

Акціонерне товариство
«Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

АТ НАЕК "ЕНЕРГОАТОМ"
ФОНД
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

**Інженерна, наукова та технічна підтримка
УПРАВЛІННЯ ОКРЕМИМ МЕХАНІЗМОМ ДЕГРАДАЦІЇ ЕЛЕМЕНТІВ
ТРУБОПРОВІДІВ АЕС – ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНИМ ЗНОСОМ
Загальні вимоги**

СОУ НАЕК 040:2024

**НА НАЕК
ОРИГІНАЛ**

**Київ
2024**

ПЕРЕДМОВА

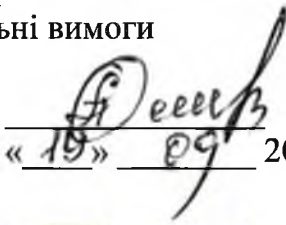
- 1 РОЗРОБЛЕНО: філія «ВП «Науково-технічний центр» АТ «НАЕК «Енергоатом»
- 2 РОЗРОБНИКИ: В. Ключко О. Зелений, С. Радченко, Р. Ліщук, О. Буфан, О. Грушевський, В. Кирпич
- 3 ЗАТВЕРДЖЕНО: наказ АТ «НАЕК «Енергоатом» від *26.09.2024 № 01-968-Н*
- 4 ДАТА ВВЕДЕННЯ В ДІЮ: *08.10.2024*
- 5 НА ЗАМІНУ: СОУ НАЕК 040:2017 «Инженерная, научная и техническая поддержка. Управление старением оборудования и трубопроводов АЭС, склонных к эрозионно-коррозионному износу. Общие требования»
- 6 ПЕРЕВІРКА: *08.10.2029*
- 7 КОД КНДК: 2.50.30
- 8 ПІДРОЗДІЛ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ВЕДЕННЯ НД: відділ підтримки довгострокової експлуатації служби технічної підтримки продовження експлуатації філії «ВП «Науково-технічний центр»
- 9 МІСЦЕ ЗНАХОДЖЕННЯ ОРИГІНАЛУ НД: відділ стандартизації департаменту з управління документацією та стандартизації дирекції з якості та управління

Цей стандарт заборонено повністю або частково відтворювати, тиражувати та розповсюджувати у комерційних цілях без згоди АТ «НАЕК «Енергоатом»

АРКУШ ПОГОДЖЕННЯ СОУ НАЕК 040:2024

Інженерна, наукова та технічна підтримка.
Управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів АЕС –
ерозійно-корозійним зносом.
Загальні вимоги

Тимчасово виконуючий обов'язки
першого віце-президента – технічного
директора, виконуючий обов'язки
члена правління


« 19 » 09 2024

О. Остаповець

Генеральний інспектор – директор з
безпеки


« 18 » 09 2024

Ю. Павлов

Виконавчий директор з виробництва
та ремонтів


« 10 » 09 2024

Т. Ткач

Директор з якості та управління


« 12 » 09 2024


І. Полович

Начальник відділу стандартизації
ДУДС ДЯУ


« 12 » 09 2024


Ю. Груша

Директор філії «ВП «Науково-
технічний центр»


« 05 » 09 2024

О. Зелений

Філія «ВП ЗАЕС»

лист від 20.08.2024
№ 21-8419/01

Філія «ВП РАЕС»

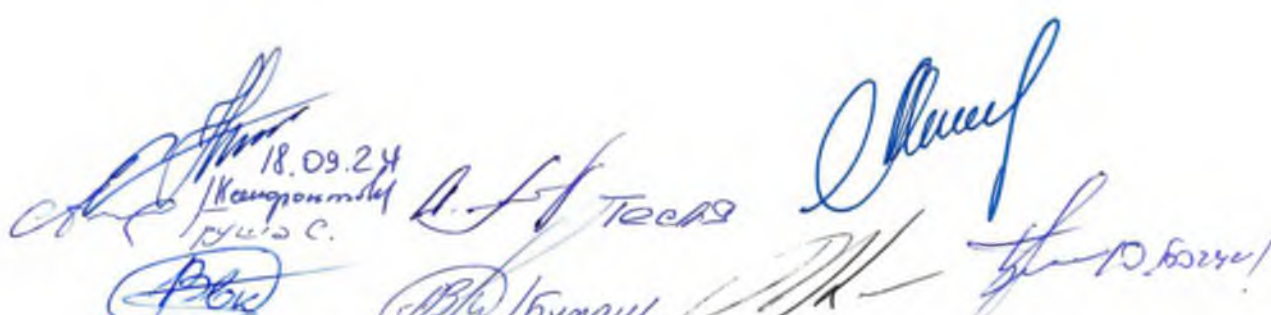
лист від 20.08.2024
№ 22-15401/191

Філія «ВП ПАЕС»

лист від 15.08.2024
№ 23-0038.12/17866

Філія «ВП ХАЕС»

лист від 16.08.2024
№ 96-07/01-472/17026


18.09.24
Каміонтовий
Дуча С.
Тесла
Бурач
Богач

ЗМІСТ

1	Сфера застосування	1
2	Нормативні посилання	1
3	Терміни та визначення понять	3
4	Позначки та скорочення	6
5	Загальні положення	8
6	Класифікація трубопроводів за механізмами ерозійно-корозійного зносу ...	9
7	Вимоги до управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ерозійно-корозійним зносом	11
8	Вимоги до організації та методів контролю, збору вихідної інформації з ерозійно-корозійного зносу елементів трубопроводів АЕС	18
8.1	Вимоги до організації контролю	18
8.2	Вимоги до методів та засобів контролю	18
8.3	Вимоги до вихідної інформації	18
9	Вимоги до розрахунково-аналітичної оцінки ерозійно-корозійного зносу елементів трубопроводів АЕС	19
	Додаток А. Критерії ефективності програм управління окремим механізмом деградації – ерозійно-корозійним зносом	27
	Додаток Б. Фізико-хімічні основи процесів ерозійно-корозійного зносу елементів трубопроводів АЕС	30
	Додаток В. Конструкційні матеріали та перелік трубопроводів ВВЕР-1000 та ВВЕР-440, схильних до ерозійно-корозійного зносу	34
	Додаток Г. Коригувальні дії та методи зі зниження ерозійно- корозійного зносу	41
	Додаток Д. Форма переліку елементів трубопроводів, схильних до ерозійно-корозійного зносу	44
	Додаток Е. Технологічні системи другого контуру ВВЕР-1000 з РУ типу В-320, елементи трубопроводів яких схильні до ерозійно-корозійного зносу	45
	Додаток Ж. Вимоги до інформаційно-аналітичної системи управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ерозійно-корозійним зносом	46
	Додаток И. Форма графіку контролю елементів трубопроводів, що схильні до ерозійно-корозійного зносу	48
	Додаток К. Бібліографія	49
	Аркуш реєстрації змін	50

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

**Інженерна, наукова та технічна підтримка
УПРАВЛІННЯ ОКРЕМИМ МЕХАНІЗМОМ ДЕГРАДАЦІЇ ЕЛЕМЕНТІВ
ТРУБОПРОВІДІВ АЕС – ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНИМ ЗНОСОМ
Загальні вимоги**

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Цей стандарт встановлює загальні вимоги до управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів АЕС – ерозійно-корозійним зносом.

1.2 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для персоналу структурних підрозділів Дирекції та філій АТ «НАЕК «Енергоатом», які здійснюють діяльність, пов'язану з управлінням старінням елементів та конструкцій енергоблоків АЕС.

1.3 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для внесення їх до тендерної документації та/або договору з підрядними організаціями, які здійснюють для АТ «НАЕК «Енергоатом» діяльність, пов'язану з управлінням старінням елементів та конструкцій енергоблоків АЕС.

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

Нижче наведено документи, на які в цьому стандарті є посилання.

Якщо документ, зазначений у цьому розділі, змінено (замінено) або його дію скасовано (без заміни на інший), то до моменту внесення зміни до СОУ НАЕК 040 необхідно користуватися зміненим (заміненим) документом або положення СОУ НАЕК 040 застосовувати без урахування вимог документа, дію якого скасовано

НП 306.2.210-2017 «Загальні вимоги до управління старінням елементів і конструкцій та довгострокової експлуатації енергоблоків атомних станцій»

НП 306.2.245-2024 «Загальні положення безпеки атомних станцій»

ДСТУ 3761.3-98 «Зварювання та споріднені процеси. Частина 3. Зварювання металів: з'єднання та шви, технологія, матеріали та устаткування. Терміни та визначення»

ДСТУ 2442-94 «Розрахунки та випробування на міцність. Механіка руйнування. Терміни та визначення»

ДСТУ 2825-94 «Розрахунки та випробування на міцність. Терміни та визначення основних понять»

ДСТУ 2960-94 «Організація промислового виробництва. Основні поняття. Терміни та визначення»

ДСТУ 8733:2017 «Атомна енергетика. Терміни та визначення понять»

ПНАЭ Г-7-002-86 «Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок»

СОУ НАЕК 001:2019 «Управління документацією. Система документації ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні положення»

СОУ НАЕК 028:2022 «Технічне обслуговування та ремонт. Контроль неруйнівний ультразвуковий. Методика вимірювання товщини монометалів, біметалів та антикорозійних покриттів»

СОУ НАЕК 080:2023 «Експлуатація технологічного комплексу. Довгострокова експлуатація діючих енергоблоків атомної електростанції. Загальні положення»

СОУ НАЕК 141:2023 «Інженерна, наукова та технічна підтримка. Управління старінням елементів та конструкцій енергоблоків АЕС. Загальні вимоги»

СОУ НАЕК 160:2020 «Обеспечение технической безопасности. Контроль качества основного металла, сварных соединений и наплавов оборудования и трубопроводов атомных электрических станций с реакторами ВВЭР. Технические требования»

СОУ НАЕК 171:2018 «Інженерна, наукова та технічна підтримка. Водно-хімічний режим другого контуру атомних електростанцій з реакторами типу ВВЕР. Технічні вимоги до якості робочого середовища другого контуру»

СТП 0.41.076-2008 «Анализ и оценка безопасности. Порядок использования программных средств для обоснования безопасности ядерных энергетических установок. Методические указания»

ПН-Д.0.03.539-20 «План дій щодо підвищення надійності парогенераторів та конденсаторів турбоустановок АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» на період 2021-2026 рр.»

ПМ-Т.0.03.061-21 «Типова програма експлуатаційного контролю стану основного металу, зварних з'єднань і наплавлень обладнання і трубопроводів атомних електростанцій з реакторами ВВЕР-1000 (ТПЕК-21)»

МТ-Т.0.03.208-10 «Методика расчетов трубопроводов АЭУ в рамках концепции «течь перед разрушением»

МТ-Т.0.03.224-23 «Методика визначення допустимих товщин елементів трубопроводів АЕС з вуглецевих сталей, схильних до дії ерозійно-корозійного зносу»

ІН-Т.0.03.190-23 «Уніфікована Інструкція з ультразвукового вимірювання товщини стінок елементів трубопроводів, що схильні до ерозійно-корозійного зношення»

ТПЕК-440 «Типова програма експлуатаційного контролю стану основного металу, зварних з'єднань і наплавлень обладнання та трубопроводів атомних електростанцій з реакторами ВВЕР-440 (В-213)»

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, вжиті у цьому стандарті, та визначення позначених ними понять

3.1 багатofакторне навантаження

Навантаження, викликане одночасно кількома навантажувальними факторами (тиск, зусилля, момент) (використовується в цьому стандарті)

3.2 валідація

Процес, спрямований на підтвердження об'єктивними доказами того, що кінцевий продукт (виріб або послуга) відповідає встановленим вимогам (НП 306.2.245-2024)

3.3 верифікація

Процес визначення відповідності якості послуг або експлуатаційних параметрів виробу необхідним характеристикам за допомогою аналізу та надання об'єктивних доказів того, що результати, отримані на кожній стадії розроблення, відповідають встановленим цілям і вимогам (НП 306.2.245-2024)

3.4 відповідність призначенню

Здатність виробу, процесу чи послуги відповідати певному призначенню за заданих умов (використовується в цьому стандарті)

3.5 візуальний контроль

Органолептичний контроль, що виконується органами зору з використанням оптичних приладів та засобів вимірів (СОУ НАЕК 160)

3.6 волого-паровий тракт

Трубопроводи, якими рухається водяна пара у вигляді однофазного (суха насичена пара) або двофазного (волога пара) середовища (використовується в цьому стандарті)

3.7 в'язке руйнування

Руйнування твердих тіл, що супроводжується значними пластичними деформаціями (ДСТУ 2825)

3.8 в'язкість

Здатність матеріалу пластично деформуватися перед руйнуванням (ДСТУ 2825)

3.9 в'язко крихке руйнування

Руйнування за змішаним типом, коли на різних частинах зламу спостерігаються ознаки як крихкої, так і в'язкої руйнації (ДСТУ 2442)

3.10 деградація

Процес, при якому характеристики (фізичні, механічні, геометричні, електричні тощо) елемента, конструкції поступово погіршуються з часом і проявляються у вигляді ефектів старіння (НП 306.2.210-2017)

3.11 діаграма оцінки стоншення

Двовимірний діаграма, яка служить для визначення запасу міцності елемента конструкції із стоншенням, при цьому враховується ступінь наближення стану матеріалу як до граничної крихкої, так і до граничної в'язкої міцності (використовується в цьому стандарті)

3.12 елемент трубопроводу

Вироби, що з'єднують сталі труби трубопроводу в одну цілісну систему (колектори, трійники, переходи, відводи, арматура тощо) (використовується в цьому стандарті)

3.13 ерозійно-корозійний знос

Стоншення стінки матеріалу внаслідок корозійного процесу, посиленого ерозійним впливом потоку середовища (використовується в цьому стандарті)

3.14 ефект старіння

Результат деградації, який може вплинути на виконання елементом, конструкцією своїх проєктних функцій (НП 306.2.210-2017)

3.15 зона термічного впливу

Ділянка основного металу, що розташована поблизу металу шву, структура та властивості якого змінилися в результаті нагрівання при зварюванні або наплавленні (ДСТУ 3761.3)

3.16 кавітація

Процес, при якому в рідині відбувається стрімке утворення, розподіл і захоплення бульбашок пари внаслідок динамічної зміни тиску та температури (використовується в цьому стандарті)

3.17 композитне зварне з'єднання

Зварне з'єднання деталей зі сталей різних структурних класів (використовується в цьому стандарті)

3.18 контроль

Загальна функція керування, що полягає у спостереженні за ходом процесів у керівній і керованій системах, порівнянні контрольованих величин параметрів із заданою програмою, виявленні відхилень, їх місця, часу, причини та характеру (ДСТУ 2960)

3.19 коефіцієнт запасу міцності

Відношення граничного напруження (граничного навантаження) до розрахункового напруження (розрахункового навантаження) (ДСТУ 2825)

3.20 коефіцієнт інтенсивності напружень

Кількісна характеристика сингулярної складової поля напружень в околі точки фронту тріщини (ДСТУ 2442)

3.21 коефіцієнт пластичного послаблення

Безрозмірний параметр, який характеризує, у скільки разів граничне навантаження в'язкого руйнування конструктивного елемента зі стоншенням менше відповідної величини для конструктивного елемента без стоншення при однофакторному навантаженні (використовується в цьому стандарті)

3.22 крихке руйнування

Руйнування без слідів пластичних деформацій у матеріалі (ДСТУ 2825)

3.23 механізм деградації

Фізичний, хімічний чи інший процес, який проявляється у вигляді ефектів старіння (СОУ НАЕК 080)

3.24 мінімально-допустима товщина стінки

Товщина стінки, при якій можлива робота деталі на розрахункових параметрах протягом розрахункового ресурсу та яка є критерієм для визначення достатніх значень фактичної товщини стінки (використовується в цьому стандарті)

3.25 наплавлений метал

Метал, отриманий при плавленні присадних матеріалів у процесі наплавлення (зварювання) в шарах (валиках), практично не розбавлених основним металом.

Наплавленим металом вважається також метал контрольного зварного з'єднання, виконаного з попереднім наплавленням крайок не менше ніж у три шари присадними матеріалами контрольованої марки (СОУ НАЕК 160)

3.26 посилавне напруження (референтне)

Умовна межа плинності пружнопластичного тіла, при якій тіло зі стоншенням перебуває в граничному стані для заданих прикладених зовнішніх зусиль (використовується в цьому стандарті)

3.27 навколошовна зона

Ділянка зони термічного впливу, нагріта вище температури початку інтенсивного росту зерна (використовується в цьому стандарті)

3.28 напружено-деформований стан

Сукупність внутрішніх напружень і деформацій, які виникають при дії на матеріальне тіло зовнішніх навантажень, температурних полів та інших факторів (використовується в цьому стандарті)

3.29 несущільність

Узагальнена назва тріщин, відшарувань, пропалів, свищів, пор, непроварів і включень (ДСТУ 8733)

3.30 номінальна товщина стінки елемента трубопроводу

Зазначена в кресленні (без урахування допусків) товщина основного металу трубопроводу (елемента трубопроводу) (використовується в цьому стандарті)

3.31 однофакторне навантаження

Навантаження, викликане лише одним навантажувальним фактором (тиск, зусилля, момент) (використовується в цьому стандарті)

3.32 рівномірне стоншення

Ерозійно-корозійне стоншення у вигляді рівномірної втрати металу за великою площею в осьовому та окружному напрямках, яке можна характеризувати одним лінійним розміром – глибиною (використовується в цьому стандарті)

3.33 розрахункова товщина стінки

Товщина стінки, теоретично необхідна для забезпечення міцності деталі під дією сукупності навантажень (внутрішнього або зовнішнього тиску, навантажень від ваги, вигину, скручування, зрізу тощо) (використовується в цьому стандарті)

3.34 старіння

Процес погіршення з часом характеристик систем (елементів і конструкцій) (НП 306.2.245-2024)

3.35 стоншення

Окрема невідповідність конструкцій будь-якому параметру, встановленому проектом чи нормативним документом (використовується в цьому стандарті)

3.36 стоншення загального виду

Стоншення об'ємного типу у вигляді локальної втрати металу, яке характеризується трьома лінійними розмірами (використовується в цьому стандарті)

3.37 теорія граничного пластичного стану

Методологія розрахунку напружень, діючих в елементі конструкцій, згідно з якою діючі посилальні напруження є умовною межею плинності тіла, що знаходиться в граничному пластичному стані (тобто в будь-якій точці тіла напруження за модулем дорівнюють межі плинності) (МТ-Т.0.03.208)

3.38 управління старінням

Система технічних і організаційних заходів, що здійснюються з метою запобігання деградації систем (елементів і конструкцій), унаслідок їхнього старіння і зносу, нижче припустимих меж (НП 306.2.245-2024)

3.39 фактична товщина стінки

Товщина стінки, яка вимірюється на конкретній ділянці деталі та за якою під час виготовлення або експлуатації встановлюються параметри її експлуатації (використовується в цьому стандарті)

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АЕС	– атомна електрична станція
АТ «НАЕК «Енергоатом»	– акціонерне товариство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»
ВВЕР	– водо-водяний енергетичний реактор
ВХР	– водно-хімічний режим
ГО	– гермооб'єм
ГПЗ	– головна парова засувка
ДЖЕН	– допоміжний живильний електронасос
ДОС	– діаграма оцінки стоншення
ЕК	– елементи конструкції
ЕКЗ	– ерозійно-корозійний знос
ЕКР	– ерозійно-корозійне розмивання
ЕО	– експлуатуюча організація

ЕТА	– етаноламін
ЖТН	– живильний турбонасос
ЗВТ	– засоби вимірювальної техніки
ЗЕК	– загальна ерозія-корозія
ЗЗ	– зварне з'єднання
ІАС	– інформаційно-аналітична система
Кав. ЕКЗ	– кавітаційний ерозійно-корозійний знос
КВП	– колектор власних потреб (паровий)
КГП	– конденсат гріючої пари
КЖТ	– конденсатно-живильний тракт
КНД ТУ	– конденсатор турбоустановки
КУ	– конденсаційна установка
ЛЕК	– локальна ерозія-корозія
МКЕ	– метод кінцевих елементів
МРЗ	– максимальний розрахунковий землетрус
НДС	– напружено-деформований стан
НЕ	– нормальна експлуатація
ОС	– операційна система
ПВТ	– підігрівач високого тиску
ПГ	– парогенератор
ПЗ	– програмне забезпечення
ПК	– персональний комп'ютер
ПНЕ	– порушення нормальних умов експлуатації
ПНТ	– підігрівач низького тиску
ПУС	– програма управління старінням
ППР	– планово-попереджувальний ремонт
ПСТЕ	– плоско-спіральний теплообмінний елемент
РВ	– реакторне відділення
РК	– регулюючий клапан
РК ЕКЗ	– рідкий краплинний ерозійно-корозійний знос
РП	– розширювач продування
РОУ	– редуційна охолоджуюча установка
РРБ	– регулятор рівня байпасний
РРО	– регулятор рівня основний
РУ	– реакторна установка
СПП	– сепаратор-пароперегрівач
СРК	– стопорний регулюючий клапан
ТГ	– турбогенератор
ТОіР	– технічне обслуговування та ремонт

ТОТ	– теплообмінні трубки
УБДН	– Українська база даних надійності (обладнання)
УЗТ	– ультразвукова товщинометрія
Філії ВП АЕС	– філії АТ «НАЕК «Енергоатом»: «ВП «Запорізька АЕС», «ВП «Південноукраїнська АЕС», «ВП «Рівненська АЕС» та «ВП «Хмельницька АЕС»
ЦВТ	– циліндр високого тиску
ШЗВК	– швидкодіючий запірно-відсічний клапан
ШРУ-К	– швидкодіюча редукційна установка скидання пари у конденсатор
ШРУ-РТД	– швидкодіюча редукційна установка скидання пари у блоковий колектор власних потреб блока
MRF	– морфолін

Скорочені найменування підрозділів Компанії використовуються в цьому стандарті відповідно до додатків Б і В ПЛ-С.0.06.003

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Цей стандарт встановлює загальні вимоги до:

- програм управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів АЕС - ЕКЗ;
- моніторингу процесів ЕКЗ елементів трубопроводів АЕС;
- збору, оброблення та аналізу даних за результатами контролю залишкової товщини стінки елементів трубопроводів;
- складання переліків елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ;
- інформаційного забезпечення управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів, ЕКЗ;
- порядку проведення розрахункових досліджень ЕКЗ елементів трубопроводів АЕС.

5.2 Цей стандарт розроблений для реалізації вимог до управління старінням елементів і конструкцій енергоблоків атомних станцій, що зазначені в пункті 7 розділу II НП 306.2.210-2017, а саме: під час здійснення діяльності з управління старінням ЕО встановлює вимоги до ПУС енергоблоку АЕС, ПУС окремих елементів і конструкцій та/або програм управління окремими механізмами старіння.

5.3 Вимоги цього стандарту відповідають таким вимогам СОУ НАЕК 141:

а) управління старінням (фізичним старінням) ґрунтується на технічних та організаційних заходах, при яких виявляються ефекти старіння, встановлюються механізми деградації елементів та конструкцій з урахуванням видів матеріалів, з яких вони виготовлені, параметрів робочого середовища, та за яких забезпечується виконання елементами та конструкціями призначених функцій на всіх етапах життєвого циклу енергоблоку АЕС;

б) роботи з управління старінням елементів та конструкцій проводить персонал філії ВП АЕС із залученням, за потреби, спеціалізованих організацій, виробників, проектно-конструкторських організацій, організацій, які здійснюють науково-технічну підтримку відповідної діяльності;

в) для забезпечення ефективної реалізації вимог ПУС АЕС адміністрація філії ВП АЕС має:

- визначити цілі управління старінням, які мають продемонструвати зобов'язання адміністрації АЕС щодо забезпечення належного рівня безпеки енергоблоків протягом проектного строку експлуатації, а також можливість надійної та безпечної їх роботи під час довгострокової експлуатації;

- розробити організаційні та технічні заходи щодо управління старінням, спрямовані на забезпечення необхідного рівня безпеки відповідно до вимог норм і правил з ядерної та радіаційної безпеки;

- забезпечити матеріально-технічними та фінансовими ресурсами;

- організувати обмін досвідом з іншими вітчизняними та зарубіжними АЕС з практики управління старінням елементів та конструкцій;

г) ефекти старіння та механізми деградації визначаються лише на рівні елементів та конструкцій. Управління старінням елементів та конструкцій здійснюється в рамках експлуатаційної діяльності (експлуатація згідно з вимогами технічної документації, дотримання норм водно-хімічного режиму, ТОіР, технічне опосвідчення, експлуатаційний контроль металу, кваліфікація обладнання, аналіз безпеки тощо) та шляхом виконання додаткових заходів. Додаткові заходи, що розробляються за результатами оцінки технічного стану елементів та конструкцій або на підставі досвіду експлуатації, призначені для попередження деградації, виявлення ефектів старіння, моніторингу та пом'якшенню наслідків старіння елементів та конструкцій;

д) ефективне управління старінням здійснюється за допомогою координації існуючих процедур з ТОіР, програм з експлуатаційного контролю, водно-хімічного режиму, технічного опосвідчення, кваліфікації обладнання, програм перевірок та випробувань, а також реалізації заходів, пов'язаних з управлінням старінням елементів та конструкцій;

е) ефективність управління старінням періодично оцінюється з метою підтримки безпеки, а також забезпечення зворотного зв'язку та постійного вдосконалення;

ж) ефективність програм управління старінням (ПУС АЕС, ПУС елементів та конструкцій) повинна оцінюватися за результатами виконання дев'яти критеріїв ефективності наведених в додатку А;

и) у разі зміни або відхилення експлуатаційних параметрів, виявлення нових ефектів старіння та механізмів деградації в ПУС АЕС мають бути внесені відповідні зміни (за результатами аналізу старіння, який визначає строк служби).

6 КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ ЗА МЕХАНІЗМАМИ ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ

6.1 Фізико-хімічні основи процесів ЕКЗ елементів трубопроводів АЕС наведені в додатку Б.

6.2 На рисунку 6.1 наведена класифікація елементів трубопроводів за механізмами ЕКЗ. Трубопроводи конденсатно-живильного й волого-парового трактів другого контуру діляться на п'ять блоків, які характеризуються умовами, сприятливими для прояву чи поєднання певних механізмів зменшення товщини металу.

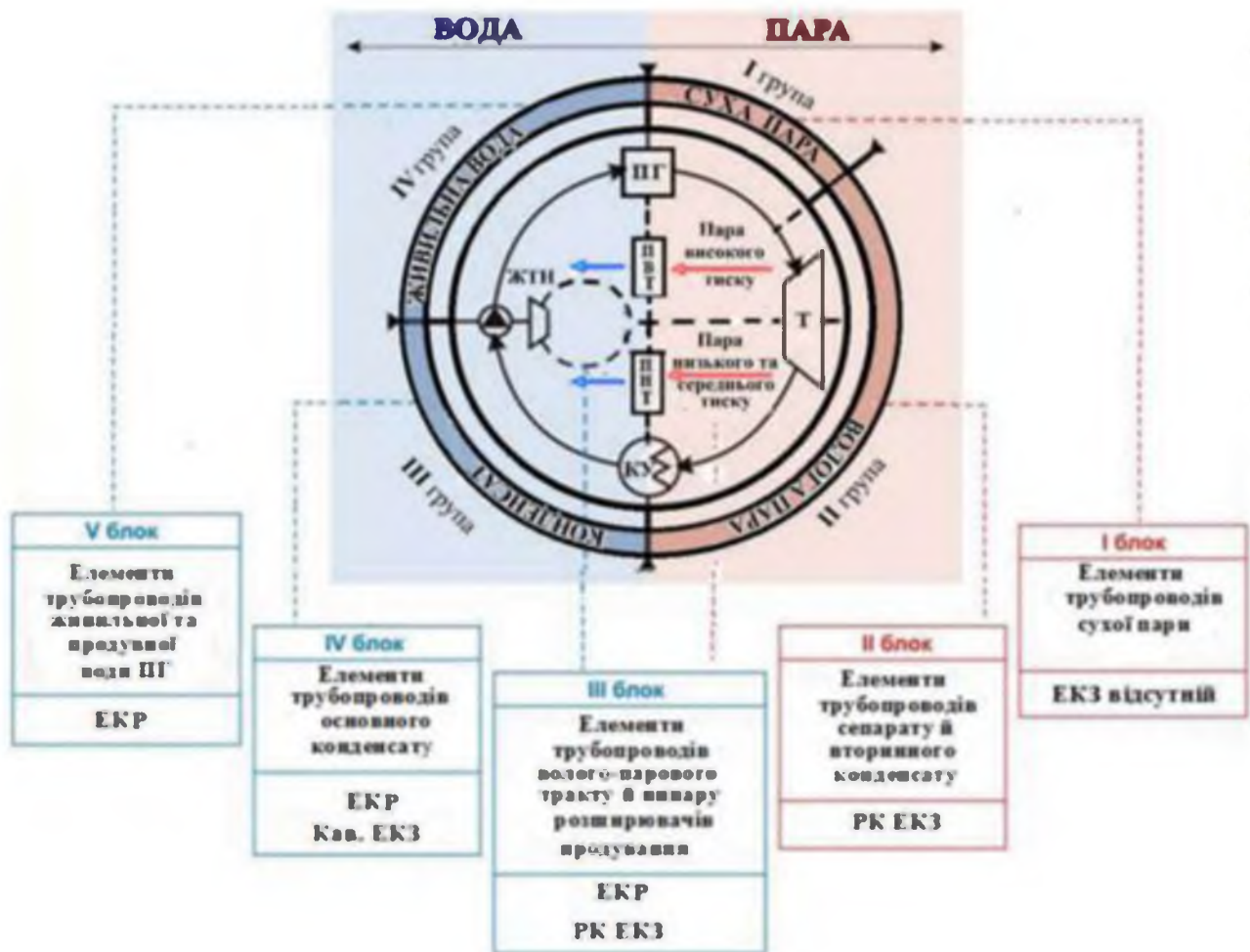


Рисунок 6.1 – Класифікація елементів трубопроводів другого контуру АЕС за механізмами ЕКЗ

6.3 Волого-паровий тракт умовно можна розділити на групи I та II, де робоча поверхня металу перебуває в контактi з перегрітою (група I) або вологою (група II) парою:

а) група I – під час обтікання металу сухою парою практично відсутні умови для реалізації будь-якого механізму інтенсивного зменшення товщини. Процеси, які викликають деградацію металу, за своїм механізмом не відносяться до ЕКЗ;

б) група II – поява рідкої плівки на поверхні металу й поява двофазного пограничного шару при ступеню вологості більше 1-2 % у турбiні, регенеративних трубопроводах подачі грiючої пари на ПВТ та ПНТ, а також елементах СПП створює умови для прояву РК ЕКЗ.

6.4 КЖТ умовно можна розділити на групи III та IV залежно від механізму деградації металу:

а) група III – елементи трубопроводів конденсатного тракту (від конденсатора до деаератора) і живильного тракту (від деаератора до ЖТН). Для цієї групи характерна деградація металу за механізмом ЕКР, та Кав. ЕКЗ, оскільки є умови для виникнення кавітації з утворенням (при $P < P_{\text{нас}}$) та подальшим кумулятивним захопленням (при $P > P_{\text{нас}}$) бульбашок у місцях підвищеного гiдравлічного опору (P , $P_{\text{нас}}$ – тиск робочого середовища та насичення відповідно);

б) група IV – елементи трубопроводів живильного тракту від ЖТН до ПГ. Для цієї групи характерна деградація металу за механізмом ЕКЗ.

6.5 Основні системи другого контуру можуть бути умовно поділені на п'ять блоків залежно від характеру ЕКЗ металу.

6.6 Згідно з 6.3 та рисунком 6.1 у першому блоці процес деградації елементів трубопроводів за механізмом ЕКЗ відсутній.

6.7 До другого блоку трубопроводів відносяться:

- система відборів пари високого тиску (RD);
- система паропроводів власних потреб (RQ);
- система сепарації і проміжного перегрівання пари (RB).

6.8 До третього блоку відносяться:

- паропроводи випару розширювачів продування парогенераторів (RY);
- трубопроводи дренажів машзалу (SH).

6.9 До четвертого блоку відносяться:

- трубопроводи основного конденсату (RM);
- система конденсату гріючої пари (RN).

6.10 До п'ятого блоку елементів відносяться:

- система живильної води ПГ (RL);
- системи аварійної живильної води й захисту другого контуру від перевищення тиску (TX);
- трубопроводи періодичного та безперервного продування ПГ (RY).

6.11 Наведена в цьому розділі класифікація елементів трубопроводів за механізмами ЕКЗ повинна враховуватися під час складання переліків елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, і аналізу виявлених стоншень.

6.12 Трубопроводи продувної води ПГ характеризуються наявністю композитних ЗЗ, які схильні до електрохімічної корозії, що не відноситься до механізмів ЕКЗ.

6.13 У ряді елементів та вузлів як волого-парового, так і конденсатно-живильного трактів можливий прояв стоянкової (атмосферної) корозії в якості домінуючого механізму стоншення в період простою енергоблока, що сприяє інтенсифікації ЕКЗ.

6.14 У додатку В наведені переліки трубопроводів АЕС з реакторами ВВЕР-1000 та ВВЕР-440, що схильні до ЕКЗ.

6.15 Згідно з 8.2 СОУ НАЕК 141 перелік трубопроводів, які схильні до ЕКЗ та підлягають управлінню старінням, складається (але не обмежується) з:

- трубопроводів системи паропроводів високого тиску;
- трубопроводів системи живильної води.

7 ВИМОГИ ДО УПРАВЛІННЯ ОКРЕМИМ МЕХАНІЗМОМ ДЕГРАДАЦІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ – ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНИМ ЗНОСОМ

7.1 Управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ - виконується з метою забезпечення ефективного експлуатаційного контролю металу елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, шляхом оптимізації місць, періодичності та обсягів контролю, що відповідає атрибутам ефективної ПУС, а саме:

- визначення ефекту старіння;
- моніторинг та аналіз ефектів старіння;
- забезпечення якості.

Умовою підвищення ефективності експлуатаційного контролю металу є застосування атрибутів ПУС:

а) виявлення групи ризику інтенсивного стоншення елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, що відповідає таким атрибутам ефективної ПУС:

- обсяг ПУС, що ґрунтується на розумінні старіння;
- зворотній зв'язок від досвіду експлуатації та результатів наукових досліджень і розробок;

б) створення та впровадження програмних комплексів підтримки персоналу філії ВП АЕС щодо проблеми ЕКЗ елементів трубопроводів, що відповідає таким атрибутам ефективної ПУС:

- обсяг ПУС, що ґрунтується на розумінні старіння;
- профілактичні заходи, які мінімізують та контролюють деградацію внаслідок старіння;
- коригувальні заходи;
- пом'якшення деградації;
- виявлення ефектів старіння;
- зворотній зв'язок від досвіду експлуатації та результатів наукових досліджень і розробок;
- забезпечення якості;

в) визначення допустимості товщин стоншень елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, з урахуванням глобального НДС, що відповідає такому атрибуту ефективної ПУС як критерії прийнятності.

7.2 На рисунку 7.1 наведено діаграму ієрархії документів управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ, за рівнями документації згідно з СОУ НАЕК 001.

7.3 На рисунку 7.2 схематично наведено концепцію управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ, яка базується на системному процесі управління старінням згідно з СОУ НАЕК 141.

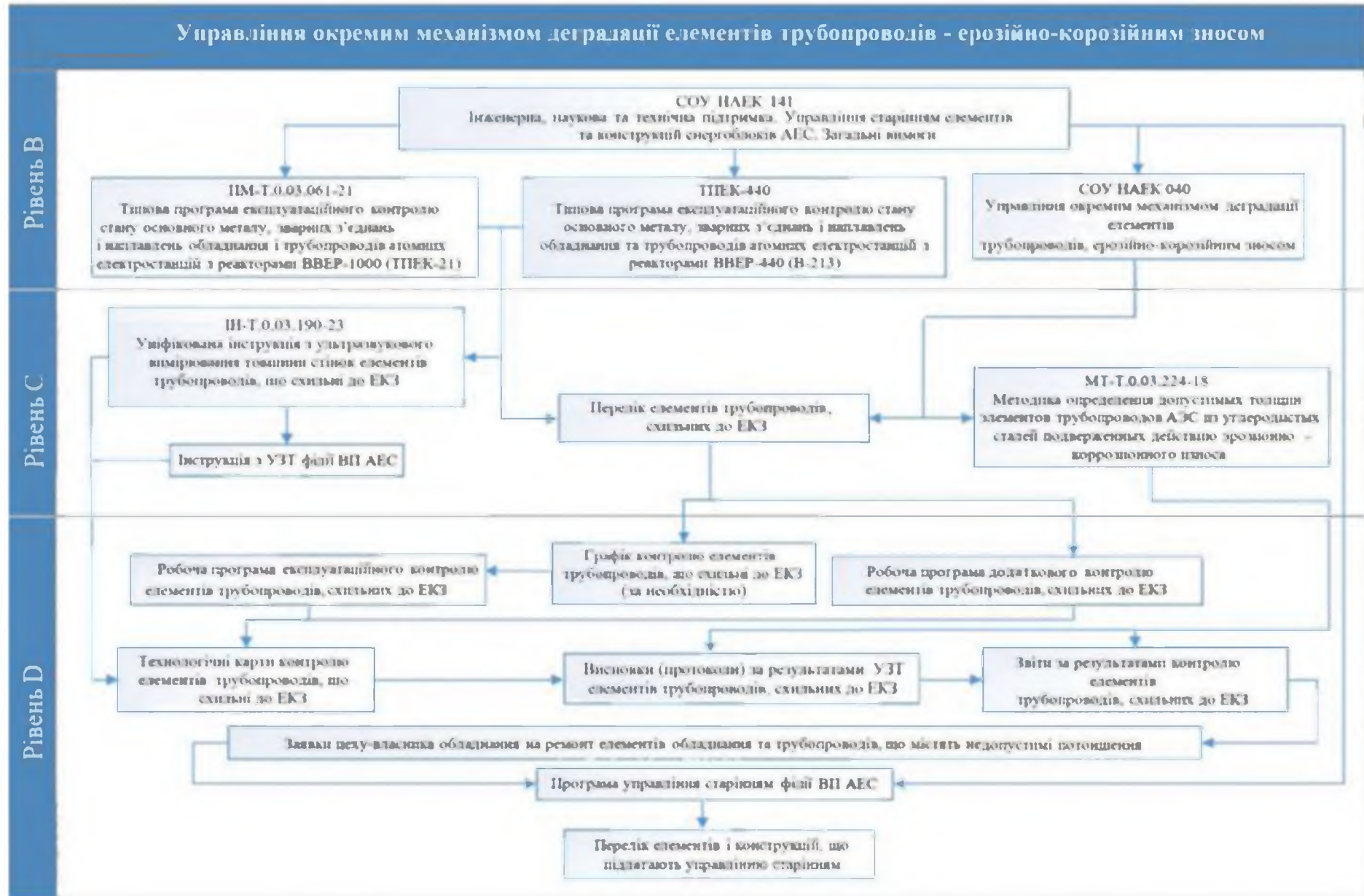


Рисунок 7.1 – Ієрархія документів управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ



Рисунок 7.2 – Концепція управління механізмом деградації елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ

7.4 Управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ЕКЗ - складається з таких модулів:

- розуміння ефектів старіння (аналітичні моделі);
- ППР;
- аналіз даних;
- експлуатаційний моніторинг процесів ЕКЗ;
- формування програми робіт.

7.5 Розуміння ефектів старіння елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, є одним із необхідних факторів для ефективного управління та має бути відображено в аналітичних моделях, які математично описують процеси ЕКЗ.

7.6 Аналітичні моделі процесів ЕКЗ повинні використовуватися під час розроблення та впровадження заходів, спрямованих на попередження відмов трубопроводів, елементи яких схильні до ЕКЗ.

7.7 Розуміння ефектів старіння (аналітичні моделі) дозволяє:

- оцінити умови експлуатації на предмет протікання ЕКЗ;
- підібрати методи зниження та виключення ЕКЗ, які наведені в додатку Г;
- визначити елементи трубопроводів, що схильні до ЕКЗ.

7.8 ППР передбачає:

- контроль елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ;
- оцінку небезпеки виявлених стоншень (див. розділ 9 цього СОУ);
- ремонт не допущених у подальшу експлуатацію пошкоджених елементів унаслідок протікання процесів ЕКЗ;
- оформлення документації рівня D (див. рисунок 7.1, таблиця 7.1).

7.9 Після ППР здійснюється розрахунково-аналітична оцінка результатів контролю. На підставі аналізу даних контролю можуть уточнитися аналітичні моделі процесів ЕКЗ. На цьому етапі визначаються заходи з експлуатаційного моніторингу процесів ЕКЗ.

7.10 Експлуатаційний моніторинг процесів ЕКЗ передбачає:

- спостереження за елементами трубопроводів, що схильні до ЕКЗ;
- використання портативних приладів;
- застосування стаціонарних датчиків.

7.11 Дані експлуатаційного моніторингу процесів ЕКЗ можуть використовуватися в аналітичних моделях (розуміння ефектів старіння).

7.12 За результатами комплексу розрахунково-аналітичних робіт щодо даних експлуатаційного моніторингу процесів ЕКЗ коригуються перелік елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ (рекомендована форма переліку наведена в додатку Д), і графік контролю (рекомендована форма графіку контролю наведена в додатку І), складається програма додаткового контролю й оформлюються заявки на ремонт елементів, які містять недопустимі стоншення відповідно до таблиці 7.1.

7.13 У разі відсутності аналітичних моделей управління ЕКЗ трубопроводів здійснюється з послідовністю, яка зазначена в таблиці 7.1.

7.14 З урахуванням вимог цього стандарту повинні бути розроблені та функціонувати такі документи рівня С:

- методика визначення допустимих товщин елементів трубопроводів АЕС із вуглецевих сталей, які піддаються дії ЕКЗ;
- перелік елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, із виконавчими схемами.

7.15 Порядок виконання робіт із визначення фактичної товщини стінок елементів трубопроводів, виявлення ерозійно-корозійних пошкоджень металу під впливом робочих середовищ і зумовлених матеріалами та конструктивним виконанням елементів регламентує ІН-Т.0.03.190.

7.16 На підставі ІН-Т.0.03.190 допускається розроблення та застосування у філіях ВП АЕС внутрішньої інструкції з УЗТ.

7.17 Визначення допустимих товщин елементів трубопроводів АЕС із вуглецевих сталей, які піддаються дії ЕКЗ, охоплює розрахунок мінімально-допустимої товщини стінки з урахуванням глобального НДС відповідно до алгоритмів, наведених в розділі 9 та МТ-Т.0.03.224. Для визначення глобального НДС необхідна побудова розрахункової 3D-моделі трубопроводів, схильних до ЕКЗ, з урахуванням результатів аналізу технічної документації.

7.18 Перелік елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, розробляється підрозділом-власником обладнання у кожній філії ВП АЕС з урахуванням документації виробників (матеріал трубних блоків), проєктної документації (виконавчі схеми), експлуатаційної документації (контроль металу, ремонти та реконструкції), а також результатів розрахунково-аналітичних робіт, які відповідають вимогам розділу 9.

7.19 При розробленні переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ рекомендовано враховувати інформацію наведену в додатку В та перелік елементів трубопроводів, що підлягають УЗТ, і періодичність контролю, наведені в ПМ-Т.0.03.061 та ТПЕК-440. Форму переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, наведено в додатку Д. До переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, повинні додаватися виконавчі схеми.

7.20 На підставі методик неруйнівного контролю, типової програми контролю металу, паспортів, схем контролю й вимог цього стандарту мають бути розроблені технологічні карти контролю (вимірювання) товщини елементів трубопроводів. Вимоги до змісту технологічних карт зазначено в 1.13 ІН-Т.0.03.190. Зразки технологічних карт контролю наведено в ІН-Т.0.03.190.

7.21 На підставі переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, підрозділ контролю металу у філії ВП АЕС спільно з підрозділом-власником трубопроводів має розробити робочу програму контролю елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

7.22 На підставі розрахунково-аналітичних робіт, а також вимог ПМ-Т.0.03.061, ТПЕК-440 та НД, які визначають обсяги контролю, може коригуватися перелік трубопроводів, схильних до ЕКЗ, і графік контролю (за необхідністю). Коригування переліку трубопроводів, схильних до ЕКЗ, здійснює підрозділ-власник. У разі потреби філія «ВП НТЦ» або підрядна організація з використанням інформаційно-аналітичної системи може проводити розрахунково-аналітичні роботи, результати яких надаються підрозділу-власнику як пропозиції з коригування переліку трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

7.23 Якщо за результатами розрахунково-аналітичних робіт, які проведені відповідно до розділу 9, встановлено, що обсяг контролю не є достатнім (за результатами розрахунків менше, ніж це визначено НД), підрозділом-власником можуть призначатися додаткові елементи контролю.

7.24 Обсяги контролю можуть бути оптимізовані в бік їх скорочення, якщо досвід експлуатації та контролю свідчить про недоцільність проведення контролю в регламентованих обсягах.

7.25 Під час експлуатації енергоблока на потужності менше ніж 70 % протягом 90 діб і більше періодичність та обсяги контролю можуть збільшуватися.

7.26 Послідовність складання технічної документації рівня D у філіях ВП АЕС під час здійснення управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ЕКЗ - наведено в таблиці 7.1.

7.27 Для управління старінням елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, необхідно використовувати інформаційно-аналітичну систему, вимоги до якої наведено в додатку Ж.

7.28 Підставою для прийняття рішення щодо ремонту елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, є розрахунково-міцнісна оцінка стоншень, яка виконана відповідно до розділів 8 і 9 та вимог НД, які регламентують мінімально-допустиму товщину стінки елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

7.29 Підрозділ-власник трубопроводів у філії ВП АЕС має відслідковувати динаміку зміни обсягів контролю та ремонтів елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, і здійснювати супровід заходів зі зниження та виключення ЕКЗ елементів трубопроводів енергоблоків з урахуванням рекомендованих методів, наведених у додатку Г.

7.30 Для управління окремим механізмом деградації - ЕКЗ - повинна бути впроваджена та використовуватися ІАС, вимоги до якої наведені в додатку Ж.

Таблиця 7.1 – Послідовність складання технічної документації рівня D у філіях ВП АЕС під час управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ

№ з/п	Дія/Документ	Підрозділ філії ВП АЕС	Період складання
1	Формування переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ	Підрозділ-власник обладнання	Виконується одноразово, далі коригується
2	Складання графіку контролю елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ	Підрозділ контролю металу та підрозділ-власник трубопроводів	Виконується одноразово (за необхідністю), за результатами контролю коригується
3	Складання робочої програми експлуатаційного контролю елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ	Підрозділ контролю металу	До ППР
4	Проведення контролю та оформлення звітної документації за результатами контролю елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ. Передача звітної документації за результатами контролю підрозділу-власнику трубопроводів	Підрозділ контролю металу	Під час ППР
5	Оформлення акту (звіту) за результатами контролю (вимірювання товщини стінки) металу елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ	Підрозділ контролю металу	Після ППР
6	Формування заявок підрозділу-власника обладнання на ремонт елементів трубопроводів, які містять недопустимі стоншення	Підрозділ-власник обладнання	Під час ППР
7	Звітна документація про виконання ремонту елементів трубопроводів, які містять недопустимі стоншення, за заявками підрозділів-власників	Ремонтні підрозділи	Під час ППР
8	Внесення заходів, які пов'язані з ЕКЗ, до Програми управління старінням енергоблоків АЕС	Підрозділ, який здійснює діяльність з управління старінням	Під час/після ППР

8 ВИМОГИ ДО ОРГАНІЗАЦІЇ ТА МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ, ЗБОРУ ВИХІДНОЇ ІНФОРМАЦІЇ З ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ АЕС

8.1 Вимоги до організації контролю

8.1.1 Переліки елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, визначаються у кожній філії ВП АЕС для кожного енергоблока залежно від наявних даних щодо ЕКЗ різних трубопроводів.

Переліки елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, розробляються підрозділом-власником трубопроводів, погоджуються з підрозділом контролю металу та затверджуються головним інженером філії ВП АЕС.

8.1.2 Рекомендований перелік трубопроводів АЕС з реакторами ВВЕР, для яких характерний ЕКЗ, наведено в додатку В.

8.1.3 Технологічні системи з трубопроводами, що схильні до ЕКЗ, наведено на принциповій схемі в додатку Е.

8.2 Вимоги до методів та засобів контролю

8.2.1 Засоби для проведення ультразвукового вимірювання товщини елементів трубопроводів, що схильні до ЕКЗ, повинні відповідати вимогам розділу 8 СОУ НАЕК 028.

8.2.2 Для проведення ультразвукового вимірювання товщини елементів трубопроводів, що схильні до ЕКЗ, не використовуються електромагнітно-акустичні товщиноміри та електромагнітно-акустичні датчики.

8.2.3 Точність ультразвукового вимірювання товщини залежить від типу УЗ-апаратури, що використовується, від режимів її роботи та роздільної здатності. Розділ 11 СОУ НАЕК 028 встановлює такі похибки, які необхідно враховувати в кожному випадку при довірчій ймовірності $P = 0,95$:

- при вимірюванні товщини монометалевих об'єктів контролю зі сталей перлітного класу та біметалевих об'єктів контролю товщиною 20 мм або більше похибка вимірювань приймається рівною $\pm 0,01 \times H$, але не менше кроку дискретності цифрової УЗ-апаратури, де H - вимірювальна товщина об'єкта контролю;
- при вимірюванні товщини монометалевих об'єктів контролю товщиною менше 20 мм похибка вимірювань приймається рівною $\pm 0,2$ мм.

8.3 Вимоги до вихідної інформації

8.3.1 Підрозділом філії ВП АЕС, який здійснює діяльність з управління старінням трубопроводів АЕС, до інформаційно-аналітичної системи управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ - вносяться такі вихідні дані виявлених стоншень:

- дата контролю;
- мінімальна виявлена товщина та її координата (виміряна згідно з додатком Л в ІН-Т.0.03.190 або внутрішньою інструкцією з УЗТ філії ВП АЕС);
- похибка вимірювання.

8.3.2 Вихідні дані, які вносяться підрозділом-власником обладнання до ІАС управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів - ЕКЗ - наведено в МТ-Т.0.03.224.

9 ВИМОГИ ДО РОЗРАХУНКОВО-АНАЛІТИЧНОЇ ОЦІНКИ ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВОДІВ АЕС

9.1 Розрахункове обґрунтування можливості допуску елементів трубопроводів із стоншеннями в експлуатацію до наступного експлуатаційного контролю передбачає визначення допустимої товщини стінки елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, з урахуванням геометрії елемента трубопроводу, тиску середовища, фізико-механічних характеристик матеріалу та розмірів стоншення.

9.2 Розрахунок мінімальної допустимої товщини стінки $S_{\min \text{ доп}}$ елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, має здійснюватись із застосуванням інженерних підходів механіки твердого тіла, яке деформується, й механіки руйнування в тому випадку, коли значення мінімальної виявленої товщини стінки S_{\min} елемента трубопроводу в зоні стоншення менше номінальної товщини стінки S , що визначається згідно з національними стандартами або технічними умовами на виготовлення. Розрахунок має на меті досягнення таких цілей:

- визначення ступеня небезпеки стоншення, яке виникає внаслідок ЕКЗ, з урахуванням його геометричних розмірів та орієнтації;
- визначення мінімально допустимої товщини стінки;
- визначення необхідності виконання термінових або планових ремонтів;
- планування робіт із технічної діагностики трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

9.3 У разі відступів від вимог ПНАЭ Г-7-002-86 розрахунки та допуск елемента трубопроводу з несучільністю до подальшої експлуатації можливі за наявності окремого технічного рішення, узгодженого в установленому порядку, з обґрунтуванням безпечної експлуатації.

9.4 Обґрунтування безпечної експлуатації елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, забезпечується вимогами двох положень:

- наявність стоншення збільшує розрахункові посилальні напруження;
- приймається збільшення на 10 % наведених у ПНАЭ Г-7-002-86 напружень, які відповідають допустимому стану [1].

9.5 Розрахунково-аналітична оцінка стоншень, які виникли внаслідок ЕКЗ, має враховувати дані про елементи трубопроводів, схильних до ЕКЗ, з проєктної, виконавчої, експлуатаційної та технічної документації.

9.6 Розрахунково-аналітична оцінка ґрунтується на поняттях категорій напружень і відповідних їм допустимих напружень згідно з ПНАЭ Г-7-002-86.

Порядок виконання робіт з аналізу небезпеки стоншення в елементах трубопроводів наведено на рисунку Ж.1 і передбачає виконання оцінювання у 2 етапи, послідовно підвищуючи консервативність:

- 1-й етап «Експрес-оцінка» виконується підрозділом контролю металу під час проведення ППР;
- 2-й етап «Уточнена оцінка» виконується після проведення ППР фахівцями філії «ВП НТЦ», а за необхідності - із залученням сторонніх організацій. Така оцінка включає розрахунок НДС елементів, які розглядаються, згідно з МТ-Т.0.03.224.

9.7 На етапі експрес-оцінки допустима товщина стінки елемента $S_{\min \text{ доп}}$

визначається з умов:

– для стоншення загального виду та вузького дефекту

$$S_{\min \text{ доп}} = \max \{S_{\alpha}, 0,3S\} + \Delta S \quad (1)$$

– для рівномірного стоншення

$$S_{\min \text{ доп}} = \max \{0,9S_R, 0,3S\} + \Delta S \quad (2)$$

де S_{α} – розрахункове значення допустимої товщини стінки, що отримана для рівня допустимих напружень $[\sigma]$, де $[\sigma]$, визначається згідно з ПНАЭ Г-7-002-86;

S – номінальна товщина стінки елемента;

S_R – розрахункова товщина стінки згідно з ПНАЭ Г-7-002-86;

ΔS – похибка вимірювання товщини стінки елемента згідно з 8.2.3.

Якщо $S_{\min} < S_{\min \text{ доп}}$, проводиться повторна експрес-оцінка за формулами (1), (2), при цьому допустимі напруження приймають $1,1[\sigma]$. Якщо після повторної експрес-оцінки виконується умова $S_{\min} \geq S_{\min \text{ доп}}$, де S_{\min} – найменше виміряне значення товщини стінки елемента трубопроводу в зоні стоншення, елемент може бути допущений до подальшої експлуатації за умови виконання 9.3.

9.8 Якщо після повторної експрес-оцінки виконується умова $S_{\min} < S_{\min \text{ доп}}$, проводиться уточнена оцінка. Допуск елемента до подальшої експлуатації після уточненої оцінки виконується відповідно до 9.3.

9.9 Уточнена оцінка небезпеки стоншення передбачає виконання розрахунку НДС трубопровідної системи.

У цьому випадку допустима товщина стінки елемента $S_{\min \text{ доп уточ}}$, в мм, визначається з умови:

$$S_{\min \text{ доп уточ}} = \max \{S(\Gamma), S(P), S(P,M)\} + 0,2, \quad (3)$$

де $S(P,M)$ визначається розрахунковим шляхом в умовах багатофакторного навантаження.

Якщо $S_{\min} < S_{\min \text{ доп уточ}}$, елемент підлягає ремонту.

Якщо $S_{\min} \geq S_{\min \text{ доп уточ}}$, стоншення підлягає моніторингу з розрахунком довговічності.

9.10 Розрахунок величин $S(P)$ та $S(P,M)$ виконується із застосуванням двокритеріального підходу механіки руйнування за умови рівності коефіцієнта запасу міцності на ДОС із визначенням послідовних напружень за наявності стоншення σ_r^d та коефіцієнта інтенсивності напружень K_I .

Для локальних стоншень загального виду та рівномірного стоншення K_I дорівнює нулю й єдиним розрахунковим параметром є розрахункове послідовне напруження σ_r^d .

З метою консервативності розрахунку вузьке стоншення моделюється як тріщина, для якої визначаються параметри σ_r^d та K_I .

Наявність стоншення збільшує розрахункові послідовні напруження у порівнянні з послідовними напруженнями у матеріалі без стоншення σ_r , що виражається таким рівнянням:

$$\sigma_r^d = \sigma_r / \alpha, \quad (4)$$

де α - коефіцієнт пластичного ослаблення перерізу зі стоншенням, який є геометричним коефіцієнтом, що залежить від геометричних параметрів елемента та стоншення. $\alpha \leq 1$

Процедури та вираження для визначення величин σ_r , α , K_I залежно від умов навантаження наведено в МТ-Т.0.03.224.

9.11 Для випадку експрес-оцінки відповідні графіки та таблиці мінімально допустимих товщин стінок $S_{\min \text{ доп}}$ для різних типорозмірів елементів, марок сталі та

умов експлуатації (тиск і температура) з урахуванням S(Γ) та S(P) мають бути наведені у відповідній методиці оцінки стоншень, які виникли внаслідок ЕКЗ.

9.12 Для виконання розрахунків з урахуванням НДС має використовуватися спеціалізоване ПЗ, яке ґрунтується на підходах будівельної механіки, рішеннях теорії оболонок або МКЕ. Такий розрахунок має виконуватися для типових режимів НЕ, ПНЕ та НЕ + МРЗ. Під час аналізу послаблення перерізу елемента в осьовому та окружному напрямках з усіх отриманих допустимих товщин стінки досліджуваного перерізу вибирається максимальне значення.

9.13 З урахуванням прийнятих у розрахунково-аналітичній оцінці коефіцієнтів запасу міцності, допустимі значення характеристики тріщиностійкості матеріалу приймаються такими:

$$[\bar{K}_{IC}] = (1,1/2,6)K_{IC} \text{ – при статичному навантаженні;}$$

$$[\bar{K}_{IC}] = (1,35/2,6)K_{IC} \text{ – при сейсмічному навантаженні.}$$

Характеристику тріщиностійкості матеріалу K_{IC} слід приймати згідно з ПНАЭ Г-7-002-86 на основі графіка температурної залежності, який відповідає режиму навантаження «аварійна ситуація».

Таблиця 9.1 – Допустимі напруження $[\bar{\sigma}]$ за наявності ЕКЗ-стоншень

№ з/п	Розрахунковий режим	Категорія напружень		
		(σ) ₁	(σ) ₂	(σ) _{RK}
1	НЕ	1,1[σ]	1,1[σ]	1,1 σ_T
2	ПНЕ	1,1·1,2[σ]	1,1·1,2[σ]	1,1 σ_T
3	НЕ+МРЗ	-	1,1·1,8/1,3[σ]=1,52[σ]	-

9.14 Розрахунково-аналітична оцінка застосовується для оцінювання стоншень основного металу та зони навколо ЗЗ. Якщо стоншення повністю перебуває в зоні ЗЗ, то при визначенні допустимих параметрів (допустимих напружень, допустимого значення характеристики тріщиностійкості) слід використовувати характеристики міцності та тріщиностійкості ЗЗ. Якщо стоншення займає область основного металу та ЗЗ, то в аналізі слід використовувати найгірші з двох фізико-механічних характеристик основного металу та ЗЗ.

9.15 Аналіз напруженого стану трубопровідної системи виконується з метою визначення внутрішніх силових факторів і напружень у довільному перерізі трубопроводу. Детальний аналіз напружень складається з трьох основних частин:

– збір вихідних даних із визначенням статичних та динамічних навантажень (сил та моментів), включаючи деякі специфічні локальні навантаження й джерела їх походження;

– визначення граничних умов, які характеризуються особливостями конструкції, компонуванням та трасуванням трубопроводів, розташуванням опор, технологією виготовлення та монтажу й умовами експлуатації АЕС;

– визначення та оцінка напруженого стану в перерізі трубопроводу, який містить дефект.

9.16 Під час оцінки напружень та деформацій окремих конструкційних елементів трубопроводів слід розрізняти розрахунок глобального НДС трубопроводів і деталізований аналіз розподілу напружень у досліджуваному елементі трубопроводу. Аналіз напружень слід починати з глобального аналізу НДС складних розгалужених

трубопроводів із визначенням навантажень на межах елементів. Тільки після таких розрахунків допускається приступати до деталізованого аналізу розподілення напружень в елементі трубопроводу.

9.17 Навантаження визначають (з урахуванням наявних даних апаратного контролю) для таких режимів: НЕ на номінальній потужності, ПНЕ та МРЗ.

9.18 Мають бути враховані можливі відмінності вихідних реальних даних від проектних.

9.19 Розрахунок глобального НДС трубопроводу передбачає визначення внутрішніх сил, моментів таі переміщень від прикладених зовнішніх навантажень, які відповідають аналізованим режимам навантаження трубопроводу.

9.20 Під час аналізу глобального НДС рекомендується використовувати обчислювальні програмні комплекси, які мають проводити точні обчислення НДС трубопроводів будь-якої структури при відомому статичному навантаженні й гармонійному збудженні. При цьому має бути врахована можливість кінематичного збудження. НДС має визначатися в будь-якій точці для побудування епюр.

9.21 Допускається використовувати загально визнані закордонні та вітчизняні розрахункові програми, а також програми власної розробки відповідно до додатків СТП 0.41.076.

9.22 При розрахунку глобального НДС особлива увага має приділятися вибору розрахункової схеми, яка моделює складне трасування та компоновання трубопроводів, а також фактичні умови спирання. При цьому необхідно моделювати ділянки трубопроводів з урахуванням усіх трубопроводів, які приєднуються, жорсткість яких може бути порівняна з ділянкою трубопроводу, яка розглядається.

9.23 Особливу увагу при побудові трубопровідної схеми необхідно приділяти моделі згину труби. Особливість деформування згину полягає в тому, що при прикладанні зовнішніх згинаючих моментів перпендикулярно його осі виникають додаткові сили, які перерізають та призводять до сплющування (овалізації) поперечного перерізу. Це викликає зміну характеру розподілу напружень і збільшення податливості згину g порівняно з прямою трубою однакового поперечного перерізу.

У цьому випадку модернізується диференційне рівняння зв'язку моменту та кута повороту:

$$\frac{d\theta}{dx} = \frac{g K(x)}{EI}, \quad (5)$$

$$\text{де } g = \begin{cases} 1 - \text{для прямої труби} \\ f(\lambda, \beta) - \text{для згину} \end{cases}.$$

Безрозмірні параметри (параметр кривизни $\beta = R/B$ та параметр гнучкості $\lambda = \frac{R^2}{Bs}$) визначають відмінність згину труби від прямої труби. Чим більше ці коефіцієнти, тим значнішими проявляються відмінності в податливості та розподілі напружень у прямій трубі й згині.

Можливий варіант вираження для g , який враховує внутрішній тиск і забезпечує високу точність розрахунків, залишаючись при цьому відносно простим, згідно з [2] може бути таким:

$$g = 1 + \frac{\omega r^4 (1 - \mu^2)}{s^2 B^2}, \quad (6)$$

де

$$\omega = \frac{Es^2}{Es^2 + \frac{4RP}{s} B^2 (1 - \mu^2)}. \quad (7)$$

Врахування овалізації згину та збільшення його податливості є обов'язковою умовою при розрахунках НДС.

9.24 Комп'ютерна програма має містити опцію вводу реальної податливості у вихідні моделі патрубкових з'єднань як зосередженої податливості у перерізі сполучення. Вираз для коефіцієнта податливості трійника запропоновано в [3], [4]:

$$g = 0,1 \cdot \left(\frac{D}{s}\right)^{1,5} \cdot \sqrt{\frac{dt_r}{Ds}}. \quad (8)$$

9.25 У розрахунку в обов'язковому порядку необхідно враховувати реальні характеристики опор (податливість та переміщення, які встановлюються за паспортами елементів трубопроводу або інструментальними замірами), а також монтажні напруження.

9.26 Трубопроводи можуть перебувати у квазістатичних умовах, коли допустимо та доречно користуватися статичними підходами, а також в умовах швидкоплинного динамічного навантаження. Тому переважними є методи динамічного аналізу, які забезпечують безперервність рішення під час переходу від динаміки до статички.

9.27 Необхідною умовою застосування розрахункової програми є можливість пошуку власних частот та форм коливань. Оскільки точне вирішення такої задачі можливе лише при моделюванні елементів із розподіленою масою, то рекомендується використання програм, в яких для пошуку власних частот реалізовано метод зосереджених мас.

9.28 При моделюванні динамічних ефектів рекомендується рідину розглядати як приєднану масу та враховувати спільні пов'язані акустичні й механічні процеси.

9.29 Результатом розрахунку глобального напруженого стану трубопровідної системи є внутрішні навантаження, які діють у кожному її елементі, для всіх розрахункових режимів.

9.30 Детальний аналіз напруженого стану елементів трубопровідної системи виконується із використанням програм, які ґрунтуються на рішеннях теорії оболонок або МКЕ.

9.31 Особливу увагу слід приділяти оцінці напруженого стану згинів труб, оскільки при дії зовнішніх згинальних моментів у них спостерігається сплющування поперечного перерізу, що суттєво змінює розподіл напружень. Точне вирішення задачі можливе лише при точному розв'язанні диференціальних рівнянь рівноваги та геометричних рівнянь.

9.32 Під час розрахунку мають використовуватися ефективні моделі, які враховують вплив різних крайових умов на напружений стан і податливість елементів трубопровідної системи.

9.33 Для аналізу впливу крайового ефекту допускається застосовувати комп'ютерні програми, які ґрунтуються на аналітичних підходах і числових процедурах. Обов'язковою є перевірка збіжності отриманого рішення.

9.34 Для протяжного згину, коли крайові умови не впливають на напружений стан і кожен переріз перебуває під дією однакових зусиль (так звана задача Сен-Венана), допускається виконувати розрахунок моментів за виразами ПНАЭ Г-7-002-86 або за аналітичними процедурами з обов'язковою верифікацією методу розрахунку з експериментальними даними чи іншими методами.

9.35 Методи розрахунку мають використовувати ефективний алгоритм, який дозволяє враховувати початкову недосконалість форми поперечного перерізу та геометричну нелінійність, пов'язану з наявністю внутрішнього тиску, який перешкоджає овалізації перерізу. Допускається виконувати розрахунок моментів за аналітичними процедурами з обов'язковою верифікацією методу розрахунку з експериментальними даними чи іншими методами.

9.36 Результатом детального розрахунку напруженого стану трубопровідної системи є розподіл сил, моментів і напружень у всіх елементах трубопровідної системи з урахуванням локальних особливостей деформування кожного елемента для усіх розрахункових режимів.

9.37 Розрахована за розрахунково-аналітичною оцінкою мінімально допустима товщина $S_{\min \text{ доп}}$ дає можливість оцінити елемент трубопроводу з виявленням стоншення унаслідок ЕКЗ та прийняти рішення про допуск його в експлуатацію до наступного повторного (або періодичного) контролю.

9.38 Уточнена оцінка стоншень має здійснюватися з урахуванням НДС та з використанням ДОС, наведеної на рисунку 9.1.

9.39 На ДОС відображені області, за якими стоншенню призначають категорію небезпеки. Залежно від розташування точки стану стоншення на ДОС в одній із областей робиться висновок про категорію небезпеки й, з одночасним урахуванням результатів розрахунку швидкості зростання ЕКЗ, встановлюється періодичність виконання контролю:

- «червона» зона – стоншення критичне та елемент потребує термінового ремонту. Виконання розрахунку швидкості зростання ЕКЗ не потрібно;

- «жовта» зона – стоншення значне. Якщо за результатами розрахунку швидкості зростання ЕКЗ категорія небезпеки не змінюється, контроль проводиться один раз на рік. В іншому випадку періодичність контролю призначається для найбільш небезпечної з двох розрахункових категорій стоншення, встановлених за результатами розрахунку з використанням ДОС та швидкості зростання ЕКЗ;

- «зелена» зона – стоншення помірне. Якщо за результатами розрахунку швидкості зростання ЕКЗ категорія небезпеки не змінюється, контроль проводиться один раз на 4 роки. В іншому випадку періодичність контролю призначається для найбільш небезпечної з двох розрахункових категорій стоншення, встановлених за результатами розрахунку з використанням ДОС та швидкості зростання ЕКЗ;

- «сіра» зона – стоншення незначне. Періодичність контролю призначається виключно за результатами розрахунку швидкості зростання ЕКЗ. Для стоншень, які відповідають «сірій» зоні, контроль проводиться один раз на 8 років.

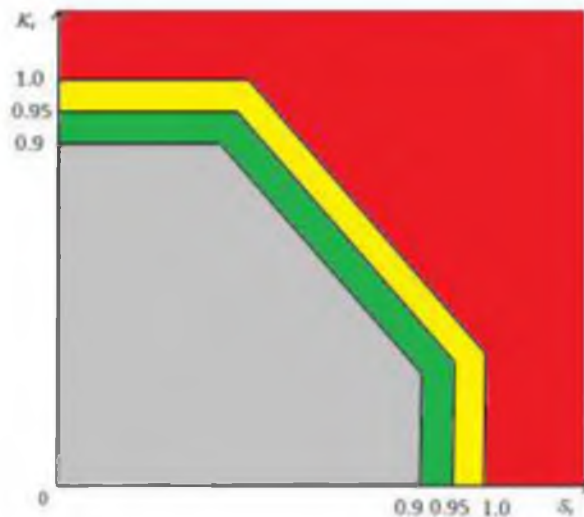


Рисунок 9.1 – Діаграма оцінки небезпеки стоншення

9.40 Якщо відповідно до умови (8) мінімальна допустима товщина стінки елемента визначається за геометричним критерієм, то ДОС на рисунку 9.1 має бути промасштабована на величину $S(\Gamma)$.

9.41 Розрахунок залишкової довговічності полягає в прогнозуванні зміни розмірів стоншення в часі за відомими законами їх зростання з перевіркою на кожному кроці виконання умов міцності (8) та геометричного критерію за $S(\Gamma)$. Критичним вважається такий момент часу, в який згідно з формулою (8) $k = 1$, що відповідає досягненню розмірами стоншення критичних значень, або перестає виконуватися умова $S < S(\Gamma)$.

9.42 Прогноз зміни параметрів ЕКЗ має виконуватись на період до наступного експлуатаційного контролю стоншення відповідного елемента. У разі отримання розрахункової довговічності менше встановленої періодичності контролю трубопроводу, необхідно виконувати додатковий контроль стоншення відповідного елемента в рамках розрахункового часу довговічності.

9.43 Визначення швидкості ЕКЗ має ґрунтуватися на побудові динамічних багатофакторних залежностей ЕКЗ, які враховують вплив гідродинамічних, конструктивних та експлуатаційних параметрів за таким узагальнюючим емпіричним рівнянням:

$$v_a = F_1(T) \cdot F_2(AC) \cdot F_3(MT) \cdot F_4(O_2) \cdot F_5(pH) \cdot F_6(G), \quad (9)$$

де $F_1(T)$ – коефіцієнт, який враховує вплив температури на швидкість ЕКЗ;

$F_2(AC)$ – коефіцієнт, який враховує вплив вмісту в металі елемента трубопроводу або обладнанні хрому, міді й молібдену;

$F_3(MT)$ – коефіцієнт, який враховує рівень масообміну, який визначається турбулізацією потоку й діаметром трубопроводу;

$F_4(O_2)$ – коефіцієнт, який враховує концентрацію кисню в потоці рідини;

$F_5(pH)$ – коефіцієнт, який враховує значення водневого показника (pH) потоку;

$F_6(G)$ – коефіцієнт, який враховує геометрію трубопроводу.

9.44 Розрахунок швидкості ЕКЗ згідно з 9.43 має враховувати статистику зміни розмірів стоншень у часі.

9.45 У разі відсутності розрахункових моделей згідно з 9.43 швидкість зростання розмірів стоншення визначається за лінійним законом із використанням результатів виміру глибини в початковий і кінцевий моменти часу:

$$v_a = (a_1 - a_0) / t_{1-0}; \quad (10)$$

де a_1 – виміряна максимальна глибина стоншення ЕКЗ ($a_1 = S - S_{\min}$);
 t_{1-0} – інтервал часу між замірами товщин стінок.

ДОДАТОК А (довідковий)

КРИТЕРІЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОГРАМ УПРАВЛІННЯ ОКРЕМИМ МЕХАНІЗМОМ ДЕГРАДАЦІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВОДІВ – ЕРОЗІЙНО- КОРОЗІЙНИМ ЗНОСОМ

А.1 Обсяг програми управління старінням, заснованої на розумінні старіння

До програми управління механізмом деградації ЕКЗ входять процедури контролю, що забезпечують збереження структурної цілісності через корозію всіх елементів трубопроводів з вуглецевої сталі, що містять високоенергетичні рідини (двофазні, а також однофазні). Рекомендовані переліки трубопроводів енергоблоків АЕС з реакторами ВВЕР-440 (типу В-213) та ВВЕР-1000 (типу В-302, В-338, В-320), що схильні до ЕКЗ, наведено в додатку В.

А.2 Профілактичні дії щодо мінімізації та контролю старіння

Ефективні профілактичні дії щодо зниження ЕКЗ та механізмів ерозії включають ретельний моніторинг хімічного складу води для контролю рН (високі значення рН) та вмісту розчиненого кисню, проектування конфігурацій трубопроводів та гідродинамічних умов для зменшення ефектів, що залежать від швидкості потоку (турбулентність, ударів), та вибір конструкційних матеріалів, стійких до ЕКЗ.

А.3 Виявлення ефектів старіння

Основним ефектом старіння від ЕКЗ є витончення стінок елементів трубопроводів. Програма управління старінням відслідковує вплив втрати матеріалу через витончення стінок на передбачувану функцію елементів трубопроводів шляхом вимірювання товщини стінок. Візуальний контроль ураженої поверхні є ефективним інструментом визначення місць, де відбувається ЕКЗ, за умови, що виконання контролю буде практично можливим. Найбільш поширеним методом контролю, який використовується для виявлення та кількісної оцінки стоншування стінок елементів трубопроводів, є ультразвукова товщинометрія. ПУС включає виявлення вразливих місць, на що вказують умови експлуатації. Репрезентативна вибірка компонентів для вимірювання товщини стінок відбирається на основі найбільш уразливих місць з періодичністю, яку визначено відповідно до розділу 9, щоб гарантувати виявлення деградації до того, як забезпечення цілісності елемента стане сумнівним. Обсяг і графік перевірок гарантують виявлення потоншення стінок до втрати запланованої функції або до перевищення допустимих нормативних меж.

А.4 Моніторинг та визначення тенденцій ефектів старіння

ЕКЗ – це складне явище, тому необхідно точно, але консервативно прогнозувати й контролювати вразливі місця та швидкість втрати металу, щоб гарантувати, що товщина стінки не зменшилася нижче за мінімально допустимий рівень.

Для елементів трубопроводів, що схильні до ЕКЗ, для перевірки вибираються елементи на основі досвіду експлуатації, аналізу ризиків або інженерної оцінки умов експлуатації. Для компонентів, які були перевірені хоча б один раз, передбачуваність ступеня деградації досягається шляхом аналізу тенденцій, що означає, що дата наступної перевірки визначається на основі потоншення стінок, що спостерігається.

Програма включає аналіз тенденцій вимірювань товщини стінок для регулювання частоти моніторингу та прогнозування строку служби елементів, що залишився, для планування ремонту або заміни.

У всіх випадках результати перевірки оцінюються, щоб визначити, чи необхідні додаткові перевірки, щоб переконатися, що ступінь стоншення стінок визначена адекватно, гарантувати, що функція не буде втрачена, і визначити коригувальні дії.

Попередні прогнози швидкості потоншення стінок можуть змінитися після збільшення потужності або будь-якої іншої зміни, що може вплинути на гідродинамічні або робочі умови. Періодичність контролю та швидкість витончення стінок оновлюється за результатами вимірювання.

A.5 Пом'якшення наслідків старіння

Там, де це практично можливо, ефективними методами та технологіями пом'якшення наслідків ЕКЗ можуть бути:

- контроль показників водно-хімічного режиму рН та вмісту розчиненого кисню (проте це не завжди може бути ефективним, і зміна рН з метою зниження швидкості втрат матеріалу може вплинути на цілісність інших компонентів);
- ремонт пошкоджених елементів трубопроводів або їх заміна на інші, що виготовлені із матеріалів, менш чутливих до ЕКЗ;
- змінення робочих параметрів чи внесення змін до конструкції трубопроводів елементи яких схильні до ЕКЗ.

A.6 Критерії прийнятності

Порядок виконання робіт з аналізу небезпеки стоншення в елементах трубопроводів передбачає виконання оцінювання в 2 етапи з послідовним підвищенням консервативності:

- 1-й етап «Експрес-оцінка» виконується підрозділом контролю металу під час проведення ППР;
- 2-й етап «Уточнена оцінка» виконується після проведення ППР фахівцями філії «ВП НТЦ», а за необхідності - із залученням сторонніх організацій. Така оцінка включає розрахунок НДС елементів, які розглядаються, згідно з МТ-Т.0.03.224.

Підставою для прийняття рішення щодо ремонту елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, є розрахункова оцінка стоншень, яка виконана відповідно до розділів 8 та 9 й вимог НД, які регламентують мінімально допустиму товщину стінки елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

A.7 Коригувальні дії

Перед обслуговуванням компоненти, для яких критерії прийнятності не задовольняються, проходять ремонт чи заміну. Довгострокові коригувальні дії можуть включати коригування робочих параметрів або вибір матеріалів, стійких до ЕКЗ.

Однак якщо всі механізми зносу не виявлено, замінені компоненти залишаються в програмі перевірки, оскільки стійкі до ЕКЗ матеріали не захищають від усіх механізмів ерозії. Крім того, коли елементи трубопроводу виготовлені з вуглецевої сталі замінюються на інші, що виготовлені із матеріалів, менш чутливих до ЕКЗ, чутливі компоненти, розташовані безпосередньо за ними, необхідно контролювати для виявлення будь-якого підвищеного зносу.

A.8 Відгуки про досвід експлуатації

Цей стандарт враховує загальний досвід АЕС Компанії. Під час розробки ПУС для АЕС враховується відповідний досвід експлуатації конкретної АЕС. Щоб гарантувати, що ПУС підходить для АЕС, у філії ВП АЕС реалізується процес зворотного зв'язку для періодичної оцінки досвіду експлуатації станції та досвіду

інших АЕС Компанії, і, за необхідності, або модифікується ПУС АЕС, або здійснюються додаткові дії (наприклад, розроблення нової ПУС для конкретної АЕС), щоб забезпечити постійну ефективність управління старінням.

ПУС елементів трубопроводів за окремим механізмом деградації - ЕКЗ включає механізм, що забезпечує своєчасний зворотний зв'язок з досвіду експлуатації і надає об'єктивні докази того, що досвід експлуатації врахований в програмі управління ЕКЗ. Досвід експлуатації показує, що методи управління окремим механізмом деградації - ЕКЗ при правильному застосуванні ефективні при управлінні ЕКЗ елементів трубопроводів із вуглецевої сталі.

А.9 Управління якістю

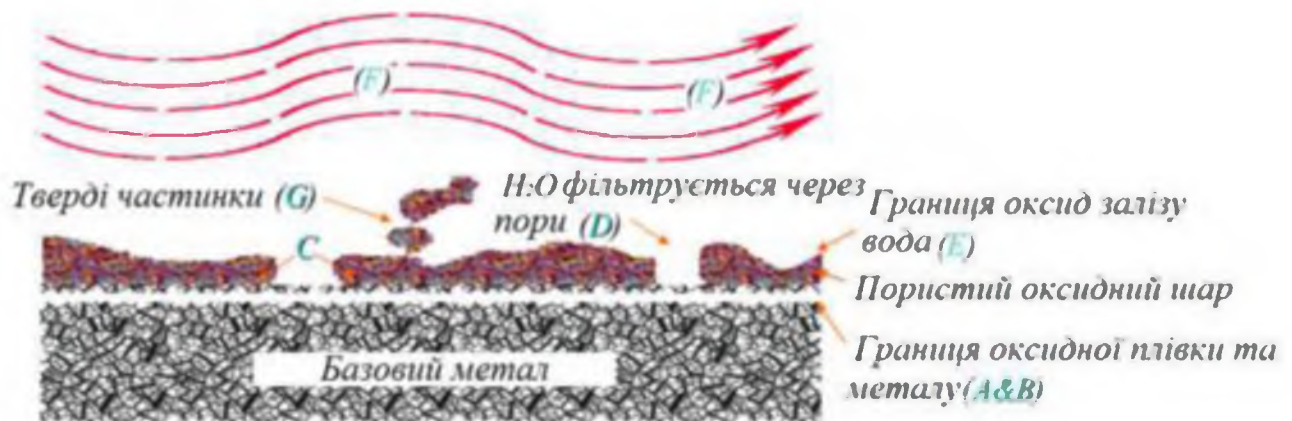
Забезпечення якості програми управління окремим механізмом деградації - ЕКЗ може бути забезпечено за умови відповідності програми вимогам нормативних і виробничих документів АТ «НАЕК «Енергоатом» та вимогам діючих в Україні національних стандартів.

ДОДАТОК Б (довідковий)

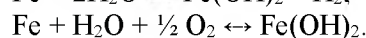
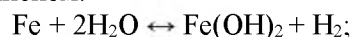
ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСІВ ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ АЕС

Б.1 Розрізняють ЗЕК та ЛЕК. ЗЕК є причиною загального стоншення стінок та забруднення робочого середовища залізом. ЛЕК характеризується тим, що реалізується в каналах складної геометрії, має високу інтенсивність зносу ($\geq 0,5-3,0$ мм/рік) та є причиною локальних пошкоджень (стоншень).

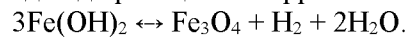
Б.2 Механізм ЕКЗ поверхні металу наведено на рисунку Б.1.



A. Взаємодія заліза з водою та киснем:



B. Формування магнетиту відповідно до реакції Шикорра:



C. Продукти корозії, які утворилися в результаті реакцій A та B.

D. Продукти корозії розчиняються в порах оксидного шару.

E. Продукти корозії розчиняються на границі оксидна плівка-теплоносіє (корозійне середовище).

F. Теплоносіє забирає розчинені продукти корозії в потік за рахунок масообмінних процесів.

G. Під дією потоку відбувається ерозійне розмивання захисного шару.

Рисунок Б.1 – Механізм ЕКЗ металу

Б.3 Кінцевий продукт реакції A (див. рис. Б.1) $\text{Fe}(\text{OH})_2$ при температурних умовах, характерних для другого контуру, розпадається за реакцією B (див. рис. Б.1) з утворенням магнетиту. Магнетит складає основу відкладень, які випадають на внутрішніх поверхнях трубопроводів.

Б.4 Швидкість протікання реакцій A та B контролюється значеннями водневого показника (pH) середовища, концентрацією використовуваного аміну (гідразин, етаноламін, морфолін тощо) та іншими факторами. Найбільший вклад має температура середовища, а для реакції A також інтенсивність і щільність шару оксидів заліза, які утворилися при реакції B. Магнетит, який утворився, осаджується частково. Значна частина його у вигляді грубодисперсної фази разом з іншими гідратованими сполуками заліза транспортується в потоці.

Б.5 На перлітних сталях утворюється захисна плівка оксидів, яка складається приблизно з половини всіх продуктів корозії, друга половина переходить у робоче середовище.

Для захисної плівки характерне старіння, яке призводить до погіршення її

захисних властивостей та підвищення ступеня переходу продуктів корозії в потік води. Присутність кисню сприяє руйнації захисної плівки. Руйнування плівки відбувається також під дією циклічних напружень через різницю коефіцієнтів лінійного розширення оксидів і металу, які виникають при пусках і зупинах енергоблока, при змінних навантаженнях.

Б.6 У деаерованій воді ступінь переходу продуктів корозії перлітних сталей у воду зберігається постійним у широкому діапазоні температур (від 100 °С до 300 °С). Наявність у воді хлорид-іону викликає утворення локальних руйнувань в оксидній плівці й не відображається на загальній її стабільності при високій температурі.

Б.7 Вплив хрому на зменшення виведення продуктів корозії у воду значно перевершує вплив інших легуючих елементів. Найбільш сприятливі умови для сталей із підвищеним вмістом хрому (починаючи з 5 %) є в низькотемпературній (приблизно до 150 °С) зоні водяного тракту.

Б.8 Наявність міді та її оксидів істотно впливає на інтенсивність пароводяної корозії сталевих поверхонь. Оксидна плівка, яка утворюється при цьому, має пухку структуру й слабо зчеплена з основним металом.

Б.9 На рисунку Б.2 наведено механізми ЕКЗ елементів трубопроводів.



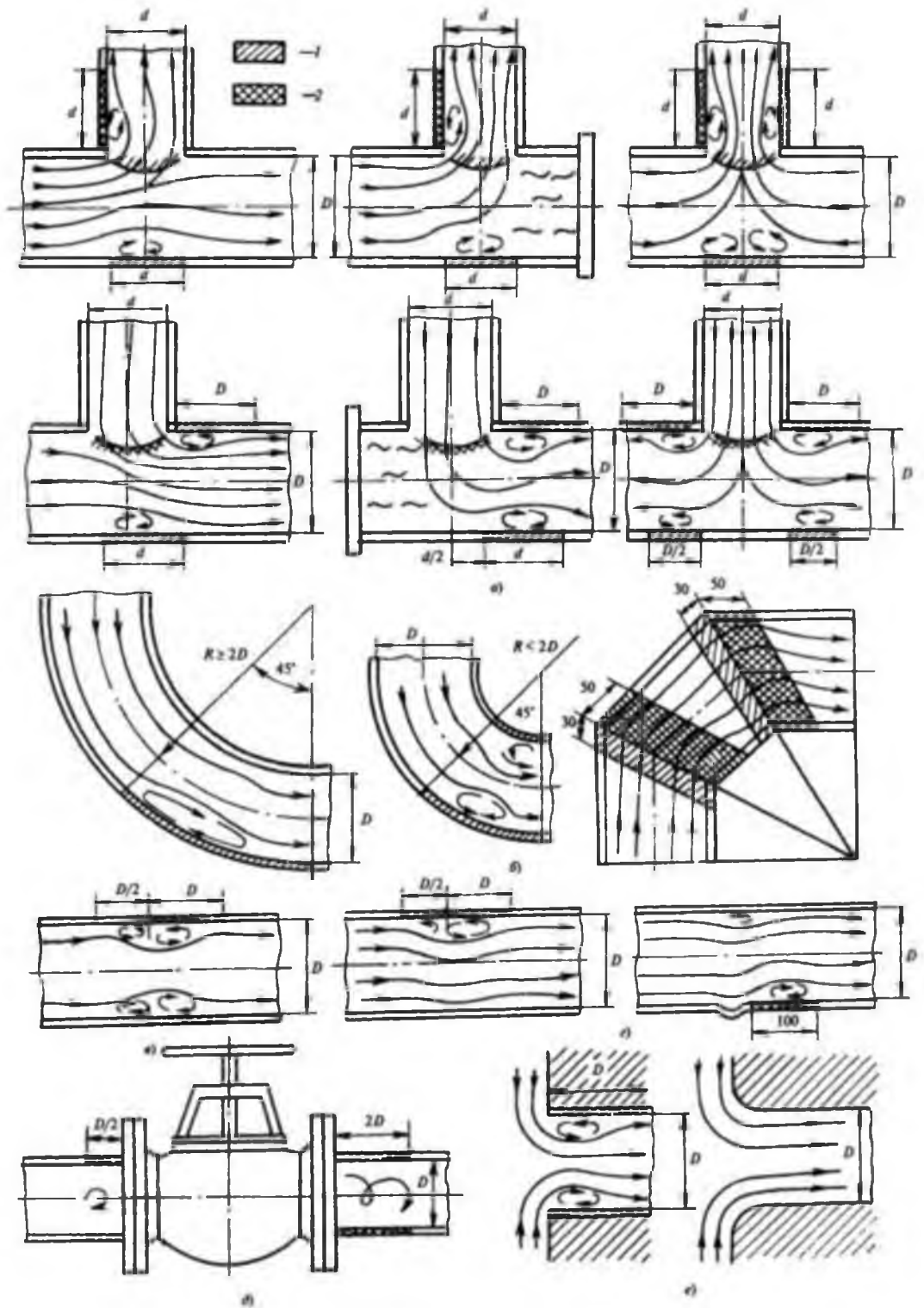
Рисунок Б.2 – Механізми ерозійно-корозійної деградації металу трубопроводів

Б.10 Основними місцями виникнення та розвитку ЛЕК є: трійники, згини, коліна, діафрагми, вм'ятини, вхідні та вихідні ділянки арматури. Руйнування поверхні металу також відмічаються на штоках і втулках клапанів, у різьбових з'єднаннях затворів. У деяких випадках причиною підвищеного ЕКЗ є турбулізація потоку. З цієї ж причини спостерігається підвищений знос металу за дросельними шайбами й ЗЗ. На рисунку Б.3 наведено типові зони збуджень потоку, які призводять до інтенсифікації ЕКЗ в елементах трубопроводів.

Б.11 Ерозійно-корозійний процес може протікати в однофазних та двофазних умовах робочого середовища.

Б.12 Для однофазного водяного середовища протікання кавітаційних явищ інтенсифікує протікання корозійних процесів.

Б.13 Кавітаційна ерозія-корозія виникає під впливом мікрогідравлічних ударів при кавітаційних режимах обтікання металу робочим середовищем. Енергія, яка виділяється при кавітації, може витрачатися як енергія активації хімічних корозійних процесів. Таким чином, кавітація може прискорювати ерозійні та корозійні процеси, характерні для трубопроводів АЕС.



a) – трійники; *б)* – згини та коліна (із сегментів); *в)* – діафрагми (прокладки, які виступають); *г)* – вм’ятини; *д)* – ЕКЗ за арматурою; *е)* – вхідні ділянки елементів обладнання; 1 – слабкі руйнування; 2 – сильні руйнування

Рисунок Б.3 – Типові зони збуджень потоку, які призводять до інтенсифікації ЕКЗ у елементах трубопроводів

Б.14 ЛЕК у згинах, колінах і трійниках трубопроводів вологої пари характеризується наявністю вторинних течій та ударного впливу крапельного потоку, який призводить до турбулізації пристінної рідкої плівки й, як наслідок, до зростання інтенсивності ЕКЗ, механізм якого наведено на рисунку Б.4. Ця глибоко локалізована деградація металу називається РК ЕКЗ, яка залежить від фізичних властивостей рідини та металу.

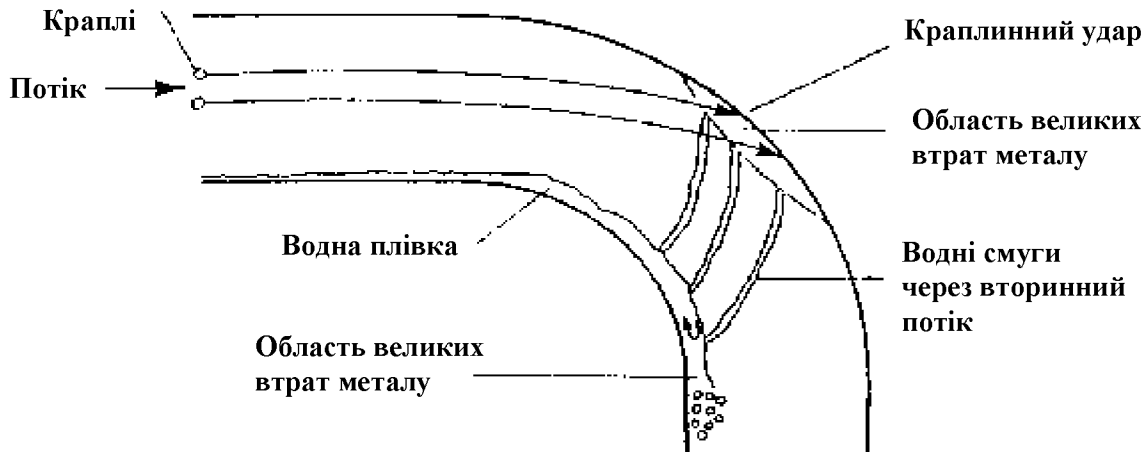


Рисунок Б.4 – Механізм руйнівної дії на метал РК ЕКЗ

Б.15 Основними факторами, які впливають на процеси ЕКЗ елементів трубопроводу, є:

- показники ВХР (значення водневого показника рН, концентрація кисню, застосовуваний амін);
- фізико-хімічні властивості металу (вміст хрому, міді, молібдену);
- тепло-гідрравлічні характеристики робочого середовища (швидкість потоку, температура потоку, вологість пари, локальна турбулентність, переріз потоку, шорсткість труби, тип потоку – аерований, розшарований, снарядний, кільцевий);
- геометричні характеристики (діаметр трубопроводу, товщина стінки, характеристика елемента – згин, трійник, дроселюючі шайби, перехідники тощо);
- тривалість і режими експлуатації, включаючи зупини й пуски.

ДОДАТОК В
(довідковий)

**КОНСТРУКЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ ТА ПЕРЕЛІК
ТРУБОПРОВІДІВ ЕНЕРГОБЛОКІВ ВВЕР-1000 ТА ВВЕР-440,
СХИЛЬНИХ ДО ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ**

В.1 Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-1000 з РУ типу В-320, схильних до ЕКЗ, наведено в таблиці В.1.

В.2 Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-1000 з РУ типу В-302 та В-338, схильних до ЕКЗ, наведено в таблиці В.2.

В.3 Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-440 з РУ типу В-213, схильних до ЕКЗ, наведено в таблиці В.3.

Таблиця В.1 – Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-1000 з РУ типу В-320, схильних до ЕКЗ

№ з/п	Найменування обладнання / трубопроводу	Марка сталі	
		за проєктом	еквівалент
1	2	3	4
1	Система сепарації та проміжного перегрівання пари (RB)		
1.1	Трубопровід сепарату за регулюючими пристроями	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
1.2	Трубопровід подачі пари на ЖТН	20К-10	
1.3	Трубопровід сепарату від СПП до сепаратозбірників (додаткове вологовловлювання)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
2	Трубопроводи свіжої пари (RA)		
2.1	Трубопровід свіжої пари	15ГС	
3	Система відбору пари високого тиску (RD)		
3.1	Паропровід I відбору	20	C22 (1.0402) [5,6], C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС, 16ГС	
3.2	Паропровід II відбору	20К	P265GH (1.0425) [8]
		20К-10, 20К-18, 15ГС, 16ГС	
3.3	Паропровід III відбору	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
3.4	Паропровід IV відбору	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
3.5	ПВТ-6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
3.6	ПВТ-7	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
4	Система водяного ущільнення ЖТН (система RF)		
4.1	Трубопровід зливання з ущільнень живильного насоса в трубопровід живильної води	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4
5	Система відборів низького тиску (RN)		
5.1	ПНТ-4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
6	Система живильної води парогенераторів (RL)		
6.1	Напірні трубопроводи живильної води ДЖЕН	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС	
6.2	Трубопровід рециркуляції ЖТН	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
6.3	Трубопроводи живильної води від ПВТ до РВ	20	
		15ГС, 16ГС	
6.4	Трубопровід рециркуляції ДЖЕН	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
6.5	Всмоктуючі трубопроводи ЖТН та ДЖЕН	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
7	Трубопроводи основного конденсату (RM)		
7.1	Трубопровід основного конденсату від ПНТ-4 у Д-7ата	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
8	Система конденсату гріючої пари (RN)		
8.1	Трубопровід дренажний з ПВТ-7 у ПВТ-6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
8.2	Конденсатопровід II ст. промперегрівання	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС	
8.3	Трубопровід конденсату СПП-II ст. у деаератор – 7ата	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
8.4	Конденсатопровід з ПВТ-6 та СПП-1ст. у деаератор – 7ата	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС, 16ГС	
8.5	Конденсатопровід I ст. промперегрівання	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
8.6	Трубопровід дренажний від ПНТ-4 до ПНТ-3	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9	Система паропроводів власних потреб (RQ)		
9.1	Паропровід власних потреб на привідну турбіну	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9.2	Трубопровід гріючої пари деаераторів	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9.3	Паропровід власних потреб на РОУ	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9.4	Паропровід власних потреб до пікових бойлерів	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

Продовження таблиці В.1

1	2	3	4
9.5	Паропровід власних потреб до технологічного конденсатора	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9.6	Паропровід власних потреб до запобіжних клапанів	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9.7	Трубопровід від загальностанційного КВП до паропроводу власних потреб Ду800	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
10	Система розхолодження (RC)		
10.1	Паропроводи скидання пари від ШПУ-К у конденсатор турбіни	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
11	Система дренажів машзалу (RT)		
11.1	Дренажний трубопровід свіжої пари (під час пуску блока)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		16ГС	
12	Система продування парогенераторів (RY)		
12.1	Трубопроводи продування парогенераторів 1-4 (локалізуюча група)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.2	Трубопроводи продування парогенераторів 1-4 від граничної локалізуючої арматури до колекторів продування	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.3	Трубопроводи від колекторів продування до розширювачів продування	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.4	Трубопровід пари від розширювачів продування до деаератора машзалу	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.5	Трубопроводи продувної води від розширювачів продування до теплообмінників продування	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.6	Трубопровід дренажу розширювачів у спецканалізацію РВ до першої запірної арматури	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.7	Трубопроводи дренажів парогенераторів 1-4 від запірної арматури до локалізуючої арматури	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.8	Розширювачі продування ПГ	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12.9	Паропровід від розширювача продування ПГ (турбінне відділення)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		20сп, 20-3	
13	Трубопроводи випару деаераторів (SG)		
13.1	Паропровід випару деаераторів та паропровід на ежектори	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
13.2	Паропроводи після РОУ 14/6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

Кінець таблиці В.1

1	2	3	4
14	Трубопроводи дренажів низького тиску (SH)		
14.1	Трубопровід дренажний I та II відборів у розширювальний бак	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
14.2	Трубопровід дренажний I відбору у ПВТ-7	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
14.3	Дренажний трубопровід II відбору у ПВТ-6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
15	Системи аварійної живильної води та захисту другого контуру від перевищення тиску (TX)		
15.1	Трубопровід байпасу зворотних клапанів	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
15.2	Трубопровід пари від КВП для управління ШЗВК	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

Таблиця В.2 – Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-1000 з РУ типу В-302, В-338, схильних до ЕКЗ

№ з/п	Найменування обладнання / трубопроводу	Марка сталі	
		за проектом	еквівалент
1	2	3	4
1	Паропроводи дренажів «свіжої» пари	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
2	Трубопровід «свіжої» пари (ділянка високого тиску після ШРУ-К RC10S01-RC40S01)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС, 20ГСЛ	
3	Паропроводи обв'язки колектора ШРУ-РТД	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
4	Паропроводи «свіжої» пари (від ГПЗ до СРК)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
5	Паропроводи «свіжої» пари деаераторів	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		20К-16, 20К-18, 15ГС	
6	Трубопроводи випару від розширювачів продування ПГ	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
7	Трубопроводи конденсату після КС I ст. СПП у Д-7ата	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС	
8	Трубопровід скидання конденсату СПП II ст. у Д-7ата	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9	Конденсатопровід II ст. СПП на ПВТ-7	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
10	Трубопровід конденсату I ст. СПП на ПВТ-6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
11	Трубопроводи зливання сепарату в ПНТ-4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12	Дренажний трубопровід ПВТ-7,6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		20ГСЛ	
13	Трубопровід байпасів регулюючих клапанів трубопроводу дренажу ПВТ-6,7	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
14	Паропровід I відбору	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС	
15	Паропровід II відбору	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
16	Трубопроводи дренажів I, II відборів на ПВТ	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
		15ГС	
17	Дренажний трубопровід ПНТ-3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

Таблиця В.3 – Перелік трубопроводів енергоблока ВВЕР-440 з РУ типу В-213, схильних до ЕКЗ

№ з/п	Найменування обладнання / трубопроводу	Марка сталі	
		за проектом	еквівалент
1	2	3	4
1	Трубопровід «гострої» пари від 1ПГ-1-6 у ГО	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
2	Трубопровід живильної води в ГО до 1ПГ-1-6	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
3	Трубопровід від 1РП до деаераторів машзалу	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
4	Трубопровід гріючої пари до деаераторів борного підживлювання	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
5	Трубопровід живильної води (ділянки за РРО, РРБ, штуцери)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
6	ПСТЕ ПВТ (вхідні ділянки)	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
7	Трубопроводи гострої пари	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
8	Камери гріючої пари I, II ст. СПП-1,2,3,4 А,Б	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
9	Трубопроводи КГП II ст. СПП у Д-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
10	Трубопроводи КГП ПВТ I ст. СПП у Д-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
11	Трубопроводи відсосу зі штоків СК, РК на Д-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
12	Трубопроводи гріючої пари Д-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
13	Паропроводи гріючої пари на/від РП ПГ та ДБР	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
14	Паропроводи гріючої пари II ст. СПП ТГ-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
15	Трубопроводи обв'язки конденсатозбірників I, II ст. СПП ТГ-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
16	Трубопроводи I, II, III, IV відборів пари ТГ-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
17	Трубопроводи I, II, III, IV відборів пари від ЦВТ до запірної арматури ТГ-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
18	Трубопроводи КГП I ст. СПП у конденсатор ТГ-1,2,3,4 після засувки 11,12,23,24КС-7	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
19	Трубопроводи сепарату СПП у конденсатор ТГ-1,2,3,4 після засувки 11,12,23,24КС-5	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]
20	Трубопроводи КГП ПВТ I ст. СПП у Д-1,2,3,4	20	C22 (1.0402) [5,6] C22E (1.1151) [6,7]

ДОДАТОК Г
(довідковий)

**КОРИГУВАЛЬНІ ДІЇ ТА МЕТОДИ ЗІ ЗНИЖЕННЯ
ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ**

Для зниження ЕКЗ елементів трубопроводів на енергоблоках АЕС реалізовані заходи, які ґрунтуються на використанні таких методів:

- заміна конструкційного матеріалу;
- оптимізація ВХР;
- нанесення захисних покриттів;
- зниження турбулентності та кавітації потоку.

Реалізовані заходи зі зниження ЕКЗ наведено в таблиці Г.1.

Таблиця Г.1 – Методи зниження ЕКЗ та заходи на їх основі

№ з/п	Назва методу	Реалізовані заходи	Регламентуючий документ
1	Заміна конструкційного матеріалу	Виключення мідних сплавів у другому контурі	Технічне рішення №01-2/4301 від 16.04.98 «О реконструкции ПНД» [9]
		Заміна трубних систем ПНТ, КНД ТУ та ЖТН на нержавіючі сталі або титановий сплав	
		Заміна елементів трубопроводів продування на нержавіючі сталі	План-графік виконання заходів з підвищення надійності ПВТ систем регенерації турбоустановок АЕС України (затвердж. 07.05.03) [10] Технічне рішення №19-21/153 з питання ремонту спіральних змієвиків і трубних систем ПВТ АЕС з ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 (затвердж. 15.08.91) [11] Технічне рішення №02-2/798 від 30.06.1995 «О замене СПП» [12]
2	Оптимізація ВХР	Впровадження корекційної обробки робочого середовища альтернативними реагентами	СОУ НАЕК 171
		Підвищення величини водневого показника (рН ₂₅) робочого середовища	СОУ НАЕК 171
		Зниження концентрації кисню в робочому середовищі	СОУ НАЕК 171
3	Нанесення захисних покриттів	Нанесення захисних покриттів на ТОТ конденсатора турбіни	ПН-Д.0.03.539
		Нанесення захисних покриттів на ТОТ конденсатора ЖТН	ПН-Д.0.03.539
4	Зниження турбулентності та кавітації потоку	Зниження турбулентності потоку робочого середовища	Враховано при виборі клапанів регулюючих для заміни на системах живильної води, основного конденсату, конденсату гріючої пари колектора власних потреб

Г.1 Заміна конструкційних матеріалів

Г.1.1 Метод зниження ЕКЗ за рахунок заміни конструкційних матеріалів передбачає заміну елементів трубопроводів технологічних систем, схильних до ЕКЗ, на аналогічні елементи, які виконані з інших конструкційних матеріалів. Умовою вибору конструкційного матеріалу є його стійкість до ЕКЗ за проектних умов експлуатації (температура, фазовий та хімічний склад робочого середовища, режими перебігу робочих середовищ) зі збереженням необхідних технічних характеристик та рівня безпеки.

Г.1.2 Заміна конструкційного матеріалу розширює можливості для подальшого удосконалення умов експлуатації й обслуговування трубопроводів АЕС.

Реалізація цього методу – виключення застосування мідних сплавів у якості матеріалу елементів трубопроводів, що дозволяє використовувати альтернативні ВХР (підвищити величину рН поточного ВХР, впровадити високолужний ВХР тощо), при яких знижується швидкість протікання ЕКЗ.

Г.2 Оптимізація ВХР

Г.2.1 Зниження ЕКЗ за рахунок оптимізації ВХР – складніший метод, оскільки необхідно враховувати вплив ВХР на трубопроводи всієї технологічної системи.

Г.2.2 На АЕС реалізація цього методу здійснюється декількома способами:

- впровадження корекційної обробки робочого середовища альтернативними реагентами (реалізація цього методу – заміна ВХР другою контуру з дозуванням гідразину на ВХР із дозуванням ЕТА або MRF, що дозволило знизити ЕКЗ елементів трубопроводів за рахунок більш рівномірного розподілу корекційного реагенту між різними фазами робочого середовища);

- підвищення рН₂₅ робочого середовища (реалізація цього методу – підвищення рН₂₅ робочого середовища за рахунок дозування ЕТА й MRF, що в свою чергу призвело до зниження швидкості ЕКЗ елементів трубопроводів із низьколегованої сталі);

- зниження концентрації кисню в робочому середовищі (реалізація цього методу – виконання заходів із пошуку та усунення присосів повітря у вакуумну частину КЖТ).

Г.3 Нанесення захисних покриттів

Г.3.1 Нанесення захисних покриттів виправдано в тих випадках, коли елементи трубопроводів, схильні до ЕКЗ, не виробили свій ресурс, а їх заміна на аналогічні, виконані з інших конструкційних матеріалів, є економічно недоцільною.

Г.3.2 Нанесення захисних покриттів дозволяє захистити елементи трубопроводів від ЕКЗ повністю або в місцях, найбільш схильних до зносу. Слід зазначити, що строк надійної служби захисних покриттів обмежений, а їх використання знижує характеристики теплообмінного обладнання. У цілому цей захід носить тимчасовий характер і застосовується на складному для заміни обладнанні.

Г.4 Зниження турбулентності та кавітації потоку

Г.4.1 Цей метод ґрунтується на зниженні ЕКЗ за рахунок:

- виключення або зниження турбулентних режимів перебігу, які викликані наявністю обладнання під час перебігу робочих рідин;

- виключення кавітації під час роботи обладнання.

Г.4.2 Для виключення або зниження турбулентних режимів перебігу робочих рідин доцільна заміна пристроїв, робота яких характеризується високою турбулентністю

потокі робочого середовища.

Г.4.3 Практичне застосування на АЕС – заміна клапанів регулюючих на системах живильної води, основного конденсату, конденсату грійучої пари, КВП.

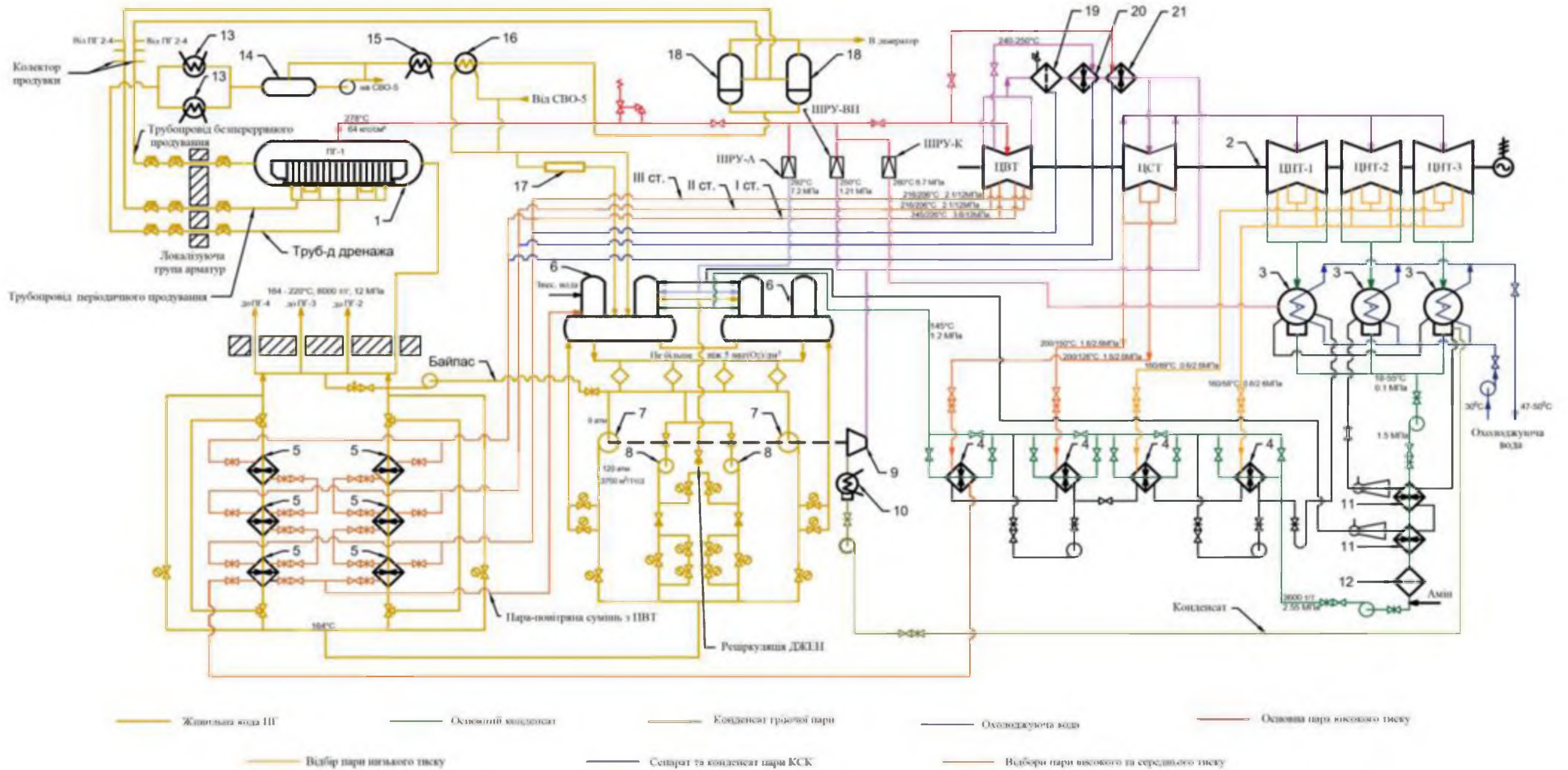
Г.4.4 Для виключення або зниження кавітації рекомендується виконувати розрахункові роботи перед виконанням ремонтів.

ДОДАТОК Д
(довідковий)**ФОРМА ПЕРЕЛІКУ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ СХИЛЬНИХ ДО ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ**

№ з/п	№ схеми	Найменування трубопроводу	Робочі параметри, Рр (кг/см ²), Т(°С)	Найменування елементів і деталей трубопроводу	Номинальний розмір, марка сталі	Мінімально допустиме значення товщини стінки	Періодичність контролю	Примітка

ДОДАТОК Е
(довідковий)

ТЕХНОЛОГІЧНІ СИСТЕМИ ДРУГОГО КОНТУРУ ВВЕР-1000 З РУ ТИПУ В-320, ТРУБОПРОВІДИ ЯКИХ СХИЛЬНІ ДО ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО ЗНОСУ



1 - парогенератор, 2 - турбіна, 3 - конденсатори, 4 - підігрівач низького тиску, 5 - підігрівач високого тиску, 6 - деаератор, 7 - живильний турбонасос, 8 - допоміжний електронасос, 9 - конденсаційна турбіна, 10 - конденсатор, 11 - допоміжні конденсатори, 12 - сепаратор, 13 - охолоджувач дренажу, 14 - дренажний бак парогенератора, 15 - доохолоджувач продування, 16 - регенеративний теплообмінник, 17 - розширювач дренажів, 18 - розширювач продування 19 - сепаратор, 20 - підігрівач 1-ї ступені, 21 - підігрівач 2-ї ступені

ДОДАТОК Ж (довідковий)

ВИМОГИ ДО ІНФОРМАЦІЙНО-АНАЛІТИЧНОЇ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ ОКРЕМИМ МЕХАНІЗМОМ ДЕГРАДАЦІЇ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ – ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНИМ ЗНОСОМ

Ж.1 Інформаційно-аналітична система «Управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ерозійно-корозійним зносом» має забезпечувати управління окремим механізмом деградації елементів трубопроводів – ерозійно-корозійним зносом, відповідно до рисунку 7.2.

Ж.2 З метою запобігання старінню інформаційно-аналітичної системи, а також запровадження нових ефективних інформаційних технологій та розрахунково-аналітичних алгоритмів один раз на три роки має здійснюватися технічна оцінка стану серверного ПЗ. За необхідності періодичність технічної оцінки стану серверного ПЗ може бути зменшена.

Ж.3 ІАС має забезпечувати проведення таких розрахунково-аналітичних робіт:

- моделювання гідродинаміки;
- експрес-оцінка стоншень;
- уточнена оцінка стоншень;
- розрахунок довговічності елементів.

Ж.4 Алгоритм оцінки елементів із виявленими стоншеннями за допомогою САЕ-підсистеми наведено на рисунку Ж.1.

Ж.5 Експрес-оцінка стоншень має здійснюватися відповідно до 9.7. У разі, якщо виявлене стоншення недопустиме за умовами 9.7, то має бути здійснено уточнену оцінку стоншеного елемента для подальшого прийняття рішення щодо ремонту елемента.

Ж.6 У модулі уточненої оцінки стоншень здійснюється оцінка стоншень відповідно до розділу 9. У разі недопустимості подальшої експлуатації елемента з виявленим стоншенням має бути здійснено ремонт елемента. У разі допустимості подальшої експлуатації елемента з виявленим стоншенням дані про вимірювання, результати експрес-оцінки стоншення та уточненої оцінки стоншень передаються в модуль розрахунку довговічності елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ.

Ж.7 У модулі розрахунку довговічності здійснюється розрахунок довговічності елемента відповідно до 9.7. У разі, якщо швидкість ЕКЗ елемента з виявленим стоншенням не допустима для подальшої експлуатації, то має бути здійснено ремонт цього елемента. Результати розрахунків мають передаватися в підсистему контролю для коригування графіку контролю.

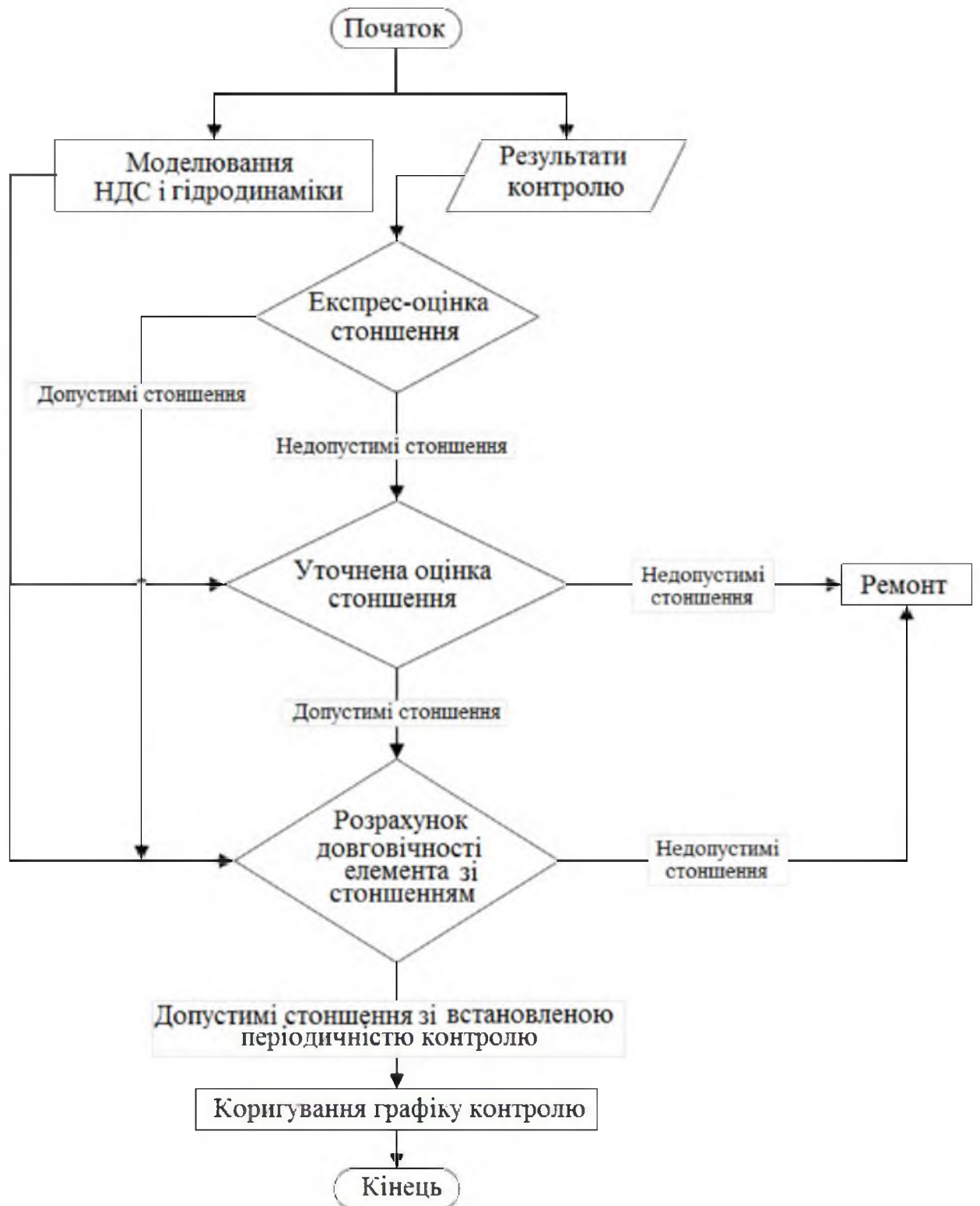


Рисунок Ж.1 – Алгоритм оцінки елементів із виявленими стоншеннями за допомогою ІАС

ДОДАТОК И
(довідковий)

**ФОРМА ГРАФІКУ КОНТРОЛЮ ЕЛЕМЕНТІВ ТРУБОПРОВІДІВ, ЩО СХИЛЬНІ ДО ЕРОЗІЙНО-КОРОЗІЙНОГО
ЗНОСУ**

№ з/п	Періодичність контролю	Обґрунтування (позначення Переліку елементів трубопроводів, схильних до ЕКЗ, № з/п)	Найменування трубопроводу	Система	Рег. №	Номер схеми	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	

ДОДАТОК К
(довідковий)

БІБЛІОГРАФІЯ

- 1 API 579. Fitness-For-Service, API Recommended Practice 579, First Edition, American Petroleum Institute, 2000
- 2 Orynyak I.V., Radchenko S.A. Analytical and numerical solution for a elastic pipe bend at in-plane bending with consideration for the end effect // International Journal of Solids and Structures, 2007. – 44. – P. 1488 – 1510
- 3 РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов»
- 4 J. Chattopadhyay, H.S. Kushwaha, E. Roos. Improved integrity assessment equations of pipe bends // Int. J. Pres. Ves. And Piping. – 2009. – Vol. 86. – Pp. 454 – 473
- 5 ДСТУ EN 10250-2:2008 Поковки сталеві ковани для машинобудування загальної призначеності. Частина 2. Нелеговані якісні та спеціальні сталі (EN 10250-2:1999, IDT)
- 6 ДСТУ EN ISO 683-3:2022 «Сталі, що піддають термічному обробленню, леговані сталі та сталі вільного різання. Частина 3. Сталі для загартування (EN ISO 683-3:2022, IDT; ISO 683-3:2022, IDT)»
- 7 ДСТУ EN 10083-2:2008 «Сталі для гартування та відпускання. Частина 2. Технічні умови постачання нелегованих сталей (EN 10083-1:2006, IDT)»
- 8 ДСТУ EN 10028-2:2018 (EN 10028-2:2017, IDT) «Вироби пласкі сталеві для використання під тиском. Частина 2. Нелеговані та леговані сталі з точно визначеними властивостями за підвищених температур»
- 9 Техническое решение №01-2/4301 «О реконструкции ПНД», утвержденное 16.04.1998
- 10 «План-график выполнения мероприятий по повышению надежности ПВД систем регенерации турбоустановок АЭС Украины», затверджений 07.05.2003
- 11 Техническое решение №19-21/153 по вопросу ремонта спиральных змеевиков и трубных систем подогревателей высокого давления АЭС с ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, утвержденное Минатомэнергопром СССР 15.08.1991
- 12 Техническое решение №02-2/798 «О замене СПП», утвержденное 30.06.1995.

АРКУШ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

Номер зміни	Номери аркушів				Повідомлення		підпис	дата
	змінених	замінених	нових	анульованих	номер повідомлення	к-ть арк.		