

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

«Забезпечення якості експлуатації тепломеханічного обладнання в
позапроектні терміни»

(тема кваліфікаційної роботи)

Виконав: студент 2 курсу, групи ДЕА-ІВТ23мг
спеціальності: 175 Інформаційно-
вимірювальні технології

_____/ Микола КАМІСАРОВ
(підпис) (ім'я та прізвище)

Керівник _____/ Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я та прізвище)

Рецензент _____/ Тетяна ОБИДІНОВА
(підпис) (ім'я та прізвище)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри _____/ Геннадій КАНІЮК
(підпис) (ім'я та прізвище)

Нормоконтроль _____/ _____
(підпис) (ім'я та прізвище)

Секретар ЕК _____/ Євгеній КЛЮЧКА
(підпис) (ім'я та прізвище)

Харків – 2024 рік

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

Спеціальність 175 Інформаційно-вимірювальні технології
Освітньо-професійна програма «Якість, стандартизація та сертифікація»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

(підпис)

д.т.н., проф. Геннадій КАНЮК
(науковий ступінь, вчене звання, ім'я, прізвище)

«__» _____ 2024 р.

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
другого (магістерського) рівня вищої освіти

здобувача вищої освіти Микола КАМІСАРОВ
(ім'я, прізвище)

1. Тема Забезпечення якості експлуатації тепломеханічного обладнання в позапроектні терміни
затверджена наказом по академії №__ від «__» _____ 20__ р.
2. Термін здачі закінченої роботи «__» _____ 20__ р.
3. Вихідні дані до роботи/проєкту

4. Зміст роботи/проєкту (перелік питань, які належить розробити):
проаналізувати нормативне та наукове забезпечення якості експлуатації енергообладнання енергетичних комплексів в позапроектні терміни, визначити шляхи удосконалення забезпечення якості, розробити рекомендації щодо удосконалення нормативного забезпечення та шляхи його впровадження в функціонування системи нормативно-методичного забезпечення атомних електростанцій

5.Перелік графічного матеріалу (презентаційний матеріал):

6. Консультант:

Розділ	Консультант	Підпис, дата		Оцінка (бали)
		Завдання видав	Завдання прийняв	

7. Дата видачі завдання«__»_____20__р.

Керівник _____ Ганна ГРІНЧЕНКО
(підпис) (ім'я, прізвище)

Завдання прийняв до виконання _____ Микола КАМІСАРОВ
(підпис) (ім'я, прізвище)

**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН-ГРАФІК
виконання кваліфікаційної роботи**

№ з/п	Назва етапів роботи та питань, які мають бути розроблені відповідно до завдання	Термін виконання	Позначки керівника про виконання завдань
1.	Розробка плану кваліфікаційної роботи, ознайомлення з літературними джерелами за темою		
2.	Написання теоретичної частини кваліфікаційної роботи		
3.	Написання аналітичної частини кваліфікаційної роботи		
4.	Написання дидактичного проєкту в рамках кваліфікаційної роботи		
5.	Перевірка чернетки кваліфікаційної роботи та внесення змін до неї керівником		
6.	Перевірка якості кваліфікаційної роботи у системі «Антиплагіат»		
7.	Оформлення кваліфікаційної роботи		
8.	Проходження нормоконтролю оформлення кваліфікаційної роботи		

Здобувач вищої освіти _____
(підпис)

Микола КАМІСАРОВ
(ім'я, прізвище)

Нормоконтроль _____
(підпис)

(ім'я, прізвище)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ НОРМАТИВНОГО ТА НАУКОВО-ТЕХНІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСА ТЕПЛОМЕХАНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ АЕС.....	10
1.1 Аналіз нормативних документів України щодо безпечної експлуатації та продовження ресурсу обладнання АЕС	10
1.2 Систематизація і класифікація нормативного забезпечення щодо продовження ресурсу	16
1.3 Особливості експлуатації тепломеханічного обладнання АЕС та їх технічні показники.....	20
1.4 Стан питання визначення ресурсу і методи контролю тепломеханічного і енергетичного обладнання АЕС.....	28
ВИСНОВКИ	Помилка! Закладку не визначено.
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВІДІВ РЕАКТОРНОГО ВІДДІЛЕННЯ ЮУ АЕС ЩО ДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ	35
2.1. Побудова блоку навантаження трубопроводів ГЦК	36
2.3 Вдосконалення методики розрахунку напружено – деформованого стану трубопроводів ГЦТ-ГЗЗ-КО- «Гаряча» петля ГЦК.....	42
2.4. Вдосконалення методики розрахунку опору крихкому руйнуванню трубопроводів АЕС	51
2.5. Розрахунок наведених напруг трубопроводів реакторного відділення АЕС з врахуванням сейсмічної дії.....	60
2.6. Рекомендації з підвищення експлуатаційної безпеки АЕС	70
ВИСНОВКИ	72
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ ПО РОБОТІ	Помилка! Закладку не визначено.
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	Помилка! Закладку не визначено.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЕС	Атомна електростанція
ВВЕР	Водо-водяний енергетичний реактор
ВК	Візуальний контроль
ВО	Внутрішній огляд
ВП ПУ АЭС	Відокремлене підприємство «Південно-Українська АЕС»
ГЗЗ	Головні запірні засувки
ГВ	Гідравлічні випробування
ГОСТ	Державний стандарт
ІЕ	Інструкція з експлуатації
КК	Капілярний контроль
КМ	Контроль металу
КМВ	Контроль механічних властивостей
МКЕ	Метод кінцевих елементів
НД	Нормативний документ
НДС	Напружено-деформований стан
ПНЭ	Порушення нормальної експлуатації
НТД	Нормативно-технічна документація
НУЕ	Нормальні умови експлуатації
НЕ	Нормальна експлуатація
ОЗ	Околошовна зона
ОМ	Основний метал
ПГ	Парогенератор
ППР	Планово-попереджувальний ремонт
РВ	Реакторне відділення
РУ	Реакторна установка
ЗШ	Зварний шов
ТУ	Технічні умови
УЗК	Ультразвуковий контроль

ВСТУП

Експлуатація обладнання на атомних електростанціях (АЕС) вимагає підвищеного рівня безпеки через використання ядерного палива, що робить ці об'єкти особливо небезпечними. Проектний термін служби енергоблоків АЕС зазвичай становить 30 років. Для 1-го та 2-го енергоблоків Южно-Української АЕС цей термін вже завершився. У зв'язку з цим були проведені науково-дослідні роботи, спрямовані на обґрунтування можливості продовження терміну експлуатації тепломеханічного обладнання. Для цього вдосконалено нормативне та методологічне забезпечення з обов'язковим дотриманням вимог ядерної та радіаційної безпеки, яке в подальшому буде використано для інших енергоблоків атомної енергетики.

Одним з найважливіших елементів АЕС є трубопроводи, що несуть теплоносій. Як правило, при русі теплоносія виникають коливання тиску і температури, які досягають значних величин, що призводить до напруг, і служать причиною втомного руйнування. Критерієм оцінки технічного стану трубопроводів в терміни понад проектного є їх розрахунок напружено-деформованого стану, для проведення якого потрібно мати дані характеристик основного металу і зварних з'єднань, а також дані за експлуатаційними характеристиками.

Такий підхід дає можливість оцінити не тільки фізичний стан обладнання, а й своєчасно прийняти коригуючі заходи, а також визначити економічну доцільність і необхідність заміни елементів трубопроводів та обладнання на більш ефективні.

Актуальним є продовження термінів експлуатації трубопроводів та іншого обладнання атомних електричних станцій Запорізької, Хмельницької та інших. Так, для першого і другого енергоблоків Рівненської АЕС (2010 рік), а також першого енергоблоку Південно-Української АЕС (2012 рік) вже проведено обстеження і прийнято рішення про подальшу експлуатацію.

У даній роботі розглядаються трубопроводи реакторного відділення, а саме головний циркуляційний трубопровід (ГЦТ), головна запірна засувка

(ГЗЗ) і трубопровід зв'язку компенсатора об'єму (КО) з «гарячої» ниткою петлі головного циркуляційного контуру (ГЦК), що несуть тепловий потік, схильні до зміни навантажень. Запропоновано методи проведення розрахункового та експериментального обстеження металу трубопроводів і обладнання на міцність для ухвалення рішення про подальшу експлуатацію.

Існуючі норми розрахунку на міцність обладнання і трубопроводів атомних енергетичних установок не відповідають в повному обсязі на питання щодо можливості подовження ресурсу експлуатації. Щоб прийти до їх модернізації, необхідно було розробити методи розрахунково-експериментальної оцінки міцності, крихкості металу трубопроводу. Тому актуальною науково-прикладною задачею є розробка нормативного забезпечення з експлуатаційної безпеки на основі аналізу міцності металу трубопроводів АЕС з метою оцінки технічного стану та внесення рекомендацій щодо подальшої експлуатації.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є підвищення експлуатаційної безпеки енергообладнання реакторного відділення за рахунок удосконалення нормативно-методичного забезпечення з його технічної діагностики.

Для досягнення мети були визначені такі завдання:

1. Провести аналіз чинної нормативної бази, що регулює технічну та ядерну безпеку експлуатації АЕС.
2. Виконати комплексний аналіз трубопровідних систем ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з "гарячою" ниткою петлі №4 ГЦК під час різних режимів навантаження в процесі експлуатації.
3. Дослідити причини втомного руйнування та існуючі методи оцінки крихкості.
4. Розробити математичну модель оцінки технічного стану трубопроводів реакторного відділення з урахуванням сейсмічних впливів.
5. Провести емпіричні дослідження стану металу трубопроводів реакторного відділення для підтвердження теоретичних результатів.

6. Розробити рекомендації щодо підвищення безпеки під час продовження термінів експлуатації.

Об'єкт дослідження

Процес забезпечення експлуатаційної безпеки трубопроводів реакторного відділення АЕС.

Предмет дослідження

Нормативні документи, що регламентують безпечну експлуатацію трубопроводів реакторного відділення.

Методи дослідження

Дослідження ґрунтувалися на теоретичних і емпіричних підходах:

- **Теоретичні методи:** базуються на сучасних принципах теорії стандартизації, положеннях динаміки та міцності, системного аналізу; для розрахунків швидкоплинних процесів застосовано метод кінцево-різницевих елементів.
- **Емпіричні методи:** проводилися із використанням сучасної техніки та апробованих інженерних методик.

Наукова новизна

1. **Алгоритмічна та математична модель** розрахунку крихкості металу трубопроводів розроблена вперше. Вона враховує тривалість експлуатації та геометрію розвитку тріщин залежно від навантажень, що дозволяє оцінювати технічний стан та прогнозувати термін служби трубопроводів, забезпечуючи підвищення їх безпеки.
2. **Залежності концентрації напружень** у металі трубопроводів від часу експлуатації та параметрів тріщин вперше отримані шляхом розв'язання нелінійного диференційного рівняння розвитку тріщин, що дає змогу прогнозувати ресурс трубопроводів.
3. Розроблені методи та моделі прогнозування технічного стану металу трубопровідних систем удосконалено за рахунок створення автоматизованої системи розрахунку напружено-деформованого стану,

що дозволяє оцінювати параметри трубопроводів у позапроектний термін експлуатації.

Структура і обсяг роботи: Магістерська робота складається зі вступу, двох розділів, висновків. Повний обсяг роботи - сторінок. З них: малюнків на

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ НОРМАТИВНОГО ТА НАУКОВО-ТЕХНІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ З ПРОДОВЖЕННЯ РЕСУРСА ТЕПЛОМЕХАНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ АЕС

У розділі розглянуто нормативне та науково-технічне забезпечення експлуатаційної безпеки атомних електростанцій України. Проведено критичний аналіз літератури та нормативних документів до існуючих підходів вирішення питання з оцінки ресурсу енергообладнання та прийняття рішення щодо продовження термінів експлуатації.

У процесі вивчення наукової літератури були проаналізовані розрахункові методи визначення ресурсу. Особливу увагу приділено сучасним науковим працям з перепризначення ресурсу та контролю технічного стану металу трубопроводів АЕС за різними показниками. В розділі наведено критична оцінка національних нормативних документів, використовуваних для забезпечення безпечної експлуатації атомних станцій як в цілому, так і її окремих елементів.

На основі критичного аналізу було виявлено коло невирішених до теперішнього часу проблемних завдань, пов'язаних з науковим обґрунтуванням, на основі нормативних вимог до об'єктів з підвищеною небезпекою, термінів експлуатації енергообладнання.

1.1 Аналіз нормативних документів України щодо безпечної експлуатації та продовження ресурсу обладнання АЕС

Продовження терміну експлуатації атомних електростанцій є складним і багатогранним процесом, який пов'язаний із дотриманням високих вимог як до нормативної, так і до технічної документації. Ці вимоги спрямовані на забезпечення безпеки, надійності та ефективності функціонування всіх компонентів енергоблоку.

Ключову роль у цьому процесі відіграють нормативні та керівні документи, які повинні регламентувати процедури оцінки технічного стану обладнання. Вони мають гарантувати:

- Високу якість виконання робіт, що виключає ризики помилок та недоліків у процесі оцінювання.
- Максимальний рівень безпеки, що є критично важливим з огляду на використання ядерного палива та підвищену небезпеку об'єктів АЕС.
- Економічну доцільність проведення робіт, яка передбачає оптимальне використання ресурсів і мінімізацію витрат без шкоди для надійності та безпеки.

Додатково, документація повинна враховувати специфіку умов експлуатації, таких як вплив радіації, термічних навантажень, циклічності режимів роботи та старіння матеріалів. Це потребує інтеграції сучасних підходів, включаючи методи математичного моделювання, неразрушувального контролю та автоматизованих систем моніторингу технічного стану.

Таким чином, продовження терміну експлуатації АЕС є комплексною задачею, що потребує міждисциплінарного підходу, який поєднує інженерні, економічні та нормативні аспекти задля досягнення сталого функціонування атомної енергетики.

Основні НД щодо забезпечення безпечної експлуатації АЕС України



Рис.1.1. Основні нормативні документи щодо забезпечення безпечної експлуатації АЕС.

Правила безпеки експлуатації реакторних установок та радіаційної безпеки при експлуатації АЕС [6,7] встановлюють загальні вимоги до конструкції, характеристик та умов експлуатації елементів і конструкцій реакторних установок і атомних станцій в цілому, а також організаційні вимоги, спрямовані на забезпечення ядерної безпеки під час проектування, спорудженні та експлуатації атомних станцій. Ядерна безпека визначається технічною досконалістю проектів, необхідною якістю виготовлення, монтажу, налагодження та випробувань елементів і систем, важливих для безпеки, їх надійність в процесі експлуатації і своєчасного технічного обслуговування та ремонту обладнання. В [6] визначено вимоги до трубопровідних систем і елементів першого контуру реакторних установок, в яких наголошено на необхідності забезпечення надійної роботи протягом всього терміну експлуатації з урахуванням корозійно-ерозійних, силових,

сейсмічних, теплових та інших впливів, тому що елементи першого контуру забезпечують міцність корпусу реактора. Відзначимо, що трубопровідні системи першого контуру АЕС виділені, як об'єкти підвищеної небезпеки та вимагають постійного контролю технічних параметрів для забезпечення безпечної роботи всієї енергосистеми. Однак дані нормативні документи лише встановлюють загальні вимоги без вказівок конкретних заходів по оцінці безпеки на даних об'єктах.

Типовий зміст технічного обґрунтування безпеки реакторних установок і атомних станцій [8,9] містять вимоги щодо структури та змісту інформації щодо обґрунтування безпеки атомних станцій в цілому і окремих її важливим для забезпечення безпеки систем. В [9] зазначено, що при складанні технічного обґрунтування безпеки атомних станцій обов'язковою умовою є приведення переліку з класифікацією систем і устаткування з безпеки і сейсмостійкості, згідно з вимогами нормативно-технічної документації. Ухвалений перелік повинен бути обґрунтований. Повинна бути розглянута відповідно до наведеної структурию кожна важлива для безпеки система (обладнання та споруди). Інформація, що міститься в описі систем інформація повинна показувати, що проект системи задовольняє вимогам нормативних документів. Розгляд системи має показувати, для яких відмов необхідно дати додаткові спеціальні аналізи наслідків і для яких відмов такі аналізи не потрібні.

Загальні положення безпеки і забезпечення безпеки при знятті з експлуатації атомних станцій і ядерних реакторів [10,11]. Одним з критеріїв забезпечення безпеки атомних станцій, згідно [13] - є обґрунтована надійність систем і елементів першого контуру протягом проектного терміну експлуатації енергоблоків атомних станцій з урахуванням можливого погіршення характеристик під впливом ерозії, повзучості, втоми, старіння, циклічних навантажень (вібрацій) і інших впливів. А також, наголошується на необхідності постійного аналізу ресурсу елементів, важливих для безпеки і в залежності від результатів аналізу приймається рішення про продовження

їх експлуатації, продовження ресурсу або заміни. Дані нормативні документи характеризують критерії забезпечення безпеки обладнання атомних станцій, але не відображають методики, правил і норм щодо проведення аналізу трубопровідних систем для оцінки безпеки і ресурсу.

Першочерговим документом при продовженні термінів експлуатації обладнання АЕС є програми управління старінням (ПУС), які вдосконалені відповідно до рекомендацій [25].

Типова програма [26] передбачає проведення таких робіт як:

- узагальнення та аналіз проектної конструкторської та експлуатаційної документації;
- встановлення параметрів і критеріїв технічного стану;
- аналіз відмов і пошкоджень;
- визначення механізмів старіння;
- аналіз результатів контролю стану металу;
- встановлення параметрів і критеріїв граничного стану;
- вимірювання параметрів технічного стану;
- оцінка перепризначеного ресурсу;
- встановлення критеріїв можливості перепризначення ресурсу;
- розробка заходів щодо забезпечення безпечної експлуатації і управління старінням в період перепризначеного ресурсу / терміну служби;
- оформлення результатів проведених робіт.

Аналіз і оцінка технічного стану проводилося відповідно до типових програм [27,28], що безпосередньо дозволяє визначити поточний стан металу трубопроводу.

Відповідно до вимог ПНАЕ Г-7-008-89 [17] контроль механічних властивостей металу основних трубопроводів для АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000 проводиться через кожні 100 тис. годин експлуатації. У 2014 році був проведений експлуатаційний періодичний контроль механічних характеристик металу трубопроводів енергоблоку №2 ВП ПУ АЕС після 100 тисяч годин експлуатації [28]. На підставі аналізу відмов і пошкоджень,

результатів контролю металу, проведених на енергоблоці №2 ЮУАЕС, були попередньо встановлено можливі механізми зміни технічного стану металу ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК.

Виконаний аналіз експлуатаційної та ремонтної документації дозволяє попередньо виділити найбільш ймовірні механізми зміни технічного стану трубопроводів та їх елементів[29].

Періодичний контроль механічних властивостей основного металу і зварних з'єднань трубопроводів обумовлений необхідністю виявлення та аналізу змін фізико-механічних властивостей з метою перевірки їх відповідності:

- сертифікатами, стандартам і ТУ на метал трубопроводів;
- діючої НТД;
- початкових значень механічних властивостей металу трубопроводів АЕУ.

Разом з тим, в енергетичній галузі України для забезпечення безпеки, та вирішення питань з оцінки технічного стану тепломеханічного обладнання існує реальна необхідність проведення класифікації та систематизації існуючого нормативного забезпечення та формування комплексу нормативної документації, до якого увійдуть документи різного рівня: міжнародні, національні, міжгалузеві, галузеві стандарти які спрямовані на забезпечення ядерної та радіаційної безпеки при експлуатації АЕС [34].

Проведені обстеження ставили собі за мету вдосконалення науково обґрунтованих методів оцінки технічного стану енергетичного обладнання АЕС і його залишкового ресурсу, з огляду на процеси його деградації [35]. Адже, діючи в даний час нормативні документи з безпечної експлуатації обладнання були введені в вісімдесяті роки минулого століття [36]. Також для проведення робіт з періодичної переоцінки безпеки, технічного обслуговування і ремонту необхідно удосконалення нормативно-правових актів і регулюючих вимог при продовженні термінів експлуатації [37].

1.2 Систематизація і класифікація нормативного забезпечення щодо продовження ресурсу

До показників надійності АЕС відноситься безвідмовність, довговічність і ремонтпридатність [46], а при проведенні обґрунтування продовження ресурсу необхідно прогнозування цих показників і вибору раціональних шляхів забезпечення і підвищення надійності устаткування.

При продовженні ресурсу експлуатації, як було сказано вище, необхідно було враховувати режими роботи АЕС. При цьому обладнання працює в простому або складному режимах [47].

Оцінку проводять на основі обробки даних спостережень за надійністю об'єктів або їх аналогів в експлуатації, даних по їх випробувань на надійність, а також на основі проведення структурного аналізу надійності об'єктів і вивчення закономірностей виникнення їх відмов [48].

Для оцінки показників надійності АС, енергоблоків, систем і обладнання використовують статистичний і розрахунково-експериментальний методи [49].

Для визначення ресурсу обладнання необхідно провести оцінку технічного стану елементів обладнання по показникам надійності, що вимагає, у першу чергу, зробити систематизацію нормативних документів України щодо безпечної експлуатації обладнання, технічного стану, надійності.

Систематизація стандартів технологічних процесів в енергетиці України та за кордоном, включаючи галузеві стандарти, показав, що крім розробки нових і вдосконалення існуючих стандартів щодо вирішення питань продовження термінів експлуатації ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК, дає можливість приймати рішення щодо продовження термінів експлуатації.

Структура нормативної документації, запропонована для проведення робіт з оцінки технічного стану та продовження ресурсу ГЦТ, ГЗЗ і

трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК показана на рис.1.2.

Структура включає три групи стандартів, що входять в нормативне забезпечення щодо продовження ресурсу енергетичного обладнання [1].

Така структура дає можливість:

- розробити єдині норми щодо вибору фізичних параметрів, що характеризують технічний стан обладнання з урахуванням його деградації;
- удосконалити методичне забезпечення достовірної оцінки технічного стану обладнання;
- систематизувати результати проведених обстежень і розрахунків для визначення прогнозного значення залишкового ресурсу.

НД з ядерної та радіаційної безпеки

- "Правила ядерной безопасности РУАЭС" ПБЯ РУ АС
- "Правила радиационной безопасности при эксплуатации АЭС" ПРБ АС
- "Типовое содержание 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

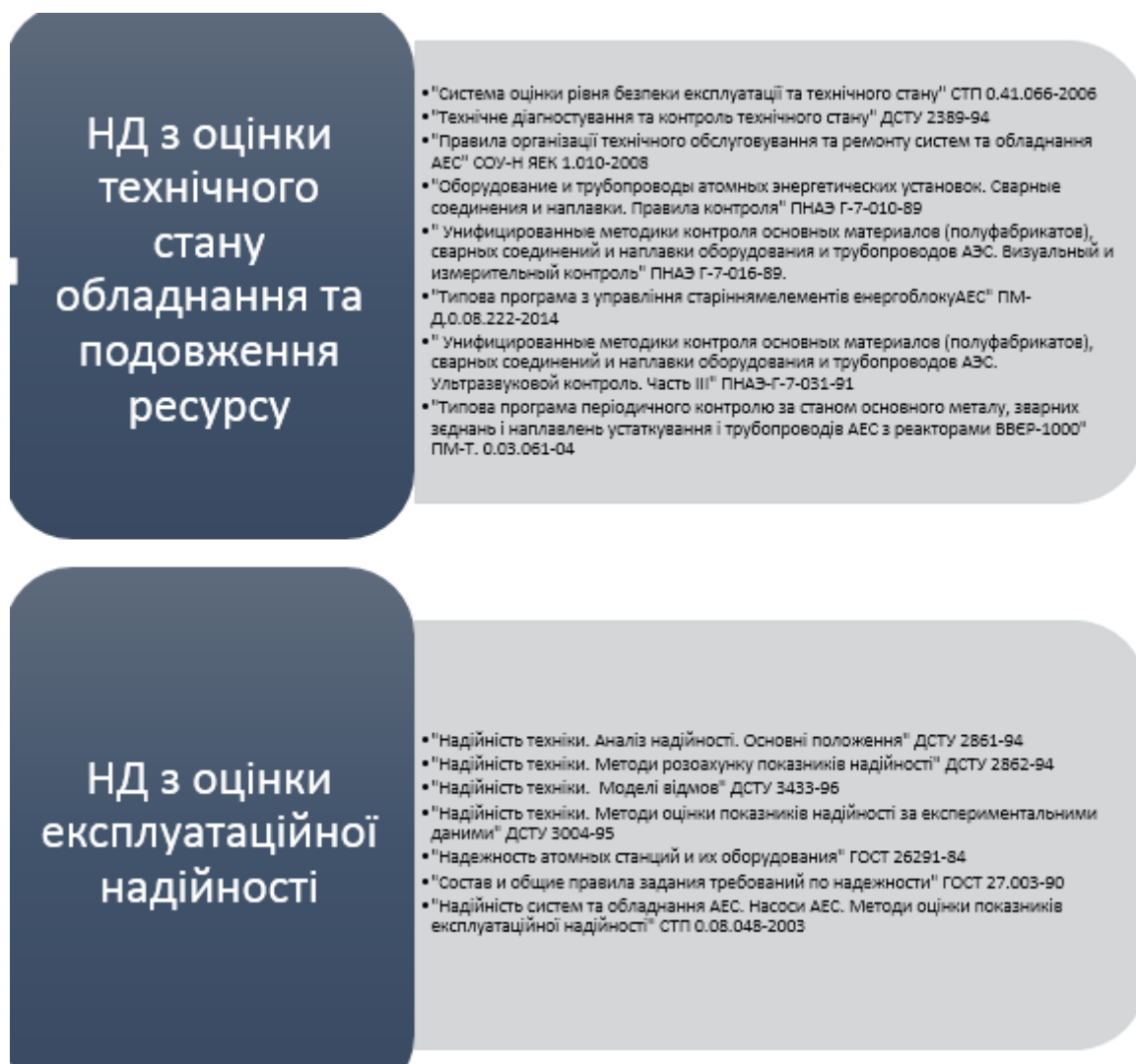


Рис.1.2 Структура нормативної документації для проведення робіт з оцінки технічного стану та продовження ресурсу

Перевага запропонованої структури нормативних документів для оцінки технічного стану та продовження ресурсу обладнання полягає в чіткості та однозначності визначених напрямків виконання цих робіт. Хоча представлені стандарти не забезпечують повного аналізу технічного стану обладнання та оцінки його залишкового ресурсу, їх поділ на групи дозволяє сформувати єдині класифікаційні критерії. Ці критерії стають основою для розробки нормативного забезпечення, спрямованого на ефективну оцінку стану трубопроводів та продовження їх експлуатації.

Аналіз чинних нормативних документів свідчить, що традиційні методи оцінки стану енергетичного обладнання на АЕС орієнтовані на забезпечення його справності та працездатності. Вони повинні відповідати наступним критеріям:

- Визначення функціональної придатності обладнання для виконання поставлених завдань.
- Оцінка показників надійності, таких як частота відмов і ступінь пошкоджень.
- Розробка програм технічного діагностування та впровадження систем постійного інформаційного моніторингу стану обладнання.
- Комплексна оцінка технічного стану, що включає як результати експертного обстеження, так і науково-технічні методики аналізу старіння з розширеним переліком визначальних параметрів.
- Проведення відновлювальних робіт та встановлення регламенту контролю стану обладнання, а також профілактичних заходів.
- Визначення залишкового ресурсу з використанням комплексного підходу, який включає оцінку поточного технічного стану і врахування процесів деградації для прогнозування подальшої експлуатації.

Ця структурована підходом нормативна база сприяє підвищенню ефективності оцінки стану обладнання, дозволяючи виконувати роботи з його модернізації та подовження експлуатації на основі науково обґрунтованих методів.

Проаналізувавши основні нормативні документи, що визначають критерії і принципи безпечної експлуатації елементів і конструкцій атомних станцій можна відзначити:

- При оцінці експлуатаційної безпеки атомної станції в цілому, особливу увагу необхідно приділяти трубопровідним системам і елементам першого контуру з урахуванням зміни характеристик елементів і конструкцій, внаслідок зносу, повзучості, втоми, теплового, циклічного та інших впливів;

- Для оцінки безпеки доцільно попередньо систематизувати системи та обладнання з безпеки, для можливості визначення випадків, при яких необхідний додатковий аналіз;
- Необхідний постійний контроль залишкового ресурсу важливих для безпеки систем і устаткування, для забезпечення надійної роботи і своєчасного прийняття рішення про подальшу експлуатацію елементів і конструкцій або ж їх заміні.

Розглянувши та проаналізувавши нормативну документацію щодо забезпечення безпеки при подовженні терміну експлуатації тепломеханічного обладнання АЕС, виявлено ряд недоліків і в зв'язку з цим пропонується її удосконалення з урахуванням вже існуючих критеріїв і вимог безпечної експлуатації пред'являються до тепломеханічного обладнання атомних станцій.

1.3 Особливості експлуатації тепломеханічного обладнання АЕС та їх технічні показники

При експлуатації енергетичного обладнання АЕС, особливо трубопроводів першого контуру, в яких теплоносій від реактора надходить до парогенератору при тиску 6.4 МПа і температурі 274°C, довговічність складових елементів трубопровідної системи залежить від багатьох факторів[50]. Так, при експлуатації ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК ресурс визначається малоцикловою втомою, вібрацією, ерозійно-корозійним та іншими процесами які впливають на деградацію.

Конструктивною особливістю ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК є їх розташування в захисній залізобетонній оболонці для захисту від іонізуючого випромінювання.

Аксометричне зображення реакторної установки енергоблоку №2, що складається з чотирьох ПГ, чотирьох ГЦН, восьми ГЗЗ і чотирьох петель

ГЦТ, що ілюструє розташування обладнання ГЦК реакторної установки енергоблоку №2 в будинку реакторного відділення показано на рисунку 1.3 (вертикальний розріз) і на рисунку 1.4. (горизонтальний переріз).

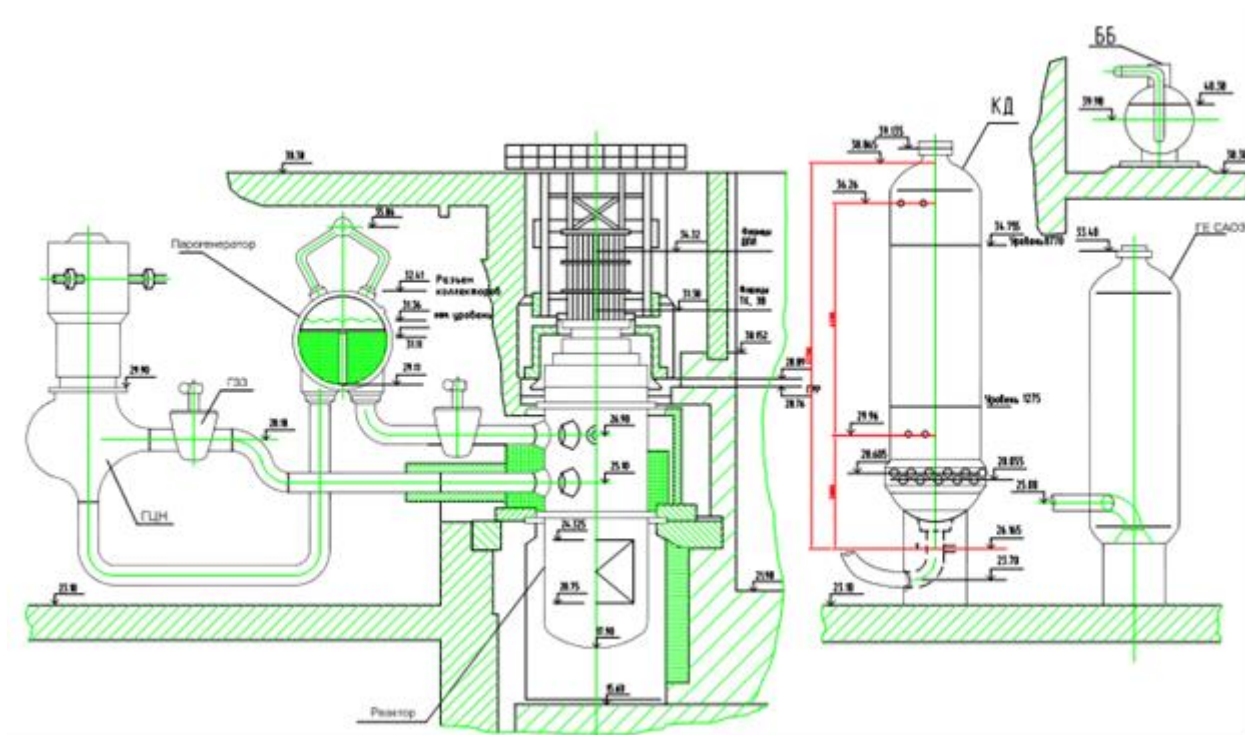


Рисунок 1.3. Розташування обладнання ГЦК реакторної установки енергоблоку №2 в будинку реакторного відділення

ГЦТ з'єднує між собою основне обладнання реакторної установки (РУ), утворюючи циркуляційний контур, і призначений для здійснення циркуляції теплоносія з реактора в парогенератори і назад. ГЦТ складається з чотирьох петель.

За критеріями безпеки ГЦТ віднесено до системи нормальної експлуатації, клас безпеки 2Н (небезпечний), групи В [7,8,] і першої категорії сейсмостійкості [12,43].

Конструкція ГЦТ забезпечує його нормальну, без зупинки, експлуатацію при впливі навантажень, викликаних меншою або рівною проектному землетрусу, а також забезпечує безпечний зупин і

розхолодження при навантаженнях, викликаних максимальним розрахунковим землетрусом.

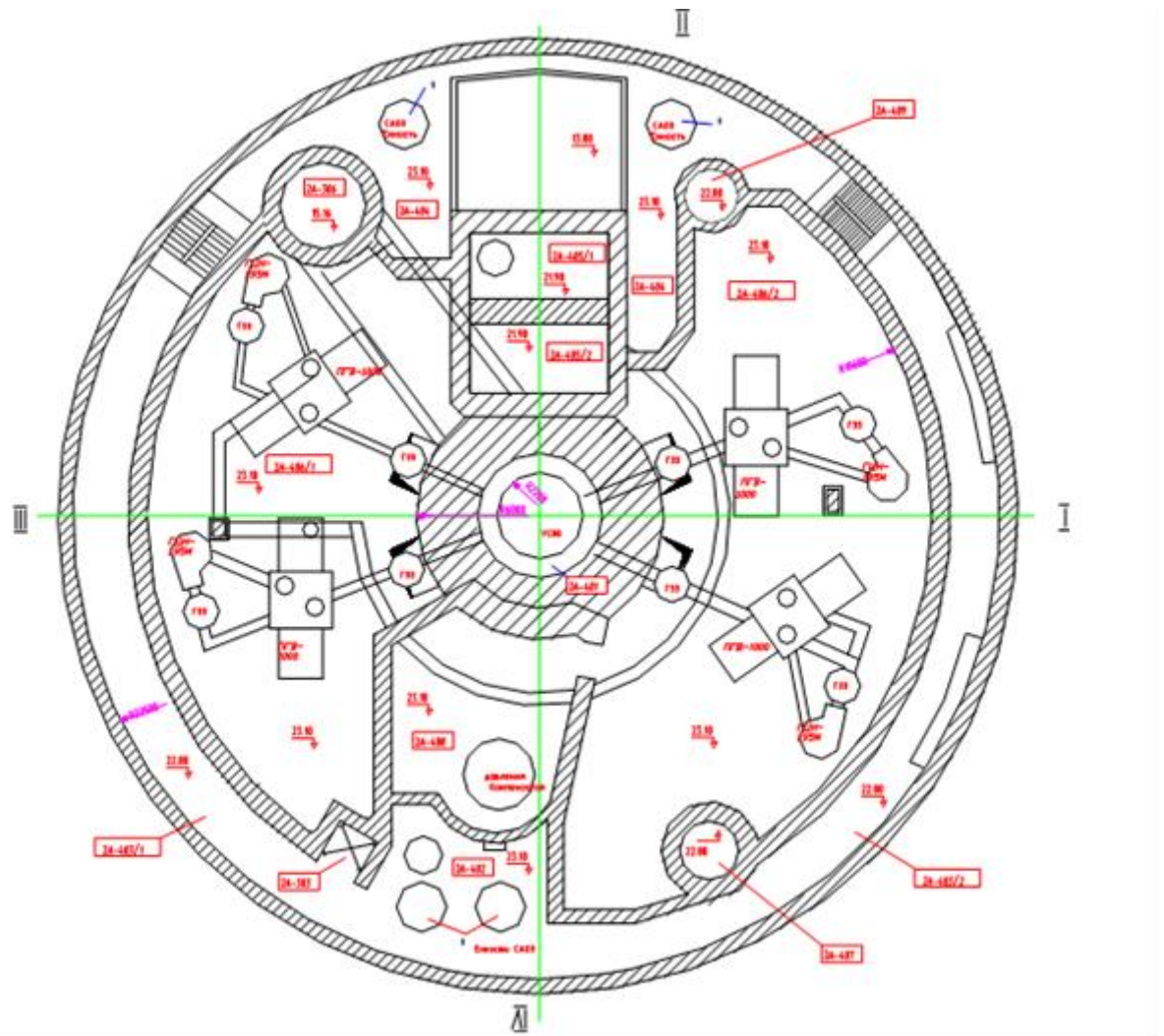


Рисунок 1.4. Схема розташування обладнання ГЦК РУ енергоблока №2 реакторного відділення ВП ПУАЕС на позначці 22,80 м.

ГЦТ зберігає працездатність в умовах режиму порушення тепловідведення з герметичної оболонки і режиму "малої" течії.

Головні запірні засувки (ГЗЗ) Ду850 використовуються як запірні пристрої на гарячій та холодній нитках циркуляційних петель першого контуру і служать для їх відключення з метою проведення ремонту першого контуру, а також при появі течі - відключається частини контуру.

В основу проекту ГЗЗ покладено принцип забезпечення її герметичності по відношенню до зовнішнього середовища і виконання нею своїх функцій в обсязі, необхідному для забезпечення безпеки АС при нормальній експлуатації і в аварійних ситуаціях, в тому числі при аварії типу "велика" течя, а також при сейсмічних впливах до 6 балів (зі збереженням працездатності) протягом терміну служби АС.

При нормальній експлуатації ГЗЗ відкриті. Якщо необхідно, за допомогою ГЗЗ можна відключити кожен з чотирьох циркуляційних петель.

Дихальний трубопровід КО призначений для зв'язку компенсатора об'єму з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК. По трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК здійснюється перетік теплоносія з першого контуру в компенсатор об'єму і з компенсатора об'єму в перший контур при зміні температури теплоносія першого контуру.

Кожна з чотирьох циркуляційних петель (Рис. 1.5 і Рис. 1.6) має дві ділянки труб з внутрішнім діаметром 850мм. Ділянки між вихідними патрубками реактора і вхідними патрубками ПГ називаються "гарячими" нитками. Ділянки між вихідними патрубками ПГ і патрубками всмоктування ГЦН, між нагнітаючими патрубками ГЦН і вхідними патрубками реактора називаються "холодними" нитками.

"Гаряча" нитка петлі №4 з'єднана з КО з'єднувальним трубопроводом $\varnothing 426 \times 40$ мм. Внутрішній діаметр з'єднувального трубопроводу вибраний з умови обмеження прийнятною величини перепаду тиску між КО і ГЦТ в нестационарних режимах без розуцільнення першого або другого контурів 0,39 МПа (4 кгс / см²).

Для здійснення технологічного процесу при нормальних умовах експлуатації і виконання функцій щодо забезпечення безпеки в аварійних режимах, а також для контролю за параметрами теплоносія в головному циркуляційному контурі, в ГЦТ уварені патрубки і штуцера, якими ГЦТ з'єднаний з наступними допоміжними системами:

- підтримання тиску в першому контурі;

- планового розхолодження;
- підживлення і продувки першого контуру;
- аварійного вприскування бору;
- вимірювання параметрів теплоносія;
- дренажу.

Нижні точки кожної циркуляційної петлі з'єднані з дренажною системою. Конструкція трубопроводів забезпечує їх повну дезактивацію.

Температурні розширення ГЦТ компенсуються переміщенням на рухомих роликових опорах парогенераторів і ГЦН.

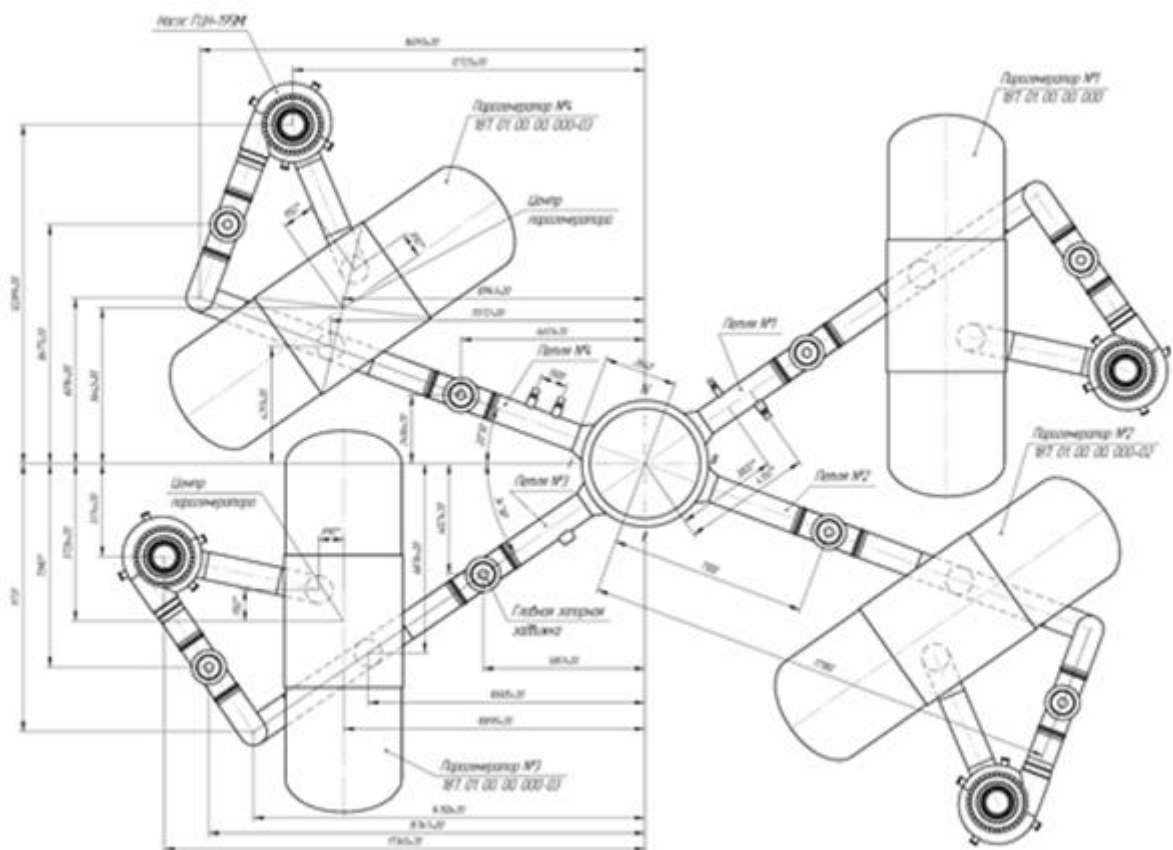


Рисунок 1.5 - Головний циркуляційний трубопровід в плані.

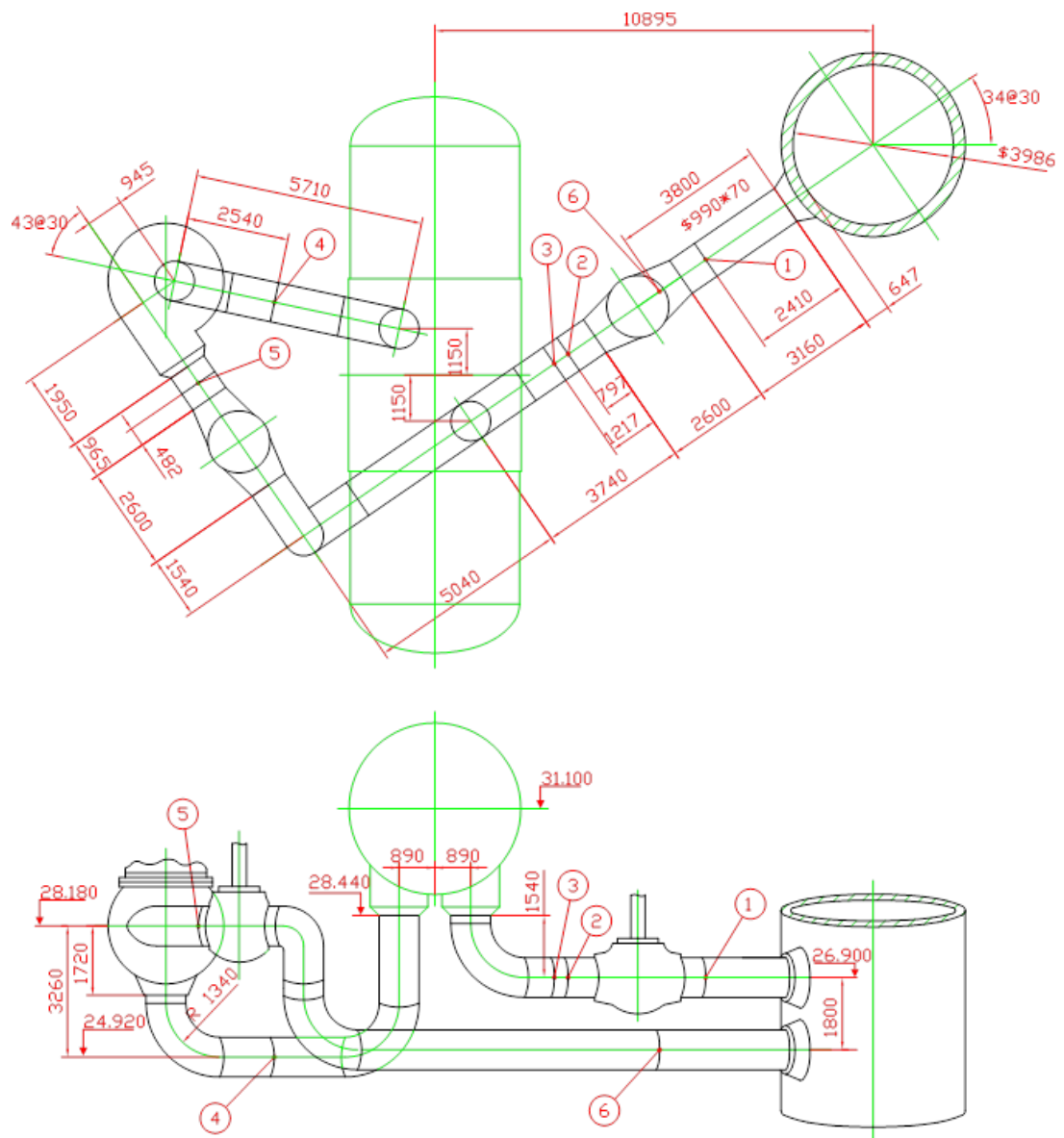


Рисунок 1.6. Загальний вигляд петлі ГЦТ.

В якості ГЗЗ на ПУАЕС застосовані засувки типу 970-850-Е з умовним діаметром 850 мм, що виготовлені Чеховським заводом енергетичного машинобудування.

На рис. 1.7, 1.8 представлена головна запірна засувка.

Критерієм виконання ГЗЗ покладених на неї функцій є її закриття (перекриття головного циркуляційного трубопроводу) і відкриття по команді оператора. У режимі порушення тепловідведення засувка залишається працездатною і не вимагає технічних оглядів і ремонтів.

Допускаються режими роботи засувки при підвищених витратах робочого середовища до $24000 \text{ м}^3 / \text{год}$. Число циклів при цих режимах - 100 за термін служби, тривалість циклу до 250 год.

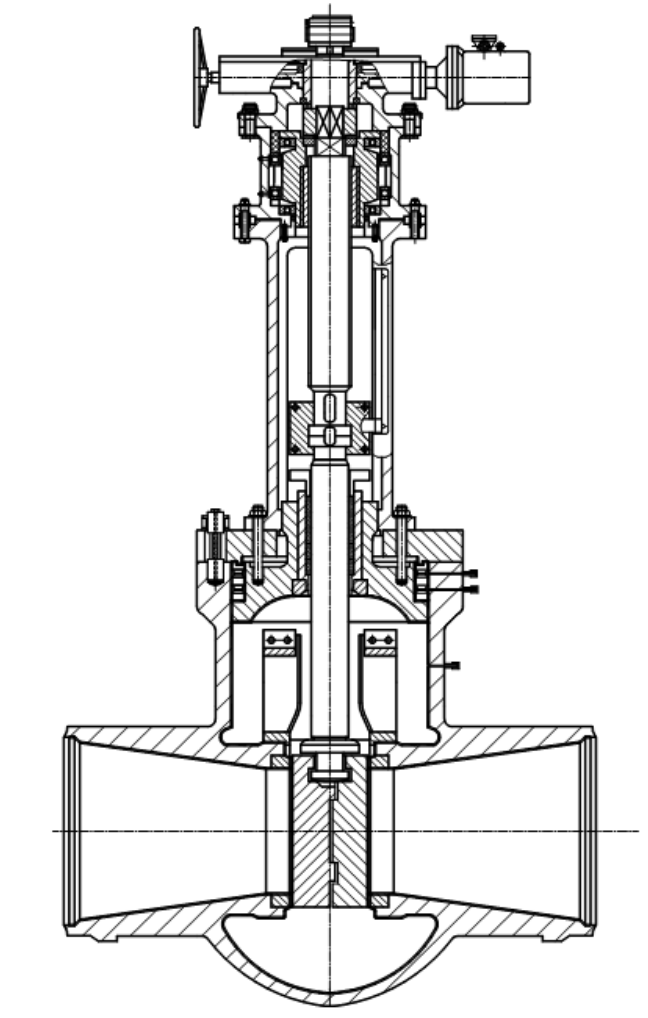


Рисунок 1.7. Загальний вигляд ГЗЗ в зборі

Допускаються режими роботи засувки при витратах середовища до $26000 \text{ м}^3 / \text{год}$. Число циклів при цих режимах - 100 за термін служби, тривалість циклу до 12 год.

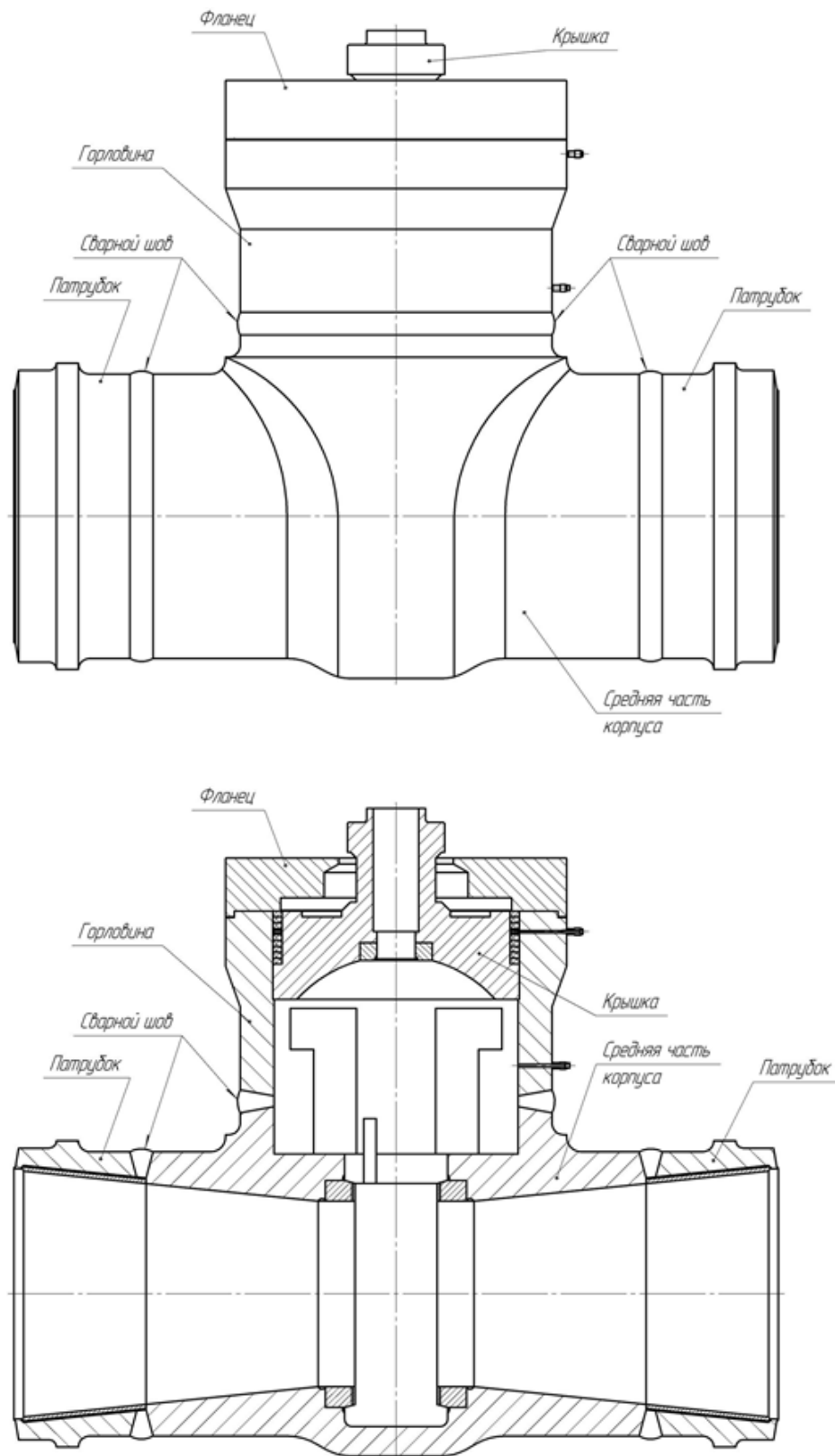


Рисунок 1.8 - Корпус головной запірної засувки. Загальний вигляд.

Крім того, робота системи компенсації тиску забезпечує компенсацію температурних змін обсягу теплоносія I контуру при різних режимах роботи реакторної установки, створення і підтримання необхідного тиску в I контурі.

Для оцінки ресурсу трубопроводів і ГЗЗ необхідно визначити напружено-деформований стан в залежності від дії експлуатаційних навантажень.

1.4 Стан питання визначення ресурсу і методи контролю тепломеханічного і енергетичного обладнання АЕС

Старіння обладнання і відповідно аналіз ресурсних характеристик є важливими проблемами в Україні. Дослідження граничного ресурсу обладнання обумовлена, часткою обладнання, яке відпрацювало розрахунковий або призначений термін служби.

Прогнозування ресурсу обладнання, що проводиться великим числом досліджень, показало, що подовження термінів служби об'єктів при частковій заміні і ремонті обладнання стає економічно і технічно доцільним[51]. Разом з тим, для обґрунтування подовження терміну експлуатації необхідно виконати ретельний аналіз факторів, що впливають на безпеку, працездатність і довговічність енергообладнання[52], а саме провести дослідження конкретного об'єкта за такими чинниками, які визначають величину деформації при тривалій експлуатації [53].

Що до визначення ресурсу і обґрунтуванні прогнозуванні терміну продовження служби необхідні дані періодичного контролю механічних властивостей основного металу за термін експлуатації.

Практично всі методи оцінки якості обладнання, що існують сьогодні, засновані на аналізі експлуатаційної надійності з використанням тільки статистичних моделей відмов, що не дозволяє враховувати його реальний технічний стан, тобто ступінь наближення технічних параметрів до граничних допустимих значень.

Для оцінки технічного стану та експлуатаційної безпеки в реальних умовах, авторами Тріщ Р.М., Гиря М.П. запропоновано процедуру розробки

методу оцінки технічного стану електротехнічного обладнання та методу прогнозування залишкового ресурсу з метою можливості продовження термінів безпечної експлуатації за домінуючими показниками [53]. Суть моделі полягає в знаходженні єдиного вірного (домінуючого) параметра для оцінки якості електротехнічного обладнання. Оскільки обладнання оцінюється сукупністю параметрів m і всі вони є рівнозначними між собою, утворюючи складну структуру, їх складно ідентифікувати і адекватно визначити правильний єдиний параметр старіння. Особливість цієї моделі пов'язана з урахуванням пріоритету (різної міри важливості) параметрів та їх приведення до єдиного масштабу.

Сукупність параметрів якості електрообладнання розглядається як вектор, тому для визначення оцінки технічного стану обладнання з вибором найбільш пріоритетного визначального параметра задається набір числових векторних цільових функцій $F_1, F_2, \dots, F_m, m \geq 2$, де m параметрів позначається через $x_1, x_2, \dots, x_m$. Функції враховують безліч можливих рішень D .

$$\begin{cases} F_1(\vec{x}) \rightarrow \min(\max); \\ F_2(\vec{x}) \rightarrow \min(\max); \\ \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots \dots; \\ F_m(\vec{x}) \rightarrow \min(\max); \end{cases} \quad (1.1)$$

Кожному параметру відповідають численні якісні показники $Q_1, Q_2, \dots, Q_n$, (наприклад, температура, вібрація, вологість, режим навантаження и т.п.). Вони конкурують між собою, їх треба оцінити кількісно за допомогою локального критерію оптимальності D_Q , суттю якого є правильний вибір мінімального числа якісних показників параметрів, за допомогою яких можна швидко отримати домінуюче рішення функції D_x , тоді подальші поліпшення неефективні і можуть бути економічно невиправдані.

Для опису оптимальності характеристик функцій $F_m(x)$ вводиться концепція безлічі точок, кожна із котрих є рішенням D_x , для яких завжди справедливий принцип домінування, коли $D_Q \subseteq D$.

Далі, за принципом компромісу, вирішується питання згортання векторної функції $F(\vec{x}) = (F_1(\vec{x}), F_2(\vec{x}), \dots, F_m(\vec{x}))$ поки у безлічі не залишиться одна єдина точка $\vec{x} \in D_x$, в якій всі локальні критерії оптимальності D_Q згодні між собою.

Важливим елементом при такій багатопараметричній оптимізації є призначення коефіцієнтів ваги ω кожного параметра, що оптимізується. Вибір значень вагових коефіцієнтів відбувається залежно від важливості одиничного критерію, при цьому коефіцієнти мають деякий розкид δ_i між собою:

$$\delta_i = \frac{F_i^+ - F_i^-}{F_i^+} = 1 - \frac{F_i^-}{F_i^+}, \quad (1.2)$$

$$\text{де } F_i^- = \min_{\vec{x} \in D_x} F_i(\vec{x}), \quad F_i^+ = \max_{\vec{x} \in D_x} F_i(\vec{x})$$

Тоді ваговий коефіцієнт :

$$\omega_i = \frac{\delta_i}{\sum_{k=1}^s \delta_k} \quad (i = 1, 2, \dots, s) \quad (1.3)$$

де s – цілі числа.

Одержання домінуючого параметру, значення коефіцієнта технічного стану K_d якого максимально наближене до граничного значення в порівнянні з іншими визначальними параметрами, дозволило оцінювати загальний реальний технічний стан обладнання враховуючі вимоги по безпечній експлуатації АЕС.

Такий метод дає можливість прогнозувати залишковий ресурсу з передбачення технічного стану, в якому обладнання виявиться в деякий майбутній період часу, однак не враховує усі параметри, що вносять вклад старіння енергообладнання, надаючи пріоритет лише визначальним, що може значно вплинути на точність прогнозу.

Запропоновані методи комплексної оцінки технічного стану трубопровідних систем [54] пропонує математичну модель визначення залишкового ресурсу трубопроводу за вібраційними та малоцикловими навантаженнями та ерозійно-корозійним зносом. Така модель передбачає лінійний характер накопичення напруження та полягає у побудові розрахункової кінцево-елементної моделі трубопроводу, визначені його амплітудно-частотні характеристики, побудові блоку навантаження трубопроводу після його планово-попереджувального ремонту та визначення напружено-деформованого стану при малоциклових навантаженнях методом кінцевих елементів:

$$\frac{dz}{dt} = \frac{\sigma_a(t)}{T\sigma_{-1K}^m N_0}, \quad (1.4)$$

де σ_{-1K} , N_0 , m – параметри кривої втоми; T – ефективний період навантаження; $\sigma_a(t)$ – еквівалентна амплітуда напруги в небезпечній зоні, схильній до ерозійно-корозійного зносу.

На основі математичної моделі розроблено моделі визначення розрахункового ресурсу трубопроводів при різних типах навантаження.

Інші напрямки з [55] управління старінням та прогнозування ресурсу полягають в удосконаленні методів, приладів та інформаційно-вимірювальних технологій контролю і функціональної діагностики. Ці напрямки полягають в розробці математичних моделей ідентифікації дефектів в об'єктах вібродіагностики та дослідження метрологічних характеристик вимірювальних каналів діагностичних пристроїв. Підвищення метрологічної надійності первинних віброперетворювачів за рахунок використання структурної надмірності перетворень та статистичної інформації відносно взаємно кореляційних властивостей їх вихідних сигналів дозволило розвинути теорію і методи без демонтажного контролю метрологічних характеристик первинних віброперетворювачів в умовах апріорної спектральної нестационарності механічних факторних впливів.

Сутність цього підходу в розроблені інформаційні моделі діагностичних рішень, які враховують переважну більшість ризиків діагностування, апріорні ймовірності станів об'єкту і похибки вимірювань значень його інформативних параметрів, що дозволило визначити умови забезпечення максимальної вірогідності діагностики при варіюванні розмірності вектора вхідних сигналів і інформаційній невизначеності його складових.

Цей підхід має метрологічне підґрунтя, що є теоретичною та практичною основою для отримання та достовірної обробки інформації з вібраційних об'єктів. Однак, разом з тим виникають питання створення нормативного забезпечення оцінки ресурсу на основі наукового-обґрунтованого підходу комплексного аналізу технічного стану обладнання.

Періодичний контроль механічних властивостей основного металу і зварних з'єднань трубопроводів обумовлений необхідністю виявлення та аналізу змін фізико-механічних властивостей з метою перевірки їх відповідності:

- сертифікатами, стандартам і ТУ на метал трубопроводів;
- діючої НТД;
- початкових значень механічних властивостей металу трубопроводів АЕУ.

Механічні властивості основного металу визначаються прямими методами, а перелік контрольованих механічних властивостей металу [56-58] головного циркуляційного трубопроводу включає:

- межа міцності (R_m^{+20}, R_m^{+350});
- межа плинності ($R_{PO,2}^{+20}, R_{PO,2}^{+350}$);
- относительное удлинение (A^{+20}, A^{+350});
- відносне звуження (Z^{+20}, Z^{+350});
- ударну в'язкість (20°C).

В якості методів контролю механічних властивостей металу трубопроводів після тривалої експлуатації був використаний контроль рівня

механічних властивостей на основі кореляції основних механічних властивостей металу трубопроводів з твердістю [59,60], а також контроль механічних властивостей на мікро зразках, вирізаних з металу трубопроводів без порушення конструкційної цілісності і міцності виробів [61].

Недоліки методу контролю за допомогою вирізаних мікрорізків трубопроводів наступні:

- вирізка металу здійснюється в ремонтно-придатних, а не в самих напружених місцях трубопроводів;
- заварка місць вирізки збільшує кількість зварних з'єднань і знижує надійність конструкції;
- проведення обмеженої кількості місць контролю на трубопроводі;
- вирізка не може бути застосована для плакованих трубопроводів (технологічні складнощі відновлення плакіровки).

До позитивних сторін визначення механічних властивостей металу за характеристиками твердості слід віднести [62,63]:

- дослідження реального металу без зразковим методом;
- експресному методу і можливість виконання великого обсягу контролю;
- дослідження металу може проводитися в найбільш напружених і відповідальних місцях обладнання та трубопроводів;
- при випробуваннях вироби не ушкоджуються.

До недоліків використання методу твердості для визначення механічних властивостей є те, що це непрямий метод визначення механічних властивостей, а зв'язок між твердістю і механічними властивостями не завжди однозначна.

Тому для отримання достовірної інформації про зміну властивостей металу в процесі експлуатації вимірювань тільки твердості недостатньо. Поряд з твердістю необхідно залучати прямі механічні випробування, структурно-фазові дослідження та ін. [64,65].

Також при прогнозуванні ресурсу слід враховувати сейсмічні впливи на механічні властивості металу. Розрахунок на сейсмічні впливи проводять для АЕУ з сейсмічністю майданчики 5 балів і вище. Дослідження сейсмічної безпеки ЮУАЕС [66] показав, що пік прискорення ґрунту збільшився майже в два рази ($0,05g \Rightarrow 0,093g$) в порівнянні з початком експлуатації. Тому для усунення недоліків запропоновано збільшити запас міцності до 30% [67], що підтримає виконання функцій безпеки.

Технічна оцінка і огляд заходів які були проведені ДНТЦ ЯРБ спільно з експертами від GRS (Німеччина), IRSN (Франція), STUK (Фінляндія) та інших організацій рекомендували[68,69], що пік прискорення ґрунту повинен бути рівним $0,093g \cdot 0,3 + 0,093g = 0,12g$.

Комплексне проведення досліджень факторів старіння металу при дії різних навантажень на обладнання при експлуатації, а також з урахуванням сейсмічних впливів, дозволить визначити ресурс для подальшої роботи.

При проведенні робіт з продовження термінів експлуатації необхідно удосконалення організації технічного обслуговування і ремонту устаткування за технічним станом.

Планово попереджувальні ремонти повинні включати роботи які пов'язані з продовженням експлуатації обладнання, що забезпечить надійність і безпеку.

РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ТРУБОПРОВODІВ РЕАКТОРНОГО ВІДДІЛЕННЯ ЮУ АЕС ЩО ДО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПОДОВЖЕННЯ ТЕРМІНУ БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Згідно нормативних документів [70] термін служби обладнання і трубопроводів блоків АЕС може бути продовжений на період, що перевищує зазначений в паспорті, на підставі розрахункових даних на міцність, що підтверджує можливість продовження терміну служби[1].

Деградація матеріалу, який використовується в трубопроводах реакторного відділення, залежить від механічних властивостей. Міцність, пружність, пластичність, схильність до крихкого руйнування, повзучість, твердість, корозійна стійкість оцінюються час від часу під час експлуатації експериментально або розрахунковими методами. Важливим є оцінка міцності трубопроводів при дії сейсмічних навантажень.

Встановлено критерії можливості продовження терміну експлуатації трубопроводів і ГЗЗ, розроблені рекомендації з управління старінням трубопроводів і ГЗЗ, які включають заходи, що забезпечують підтримку необхідного рівня технічної та ядерної безпеки, а також перепризначене термін експлуатації 2ГЦТ-1 ÷ 2ГЦТ-4, 2ГЗЗ-1 ÷ 2ГЗЗ -8 і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК енергоблока №2 ВП ЮУ АЕС[2].

У завдання досліджень входить удосконалення науково-обґрунтованих розрахункових моделей напружено деформованого стану трубопроводів, опору крихкому руйнуванню, напруг в результаті сейсмічний впливів, що забезпечує безпечну експлуатацію при продовженні терміну експлуатації [72].

2.1. Побудова блоку навантаження трубопроводів ГЦК

Критеріями, що характеризують технічний стан і залишковий ресурс трубопроводу, є наступні параметри: внутрішній тиск, температурні впливи, робоче середовище, вагове навантаження, вібраційне навантаження, втомна міцність, знос в процесі експлуатації.

На рис.2.1 показана схема фактичного навантаження ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК енергоблока №2 ПУ АЕС при виконанні розрахунку на циклічну міцність.

Аналіз режимів ПНЕ показав, що дані режими не призводять до значного збільшення робочих параметрів ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК понад параметрів при НЕ. Однак при оцінці циклічної міцності виконано облік режимів ПНЕ з напруженнями, що перевищують відповідні напруги при НЕ в півтора рази.

З урахуванням вищесказаного, при оцінці міцності ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК з переліку розрахункових режимів [17] розглянуті основні режими: «стаціонарний режим» - НЕ і «гідравлічні випробування» - ГВ.

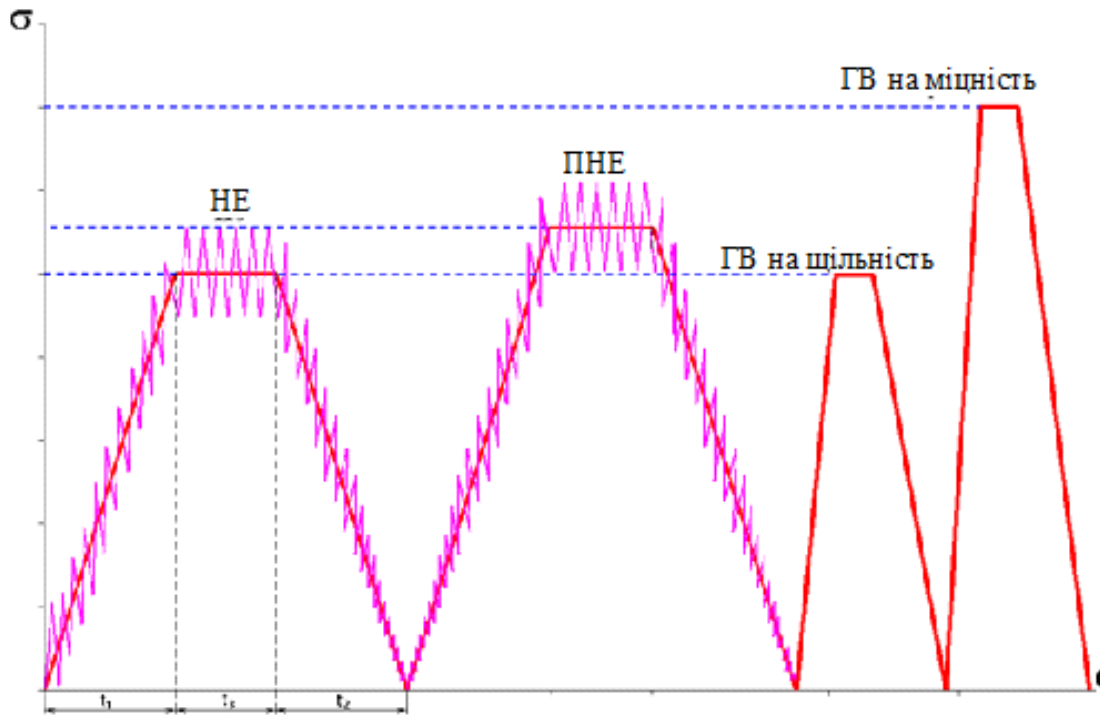


Рисунок 2.1 Блок навантаження головного циркуляційного трубопроводу енергоблоку 2 ПівденноУкраїнської АЕС

Крім того, робота системи компенсації тиску забезпечує компенсацію температурних змін об'єму теплоносія I контуру при різних режимах роботи реакторної установки, створення і підтримання необхідного тиску в I контурі.

Відповідно до прийнятої схеми навантаження проводяться розрахунки на циклічну міцність з метою визначення допустимої кількості циклів експлуатації і накопиченого втомного пошкодження. Алгоритм оцінки циклічної міцності обладнання і трубопроводів представлено у вигляді блок-схеми (Рис. 2.2).

Наявність різних циклічних навантажень:

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

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

Значення головних напружень $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ для проведення розрахунків за визначенням пошкоджуваності приймалися на підставі результатів визначення напружено-деформованого стану, отриманих при оцінці їх статичної міцності.

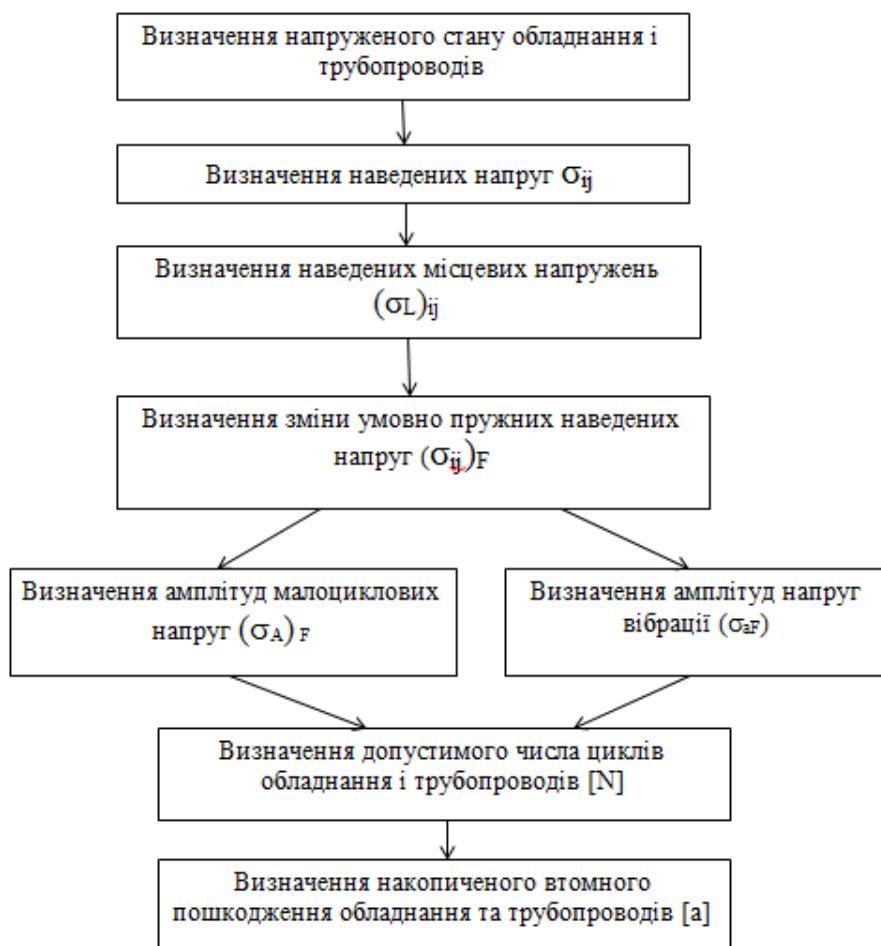


Рисунок 2.2. Алгоритм оцінки циклічної міцності обладнання та трубопроводів систем енергоблоку №2 ВП ПУАЕС

Число циклів навантаження приймалося відповідно до тривалості роботи об'єкта пов'язані перевантаженням палива та проведення ремонтних робіт.

При розрахунках корпусів з антикорозійного наплавлення оцінку циклічної міцності проводять окремо для основного металу і металу наплавки[73] по кривим Веллера і розрахунковим формулами з урахуванням коефіцієнта зниження міцності (φ_s) [74].

Допустиму амплітуду напруги для наплавки (зварного з'єднання) $[\sigma_{aF}]_s$, визначають за формулою:

$$[\sigma_{aF}]_s = \varphi_s [\sigma_{aF}] \quad (2.2)$$

де $[\sigma_{aF}]$ - амплітуда допустимих умовних пружних напружень, що визначається за розрахунковою кривою втоми або відповідною формулою для основного матеріалу при заданому числі циклів.

На рис.2.3 представлені цикли навантаження наплавки головного циркуляційного трубопроводу 2ГЦТ-3 («гаряча» нитка, від КР до ПГ).

Слід зазначити, коли низькочастотні циклічні напруги, пов'язані з пуском, зупинкою, зміною потужності, спрацюванням аварійного захисту або іншими режимами, супроводжуються накладенням високочастотних напруг (рис.2.1) [75,76], тоді розрахунок на циклічну міцність проводиться з урахуванням високочастотного навантаження [77,54].

$$[N] = [N_0] / \aleph, \quad (2.3)$$

де $\aleph$ - коефіцієнт зниження довговічності при накладенні високочастотних циклів, використовуваних при визначенні ушкодження a_3^* .

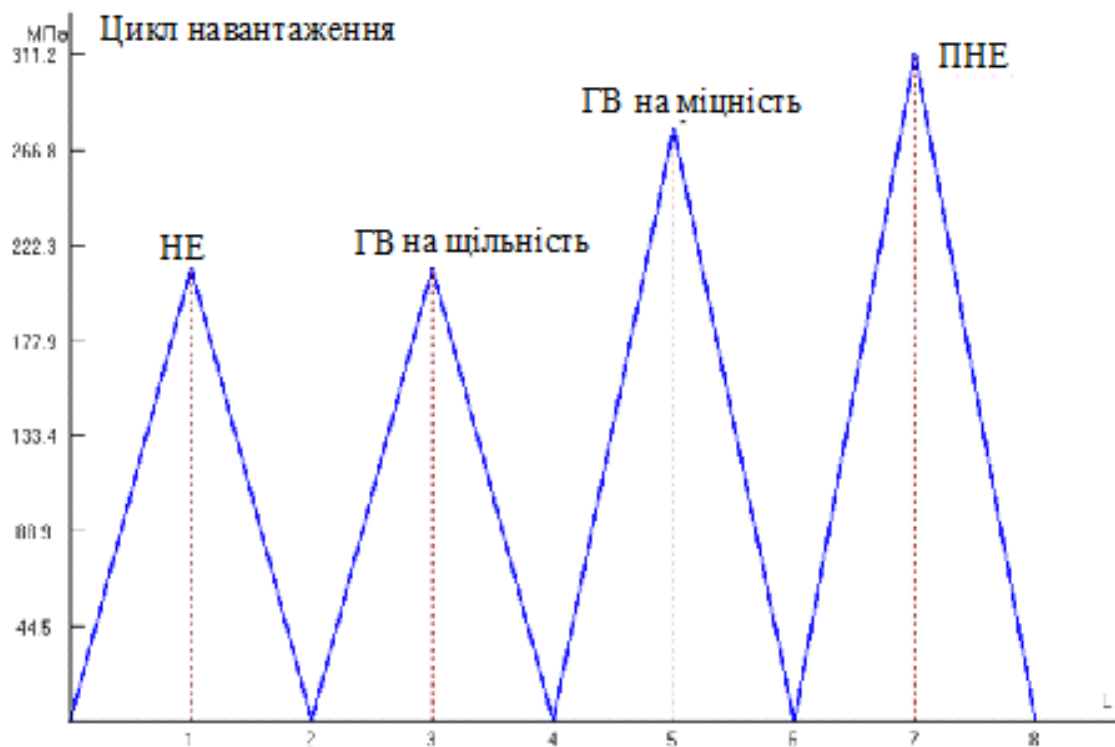


Рисунок 2.3. Цикли навантаження наплавки головного циркуляційного трубопроводу 2ГЦТ-3 («гаряча» нитка, від КР до ПГ).

Пошкодження a_3^* визначають за формулою:

$$(a_3^*)_i = \aleph_i N_i / [N_0]_i. \quad (2.4)$$

Коефіцієнт $\aleph$ незалежно від ступеня концентрації напружень, асиметрії циклу, значення номінальних напруг і температури визначають за номограмами [17], або обчислюють за формулою:

$$\aleph = \left(\frac{f}{f_0} \right)^{\eta_{(\sigma_a)}^{\sigma_a}}, \quad (2.5)$$

де $f_0 = 1/(t_1 + t_2)$ - частота основного циклу змінних напруг, що визначається без урахування періоду часу, протягом якого відбувається накладення додаткових напружень на постійні (Рис. 2.1); (σ_a) - амплітуда наведених напруг основного циклу без урахування концентрації напружень; η - коефіцієнт, що залежить від матеріалу, який приймає по табл.2.1.

Таблиця 2.1

Значення коефіцієнта η

вид матеріалу	Вуглецева сталь $R_m^T \leq 500$ МПа	Аустенітна сталь, $R_m^T \leq 550$ МПа	Легована сталь, $500 < R_m^T \leq 800$ МПа	Легована сталь, $R_m^T > 800$ МПа
η	1,3	1,54	1,8	1,9

При відсутності експериментальних даних для попередніх оцінок значення η приймається рівним 2.

Метод розрахунку при двох частотному циклічному навантаженні[76] застосуємо при виконанні всіх наступних умов:

1) відношення амплітуди напруг $\langle \sigma_a \rangle$ до амплітуди напруг (σ_a) знаходиться в інтервалі $0 < \langle \sigma_a \rangle / (\sigma_a) \leq 0,5$;

2) абсолютне значення максимального та мінімального напружень при двох частотному навантаженні не перевищує значення $(0,2 \cdot 10^{-2} E^T + R_{p0,2}^T)$ при розрахунковій температурі;

3) відношення f/f_0 не перевищує $5 \cdot 10^6$;

4) число циклів з амплітудою $\langle \sigma_a \rangle$ в межах часу t_1+t_2 перевищує 10 (Рис. 2.7).

В якості розрахункових навантажень при оцінці напружено-деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК розглянуті навантаження від внутрішнього тиску, температурні завантаження, вага ГЗЗ і трубопроводів та їх вмісту.

У зв'язку з тим, що дані про матеріал і фізико-механічні характеристики зварних швів на ВП ПУ АЕС відсутні (визначення фактичних фізико-механічних характеристик зварних швів нормативними документами не передбачено), при розрахунку напружено-деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК фізико-механічні характеристики зварних швів приймалися тотожними характеристикам основного металу.

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

Розрахунок напружено деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК був виконаний з умов експлуатаційних режимів роботи і навантаження [70].

В результаті циклового фактичного навантаження встановлено, вплив який враховували при визначенні напружено-деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК, а саме:

- внутрішній тиск;
- маса ГЗЗ і трубопроводів та їх вмісту;
- додаткові навантаження (маса приєднаних деталей, теплової ізоляції і т.п.);
- температурні впливи.

Залежно від виду навантаження виконано розрахунок для наступних розрахункових груп категорій напружень:

- при внутрішньому тиску визначалися загальні мембранні напруги(σ)₁;
- при внутрішньому тиску з урахуванням маси ГЗЗ і трубопроводу визначалися місцеві мембранні і загальні згінні напруги(σ)₂;
- при внутрішньому тиску з урахуванням маси ГЗЗ і трубопроводу, а також температурних розширень визначалися місцеві мембранні і загальні згінні напруги, напруги компенсацій і загальні температурні напруги(σ)_{РК};
- місцеві напруги в зоні концентрації(σ_{aF})_К.

Розрахунок напружено-деформованого стану ГЦТ, ГЗЗ і трубопроводу зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК виконано з використанням комп'ютерної програми Circle-3D [77], яка враховує вібраційне навантаження.

При цьому номінальна напруга, що допускається для елементів обладнання і трубопроводів, навантажених тиском, приймають мінімальним з наступних значень:

$$[\sigma] = \min \{ R_m^T / n_m ; R_{p0,2}^T / n_{0,2} ; R_{mt}^T / n_{mt} \}$$

Для елементів обладнання і трубопроводів, навантажених внутрішнім тиском,

$$n_m = 2,6; n_{0,2} = 1,5; n_{mt} = 1,5.$$

Для элементов оборудования и трубопроводов, нагруженных наружным давлением, превышающим внутреннее давление,

$$n_m = 2,6; n_{0,2} = 2; n_{mt} = 2.$$

Третім етапом урахували напружено деформований стан при вібрації трубопроводу[78].

При цьому визначення допустимих напружень для різних розрахункових груп категорій напружень, які використовуються для оцінки статичної міцності для нормальних умов експлуатації [2,4]:

$$(\sigma)_1 = [\sigma]$$

$$(\sigma)_2 = 1,3 \times [\sigma]$$

$$(\sigma)_{RV} \leq \left(2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T} \right) R_{p0,2}^T, \text{ але не більше } 2 \times R_{p0,2}^T,$$

для гідравлічних випробувань:

$$(\sigma)_1 = 1,35 \times [\sigma]$$

$$(\sigma)_2 = 1,7 \times [\sigma]$$

де $R_{p0,2}^T$ – мінімальне значення межі текучості при розрахунковій температурі, МПа, R_m^T – мінімальне значення тимчасового опору при розрахунковій температурі, МПа, $(\sigma)_{RV}$ – розмах наведених напружень, МПа.

На рисунках 2.4-2.13 наведено розрахунок розподілу наведених напружень в трубопроводі ГЦТ.

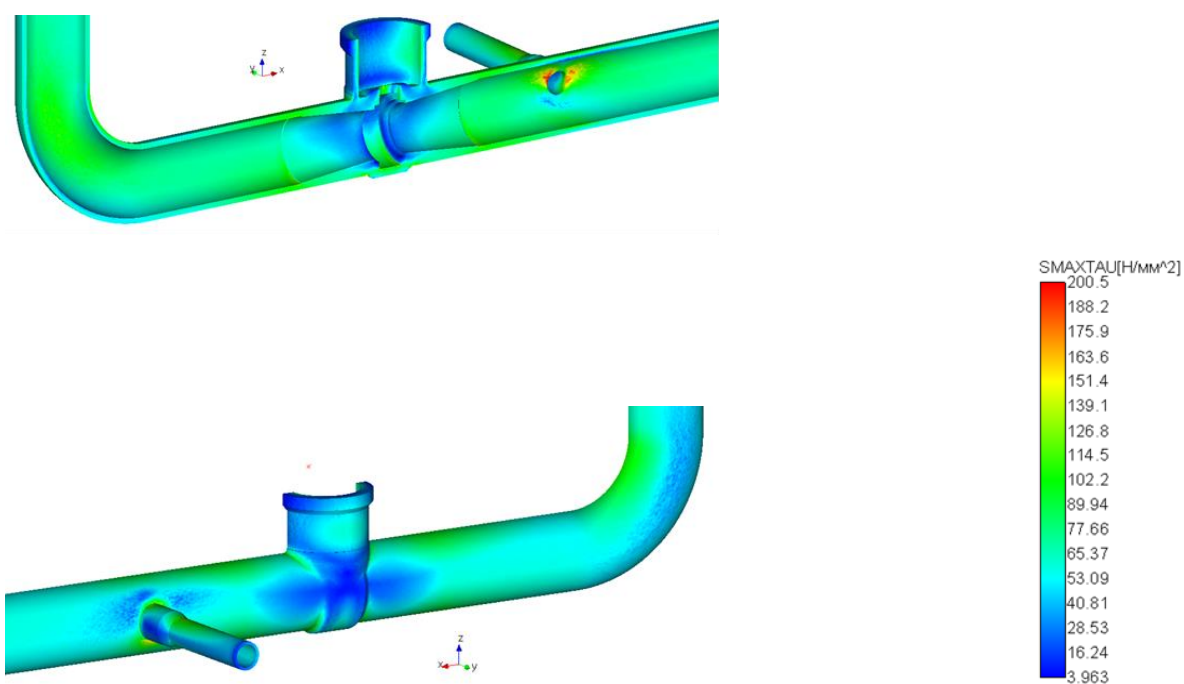


Рис.2.4. Розподіл наведених напружень σ_{13} .

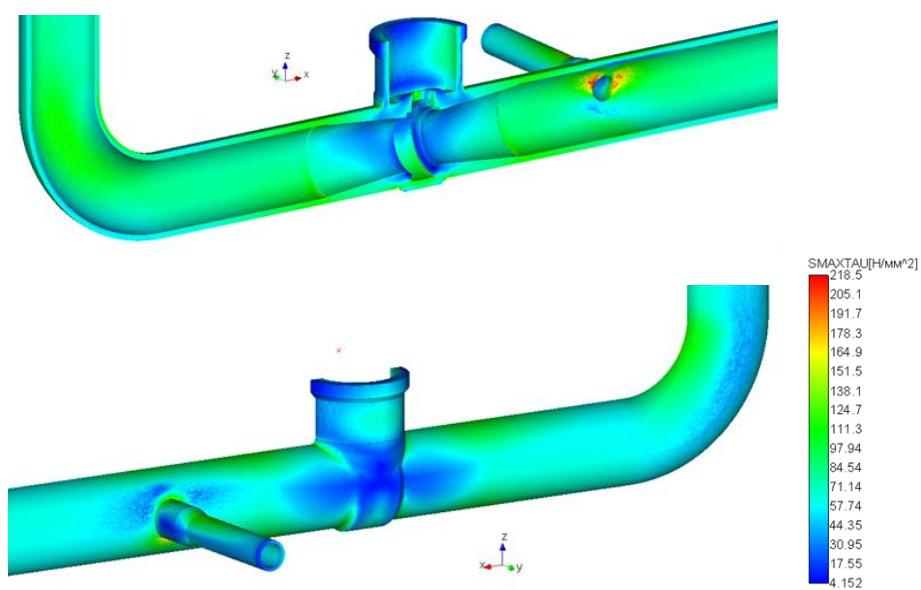


Рис.2.5. Розподіл наведених напружень σ_{13}

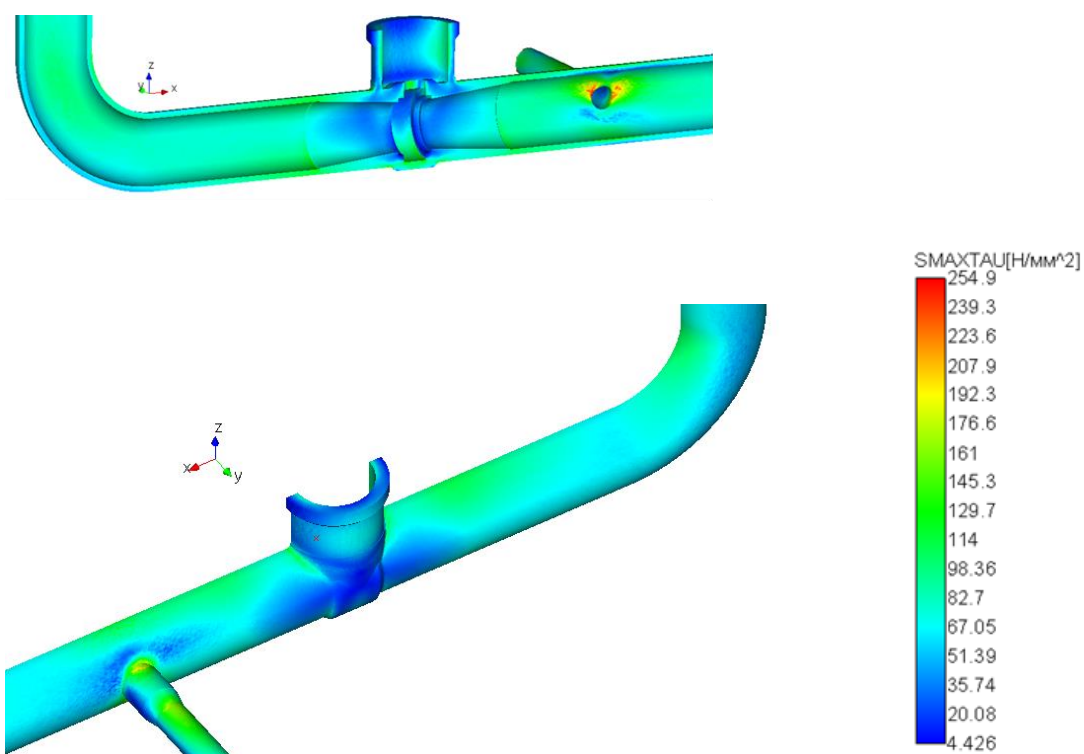


Рис.2.6. Розподіл наведених напружень σ_{13}

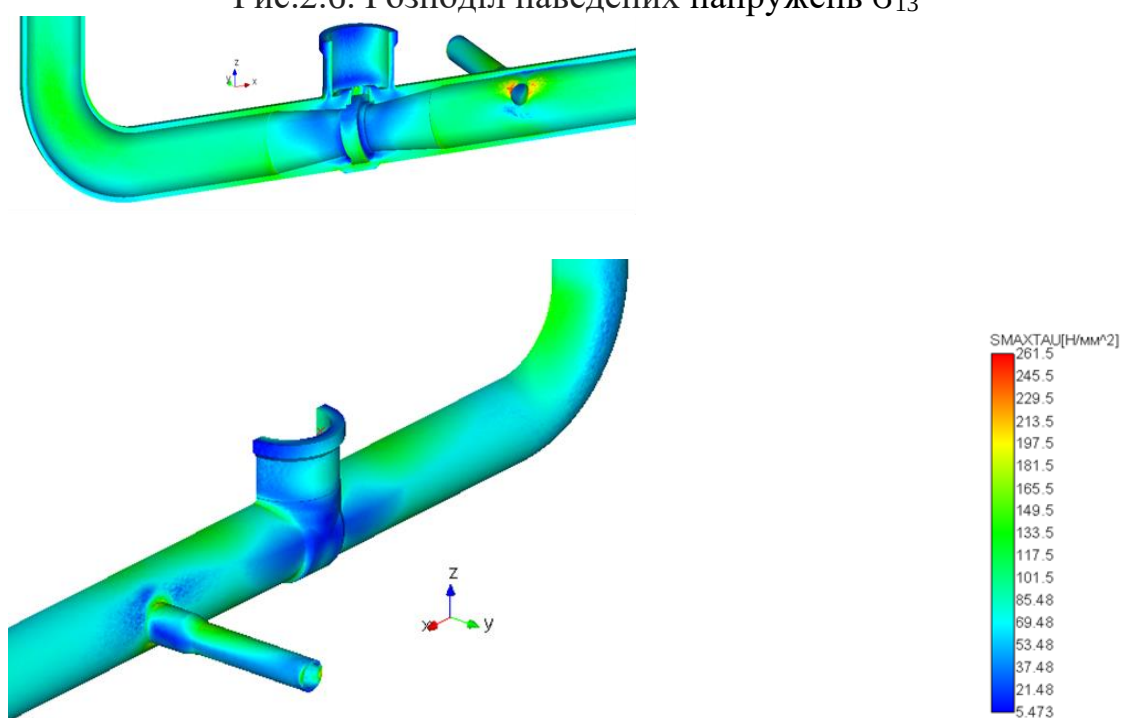


Рис.2.7. Розподіл наведених напружень σ_{13}

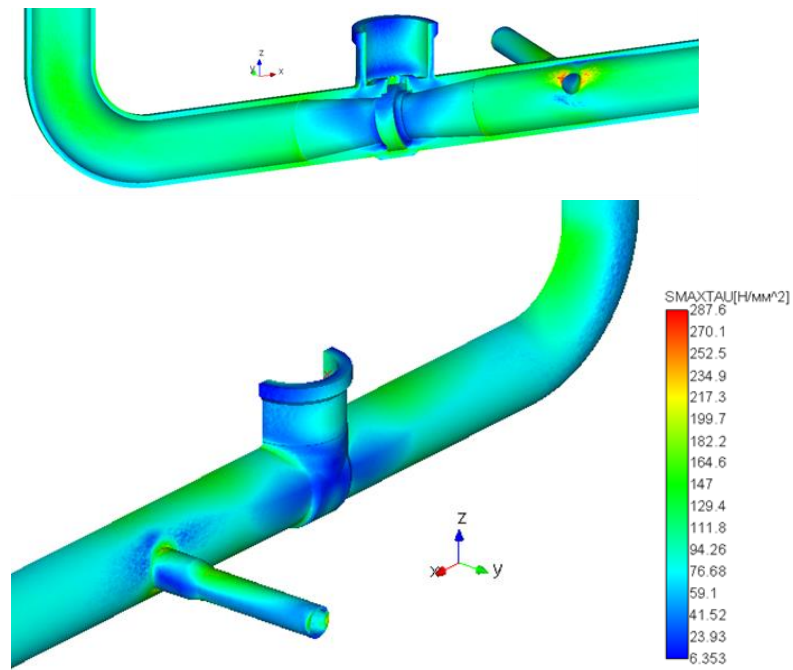


Рис.2.8. Розподіл наведених напружень σ_{13}

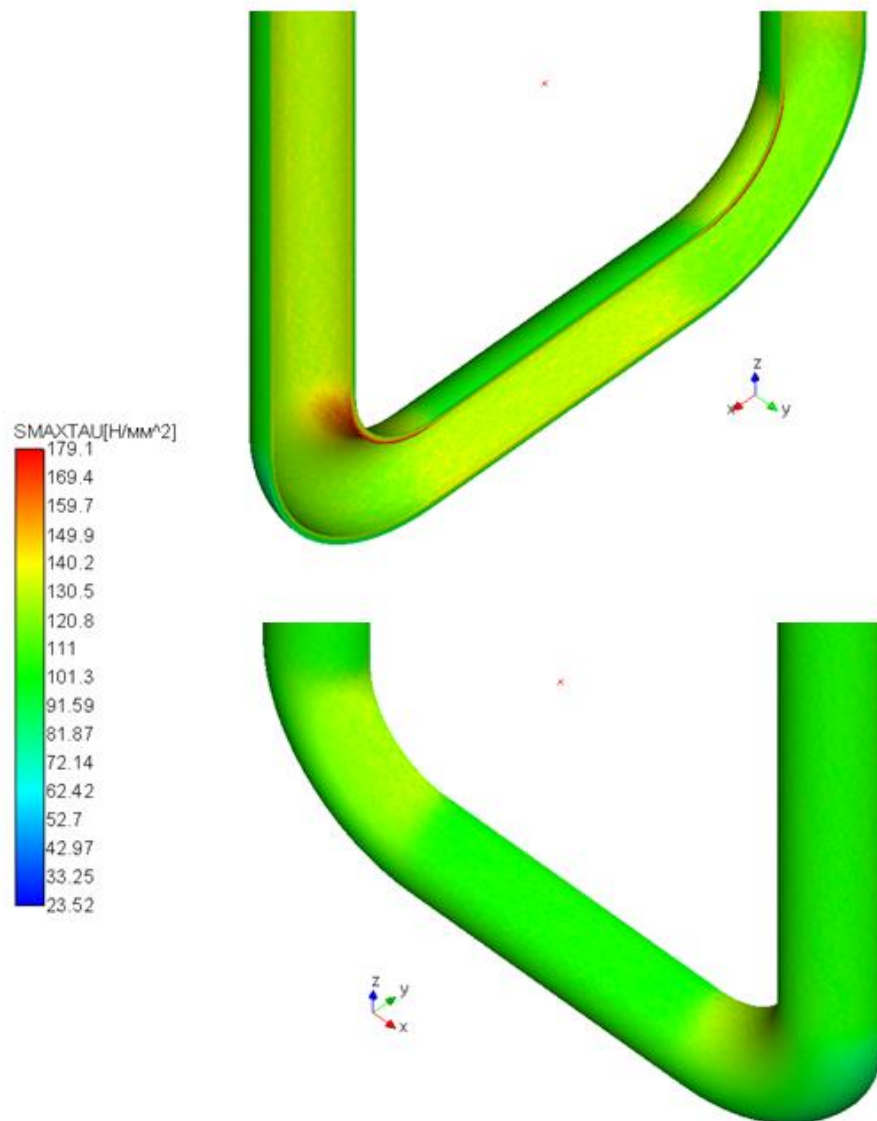


Рис.2.9. Розподіл наведених напружень σ_{13}

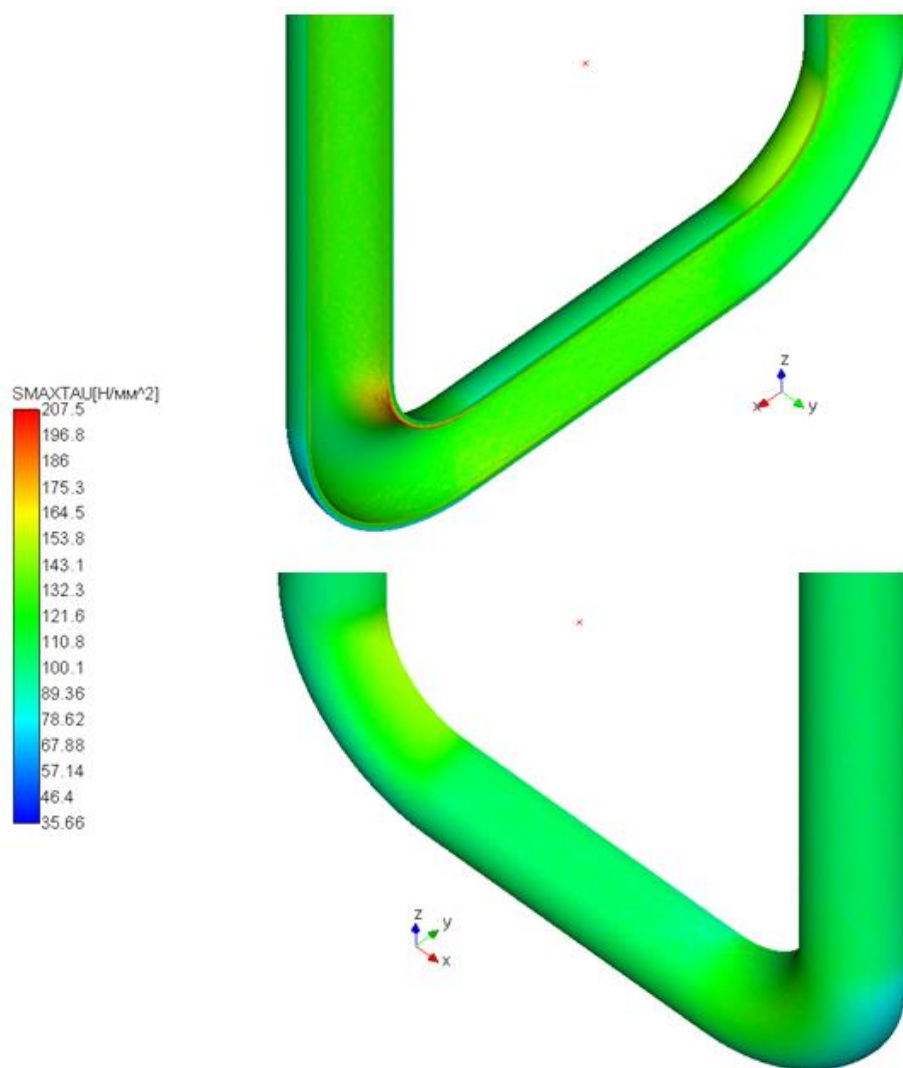


Рис.2.10. Розподіл наведених напружень σ_{13}

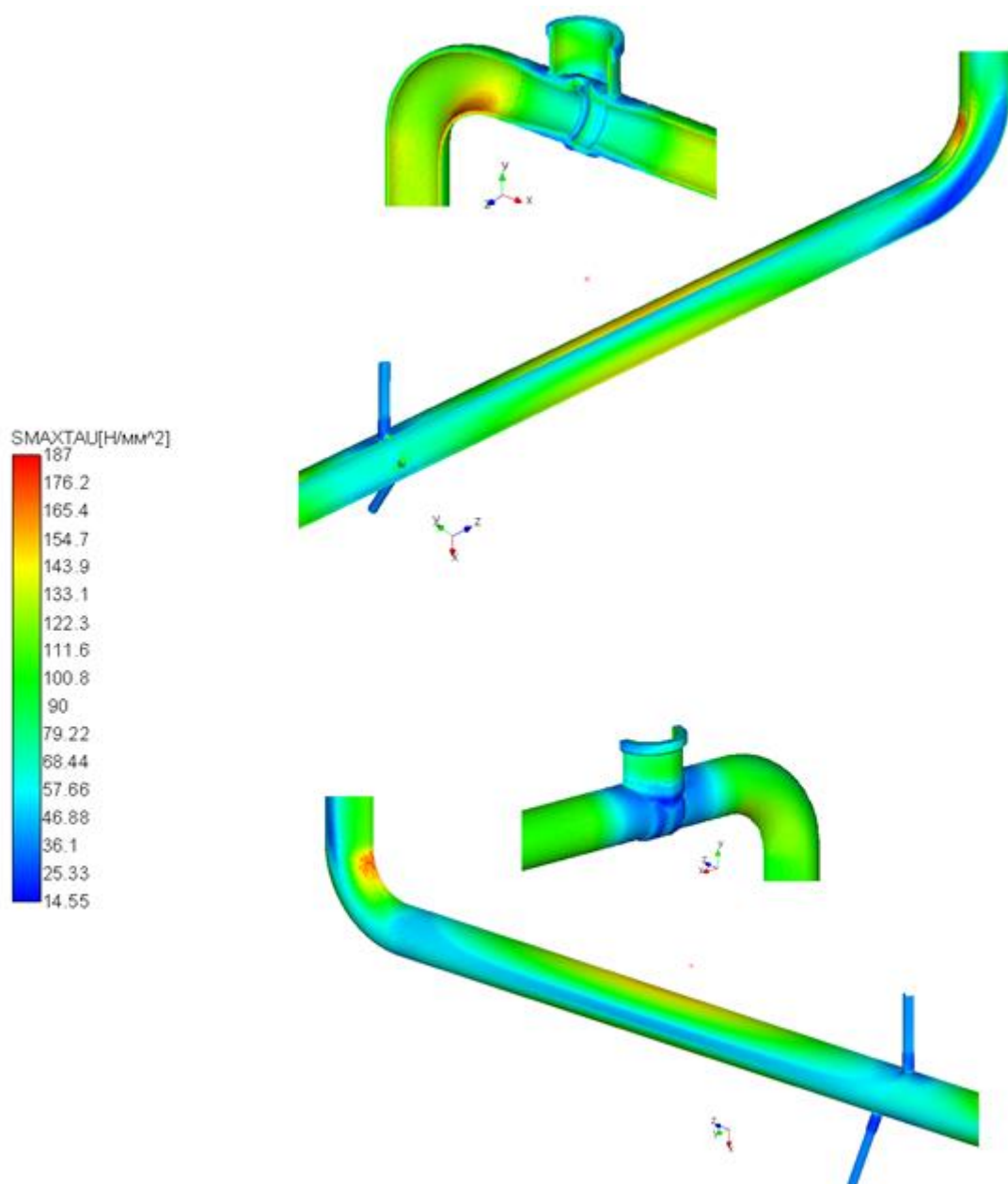


Рис.2.11. Розподіл наведених напружень σ_{13}

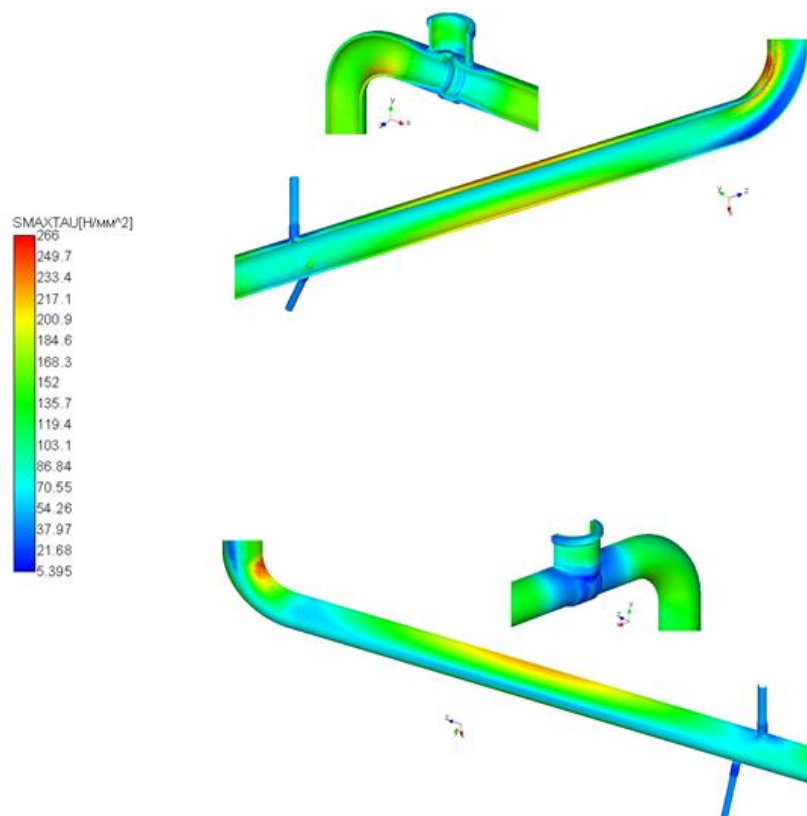


Рис.2.12. Розподіл наведених напружень σ_{13}

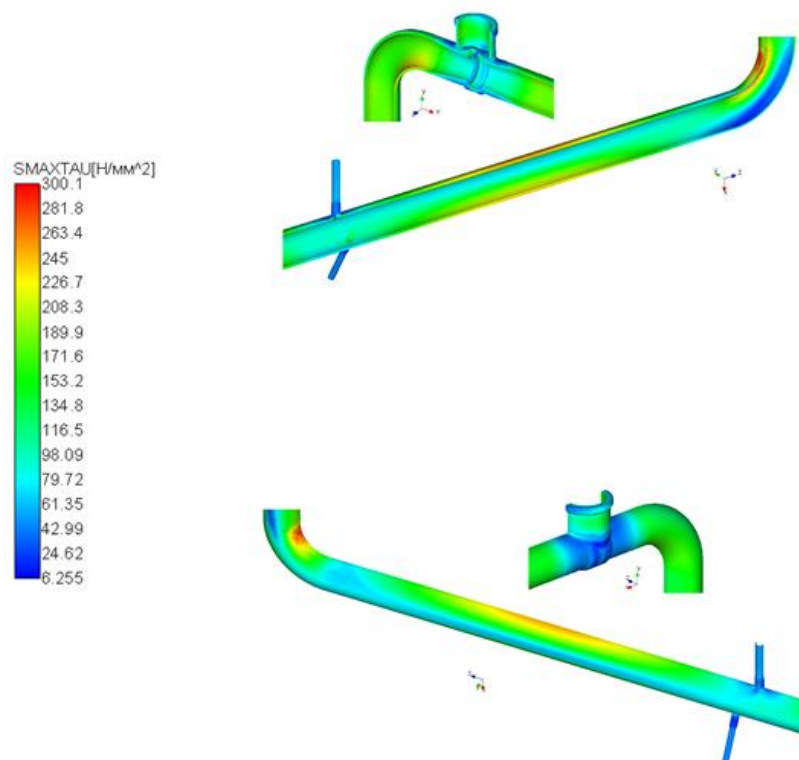


Рис.2.13. Розподіл наведених напружень σ_{13}

В результаті розрахунку напружено-деформованого стану визначено, що при НЕ і ГВ найбільші наведені напруги виникають на внутрішніх

поверхнях згинів трубопроводів. При цьому, напруги, що виникають в найбільш навантажених перерізах для розрахованих груп категорій напружень не перевищують відповідних допустимих напружень.

2.4. Вдосконалення методики розрахунку опору крихкому руйнуванню трубопроводів АЕС

Методика визначення ресурсу трубопровідних систем включає наступні етапи проведення робіт:

- оцінку технічного стану трубопроводів по визначальним параметрам;
- оцінку залишкового ресурсу трубопроводів за результатами вимірювання та/або визначення параметрів граничного стану трубопроводів.

Нормами не регламентуються методи, що застосовуються для визначення розрахункових навантажень, внутрішніх зусиль, переміщень, напруг і деформацій елементів, що розраховуються. Обраний метод повинен враховувати всі розрахункові навантаження для всіх розрахункових випадків і давати можливість визначити всі необхідні розрахункові групи категорій напружень[2].

Але, основною проблемою забезпечення безпеки і ресурсу обладнання АЕС залишаються питання динаміки і міцності[79]. Виходячи з основного завдання розрахунку залишкового ресурсу та продовження строків експлуатації трубопровідних систем енергетичних установок при динамічних впливах, необхідно провести оцінку опору крихкому руйнуванню при утворенні тріщини на поверхні металу [3].

Для виконання розрахунку на опір крихкому руйнуванню в разі відсутності дефектів, згідно з вимогами Норм [70], для кожного розрахункового ділянки моделювався постульований дефект у вигляді поздовжньої і поперечної поверхневої напівеліптичними тріщини з параметрами $l / c = 2/3$ [3].

На рис.2.14 представлено схематичне зображення процесу втоми конструкцій при утворенні тріщини в результаті дії внутрішнього тиску і температури.

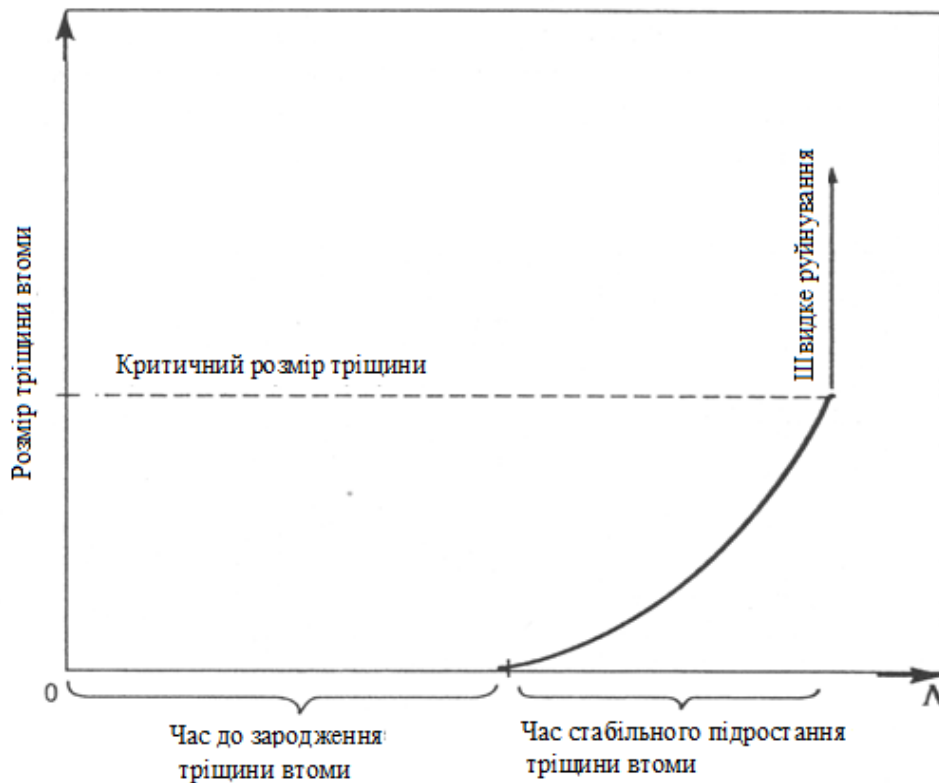


Рис. 2.14. Схематичне зображення процесу втоми конструкцій

Основними характеристиками матеріалів, що використовуються в розрахунку є критичний коефіцієнт інтенсивності напружень K_{IC} , критична температура крихкості T_K і межа плинності $R_{p0,2}^T$.

Умова коли тріщина не поширюється

$$K_{IC} < K_{th} \quad (2.6)$$

де K_{th} -пороговий коефіцієнт інтенсивності напружень, який визначається з рівняння:

$$K_{th} = \sigma_k \sqrt{\pi \alpha} \quad (2.7)$$

де σ_k – напруження в місці тріщини; $\alpha = l/c$ - відношення глибини до ширини тріщини.

Швидкість зростання тріщини $da/dN=10^{-8} \div 10^{-6}$ м/цикл описані аналітично за допомогою степеневої залежності Періса[80,81]:

$$d\alpha/dN = C(K_{th})^n \quad (2.8)$$

де C та n – константи системи «матеріал – середовище».

Умова міцності виконується, коли коефіцієнт інтенсивності менше критичного коефіцієнта інтенсивності напружень

$$K_I < [K_I]_i \quad (2.9)$$

де $[K_I]_i$ – допустиме значення коефіцієнта інтенсивності напружень, МПа·м^{1/2}.

Індекс i вказує, що допустимі значення коефіцієнтів інтенсивності напружень вибирають різними в залежності від розрахункових умов: $i = 1$ – для нормальних умов експлуатації (НЕ); $i = 2$ – для гідравлічних випробувань (ГВ) і порушення нормальних умов експлуатації (ПНЕ); $i = 3$ – для аварійної ситуації (АС).

Для обліку зміни властивостей матеріалу в процесі експлуатації визначення допустимого коефіцієнта інтенсивності напружень проводиться з урахуванням критичної температури крихкості. Для високо хромистих сталей і їх зварних з'єднань з межею плинності при температурі 20° С що не перевищують 600 МПа використовується узагальнена залежність допустимого коефіцієнта інтенсивності напружень [3,82] :

$$[K_I]_1 = 13 + 18e^{0,02(T-T_k)}; \quad (2.10)$$

$$[K_I]_2 = 17 + 24e^{0,018(T-T_k)}; \quad (2.11)$$

$$[K_I]_3 = 26 + 36e^{0,02(T-T_k)} \quad (2.12)$$

Критичну температуру крихкості матеріалу визначають за формулою:

$$T_k = T_{k0} + \Delta T_T + \Delta T_N + \Delta T_F, \quad (2.13)$$

де T_{k0} – критична температура крихкості матеріалу в початковому стані; ΔT_T – зсув критичної температури крихкості внаслідок температурного старіння; ΔT_N – зсув критичної температури крихкості внаслідок циклічної пошкоджуваності; ΔT_F – зсув критичної температури крихкості внаслідок впливу нейтронного опромінення.

Для отримання значень допустимих коефіцієнтів концентрації напружень металу ГЦК (сталь 10ГН2МФА) приймаємо за даними норм [70] наступні величини:

$$T_{k0} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C};$$

$$\Delta T_T = 30 \text{ }^{\circ}\text{C},$$

Тому що на ГЦК не впливає іонізуюче випромінювання значення зсуву критичної температури крихкості внаслідок впливу нейтронного опромінення, дорівнює нулю:

$$\Delta T_F = 0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Значення зсуву критичної температури крихкості внаслідок циклічної пошкоджуваності (ΔT_N) допускається визначати за формулою:

$$\Delta T_N = 20 \sum_{i=1}^{i=m} N_i / [N_i] \quad (2.14)$$

де N_i - число циклів навантаження при i -м режимі експлуатації; $[N_i]$ - допустиме число циклів для i -го режиму експлуатації; m - число режимів.
, мм; c - ширина тріщини, мм; $\alpha = l / c$ при $l \leq c$; $r = l / t$ при $l \leq 0,7t$.

У загальному випадку довільного розподілу напружень $\sigma_z = \sigma_z(x)$ в стінці елемента, а також довільної форми їх завдання, глибина напівеліптичної поверхневої тріщини також ділиться на $2n$ ділянки. Число точок, в яких задаються напруги, складе:

$$K = 2n + 1 \quad (2.17)$$

При цьому координата x_k кожної точки визначається з виразу:

$$x_k = \frac{k-1}{2n} l, \text{ где } k = 1, \dots, 2n + 1 \quad (2.18)$$

Напруги, що попередньо задані в довільній формі, визначаються для кожної точки:

$$\sigma_k = \sigma_z(x = x_k) \quad (2.19)$$

Значення напруг для точок A і B визначаються за формулами[83]:

$$\sigma_A = \sum_{1k=1}^K (B_{k,3} + \alpha B_{k,4} + \lambda B_{k,5}) \sigma_k \quad (2.20)$$

$$\sigma_B = \sum_{k=1}^K B_{k,6} \sigma_k \quad (2.21)$$

$$\lambda = \tau(1 - 1.9 \cdot \alpha^{0.75} + 0.9 \cdot \alpha^{1.5}) \quad (2.22)$$

де $B_{k,3}$, $B_{k,4}$, $B_{k,5}$ і $B_{k,6}$ для точки ($k=10$) визначаються з табл. 2.2.

Таблиця 2.2

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

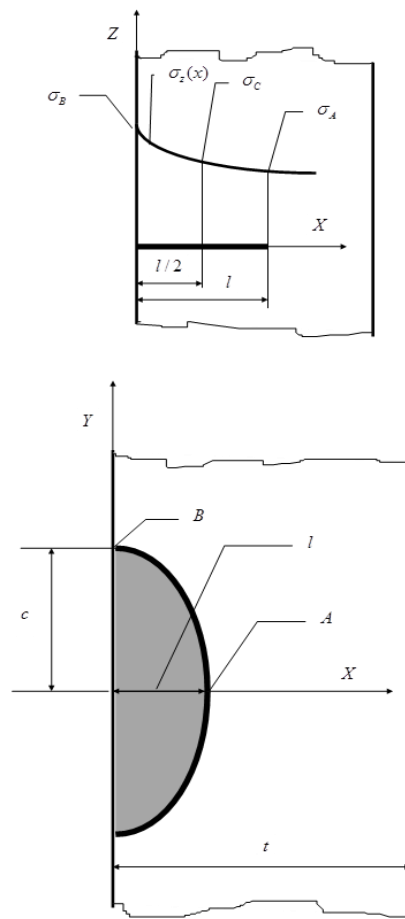


Рисунок 2.15. Схема поверхневої напівеліптичних тріщини

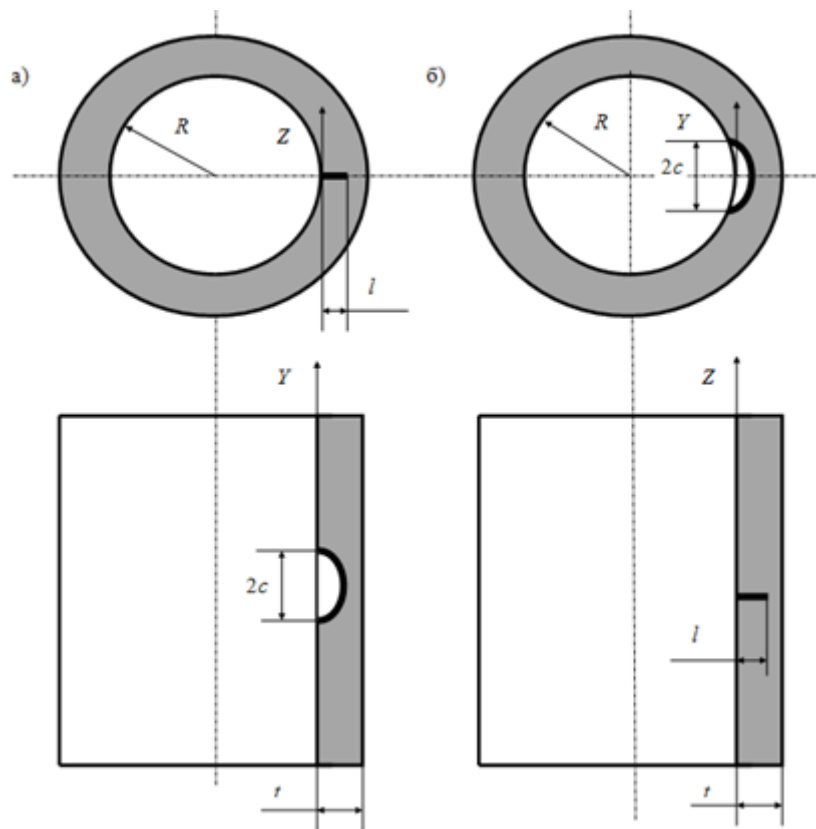


Рисунок 2.16 Схема елемента з тріщиною на поверхні з кривизною: а) уздовж осі Z; б) уздовж осі Y.

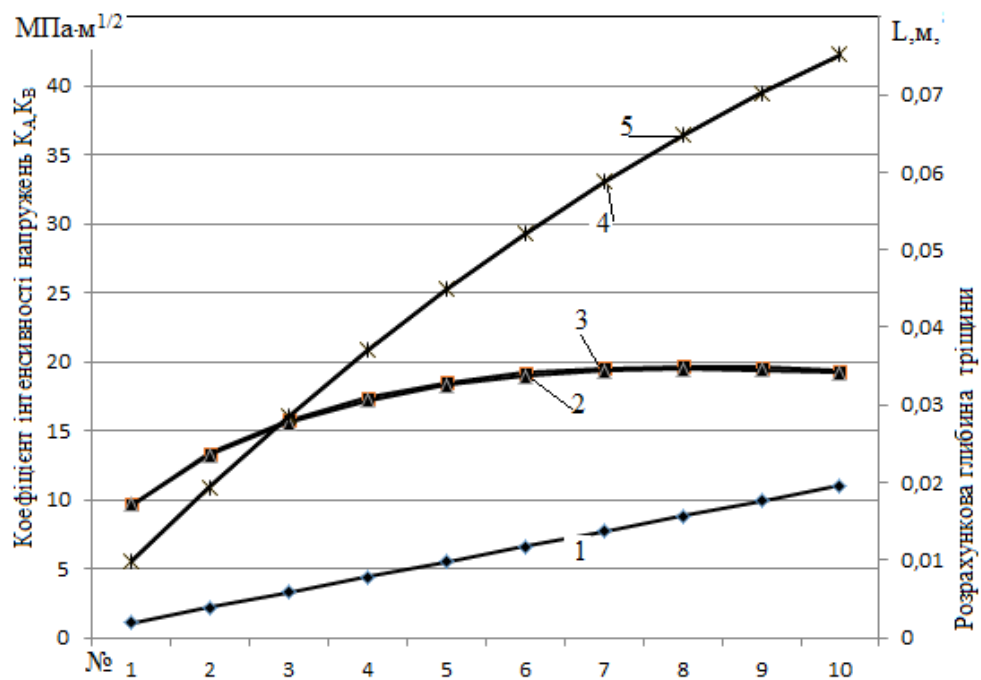


Рис.2.17 Діаграма залежності коефіцієнтів інтенсивності напружень ГЦТ від корпусу реактора (КР) до парогенератору (ПГ) при нормальних умовах експлуатації.

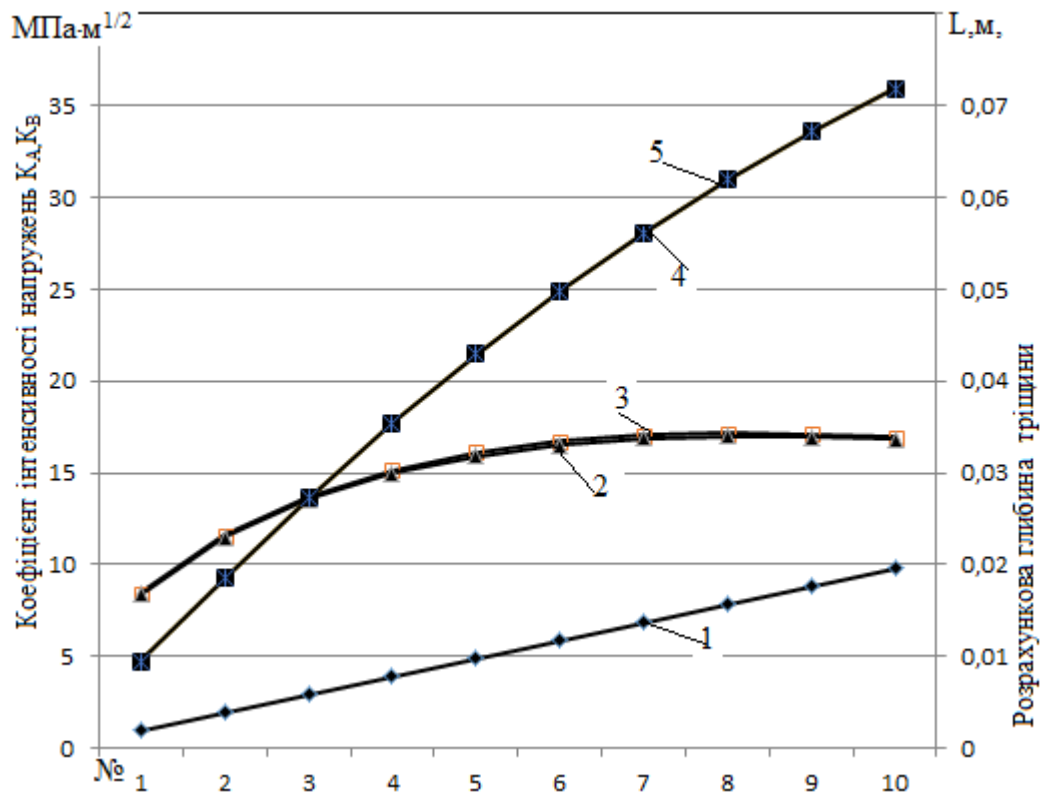


Рис.2.18 Діаграма залежності коефіцієнтів інтенсивності напружень ГЦТ від ПГ до ГЦН при нормальних умовах експлуатації.

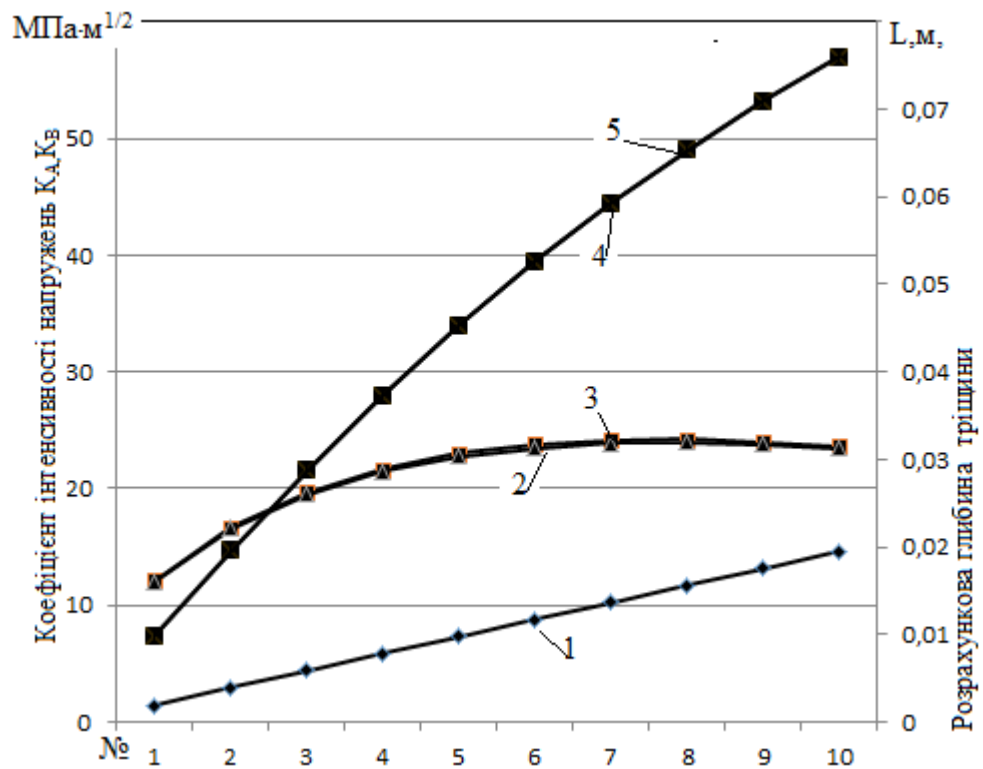


Рис.2.19 Діаграма залежності коефіцієнтів інтенсивності напружень ГЦТ від КР до ПГ при порушенні нормальних умовах експлуатації.

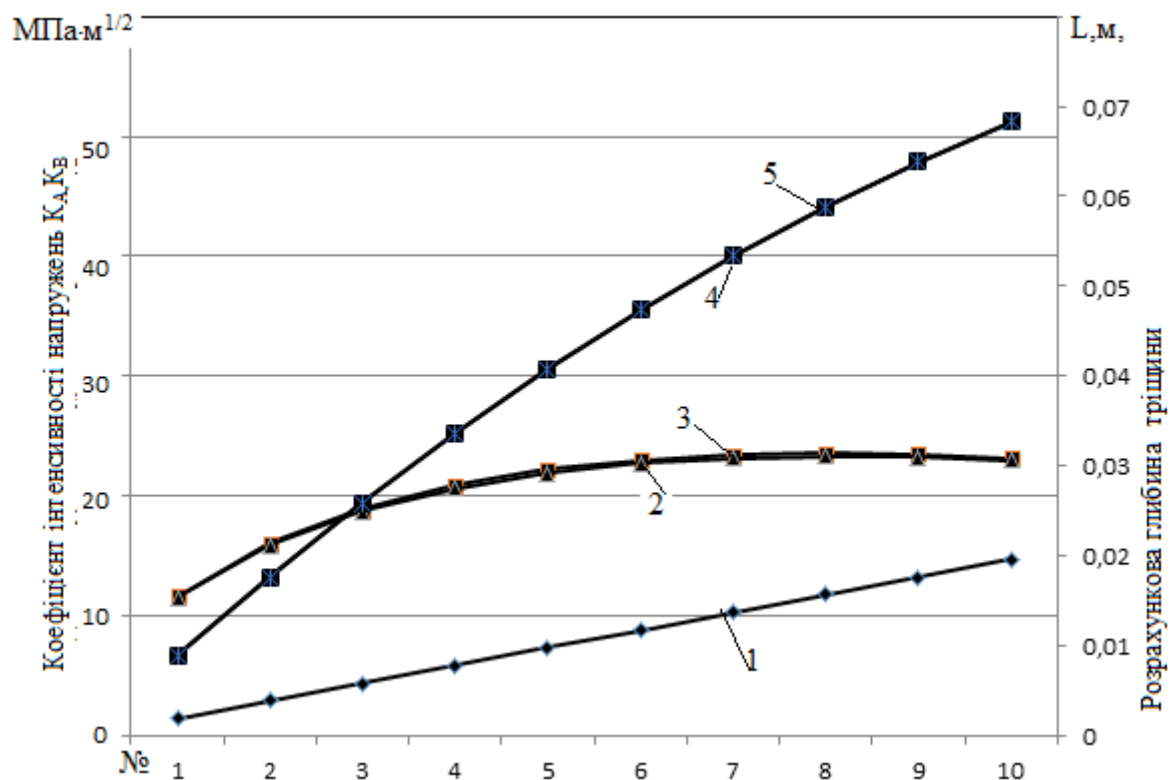


Рис.2.20 Діаграма залежності коефіцієнтів інтенсивності напружень ГЦТ від ПГ до ГЦН при порушенні нормальних умовах експлуатації.

Висновок

Опір крихкому руйнуванню вважається забезпеченим (а дефект вважається стабільним), якщо для обраного розрахункового дефекту у вигляді тріщини в розглянутому режимі експлуатації виконується умова коли коефіцієнт інтенсивності менше критичного коефіцієнта інтенсивності напружень.

Результати розрахунку на крихку міцність за наведеною вище методикою представлені на діаграмах 2.17-2.20. Діаграми містять значення коефіцієнта інтенсивності напружень для точок А і В для поздовжньої і поперечної тріщини, а також значення допустимого коефіцієнта інтенсивності напружень.

2.5. Розрахунок наведених напруг трубопроводів реакторного відділення АЕС з врахуванням сейсмічної дії

У першому розділі наведена оцінка і обґрунтування проведення розрахункових досліджень сейсмічних впливів на обладнання ЮУ АЕС для безпечної експлуатації.

Розрахунок наведених напруг виконаний з метою збільшення запасу міцності при подальшій експлуатації відповідно до рекомендацій ДНТЦ ЯРБ і міжнародних організацій [84].

Вихідними даними для розрахунку є [70]:

- 1) впливу від землетрусів (проектний землетрус - ПЗ і максимальний розрахунковий землетрус - МРЗ) у вигляді акселерограм і спектрів відгуку;
- 2) навантаження при режимах НЕ.

Для визначення сейсмічних навантажень при виконанні розрахунку використані узагальнені спектри відгуку, наведені в додатку А.

Устаткування І категорії розраховувалося на поєднання навантажень НЕ + МРЗ і НЕ + ПЗ. Устаткування ІІ категорії розраховувалося на поєднання навантажень НЕ + ПЗ[2,4]. У таблиці 2.3 наведено поєднання навантажень і допустимі напруження.

Таблиця 2.3

Сполучення навантажень і допустимі напруження для обладнання

Категорія	Сполучення навантажень	Розрахункова група категорій напружень	Напруга, що допускається
І	НЭ+МРЗ	$(\sigma_s)_1$	1,4[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,8[σ]
	НЭ+ПЗ	$(\sigma_s)_1$	1,2[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,6[σ]
ІІ	НЭ+ПЗ	$(\sigma_s)_1$	1,5[σ]
		$(\sigma_s)_2$	1,9[σ]

Розрахунковий аналіз конструкції обладнання при сейсмічних впливах[4] проводився з використанням лінійно-спектрального методу в наступному порядку.

Складено розрахункова модель конструкції обладнання і трубопроводів[85].

Обчислені матриці жорсткості і маси конструкції.

Визначено n власних частот системи

$$([K] - \lambda \cdot [M])\{X\} = 0 \quad (2.25)$$

Тут $[K]$ - матриця жорсткості системи, $[M]$ - матриця мас, λ - власне число, $\{X\}$ - відповідний їй власний вектор.

Визначено кругова власна частота

$$\omega_i = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\lambda_i} \quad (2.26)$$

Кількість обчислюваних власних частот n повинно бути таким, щоб ω_n не перевищувало максимальної частоти, для якої задані спектри відгуку[84]. Визначено сейсмічне навантаження, що діє в напрямку i -ої узагальненої координати і відповідна j -ій формі власних коливань системи:

$$P_{ij} = m_{ii} \ddot{X}_j \varphi_j x_{ij} \quad (2.27)$$

де m_{ii} - маса опори, відповідна i -ої узагальненої координаті; X_j - прискорення, яке визначається по спектру відгуку для частоти ω_j в вузли з i -ої узагальненої координатою; x_{ij} - компонента j -го власного вектора, що відповідає узагальненій координаті; φ_i - постійна j -ої форми коливань (нормувальний множник):

$$\varphi_j = \frac{\sum_{i=1}^k m_{ii} x_{ij} \cos \alpha_i}{\sum m_{ii} x_{ij}^2} \quad (2.28)$$

Тут α_i - кут між напрямком сейсмічного впливу (чинного в позитивному напрямку осей x , y , z глобальної системи координат) і напрямком i -ої узагальненої координати.

$$[K] \cdot \{X\} = \{P\} \quad (2.29)$$

де: $\{P\}$ - вектор прикладених зовнішніх вузлових навантажень; $\{X\}$ - вектор вузлових переміщень.

Всього виконано 3n рішень системи.

Сумарний вплив визначено як найгірший варіант дії різних компонент навантаження, тобто напруги дорівнюють сумі абсолютних значень компонент відповідних напружень. В результаті розрахунку визначені нормальні напруги від дії розтягуючих (стискаючих) осьових навантажень та згинальних моментів, а також дотичні напруження від дії крутного моменту і сил що перерізують.

Для визначення сейсмічних навантажень при виконанні розрахунку використані узагальнені спектри відгуку вертикальних коливань на відмітках +28.800, +29.900[4]. Проектний землетрус 5 балів горизонтальне прискорення на поверхні ґрунту 0.12g (додаток А).

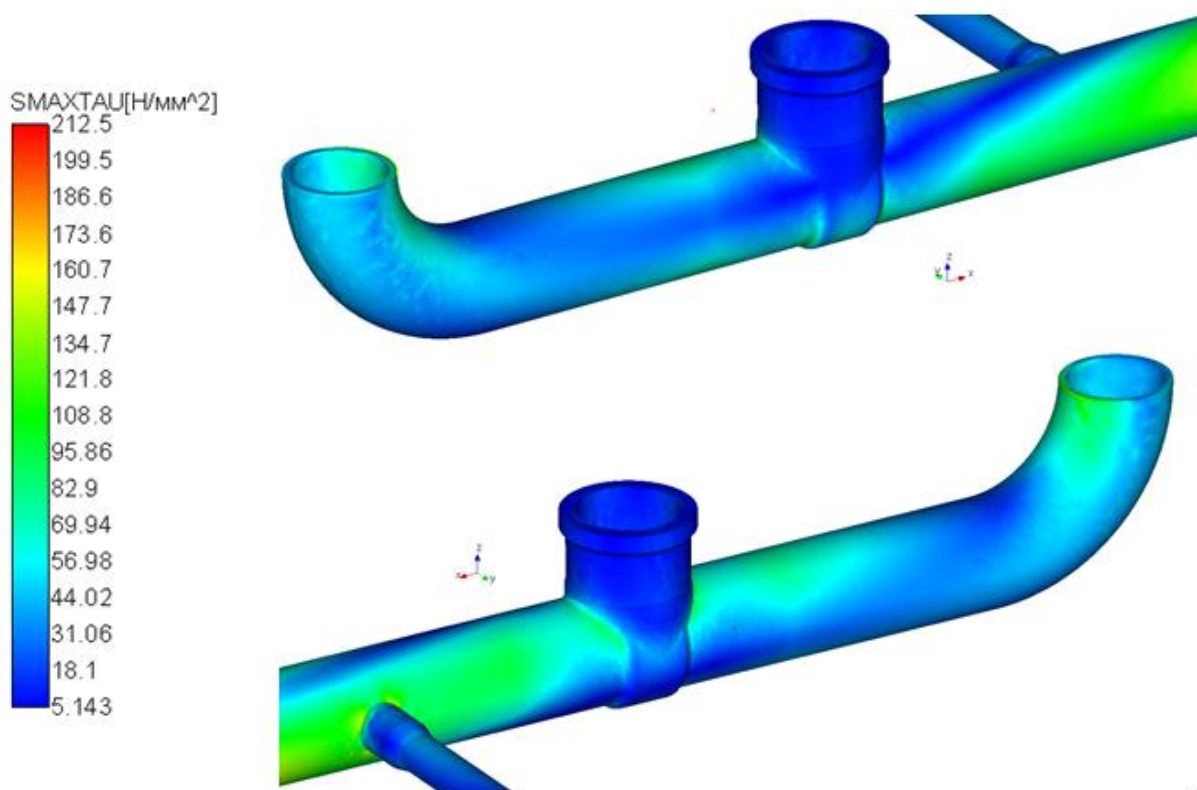


Рис.2.25. Розподіл наведених напруг σ_{13} в «гарячій» нитці ГЦТ. (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск)

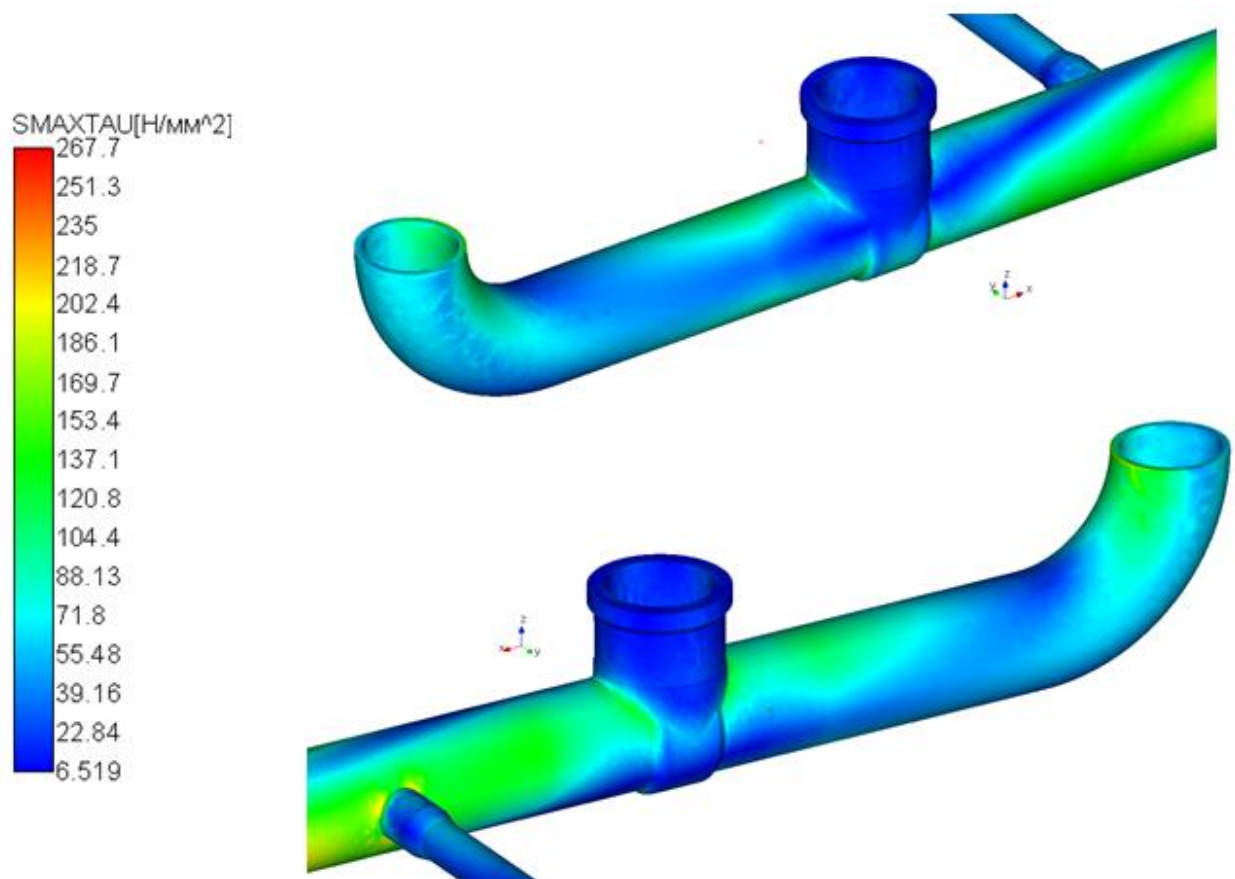


Рис. 2.26. Розподіл наведених напруг σ_{13} в «гарячій» нитці ГЦТ. (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

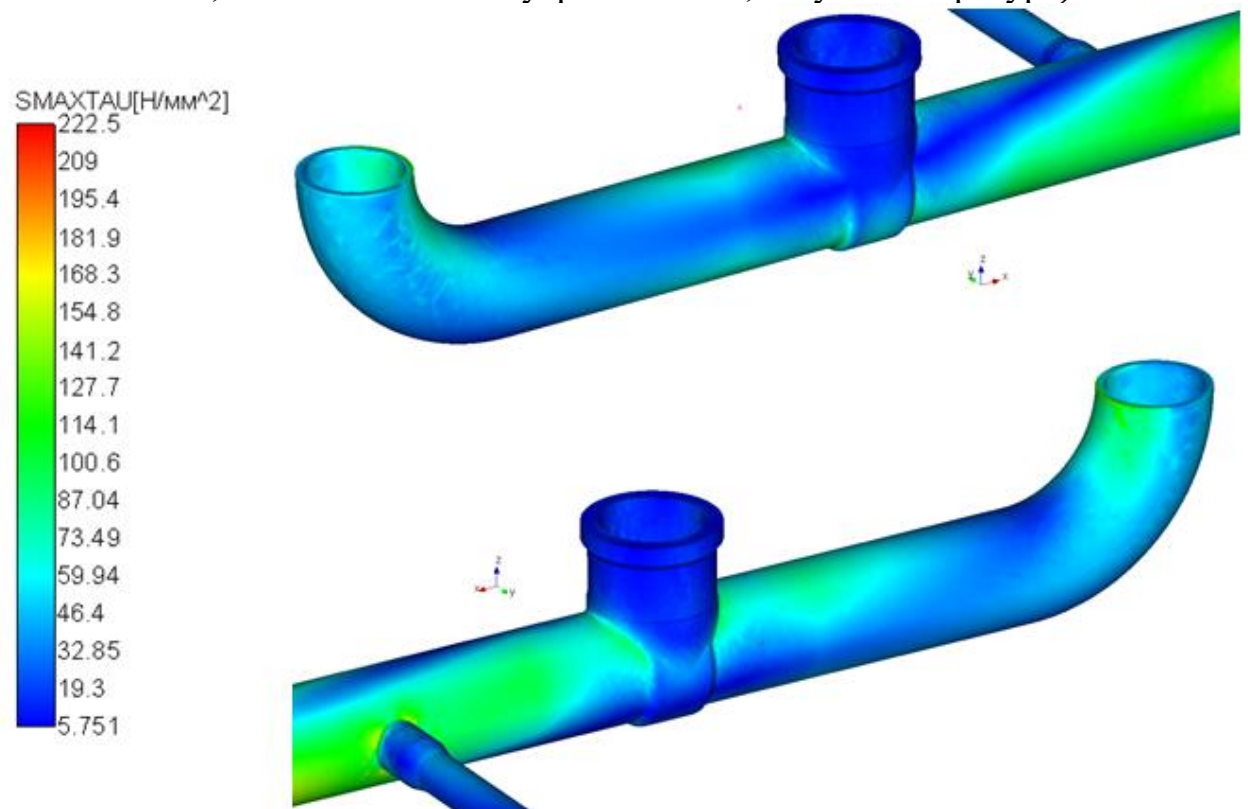


Рис. 2.27. Распределение приведенных напряжений σ_{13} в «горячей» нитке ГЦТ. (Режим НЭ+МРЗ, нагрузка – внутреннее давление)

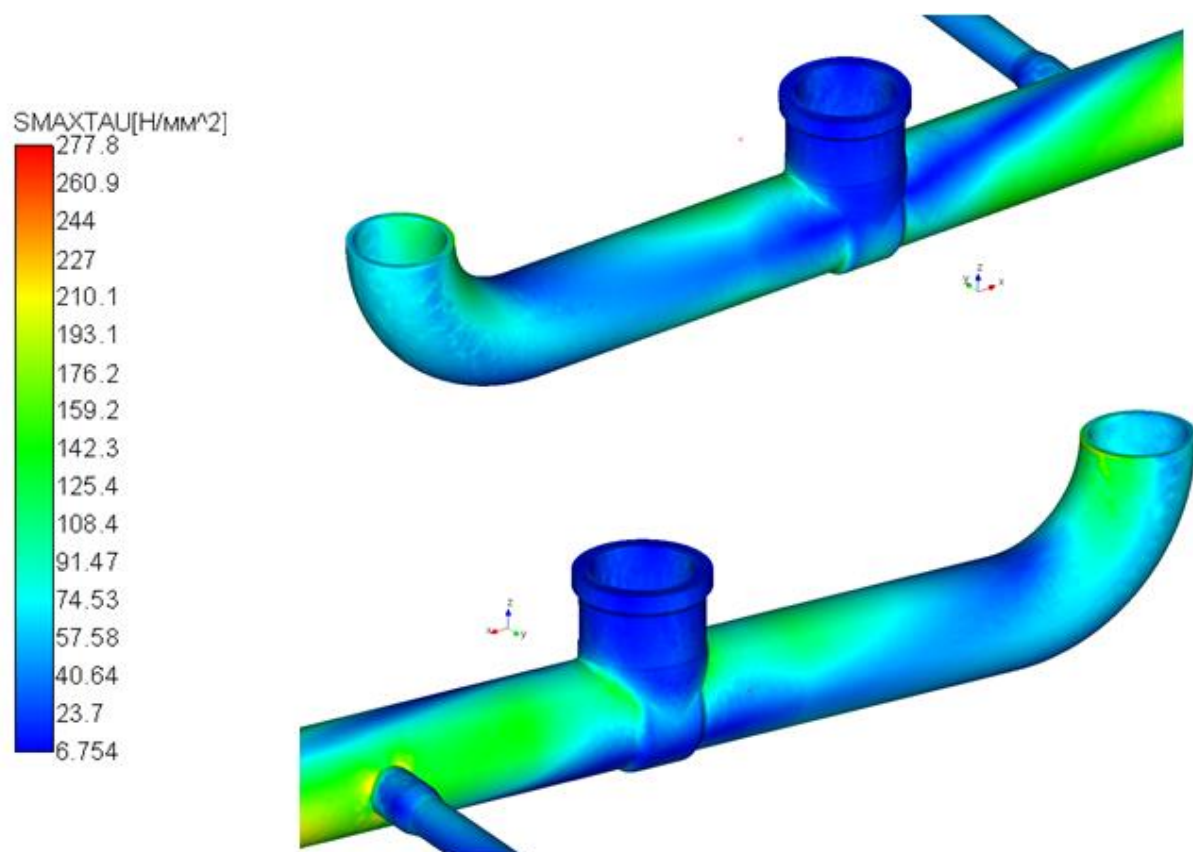


Рис.2.28. Розподіл наведених напруг σ_{13} в «гарячій» нитці ГЦТ. (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

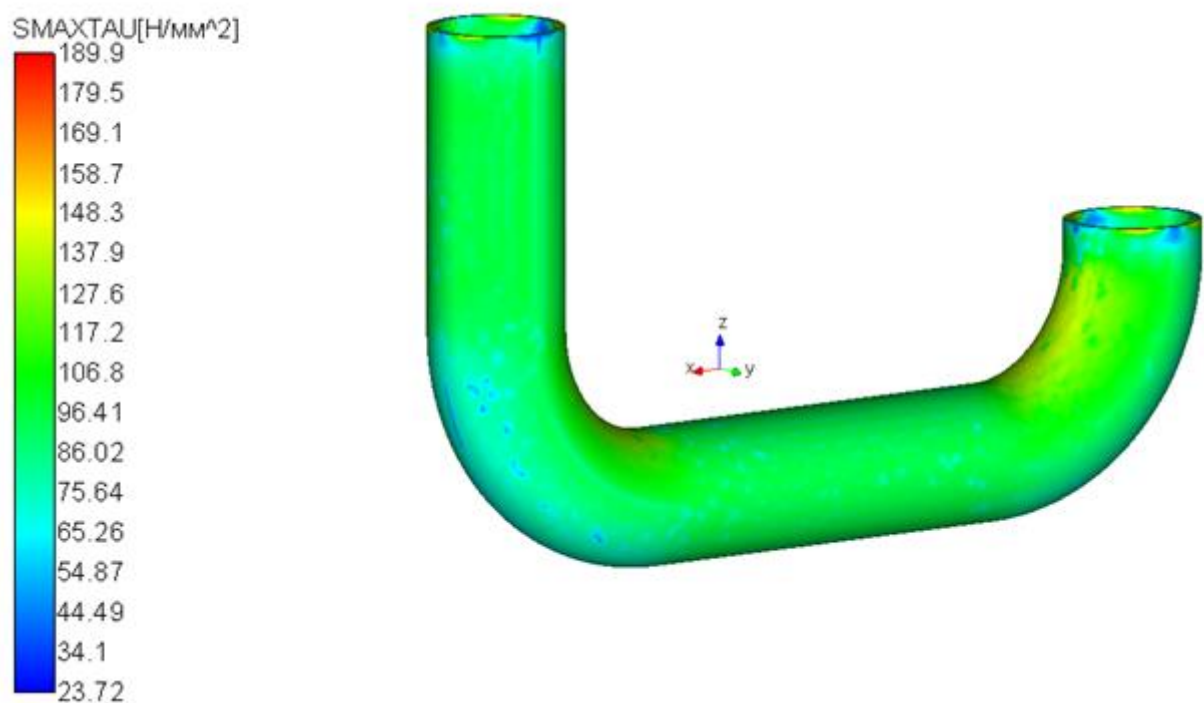


Рис. 2.29. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ПГ до ГЦН). (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск)

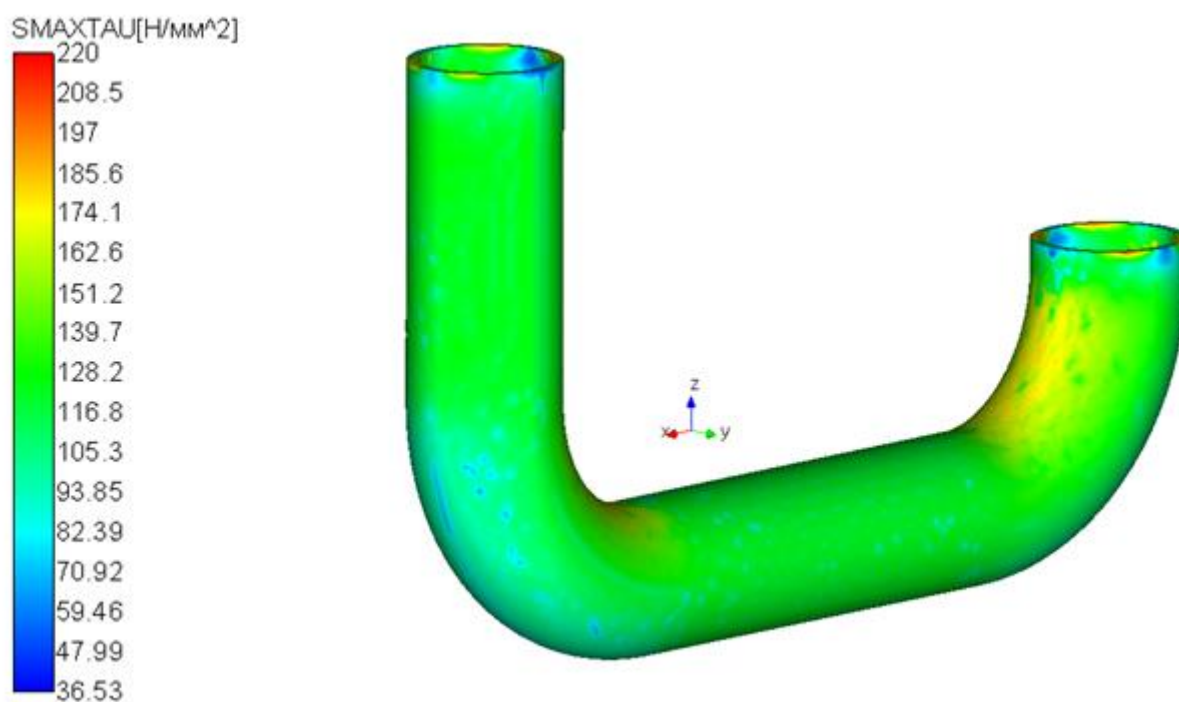


Рис. 2.30. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ПГ до ГЦН). (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

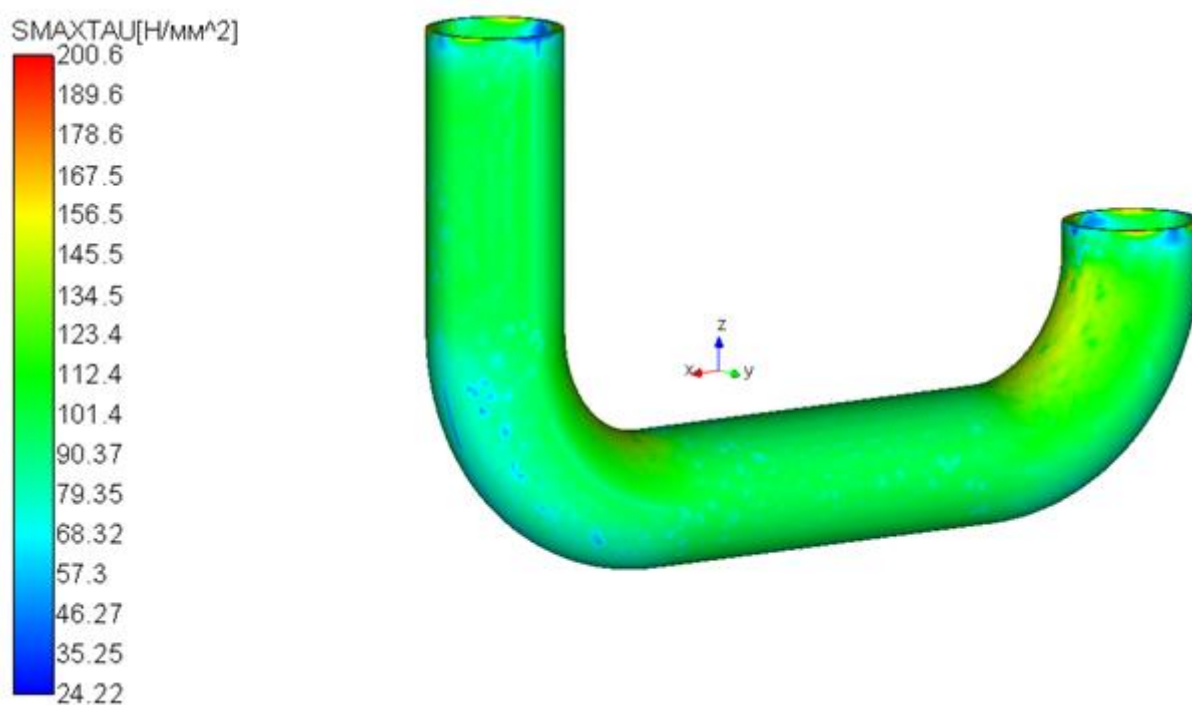


Рис. 2.31. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ПГ до ГЦН). (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск)

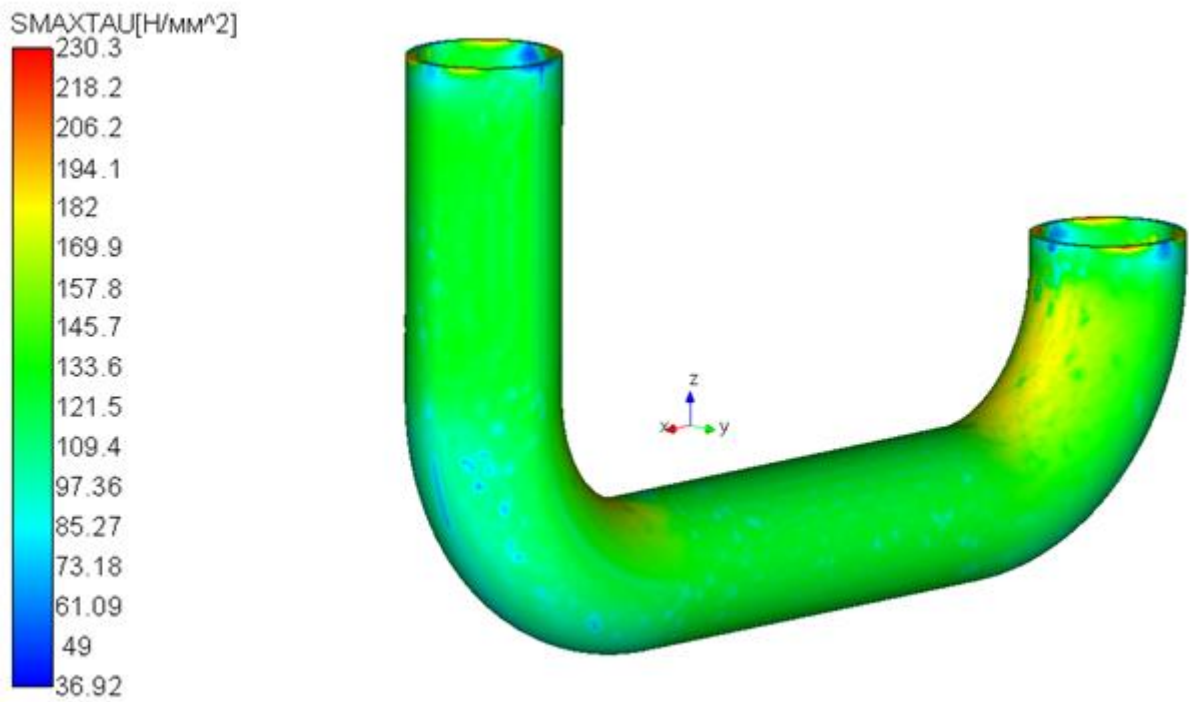


Рис. 2.32. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ПГ до ГЦН). (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

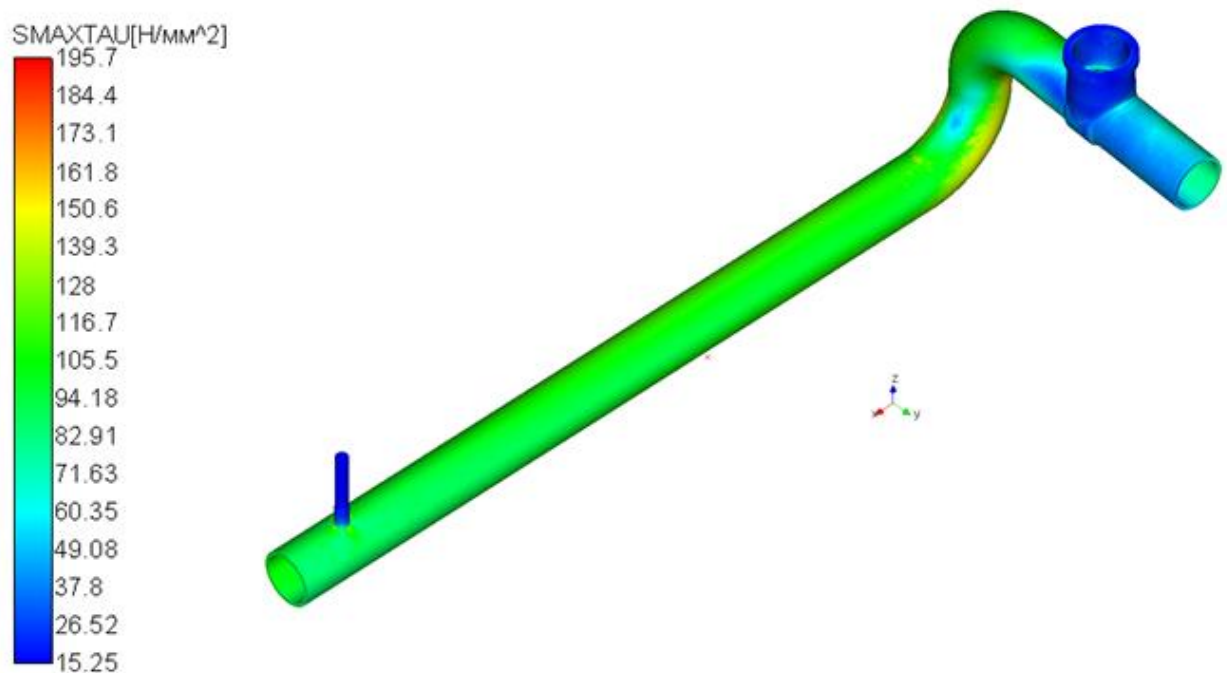


Рис. 2.33. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ГЦН до КР). (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск)

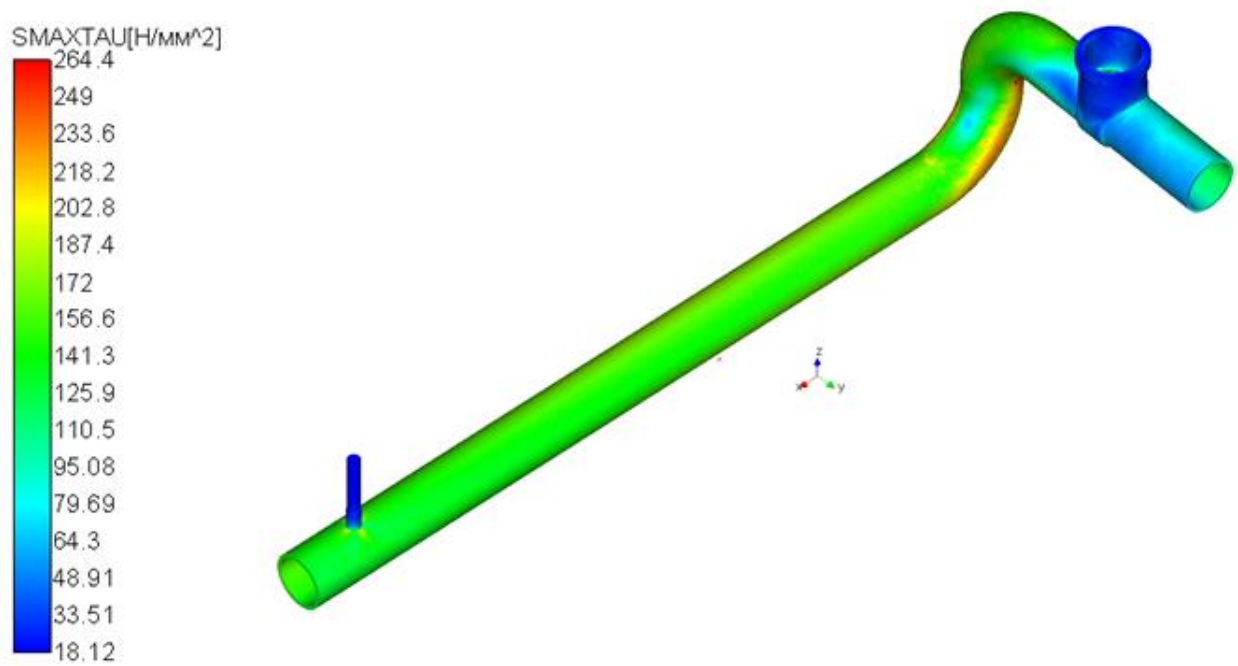


Рис. 2.34. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ГЦН до КР). (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

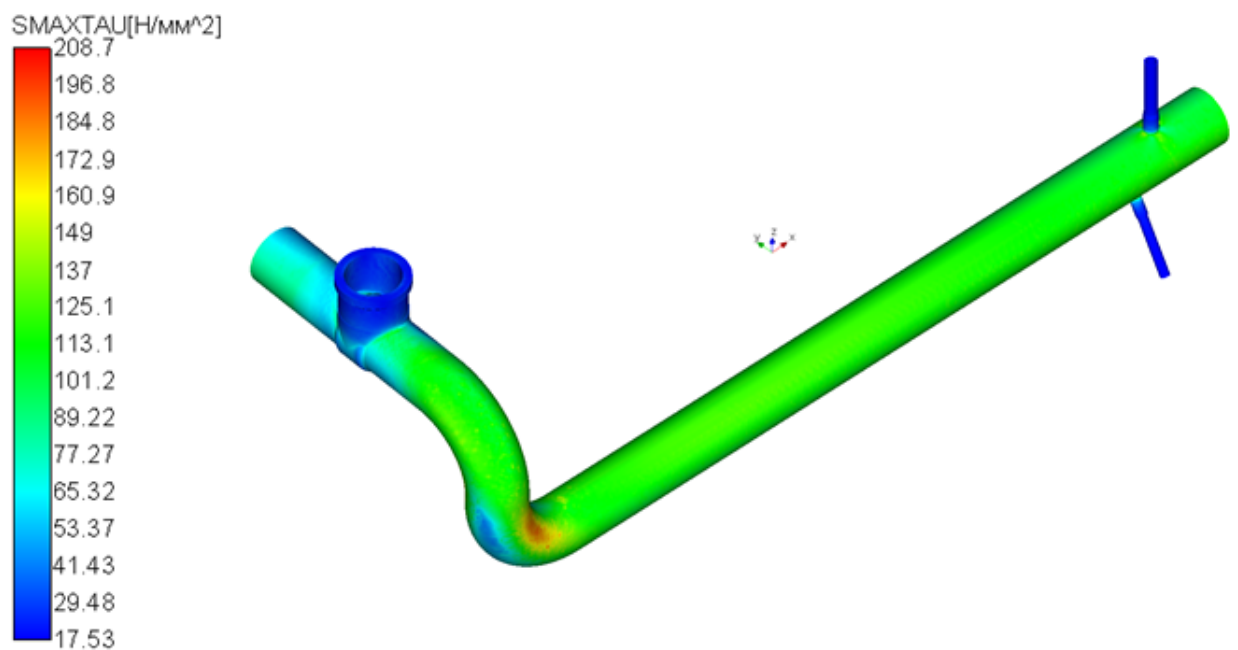


Рис. 2.35. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ГЦН до КР). (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск)

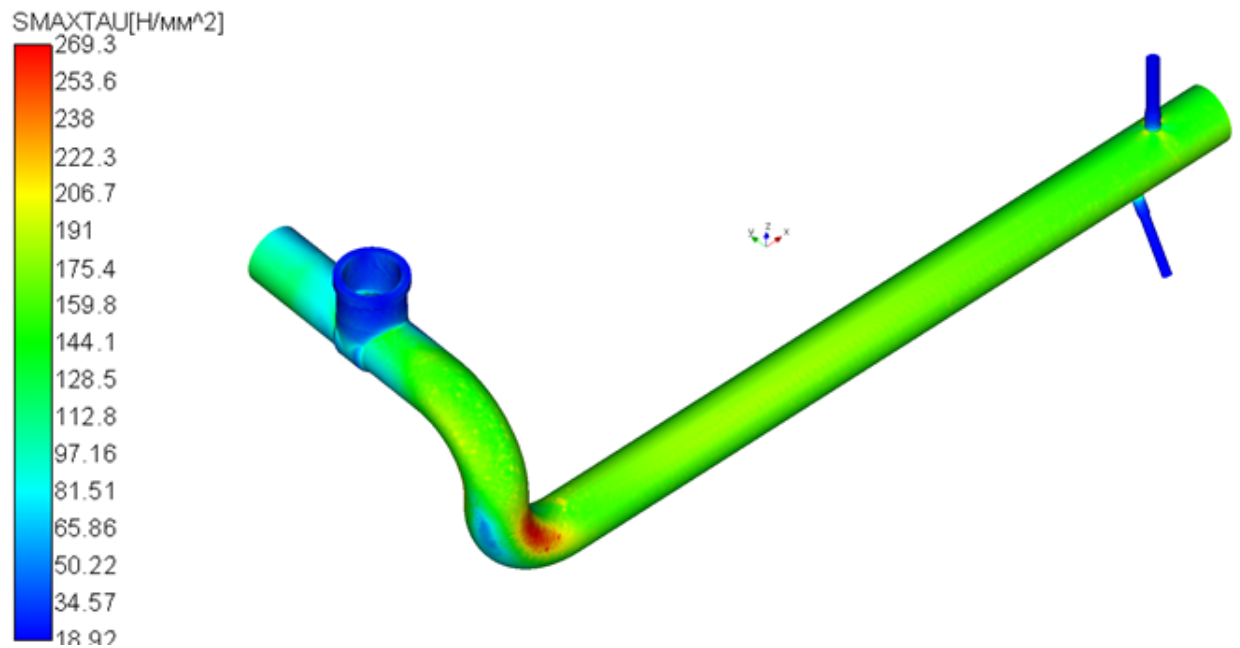


Рис. 2.36. Розподіл наведених напруг σ_{13} в ГЦТ («холодна» нитка, від ГЦН до КР). (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

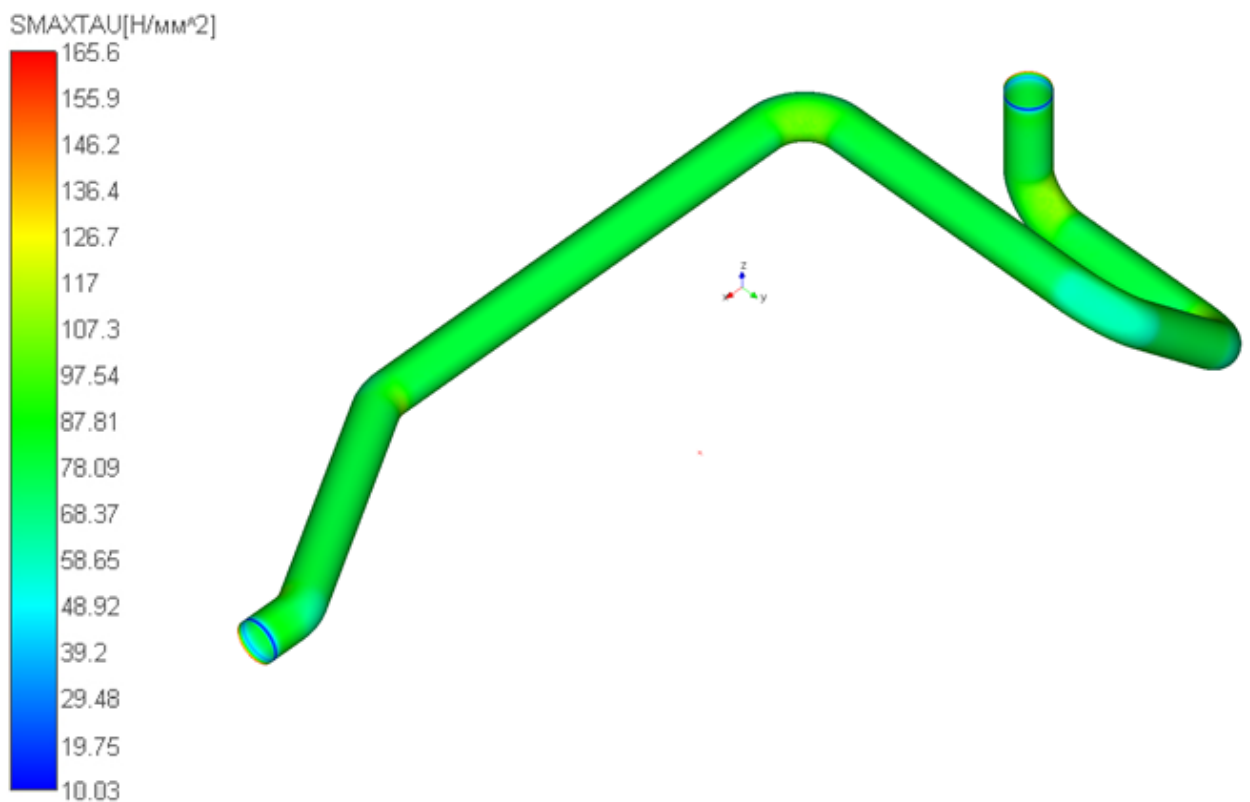


Рис. 2.37. Розподіл наведених напруг σ_{13} в трубопроводі зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК. (Режим НЕ + ПЗ, навантаження - внутрішній тиск)

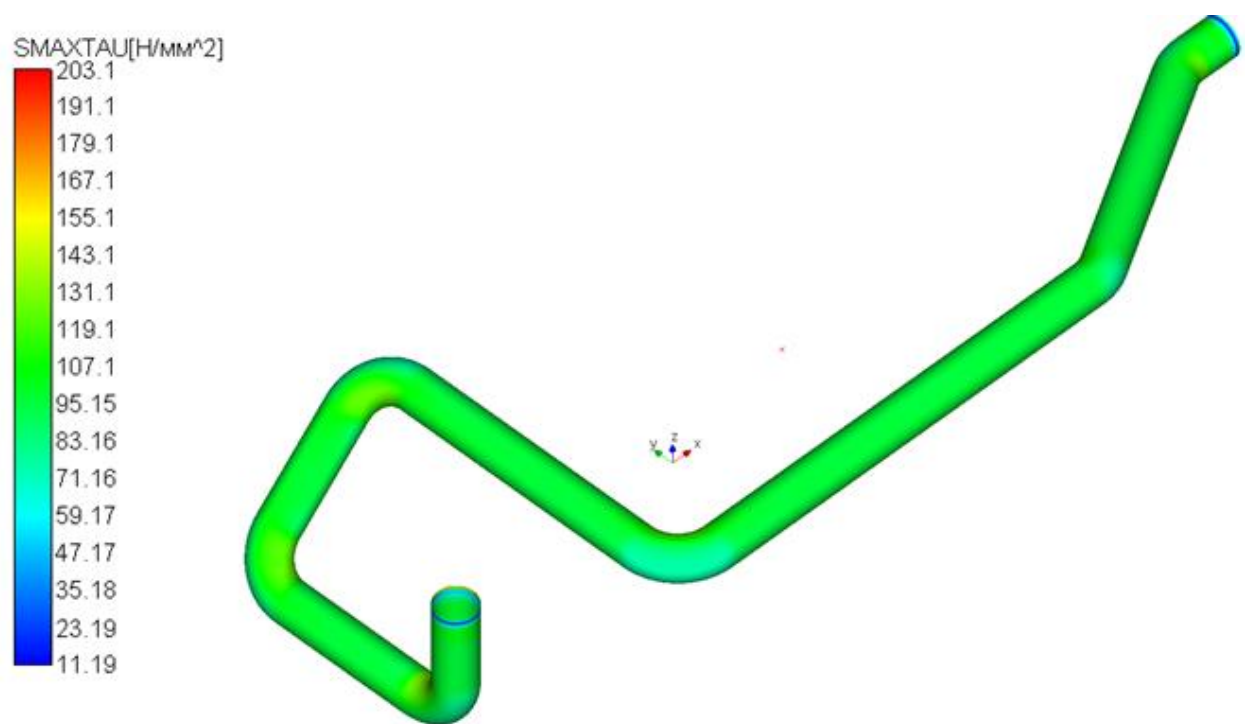


Рис. 2.38. Распределение приведенных напряжений σ_{13} в трубопроводе связи КО с «горячей» ниткой петли №4 ГЦК. (Режим НЭ+ПЗ, нагрузка – внутреннее давление, вес и температура)



Рис. 2.39. Розподіл наведених напруг σ_{13} в трубопроводі зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК. (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск)

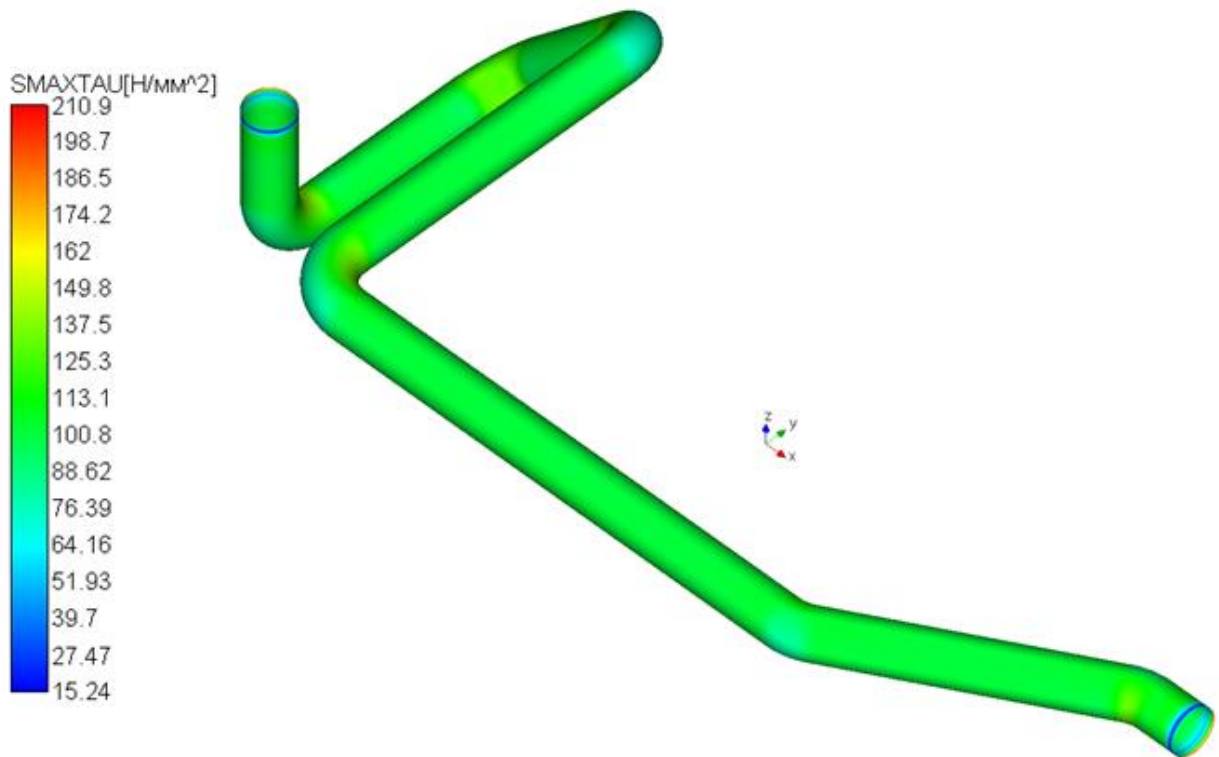


Рис. 2.40. Розподіл наведених напруг σ_{13} в трубопроводі зв'язку КО з «гарячої» ниткою петлі №4 ГЦК. (Режим НЕ + МРЗ, навантаження - внутрішній тиск, вагу і температура)

За результатами розрахунків при сейсмічних впливах і нормальних умовах експлуатації видно, що найбільші наведені напруги, що виникають в перерізах головного циркуляційного трубопроводу і трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму з «гарячої» ниткою петлі №4 головного циркуляційного контуру не перевищують допустимі. Максимальний розрахунковий землетрус при однакових умовах з урахуванням того, що пік прискорення ґрунту збільшився майже в два рази в порівнянні з початком експлуатації, дозволяють експлуатувати дану групу.

2.6. Рекомендації з підвищення експлуатаційної безпеки АЕС

Безпечна експлуатація атомних електростанцій в світі є пріоритетною. Тому проведена оцінка безпеки експлуатованих енергоблоків і розроблена серія норм безпеки МАГАТЕ [90].

Для країн які експлуатують атомні реактори були ідентифіковані проблеми пов'язані з аналізом досвіду експлуатації, включаючи надійність і старіння матеріалів, а також оцінки безпеки[91].

Класифікація проблем визначена по 4 категоріям[91], а забезпечення безпеки ґрунтується на оцінці 5 рівнів потенційного зниження захисту[92].

Подальша експлуатація обладнання і трубопроводів вимагає ретельного аналізу загальних положень безпеки та удосконалення методології продовження термінів експлуатації.

На даний момент після проведення розрахункових та експериментальних обстежень дефіцит експлуатаційної безпеки можна ідентифікувати по першій категорії [93].

Розробити програми обстеження устаткування і трубопроводів в терміни до настання допустимої кількості циклів навантаження які спрямовані на підвищення експлуатаційної безпеки.

Провести подальші дослідження безпеки сейсмічних небезпек та аналіз напружено-деформованого стану трубопроводів для всіх необхідних розрахункових груп категорій напруг при сейсмічних впливах з урахуванням рекомендацій МАГАТЕ[94].

Розробити проект стандарту «Методики перепризначення термінів експлуатації та оцінки технічного стану за міцністю тепломеханічного обладнання при циклічних навантаженнях».

Заходи щодо підвищення безпеки експлуатації та радіаційної безпеки відображені в документах України[95,96] та рекомендаціях міжнародних організацій.

ВИСНОВКИ

Запропоновано удосконалення розрахунку напружено-деформованого стану трубопроводу чинного нормативного документа.

Запропоновано вдосконалену методику розрахунку крихкої міцності для всіх розглянутих розрахункових зон і режимів експлуатації.

Вдосконалено модель зростання тріщини при циклічному навантаженні, яка ґрунтується на аналізі напружено-деформованого стану. На основі приведеної моделі розроблено методику прогнозування впливу попереднього циклічного навантаження та прогнозування строку служби трубопроводів.

Проведено розрахунки запасу сейсмостійкості трубопроводів енергоблоку відповідно до рекомендацій МАГАТЕ і результатів робіт по дослідженню сейсмічності району Южно-Української АЕС.

Проведено розрахунок при сейсмічних впливах на різних режимах і навантаженнях та виявлено, що найбільші наведені напруги, що виникають в перерізах головного циркуляційного трубопроводу і трубопроводу зв'язку компенсатора об'єму з «гарячої» ниткою петлі №4 головного циркуляційного контуру не перевищують допустимі. Максимальний розрахунковий землетрус при однакових умовах з урахуванням того, що пік прискорення ґрунту збільшився майже в два рази в порівнянні з початком експлуатації, дозволяють експлуатувати дану групу.

