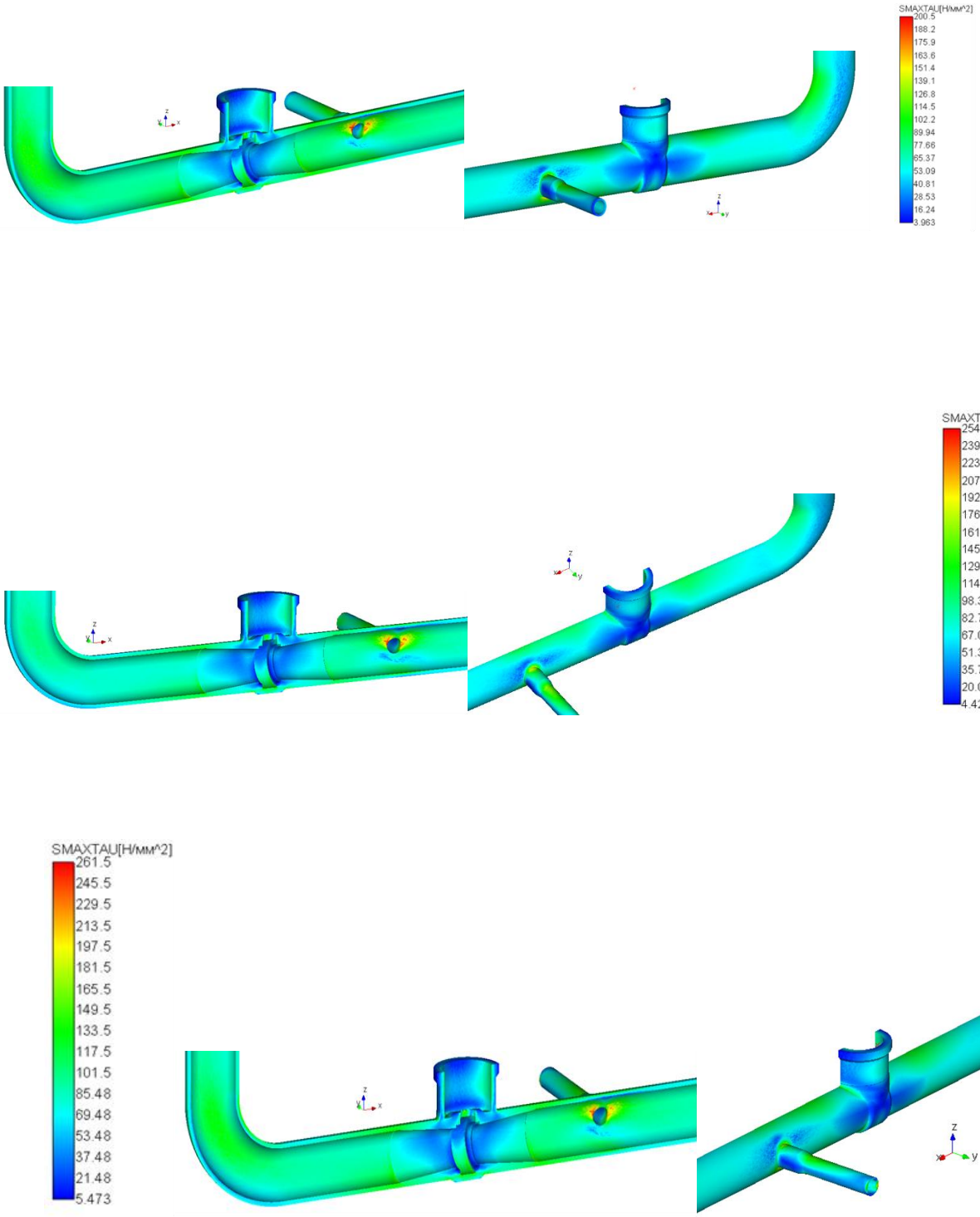


Рисунок 2.8 – Розподіл наведених напружень ГЦТ для різних ділянок

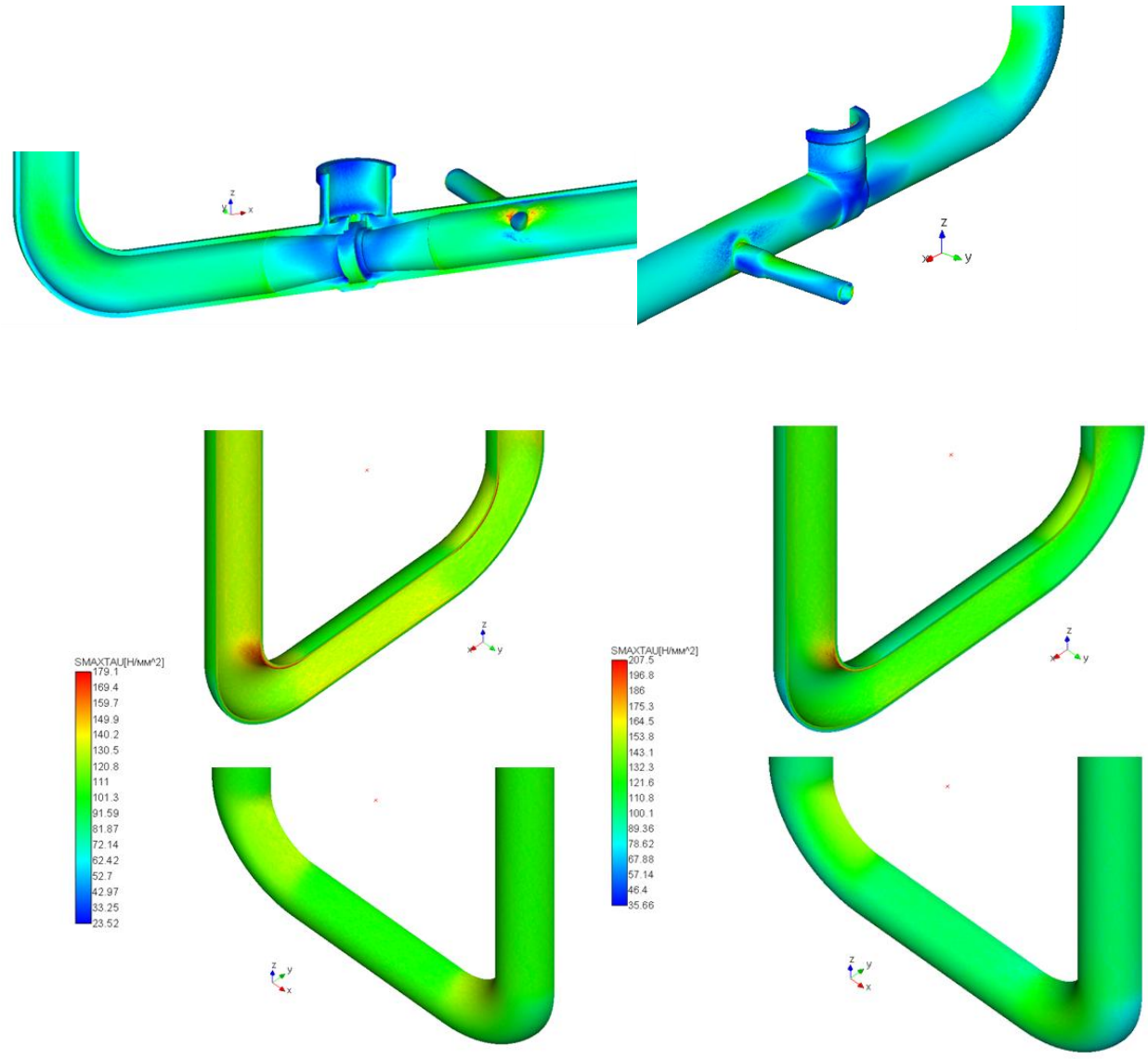


Рисунок 2.9 – Розподіл наведених напружень σ_{13} в корпусі ГЦТ

Таблиця 2.3 – Параметри технічного стану та відповідні умови міцності

№ № п/п	Умови міцності трубопроводу	Механічні властивості металу	Допустимі характеристики міцності, [P]	Розділи та пункти ПНАЭ Г-7-002-86
1	Статична міцність	R^T_m, $R^T_{p0,2}$	[σ]	Пункт 3.4, Таблиця 5.6
2	**Циклічна міцність (віброміцність)**	R^T_m, $R^T_{p0,2}$, E, Z^T, [N_0]	[σ_{aT}]	**пункти** 5.6.5 – 5.6.7, **Додаток 8**
		R^T_m, $R^T_{p0,2}$, E, Z^T, [σ_{aT}]	[N_0]	
3	Опір хрупкому руйнуванню	K_{1C}, R^T_m, $R^T_{p0,2}$	[K_1]	Розділ 5.8
4	**Опір сейсмічним діям**	R^T_m, $R^T_{p0,2}$	[σ]	Таблиці 5.14, 5.16, 5.17
		R^T_m, $R^T_{p0,2}$, E, Z^T, [N_0]	[σ_{aT}]	пункти 5.6.5 – 5.6.7

За результатами розрахунків напружено-деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ та трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК встановлено, що при експлуатаційних режимах НЕ та ГВ найбільші приведені напруги концентруються на внутрішніх поверхнях згинів трубопроводів ГЦТ і трубопроводу зв'язку КО. При цьому значення напруг у критичних перерізах для всіх розрахованих груп категорій напружень не перевищують допустимих меж, визначених нормативними документами.

Це свідчить про те, що статична міцність ГЦТ, ГЗЗ та трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК при розглянутих режимах експлуатації забезпечена, що дозволяє гарантувати надійність роботи системи в реальних умовах і є підставою для подальшої оцінки залишкового ресурсу обладнання та планування технічного обслуговування.

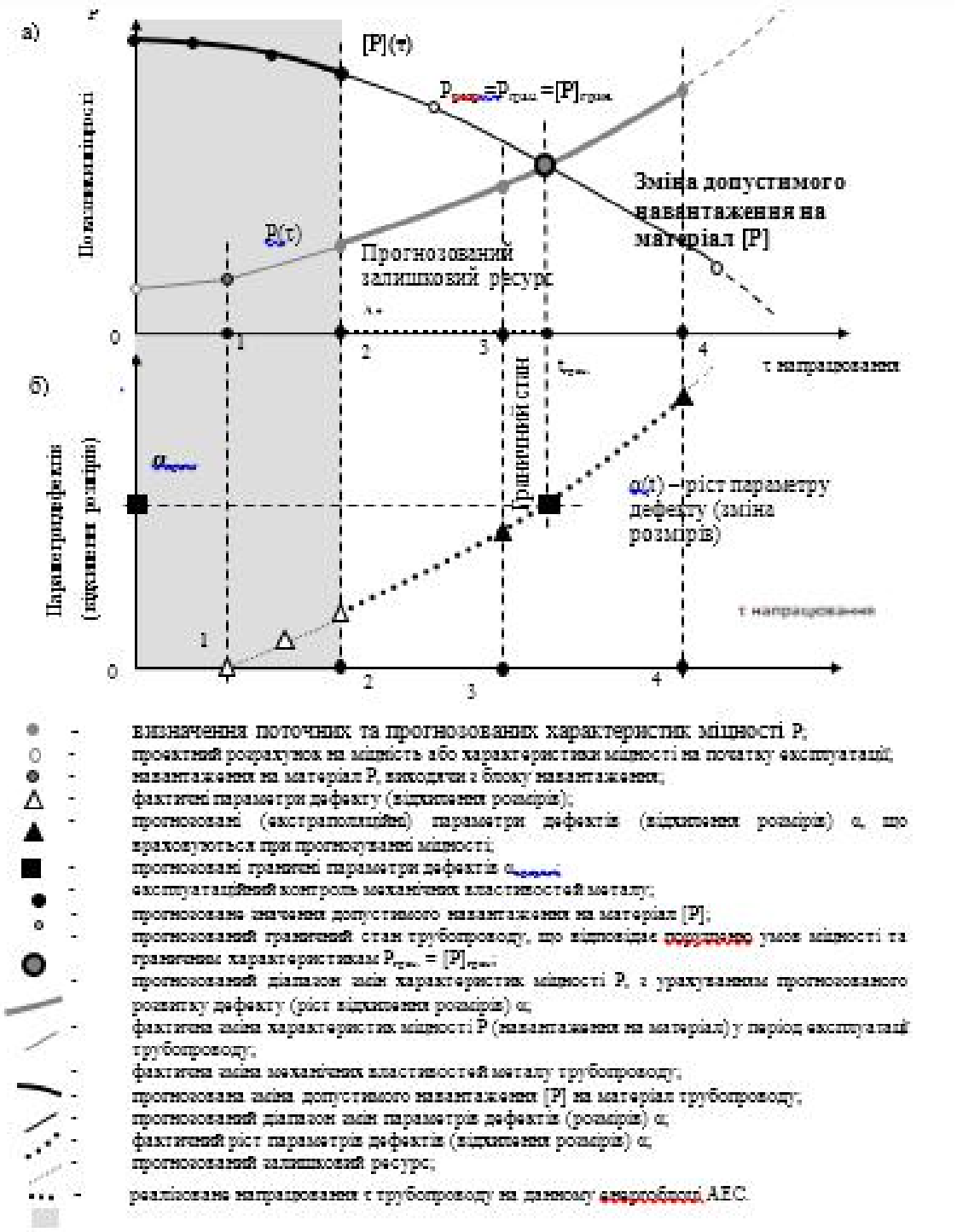


Рисунок 2.9 – Схема визначення технічного стану та граничних параметрів

РОЗДІЛ 3. **ВДОСКОНАЛЕННЯ НОРМАТИВНОЇ МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКУ ОПОРУ КРИХКОМУ РУЙНУВАННЮ ТРУБОПРОВОДІВ АЕС**

3.1 Методика визначення ресурсу трубопровідних систем

Методика оцінки ресурсу трубопровідних систем передбачає поетапну роботу, що включає:

- аналіз технічного стану трубопроводів за визначальними параметрами;
- оцінку залишкового ресурсу на основі вимірювань та/або визначення параметрів граничного стану.

У нормативних документах [70] основою розрахунків є оцінка трубопроводів за наступними граничними станами:

1. Короткочасне руйнування (в’язке та крихке);
2. Руйнування під умовами повзучості при статичному навантаженні;
3. Пластична деформація всього перерізу елемента;
4. Накопичення гранично допустимої деформації повзучості;
5. Циклічне накопичення пластичної деформації, що веде до недопустимих змін розмірів або квазістатичного руйнування;
6. Виникнення макротріщин під дією циклічних навантажень;
7. Втрата стійкості конструкції.

Основні розрахункові навантаження включають внутрішній та зовнішній тиск, масу виробу та його вмісту, додаткові навантаження (маса приєднаних елементів, ізоляція трубопроводів), зусилля від реакцій опор, температурні впливи та вібраційні навантаження.

Норми не встановлюють конкретних методик визначення розрахункових навантажень, внутрішніх зусиль, переміщень, напружень та деформацій елементів. Обраний метод повинен забезпечувати врахування всіх можливих навантажень для всіх розрахункових випадків та дозволяти визначити необхідні розрахункові групи категорій напружень [2].

Водночас однією з ключових проблем забезпечення безпеки та ресурсу обладнання АЕС залишаються питання динамічної поведінки трубопроводів та їх міцності [79]. Для точного визначення залишкового ресурсу та обґрунтування

продовження термінів експлуатації під динамічними впливами критично важливо оцінювати опір матеріалу крихкому руйнуванню та враховувати можливість утворення поверхневих тріщин [3].

Як додатковий аспект, сучасні підходи рекомендують інтегрувати методи чисельного моделювання (кінцеві елементи) та експериментальні дані для уточнення параметрів граничного стану, що підвищує точність оцінки залишкового ресурсу та дозволяє своєчасно виявляти потенційно критичні ділянки трубопроводів.

Для цього, відповідно до Норм [70], у разі відсутності фактичних дефектів на кожній розрахунковій ділянці моделювався умовний дефект у вигляді поздовжньої або поперечної поверхневої напівеліптичної тріщини з параметрами l/c = 2/3 [3].

На рис. 3.1 наведено схематичне зображення процесу втомного руйнування конструкцій під дією внутрішнього тиску та температури, що призводить до утворення тріщини.

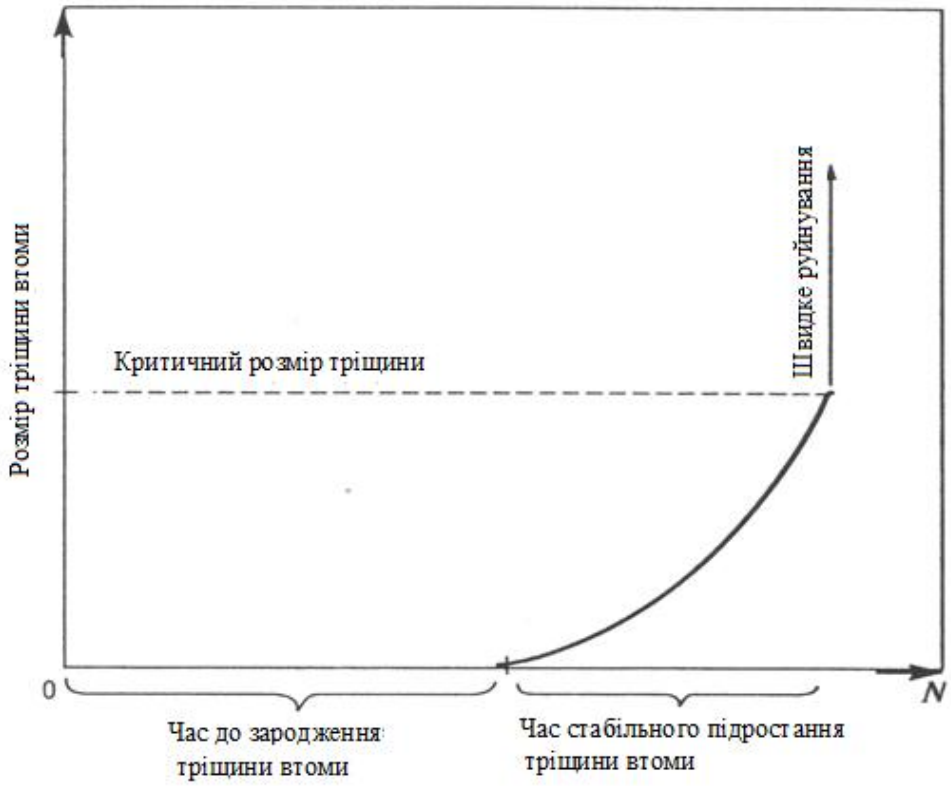


Рисунок 3.1 –Ілюстрація процесу втоми конструкцій

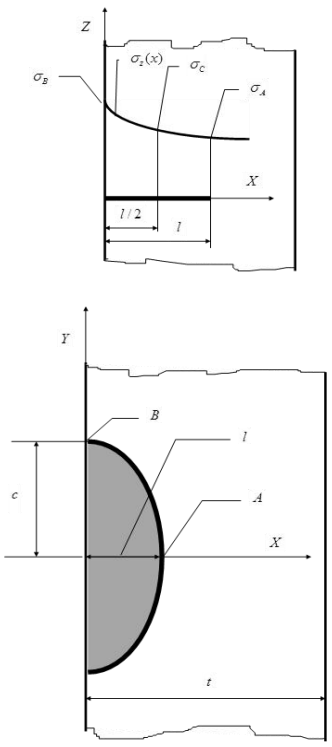


Рисунок 3.2 – Схема поверхневої напівеліптичними тріщини

У загальному випадку довільного розподілу напружень $\sigma_z = \sigma_z(x)$ число точок, в яких задаються напруги, складе:

$$K = 2n + 1$$

Коефіцієнти для розрахунку напружень тріщини

k	$B_{k,3}$	$B_{k,4}$	$B_{k,5}$	$B_{k,6}$
1	0,0189	-0,0085	0,0278	0,2700
2	0,0378	-0,0165	0,0548	0,1980
3	0,0370	-0,0160	0,0510	0,1120
4	0,0368	-0,0155	0,0472	0,0800
5	0,0367	-0,0149	0,0431	0,0620
6	0,0366	-0,0142	0,0390	0,0500
7	0,0367	-0,0134	0,0347	0,0410
8	0,0368	-0,0125	0,0303	0,0350
9	0,0371	-0,0115	0,0257	0,0290
10	0,0376	-0,0105	0,0207	0,0250

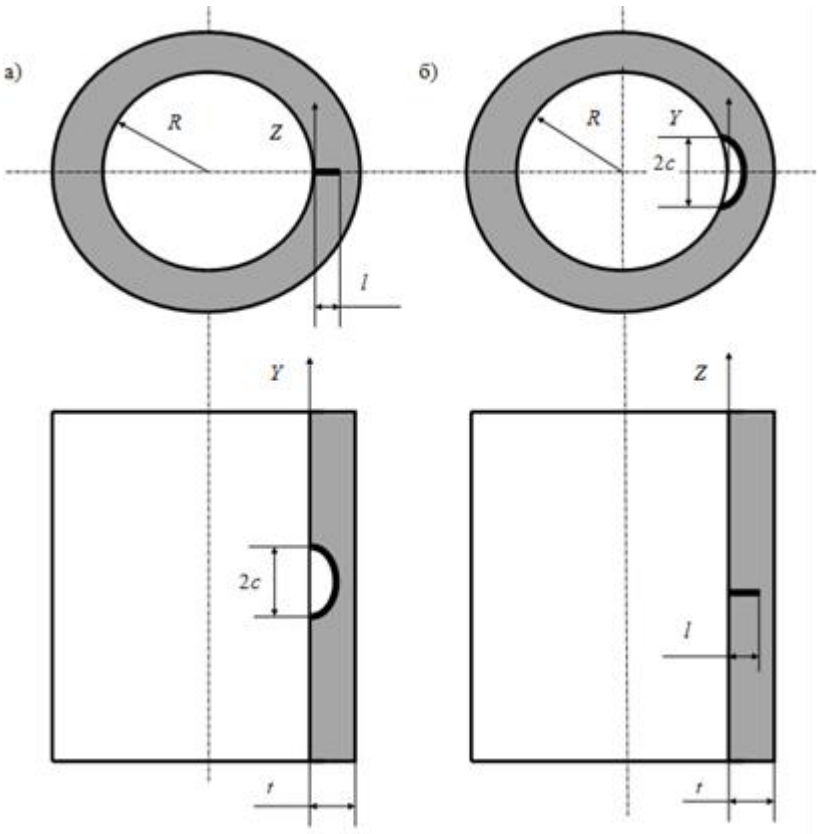


Рисунок 3.3 – Схема елемента з тріщиною на поверхні.

Згідно з запропонованою методикою проведено розрахунок опору крихкому руйнуванню елементів трубопроводу.

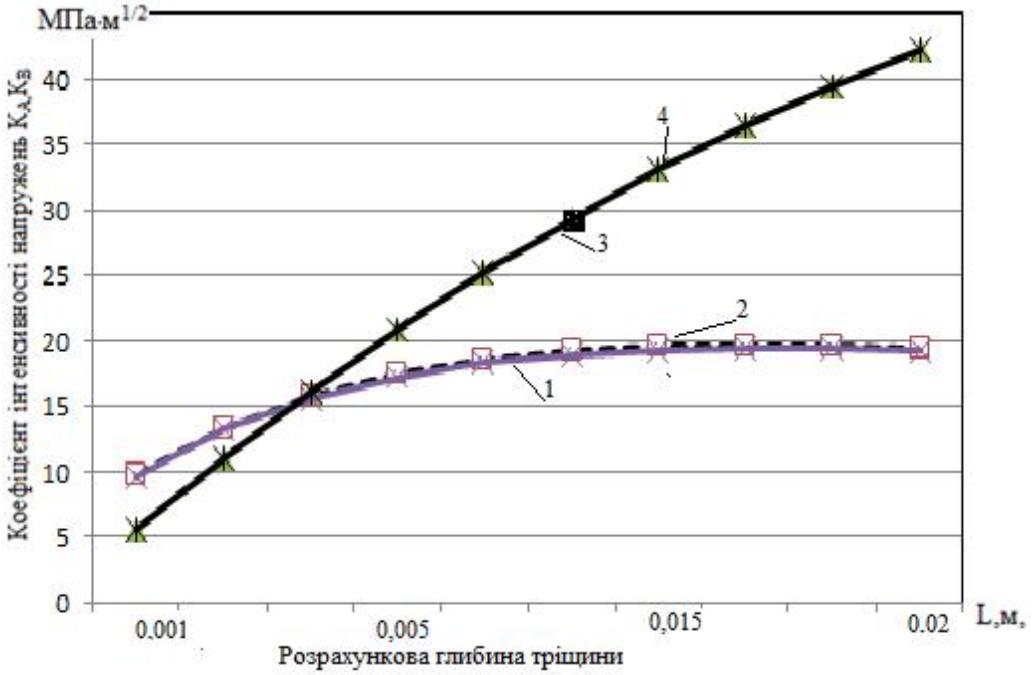


Рисунок 3.2 – Залежності інтенсивності напружень

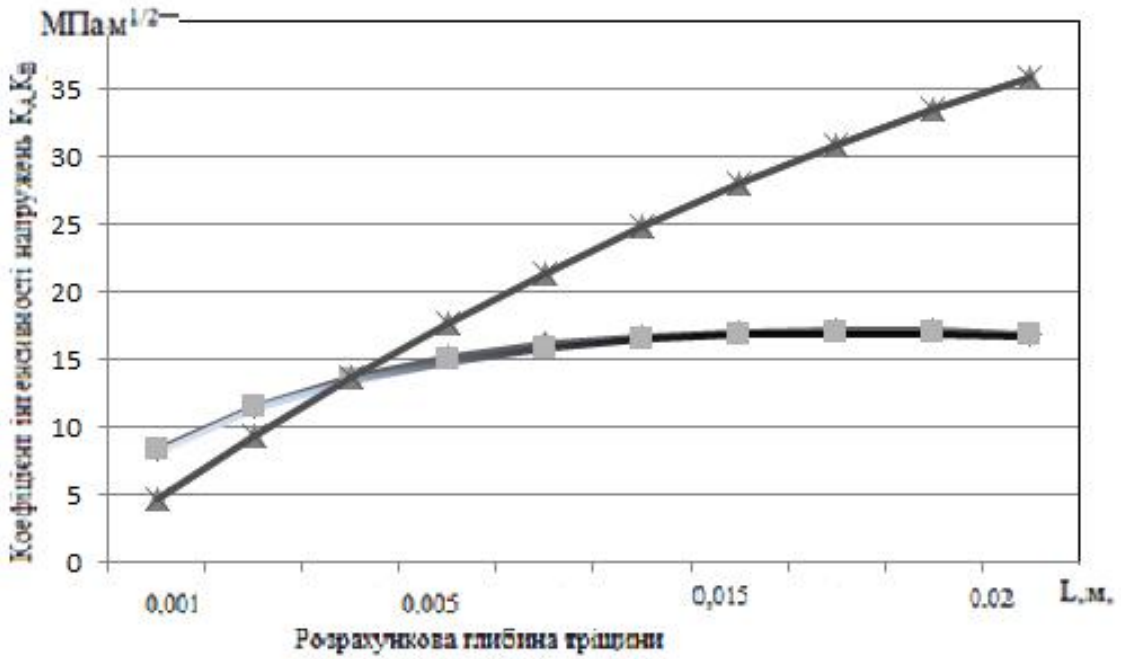


Рисунок 3.3 –Залежності інтенсивності напружень.

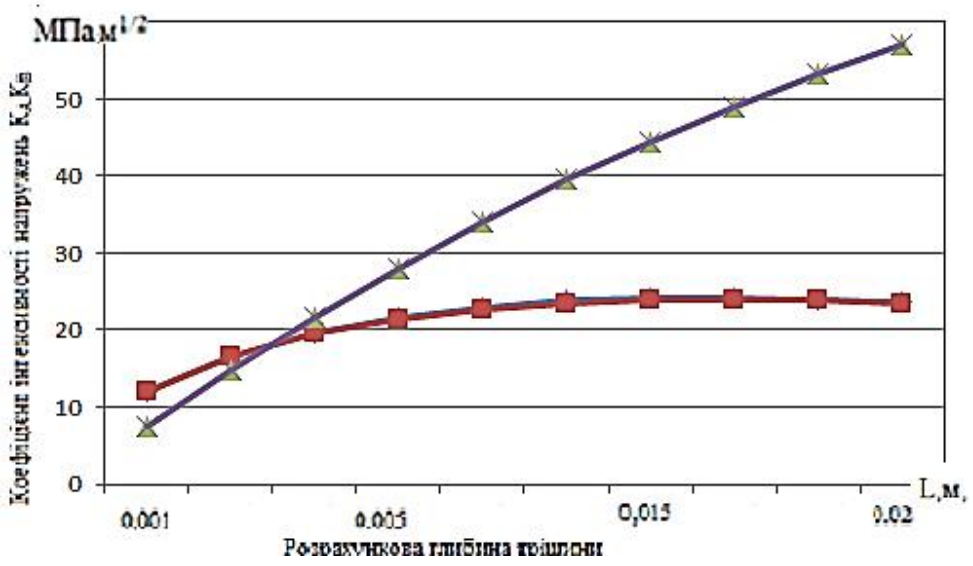


Рисунок 3.4 –Залежності інтенсивності напружень.

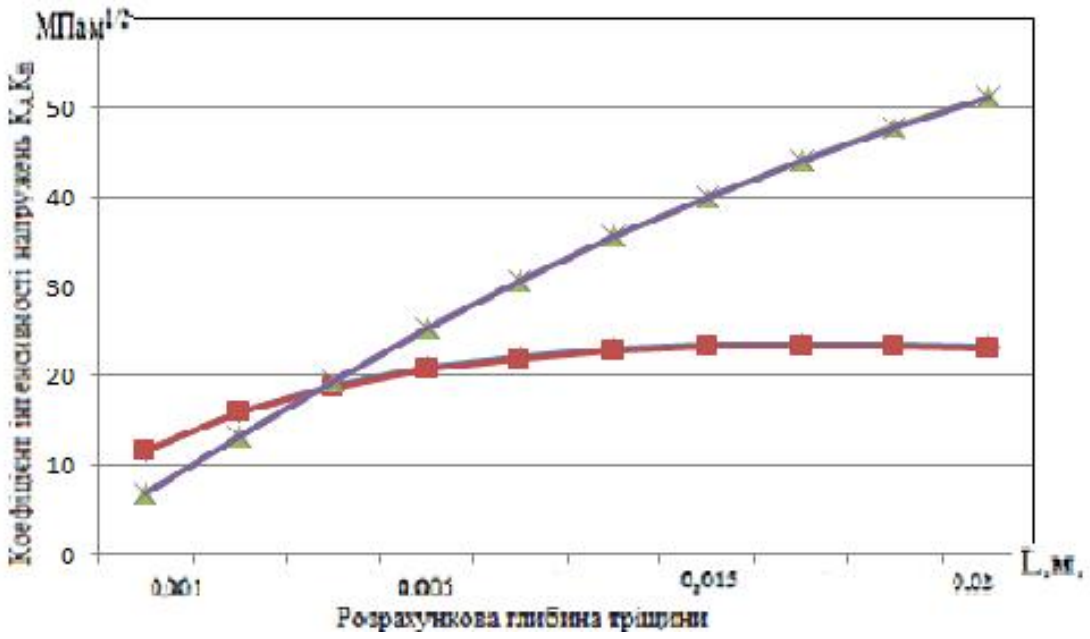


Рисунок 3.5 –Залежності інтенсивності напружень

Аналіз розрахунків дозволяє зробити висновок, що умови крихкої міцності дотримані для всіх розглянутих зон і режимів експлуатації як станом на ППР-2011, так і на ППР-2035.

Оскільки під час обстежень ГЦТ, ГЗЗ та трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК дефектів не виявлено, у перевірочному розрахунку для оцінки опору крихкому руйнуванню був прийнятий розрахунковий дефект у вигляді поверхневої напівеліптичної тріщини глибиною $l = 0{,}25s$ із співвідношенням $l/c = 2/3$.

3.2. Проект стандарту «Методика оцінки технічного стану та продовження термінів експлуатації трубопроводів АЕС»

Пропонується розробити проект стандарту організації СОУ 35.1-38605729-001:2016 «Методика оцінки технічного стану та продовження термінів експлуатації трубопроводів АЕС», який визначає етапи оцінки технічного стану та прийняття рішень щодо подальшої експлуатації трубопровідних систем АЕС (рис. 3.1).

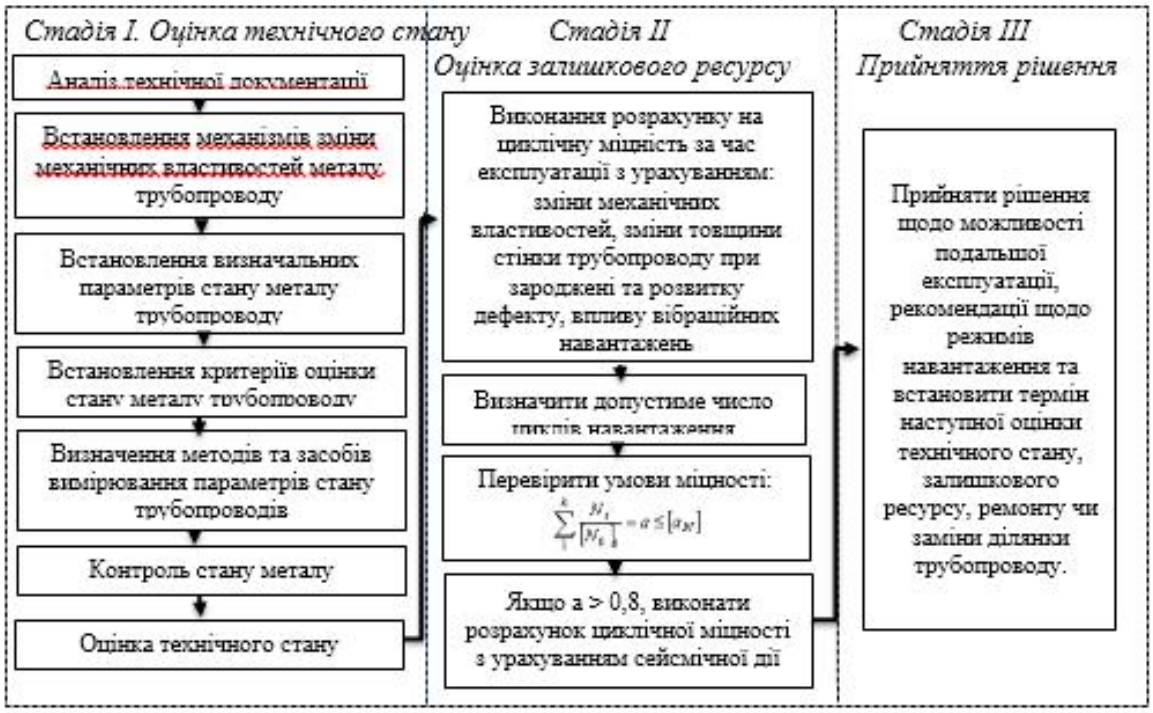


Рисунок 3.1 – Алгоритм оцінки технічного стану та залишкового ресурсу трубопроводів АЕС

Відповідно до запропонованого алгоритму оцінки технічного стану та розроблених математичних моделей, на яких він базується, запропоновано проект нормативного документа.

3.2.1. Галузь застосування Методика «Визначення технічного стану та перепризначення термінів експлуатації трубопроводів АЕС» поширюється на трубопроводи (за винятком арматури), які не піддаються нейтронному опроміненню флюенсом понад 10^{22} нейтр./м² (E > 0,1 МеВ) на атомних електростанціях з реакторними установками ВВЕР-440 і ВВЕР-1000, що перебувають в експлуатації або тривало консервації.

Положення методики є обов'язковими для АЕС з ВВЕР-440 і ВВЕР-1000, а також для спеціалізованих підприємств, залучених експлуатуючою організацією до оцінки технічного стану та залишкового ресурсу трубопроводів енергоблоків АЕС.

Методика визначає процедури, методи, засоби та способи оцінки технічного стану і обґрунтування подальшої експлуатації обладнання та

трубопроводів. Відповідальність за правильність її застосування і дотримання вимог несе підприємство або організація, що виконувала відповідні роботи.

3.2.2. Нормативні посилання

- Типова програма управління старінням елементів енергоблоку АЕС, ПМ-Д-0.08.222-06;
- Типова програма оцінки технічного стану та перепризначення ресурсу/терміну служби головних циркуляційних трубопроводів та головних запірних задвижок ЯУ ВВЕР, ПМ-Т.0.08.159-05;
- Типова програма оцінки технічного стану та перепризначення ресурсу/терміну служби трубопроводів з опорами та підвісками, ПМ-Т.0.08.165-05 [19];
- Загальні положення забезпечення безпеки АЕС, НД 306.2.141-2008;
- Вимоги до програм забезпечення якості на всіх етапах життєвого циклу ядерних установок, НП 306.2.141-2008;
- Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання електростанцій і теплових мереж, НПАОП 40.1-1.02-01;
- Технічна експлуатація електростанцій і мереж. Правила, ГКД 34.20.507-2003;
- Норми розрахунку на міцність обладнання і трубопроводів АЕС, ПНАЕ Г-7-002-86;
- Правила пристрою та безпечної експлуатації обладнання і трубопроводів АЕС, ПНАЕ Г-7-008-89;
- Обладнання та трубопроводи АЕС. Зварка та наплавка. Основні положення, ПНАЕ Г-7-009-89;
- Обладнання та трубопроводи АЕС. Зварні з’єднання та наплавки. Правила контролю, ПНАЕ Г-7-010-89;
- Система якості. Модель забезпечення якості при проектуванні, розробці, виробництві, монтажі та обслуговуванні, ДСТУ ISO 9001-95;
- Система якості. Модель забезпечення якості при виробництві, монтажі та обслуговуванні, ДСТУ ISO 9002-95;

- Управління якістю та забезпечення якості. Терміни і визначення, ДСТУ 3230-95;
- Надійність АЕС та їх обладнання. Загальні положення;
- Правила організації технічного обслуговування та ремонту систем і обладнання АЕС, СОУ-Н ЯЕК 1.010:2008;
- Інструкція з візуального та вимірювального контролю, РД 34.10.130-96;
- Положення про порядок продовження строку експлуатації/служби обладнання СВБ, ПЛ-Д.0.08.126-04;
- Положення про технічну діагностику енергетичного обладнання, Мінпромполітики України, Харків, 2000 р.

3.2.3. Визначення

- Критерії безпеки – встановлені нормативами, стандартами та правилами ядерної і радіаційної безпеки або регуляторними органами значення параметрів і/або показників наслідків аварій, на основі яких обґрунтовується безпечна експлуатація АЕС.
- Критичні елементи – компоненти енергоблоку АЕС, ресурс яких визначає максимальний строк служби блоку; їхня заміна або відновлення технічно неможливі.
- Понадпроектний строк експлуатації – обґрунтований період роботи енергоблоку після завершення проектного строку, визначений у звіті з переоцінки безпеки.
- Призначений проектом строк експлуатації – календарний термін роботи енергоблоку, передбачений проектною документацією; після його закінчення приймається рішення про виведення блоку з експлуатації або продовження роботи.
- Ресурс – сумарний наробіток обладнання від початку експлуатації або після ремонту до досягнення граничного стану.
- Система – комплекс взаємопов’язаних елементів, призначених для виконання певних функцій.

- Старіння – процес поступового зміни характеристик систем або компонентів з часом або внаслідок експлуатації.
- Технічний стан – сукупна оцінка стану елемента або системи, що визначається поточними значеннями параметрів згідно з технічною документацією.
- Управління старінням – комплекс технічних і організаційних заходів, спрямованих на підтримання деградації елементів у допустимих межах.
- Управління ресурсом – система заходів щодо контролю старіння та економічного планування, що забезпечує оптимальну експлуатацію, обслуговування та строк служби систем, підтримку їх працездатності і безпеки, а також максимізацію повернення інвестицій протягом терміну експлуатації установки.

3.2.5 Оцінка технічного стану трубопроводів

3.2.5.1 Аналіз технічної, конструкторської та проектної документації

Необхідно розглянути наступні документи:

- креслення трубопроводів із зазначенням опор і підвісок;
- розрахунок трубопроводів на міцність;
- інструкції з експлуатації.

У розрахунках на міцність мають бути зазначені:

- перелік розрахункових вузлів трубопроводу, діючі навантаження та температури;
- перелік режимів експлуатації та число циклів навантажень.

Якщо фактичні дані не відповідають проектним розрахункам на міцність, слід провести аналіз міцності за режимами експлуатації та визначити допустиму кількість циклів навантаження.

Документація виробника трубопроводу:

- найменування трубопроводу, рік виготовлення, робоче середовище;
- розрахунковий тиск і температура; група трубопроводу;

- дані про зварні з’єднання та термічну обробку (найменування деталей, марка металу, вид обробки, тривалість, методи охолодження, дата документації);
- результати гідравлічних випробувань (середовище, тиск, тривалість, мінімальна температура стінки, результати, дата).

При наявності додаткових даних щодо виготовлення трубопроводу слід їх розглянути у відповідних свідоцтвах.

Документація монтажної організації:

- аналіз свідоцтв про монтаж трубопроводу.

Експлуатаційна документація: Розглядаються паспорт і супровідні документи, зокрема:

- комплект схем та креслень трубопроводу для контролю відповідності проекту та оснащення контрольно-вимірювальними приладами;
- свідоцтво про виготовлення елементів трубопроводу;
- розрахунок на міцність або його витяг;
- документація про відхилення від проектної документації.

Аналіз паспорту трубопроводу:

- загальні дані: рік виготовлення, виробник, призначення, група трубопроводу;
- технічні характеристики: робоча температура і тиск, строк служби;
- дані про труби: номінальні діаметри, товщина стінок, позначення та протяжність ділянок;
- результати технічного огляду та гідравлічних випробувань;
- контроль стану металу під час експлуатації (методи, наявність дефектів);
- відмови з початку експлуатації до дати оцінки;
- дані про реконструкцію трубопроводу;
- термін служби трубопроводу.

За підсумками аналізу документації складається висновок з додатками, що включають:

- перелік опрацьованих документів;

- комплект інформаційних карт;
- вихідні параметри трубопроводу;
- результати контролю та технічного огляду;
- інформацію про ремонт та реконструкцію;
- відомості про відхилення показників якості теплоносія від нормативних значень;
- дані про відмови;
- історію навантаження трубопроводу;
- схему трубопроводу із зазначенням зварних з'єднань, опор, підвісок та фактичної трасування.

3.2.5.2 Визначення механізму старіння металу трубопроводів

На основі результатів аналізу технічної документації та даних контролю стану металу і розрахунків на міцність (п. 4.2.5.1) проводиться встановлення механізму старіння металу трубопроводів. Визначається домінуючий механізм старіння, який може включати: термічне старіння, вплив циклічних навантажень, ерозійно-корозійний знос або крихке руйнування.

3.2.5.3 Визначення основного параметра старіння металу трубопроводів

Необхідно визначити ключові параметри, що відображають зміни механічних властивостей металу, включаючи: зміну структури, появу та розвиток тріщин (геометрія, протяжність, глибина), зменшення товщини стінки, ерозію (площу ураження, товщину стінки), а також кількість і характер дефектів.

3.2.5.4 Встановлення критеріїв оцінки стану металу трубопроводів

Критерії оцінки стану металу визначаються на основі конструкторської та нормативно-технічної документації. При встановленні критеріїв для основних параметрів стану металу використовуються нормативи, що діяли на момент виготовлення та монтажу трубопроводу.

ВИСНОВКИ

Оцінка технічного стану та прогнозування залишкового ресурсу обладнання АЕС є одним із найважливіших завдань для забезпечення надійної та безпечної роботи атомних електростанцій. Вона дозволяє не лише підтримувати високий рівень експлуатаційної безпеки, але й оптимізувати технічне обслуговування, планування ремонтів і продовження терміну служби енергоблоків. Такий підхід сприяє мінімізації ризиків аварій, підвищенню ефективності використання ресурсів та забезпечує економічну доцільність функціонування АЕС протягом усього періоду експлуатації. Крім того, систематичний моніторинг і аналіз технічного стану дозволяє своєчасно виявляти ознаки старіння та деградації матеріалів, що є критично важливим для підтримання стабільності енергосистеми та захисту навколишнього середовища.

Запропонована методика розрахункового контролю може інтегруватися в систему управління технічним станом АЕС, що працюють у режимі тривалої експлуатації.

Моделювання з використанням методу скінченних елементів дозволило детально оцінити напружено-деформований стан у найбільш критичних зонах трубопроводу, що створює основу для розробки автоматизованих систем моніторингу в реальному часі і прогнозування ресурсу обладнання.

Перспективним напрямом подальших досліджень є поєднання результатів напружено-деформованого аналізу з цифровими двійниками енергетичної інфраструктури та використання інтелектуальних алгоритмів (машинне навчання, предиктивна аналітика) для формування адаптивних сценаріїв управління технічним станом. Такий підхід дозволить підвищити надійність, знизити витрати на обслуговування та покращити загальний рівень безпеки атомної енергетики.

У результаті проведених досліджень на обладнанні енергоблоків АЕС було ефективно вирішено завдання оцінки якості обладнання для забезпечення його безпечної експлуатації та продовження термінів служби.

Основні результати роботи:

1. Проведено аналіз нормативного забезпечення безпечної експлуатації електротехнічного обладнання АЕС. Виявлено, що чинні стандарти не дозволяють повністю оцінити реальний технічний стан та залишковий ресурс обладнання. Норми забезпечують безпечне функціонування лише протягом проектного терміну експлуатації та не враховують різний рівень зносу під впливом експлуатаційних і режимних факторів.

2. Виконано систематизацію та уніфікацію обладнання АЕС за функціональним призначенням, механізмом старіння та класами безпеки. Це створює основу для розробки єдиних норм вибору фізичних параметрів, що характеризують технічний стан, удосконалення методик оцінки та систематизації результатів досліджень і розрахунків для визначення прогнозного залишкового ресурсу.

3. Запропоновано комплексний підхід до діагностики технічного стану енергообладнання з урахуванням класів безпеки, що підвищує ефективність контролю та дозволяє оптимізувати витрати на технічне обслуговування енергетичних об’єктів.