

Міністерство освіти та науки України  
Одеський національний технічний університет

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Мазурок Олександр Сергійович**

УДК 621.039.58

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО АНАЛІЗУ В  
РАМКАХ РОБІТ ПО ПРОДОВЖЕННЮ РЕСУРСУ КОРПУСНИХ РЕАКТОРІВ**

Спеціальність 143 – Атомна енергетика  
Галузь знань 14 - Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

  
\_\_\_\_\_ Мазурок О.С.

Науковий керівник Кравченко Володимир Петрович, доктор технічних наук,  
професор, зав. каф. атомних електростанцій

ОДЕСА - 2020

## АННОТАЦІЯ

*Мазурок О.С.* Удосконалення методики теплогідравлічного аналізу в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусних реакторів. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 143 «Атомна енергетика» (14 - Електрична інженерія). - Одеський національний технічний університет, Одеса, 2020.

На сьогоднішній день Україна та ряд інших країн реалізують програму з продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний термін. При цьому, особлива увага приділяється оцінці технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів реакторів. Також реалізовується програма управління старінням після продовження терміну та можуть бути реалізовані заходи з підвищення теплової потужності реакторів. При цьому, як під час управління старінням, так і при підвищенні потужності є обов'язковим виконання оцінки технічного стану корпусів реакторів.

Для цього, зокрема, для теплогідравлічного аналізу в світі застосовуються спеціальні методики. Тому, в першу чергу, у даній роботі проаналізовано основні існуючі методики теплогідравлічного аналізу, що застосовуються в Україні та світі, з метою визначення їх актуальності по відношенню до специфіки та поточного стану енергоблоків АЕС України з врахуванням практичного вітчизняного досвіду. За результатами аналізу, включаючи апробацію вітчизняних методик, були визначені невідповідності діючих методик сталій вітчизняній практиці та запропоновані шляхи оптимізації вимог до теплогідравлічного аналізу, зокрема, за рахунок обґрунтованого зменшення об'єму розрахункового аналізу (кількості сценаріїв). Базуючись на цьому та досвіді здобувача, було розроблено удосконалену (оптимізовану) методику обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору в частині теплогідравлічного аналізу.

У **Вступі** обґрунтовано актуальність і важливість роботи, визначено мету, завдання дослідження, наукову новизну та практичне значення отриманих результатів, відображено її зв'язок з державними та галузевими програмами, а також з науково-дослідними роботами, що виконувались в Одеському національному політехнічному університеті, відмічено особистий внесок здобувача.

У **першому розділі** виконано аналіз існуючих методик теплогідрравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню (термоудару) корпусу реактору. Розглянуто вимоги методик та виконано співставлення з вітчизняним досвідом продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України. Визначено мету подальших досліджень.

У **другому розділі** проаналізовано результати оцінки технічного стану корпусів реакторів ВВЕР-1000 енергоблоків №3 РАЕС, №1 ХАЕС та №4 ЗАЕС, на підставі чого можна зробити висновок, що групування (вибір) розрахункових сценаріїв для теплогідрравлічного аналізу може бути переглянуто з метою оптимізації (зменшення кількості та підвищення якості). Для такого дослідження у якості пілотного енергоблоку було обрано енергоблок №3 ЮУАЕС.

Крім цього, виконано аналіз актуального стану енергоблоків АЕС України. Аналіз підтвердив, що відмінності між енергоблоками з реакторами ВВЕР-1000 є несуттєвими, тому не можуть впливати на перебіг аварійного сценарію або такими, що впливають на результати теплогідрравлічного аналізу таким чином, що в кінцевому результаті збільшують запас до окрихчення за результатами розрахунку на міцність. Підтверджено, що удосконалена методика, яка ґрунтується на розрахунках для пілотного енергоблоку №3 ЮУАЕС, може бути застосована для всіх енергоблоків з реактором ВВЕР-1000.

**Третій розділ** містить стислий опис розрахункових моделей для теплогідрравлічних кодів RELAP5 та GRS-MIX, а також, допоміжних програмних засобів для підготовки вихідних даних щодо витратних характеристик насосів системи аварійного охолодження активної зони реактору і блоку кінетики, та

підготовки граничних умов. Ці моделі та програмні засоби були застосовані у дослідженні та дозволяють спростити розробку розрахункових моделей, запобігти помилок користувача за рахунок автоматизму та скоротити час теплогідравлічного аналізу.

У **четвертому розділі** виконано повний цикл розрахунків (теплогідравлічних, імовірнісних і на міцність) для пілотного енергоблоку з метою підтвердження судження щодо обґрунтованого виключення сценаріїв, що не є представницькими та не визначають ресурс корпусу реактора. Імовірнісний аналіз дозволив визначити групи сценаріїв, що характеризуються високою імовірністю реалізації. Теплогідравлічний аналіз виконано для 54 розрахункових сценаріїв. За результатами рішення нестационарної задачі в постановці лінійної механіки руйнування було обрано по 1-2 сценарії-представника для кожної групи. Для цих сценаріїв після аналізу перемішування було вирішено задачу в постановці нелінійної механіки руйнування та визначено найбільш небезпечний сценарій, що визначає ресурс пілотного енергоблоку. Крім цього з 54 сценаріїв, для яких виконано теплогідравлічний аналіз, було визначено сценарії, для яких розрахунки показали низький запас крихкої міцності, що дозволило зробити висновок щодо сценаріїв, які не є представницькими.

Запропоновано кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора, який дозволяє зробити висновок про неможливість термоудару і, відповідно, доцільність чи недоцільність подальших розрахунків на міцність.

У **п'ятому розділі** досліджено можливість застосування методики у разі підвищення потужності реакторів. Порівняльний аналіз результатів розрахунків для 6 розрахункових сценаріїв на базовому (100%) та підвищеному (107%) рівнях номінальної теплової потужності показав, що вплив підвищення потужності на протікання аварії потребує додатково дослідження, а саме розрахунку на міцність методами нелінійної механіки руйнування. Наразі, навіть для сценарію, що визначає

ресурс корпусу реактору спостерігається зменшення значення запасу крихкої міцності на  $3.81\text{ }^{\circ}\text{C}$  з  $10.52\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $6.71\text{ }^{\circ}\text{C}$ , тобто для підвищеної потужності критерій крихкої міцності виконується.

У **шостому розділі** висвітлено результати апробації вітчизняних методик та розроблено удосконалену методику для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусів реакторів енергоблоків АЕС України. За результатами апробації було розроблено рекомендації з метою досягнення відповідності вітчизняних методик вітчизняній практиці теплогідравлічного та імовірнісного аналізу, що разом з кількісним критерієм оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора було враховано під час розробки удосконаленої методики.

Наукове значення дисертаційної роботи полягає у тому, що вперше запропоновано кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора у вигляді Р-Т-діаграми, де виділена область, попадання в яку свідчить про загрозу термоудару; виділена область, попадання в яку свідчить про унеможливлення термоудару  $P < 5.2\text{ МПа}$  та  $T > 88.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ , та виділена область, в якій завдяки запропонованому критерію визначаються ступінь наближення стану теплоносія до критичної області. Через числове значення цього критерію в інтервалі  $0 < \Theta \leq 0.95$  можна зробити висновок про неможливість термоудару і, відповідно, недоцільність подальших розрахунків на міцність, при значенні критерію  $\Theta > 0.95$  для остаточного висновку необхідно проводити розрахунки на міцність.

Практична цінність дисертації визначається тим, що розроблена удосконалена методика може бути застосована для продовження експлуатації енергоблоків АЕС України з реакторами ВВЕР-1000, для яких відповідні роботи ще не розпочато. Крім цього, методика може бути використана для управління старінням корпусу реактору після продовження терміну експлуатації та обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору з метою підвищення теплової потужності

енергоблоків, так як діючі обґрунтування у цьому разі втрачають актуальність та виникає потреба у нових актуальних дослідженнях.

Результати дисертації впроваджено при виконанні госпдоговірних науково-дослідних робіт (Договір №1768-42 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Розробка методологічних підходів до виконання теплогідравлічних та імовірнісних розрахунків для оцінки технічного стану і перепризначення терміну експлуатації реактора енергоблоку № 3 ВП ЮУАЕС» (підходи були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та Держатомрегулювання України у складі документації, наданої для продовження терміну експлуатації), договір №11-1/19 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація «Типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000» ПМ-Т.0.03.415-16» у частині розрахунку теплогідравлічних параметрів» (результати апробації були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та застосовані для удосконалення типової програми) та договір №11-2/20 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація положень «Методики оцінки крихкої міцності корпусів реакторів ВВЕР» СОУ НАЕК 177:2019» з метою уніфікації вимог до розрахунку теплогідравлічних параметрів та імовірнісних оцінок в рамках оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України» (результати апробації застосовані для удосконалення типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000) та у навчальний процес кафедри АЕС Одеського національного політехнічного університету, про що є відповідні акти.

Ключові слова: Теплогідравлічний аналіз, корпус реактора, опускна ділянка реактора, реакторна установка, методика, опір крихкому руйнуванню, термоудар, вихідна подія, удосконалення, продовження терміну експлуатації.

## ABSTRACT

*O. Mazurok.* The thermal-hydraulic analysis methodology improvement in framework of vessel reactors lifetime extension. - Manuscript copyright.

Thesis for a Doctor of Philosophy Degree in Specialty 143 «Nuclear Energy» (14 - Electrical engineering). - Odessa National Polytechnic University, Odessa, 2020.

At the moment, Ukraine and other countries are implementing a program of NPPs lifetime extension. At the same time, special attention is paid to the assessment of the technical condition and lifetime extension of the reactor pressure vessel. An aging management program after the lifetime extension is also being implemented and upgrades to increase the reactor thermal power can be implemented. In this case, it is mandatory to assess the technical conditions, including the reactor pressure vessel.

For this purpose, in particular, special methodologies are used for thermal-hydraulic analysis are used worldwide. This paper analyzes the main existing methodologies of thermal-hydraulic analysis used in Ukraine and worldwide, in order to determine their relevance in relation to the specifics and current state of Ukrainian NPPs power units, taking into account practical domestic experience. According to the results of the methodologies analysis, including approbation of domestic methodologies, the inconsistencies of existing methodologies with sustainable domestic practice were identified and ways to optimize the requirements for thermal-hydraulic analysis were proposed, in particular, by reasonable reduction of the calculation analysis scope (number of scenarios). Based on this and the author's experience, an improved (optimized) resistance to brittle fracture substantiation methodology of the reactor vessel in part of thermal-hydraulic analysis was developed.

In the **Introduction**, the relevance and importance of work are substantiated, the purpose, research tasks, scientific novelty and practical value of the received results are defined, connection with state and industry programs is reflected, as well as with research work performed at Odessa National Polytechnic University, the personal contribution of the applicant is noted.

In the **first section**, the analysis of existing thermal-hydraulic analysis methodologies for justification of reactor pressure vessel thermal shock is performed. The requirements of the methodologies are considered and a comparison with the domestic experience of Ukrainian NPPs lifetime extension is performed. The purpose of further research is determined.

In the **second section**, the results of the WWER-1000 reactors technical condition assessment for RNPP-3, KhNPP-1 and ZNPP-4 are analyzed. Based on the analysis, it can be concluded that the grouping (selection) of calculation scenarios for thermal-hydraulic analysis can be revised for the optimization (quantity reduction and quality improvement). For this study SUNPP-3 was selected as a pilot power unit.

In addition, an analysis of the current state of Ukrainian NPPs power units was performed. The analysis has confirmed that the differences between power units with WWER-1000 reactors are insignificant, so they cannot affect the course of the accident scenario or affect the results of thermal-hydraulic analysis in such a way that ultimately increase the margin before embrittlement based on strength calculation. It is confirmed that the improved methodology, based on calculations for the pilot power SUNPP-3, can be applied to all power units with WWER-1000 reactors.

The **third section** contains a brief description of the calculation models for RELAP5 and GRS-MIX thermal-hydraulic codes, as well as assistive software tools for preparing initial data for the mass flow rate characteristics of the emergency reactor core cooling system pumps and the kinetics block and the boundary conditions preparation. These models and software tools were used in the research and help to simplify the development of computational models, prevent user errors through automation and reduce the time of thermal-hydraulic analysis.

In the **fourth section**, a full cycle of calculations (thermal-hydraulic, probabilistic and strength) for the pilot power unit was performed in order to confirm the statement about the reasonable exclusion of scenarios that are not representative and do not determine the reactor vessel lifetime. Probabilistic analysis allowed to identify groups of

scenarios characterized by a high probability of implementation. Thermal-hydraulic analysis was performed for 54 calculation scenarios. Based on the results of solving the nonstationary problem in the formulation of linear fracture mechanics, 1-2 representative scenarios were selected for each group. For these scenarios, after mixing analysis, the problem of setting the nonlinear fracture mechanics was solved and the most dangerous scenario determining the resource of the pilot power unit was determined. In addition, scenarios were identified for which the calculations showed a low margin of fragile strength, which allowed us to draw conclusions about non-representative scenarios.

A quantitative criterion for assessing the impact of emergency scenarios on the formation of reactor vessel thermal shock conditions is proposed, through which it can be concluded that thermal shock is impossible and, accordingly, whether further strength calculations are expedient or not.

In the **fifth section**, the methodologies applying possibility in case of increasing the reactor power is researched. A comparative analysis of the calculations results for 6 calculation scenarios for the base (100%) and increased (107%) levels of nominal thermal power showed that the effect of increasing power on the accident requires additional research, namely the calculation of strength by nonlinear fracture mechanics. Currently, even for the scenario determining of the reactor vessel resource, there is a decrease in the value of the brittle strength reserve by 3.81 °C from 10.52 °C to 6.71 °C, ie for increased power the criterion of brittle strength is fulfilled.

In the **sixth section**, the results of domestic methodologies approbation are highlighted and the improved methodologies for substantiation of resistance to brittle destruction of the Ukrainian NPP power units reactor pressure vessel is developed. Based on the approbation, recommendations were developed to achieve compliance of domestic methodologies with domestic practice of thermal-hydraulic and probabilistic analysis, which together with the quantitative criterion for assessing the impact of emergency scenarios on the thermal shock conditions formation of the reactor pressure vessel was taken into account during the development of improved methodologies.

The scientific significance of the dissertation is that for the first time a quantitative criterion for assessing the impact of emergency scenarios on the formation of the reactor pressure vessel thermal shock conditions in the form of P-T-diagram, where the selected area, hitting which indicates the threat of thermal shock; the selected area, hitting which indicates the impossibility of thermal shock  $P < 5.2 \text{ MPa}$  and  $T > 88.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ , and the selected area, which due to the proposed criterion determines the degree of approximation of the coolant to the critical area. Given the numerical value of this criterion in the range  $0 < \Theta \leq 0.95$  it is possible to draw a conclusion about the impossibility of thermal shock and, accordingly, the unreasonableness of further strength calculations, and in case of criterion value  $\Theta > 0.95$  it is necessary to perform strength calculations for the final conclusion.

The practical value of the dissertation is determined by the fact that the developed improved technique can be used to continue the operation of power units of Ukrainian NPPs with WWER-1000 reactors, for which the relevant work has not yet begun. In addition, the technique can be used to control the aging of the reactor vessel after extension and justify the resistance to brittle destruction of the reactor vessel in order to increase the thermal capacity of power units, as the current justification in this case loses relevance and the need for new research.

The results of the dissertation were implemented in the economic contract research performing (contract №1768-42 for the development (transfer) of scientific and technical products "Development of methodological approaches to thermal-hydraulic and probabilistic calculations to assess the technical condition and reassignment of the SUNPP-3 reactor" (approaches were agreed in NNEGC Energoatom and SNRIU as part of the documentation provided for the lifetime extension), contract №11-1/19 for the development (transfer) of scientific and technical products "Approbation of the "Typical program for assessment of technical condition and lifetime extension of vessels, upper units and main connectors of reactors WWER-1000" PM-T.0.03.415-16" in terms of thermal-hydraulic parameters calculation" (approbation results were approved by NNEGC Energoatom and used for typical program improvement) and the contract №11-2/20 for the

development (transfer) of scientific and technical products "Provisions approbation of the "Methodologies for assessing the brittle strength of WWER reactors" SOU NAEK 177:2019" in order to unify the requirements for the calculation of thermal-hydraulic parameters and probabilistic estimates in the assessment of Ukrainian NPPs technical condition and lifetime extension" (approbation results used to improve typical program for assessment of technical condition and lifetime extension of vessels, upper units and main connectors of reactors WWER-1000) and in the educational process of the Odessa National Polytechnic University NPP Department, about which there are relevant acts.

Keywords: Thermal-hydraulic analysis, reactor pressure vessel, reactor downcomer, reactor facility, methodology, resistance to brittle fracture, thermal shock, initial event, improvement, lifetime extension.

### **Список публікацій здобувача за темою дисертації**

*Наукові роботи, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

1. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, Г. В. Громов, О. С. Мазурок. Методика виконання теплогідравлічних аналізів в обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактора // Збірник доповідей другої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності АЕС». - Одеса, Україна, 5-7 жовтня 2010 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2011. - С. 111-120.

2. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, О. С. Мазурок, О. В. Корницький. Модель опускної ділянки реактора ВВЕР-1000 // Ядерна та радіаційна безпека. - 2011. - № 3 (51).- С. 44-46.

3. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексєєв, А. Г. Крушинський, А. В. Корницький. Валідація теплогідравлічної моделі РУ з детальною розбивкою ОДР для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Ядерна та радіаційна безпека. - 2012. - №1 (53), С. 16-21.

4. О. М. Михайленко, О. С. Мазурок, С. В. Лисенко. Виконання теплогідравлічного аналізу з метою отримання граничних умов для аналізу

термічних навантажень на корпус реактора // Збірник доповідей третьої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 24-28 вересня 2012 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2013. - С. 148-159.

5. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексєєв. Аналіз методів моделювання локальних теплогідрравлічних процесів в елементах ЯПВУ // Збірник наукових праць СХУЯЕТП. - 2013. - №1 (45), С. 23-34.

6. М. П. Вишемірський, О. С. Мазурок, А. В. Носовський. Аналіз впливу початкових і граничних умов на формування термоудара корпусу реактора (ICONE21-15992) // Матер. 21-ї Міжнародній конференції з ядерної інженерії ICONE21. - Ченгду, 2013. - 8 сторінок.

7. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Вплив установки регулюючих клапанів на трубопроводах САОЗ ВТ на формування умов термоудара корпусу реактора (ICONE22-30437) // Матер. 22-ї Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE22. - Прага, 2014. - 10 сторінок.

8. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Аналіз умов виникнення термоудара корпусу реактора з урахуванням виконаних модернізацій систем, важливих для безпеки // Ядерна та радіаційна безпека. - 2015. - №2 (66), С. 16-23.

9. О. С. Мазурок. Теплогідрравлічний аналіз режимів з некерованим рухом і викидом органів регулювання для оцінки міцності реактора // Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 2 (52). - Одеса, 2017. - С. 63-69.

10. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Аналіз існуючих методик теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт з продовження ресурсу корпусів реакторів // Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 3 (56). - Одеса, 2018. - С. 39-47.

*Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

1. О. С. Мазурок, О.М. Михайленко, В.П. Кравченко. Теплогідрравлічні розрахунки для оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації

реактора енергоблоку №3 ЮУАЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 1998-2011.

2. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Вдосконалення методології теплогідрравлічного аналізу в рамках продовження терміну експлуатації корпусів реакторів (ICONE27-1223) // Матер. 27-й Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE-27. - Ібаракі, 2019. - 6 стор.

3. О. С. Мазурок. Методика теплогідрравлічного аналізу для оцінки крихкої міцності в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусів реакторів АЕС України // Тези доповідей II науково-практичної конференції «Проблеми розвитку науки в контексті трансформацій суспільства». - Хмельницький, 2020 – С. 97-99.

*Наукові роботи, які додатково відображають наукові результати дисертації:*

1. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Валідація теплогідрравлічної моделі РУ із застосуванням методики швидкого перетворення Фур'є для кількісної оцінки отриманих результатів // Ядерна та радіаційна безпека. - 2014. - №1 (61), С. 14-20.

2. М. П. Вишемірський, Б.Ю. Грищенко, О. С. Мазурок, О. М. Михайленко. Аналіз ефективності дій оперативного персоналу по зливу деаераторів машзалу під час виникнення аварійних режимів в умовах повної втрати енергопостачання // Збірник доповідей четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 30 вересня-03 жовтня 2014 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2016. - С. 186-196.

3. О. С. Мазурок, О. М. Шумаєв. Теплогідрравлічний аналіз в обґрунтування можливості зниження тиску гідрравлічних випробувань першого контуру АЕС України з реакторною установкою В-320 // Збірник доповідей четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 30 вересня-03 жовтня 2014 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2016. - С. 407-414.

4. О. С. Мазурок. Аналіз впливу представницьких аварійних режимів на формування напружень в зоні зварного шва №111 парогенератора ПГВ-1000 // Тези доповідей восьмої міжнародної науково-технічної конференції молодих вчених і спеціалістів «Проблеми сучасної ядерної енергетики». - Харків, 2017 р. – С. 44-45.

5. М.О. Полянський, О.С. Мазурок, В.П. Кравченко, Ю.Ю. Биченко. Особливості ідентифікації, групування та кількісної оцінки потенційних сценаріїв крихкого руйнування корпусу реактору із застосуванням методів ІАБ та з урахуванням СОАІ // Тези шостої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, 2018 р.

6. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов, Ю. В. Губеня. Виконання розрахунково-аналітичного обґрунтування можливості підвищення теплової потужності реактора енергоблоку №4 Рівненської АЕС до потужності 101.5% (до 3045 МВт) // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 945-955.

7. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов. Теплогідрравлічні розрахунки і вибір граничних умов для оцінки технічного умови та продовження терміну експлуатації основного обладнання реакторної установки енергоблоку №1 Хмельницької АЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 1438-1451.

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                                               |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| АННОТАЦІЯ .....                                                                                                                                               | 2  |
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....                                                                                                                                | 19 |
| ВСТУП.....                                                                                                                                                    | 24 |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО<br>АНАЛІЗУ ДЛЯ ОБҐРУНТУВАННЯ ОПОРУ КРИХКОМУ<br>РУЙНУВАННЮ КОРПУСУ РЕАКТОРУ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС<br>УКРАЇНИЗЗ |    |
| 1.1 Існуючі методики .....                                                                                                                                    | 33 |
| 1.2 Світовий досвід аналізу термоудару .....                                                                                                                  | 34 |
| 1.3 Загальні міркування та мета аналізу .....                                                                                                                 | 35 |
| 1.4 Системи, що мають відношення до виникнення термоудару .....                                                                                               | 36 |
| 1.5 Вимоги до методу розрахунку .....                                                                                                                         | 38 |
| 1.6 Умови, що передують формуванню термоудару .....                                                                                                           | 39 |
| 1.7 Категоризація та групування вихідних подій та сценаріїв .....                                                                                             | 44 |
| 1.7.1 Загальні підходи до вибору вихідних подій та розробки сценаріїв.....                                                                                    | 44 |
| 1.7.2 Групування вихідних подій.....                                                                                                                          | 49 |
| 1.7.3 Початкові та граничні умови .....                                                                                                                       | 54 |
| 1.8 Збір даних.....                                                                                                                                           | 59 |
| 1.9 Розрахункові теплогідравлічні розрахункові коди та моделі.....                                                                                            | 60 |
| 1.9.1 Інтегральні теплогідравлічні розрахункові коди .....                                                                                                    | 61 |
| 1.9.2 Розрахунок теплового перемішування.....                                                                                                                 | 61 |
| 1.9.3 Валідація розрахункових кодів.....                                                                                                                      | 62 |
| 1.10 Виконання теплогідравлічних розрахунків .....                                                                                                            | 62 |
| 1.11 Документування .....                                                                                                                                     | 63 |
| 1.12 Висновки до Розділу 1 .....                                                                                                                              | 63 |

|                                                                                                                                  |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ<br>КОРПУСІВ РЕАКТОРІВ І АКТУАЛЬНОГО СТАНУ ЕНЕРГОБЛОКІВ<br>АЕС УКРАЇНИ ..... | 64 |
| 2.1 Аналіз результатів оцінки технічного стану корпусів реакторів<br>енергоблоків АЕС України.....                               | 64 |
| 2.1.1 Результати ОТС КР енергоблоку №4 ЗАЕС.....                                                                                 | 65 |
| 2.1.2 Результати ОТС КР енергоблоку №3 РАЕС.....                                                                                 | 66 |
| 2.1.3 Результати ОТС КР енергоблоку №1 ХАЕС .....                                                                                | 66 |
| 2.2 Аналіз актуального стану енергоблоків АЕС України.....                                                                       | 67 |
| 2.3 Висновки до Розділу 2 .....                                                                                                  | 71 |
| РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА РОЗРАХУНКОВИХ МОДЕЛЕЙ ТА<br>ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ОБРОБКИ ДАНИХ.....                                         | 73 |
| 3.1 Загальні положення.....                                                                                                      | 73 |
| 3.2 Розрахункова модель для розрахункового коду RELAP5.....                                                                      | 73 |
| 3.2.1 Загальна характеристика моделі.....                                                                                        | 73 |
| 3.2.2 Моделювання реактору .....                                                                                                 | 75 |
| 3.2.3 Визначення витратних характеристик системи аварійного охолодження<br>активної зони високого тиску .....                    | 79 |
| 3.2.4 Визначення витратних характеристик системи аварійного охолодження<br>активної зони низького тиску .....                    | 80 |
| 3.2.5 Кінетика реактора.....                                                                                                     | 81 |
| 3.2.6 Валідація моделі .....                                                                                                     | 82 |
| 3.3 Розрахункова модель для розрахункового коду GRS-MIX .....                                                                    | 89 |
| 3.3.1 Розрахункова сітка частини опускної ділянки реактора для<br>розрахункового коду GRS-MIX.....                               | 91 |
| 3.3.2 Аналіз коректності розрахунку за допомогою розрахункового коду<br>GRS-MIX на підставі значення числа Фруда .....           | 92 |

|                                                                                                                                                      |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.3.3 Розподіл Гауса для температури теплоносія в опускній ділянці реактора і коефіцієнта тепловіддачі на внутрішній поверхні корпусу реактора ..... | 93  |
| 3.4 Розрахункова модель для розрахункового коду RiskSpectrum PSA .....                                                                               | 96  |
| 3.5 Розробка допоміжних програмних засобів.....                                                                                                      | 97  |
| 3.5.1 Програмний засіб для побудови витратних характеристик системи аварійного охолодження активної зони (PumpFlowCharacteristic) .....              | 97  |
| 3.5.2 Програмний засіб для підготовки блоку кінетики (Core_Kinetics).....                                                                            | 98  |
| 3.5.3 Програмний засіб для підготовки граничних умов (DC-MIX).....                                                                                   | 98  |
| 3.6 Висновки до Розділу 3 .....                                                                                                                      | 98  |
| РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ РОЗРАХУНКІВ .....                                                                                                       | 99  |
| 4.1 Імовірнісний аналіз .....                                                                                                                        | 99  |
| 4.2 Теплогідравлічний аналіз повного переліку вихідних подій .....                                                                                   | 104 |
| 4.3 Рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці лінійної механіки руйнування .....                                                    | 121 |
| 4.4 Аналіз перемішування .....                                                                                                                       | 127 |
| 4.5 Рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці нелінійної механіки руйнування .....                                                  | 135 |
| 4.6 Висновки до Розділу 4 .....                                                                                                                      | 137 |
| РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПІДВИЩЕННЯ ПОТУЖНОСТІ.....                                                                                                   | 138 |
| 5.1 Загальні положення.....                                                                                                                          | 138 |
| 5.2 Розрахунок потужності.....                                                                                                                       | 141 |
| 5.3 Вплив підвищення потужності на результати імовірнісної оцінки .....                                                                              | 143 |
| 5.4 Вплив підвищення потужності на результати теплогідравлічного аналізу ..                                                                          | 144 |
| 5.5 Вплив підвищення потужності на результати розрахунку на міцність.....                                                                            | 157 |
| 5.6 Висновки до Розділу 5 .....                                                                                                                      | 158 |
| РОЗДІЛ 6. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ .....                                                                                                 | 159 |
| 6.1 Апробація вітчизняних методик.....                                                                                                               | 159 |
| 6.2 Розробка удосконаленої методики .....                                                                                                            | 162 |

|                                                                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.3 Висновки до Розділу 6 .....                                                                                                                   | 163 |
| ВИСНОВКИ.....                                                                                                                                     | 164 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....                                                                                                                  | 168 |
| ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ І<br>ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ. ....                                         | 184 |
| ДОДАТОК Б АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ<br>КОРПУСУ РЕАКТОРА ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ .....                                           | 192 |
| ДОДАТОК В ОПИС ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ<br>ВИХІДНИХ ДАНИХ .....                                                                          | 197 |
| ДОДАТОК Г ПЕРЕЛІК СЦЕНАРІЇВ ТА ВИБІР КОНСЕРВАТИВНИХ<br>ПРИПУЩЕНЬ ДЛЯ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО АНАЛІЗУ .....                                             | 207 |
| ДОДАТОК Д РЕЗУЛЬТАТИ ІМОВІРНІСНОГО АНАЛІЗУ ТА РІШЕННЯ<br>НЕСТАЦІОНАРНОЇ ТЕРМОМЕХАНІЧНОЇ ЗАДАЧІ В ПОСТАНОВЦІ<br>ЛІНІЙНОЇ МЕХАНІКИ РУЙНУВАННЯ ..... | 217 |
| ДОДАТОК Е АКТИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВИХ РЕЗУЛЬТАТІВ<br>ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ.....                                                                 | 221 |

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АЕС – атомна електрична станція

АЖЕН – аварійний живильний електричний насос

АЗ – аварійний захист

АкЗ – активна зона реактора

АП – аварійна послідовність

ББ – барботажний бак

БД – база даних

ВВЕР – водо-водяний енергетичний реактор

ВП – вихідна подія

ВПА – вихідна подія аварії

ВТ – високий тиск

ГВ - гідровипробування

ГЕ – гідравлічний елемент

ГЄ - гідроємність

ГЗЗ – головна запірна засувка

ГО – гермооболонка

ГПК – головний паровий колектор

ГУ – граничні умови

ГЦН – головний циркуляційний насос

ГЦТ – головний циркуляційний трубопровід

ДЖЕН – додатковий живильний електронасос

ДП «НАЕК «Енергоатом» - Державне підприємство «Національна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»

ЖВ – живильна вода

ЗАБ – звіт з аналізу безпеки

ЗАЕС – Запорізька АЕС

ЗК – запобіжний клапан

ЗС – зразок-свідок корпусу реактора  
ЗХО – захист від холодного опресування  
ЗШ – зварний шов  
ІЗП – імпульсно-запобіжний пристрій  
КМ – крихка міцність  
КР – корпус реактора  
КТ – компенсатор тиску  
ЛМР – лінійна механіка руйнування  
МАГАТЕ – Міжнародна агенція з атомної енергетики  
НЛМР - нелінійна механіка руйнування  
НТ – низький тиск  
ОДР – опускна ділянка реактора  
ОКР – опір крихкому руйнуванню  
ОП – оперативний персонал  
ОТС – оцінка технічного стану  
ПГ - парогенератор  
ПЗ – програмний засіб  
ППР – планово-попереджувальний ремонт  
ПСП – пароскидний пристрій  
ПТЕ – продовження терміну експлуатації  
ПУ – початкові умови  
РАЕС – Рівненська АЕС  
РК – розрахунковий код  
РУ – реакторна установка  
САГ – система аварійного газовидалення  
САОЗ – система аварійного охолодження активної зони реактора  
СБ – система безпека  
СК ТГ - стопорний клапан турбогенератору

СКР – сценарії крихкого руйнування

ТВЗ – тепловиділяюча збірка

ТГА – теплогідравлічний аналіз

ТЕН – трубчатий електричний нагрівач

ТН - теплоносій

ТОТ – теплообмінна трубка парогенератору

ТС – теплова структура

ТУ - термоудар

ХАЕС – Хмельницька АЕС

ЧГАВ – частота гранично-аварійного викиду

ЧПАЗ – частота пошкодження активної зони

ШЗВК – швидкодіючий запірно-відсічний клапан

ШРУ-А – швидкодіючий редукційна установка скиду в атмосферу

ШРУ-К - швидкодіючий редукційна установка скиду в конденсатор

ЮУАЕС – Южно-Українська АЕС

ЯПВУ – ядерна паровиробна установка

LOCA – група аварій з втратою теплоносія (lost of coolant accident)

PRISE - група аварій з течєю з першого контуру в другий (primary-to-secondary leakage accidents)

MSLB – група аварій з течєю з другого контуру (main steam line break)

OTHER – група аварій, що не увійшли у групи LOCA, PRISE та MSLB

$T_{Ka}$  - критична температури крихкості для відповідного розрахункового сценарію

$T_K$  - критична температура крихкості з врахуванням деградації матеріалу

$\tau$  - досліджуваний період експлуатації

$\Delta T_{Ka}$  - запас крихкої міцності

$Fr_{HPI-CL}$  – денситометричний критерій Фруда

$g$  – прискорення вільного падіння

$Q_{HPI}$  – об’ємна витрата розчину бору від каналу системи аварійного охолодження активної зони високого тиску

$A_{CL}$  – площа холодної нитки головного циркуляційного трубопроводу

$D_{CL}$  – внутрішній діаметр холодної нитки головного циркуляційного трубопроводу

$\rho_{HPI}$  – густина розчину бору від каналу системи аварійного охолодження активної зони високого тиску

$\rho_{CL}$  – густина теплоносія на виході з головного циркуляційного насосу

$Fr_{kr.}^T$  – критичне число Фруда

$Q_{CL}$  – об’ємна витрата теплоносія на виході з головного циркуляційного насосу

$T_{plume}(X)$  – розподіл температури потоку в опускній ділянці реактору в поперечному напрямі в області вниз направленої течії холодного «струменя (язика, сектора)»

$X$  – координата по ширині опускної ділянки реактора, яка дорівнює нулю на осі холодного «язика»

$T_{DCHOT}$  – температура теплоносія на межі холодного «язика» або «фонова» температура

$\mu$  – мода і медіана нормального розподілу

$\sigma$  – середньоквадратичне відхилення функції розподілу

$\Delta T_{ave}$  – середнє значення температури теплоносія по ширині «язика» у поперечному перерізі

$T_{DCMIN}$  – мінімальна температура теплоносія на осі холодного «язика»

$p^w$  – розрахункове результуюче значення ширини холодного «язика»

$\alpha_{plume}(X)$  – функція нормального розподілу коефіцієнта тепловіддачі від внутрішньої поверхні корпусу реактора до теплоносія в опускній ділянці реактору

$HTC_{DC}$  – розрахункове результуюче «фонове» значення коефіцієнта тепловіддачі

$HTC_{STR}$  – усереднене по ширині холодного «язика» розрахункове результуюче значення коефіцієнта тепловіддачі на осі «язика»

$PW$  – поточне значення ширини «язика»

$T_{min}$  - мінімально-допустима температура металу корпусу реактора

$K_I$  - коефіцієнт інтенсивності напружень в найнебезпечнішій точці фронту дефекту

$T$  - розрахункова температура внутрішньої поверхні стінки корпусу реактора

$K_I(p)$  - коефіцієнт інтенсивності напружень від внутрішнього тиску

$K_I(\sigma_{res})$  - коефіцієнт інтенсивності напружень від залишкових напружень зварювання

$\sigma_{res}$  - залишкові напружень зварювання

$x$  - координата від границі наплавка-метал зварного шва

$S_w$  - ширина зварного шва без урахування наплавлення

$\Theta$  - Р-Т-критерій

$P_p$  - розрахункове значення тиску теплоносія біля поверхні стінки корпусу реактора

$T_p$  - розрахункове значення мінімальної температури внутрішньої поверхні стінки корпусу реактора

$P_{кр}$  - критеріальне значення тиску теплоносія біля поверхні стінки корпусу реактора

$T_{кр}$  - критеріальне значення температури внутрішньої поверхні стінки корпусу реактора

$t_p$  - момент розрахункового часу

## ВСТУП

### Обґрунтування вибору теми дослідження

Відповідно до «Енергетичної стратегії України на період до 2035 року» [1] планується збереження частки виробництва електроенергії на енергоблоках АЕС на досягнутому рівні – близько половини загального обсягу вітчизняного виробництва. Для виконання цього завдання необхідно підвищити безпеку, надійність та ефективність експлуатації діючих енергоблоків АЕС, продовжити експлуатацію енергоблоків АЕС в понадпроектний термін експлуатації, спорудити та ввести в експлуатацію нові енергоблоки. Продовження терміну експлуатації економічно вигідно, оскільки рівень капітальних витрат, необхідних для цього (виконання аналізів, модернізація обладнання і систем реакторної установки), значно нижче, ніж при будівництві нових енергоблоків [2].

Продовження експлуатації діючих енергоблоків має ряд переваг перед будівництвом нових в частині технічної ефективності та надійності. Зокрема, на існуючих енергоблоках вже створена і перевірена часом організаційна структура виробництва; працює досвідчений оперативний персонал, який знає і експлуатує їх протягом десятків років; є все необхідне для забезпечення життєдіяльності (лінії електропередач, гідротехнічні споруди, санітарно-захисна зона, транспорт і т. д.).

З іншого боку, при продовженні експлуатації виникає ряд специфічних завдань (проблем), пов'язаних, перш за все, з тим, що за проектний час експлуатації енергоблоків зріс рівень науки і техніки і, як наслідок, підвищилися вимоги до безпеки енергоблоків АЕС, частина проектних рішень морально застаріла, а деяке обладнання фізично зносилося.

Під час продовження експлуатації особлива увага приділяється оцінці технічного стану та продовженню експлуатації корпусу реактору, оскільки корпус є найдорожчим та найскладнішим елементом енергоблоку з точки зору виготовлення та заміни. Оцінка виконується розрахунковим методом за двома основними напрямками: аналіз циклічної міцності (аналізуються регламентні режими) та аналіз

з метою обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору (аналізуються аварійні сценарії, що супроводжуються інтенсивним заохолоджуванням тощо). При цьому, обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору також необхідно виконувати у разі будівництва нових енергоблоків та підвищення теплової потужності діючих енергоблоків, а також, з метою управління старінням корпусів реакторів.

Одним з важливих етапів обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору є теплогідролічний аналіз, наразі, виходячи з вітчизняного досвіду, для теплогідролічного аналізу застосовуються керівництва та методики, що містять лише загальні рекомендації, не враховують специфіку енергоблоків АЕС України, зокрема, останні модернізації та напрацьований досвід оцінки в рамках продовження терміну експлуатації тощо.

Прикладом модернізації, що перешкоджає формування умов термоудару є впровадження захисту від холодного опресування на системі захисту від перевищення тиску першого контуру. Починаючи обґрунтування для кожного наступного енергоблоку застосовується методика, що була використана під час виконання перших робіт для енергоблоків АЕС України (починаючи з енергоблоків №1 РАЕС та №1 ЮУАЕС).

Таким чином, виконується аналогічний об'єм робіт та застосовуються підходи, що вже не є актуальними, так як енергоблоки постійно модернізуються з метою усунення дефіцитів безпеки енергоблоків АЕС. Крім цього, в Україні виконано продовження терміну експлуатації більше ніж половини енергоблоків, що свідчить про напрацювання значного вітчизняного досвіду, який не враховується під час продовження терміну експлуатації енергоблоків, термін яких продовжується, що свідчить, що не буде застосовуватись у майбутньому, для управління старінням корпусу реактору, під час переоцінки енергоблоків та під час підвищення теплової потужності енергоблоків.

Виходячи з цього, існує потреба у розробці удосконаленої методики обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору в частині теплогідрравлічного аналізу, що і виконується в рамках дисертації з врахуванням досвіду здобувача з виконання обґрунтувань для енергоблоків АЕС України та досліджень термоудару корпусу реактору.

### **Мета і завдання дослідження**

Метою дослідження є удосконалення методики виконання теплогідрравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору енергоблоків АЕС України з врахуванням сучасних досліджень та досвіду. Дослідження виконується з застосуванням розрахункових моделей енергоблоку з реактором ВВЕР-1000. Удосконалена методика дозволить не лише підвищити якість отриманих результатів, а й зменшити часові витрати на виконання теплогідрравлічного аналізу за рахунок обмеження об'єму робіт, що не є необхідним, виходячи з отриманого раніше досвіду, в тому числі досвіду здобувача.

Для досягнення поставленої мети в роботі вирішуються такі завдання:

1. Аналіз існуючих методик теплогідрравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору. Визначення дефіцитів існуючих методик.
2. Аналіз результатів оцінки технічного стану корпусу реактору ВВЕР-1000 і актуального стану енергоблоків АЕС України.
3. Розробка інструментів (теплогідрравлічних моделей, спеціальних програмних засобів) для виконання кількісних обґрунтувань та спрощення розробки розрахункових моделей.
4. Виконання повного циклу розрахунків для пілотного енергоблоку з метою підтвердження твердження щодо обґрунтованого виключення сценаріїв, що не є представницькими.
5. Аналіз можливості застосування методики у разі підвищення потужності енергоблоків.

6. Апробація вітчизняних методик з розробкою нової удосконаленої методики для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору енергоблоків АЕС України.

Об'єкт дослідження – продовження ресурсу корпусу реактору ВВЕР-1000.

Предмет дослідження – теплогідрравлічний аналіз для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору енергоблоків АЕС України.

### **Методи дослідження**

Для досягнення поставленої мети і вирішення завдань дослідження були застосовані детерміністичний (теплогідрравлічний аналіз та розрахунки на міцність) та імовірнісний методи (імовірнісний аналіз). Ці методи дозволили отримати кількісні результати впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора та визначити найбільш консервативні (представницькі) аварійні послідовності з метою розробки удосконаленої методики. Достовірність отриманих результатів теплогідрравлічного аналізу забезпечено виконанням динамічної валідації теплогідрравлічних моделей для розрахункових кодів RELAP5.

Крім цього, для аналізу методик і результатів, а також, розробки удосконаленої методики був застосований аналітичний метод.

### **Наукова новизна отриманих результатів**

Наукове значення дисертаційної роботи полягає у тому, що вперше запропоновано кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора у вигляді Р-Т-діаграми, де виділена область, попадання в яку свідчить про загрозу термоудару; виділена область, попадання в яку свідчить про унеможливлення термоудару  $P < 5.2$  МПа та  $T > 88.5$  °С, та виділена область, в якій завдяки запропонованому критерію визначаються ступінь наближення стану теплоносія до критичної області. Через числове значення цього критерію в інтервалі  $0 < \Theta \leq 0.95$  можна зробити висновок про неможливість термоудару і, відповідно, недоцільність подальших розрахунків на міцність, при

значенні критерію  $\Theta > 0.95$  для остаточного висновку необхідно проводити розрахунки на міцність.

### **Особистий внесок здобувача**

Основні положення і результати дисертації отримані автором самостійно. Під час отримання результатів, представлених у дисертації та у публікаціях у співавторстві, здобувач приймав участь у всіх етапах робіт з теплогідравлічного аналізу: розробці методологічних підходів до проведення теплогідравлічного аналізу для енергоблоків АЕС України на базі міжнародного досвіду та вимог, розробці та валідації розрахункових моделей для коду RELAP5 з детальною розбивкою опускної ділянки реактора та коду GRS-MIX, що дозволили врахувати формування умов термоудару, розробці допоміжних програмних засобів, виконання теплогідравлічного аналізу з підготовкою граничних умов для розрахунків на міцність для енергоблоків з реактором ВВЕР-1000, дослідженнях впливу модернізацій енергоблоків на формування умов термоудару та локальних теплогідравлічних процесів, узгодженні звітних матеріалів у ДП «НАЕК «Енергоатом» (включаючи АЕС) та Держатомрегулювання України.

Базуючись на вищенаведеному, здобувачем був виконаний аналіз та апробація діючих методик теплогідравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору з наступною розробкою удосконаленої методики виконання теплогідравлічного аналізу для енергоблоків АЕС України з реактором ВВЕР-1000.

### **Апробація матеріалів дисертації**

Основні положення та результати дисертації доповідалися та обговорювалися на таких міжнародних наукових конференціях та зустрічах:

- II міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики», 05-07 жовтня 2010 р., м. Одеса, Україна;
- IX міжнародна науково-технічна конференція «Безпека, ефективність, ресурс ЯЕУ», 04-09 жовтня 2011 р., м. Севастополь, Україна;

- III міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики», 24-28 вересня 2012 р., м. Одеса, Україна;
- X міжнародна науково-технічна конференція «Безпека, ефективність, ресурс ЯЕУ», 02-07 жовтня 2012 р., м. Севастополь, Україна;
- XXI міжнародна конференції з ядерної енергетики ICONE21, 29 липня – 02 серпня 2013 р., м. Ченгду, Китай;
- XXII міжнародна конференції з ядерної енергетики ICONE22, 07-11 липня 2014 р., м. Прага, Чеська Республіка;
- VIII міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів «Проблеми сучасної ядерної енергетики», 18-20 жовтня 2017 р., м. Харків, Україна;
- VI міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики», 04-06 вересня 2018 р., м. Одеса, Україна;
- XXVII міжнародна конференції з ядерної енергетики ICONE27, 19-24 травня 2019 р., м. Ібаракі, Японія;
- XVIII міжнародна тематична зустріч з питань теплогідравліки ядерного реактора (NURETH-18), 18-23 серпня 2019 р., м. Портланд, США.
- II науково-практична конференція «Проблеми розвитку науки в контексті трансформацій суспільства», 28-29 серпня 2020 р., м. Хмельницький, Україна.

### **Структура та обсяг дисертації**

Робота складається із вступу, шести розділів, висновків, списку використаних джерел (128 найменувань) та шести додатків. Загальний обсяг дисертації складає 224 сторінки, в тому числі 130 сторінок основного тексту, включаючи 8 таблиць (на 10 стор.) та 65 рисунки (на 43 стор.), список публікацій (на 16 стор.). У додатках містяться: відомості про апробацію результатів дисертації, аналіз результатів оцінки технічного стану корпусу реактору енергоблоків АЕС України, опис програмних засобів для підготовки вихідних даних, перелік сценаріїв та вибір консервативних припущень для теплогідравлічного аналізу, результати рішення нестационарної

термомеханічної задачі в постановці лінійної механіки руйнування, акти про впровадження результатів дисертаційної роботи.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами, грантами**

Наукові дослідження за темою дисертації виконано відповідно до Енергетичної стратегії України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність», схваленої розпорядженням Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 року № 605-р. [1], комплексної програми робіт щодо продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних електростанцій затвердженої Розпорядженням КМУ від 29 квітня 2004 року № 263-р) [3] та у рамках держбюджетної НДР № 124-42 «Дослідження можливостей удосконалення сучасних енерготехнологій і подальшої модернізації основного та допоміжного обладнання АЕС» № ДР 0116U004924 (2016 -2020 рр.), у якості наукового керівника та відповідального виконавця госпдоговірних робіт №1768-42 «Розробка методологічних підходів до виконання теплогідравлічних та імовірнісних розрахунків для оцінки технічного стану та перепризначення терміну експлуатації реактора енергоблоку № 3 ОП ЮУАЭС» [4, 5], №11-1/19 «Апробація типової програми оцінки технічного стану та продовження ресурсу експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000» ПМ-Т.0.03.415-16» в частині розрахунків теплогідравлічних параметрів» [6], №11-2/20 «Апробація положень «Методики оцінки крихкої міцності корпусів реакторів ВВЭР» СОУ НАЕК 177:2019» з метою уніфікації вимог до розрахунку теплогідравлічних параметрів імовірнісних оцінок в рамках оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України» [7].

### **Практичне значення отриманих результатів**

Практична цінність дисертації визначається тим, що розроблена удосконалена методика може бути застосована для продовження експлуатації енергоблоків АЕС України з реакторами ВВЕР-1000, для яких відповідні роботи ще не розпочато, зокрема, енергоблоків №6 ЗАЕС, №2 ХАЕС та №4 РАЕС. Крім цього, методика

може бути використана для управління старінням корпусу реактору після продовження терміну експлуатації та обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору з метою підвищення теплової потужності енергоблоків, так як діючі обґрунтування у цьому разі втрачають актуальність та виникає потреба у нових актуальних дослідженнях.

Також, після продовження терміну експлуатації енергоблоки потребують управління їх старінням, зокрема управління старінням корпусу реактору, у відповідності до вимог Міжнародної агенції з атомної енергетики МАГАТЕ [8, 9], нормативного документу [10], стандартів ДП «НАЕК «Енергоатом» [11, 12]. У 2020 році розпочато роботи з реалізації заходів з управління старінням елементів і конструкцій енергоблоку №1 ХАЕС, визначених за результатами оцінки технічного стану під час продовження терміну експлуатації. В рамках цього у 2022 році буде виконуватись повноцінний теплогідравлічний аналіз з метою оцінки технічного стану, де удосконалена методика може бути застосована.

Результати дисертації впроваджено при виконанні госпдоговірних науково-дослідних робіт (Договір №1768-42 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Розробка методологічних підходів до виконання теплогідравлічних та імовірнісних розрахунків для оцінки технічного стану і перепризначення терміну експлуатації реактора енергоблоку № 3 ВП ЮУАЕС» [4, 5] (підходи були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та Держатомрегулювання України у складі документації, наданої для продовження терміну експлуатації), договір №11-1/19 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація «Типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000» ПМ-Т.0.03.415-16» у частині розрахунку теплогідравлічних параметрів» [6] (результати апробації були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та застосовані для удосконалення типової програми) та договір №11-2/20 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація положень «Методики оцінки крихкої міцності корпусів реакторів

ВВЕР» СОУ НАЕК 177:2019» з метою уніфікації вимог до розрахунку теплогідравлічних параметрів та імовірнісних оцінок в рамках оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України» [7] (результати апробації застосовані для удосконалення типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000) та у навчальний процес кафедри АЕС Одеського національного політехнічного університету, про що є відповідні акти (Додаток Е).

# РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДИК ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО АНАЛІЗУ ДЛЯ ОБҐРУНТУВАННЯ ОПОРУ КРИХКОМУ РУЙНУВАННЮ КОРПУСУ РЕАКТОРУ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ

У розділі 1 представлено результати досліджень відповідно до задачі №1, в рамках якої проаналізовано існуючі методики теплогідравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору та визначено дефіцити існуючих методик.

## 1.1 Існуючі методики

На даний момент для теплогідравлічного аналізу (ТГА) в рамках обґрунтування опору крихкому руйнуванню (ОКР) корпусу реактору (КР) застосовуються наступні міжнародні методики та підходи: NUREG-1809 [13], IAEA-EBP-WWER-08 [14], VERLIFE [15, 16], IAEA-TECDOC-1627 [17].

Починаючи з 2006 року, обґрунтування ОКР КР для атомних електростанцій (АЕС) України виконувались згідно керівництва МАГАТЕ IAEA-EBP-WWER-08 [14], з метою продовження експлуатації енергоблоків №1,2 РАЕС з реактором ВВЭР-440 та оцінки технічного стану (ОТС) енергоблоків №2 ХАЕС та №4 РАЕС.

Надалі обґрунтування для енергоблоків з реактором ВВЕР-1000 (№1-3 ЮУАЕС, №1-5 ЗАЕС, №3 РАЕС, №1 ХАЕС) виконувались/виконуються не тільки згідно керівництва МАГАТЕ IAEA-EBP-WWER-08 [14], а й згідно керівництв та методик МАГАТЕ IAEA-TECDOC-1627 [17], VERLIFE [15] та NUREG-1809 [13].

Наразі, вищенаведені методики перетинаються між собою в цілому, тому на їх базі були розроблені вітчизняні документи: методика оцінки міцності та ресурсу КР СОУ НАЕК 177:2019 [18] (випущено у 2019 році взамін методики МТ-Д.0.03.391-09 [19]), типова програма ОТС та продовження терміну експлуатації (ПТЕ) КР, верхнього блоку і головного роз'єму реактора ПМ-Т.0.03.415-16 [20], робочі програми ОТС та ПТЕ для кожного енергоблоку окремо.

Наразі, методики ТГА, що застосовуються на даний час, є загальними та не враховують специфіку енергоблоків АЕС України, зокрема, останні модернізації та напрацьований досвід оцінки в рамках продовження експлуатації (ПТЕ виконано для 10 вітчизняних енергоблоків).

Починаючи обґрунтування для кожного наступного енергоблоку застосовується методика, що була використана під час виконання перших робіт для енергоблоків АЕС України (енергоблоки №1 РАЕС та №1 ЮУАЕС). Таким чином, виконується аналогічний обсяг робіт та застосовуються підходи, що вже не є актуальними, так як енергоблоки постійно модернізуються з метою усунення дефіцитів безпеки енергоблоків АЕС. Наприклад, для виключення надлишкового навантаження КР та обладнання першого контуру було впроваджено захід, який полягає у зниженні тиску гідравлічних випробувань першого контуру [21].

Враховуючи вищенаведене, виникла необхідність в удосконаленні методики [18] та програми [20], а також, можливої розробки удосконаленої методики. Це дозволить не лише підвищити якість отриманих результатів, а й зменшити часові витрати на виконання ТГА за рахунок обмеження обсягу робіт, що не є необхідним, виходячи з отриманого раніше досвіду, в тому числі досвіду здобувача.

## 1.2 Світовий досвід аналізу термоудару

Дослідження термоудару (ТУ) поширені у всьому світі. Зокрема, ТГА з метою обґрунтування ОКР КР виконувався, або виконується для енергоблоків наступних АЕС [22]: Оконі-1, Робінзон-2, Калверт Кліфз-1, Бівер Лоу - 1, Палісад (Сполучені Штати Америки) [13, 14, 23-31]; Темелін та Дуковани (Чеська Республіка) [32-34]; Ловііза (Фінляндія) [14, 35-38]; реактор Конвой (Німеччина) [14, 34, 38]; реакторів ВВЕР-1000 (Російська Федерація) [14, 34, 38] та інших енергоблоків АЕС.

Крім цього, на даний момент Україна продовжує роботи з ПТЕ енергоблоків АЕС. Одночасно виконується повний цикл аналітичних обґрунтувань, включаючи ТГА з метою обґрунтування ОКР КР.

Інформація про стан енергоблоків АЕС України з реакторами ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 наведена в Табл. 1.1.

Табл. 1.1 – Стан енергоблоків АЕС України

| Енергоблок | Тип реакторної установки (реактору) | Введення в експлуатацію | Кінець проектного терміну експлуатації | Кінець терміну експлуатації після продовження |
|------------|-------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------|-----------------------------------------------|
| РАЕС1      | В-213 (ВВЕР-440)                    | 1981                    | 2010                                   | 2030                                          |
| РАЕС2      | В-213 (ВВЕР-440)                    | 1982                    | 2011                                   | 2031                                          |
| ЮУАЕС1     | В-302 (ВВЕР-1000)                   | 1982                    | 2013                                   | 2023                                          |
| ЗАЕС1      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1984                    | 2015                                   | 2025                                          |
| ЮУАЕС2     | В-338 (ВВЕР-1000)                   | 1985                    | 2015                                   | 2025                                          |
| ЗАЕС2      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1985                    | 2016                                   | 2026                                          |
| РАЕС3      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1986                    | 2017                                   | 2037                                          |
| ЗАЕС3      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1986                    | 2017                                   | 2027                                          |
| ЗАЕС4      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1987                    | 2018                                   | 2028                                          |
| ХАЕС1      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1987                    | 2018                                   | 2030                                          |
| ЮУАЕС3     | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1989                    | 2020                                   | 2030                                          |
| ЗАЕС5      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1989                    | 2020                                   | -                                             |
| ЗАЕС6      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 1995                    | 2026                                   | -                                             |
| РАЕС4      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 2004                    | 2035                                   | -                                             |
| ХАЕС2      | В-320 (ВВЕР-1000)                   | 2004                    | 2035                                   | -                                             |

Як видно з таблиці, термін експлуатації енергоблоків №3 РАЕС, №3 ЮУАЕС №1 ХАЕС та №3,4 ЗАЕС нещодавно продовжено (за останні 3 роки) після впровадження значної кількості модифікацій систем та окремого обладнання енергоблоків.

### 1.3 Загальні міркування та мета аналізу

Усі методики в цілому описують схожий порядок виконання ТГА, починаючи вибором початкових умов (ПУ) для перехідних процесів (сценаріїв) до підготовки граничних умов (ГУ) для розрахунку на міцність. Наразі, є різниця у викладенні детальних рекомендацій щодо виконання аналізу.

Відповідно до [15] ТГА переслідує дві основні мети: вибір сценаріїв та забезпечення ГУ для проведення розрахунку на міцність. Теплогідравлічні

розрахунки повинні дати залежність від часу наступних параметрів при аваріях з охолодженням теплоносія (ТН): поле температури в опускній ділянці реактору (ОДР); коефіцієнти теплопередачі від ТН до внутрішньої поверхні стінки КР в ОДР; тиск в першому контурі.

Ці параметри використовуються в якості ГУ для подальших розрахунків полів температур і напружень на стінці КР. Деякі теплогідрравлічні розрахункові коди (РК) дають безпосередньо розподіл температури на внутрішній поверхні стінки КР. У цих випадках немає необхідності розраховувати температури ТН і коефіцієнти теплопередачі.

По суті, аналіз з метою обґрунтування ОКР КР - це комплексне завдання, що складається з серії послідовних ТГА, імовірнісних аналізів і розрахунків на міцність.

Теплогідравлічна частина аналізу аварійних сценаріїв, що викликають ТУ, включає системні аналізи та аналізи перемішування. Системні ТГА виконуються за допомогою теплогідрравлічних комп'ютерних РК. Результати системних аналізів аварійних сценаріїв (температури, тиск, витрати середовищ тощо) використовуються в якості ГУ для аналізів перемішування в головному циркуляційному трубопроводі (ГЦТ) і в ОДР. Такі аналізи виконуються для вихідних подій (ВП), що характеризуються низьким темпом природної циркуляції (або застоєм потоку) ТН в ГЦТ без формування рівня в ОДР. Наразі, аналіз перемішування не виконується для сценаріїв з формуванням стійкої циркуляції у петлі під час підвищення тепловідводу через другий контур у разі втрати котлової води другого контуру (консервативно не розглядається ізоляція парогенератору (ПГ) по лінії аварійної живильної води (ЖВ)).

Методика ТГА відрізняється у різних країнах, тому на Рис. 1.1 представлена методика, що застосовується в Україні в схематичному вигляді.

#### 1.4 Системи, що мають відношення до виникнення термоудару

Відповідно до [15] зазвичай при проведенні аналізу ТУ розглядаються наступні системи: система охолодження реактора, головна запірні засувка (ГЗЗ),

система захисту реактора, компенсатор тиску (КТ) і система контролю тиску, система аварійного охолодження активної зони реактора (САОЗ), система хімічного і об'ємного контролю, система головних паропроводів, система ЖВ, забезпечуючі системи (важливі для аналізу ТУ), системи, що відносяться до заливу шахти реактора, трапні води контайнменту, контайнмент (конфайнмент), теплообмінник САОЗ.

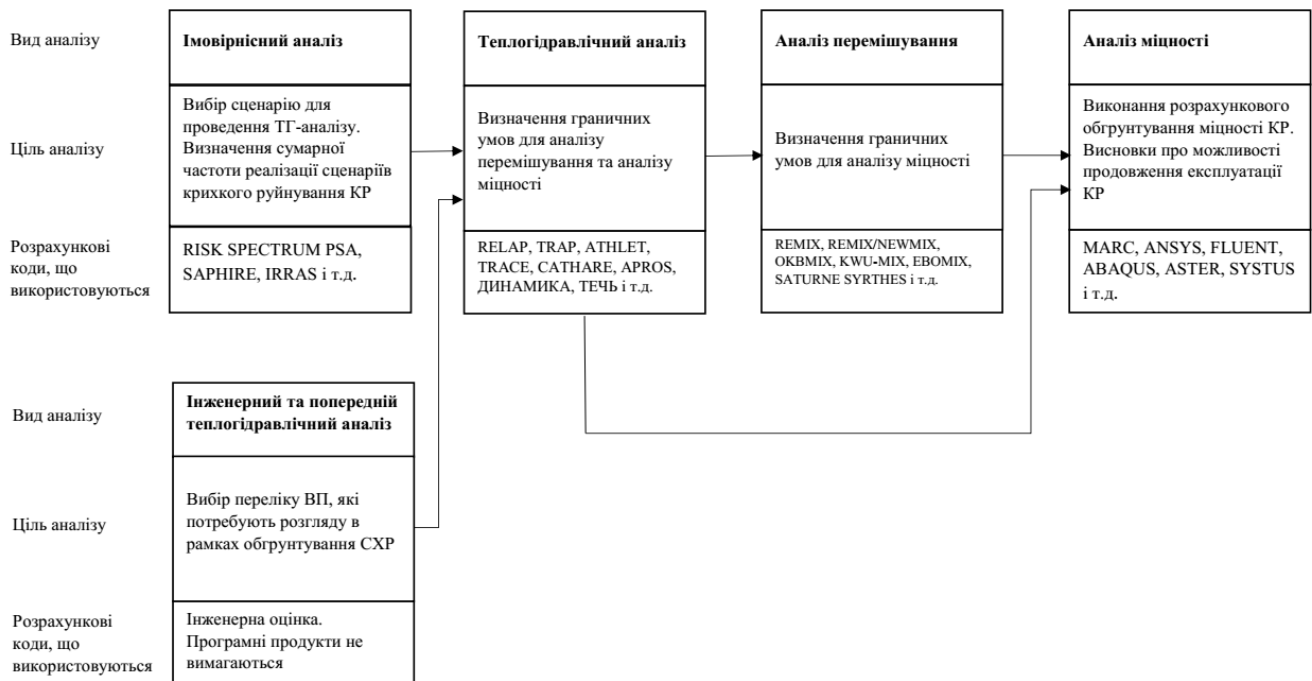


Рис. 1.1 – Схематичний вигляд методики виконання аналізу з метою обґрунтування ОКР КР

Відповідно до обраних послідовностей перехідних режимів повинні визначатися проектні та експлуатаційні характеристики систем, що розглядаються при аналізі ТУ.

Розрахункові теплогідравлічні моделі, що застосовуються для аналізу ТУ КР енергоблоків АЕС України, містять наступні основні складові ядерної паровиробної установки (ЯПВУ), що по формулюванням відрізняються від наведених у [15]: реактор, ГЦТ (включаючи головний циркуляційний насос (ГЦН)), система компенсації тиску, система підживлення-продувки, система аварійного газовидалення (САГ), САОЗ, система паропроводів свіжої пари, пароскидні

пристрої (ПСП) другого контуру, системи основної, допоміжної та аварійної ЖВ ПГ.

ГЗЗ застосовуються лише в конструкції енергоблоків №1,2 ЮУАЕС (В-302, В-338), наразі функціонують в ручному режимі у відповідності до протиаварійних інструкцій з метою локалізації аварійних ПГ. Системи, що відносяться до заливу шахти реактора, не моделюються, так як відсутні у конструкції енергоблоків АЕС України з реактором ВВЕР-1000. Трапні води контайнменту не враховуються так як у конструкції енергоблоків з реактором ВВЕР не впливають на формування умов ТУ. Контайнмент враховується на функціональному рівні, тобто враховуються консервативні параметри в гермооболонці (ГО) в приміщеннях, де знаходиться обладнання систем, що входить в границі моделі, наразі, безпосередньо приміщення не моделюються.

По суті, слід розглядати системи та обладнання, що впливають на формування умов ТУ, і ці системи та обладнання повинні бути враховані під час вибору РК та розробки розрахункових моделей для виконання аналізу (див. 1.9). Прикладами є впровадження в експлуатацію регулюючих клапанів на напорі насосів САОЗ та реалізація блокувань імпульсно-запобіжного пристрою (ІЗП) КТ для запобігання холодного опресування [39, 40] на енергоблоках №1,2 ЮУАЕС та використання інжектора в САОЗ, ефективність якого досліджено у [41] та який впровадження якого може зменшити вплив ТУ на КР за рахунок підігріву охолоджуючої води до 140-160 °С.

### 1.5 Вимоги до методу розрахунку

Відповідно до [15, 17] повинні бути перевірені методи розрахунку. ТГА послідовностей заохолодження включають в себе безліч особливостей, які відрізняються від характеристик при аналізі аварій, виконаних щодо охолодження активної зони. Використовувані методи повинні бути здатні моделювати системи нормальної експлуатації, такі як системи управління, основна система ЖВ і система підживлення-продувки, так як правильна робота цих систем зазвичай призводить до

більш значного заохолодження. Теплові втрати від систем повинні бути змодельовані при виконанні ТГА. Необхідно змодельовати безпосереднє підживлення реактору від САОЗ. Моделювання тиску в РК повинно бути здатне обчислювати тиск, який може виникнути після повторного переопресування.

Нерівномірне заохолодження слід аналізувати за допомогою відповідних інженерних РК для аналізу перемішування рідин, які здатні враховувати термічну стратифікацію ТН після початку вприскування холодної води САОЗ в холодну нитку ГЦТ. Вони повинні мати можливість визначати азимутальні та осьові напрямки, а в деяких випадках також розподіл температури в радіальному напрямку рідини в ОДР та азимутальний і осьовий розподіл коефіцієнта тепловіддачі від ТН до внутрішньої поверхні стінки КР. Сучасні квазітривимірні методи, що застосовуються в РК перемішування на основі інженерних моделей або регіональної моделі перемішування, дозволяють досить точно розрахувати ступінь термічної стратифікації, відповідної загальної реакції системи.

Відповідно до [15] перспективним інструментом для прогнозування турбулентного перемішування рідин з різними температурами і швидкостями в системах складної геометрії є тривимірний розрахунковий гідродинамічний РК, який використовує метод кінцевих елементів або метод кінцевих різниць.

Експонентний спад температури в об'ємі перемішування (модель перемішування чаші) дає дуже просте уявлення про тимчасове заохолодження. Цей підхід також може бути використаний, якщо об'єм перемішування правильно визначено і додається тепловіддача від ТН до внутрішньої поверхні стінки КР.

## 1.6 Умови, що передують формуванню термоудару

Відповідно до [15] процеси охолодження повинні розраховуватися до моменту, поки в першому контурі не встановились стійкі параметри. У багатьох випадках це означає, що температура в першому контурі досягає температури води в баках САОЗ, трапних вод в контайнмент або температури на виході теплообмінника САОЗ.

Темп охолодження повинен визначатися з урахуванням різних аспектів. До тих пір, поки підтримується вимушена або інтенсивна природна циркуляція, може здійснюватися охолодження всього першого контуру (за виключенням КТ та верхньої камери змішування). При стагнації потоку в першому контурі має враховуватися наявність в ОДР холодних «язиків» внаслідок неоднорідного і асиметричного розподілу температури і коефіцієнта теплопередачі [42].

Для випадків стагнації потоку робляться деякі допущення [15]:

- для аварії з втратою ТН під час компенсуємої течії, коли ГЦН знаходяться на вибігу за дуже низького тепловідводу, відбувається стагнація потоку при витраті ТН в петлі практично рівному витраті потоку, що впорскується;

- для аварії з втратою ТН під час некомпенсуємої течії початок стагнації відбувається при надходженні пари в гарячі нитки. Холодні «язики» (холодні «сектори» або холодні «струмені») призводять до неоднорідності поля температури і коефіцієнту теплопередачі. Холодний «язик» означає неоднорідність температури в ОДР в радіальному і азимутальному напрямках, в той час як холодні «сектори» визначають неоднорідність тільки в азимутальному напрямку. Як холодний «язик», так і холодний «сектор» означають надходження холодної води в ОДР, заповнену гарячим ТН. З іншого боку, холодний «струмінь» означає надходження холодної води в ОДР, яка містить пару. Це призводить до підживлення холодних ниток ГЦТ від САОЗ (вприск з САОЗ високого тиску (ВТ) і частково САОЗ низького тиску (НТ)) або ОДР безпосередньо (з гідроємності (ГЄ) або часткового підживлення з САОЗ НТ).

Неоднорідності полів температури і швидкості в ОДР можуть впливати на витрату ТН і на початок стагнації потоку в окремих петлях. Тому для проведення ТГА рекомендується застосовувати двомірне моделювання ОДР.

Вплив неоднорідності температури враховується при аналізі гальмування потоку в петлі або при несиметричному охолодженні з боку другого контуру. Навіть при однорідності температури в ОДР можуть спостерігатися великі відмінності

витрати ТН. Неоднорідність коефіцієнта теплопередачі повинна досліджуватися додатково до аналізу розподілу температури. Для різних сценаріїв з ТУ (загальне охолодження, асиметричні «язики») можуть бути підготовлені різні групи консервативних припущень.

Зміни тиску в першому контурі визначаються відповідно до ВП і параметрів системи. Можливе збільшення тиску в першому контурі має оцінюватися в кожному випадку, коли течії можуть компенсуватися або бути ізольовані, або коли переохолодження викликається відхиленнями в другому контурі.

Згідно методик [15, 17] при виборі перехідних процесів для виконання детерміністичного аналізу важливо розглядати кілька факторів, що визначають механізми теплового і механічного навантажень в ОДР в сценаріях з переохолодженням. Такими факторами є:

- кінцева температура в ОДР (несприятливим фактором є більш низька кінцева температура).
- швидкість зменшення температури в ОДР (небажаним фактором є більш висока швидкість зменшення температури).
- неоднорідність охолодження КР, що характеризується холодними «язиками» і їх взаємодією; неоднорідністю коефіцієнта тепловіддачі від ТН до внутрішньої поверхні стінки в ОДР (небажана значна неоднорідність).
- тиск в першому контурі (більш високий тиск - несприятливо).
- ширина холодного «язика» (несприятливий більш вузький «язик»).
- початкова температура в опускній камері (несприятлива більш висока початкова температура),
- стратифікація або стагнація потоку в холодній нитці (несприятливі більш низька швидкість потоку в холодній нитці або загальна стагнація потоку).

Також згідно [15, 17] необхідно розглядати на енергоблоках АЕС з ВВЕР можливість охолодження КР з зовнішньої сторони. У деяких ситуаціях шахта реактора може заливатися холодною водою з системи аварійного охолодження або

спринклерної системи. Для ВВЕР-440/213 (забезпечених системою зниження тиску) деякі сценарії аварії припускають перелив води з тарілок барботажно-вакуумної системи на підлогу приміщення ПГ (при середніх і великих течах) і, тому, шахта реактора може заливатися після перевищення рівня води в тарілках. Подібним чином на енергоблоках АЕС Ловііза, які оточені контайнментом з крижаним конденсатором, шахта реактора заливається після танення криги в більшості сценаріїв з виходом високоенергетичного ТН в контайнмент [17].

Окрім того, як зазначено в [22], в процесі експлуатації КР піддається нейтронному опроміненню, що викликає локальне підвищення крихкості матеріалу самого КР і зварних швів (ЗШ) в області розміщення активної зони. Якщо в КР існувала тріщина критичного розміру, то, в результаті такого радіаційного окрихчування, в певних аварійних сценаріях ця тріщина може швидко збільшитися і, проникаючи всередину, викликати порушення цілісності КР.

До таких аварійних сценаріях відноситься швидке заохолодження (ТУ) внутрішньої поверхні КР і ОДР, яке може супроводжуватися подальшим зростанням тиску в реакторі. Тяжкість наслідків зазначених аварійних сценаріях залежить від комбінації наступних трьох факторів: темпу заохолодження, що визначає температурне навантаження на КР; мінімальної температури матеріалу КР, яка контролює ОКР; зміни тиску в першому контурі, що визначає гідравлічне навантаження на КР.

Основними факторами, які можуть привести до крихкого руйнування КР, є [17]:

- швидке зниження температури в ОДР;
- низька кінцева температура в ОДР (особливо, в поєднанні з високою початковою температурою);
- високий тиск першого контуру протягом перехідного процесу;

- низьку витрату або стагнація потоку в ГЦТ, до яких приєднані патрубки САОЗ (в цьому випадку можлива стратифікація потоків і утворення холодних «язиків»);

- неоднорідне температурне поле в ОДР (холодні «язики, струмки, сектора») - найбільш небажаний стан, коли мінімальна температура холодного «язика» поєднується з максимальною середньою температурою;

- значна відмінність між коефіцієнтами тепловіддачі на внутрішній поверхні КР - найбільш небажаний стан, коли максимальне значення коефіцієнта тепловіддачі в зоні холодного «язика» поєднується з мінімальним значенням коефіцієнта тепловіддачі в середньому по ОДР;

- взаємодія найближчих двох холодних «язиків» (злиття холодних «язиків» зазвичай призводить до гірших наслідків по відношенню до ТУ, ніж кілька окремих холодних «язиків»), а також форма холодного «язика» (більш тонкий холодний «язик» є більш гіршим випадком за умови однакових різниці температур і коефіцієнтів тепловіддачі між холодним «язиком» і в середньому по ОДР).

Процес заохолодження може носити як асиметричний (утворення одного холодного «язика, струмка, сектора») або симетричний характер (утворення декількох зон заохолодження, наприклад, при роботі всіх каналів САОЗ).

Для холодних «язиків» та холодних «струмків» визначальним є процес перемішування охолоджуючої води САОЗ і ТН в ГЦТ на вході в ОДР.

Так, наприклад, при малих течах, коли ОДР заповнена, надходження охолоджувальної води САОЗ в ГЦТ в умовах природної циркуляції однофазного ТН супроводжується формуванням холодних «струмків», що рухається в сторону реактора. На вході в ОДР, внаслідок розтікання «струмка» по поверхні корпусу і шахти реактора, утворюється «язик» - затоплений «струмок» з більш низькою температурою, ніж навколишній її ТН. Такий процес заохолодження може протікати, як в умовах зниження, так і подальшого зростання тиску в першому контурі [60].

При великих течах, що супроводжуються швидким зниженням тиску, пароутворенням і формуванням рівня ТН в ОДР, а також зривом природної циркуляції ТН, холодний (вільний) «струмок» в патрубках холодних ниток реактора або САОЗ може набувати форму «струмка».

Формування холодного «сектора» (області з низькою температурою) в ОДР асоціюється з заохолоджуванням ТН внаслідок швидкого зниження тиску в ПГ, наприклад, при розривах паропроводу або відкритті ПСП другого контуру. Такий процес заохолоджування може протікати з подальшим зростанням тиску в першому контурі.

У разі несиметричного заохолоджування і / або стагнації потоку в першому контурі (в холодних нитках ГЦТ і ОДР) результати системного РК не є надійними для розрахунку температурних полів [17], тому слід дотримуватися аналізу теплового перемішування із застосуванням інженерних РК перемішування [43], таких як REMIX [61], GRS-MIX [44], BMIX++ [45], COMMIX [62] тощо (див. п. 1.9.2). Також, для аналізу перемішування застосовуються спеціальні методики, порівняння яких наведено у [43, 63, 64].

## 1.7 Категоризація та групування вихідних подій та сценаріїв

### 1.7.1 Загальні підходи до вибору вихідних подій та розробки сценаріїв

У відповідності до [17]<sup>1</sup> вибір перехідних процесів для проведення детерміністичного аналізу повинен виконуватися комплексно, починаючи зі сценаріїв аварій, визначених у звіті з аналізу безпеки (ЗАБ). Відповідно до методики [15] додатково слід врахувати накопичений на енергоблоках АЕС з ВВЕР досвід експлуатації.

Основна мета - вибрати ВП, які самі по собі є подіями ТУ або разом з іншими наслідками можуть привести до ТУ. Послідовності також можуть бути класифіковані з точки зору важливості, якщо це передбачено методикою, що

---

<sup>1</sup> Оскільки, методика IAEA-TECDOC-1627 є доопрацюванням (розширення) методики IAEA-EBP-WWER-08, тому далі згадується лише методика IAEA-TECDOC-1627.

застосовується. У цьому випадку вибір повинен відповідати імовірнісній оцінці ризику [65], якщо вона використовується.

У деяких країнах проводяться комплексні імовірнісні дослідження ТУ для вибору найбільш важливих послідовностей, що характеризуються формування умов ТУ на КР [15, 17, 46]. Під час виконання теплогідравлічних розрахунків на підтримку обґрунтування цілісності КР в Україні використовуються детерміністичні та імовірнісні підходи для врахування як сценаріїв, які, очевидно, призведуть до ТУ, так і сценарії, які можуть не призвести до серйозних наслідків, але мають високу імовірність реалізації, тому не можуть бути проігноровані.

Відповідно до [17] та [18] детерміністичний підхід базується на відборі ВП (зі списку подій), які представляють потенційну небезпеку з точки зору цілісності КР, та подальшого їх аналізу з використанням консервативних припущень. Характерною особливістю такого підходу є використання принципу одиничної відмови систем безпеки (СБ). Загалом, підхід аналогічний тому, який використовується при аналізі проектних аварій.

Відповідно до [15] аварії з переохолодженням ТН відрізняються великою складністю. Часто заздалегідь неможливо визначити консервативні або обмежуючі умови для всіх параметрів системи. Інженерна оцінка не може бути достатньою для вирішення питання про те, чи призводить розглянута аварія безпосередньо або разом з іншими наслідками до ТУ, який є потенційною загрозою цілісності КР. Тому проведення ТГА часто необхідно для вибору з великої кількості аварій таких, які ініціюють події і сценарії, які визначаються як обмежуючі в межах розглянутих груп подій.

На основі результатів якісного аналізу зі списку ВП, що призводять до подібних наслідків, визначаються події-представники (тобто події, які призводять до більш несприятливих наслідків з точки зору цільових параметрів розрахунку, наприклад, низька температура за високого тиску) для подальшого їх детального моделювання з використанням термогідравлічних РК.

Згідно з методикою [15] при оцінці цілісності КР розглядаються, головним чином, навантаження, пов'язані з режимами роботи енергоблоків АЕС, що призводять до ТУ. Виникнення цих режимів, що характеризуються швидким охолодженням ТН першого контуру при високому тиску, в великій мірі залежить від реального стану енергоблоків АЕС, її структури, систем та дій оператора.

Також необхідно проводити оцінку цілісності для сценаріїв з низькотемпературним переопресуванням, коли при низькій температурі ТН тиск в першому контурі перевищує допустиме значення (в основному, такі режими мають місце під час пуску енергоблоку або у стані зупину). Вимоги до теплогідравлічних розрахунків в цьому випадку не відрізняються від вимог до розрахунку режимів, що призводять до ТУ, при високому тиску і, тому, розглядаються разом аналогічно [15].

Вибір перехідних режимів, що призводять до ТУ, виконується в повному обсязі з урахуванням різних аварійних послідовностей (АП), включаючи вплив відмов обладнання і (або) дій оператора. Розглянуті під час аналізу ТУ послідовності подій є специфічними для кожного енергоблоку і тому всі істотні особливості блоку повинні прийматися до уваги.

Якщо окремі ВП обов'язково призводять до відмов, то вони також враховуються в аналізі. Так як застосування критерію одиничної відмови безпосередньо не впливає на аналіз подій з ТУ, то цей вплив необхідно ретельно оцінювати. В основному, увага приділяється відмінностям, що стосуються аналізу аварій, пов'язаних з охолодженням активної зони.

Вибір перехідних процесів для детерміністичної оцінки ґрунтується на аналітичному та інженерному судженнях з використанням підходу, заснованого на аналізі проектної бази, в поєднанні з досвідом виконання такого типу аналізу [17]. Важливо враховувати кілька факторів, що визначають термічні та механічні механізми навантажень в ОДР під час подій, пов'язаних з захолюванням.

Як зазначено в [22], вибір сценаріїв проводиться з урахуванням різних АП, при цьому розглядається вплив відмов обладнання та/або дій ОП. У обґрунтуваннях для

енергоблоків АЕС України приймається час до початку дій ОП – 15 хвилин, наразі, для енергоблоків АЕС Японії – 10 хвилин, для енергоблоків АЕС Сполучених Штатів Америки (США) – 30 хвилин [66].

АП, які розглядаються під час аналізу ОКР КР, специфічні для кожного типу блоків і тому повинні бути враховані всі особливості енергоблоків АЕС, що впливають на цілісність КР.

Імовірнісний підхід дозволяє здійснити більш повний аналіз подій, потенційно небезпечних з точки зору цілісності КР. Перш за все, це пов'язано з врахуванням численних відмов обладнання. Це може допомогти у виявленні конкретних сценаріїв перехідного процесу, які найбільшою мірою сприяють загальному ризику ТУ.

У [18] зазначалося, що використання імовірнісного підходу вимагає великої кількості робочої сили (порівняно з детерміністичним підходом). Тому імовірнісний підхід, як правило, застосовується на додаток до детермінованого підходу та застосовується після обчислень з використанням детермінованого підходу у разі необхідності глибокого аналізу. В роботі [15] також було зазначено, що імовірнісний аналіз виникнення ТУ розцінюється як додатковий до детерміністичного.

Однак на практиці в рамках роботи в Україні імовірнісний аналіз є не менш значущим, ніж детерміністичний аналіз, тому він проводиться паралельно і є обов'язковим (не додатковим) [2, 72]. На основі імовірнісного аналізу визначаються домінантні сценарії з високою імовірністю реалізації (частота більше  $10^{-8}$  1/рік відповідно до вимог п. 2.5.3.2 [47]), які потенційно призводять до ТУ. Якщо імовірність менше описаної межі, цей сценарій (послідовність) вважається другорядною, тому не розглядається [17]. Після цього для списку домінантних сценаріїв проводиться детерміністичний аналіз (кількісно чи якісно). Слід додати, що в рамках досліджень для енергоблоків АЕС Пакш додатково розглядалися сценарії з частотою реалізації більше  $10^{-5}$  1/рік [48].

Взаємозв'язок робіт по визначенню частоти ініціювання ОКР КР наведено на Рис. 1.2. Як бачимо, частоти реалізації сценаріїв використовуються не лише для ТГА, а й для визначення частоти ініціювання крихкої міцності (КМ) КР [50, 51].

Також, відповідно до [17] складність багатьох взаємодіючих систем і дій оператора ускладнює визначення граничних послідовностей ТУ і їхню значимість. Хоча більшість країн використовують детерміністичний підхід, можна також провести інтегровані імовірнісні дослідження ТУ, щоб виявити імовірність окремих подій. Потенційний ризик від усіх імовірних подій з заохолоджуванням може бути вище, ніж від постульованих граничних подій, хоча кожна подія індивідуально менш серйозна, ніж гранична. Тому для подій з високою імовірністю виникнення більш жорсткі вимоги можуть бути застосовані для забезпечення цілісності КР. Ґрунтуючись на частоті виникнення, ВП можуть бути віднесені до таких груп:

- Очікувані аварії. Визначено як відносно часті порушення (частота виникнення вище  $10^{-2}$  на рік) умов нормальної експлуатації, викликаних несправністю обладнання або помилкою оператора. Ці перехідні процеси не повинні мати наслідків, пов'язаних з безпекою цілісності КР, що можуть завадити ПТЕ КР.

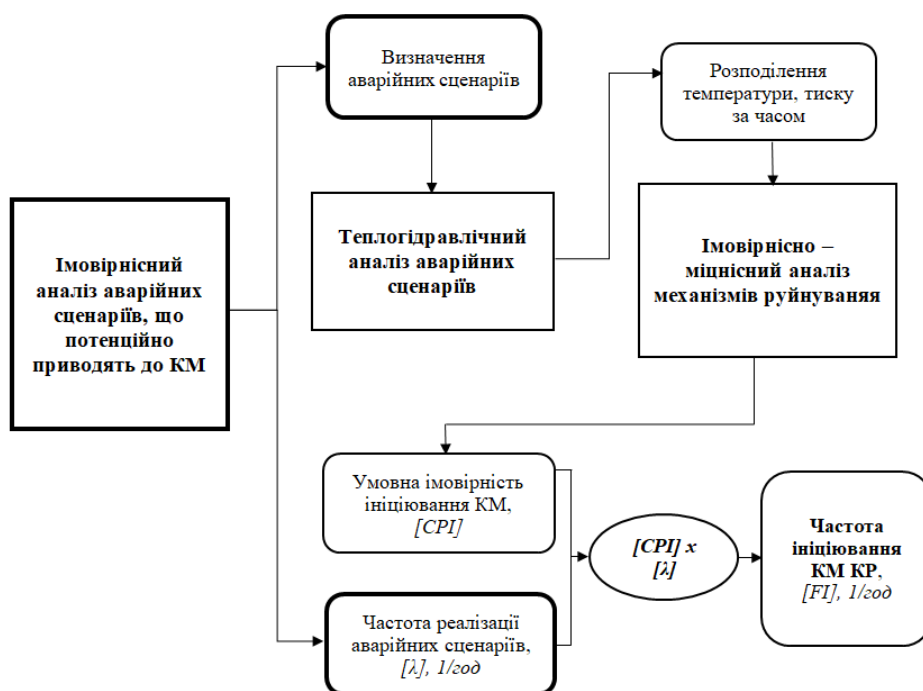


Рис. 1.2 – Взаємозв'язок робіт по визначенню частоти ініціювання ОКР КР

- Постульовані аварії. Визначено як не часті порушення умов нормальної експлуатації, які, як очікується, не будуть відбуватися (менше  $10^{-2}$  на кожен рік реактора в глобальному масштабі), але розглядаються в оригінальному проекті чи в проекті модернізації енергоблоку або базуються на переоцінці безпеки енергоблоку. Для цих подій негайне відновлення роботи енергоблоку не допускається. Для аварій з цієї групи зазвичай проводяться аналізи ТУ.

- Запроектні аварії. Визначено як перехідні процеси, що ведуть до деградації АКЗ або високих радіаційним наслідків, які, як очікується, будуть відбуватися з частотою появи менш  $10^{-5}$  на рік. Розрахунки ТУ для цих подій не виконуються.

Наразі, для енергоблоків АЕС України такий підхід до розділення на очікувані, постульовані та запроектні аварії – не застосовувався.

#### 1.7.2 Групування вихідних подій

Необхідно провести ідентифікацію ВП, що потенційно загрожують цілісності КР для вибору сценаріїв для розрахункового аналізу.

Відповідно до [18] за основу береться загальний перелік ВП, визначених для досліджуваного енергоблоку АЕС. Цей перелік описаний та проаналізований у нормативно-технічній документації, включаючи ЗАБ. Рекомендується вибрати всі ВП та сценарії, які потенційно впливають на цілісність КР, з загального переліку ВП.

У [18] зазначається, що передусім повинні бути враховані ВП, що входять у наступні групи ВП:

1. Зменшення запасу ТН першого контуру (аварії з втратою ТН першого контуру, течії з парового об'єму КТ, течії з першого контуру в другий).

2. Збільшення запасу ТН першого контуру (непередбачуване спрацювання САОЗ ВТ, порушення у системі продувки-підживлення першого контуру, що призводять до збільшення запасу ТН).

3. Збільшення тепловідводу через другий контур (розрив головного парового колектору (ГПК), розрив паропроводу, непередбачуване спрацювання ПСП

(швидкодіючий редуційна установка скиду в атмосферу (ШРУ-А), швидкодіючий редуційна установка скиду в конденсатор (ШРУ-К), запобіжний клапан (ЗК) ПГ), розрив трубопроводу ЖВ).

4. Події, що призводять до охолодження КР ззовні.

Згідно [15, 17] ВП групуються іншим чином, а саме, відповідно до наслідків для реакторної установки (РУ): аварії з втратою ТН (LOCA); аварії з течєю з першого контуру в другий (PRISE); великі течі в другому контурі (MSLB); неспадка ЗК КТ; ненавмисне спрацювання САОЗ ВТ або системи підживлення; аварії, що призводять до охолодження КР ззовні.

Аналіз всіх ВП (сценаріїв) виконується як для загального (симетричного), так і для асиметричного заохолодження. При цьому, спектр сценаріїв є значним та більшість сценаріїв не є небезпечними по відношенню до впливу на формування умов ТУ на КР.

Відповідно до [34] для енергоблоків з реактором ВВЕР-1000 пропонується для групи LOCA розглядати спектр теч Ду25, 50, 80, 105, 207, 279 та 850 мм. Для енергоблоків АЕС Темелін було розглянуто течі Ду 32, 60, 125, 210, 300 та 850 мм [52]. Наразі для енергоблоків АЕС України аналізується спектр теч ширше: Ду10, 32, 63, 105, 125, 207, 279 та 850 мм [71]. Тобто є відмінність у застосуванні підходів до вибору діаметрів теч.

Загалом, в усіх вищенаведених випадках розглядається аналогічний ряд ВП, не зважаючи на групування, наразі, під час виконання робіт для енергоблоків АЕС України [72] застосовується в цілому підхід згідно [15, 17]. Опис груп ВП наведено нижче з врахуванням [15, 17].

Аварії з втратою ТН (LOCA)

Розглядаються аварії з втратою ТН при різних розмірах течі з гарячої та холодної ниток, що характеризуються швидким заохолодженням. Особлива увага звертається на сценарії, що призводять до стагнації потоку, які є причиною більш швидкого охолодження ТН та виникнення холодних «язиків» в ОДР. Необхідно

звертати увагу на течі з реальних трубопроводів (або їх розривів), з'єднаних з першим контуром.

Також, зазначається, що повторне підвищення тиску в КР, який знаходиться в холодному стані (холодне переопресування), в принципі не допускається, але необхідно розглядати можливість ізоляції течі з подальшим підвищенням тиску. Хоча ізоляція течі не розглядаються (див. розділ 2), так як на це відсутні технічні засоби та можливості, враховуючи конструкцію діючих енергоблоків АЕС, наразі, розглядається достатньо значна сітка теч (див. розділ 2).

#### Аварії з течею з першого контуру в другий (PRISE)

Розглядаються різні розміри теч від розриву однієї трубки до відриву кришки колектору. Ризик переопресування повинен бути врахований, якщо відповідна аварійна процедура містить вимогу ізолювати ушкоджений ПГ шляхом закриття ГЗЗ.

Наразі, зі всіх енергоблоків АЕС України з реакторами ВВЕР-1000 лише енергоблоки №1,2 ЮУАЕС мають у своїй конструкції ГЗЗ, що працюють в неавтоматичному режимі та можуть застосовуватись оперативним персоналом (ОП) вручну у відповідності до протиаварійних процедур. На інших енергоблоках можлива ізоляція аварійного ПГ лише по ЖВ та парі, а ізоляція в першому контурі шляхом застосування ГЗЗ – відсутня. В рамках робіт для енергоблоків АЕС України були розглянуті сценарії, пов'язані з розривом одної та трьох теплообмінних трубок (ТОТ) і відривом кришки ПГ (див. розділ 2).

#### Великі течі в другому контурі (MSLB)

Аварії з втратою тиску в другому контурі, викликані або втратою цілісності другого контуру або ненавмисним відкриттям клапана скидання пари, можуть стати причиною значного заохолодження першого контуру. Тому слід очікувати початок вприску CAOЗ ВТ, внаслідок зниження тиску в першому контурі (і\або при низькому рівні ТН в КТ або безпосередньо при низьких параметрах другого контуру), що приводить до повторного підвищення тиску. Ступінь зниження тиску в

другому контурі дуже залежить від схемних рішень енергоблоків АЕС (головним чином, через наявність швидкодіючих відсічних клапанів на головному паропроводі і критеріїв відсічення паропроводу). Можливими джерелами зниження тиску в другому контурі є: розрив паропроводу, розрив парового колектору, помилкове відкриття і непосадка ШРУ-А, ШРУ-К і ЗК ПГ, розрив лінії ЖВ.

Після витоку пари ПГ спустошується (ються), в першому контурі збільшується температура, що може привести до збільшення тиску (це підвищення тиску відбувається досить швидко, особливо, в разі переповнення першого контуру рідиною, що надходить від САОЗ). За цей час може статися відкриття ЗК КТ з подальшим його незакриттям в умовах течії. Крім того необхідно розглядати загальний вплив подій на виникнення ТУ.

В рамках робіт для енергоблоків АЕС України розглядаються не всі ВП, наведені вище (див. розділ 2), наразі, всі сценарії характеризуються тиском приблизно  $110 \text{ кгс/см}^2$ , що відповідає верхній межі роботи насосів САОЗ ВТ ТQ13. Після цього додатково моделюється підживлення першого контуру холодною водою системи підживлення-продувки першого контуру.

#### Непосадка ЗК КТ

Після перехідного режиму з переохолодженням, викликаного непосадкою ЗК КТ, можливо його повторне закриття, яке може привести до різкого підвищення тиску. Навіть без повторного закриття клапана тиск в системі може залишатися високим після досягнення кінцевої температури. Слабке відведення енергії може призвести до стагнації потоку в ГЦТ. Крім того, з метою зменшення втрат ТН необхідно оцінювати метод «скид-підживлення» для пом'якшення наслідків втрати ТН.

В рамках робіт для енергоблоків АЕС України розглядався широкий спектр сценаріїв, пов'язаних з непередбачуваним відкриттям ІЗП КТ з наступним закриттям у різний час. Метод «скид-підживлення» для пом'якшення наслідків втрати ТН, розглядались найконсервативніші варіанти розвитку аварійного процесу.

Пом'якшення виконувалось лише шляхом вимкнення насосів САОЗ ВТ. Крім цього, для врахування експлуатаційного досвіду розглядався сценарій, подібний події, що сталась на ВП РАЕС, з заклинюванням ІЗП КТ без наступного закриття.

Ненавмисне спрацювання САОЗ ВТ або системи підживлення

Ця група аварій може призводити до швидкого збільшення тиску в першому контурі. Повинні розглядатися стани РУ: «гарячий зупин», «холодний зупин» і «розхолодження».

Конструкцією енергоблоків АЕС України передбачено захист від холодного опресування, що забезпечується ІЗП КТ. Тобто, у разі співпадіння умов ВТ та низької температури ТН ІЗП КТ відкриваються з метою зниження тиску в першому контурі нижче умов холодноламкості КР. Враховуючи те, що умови ТУ не будуть досягнуті, ця група ВП не розглядається кількісно, тобто розрахунковий аналіз не виконується.

Аварії призводять до охолодження КР ззовні

У цій групі аварій необхідно розглядати розрив бака біологічного захисту або інші можливі джерела затоплення шахти реактора (САОЗ або спринклерна система, течі ТН з першого або другого контуру).

На деяких енергоблоках АЕС існує кілька можливих джерел, здатних затопити всю шахту реактора (наприклад, розрив біологічного захисту, запуск САОЗ або спринклерної системи, течі ТН першого або другого контуру, навмисне затоплення шахти, ненавмисне спрацювання системи затоплення шахти, встановленої на деяких енергоблоках для пом'якшення наслідків важкої аварії). Крім того, якщо витік передбачається поруч з патрубком КР, переохолоджений ТН, що витікає з течі, утворює водяну смугу на зовнішній поверхні КР і повільно заповнює шахту реактора. Ці події слід враховувати в цій групі аварій.

Конструкція вітчизняних енергоблоків не унеможливорює заохолодження КР ззовні, тому ця група аварій виключається з кількісного аналізу та не потребує розрахункової оцінки. Виходячи з конструктивних особливостей ВВЕР-1000, можна

зробити висновок, що зовнішнє охолодження КР холодною водою неможливе, внаслідок ряду чинників: системи, пошкодження яких може призвести до затоплення, не мають достатніх запасів води з низькою температурою; двері в шахті реактора негерметичні; розрив шва в місці приєднання головного циркуляційного контуру до КР не призведе до охолодження КР, оскільки середовище гаряче тощо. Крім цього, ВП групи мають дуже малу імовірність виникнення.

### Підсумки

У рамках реалізації українських проектів застосовується підхід до вибору сценаріїв, наведений у [15, 17, 19], наразі під час групування застосовується підхід відповідно до наслідків, як описано вище [71]. Наразі, враховується специфіка (конструкція) вітчизняних енергоблоків.

Таким чином, підхід [15, 17, 19] до групування сценаріїв не цілком відповідає підходу, що застосовується в Україні. Крім цього, досвід показує, що ряд сценаріїв аналізується, хоча не є представницьким по відношенню до ТУ, тому може бути переглянутий [2]. У розділі 2 наведено аналіз результатів ОТС та ПТЕ КР енергоблоків АЕС України та зроблені висновки щодо оптимізації переліку сценаріїв, що повинен розглядатись. У інших розділах наведено результат розгляду груп ВП для енергоблоку №3 ЮУАЕС.

#### 1.7.3 Початкові та граничні умови

В якості ПУ та ГУ для всіх ВП вибираються [53-55]:

- мінімальна температура води в ГЄ і баках САОЗ;
- мінімальна температура ЖВ ПГ (до уваги приймається робота підігрівачів ВТ) і аварійної (вибирається мінімальна температура води в баках) ЖВ;
- максимальний тиск в першому і другому контурах;
- максимальні витратні характеристики насосів САОЗ, турбоживильних насосів, допоміжних (ДЖЕН) і аварійних (АЖЕН) живильних електронасосів;
- мінімальна потужність залишкових енерговиділень активної зони;
- потужність реактора відповідає стану РУ;

- витрата ТН через реактор, рівень в КТ, конфігурація САОЗ, а також, рівні в ПГ вибираються для кожної ВП з урахуванням їх впливу на консерватизм аналізу.

Описані підходи є загальними, тому при проведенні аналізу слід враховувати специфіку енергоблоку, для якого він проводиться.

Слід також зазначити, що аналіз усіх ВП виконується з урахуванням принципу «одиничної відмови» СБ. Під одиничною відмовою слід розуміти відмову одного з наведених нижче елементів СБ: активного елементу або пасивного елемента, що має механічні рухомі частини [56].

Для виконання ТГА в ОКР КР необхідна розробка моделі реактору з більш детальною розбивкою ОДР, що дозволяє забезпечити реалістичну поведінку циркуляції ТН, в тому числі перемішування потоків з різною температурою.

Після виконання ТГА спектру ВП отримані результати використовуються, як ГУ для подальшого визначення полів температур і напружень в матеріалі КР.

Відповідно до [15, 17] мета складання списку ВП полягає в тому, щоб забезпечити повний аналіз реакції КР на постульовані аварії, які можуть загрожувати його цілісності. Аналіз повинен визначати наслідки та оцінювати здатність енергоблоку витримувати такі навантаження. Послідовності повинні враховуватися для різних умов експлуатації (станів) енергоблоку.

Формування списку ініціюючих подій, що відповідають кожній з наступних груп, зазвичай ґрунтується на інженерних оцінках, а також за допомогою імовірнісного розгляду, наведеному в ЗАБ енергоблоку, з урахуванням конструктивних особливостей і реалізованих модифікацій даних енергоблоків АЕС.

Згідно [15, 17] початкова потужність реактора завжди повинна бути налаштована на найконсервативніше значення, яке визначається умовами перехідного процесу заохолодження. Необхідно проаналізувати такі стани РУ: «на потужності»; «гарячий зупин», «нульова потужність»; «нагрівання», «розхолювання»; «холодний зупин».

Величина залишкових енерговиділень повинна бути мінімально можливою, яка визначається на основі початкового рівня потужності. З цієї причини аналізи повинні виконуватися протягом початкового періоду паливного циклу (після найтривалішого запланованого планово-попереджувального ремонту (ППР)). Похибка розрахунку залишкового енерговиділення повинна враховуватися з від'ємним значенням.

Інші ПУ, такі як витрата охолоджуючої води САОЗ, температура, а також тиск і рівень води в ПГ, повинні вибиратися консервативно. Відмову елементів систем нормальної експлуатації (якщо відмова не є прямим наслідком ВП), як і втрату зовнішнього джерела живлення слід враховувати лише, якщо це дозволяє отримати більш консервативні умови ТУ.

Функціонування САОЗ має враховуватися таким чином, щоб забезпечити найбільш інтенсивне загальне заохолодження або найбільш несиметричне заохолодження. У деяких випадках вплив одного з трьох каналів СБ більш консервативно, ніж для інших випадків з функціонуванням всіх трьох каналів.

Як правило, максимальне теплове навантаження на циліндричну частину КР на рівні активної зони досягається в разі застосування найбільш інтенсивного загального заохолодження. Однак часто можна досягти порівнянної теплового навантаження в цій області КР, застосовуючи несиметричне охолодження. Тобто, холодні «язики» можуть мати майже такий же ефект збільшення теплового навантаження, як більш швидке загальне заохолодження.

Саме несиметричне охолодження застосовується для досягнення максимального теплового навантаження на виході з патрубку холодної нитки або всередині патрубку гарячої петлі. Це пов'язано з тим, що більш висока швидкість уприскування САОЗ в петлю може бути досягнута в разі сценарію з малою або середньою течєю, коли в роботі тільки частина систем САОЗ.

Отже, максимальна швидкість уприскування САОЗ застосовується для досягнення максимального теплового навантаження у всіх відповідних областях КР.

Передбачається, що системи працюють на максимальній встановленій потужності (з відповідним верхнім значенням, прийнятим відповідно до максимальних характеристик насоса), і насоси впорскують в перший контур охолоджуючу воду з мінімально-можливою температурою. Тимчасова зміна температури води також має бути консервативно оцінена (наприклад, автоматичне перемикання забору води на баки з холодною водою, якщо до цього забір здійснювався з баків з підігрівом) разом з урахуванням відповідної одиничної відмови.

Заклинювання в відкритому положенні ЗК КТ слід розглядати як послідовну відмову, якщо клапан не кваліфікований на ТН, що викидається (рідина або пароводяна суміш) або якщо існує необхідність у великій кількості послідовних циклів.

Слід взяти до уваги можливе пізніше повторне закриття відкритого і заклиненого відкритого ЗК КТ. Повторне закриття ЗК КТ може призвести до повторного підвищення тиску у першому контурі за рахунок роботи системи підживлення-продувки, насосів САОЗ або, в разі щільного першого контуру (повністю заповненого), шляхом теплового розширення обсягу ТН. Час повторного закриття ЗК КТ слід вибирати консервативно з точки зору впливу на ТУ.

Якщо підтримується примусова (ГЦН знаходяться в роботі) або інтенсивна природна циркуляція (за рахунок тепловідводу через другий контур, наприклад), допускається однорідне симетричне заохолодження всього першого контуру. Симетричне заохолодження також може формуватися при стагнації першого контуру в разі відносно високих витрат холодної води САОЗ. Висока витрата уприскування призводить до швидкого заохолодження ТН, що призводить до симетричного ТУ без формування «язиків».

Якщо в першому контурі відбувається стагнація потоку, процес охолодження повинен бути досліджений в значно меншому обсязі. У таких випадках слід враховувати, що під холодними петлями з уприскуванням САОЗ будуть

утворюватися «язики», що викликають нерівномірність розподілу температури і тепловіддачі.

У разі стагнації потоку теплове перемішування та охолодження холодним «язиком» на стінці КР відбувається, коли ОДР і холодні петлі повністю заповнені ТН. Холодний потік, викликаний або уприскуванням води САОЗ, або підвищеним тепловідводом від першого до другого контуру в «аварійних» петлях, тече до входу в КР і потрапляє в ОДР, утворюючи квазіпланарний плавучий «язик». У разі прямого вприскування САОЗ в ОДР, застосовуване в ВВЕР, джерело «язика» знаходиться в нижній частині патрубку уприскування.

Конденсаційне і «струмкове» охолодження на стінці КР відбувається, коли холодні петлі частково заповнені парою, а рівень ТН в ОДР нижче нижнього краю холодної петлі. Холодна вода, що вприскується САОЗ, тече в нижній частині холодної петлі до входу в КР і падає в ОДР, утворюючи «струмок», що безпосередньо знаходиться в контакті зі стінкою КР. «Струмок» від'єднується від стінки КР, коли застосовуються більш високі швидкості уприскування САОЗ. У разі прямої подачі води САОЗ в ОДР, холодна вода САОЗ падає на шахту реактора, утворюючи водну плівку, яка тече навпроти активної зони. Щоб врахувати ці ефекти потрібно застосовувати складні комп'ютерні тривимірні РК, які здатні моделювати двофазні явища потоку, або інженерні розрахункові методи, отримані на базі експериментальних даних.

Кількість «язиків» залежить від місця течії та конфігурації системи уприскування. Найбільш асиметрична ситуація з «язиками» може мати важливе значення для числового механічного моделювання руйнування.

Відповідно до [15, 17] перед виконанням аналізу слід визначити ті дії оператора, які повинні виконуватися в разі перехідного процесу з заохолодженням, що розглядається, як зазначено в ЗАБ. Розрахунковий час втручання оператора оцінюється окремо.

Для реакторів типу ВВЕР дві різні групи дій оператора можуть мати значний вплив. Перша група - дії оператора можуть перетворити послідовність аварій в перехідний процес, який характеризується ТУ. Такі несприятливі дії слід виявляти й усувати з оперативних процедур, де це можливо. Друга група включає дії, які можуть вплинути, пом'якшуючи серйозність триваючого перехідного процесу, що характеризується термоударом. Відповідно до [15] передбачається, що оператор діє правильно відповідно до встановлених процедур. Якщо дії оператора позитивно впливають на режим з ТУ (наприклад, відключення насосів САОЗ ВТ), то повинно бути показано, що оператор має достатньо часу і відповідну кваліфікацію для реалізації такої дії. Слід зазначити, що час початку дій оператора є важливим аспектом.

У відповідності до експлуатаційних інструкцій оператор повинен ізолювати потенційну течу. Ця дія оператора повинно враховуватися при аналізі, включаючи додаткову оцінку часу, необхідного для підготовки до втручання в хід аварії (або цей час може консервативно зменшитися). Зменшення оператором витрати охолоджуючої води САОЗ може розглядатися тільки у випадках, чітко визначених інструкціями.

Можливі дії оператора щодо пом'якшення ТУ можуть бути наступними: вибіг і повторне включення ГЦН; зупину насосів САОЗ; ізоляція течі (з першого або другого контуру, включаючи повторне включення ЗК або перепускного клапана); початок охолодження з боку другого контуру; повторний залив першого контуру; зниження тиск в першому контурі.

## 1.8 Збір даних

Так як аналіз вимагає виконання інженерної оцінки, підготовки розрахункових моделей та розробки розрахункових сценаріїв, тому потрібно виконати початковий збір даних у кількості, достатній для завершення аналізу розрахунків для досліджуваного енергоблоку. У [14, 15] конкретних вимог щодо початкового збору

даних немає. Однак методологія [18] висуває вимоги до розробки окремого звіту, який повинен бути розроблений безпосередньо в рамках цієї задачі.

На практиці в рамках роботи в Україні окремих звітів не розробляється [72]. Застосовуються: наявні бази даних (БД) для ЯПВУ, БД по системам та ГО, креслення обладнання та трубопроводів, інструкції з експлуатації, технологічні регламенти безпечної експлуатації (ТРБЕ), карти захистів та блокувань, нейтронно-фізичні розрахунки паливних завантажень, технічні рішення та відповідна документація на впровадження модернізацій та інша технічна документація. Вихідні дані обмежуються обладнанням та системами, які входять в межі моделювання.

### 1.9 Розрахункові теплогідравлічні розрахункові коди та моделі

Для проведення ТГА повинні бути розроблені відповідні розрахункові моделі для інтегральних теплогідравлічних та інженерних РК, що враховують теплове перемішування в ОДР (див. Рис. 1.1).

Для ТГА в Україні використовуються наступні РК: RELAP5 (визначення ГУ з квазітривимірним моделюванням ОДР), GRS-MIX та REMIX/NEWMIX (отримання заданих ГУ для домінуючих сценаріїв з врахуванням змішування в ОДР). Як правило, в якості моделей для РК RELAP5 використовуються моделі, які розробляються в рамках обґрунтування безпеки, наприклад, для аналізу проектних аварій. Вимоги до розробки, затвердження моделі та документації подібні до інших видів аналізу для енергоблоків АЕС України.

Крім того, дослідження щодо розрахункових кодів обчислювальної гідродинаміки (РК CFD), які використовують для аналізу ГУ, також виконуються у світі (наприклад, деякі результати показані в [57-60, 61], але діючі світові методики на даний час не вимагають виконання такого типу аналізу, хоча метод кінцевих елементів є перспективним. Наразі, застосування РК CFD можливе лише, якщо цьому передують розрахунковий аналіз аварійних сценаріїв за допомогою одномірних кодів (RELAP5, CATHARE тощо), тобто РК CFD може використовуватись для

аналогічних цілей, як і коди перемішування, тобто уточнення параметрів у ОДР [68, 69].

#### 1.9.1 Інтегральні теплогідравлічні розрахункові коди

Відповідно до [15] основною вимогою до РК є адекватність закладеної фізичної моделі реальним характеристикам енергоблоків АЕС. Вибір моделі також залежить від аварії, яка буде оцінюватися. Модель повинна включати в себе основні складові елементи систем першого і другого контурів. Особлива увага повинна приділятися моделюванню систем контролю.

Теплогідравлічні моделі повинні прогнозувати поведінку енергоблоків АЕС при аваріях з втратою ТН, розривах паропроводів, течах з першого в другий контур і інших перехідних режимах з переохолодженням ТН. У загальному випадку одновимірний РК з зосередженими параметрами підходить для більшості розрахунків послідовностей аварій з переохолодженням ТН (виняток становить, розглянутий нижче процес з тепловою стратифікацією потоку). Якщо в ОДР неоднорідність полів температур і швидкостей потоку може впливати на загальні властивості системи (особливо на швидкості циркуляції потоку в окремих петлях), то слід використовувати дво- і тривимірні теплогідравлічні системні РК.

Моделі повинні прогнозувати можливість конденсації на всіх границях розділу пар-вода в першому контурі, особливо, в КТ в фазі повторного підвищення тиску при аварії з охолодженням ТН або повторного аварійного заливу першого контуру. При наявності в системі неконденсованих газів їх вплив на температуру і тиск повинні враховуватися в розрахунку.

В особливих випадках теплогідравлічні моделі повинні об'єднуватися з нейтронно-фізичними, щоб мати можливість аналізувати зростання тиску в результаті аварій з відновленням критичності реактора.

#### 1.9.2 Розрахунок теплового перемішування

Відповідно до [15] важливою характеристикою деяких перехідних режимів з ТУ є стагнація потоку в першому контурі. У такому випадку розподіл потоку

управляється виштовхуючими силами (тобто переважає стратифікація потоку і перемішування холодної води, що вприскується при високому тиску в холодну нитку ГЦТ та в ОДР).

Ці явища можуть також впливати на герметичність петлі. Існуючими теплогідравлічними системними РК перемішування рідких потоків коректно не прогнозується, тому необхідно виконувати спеціальні розрахунки.

### 1.9.3 Валідація розрахункових кодів

Валідація РК повинна зосереджуватися на наступних напрямках: моделювання окремих механізмів; способи їх поєднання; спрощуючі припущення; можливі дефіцити при додаванні в процес деяких важливих механізмів.

Головні особливості та рекомендації для практичної валідації з використанням даних випробувань, даних енергоблоків АЕС і даних, отриманих при виконанні стандартних проблем, докладно обговорювалися в [70]. Ці принципи зазвичай справедливі під час теплогідравлічних досліджень ТУ. Зокрема, важливе адекватне моделювання природної циркуляції та валідація такого режиму.

Теплогідравлічні РК повинні описувати явища, такі як перемішування потоку біля місця впорскування, стратифікація потоку в холодній нитці і перемішування в ОДР. Валідаційні розрахунки повинні підтверджувати коректність області застосування РК для розрахунку перемішування потоку рідини.

### 1.10 Виконання теплогідравлічних розрахунків

ТГА ВП виконуються з врахуванням вищенаведених принципів та підходів. Спочатку виконуються попередні розрахунки у разі необхідності визначення більш консервативних ПУ та ГУ по відношенню до формувань умов ТУ КР. Після цього, виконуються фінальні розрахунки, що документуються та є основою для розрахунків на міцність.

Зазвичай, вимагається проводити розрахунки тривалий час (до стабілізації теплогідравлічних параметрів у першому контурі) в зв'язку з великою тепловою інертністю стінки КР. Наразі, результати розрахунків на міцність показують, що

умови ТУ досягаються (отримуються найконсервативніші значення) під час зміни параметрів, наразі, під час стабілізації теплогідравлічних параметрів значення напруження металу КР знижується.

#### 1.11 Документування

У відповідності до [18] результати аналізу окремих ВП повинні бути документально оформлені. Як мінімум, для кожного проаналізованого ВП повинна бути представлена наступна інформація: опис і очікувана частота виникнення, ПУ та ГУ, обґрунтування вибору відмов, хронологія подій.

Наразі, вітчизняний досвід показує, що очікувана частота виникнення не вказується для ВП, що обираються шляхом виконання інженерних оцінок. Частоти виникнення визначаються у імовірнісній оцінці для сценаріїв, що призводять до ТУ та мають високу імовірність виникнення, наразі сценарії, що обираються за результатами інженерного аналізу можуть призводити до консервативних результатів, наразі мати низьку імовірність виникнення, хоча обов'язково повинні бути розглянуті кількісно.

#### 1.12 Висновки до Розділу 1

У Розділі 1 наведено аналіз існуючих методик ТГА для обґрунтування ОКР КР (ТУ КР). Розглянуто вимоги методик та виконано співставлення з вітчизняним досвідом ПТЕ енергоблоків АЕС України.

Метою подальших досліджень є аналіз вітчизняного досвіду зі збором даних, розробкою розрахункових моделей та програмних засобів (ПЗ), виконання розрахунків (імовірнісних, теплогідравлічних, на міцність) з метою впровадження результатів дослідження для виконання робіт з ТГА в рамках ПТЕ енергоблоків, а також, переоцінки енергоблоків та обґрунтувань після підвищення потужності енергоблоків.

Результати досліджень, наведених у розділі 1, опубліковано в роботах [2, 21, 22, 39, 40, 43, 53-55, 71, 72].

## РОЗДІЛ 2. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ КОРПУСІВ РЕАКТОРІВ І АКТУАЛЬНОГО СТАНУ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ

У розділі 2 представлено результати досліджень відповідно до задачі №2, в рамках якої проаналізовано результати оцінки технічного стану корпусу реактору ВВЕР-1000 і актуального стану енергоблоків АЕС України.

### 2.1 Аналіз результатів оцінки технічного стану корпусів реакторів енергоблоків АЕС України

На даний момент для енергоблоків АЕС України завершено повний цикл аналітичних обґрунтувань з метою ПТЕ, включаючи ТГА з метою обґрунтування ОКР КР, для ряду енергоблоків, зокрема для енергоблоків з реактором ВВЕР-1000: енергоблоки №1-3 ЮУАЕС, №1-4 ЗАЕС, №3 РАЕС та №1 ХАЕС (див. Табл. 1.1).

З метою врахування досвіду виконаних обґрунтувань нижче виконано аналіз сучасних результатів, отриманих під час виконання ОКР КР, на базі яких приймалось рішення щодо ресурсу КР та можливості ПТЕ КР та енергоблоків в цілому. Нижче наведено результати для енергоблоків №3 РАЕС, №1 ХАЕС та №4 ЗАЕС [71]. Слід додатково відмітити, що з кожним наступним енергоблоком набувається новий досвід, враховується сучасний світовий досвід тощо, тому обґрунтування, виконані відносно давно – не розглядались.

Міцність КР з точки зору ОКР КР, а саме запас КМ  $\Delta T_{ka}$ , визначається різницею розрахункового параметру  $T_{ka}$  (критична температури крихкості для відповідного розрахункового сценарію) та властивостями матеріалу  $T_k$  (критична температура крихкості з врахуванням деградації матеріалу, зокрема – внаслідок радіаційного окрихчення) на досліджуваній період експлуатації  $\tau$  [48]:

$$\Delta T_{ka} = T_{ka} - T_k(\tau) \quad (2.1)$$

Тоді умовою забезпечення ОКР є  $\Delta T_{Ka} > 0$ . Значення  $T_K$  на певний період експлуатації визначається на основі статистичної обробки результатів випробувань зразків-свідків (ЗС) КР.

Слід відмітити, для обґрунтувань застосовувались два різні підходи: методика МТ-Д.0.03.391-09 [19] та норми ПНАЭ Г-7-002-86 [73] – для енергоблоку №4 ЗАЕС, методика VERLIFE [15] – для енергоблоків №3 РАЕС та №1 ХАЕС [2, 72]. Враховуючи це, кількісні результати різняться, тому визначити кількісний критерій відсіву непередставницьких сценаріїв не є можливим, тому для кожного енергоблоку було обрано 10 найбільш представницьких сценаріїв, що характеризуються найменшим значенням  $\Delta T_{Ka}$ .

#### 2.1.1 Результати ОТС КР енергоблоку №4 ЗАЕС

Для попереднього аналізу з метою звуження кола представницьких сценаріїв вирішено термомеханічну задачу спочатку у постановці лінійної механіки руйнування (ЛМР). У Табл. Б.1 наведено 10 представницьких сценаріїв, що характеризуються найменшим значенням  $\Delta T_{Ka}$ . Наразі, відповідно до прийнятих підходів слід розглядати не тільки представницькі сценарії зі всього переліку сценаріїв, а й розглядати 1-2 сценарії з кожної групи сценаріїв, навіть якщо ці сценарії характеризуються великим значенням  $\Delta T_{Ka}$ , тобто не є представницькими. Тому з кожної групи сценаріїв обрано декілька сценаріїв для рішення задачі в постановці нелінійної механіки руйнування (НЛМР) (Табл. Б.2) – для визначення запасів до окрихчення, на базі яких фактично визначено ресурс КР. Розрахунки показали, що зоною, обмежуючою ресурс циліндричної частини КР, є ЗШ №3. Результати наведені для понадпроектного терміну експлуатації - 60 років та отримані з застосуванням методики МТ-Д.0.03.391-09 [19] та норм ПНАЭ Г-7-002-86 [73].

Отримані результати дозволяють зробити висновок, що представницькими сценаріями є сценарії групи OTHER (непередбачуване відкриття ІЗП КТ з наступним закриттям), PRISE (розрив трьох ТОТ ПГ). Виходячи з цих результатів

можна зробити висновок, що сценарієм, що визначає ресурс є сценарій «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5400 с в стані РУ «гарячий зупин» без урахування знеструмлення», а також, що сценарій «Ненавмисне відкриття ШРУ-К з роботою одного каналу САОЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин» не є представницьким.

#### 2.1.2 Результати ОТС КР енергоблоку №3 РАЕС

Термомеханічна задача вирішується з застосування методики VERLIFE [15]. Розрахунки показали, що зоною, обмежуючою ресурс циліндричної частини КР, є ЗШ №3. Результати розрахунку для 10 представницьких сценаріїв наведено у Табл. Б.3. Отримані результати дозволяють зробити висновок, що представницькими сценаріями є сценарії групи OTHER (непередбачуване відкриття ІЗП КТ з наступним закриттям), PRISE (розрив ТОТ ПГ) та групи LOCA (теча з холодної нитки ГЦТ еквівалентним діаметром 32 та 63 мм). Також, виходячи з результатів можна зробити висновок, що сценарієм, що визначає ресурс є сценарій «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям через 3600 с в стані РУ «гарячий зупин».

#### 2.1.3 Результати ОТС КР енергоблоку №1 ХАЕС

Термомеханічна задача вирішується з застосування методики VERLIFE [15]. Розрахунки показали, що зоною, обмежуючою ресурс циліндричної частини КР, є ЗШ №3. Результати розрахунку для 10 представницьких сценаріїв наведено у Табл. Б.4. На відміну від енергоблоку №3 РАЕС, для енергоблоку №1 ХАЕС перелік сценаріїв був обмежений перед виконанням розрахунків на міцність шляхом аналізу та порівняння результатів теплогідравлічних розрахунків. Для кожної групи сценаріїв були обрані найбільш представницькі з точки зору формування теплогідравлічних умов, що призводять до ТУ.

Отримані результати розрахунків для сценаріїв «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2230 с в стані РУ «гарячий зупин» і «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з

подальшим закриттям на 5390 с в стані РУ «гарячий зупин» з діями ОП по вимкненню насосів САОЗ» є надмірно консервативними. Тому, при оцінці ОКР матеріалу ЗШ № 3,4 КР враховувалися результати розрахунків сценаріїв «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2230 с в стані РУ «гарячий зупин» з діями ОП по вимкненню насосів САОЗ» і «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5390 с в стані РУ «гарячий зупин» з діями ОП по вимкненню насосів САОЗ», в яких враховані дії ОП по вимкненню насосів САОЗ. В результаті дій ОП вдалося знизити ефект від надмірного заохолодження РУ холодним ТН.

Отримані результати дозволяють зробити висновок, що представницькими сценаріями є сценарії групи OTHER (непередбачуване відкриття ІЗП КТ з наступним закриттям), PRISE (розрив ТОТ ПГ, відрив кришки колектору ПГ) та LOCA (теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм). Наразі, слід додати, що фактично, ресурс КР був визначений сценарієм «Відрив кришки колектору ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин», а для сценаріїв «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5390 с в стані РУ «гарячий зупин» та «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2230 с в стані РУ «гарячий зупин» було виконано додатковий розрахунок з пом'якшенням умов ТУ за рахунок моделювання дій ОП.

## 2.2 Аналіз актуального стану енергоблоків АЕС України

Оскільки в якості пілотного енергоблоку для аналізу та обґрунтувань обрано енергоблок №3 ЮУАЕС, але отримані результати дослідження будуть застосовані для всіх енергоблоків з реактором ВВЕР-1000, тому є необхідним виконати аналіз модернізацій, реалізованих на енергоблоках, а також, виконати аналіз відмінностей у конструкції систем енергоблоків. Системи, що підлягають розгляду, наведені у п. 1.4.

Для цього, було проаналізовано основні модернізації, що реалізовані на енергоблоках з реактором ВВЕР-1000 АЕС України та виконано аналіз відмінностей, базуючись на інформації, наведеній у БД енергоблоків, БД по системам, БД по відмінностям тощо. Крім того, інженерний аналіз відмінностей між енергоблоками виконується шляхом вивчення та зіставлення проектної та експлуатаційної документації тощо. Для пошуку та ідентифікації відмінностей проаналізовані матеріали ЗАБ, інструкції по експлуатації та технічні описи систем і устаткування, креслення і виконавчі схеми, альбоми захистів і блокувань тощо.

По суті, реалізовані модернізації враховано під час аналізу відмінностей, тому окремо не згадується. Модернізації враховуються під час розробки актуальних розрахункових моделей, представлених у розділі 3, а у цьому розділі враховується актуальний стан пілотного енергоблоку для порівняння з непілотними енергоблоками.

Аналіз показав, що виявлені відмінності не впливають на розрахункові моделі, що застосовуються для обґрунтувань, або впливають не суттєво, тобто вплив характеризується невизначеністю моделювання, або ж впливають, але вплив є не суттєвим. При цьому, розглядалися системи та обладнання, що входять у межі моделювання, тобто у межі розрахункових моделей.

Нижче стисло наведено результати аналізу впливу для виявлених відмінностей, а саме:

1. Геометричні характеристики КР. Виявлено незначні відмінності (приблизно 0.1-0.2%) у фактичних значеннях внутрішнього та зовнішнього діаметрів корпусів, кришок та днища реактора. Відмінність є несуттєвою та не впливає на розрахункові моделі.

2. Завантаження активної зони реактора та кінетика реактора. Відомо, що активна зона (АкЗ) кожного енергоблоку є індивідуальною та такою, що характеризується власними нейтронно-фізичними характеристиками, що залежать від історії експлуатації РУ. Крім цього, на енергоблоках формуються завантаження

паливом двох типів ТВС-А та ТВС-WR (стаціонарні завантаження одним типом або змішані завантаженням обох типів). Основні відмінності типів палива пов'язані з геометричними характеристиками тепловиділяючих збірок (ТВЗ), вагою (для ТВС-А – 713 кг, для ТВС-WR – 760 кг), коефіцієнтом гідравлічного опору дистанціонуючих решіток (ТВС-А -  $\sim 11.87$ , ТВС-WR -  $\sim 16.19$ ), максимально доступним вигоранням тощо.

3. Відмінність у типах палива впливає на теплогідравлічні параметри, що формуються під час протікання аварійних сценаріїв, тому такий вплив має бути оцінений, що було виконано під час робіт з продовження експлуатації енергоблоку №4 ЗАЕС. При цьому, для 6 сценаріїв було виконано аналіз чутливості впливу типу палива на результати розрахунку на міцність (див. Додаток Б). Аналіз показав, що результати, отримані для сценаріїв з моделюванням палива ТВС-А є більш консервативними та характеризуються меншим запасом (для представницьких сценаріїв значення запасу до окрихчення сягає  $\sim 3$  °C).

4. Геометричні характеристики ГЦТ. Виявлено незначні відмінності (приблизно 0.1%) у фактичному значенні довжини трубопроводів ГЦТ. Відмінність є несуттєвою та не впливає на розрахункові моделі.

5. Регулятор підтримання тиску першого контуру. Виявлено відмінності у діапазоні регулювання тиску (уставки вприску та трубчатих електричних нагрівачів (ТЕН) КТ), наразі, відмінності відносяться до точності підтримки тиску першого контуру. Також, в рамках аналізу ТУ консервативно не враховується робота система вприску та моделюється знеструмлення, що призводить до відключення ТЕН КТ на початку аварійного процесу.

6. Кількість заглушених трубок ПГ. Виявлено відмінність у кількості заглушених трубок ПГ. Ця відмінність може вплинути на момент формування певного явища (умови) в перехідному процесі, але не впливає на результати аналізу, так як площа теплообмінного пучка ПГ має проектний запас, який приймається консервативно.

7. Витратні характеристики насосів САОЗ. Відмінності витратних характеристик насосів САОЗ можуть значно вплинути на результати аналізу. Проектні характеристики насосів є ідентичними. Наразі, в процесі експлуатації витратні характеристики змінюються та відрізняються від проектних. Зважаючи, що умови ТУ, зокрема, формуються внаслідок заходження холодною водою, яка подається насосами САОЗ з певною витратою і чим більше витрата, тим протікання аварійного процесу є консервативнішим по відношенню до ТУ. Тому в рамках кожного аналізу для кожного енергоблоку збираються дані щодо випробувань витрати насосів САОЗ за час експлуатації, на базі чого формуються залежності витрати від тиску на напорі насосів САОЗ, що вносять в розрахункові моделі.

8. Уставки спрацювання ШРУ-А. Відмінність полягає в уставці закриття ШРУ-А (64 та 68 кгс/см<sup>2</sup>). Наразі, для сценаріїв, які розглядаються по відношенню до ТУ, уставка закриття ШРУ-А не чинить вплив, так як ШРУ-А автоматично (в режимі регулювання) працює лише на початковій стадії в сценаріях, пов'язаних з течєю другого контуру, внаслідок закриття швидкодіючих запірно-відсічних клапанів (ШЗВК) неаварійних петель, а також, пов'язаних з повною втратою ЖВ ПГ з реалізацією режиму «скидання-підживлення». Наразі, початкова фаза не характеризується заходженням першого контуру, включаючи ОДР, тому уставка закриття ШРУ-К суттєво не впливає на перебіг аварійного процесу.

9. Регулювання витрати на напорі насосів САОЗ. На енергоблоках малої серії №1,2 ЮУАЕС встановлено регулюючі клапани на напорі насосів САОЗ ВТ та НТ. Регулюючі клапани дозволяють запобігти надмірного заходження та переопресування першого контуру шляхом зниження витрати холодної води з баків та прямих САОЗ, що дозволяє пом'якшити умови формування ТУ. Сприятливий вплив регулюючих клапанів досліджено в [39, 40]. Наразі, ця модернізація не реалізована на інших енергоблоках АЕС України та, оскільки, її вплив позитивний, то є консервативним не враховувати роботу регулюючі клапани під час виконання обґрунтувань.

10. Уставки роботи ІЗП КТ у режимі захисту від холодного переопресування (ЗХО). На енергоблоках АЕС України на ІЗП КТ реалізовано блокування для запобігання холодного опресування. Введено уставки за якими клапана відкриваються при збігові умов, що призводять до ТУ, а саме ВТ за низької температури ТН. Сприятливий вплив введення блокувань по відношенню до ТУ досліджено в [40]. Є відмінність у значеннях тиску та температури для різних енергоблоків, наразі, не зважаючи на відмінності, спрацювання захисту дозволяє запобігти ТУ на КР та виключити сценарії зі спрацюванням з розгляду.

### 2.3 Висновки до Розділу 2

Аналіз результатів ОТС КР енергоблоків АЕС України дозволяє зробити наступні висновки:

- розрахунки на міцність виконано, базуючись на ГУ, отриманих за допомогою ТГА сценаріїв 4 груп розрахункових сценаріїв (LOCA, MSLB, PRISE, OTHER);

- сценаріями, що визначають ресурс КР, є сценарії, пов'язані з непередбачуваним відкриттям ІЗП КТ з наступним закриттям (час закриття варіюється в залежності від специфіки енергоблоку). Також, представницькими сценаріями є сценарії, пов'язані з течами з першого контуру у другий контур, а також, течами еквівалентним діаметром 32 та 63 мм. Крім цього, сценарій, пов'язаний з течєю еквівалентним діаметром 105 мм (див. Табл. Б.6), характеризується достатньо низьким значенням  $T_{Ka}$ ;

- сценарії, не наведені у минулому абзаці, не є представницькими та мають бути проаналізовані на предмет можливості виключення сценаріїв з розгляду у майбутньому для енергоблоків, термін яких продовжується або переоцінюється з різних причин, наприклад, у разі підвищення потужності енергоблоків.

Таким чином, групування (вибір) розрахункових сценаріїв може бути переглянуто з метою оптимізації, враховуючи попередній досвід. Для такого

дослідження у якості пілотного енергоблоку обрано енергоблок №3 ЮУАЕС, для якого у наступних розділах виконано повний аналіз.

За результатами аналізу актуального стану енергоблоків АЕС України можна зробити висновок, що виявлені відмінності є несуттєвими, не можуть впливати на перебіг аварійного сценарію або такими, що впливають на результати ТГА таким чином, що збільшують запас до окрихчення. Оскільки відмінності не можуть впливати на перебіг аварійного сценарію, тому методика, що ґрунтується на розрахунках для пілотного енергоблоку №3 ЮУАЕС, може бути застосована для всіх енергоблоків з реактором ВВЕР-1000.

Результати досліджень, наведених у розділі 2, опубліковано в роботах [2, 39, 40, 71, 72].

### **РОЗДІЛ 3. РОЗРОБКА РОЗРАХУНКОВИХ МОДЕЛЕЙ ТА ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ОБРОБКИ ДАНИХ**

У розділі 3 представлено результати досліджень відповідно до задачі №3, в рамках якої розроблено інструменти (теплогідравлічні моделі, спеціальні програмні засоби) для виконання кількісних обґрунтувань та спрощення розробки розрахункових моделей.

#### **3.1 Загальні положення**

В рамках дослідження були застосовані розрахункові моделі енергоблоку №3 ЮУАЕС для відповідних РК, а саме, моделі для РК RELAP5 (п. 3.2) та GRS-MIX (п. 3.3) для ТГА, інтегральна модель для повного спектру ВП для РК RiskSpectrum PSA для імовірнісного аналізу, модель для РК ANSYS для розрахунків на міцність [74]. Крім цього, розроблено допоміжні ПЗ для підготовки вихідних даних щодо витратних характеристик насосів CAOЗ, блоку кінетики та підготовки ГУ (п. 3.5). Застосування допоміжних ПЗ дозволяє спростити процес моделювання та підготовки даних та запобігти помилок, що можуть виникнути внаслідок людського фактору. Прикладом застосування такого ПЗ є розробка спеціальної платформи, що інтегрує розрахунки різного типу (теплогідравлічні та на міцність) [69].

#### **3.2 Розрахункова модель для розрахункового коду RELAP5**

##### **3.2.1 Загальна характеристика моделі**

Зазвичай, для виконання системних аналізів використовуються моделі ЯПВУ для системних теплогідравлічних РК RELAP5 [17, 75, 76], RELAP5-3D [77], ATHLET [17, 78], CATHARE [17, 42], TRACE [42, 79] тощо. В рамках даного дослідження використаний РК RELAP5.

РК RELAP5 широко використовується як для виконання обґрунтувань безпечної експлуатації енергоблоків АЕС України в цілому, так і для отримання ГУ при виконанні розрахунків на міцність. При цьому, слід зазначити, що РК RELAP5

має обмеження в частині коректного моделювання стратифікації ТН в ГЦТ і утворення «язиків» холодного ТН в ОДР [43], тому додатково застосовувався інженерний РК GRS-MIX.

Для виконання розрахункових аналізів в якості базової використовувалася аналітична модель РУ енергоблоку №4 ЗАЕС для РК RELAP5. З метою приведення даної моделі у відповідність з енергоблоком №3 ЮУАЕС в розрахунковий файл внесені виявлені відмінності та модернізації [71].

Виконано детальне моделювання з ренодалізацією та коригуванням теплових структур (ТС) ОДР наступних ділянок РУ: байпаса реактора, ГЦТ, системи компенсації та захисту від перевищення тиску першого контуру, ПГ, САОЗ (ГЄ, ВТ, НТ), системи продувки-підживлення, САГ, системи паропроводів, системи основної, додаткової та аварійної ЖВ, продувки ПГ тощо. Під час моделювання ТС використовувалися реальні параметри теплоізоляції обладнання першого та другого контурів.

Крім цього, виконано моделювання витратних характеристик насосів САОЗ ВТ (значний вплив на кінцевий результат) та кінетику реактора (врахування палива ТВС-WR).

Розрахункова модель містить наступні основні складові ЯПВУ: РУ (реактор, ГЦТ, ГЦН, система компенсації тиску, ПГ); технологічні системи першого контуру (система підживлення-продувки, САГ); технологічні системи другого контуру (система паропроводів свіжої пари, турбіна і конденсатор, ПСП другого контуру, системи основної та допоміжної ЖВ ПГ, система аварійної ЖВ ПГ); САОЗ (ГЄ, ВТ, НТ).

Ступінь деталізації кожної системи визначається окремо під час її розробки, при цьому основним критерієм є виконання покладених на систему функцій. Слід зазначити, що для більш коректного моделювання складних просторових процесів в реакторі під час перехідних процесів було виконано моделювання ОДР в

квазітривимірній постановці. Під час моделювання увагу приділено виконанню критерію Куранта.

В розрахункову модель також внесені зміни в частині АкЗ реактора для врахування гідравлічних і теплофізичних характеристик ТВС-WR, завантажених в АкЗ реактора.

Дані, використані при розробці розрахункової моделі, базуються на інформації, наведений в БД, картах уставок і блокувань, інструкціях по експлуатації систем тощо, а також враховують процедуру розгляду змін за звітний період. У модель вносилися зміни виявлені в рамках аналізу відмінностей, що відбулися за звітний період модернізації, а також виконувалася її актуалізація, тобто перевірялося відповідність уставок і блокувань моделі і роботи систем.

Для підтвердження здатності розрахункової моделі адекватно моделювати необхідні фізичні явища виконувалася процедура валідації теплогідравлічної моделі для РК RELAP5 шляхом порівняння результатів розрахунку з експлуатаційними даними, включаючи результати динамічних випробувань. Валідація розрахункової моделі виконується за допомогою порівняння результатів розрахунку з даними, отриманими вимірювальними засобами енергоблоку як для стаціонарного стану, так і для перехідних процесів або випробувань [86]. За результатами виконання валідації, за необхідності, в модель вносились необхідні зміни.

### 3.2.2 Моделювання реактору

Особлива увага приділяється моделюванню ОДР, так як використовувані зазвичай в рамках розробки ЗАБ теплогідравлічні моделі ЯПВУ не дозволяють отримати детальне розподілення тиску, температур і коефіцієнтів тепловіддачі на внутрішній поверхні стінки КР внаслідок спрощеного моделювання ОДР (одним - чотирма вертикальними каналами).

Таким чином, для аналізу термічних навантажень на КР потрібне було доопрацювання існуючих теплогідравлічних моделей зі збільшенням кількості об'ємів в ОДР.

На першому етапі виконано аналіз моделей ОДР, використовуваних для аналогічних оцінок в інших країнах (США, Чеська Республіка, Німеччина, Російська Федерація і т. д.). Моделі ОДР для енергоблоків США типу PWR (№ 1 АЕС Оконні (проекти Бабкок та Вілкокс), № 1 АЕС Бівер-Веллі (проект Westinghouse) і АЕС Палісад (проект Combustion Engineering) з метою виконання аналізу впливу ТУ на КР були доопрацьовані шляхом розбиття на рівні азимутальні ділянки (шість ділянок по  $60^\circ$ ) [13]. Рівна азимутальна розбивка застосовувалася і в Україні [80], Чеській Республіці [32], Німеччині [81]. Так, в роботі [80] ОДР була замодельована 20 рівними вертикальними каналами по  $18^\circ$  кожний, в [32, 34] - 8 каналами по  $45^\circ$ , в [81] - 16 каналами по  $22.5^\circ$ . До недоліків даного підходу можна віднести неточність приєднання патрубків САОЗ і петель ГЦТ (наприклад,  $3^\circ$  і  $0.5^\circ$  відповідно [80]), що впливає на результати розрахунку, а також недотримання принципу гідродинамічної подібності для з'єднувальних елементів і, як наслідок, вимушене виключення рівняння збереження моменту імпульсу з метою уникнення розрахункової нестабільності.

Виходячи зі сказаного, актуальною стала розробка моделі, що дозволяє отримати реалістичну поведінку ТН і уникнути недоліків, що стосуються нестійкості поведінки витрат в ОДР [82]. Ця модель була розроблена для енергоблоку №1 ЮУАЕС (РУ В-302), для якого роботи з продовження експлуатації КР виконувались у такому обсязі вперше в Україні, після чого аналогічний підхід з розбиттям на сектори був застосований для інших енергоблоків. При виконанні розрахунків з використанням даної моделі не була виявлена нестійкість поведінки витрат в ОДР, тому рівняння збереження моментів імпульсу не було примусово деактивовано шляхом застосування спеціального «флагу» в файлі вихідних даних.

Вслід за енергоблоком №1 ЮУАЕС (РУ В-302) аналогічна модель реактору була застосована для енергоблоку №2 ЮУАЕС (РУ В-338) (див. Рис. 3.1). Просторове зображення нодалізації ОДР моделей енергоблоків №1,2 ЮУАЕС

наведено на Рис. 3.2, де показаний перехід від базової до більш деталізованої моделі, розробленої для аналізу термічних навантажень на КР.

Основна частина ОДР розбита на 12 паралельних вертикальних каналів типу annulus по колу, кожен з яких розділений на 9 елементарних об'ємів по висоті. Відповідно до ренодалізації ОДР, зміни виконані також у частині ТС, що моделюють корпус і шахту реактора. Виходячи з методики VERLIFE [15], для КР застосовані оновлені властивості сталі 15Х2НМФА [83].

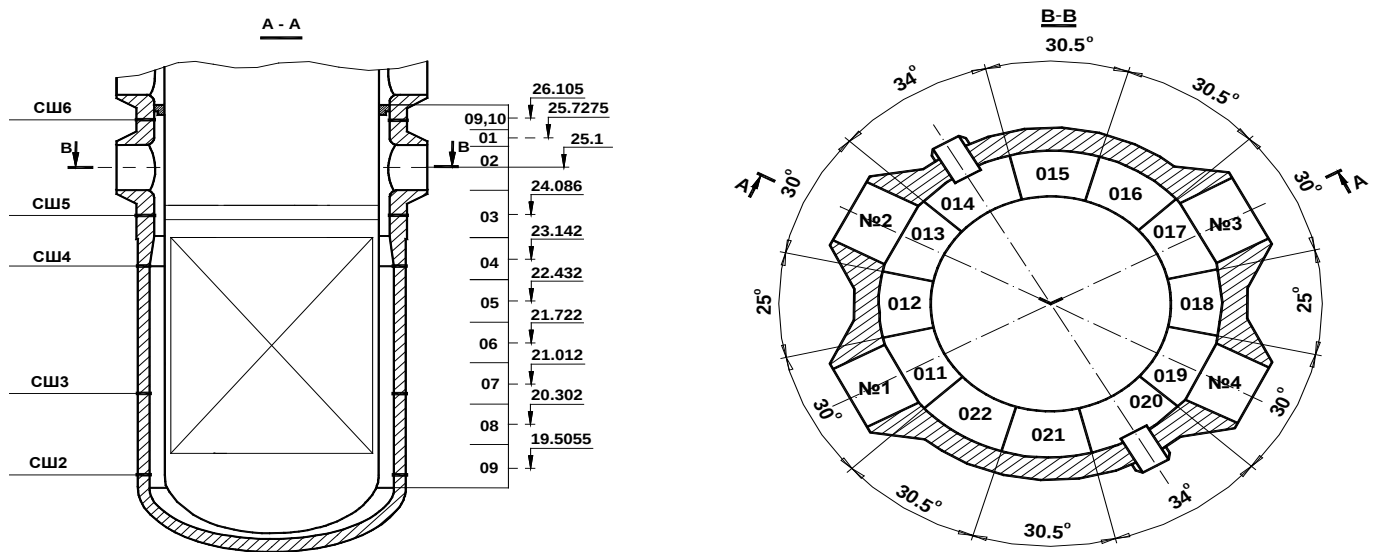


Рис. 3.1 – ОДР (№1,2 ЮУАЕС)

Наступними енергоблоками з застосуванням аналогічного підходу були енергоблоки з РУ В-320: №3 РАЕС, №1,2 ЗАЕС (Рис. 3.3) та №1 ХАЕС, №3,4 ЗАЕС, №3 ЮУАЕС (Рис. 3.4). При цьому була врахована відмінність у конструкції РУ (В-320, В-302 та В-338) у нумерації петель та геометрії ОДР.

Таке моделювання ОДР дозволяє забезпечити реалістичний розподіл витрат ТН, в тому числі взаємне перемішування потоків з різною температурою, але не дає можливості відстежити температурну стратифікацію рідини в елементах ОДР в поперечному напрямку, тому для частини сценаріїв додатково виконується аналіз перемішування з використанням спеціальних інженерних ПК (GRS-MIX, REMIX тощо).

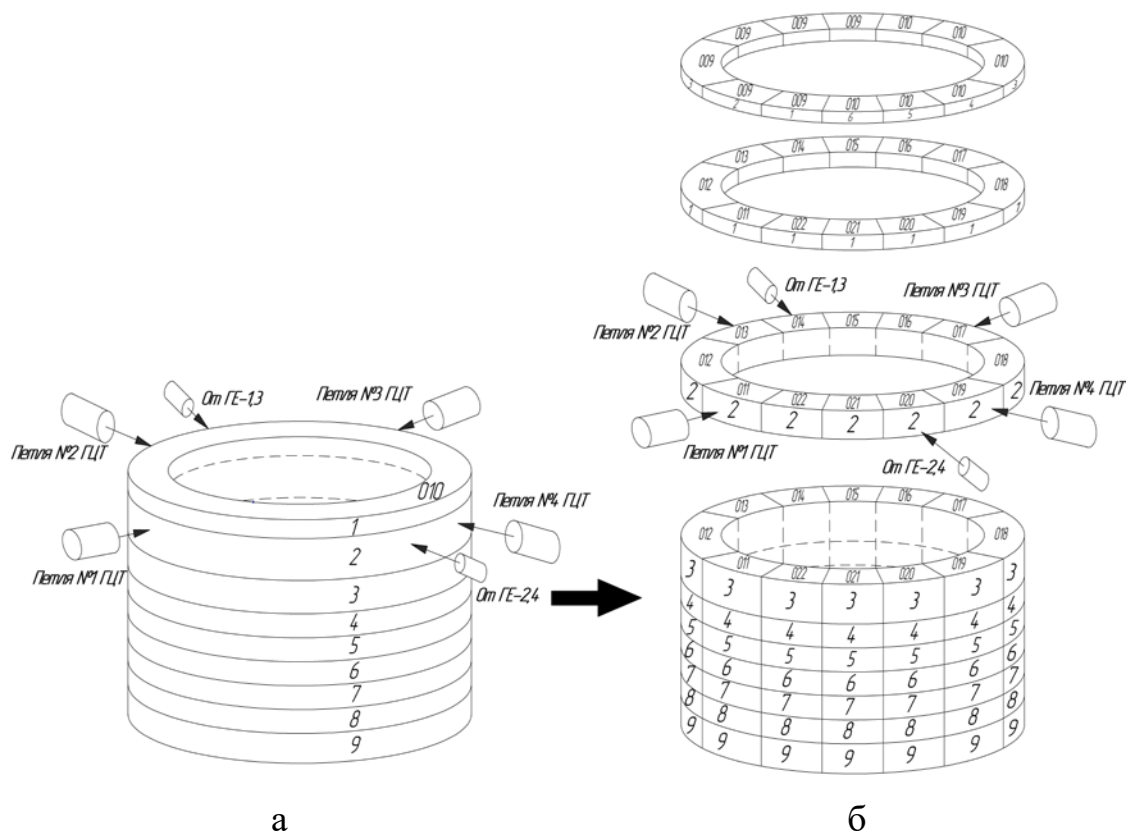


Рис. 3.2 – Просторове зображення нодалізації ОДР енергоблоків №1,2 ЮУАЕС (а - базова модель ОДР; б - модель ОДР для аналізу термічних навантажень)

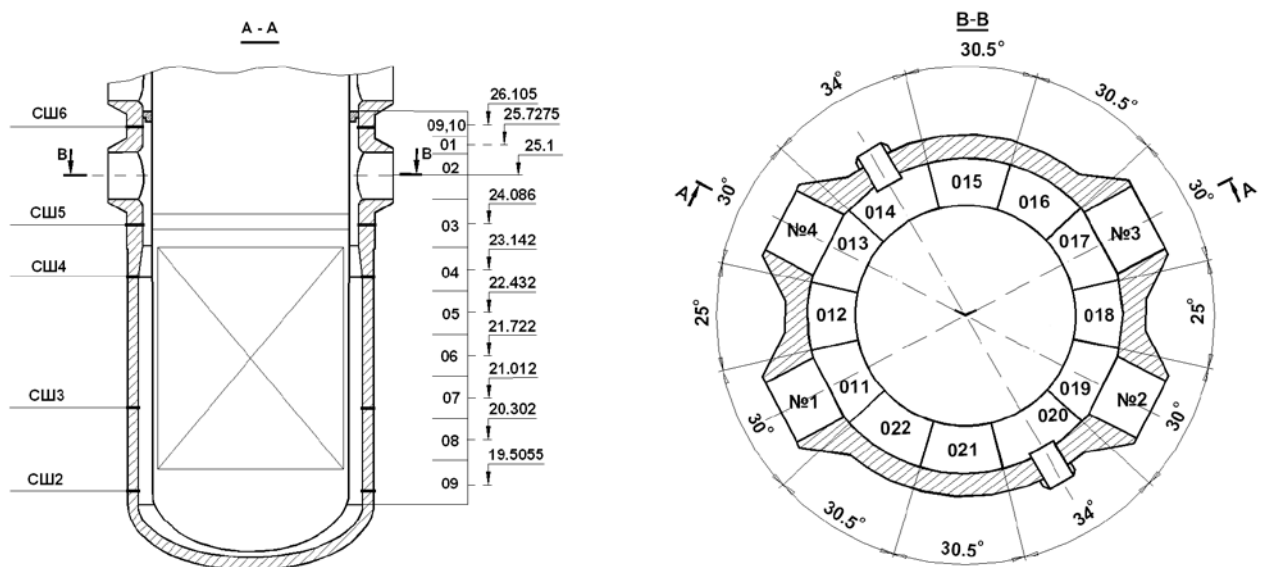


Рис. 3.3 – ОДР (№3 РАЕС, №1,2 ЗАЕС)

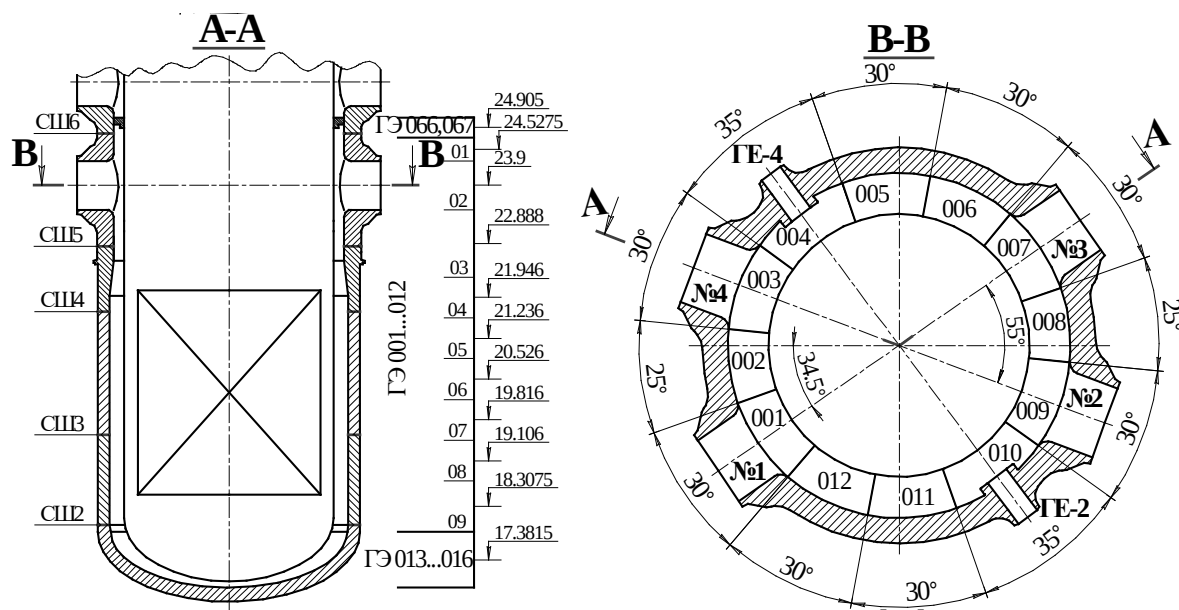


Рис. 3.4 – ОДР (№1 ХАЕС, №3,4 ЗАЕС, №3 ЮУАЕС)

Крім того, для оцінки результатів розрахункових обґрунтувань, розробки звітної документації та отримання ГУ для аналізу перемішування і розрахунку на міцність моделі ЯПВУ розширені блоками контрольних змінних з обчисленням параметрів в ОДР: мінімальної температури ТН, максимального коефіцієнта тепловіддачі, тиску і температур в кожному з 108 об'ємів (див. Рис. 3.1-Рис. 3.4), температури на внутрішній поверхні стінки КР і т. д.

Для виконання розрахунків була застосована найсучасніша на даний час модель енергоблоку №3 ЮУАЕС, опис якої наведено нижче та яка була розроблена на базі моделі енергоблоку №4 ЗАЕС з врахуванням специфіки енергоблоку №3 ЮУАЕС (поточний стан, паливне завантаження, витратні характеристики насосів САОЗ тощо).

### 3.2.3 Визначення витратних характеристик системи аварійного охолодження активної зони високого тиску

Витратні характеристики насосів САОЗ ВТ ТQ13,23,33D01, використані в моделі, по суті є апроксимаційними кривими, отриманими на підставі результатів випробувань відповідних насосів з урахуванням робочих меж їх функціонування, виходячи з напірних характеристик всіх трьох насосів. Для визначення витратних характеристик був застосований ПЗ PumpFlowCharacteristic (п. 3.5.1). При цьому,

враховано значення похибки вимірювання тиску першого контуру (1% від шкали вимірювального приладу з діапазоном  $-1.9 \dots 248.1 \text{ кгс/см}^2$ ) і похибки вимірювання витрати на напорі відповідних насосів (4% від шкали вимірювального приладу з діапазоном  $0 \dots 260 \text{ м}^3/\text{ч}$ ).

Отримана огибаюча витратна характеристики насосів CAO3 BT TQ13,23,33D01 в залежності від тиску ТН першого контуру показана на Рис. 3.5 та внесена у розрахункову модель для кожного каналу (у табличному вигляді).

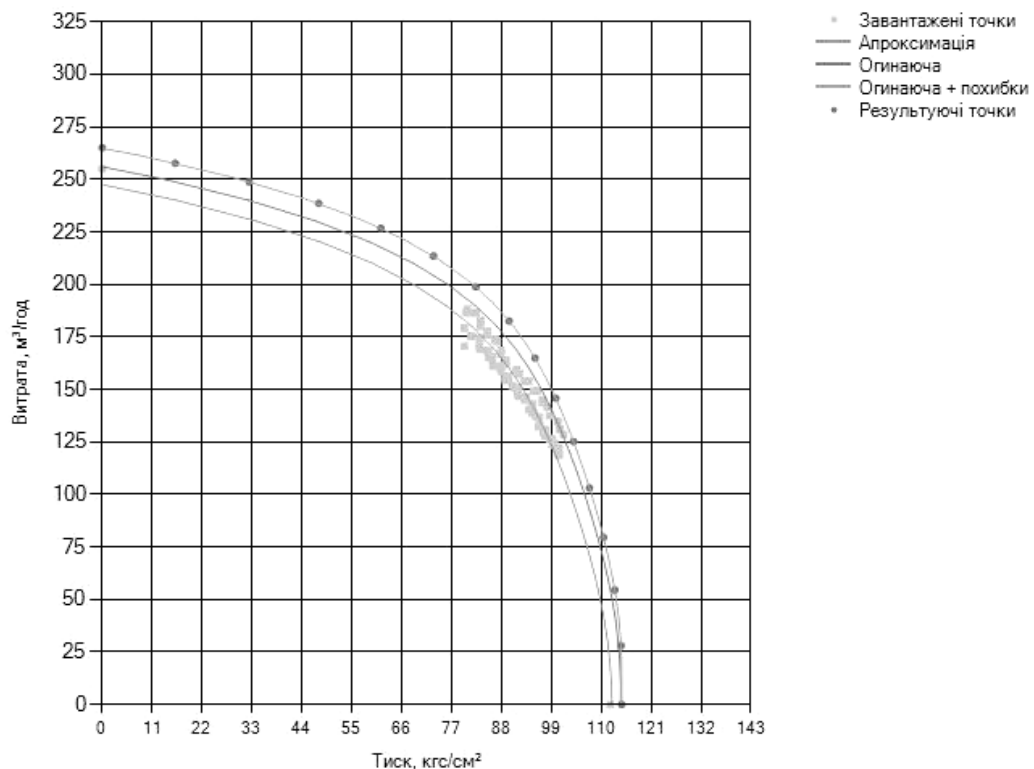


Рис. 3.5 – Витратна характеристика насосів CAO3 BT TQ13,23,33D01 в залежності від тиску в першому контурі та точки, на базі яких було отримано характеристику

Витратні характеристики насосів CAO3 BT TQ14,24,34D01 консервативно прийняті  $1.97 \text{ кг/с}$  для всього діапазону тиску ТН: від 0 до  $200 \text{ кгс/см}^2$ .

### 3.2.4 Визначення витратних характеристик системи аварійного охолодження активної зони низького тиску

Витратні характеристики насосів CAO3 HT TQ12,23,33D01, використані в моделі, є апроксимаційними кривими, отриманими на підставі результатів

випробувань відповідних насосів з урахуванням робочих меж їх функціонування, виходячи з напірних характеристик всіх трьох насосів. Для визначення витратних характеристик був застосований ПЗ PumpFlowCharacteristic (п. 3.5.1). При цьому, враховано значення похибок аналогічно п. 3.2.3.

Отримана огибаюча витратна характеристики насосів САОЗ НТ TQ12,23,33D01 в залежності від тиску ТН першого контуру показана на Рис. 3.6 та внесена у розрахункову модель для кожного каналу (у табличному вигляді).

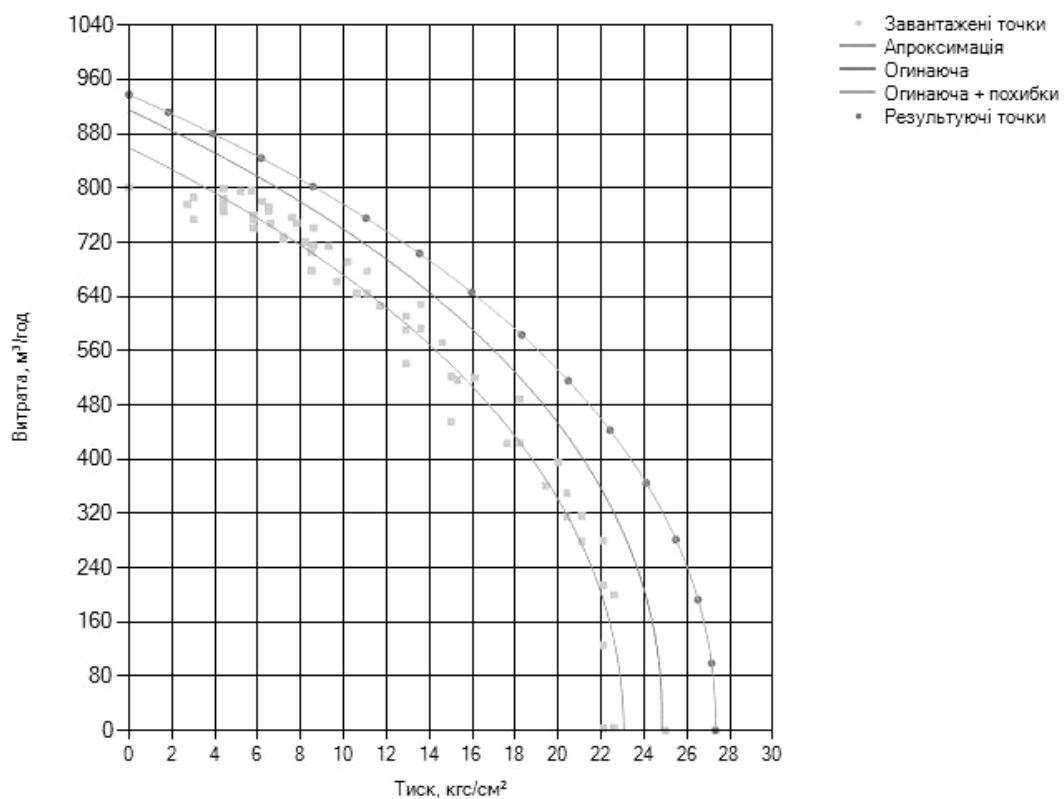


Рис. 3.6 – Витратна характеристика насосів САОЗ НТ TQ12,23,33D01 в залежності від тиску в першому контурі та точки, на базі яких було отримано характеристику

### 3.2.5 Кінетика реактора

Розрахунок потужності реактора енергоблоку №3 ЮУАЕС в перехідних процесах виконується з використанням точкової моделі кінетики реактора. Теплова потужність реактора визначається на основі двох складових: 1) потужності, що виділяється при реакції поділу (нейтронна потужність), яка пропорційна щільності

нейтронного потоку; 2) потужності, що виділяється при розпаді продуктів поділу та залишкового енерговиділення, для розрахунку якої використовується стандарт ANSI/ANS 5.1-1979 [84].

В якості вихідних даних для моделі кінетики використовувалися: результати розрахунку нейтронно-фізичних характеристик стаціонарного паливного циклу з ТВС-WR енергоблоку №3 ЮУАЕС, проектні значення окремих параметрів, використовуваних для консервативних оцінок.

Для задання параметрів моделі точкової кінетики реактора з ТВС-WR використовувалися розрахункові дані для стаціонарного паливного циклу з ТВС-WR енергоблоку №3 ЮУАЕС, а також характеристики 6-ти груп запізнених нейтронів.

Для визначення характеристик АкЗ був застосований ПЗ Core\_Kinetics.

### 3.2.6 Валідація моделі

Відповідно до вимог нормативної документації України, зокрема, загальних правил безпеки АЕС [56], які використовуються для обґрунтування безпеки енергоблоків АЕС аналітичні моделі повинні пройти валідацію для підтвердження їх здатності відображати реалістичну поведінку енергоблоку. Результати динамічної валідації теплогідравлічної моделі, розробленої з метою отримання ГУ для аналізу термічних навантажень на КР, представлені нижче. На практиці розрахункова модель реактору з деталізованою ОДР використовується при виконанні робіт по обґрунтуванню ОКР КР усіх енергоблоків АЕС України.

Валідація була виконана на реальних інцидентах двома шляхами: порівнянням результатів валідації з використанням моделі без детальної розбивки ОДР та з розбивкою на прикладі інциденту без значного заохолодження (див. п. 3.2.6.1), а також, порівнянням на прикладі інциденту зі значним заохолодженням (див. п. 3.2.6.2).

При виборі інциденту для проведення порівняльних валідаційних розрахунків враховані такі фактори: інцидент стався відносно недавно; в перехідному процесі, викликаному порушенням, має місце спрацювання СБ; відбувається зміна стану

(ввімкнення / вимкнення) систем нормальної експлуатації; внаслідок відключення частини ГЦН спостерігається несиметричний характер заходження петель головного циркуляційного контуру тощо; несуперечливість даних щодо хронології протікання інциденту; наявність графічного матеріалу в обсязі, достатньому для проведення порівняльного аналізу з даними, отриманими у розрахунку за допомогою моделі.

#### 3.2.6.1 Валідаційний розрахунок з використанням моделі без детальної розбивки ОДР та з розбивкою

У якості представника для проведення валідаційного розрахунку №1 прийнято порушення нормальної експлуатації «Зупин енергоблоку внаслідок помилкового спрацьовування технологічного захисту турбоагрегату «Підвищення рівня в конденсаторі» з подальшим спрацьовуванням аварійного захисту (АЗ) в перехідному процесі», що мало місце на енергоблоці №1 ЮУАЕС (08.12.2004 р.). Такий вибір обумовлений наявністю достатньої кількості інформації про характер протікання перехідного процесу, в тому числі графічних матеріалів про поведінку основних теплогідравлічних параметрів першого і другого контурів РУ, опису роботи обладнання і систем, хронології спрацьовування захистів, несуперечливістю наявних даних тощо.

Причиною інциденту стало помилкове формування сигналу «Підвищення рівня в конденсаторі», чинного на закриття стопорних клапанів турбогенератору (СК ТГ) з заборобою роботи ШРУ-К.

Очікуваними наслідками є збільшення тиску другого контуру і, як наслідок, температури і тиску ТН першого контуру через погіршення тепловідводу через другий контур РУ. Режим, пов'язаний зі зменшенням тепловідведення через другий контур, в частині валідації теплогідравлічних моделі дозволяють отримати об'єктивні оцінки з таких елементів: перевірити моделі контролю потужності реактора і компенсації тиску; дослідити асиметричну «поведінку» циркуляційних

петель; оцінити коректність моделей ПСП другого контуру; оцінити модель вибігу ГЦН.

Феноменологічно даний інцидент можна умовно розбити на три фази: перша фаза, що характеризується припиненням витрати пари на турбіну (закриття СК ТГ), підвищенням тиску в другому контурі РУ, відкриттям ШРУ-А і переходом на новий рівень потужності; друга фаза, що характеризується подальшим підвищенням тиску в другому контурі, роботою ШРУ-А, спрацьовуванням АЗ по тиску в другому контурі і зниженням потужності реактора до рівня залишкових енерговиділень; третя фаза, що характеризується початком роботи ШРУ-К (після зняття заборони), закриттям ШРУ-А і різким зменшенням витрат ТН через реактор внаслідок відключення ГЦН-2 і ГЦН-4 через нештатну роботу оливнонасосів ГЦН.

Розрахунок стаціонарного стану виконаний як для модифікованої, так і для вихідної моделей, після чого проаналізовано відмінність у поведінці параметрів. Значення основних теплогідрравлічних і нейтронно-фізичних параметрів РУ прийняті аналогічними реалістичним даним енергоблоків АЕС на момент виникнення ВП. Ці значення відповідають проектним вимогам до роботи енергоблоку в умовах нормальної експлуатації. Порівняльний аналіз отриманих результатів показав, що внесені в модель зміни надають мінімальний вплив на результати розрахунку, а також, підтвердив коректну роботу моделі в стаціонарному стані РУ при роботі енергоблоку «на потужності». Аналогічний підхід до валідації моделі у стаціонарному стані РУ застосовано для енергоблоків АЕС з реактором ВВЕР-1000 [34] та енергоблоків АЕС Чашма [75].

Валідаційний аналіз виконаний для часового інтервалу 1200 секунд з урахуванням прийнятого сценарію з автоматичною роботою обладнання і систем, накладенням відмов і діями ОП згідно опису інциденту. В результаті порівняльного аналізу перехідного процесу, обраного для валідації, можна зробити висновок щодо хорошого збігу результатів в частині поводження розрахункових і вимірних параметрів (в межах похибки вимірювання і проектного відхилення технологічних

параметрів на допустимі величини). Таким чином, модифікована теплогідравлічна модель РУ з детальною розбивкою ОДР адекватно відображає поведінку систем і устаткування реального енергоблоку, що підтверджує її придатність для аналізу термічних навантажень на КР. Результати валідаційного розрахунку викладені у [85].

#### 3.2.6.2 Валідаційний розрахунок для інциденту зі значним заохолодженням

Як джерело інформації щодо порушень в роботі енергоблоку №3 ЮУАЕС використовувалися матеріали звітів про розслідування порушень в роботі енергоблоку. Було проаналізовано 8 порушень в роботі енергоблоку №3 ЮУАЕС, які обрано з усіх порушень, що мали місце з 2007 р. Детальний аналіз цих порушень показав, що кількість задіяних в ході перехідного процесу систем, а також обсяг інформації щодо працюючих систем недостатній для проведення якісної валідації розробленої теплогідравлічної моделі, тому, з огляду на аналогічність проектів енергоблоків, для проведення динамічної валідації обрано порушення «Незакриття головного ЗК ІЗП КТ УР21S01 під час планової перевірки працездатності реальним підвищенням тиску в першому контурі перед пуском енергоблоку №3 РАЕС після ППР через підклинювання в сідлі золотника імпульсного клапана УР21S04 після його відкриття», що мало місце 22.09.2009 р.

Дане порушення найбільш відповідає сценарію для проведення динамічної валідації для РК RELAP5, орієнтованої на використання при виконанні реалістичних розрахункових аналізів теплогідравлічних процесів, пов'язаних з заохолодженням КР в аварійних режимах, з урахуванням просторового перемішування ТН в ОДР і нижній камері змішування реактора.

За результатами валідації можна зробити висновок, що порівняльний розрахунковий аналіз перехідного процесу, викликаного незакриттям головного ЗК ІЗП КТ УР21S01 під час планової перевірки перед пуском енергоблоку №3 РАЕС після ППР, в цілому адекватно відображає поведінку систем і устаткування РУ розробленої моделі.

Відповідно до прийнятих критеріїв прийнятності для чотирьох фаз перехідного процесу можна зазначити наступне:

Для першої фази:

- хороша якісна і кількісна відповідність по тиску в першому та другому контурах, отриманих розрахункових значень і даних РАЕС щодо інциденту;
- хороша якісна збіжність розрахункових значень і даних РАЕС за рівнем в КТ. При цьому спостерігається незначна кількісна розбіжність, яка полягає у тому, що в моделі зниження рівня в КТ відбувається інтенсивніше;
- хороша якісна і кількісна збіжність отриманих розрахункових значень і даних РАЕС по температурам в петлях РУ.

Для другої фази:

- хороша якісна та кількісна відповідність по тиску в першому та другому контурах отриманих розрахункових значень і даних РАЕС щодо інциденту;
- задовільна якісна збіжність розрахункових значень та даних РАЕС щодо значення температур в петлях РУ (в місцях розташування датчиків температур); але присутні кількісні розбіжності, пов'язані з тим, що в моделі відбувається менш інтенсивне заохолодження ТН; слід зазначити, що розрахункова температура ТН в об'ємах ниток ГЦТ моделі, розташованих ближче до патрубків реактора, добре узгоджується з даними енергоблоків АЕС.

Для третьої фази:

- хороша якісна та кількісна відповідність по тиску в першому та другому контурах, рівню в ПГ отриманих розрахункових значень і даних РАЕС по інциденту;
- є розбіжності для отриманих розрахункових значень та даних РАЕС щодо значень температур в петлях РУ, однак загальний тренд зміни параметрів зберігається.

Для четвертої фази:

- хороша якісна і кількісна відповідність по тиску в першому та другому контурах і рівню в ПГ отриманих розрахункових значень і даних РАЕС щодо інциденту;

- є розбіжності для отриманих розрахункових значень і даних РАЕС за температур в петлях РУ.

За результатами розрахункового моделювання на часовому проміжку, що охоплює третю і четверту фази перехідного процесу, спостерігається відсутність зниження температур в гарячих нитках петель РУ на відміну від вимірюваних значень температур, які стабільно знижуються.

Як показали детальні модельні дослідження процесів перемішування в ГЦТ для розглянутого перехідного процесу, відмінності в показаннях термодатчиків на ГЦТ і відповідних розрахункових даних, отриманих за допомогою моделі для РК RELAP5, можна пояснити наведеним нижче.

Стан РУ характеризується зниженням параметрів першого контуру в результаті постійного скидання через ІЗП КТ і подачі відносно холодного ТН САОЗ ВТ в контур, відсутністю підігріву ТН в АкЗ (пуск після перевантаження), зривом циркуляції ТН та гарячими ПГ. Внаслідок періодичної подачі холодної води насосами САОЗ ВТ, а також відсутності примусової і зриву природної циркуляції досягається стан, коли підігрів ТН першого контуру відбувається в ПГ з більш високою температурою. Це призводить до того, що на певних ділянках холодних і гарячих ниток ГЦТ поблизу реактора формується термічна стратифікація ТН і виникнення різноспрямованого руху потоку ТН. Більш холодний ТН з реактора рухається в напрямку до ПГ по нижній частині трубопроводу, поступово нагрівається, наближаючись до гарячого ПГ, піднімається, і повертається до реактора по верхній частині трубопроводу ГЦТ.

Розбіжності для отриманих розрахункових значень і даних вимірювань РАЕС за температур в петлях РУ пояснюються тим, що використовується модель RELAP5 з одновимірної розбивкою ГЦТ не враховує ефект термічної стратифікації

однофазного середовища та виникнення різноспрямованих потоків. Врахування даних фізичних явищ в розрахунковій моделі дозволяє отримати поведінку температури в ГЦТ, аналогічне даним вимірів, отриманих за допомогою штатних засобів реєстрації на енергоблоці №3 РАЕС під час порушення.

Оскільки застосування одновимірної моделі трубопроводів для виконання розрахунків не забезпечує повної достовірності отриманих результатів, то для виконання розрахункового аналізу слід застосовувати консервативний підхід, головним завданням якого є отримання найбільш несприятливих результатів, по відношенню до явища, яке розглядається. При цьому передбачається, що отримані результати з високою імовірністю перекривають невизначеність моделювання. Застосування паралельного моделювання дає можливість підтвердити явище стратифікації при збереженні динаміки перехідного процесу, але не дозволяє врахувати геометрію холодного «струмка», який формується в нижній частині ГЦТ в результаті роботи САОЗ.

У [43] та [88] наведено результати дослідження вказаних вище розбіжностей шляхом горизонтального розбиття ГЦТ у моделях РУ для РК ATHLET та RELAP5 відповідно, де для підтвердження температурної стратифікації ТН в умовах стагнації потоку була виконана специфічна нодалізація петель. Горизонтальні ділянки підвідних і відвідних трубопроводів були розділені на дві паралельні горизонтальні труби, які розміщені одна над іншою. Перетікання між верхньою і нижньою трубами моделювалися за допомогою додаткових вертикальних гідравлічних елементів (ГЕ). Трубопроводи САОЗ ВТ були з'єднані з верхніми ГЕ підвідних трубопроводів. Термопари моделювались відповідно до реального розміщення. Використання нової нодалізації трубопроводів ГЦТ дозволило отримати результати, близькі до даних енергоблоків АЕС і підтвердити наявність ефекту температурної стратифікації ТН.

Валідацію теплогідравлічної моделі з розбиттям ОДР на 20 однакових за геометрією каналів (див. [80]) було виконано у [87]. Для валідації обрано аналогічне порушення у роботі енергоблоків АЕС.

### 3.3 Розрахункова модель для розрахункового коду GRS-MIX

Зазвичай, для виконання аналізу перемішування використовуються моделі для інженерних РК [43], таких як REMIX\NEWMIX [61], GRS-MIX [44, 76], BMIX++ [45], COMMIX [62] тощо. В рамках даного дослідження використаний РК GRS-MIX.

РК перемішування (англ. «Mixing codes») засновані на апроксимаційних залежностях емпіричного характеру, одержуваних шляхом обробки експериментальних даних, і дозволяють моделювати неповне перемішування холодної води з ТН у випадках стагнації циркуляції ТН в першому контурі та подачі холодної води в реактор [43].

Дані РК набули широкого застосування при визначенні неоднорідного розподілу температур і коефіцієнтів тепловіддачі на внутрішній поверхні корпусу і патрубків реактора з метою оцінки ТУ в різних режимах РУ. Для цього в якості ГУ використовуються результати розрахунків, отримані з використанням одновимірних інтегральних теплогідравлічних РК. Слід зазначити, що інтегральні РК усереднено враховують ефекти, пов'язані з густиною, що впливають на температурне розшарування потоків, перемішування потоків з різною температурою, що істотно впливає на розрахунок температур середовища, що межує з поверхнями корпусу і патрубків реактора. Звідси впливає необхідність локального врахування даного впливу.

В рамках робіт по ОКР КР енергоблоків АЕС України зарубіжними і вітчизняними фахівцями застосовуються методики REMIX (енергоблоки №3 РАЕС та №1 ЮУАЕС), ОКВМІХ (енергоблоки №1,2,4 РАЕС, №2 ХАЕС та №2 ЮУАЕС) та GRS-MIX (енергоблоки №1-5 ЗАЕС, №1 ХАЕС та №2,3 ЮУАЕС). Головною

відмінністю РК є використання різних емпіричних залежностей, отриманих на підставі різних експериментальних даних.

РК GRS-MIX розроблений компанією Gesellschaft für Anlagen-und Reaktorsicherheit (GRS) і представляє набір кореляцій та рівнянь, заснованих на експериментальних даних, отриманих на установках UPTF TRAM і HDR. РК дозволяє визначити наступні фізичні параметри: температура, ентальпія та масова витрата ТН в холодній нитці ГЦТ на вході в реактор та в будь-якій точці ОДР, температура ТН та швидкість потоку в центрі холодного «язика/струменя», коефіцієнти тепловіддачі на внутрішній поверхні КР і ширину холодного «язика/струменя» [89]. Для розрахунку використовуються наступні вихідні дані: тиск, температури ТН в холодній нитці ГЦТ і в ОДР за межами холодного «язика/струменя», температура та масова витрата впорскування САОЗ, геометрія трубопроводів та ОДР.

Розрахункова область включає в себе пряму частину холодної нитки ГЦТ і частину об'єму ОДР і нижньої камери змішування реактора, що відносяться до даної петлі з приєднанням САОЗ (Рис. 3.7).

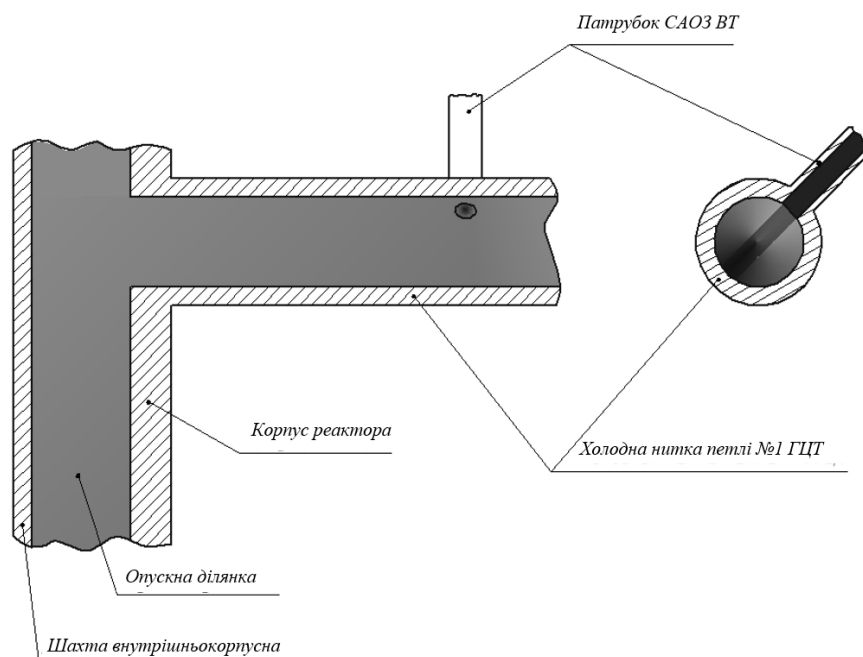


Рис. 3.7 – Межі моделі

Модель для РК дозволяє врахувати такі фізичні ефекти в холодній нитці ГЦТ і ОДР, як перемішування холодної води САОЗ з гарячим ТН у ГЦТ поблизу місця впорскування; конденсація пари у випадку зниження рівня в ОДР нижче холодної нитки ГЦТ та в холодній нитці ГЦТ нижче трубопроводу САОЗ; масо- і теплоперенесення між холодним «язиком» і гарячим середовищем шляхом перемішування.

Таким чином, температура ТН залежить від розрахункової витрати поза петлею (природна циркуляція або стагнація потоку).

У якості ГУ використовуються вхідні параметри, отримані з інтегральних РК, для підготовки ГУ використовується ПЗ DC-MIX.

### 3.3.1 Розрахункова сітка частини опускної ділянки реактора для розрахункового коду GRS-MIX

Розрахункова сітка частини ОДР, в якій спостерігається ТУ, для інженерного РК GRS-MIX приведена на Рис. 3.8 [71].

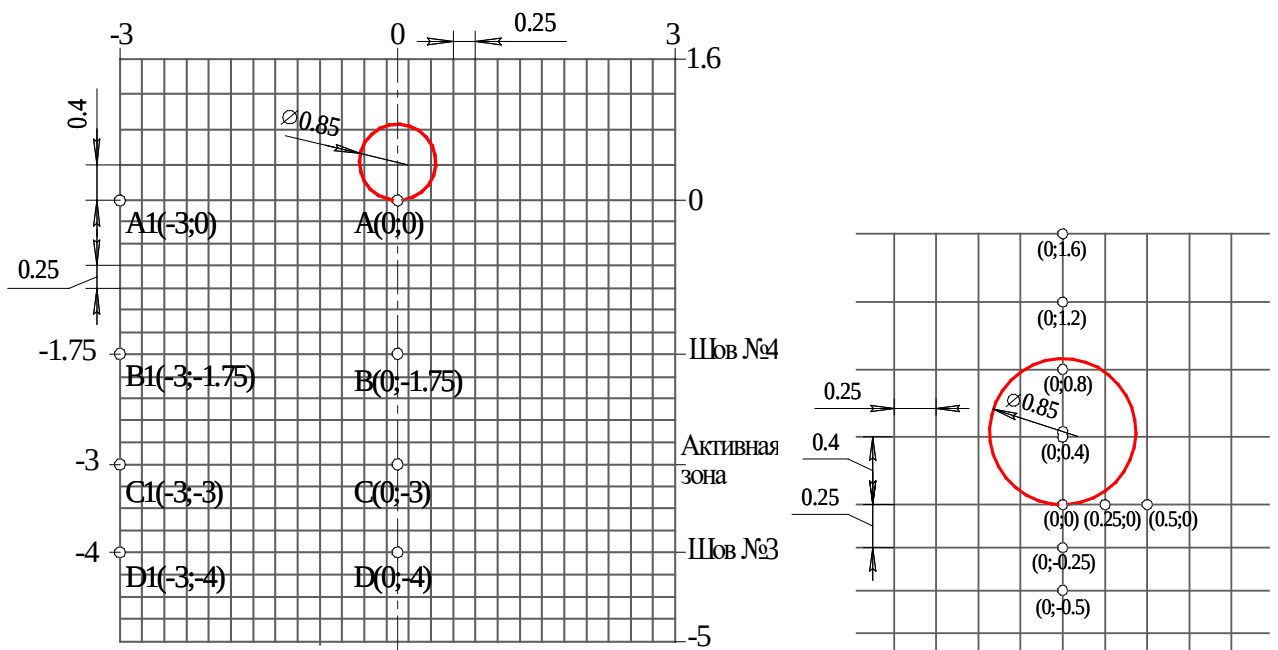


Рис. 3.8 - Розбиття ОДР біля патрубку ГЦТ на розрахункові гідродинамічні елементи РК GRS-MIX

Розрахунок виконаний для вісьмох точок, зображених на Рис. 3.8, наразі для цілей дослідження інтерес складають дві точки: точка В – центр холодного «язика» на висотному рівні ЗШ №4 з координатами (0;-1.75) та точка D – центр холодного «язика» на висотному рівні ЗШ №3 з координатами (0;-4).

### 3.3.2 Аналіз коректності розрахунку за допомогою розрахункового коду GRS-MIX на підставі значення числа Фруда

Можливі умови для термічної стратифікації ТН в прилеглій до впорскування розчину бору від каналу САОЗ ВТ частині холодної нитки ГЦТ, коли в ній виникає зустрічний потік більш гарячого ТН з боку «застійної» зони ОДР, розрахунковим шляхом аналізуються за допомогою так званого денситометричного критерію Фруда для ГЦТ  $Fr_{HPI-CL}$ , який має наступний вигляд [90]:

$$Fr_{HPI-CL} = Q_{HPI} / [A_{CL} \times (g \times D_{CL} \times (\rho_{HPI} - \rho_{CL}) / \rho_{HPI})^{1/2}], \quad (3.1)$$

де  $g$  – прискорення вільного падіння ( $m/c^2$ );

$Q_{HPI}$  – об'ємна витрата розчину бору від каналу САОЗ ВТ ( $m^3/c$ );

$A_{CL}$ ,  $D_{CL}$  – площа ( $m^2$ ) та внутрішній діаметр ( $m$ ) холодної нитки ГЦТ відповідно;

$\rho_{HPI}$ ,  $\rho_{CL}$  – густина розчину борної кислоти, що підживлюється САОЗ ВТ і ТН на виході з ГЦН відповідно ( $kg/m^3$ ).

При цьому, ініціація стратифікації ТН в холодній нитці ГЦТ можлива при виконанні наступної умови [90]:

$$Fr_{HPI-CL} \leq Fr_{kr.}^T, \quad (3.2)$$

де  $Fr_{kr.}^T$  – критичне число Фруда.

Критичне значення числа Фруда визначається за допомогою наступного виразу [91]:

$$Fr_{kr.}^T = (1 + Q_{CL} / Q_{HPI})^{-7/5}, \quad (3.3)$$

де  $Q_{CL}$  – об'ємна витрата ТН на виході з ГЦН ( $m^3/c$ ).

У випадку виконання умови (3.2), тобто ідентифікації виникнення термічного розшарування в ГЦТ, ГУ для виконання розрахункового аналізу перемішування за допомогою РК GRS-MIX є коректними.

### 3.3.3 Розподіл Гауса для температури теплоносія в опускній ділянці реактора і коефіцієнта тепловіддачі на внутрішній поверхні корпусу реактора

Результатом розрахунку перемішування за допомогою РК GRS-MIX є локальні значення температури  $T_H$  і коефіцієнта тепловіддачі уздовж осі холодного «язика» у ОДР. Тобто, GRS-MIX, як і інші РК перемішування, не дозволяє безпосередньо чисельно визначити розподіл параметрів потоку по ширині ОДР.

В [92, 93] показано, що в стисненому вільно-конвективному «струмені» в ОДР зберігається універсальність профілів температур (густини рідини) та швидкостей в поперечному перерізі «струменя» та їх взаємозв'язок між собою. При цьому, наведені в [92, 93] дослідження демонструють, що інтенсивність перемішування в стисненому «струмені» в ОДР має характерно нормальне (Гауссове) розподілення, що пояснюється високим ступенем турбулізації потоку, особливо в області формування «струменя» холодної води, що заливається, в ОДР, та відповідним формуванням строгих когерентних турбулентних структур. Нормальний характер розподілення температури та швидкості по ширині холодного «язика» визначає відповідний характер розподілення коефіцієнта тепловіддачі від внутрішньої поверхні КР.

Застосовуючи математичну форму та характеристики нормального розподілу [94] з урахуванням розрахункового значення ширини холодного «язика», отриманої за допомогою РК GRS-MIX, та параметрів потоку на межі «язика» (так звані фонові параметри) отримані залежності для розрахунку температури  $T_H$  та коефіцієнта тепловіддачі по ширині ОДР. Для розрахунку розподілу температури потоку  $T_{plume}(X)$  в ОДР в поперечному напрямі в області вниз направленої течії холодного «струменя (язика, сектора)» отримана наступна залежність:

$$T_{plume}(X) = T_{DCHOT} - [\Delta T_{ave} / (\sigma \times (2\pi)^{1/2})] \times \exp\{-(X - \mu)^2 / 2 / \sigma^2\}, \quad (3.4)$$

де  $X$  – координата по ширині ОДР, яка дорівнює нулю на осі холодного «язика», приймає негативне значення ліворуч та симетричне позитивне значення праворуч від осі (м);

$T_{DCHOT}$  – температура ТН на межі холодного «язика» або «фонова» температура (вхідна постійна по всій висоті ОДР величина для РК GRS-MIX), яка приймається як середня температура середовища між третім і четвертим ЗШ КР за результатами розрахунку за допомогою РК RELAP5 (°C);

$\mu$  – мода і медіана нормального розподілу, які при відсутності фазового зміщення функції розподілу, тобто при відповідності осі «язика» та осі симетричного нормального розподілу, дорівнюють нулю;

$\sigma$  – середньоквадратичне відхилення функції розподілу (другий момент інерції відносно середньостатистичного значення);

$\Delta T_{ave}$  – середнє значення температури ТН по ширині «язика» у поперечному перерізі, що розглядається, яке, виходячи з характеру нормального розподілу [94], визначається наступним шляхом (°C):

$$\Delta T_{ave} = \sigma \times (2\pi)^{1/2} \times (T_{DCHOT} - T_{DCMIN}), \quad (3.5)$$

де  $T_{DCMIN}$  – мінімальна температура ТН на осі холодного «язика», яка є розрахунковим результуючим параметром для РК GRS-MIX (°C).

При цьому, середньоквадратичне відхилення, яке визначає кінцевий характер розподілу, обирається ітераційним шляхом до стадії прийнятної відповідності наступним двом умовам (так звана умова «зшивання» країв функції нормального розподілення з ГУ «фону»):

$$\frac{T_{DCHOT} + T_{DCMIN}}{2} \approx \frac{1}{pw} \int_{-pw/x}^{pw/2} T_{plume}(X) dX \quad (3.6)$$

$$\lim_{|X| \rightarrow pw/2} (T_{plume}(X)) \approx T_{DCHOT} \quad (3.7)$$

де  $p_w$  – розрахункове результуюче значення ширини холодного «язика» для РК GRS-MIX (м).

При цьому, вираз в лівій частині рівняння 3.6 представляє собою середньоарифметичне значення температури по ширині «язика», а в правій частині – середнє інтегральне для функції розподілення  $T_{plume}(X)$ .

Вираз для функції нормального розподілу коефіцієнта тепловіддачі від внутрішньої поверхні КР до ТН в ОДР  $\alpha_{plume}(X)$ , як і слід було очікувати, має вигляд, подібний до рівняння (3.4):

$$\alpha_{plume}(X) = HTC_{DC} - \left\{ \left[ \sigma \times (2\pi)^{1/2} \times (HTC_{STR} - HTC_{DC}) \right] / \left( \sigma \times (2\pi)^{1/2} \right) \right\} \times \exp \left\{ - \left[ (X - \mu)^2 / 2 / \sigma^2 \right] \right\} \quad (3.8)$$

де  $HTC_{DC}$  – розрахункове результуюче «фонове» (постійне по висоті ОДР) значення коефіцієнта тепловіддачі для РК GRS-MIX ( $Bm / m^2 / K$ );

$HTC_{STR}$  – усереднене по ширині холодного «язика» розрахункове результуюче значення коефіцієнта тепловіддачі на осі «язика» для РК GRS-MIX ( $Bm / m^2 / K$ ).

Для виконання розрахунків у формулу нормального розподілу задаються наступні значення параметрів:

- стандартне відхилення  $\sigma^2 = 0.20218 \times PW$ , де  $PW$  – поточне значення ширини «язика», що залежить від висотної координати ОДР, що розглядається. Чисельне значення множника 0.20218 отримане аналітично, шляхом розв'язання системи рівнянь, які визначають розподіл температури в ОДР, з використанням функції Лапласа;

- математичне очікування  $\mu = 0$ ;

- поточне значення координати  $X$ , яка розглядається.

Для РК GRS-MIX фонове значення коефіцієнта тепловіддачі складає  $HTC_{DC} = 1500 Bm / m^2 / K$ , обґрунтування якого розробником РК наведено в [95]. Оскільки коефіцієнт тепловіддачі є величиною, залежною від температури ТН, то для функції розподілу  $\alpha_{plume}(X)$  (рівняння (3.8) значення середньоквадратичного

відхилення  $\sigma$  та моди  $\mu$  таке ж, як і для функції розподілу  $T_{plume}(X)$ . При будівництві «розгортки» коефіцієнта тепловіддачі в таблицях EXCEL був використаний раніше узгоджений Держатомрегулюванням України підхід до виконання аналогічних робіт. Цей підхід, аналогічно до розподілення температури в ОДР, передбачає використання «фонового» значення коефіцієнта тепловіддачі в незбудженій області ОДР  $HTC_{DC}$ , яке визначається по результатам розрахунку РК RELAP5, аналогічно до «фонові» температури  $T_{DCHOT}$ .

### 3.4 Розрахункова модель для розрахункового коду RiskSpectrum PSA

Моделювання і кількісне оцінювання потенційних груп сценаріїв крихкого руйнування (СКР), які потенційно призводять до порушення умов КМ металу КР, виконувалось на основі інтегральної імовірнісної моделі енергоблоку №3 ЮУАЕС у форматі РК RiskSpectrum PSA [2, 71].

Інтегральна імовірнісна модель ІАБ енергоблоку №3 ЮУАЕС враховує повний спектр ВП, а саме: внутрішні ВП, внутрішні пожежі та затоплення, зовнішні екстремальні впливи (за винятком сейсмічних). Також в даній імовірнісній моделі розглянуті всі можливі експлуатаційні стани енергоблоку (робота на номінальному рівні потужності, зниження / набір потужності, стан зупину (гарячий, холодний), розущільнений перший контур, проведення випробувань тощо). Таким чином, дана імовірнісна модель враховує всі можливі значущі ВП і експлуатаційні стани, що забезпечує найбільш повний всебічний систематичний аналіз причин і наслідків аварій на енергоблоці.

Для використання імовірнісної моделі ІАБ першого рівня для повного спектру ВПА всіх регламентних станів РУ для цілей даної роботи, було виконано аналіз сценаріїв, які потенційно призводять до порушення умов КМ КР:

- ідентифікація СКР в АП, які містяться в ІАБ;
- ідентифікація СКР в АП, виключених з розгляду ІАБ (наприклад, через незначний вплив на частоту пошкодження активної зони (ЧПАЗ));

- адаптація та модифікація імовірнісної моделі ІАБ для виконання поставленої прикладної задачі та більш детального моделювання факторів крихкого руйнування та кількісної оцінки СКР;

- групування ідентифікованих СКР;
- кількісна оцінка.

При розробці імовірнісної моделі СКР, а також з урахуванням особливостей виконання ТГА, при виконанні імовірнісного моделювання було виконано наступне:

- модифікація імовірнісної моделі з метою виділення СКР у вигляді окремих сценаріїв для наступних ВПА (течі першого контуру Ду 90-350 мм, течі першого контуру Ду > 350 мм, відкриття і непосадка ЗК КТ, відрив кришки колектору ПГ, розрив трубопроводу ЖВ в межах ГО;

- розрахунок частот окремо виділених ВП;
- моделювання сценаріїв із закриттям ЗК КТ ОП протягом 10 хвилин після ненавмисного відкриття;
- моделювання закриття після ненавмисного відкриття ШРУ-А/ЗК ПГ;
- врахування автоматичної ізоляції по ЖВ аварійного ПГ;
- моделювання мінімальної та максимальної конфігурації роботи САОЗ ВТ/НТ (робота 1/3 каналів САОЗ ВТ/НТ і 3/3 каналів);
- врахування ІЛА в форматі СОАІ.
- ідентифікація і групування ОКР.

### 3.5 Розробка допоміжних програмних засобів

#### 3.5.1 Програмний засіб для побудови витратних характеристик системи аварійного охолодження активної зони (PumpFlowCharacteristic)

При виконанні теплогідравлічних розрахунків в підтримку аналізу міцності елементів першого контуру РУ виникає необхідність побудови консервативних витратних характеристик моделей насосів САОЗ ВТ та НТ. Для визначення відповідних характеристик застосовують паспортні дані та результати випробувань насосного обладнання, які дозволяють визначити втрати напору насоса при його

роботі на перший контур. Для підготовки даних щодо витратних характеристик САОЗ був розроблений спеціальний ПЗ PumpFlowCharacteristic, що значно спростило підготовку вхідних даних щодо характеристик насосів САОЗ для теплогідравлічних моделей для РК RELAP5 (опис ПЗ PumpFlowCharacteristic наведено у Додатку В).

### 3.5.2 Програмний засіб для підготовки блоку кінетики (Core\_Kinetics)

Розрахунок потужності АкЗ моделей РУ для одномірних інтегральних РК (зокрема, таких як RELAP5) в перехідних процесах виконується з використанням точкової моделі кінетики реактора. Для підготовки блоку кінетики був розроблений спеціальний ПЗ Core\_Kinetics, що значно спростило підготовку вхідних даних щодо блоку кінетики реактору для теплогідравлічних моделей для РК RELAP5 (опис ПЗ Core\_Kinetics наведено у Додатку В).

### 3.5.3 Програмний засіб для підготовки граничних умов (DC-MIX)

В рамках робіт із аналізу міцності КР виконується низка теплогідравлічних розрахунків, спрямованих на визначення ГУ для оцінки ОКР КР. Для підготовки ГУ для розрахунку на міцність був розроблений спеціальний ПЗ DC-MIX, що значно спростило підготовку вхідних даних (аналіз перемішування ТН за результатами розрахунку за допомогою РК RELAP5) для розрахункових моделей для РК ANSYS (опис ПЗ DC-MIX наведено у Додатку В).

## 3.6 Висновки до Розділу 3

Розділ 3 містить стислий опис розрахункових моделей для теплогідравлічних кодів RELAP5 та GRS-MIX, а також, допоміжних ПЗ для підготовки вихідних даних щодо витратних характеристик насосів САОЗ і блоку кінетики та підготовки ГУ, що були застосовані у дослідженні та дозволяють спростити розробку розрахункових моделей, запобігти помилок користувача за рахунок автоматизму та скоротити час теплогідравлічного аналізу.

Результати досліджень, наведених у розділі 3, опубліковано в роботах [2, 43, 71, 82, 85, 86].

## РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ РОЗРАХУНКІВ

У розділі 4 представлено результати досліджень відповідно до задачі №4, в рамках якої виконано повний цикл розрахунків (теплогідравлічних, імовірнісних і на міцність) для пілотного енергоблоку з метою підтвердження твердження щодо обґрунтованого виключення сценаріїв, що не є представницькими та не визначають ресурс корпусу реактора.

### 4.1 Імовірнісний аналіз

Методологічні підходи до виконання імовірнісного аналізу наведені у [4] та [96], крім цього, під час виконання аналізу враховано вимоги та рекомендації керівництв [14-17, 47, 97, 99]. Також, підходи до імовірнісного аналізу та отримані результати представлено у [71, 100].

Для аналізу використовувався РК RiskSpectrum PSA та відповідна інтегральна модель енергоблоку №3 ЮУАЕС для повного спектру ВПА для всіх режимів РУ. Були враховані вимоги ІЛА у форматі СОАІ, що містять процедури управління процесами з можливим виникненням ТУ та холодного опресування КР. В результаті було проведено кількісну оцінку груп та визначено імовірність реалізації сценаріїв. Враховуючи вказівки ІЛА у форматі СОАІ, вдалося розширити та деталізувати перелік груп та визначити групи, які більш точно описують реакцію енергоблоку на ВПА. Ці групи повинні бути розглянуті якісно або кількісно в ТГА.

Перелік 14 домінуючих груп сценаріїв з високою імовірністю реалізації (внесок більше 0.1%) наведено нижче в Табл. 4.1. Профіль домінуючих груп сценаріїв представлений на Рис. 4.1.

Виходячи з отриманих результатів (Табл. 4.1) можна зробити висновок, що представницькими групами сценаріїв з високою імовірністю реалізації є течії ТН першого контуру діаметром менше 350 мм з різною конфігурацією каналів САОЗ, весь спектр течій ТН з першого контуру в другий та втрата ЖВ.

Табл. 4.1 – Перелік домінуючих груп сценаріїв [2]

| № | Код групи / Стан<br>ру          | Опис                                                                                                                                                                                                                         | Частота,<br>1/рік      |
|---|---------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| 1 | 2                               | 3                                                                                                                                                                                                                            | 4                      |
| 1 | PTS-1N-A1 / «на<br>потужності») | Теча першого контуру Ду90-350 мм з роботою<br>всіх каналів CAO3 BT і CAO3 HT                                                                                                                                                 | $8.44 \times 10^{-05}$ |
| 2 | PTS-1S-A1 /<br>«гарячий зупин») |                                                                                                                                                                                                                              | $1.51 \times 10^{-05}$ |
| 3 | PTS-2N-1 / «на<br>потужності»)  | Теча першого контуру Ду50-90мм з роботою<br>всіх каналів CAO3 BT                                                                                                                                                             | $5.33 \times 10^{-04}$ |
| 4 | PTS-2S-1 /<br>«гарячий зупин»)  |                                                                                                                                                                                                                              | $1.18 \times 10^{-05}$ |
| 5 | PTS-3N-1 / «на<br>потужності»)  | Теча першого контуру Ду11-50 мм з запуском<br>всіх каналів CAO3 BT                                                                                                                                                           | $6.86 \times 10^{-03}$ |
| 6 | PTS-3S-1 /<br>«гарячий зупин»)  |                                                                                                                                                                                                                              | $7.58 \times 10^{-05}$ |
| 7 | PTS-3N-4 / «на<br>потужності»)  | Теча першого контуру Ду11-50 мм з запуском<br>одного каналу CAO3 BT                                                                                                                                                          | $2.76 \times 10^{-05}$ |
| 8 | PTS-4N-1 / «на<br>потужності»)  | Теча першого контуру Ду <11 мм з запуском як<br>мінімум одного каналу CAO3 BT через відмову<br>ТК та ТВ10                                                                                                                    | $4.97 \times 10^{-04}$ |
| 9 | PTS-5N-1 / «на<br>потужності»)  | Перехідний процес по причині ВПА з щільним<br>першим контуром. Відмова підживлення ПГ від<br>ДЖЕН і АЖЕН, організація підживлення<br>одного ПГ від деаераторів. Розхолодження по<br>другому контуру з максимальною швидкістю | $1.51 \times 10^{-05}$ |

Продовж. табл. 4.1

| 1  | 2                            | 3                                                                                                                                             | 4                      |
|----|------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
| 10 | PTS-6N-1 / «на потужності»)  | Теча з першого в другий контур. Невиконання проектних функцій (ТК+ТВ10, локалізація аварійного ПГ, відведення теплоти через другий контур)    | $5.99 \times 10^{-04}$ |
| 11 | PTS-7N-11 / «на потужності») | Теча з першого в другий контур (розрив декількох ТОТ) з роботою всіх каналів САОЗ                                                             | $2.92 \times 10^{-03}$ |
| 12 | PTS-7S-11 / «гарячий зупин») | ВТ на початковій стадії аварії та успішний перехід на рециркуляцію надлишкових каналів САОЗ ВТ після розхолодження по другому контуру         | $3.16 \times 10^{-05}$ |
| 13 | PTS-7N-12 / «на потужності») | Теча з першого в другий контур (відрив кришки колектору ПГ) з роботою всіх каналів                                                            | $9.73 \times 10^{-04}$ |
| 14 | PTS-7S-12 / «гарячий зупин») | САОЗ ВТ на початковій стадії аварії та успішне переведення на рециркуляцію надлишкових каналів САОЗ ВТ після розхолодження по другому контуру | $1.05 \times 10^{-05}$ |

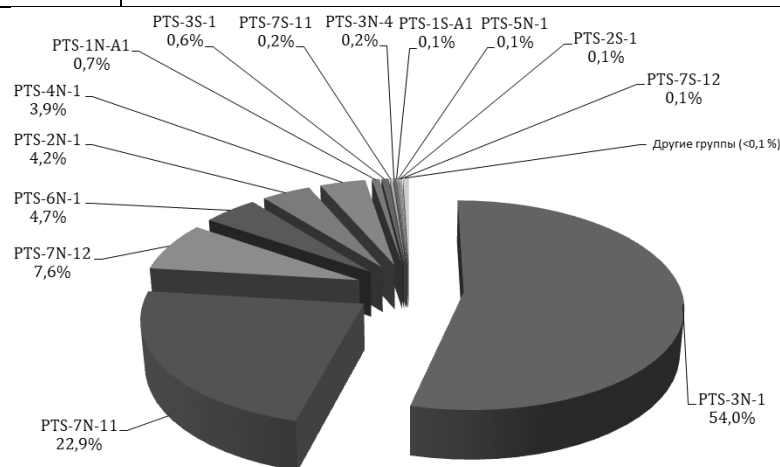


Рис. 4.1 – Профіль домінуючих груп сценаріїв

Для порівняння з результатами для енергоблоку №3 ЮУАЕС (Табл. 4.1), у Табл. 4.2 наведено домінуючі групи сценаріїв для енергоблоків №3 РАЕС, №4 ЗАЕС та №1 ХАЕС. Критерієм відсіву прийнято частоту –  $10^{-5}$  1/рік. Усі групи характеризуються максимальною конфігурацією каналів САОЗ (два та більше), що призводить до більшого заходоження ТН.

Табл. 4.2 – Порівняння результатів імовірнісного аналізу [2]

| Група / Стан РУ                                   | Частота, 1/рік         |                        |                        |                        |
|---------------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
|                                                   | №3 РАЕС                | №4 ЗАЕС                | №1 ХАЕС                | №3 ЮУАЕС               |
| 1                                                 | 2                      | 3                      | 4                      | 5                      |
| Течі першого контуру (Ду<11) / «на потужності»)   | -                      | $1.37 \times 10^{-04}$ | -                      | $4.97 \times 10^{-04}$ |
| Течі першого контуру (Ду 11-50)/ «на потужності») | $9.16 \times 10^{-03}$ | $5.65 \times 10^{-03}$ | $8.38 \times 10^{-03}$ | $6.86 \times 10^{-03}$ |
| Течі першого контуру (Ду 11-50)/ «гарячий зупин») | $1.70 \times 10^{-04}$ | -                      | -                      | -                      |
| Течі першого контуру (Ду 50-80)/ «на потужності») | $4.83 \times 10^{-04}$ | $4.57 \times 10^{-04}$ | $4.53 \times 10^{-04}$ | $5.33 \times 10^{-04}$ |
| Течі першого контуру (Ду 50-80)/ «гарячий зупин») | $1.56 \times 10^{-04}$ | -                      | -                      | -                      |
| Течі з першого в другий контур/ «на потужності»)  | $1.94 \times 10^{-04}$ | $3.91 \times 10^{-03}$ | -                      | $5.99 \times 10^{-04}$ |
| Течі з першого в другий контур/ «на потужності»)  | $9.89 \times 10^{-04}$ | $9.78 \times 10^{-04}$ | $9.10 \times 10^{-04}$ | $2.92 \times 10^{-03}$ |

Продовж. табл. 4.2

| 1                                                                                                              | 2                      | 3                      | 4                      | 5 |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|---|
| Відкриття ЗК КТ з<br>незакриттям/ «на<br>потужності»)                                                          | $9.95 \times 10^{-04}$ | -                      | -                      | - |
| Відкриття ЗК КТ з<br>незакриттям/ «гарячий<br>зупин»)                                                          | $1.08 \times 10^{-03}$ | -                      | -                      | - |
| Розрив паропроводу без<br>локалізації ПГ/ «на<br>потужності»)                                                  | -                      | -                      | $1.25 \times 10^{-03}$ | - |
| Відкриття ШРУ-А (ЗК ПГ) з<br>незакриттям/ «на<br>потужності»)                                                  | -                      | $4.81 \times 10^{-04}$ | -                      | - |
| Відкриття ШРУ-К (чи<br>закриття СК ТГ) з<br>незакриттям та з відмовою<br>всіх ШЗВК/ «на<br>потужності»)        | -                      | $3.20 \times 10^{-04}$ | -                      | - |
| Відкриття ШРУ-А і ШРУ-К<br>(чи закриття СК ТГ) з<br>незакриттям/ «на<br>потужності»)                           | -                      | $2.25 \times 10^{-04}$ | -                      | - |
| Втрата тепловідводу через<br>другий контур з реалізацією<br>режиму «скид-<br>підживлення»/ «на<br>потужності») | $1.58 \times 10^{-04}$ | -                      | -                      | - |

Аналізуючи Табл. 4.2 можна зробити висновок, що групи сценаріїв з течами  $Du < 80$  мм, а також течами з першого контуру в другий мають високу імовірність виникнення. Однак можемо спостерігати, що деякі групи сценаріїв є характерними для певного енергоблоку. Це пов'язано з використанням інтегрованих моделей для різних кодів, людським фактором у моделюванні тощо.

Таким чином, можна додатково стверджувати, що ТГА повинен бути виконаний обов'язково для групи сценаріїв течами ( $Du < 80$  мм), а також течами з першого контуру в другий. Решта груп сценаріїв є специфічними для кожного енергоблоку та повинні досліджуватись з використанням поточної моделі цього енергоблоку.

#### 4.2 Теплогідравлічний аналіз повного переліку вихідних подій

Методологічні підходи до виконання ТГА наведені у [5], крім цього, під час виконання аналізу враховано вимоги та рекомендації керівництв [14-17, 18, 47, 97]. Також, підходи до ТГА та отримані результати представлено у [71].

Відповідно до [17] та [18] ТГА базується на відборі початкових подій (зі списку подій), які представляють потенційну небезпеку з точки зору цілісності КР, та подальшого їх аналізу з використанням консервативних припущень. Характерною особливістю цього підходу є використання принципу одиничної відмови для СБ та застосування підходу, аналогічного тому, який використовується при аналізі проектних аварій. Для зменшення кількості необхідних обчислень зазвичай спочатку проводиться якісний аналіз. На основі результатів якісного аналізу зі списку ВП, що призводять до подібних наслідків, визначаються представники ВП (тобто події, які призводять до більш несприятливих наслідків з точки зору цільових параметрів розрахунку, наприклад, до нижчої температура ТН в реакторі при ВТ) для подальшого їх детального моделювання з використанням теплогідравлічного РК RELAP5.

Групування виконано, як зазначалось у п. 1.7.2, а саме, ВП віднесено до наступних груп: аварії з втратою ТН (LOCA); аварії з течєю з першого контуру в

другий (PRISE); великі течії в другому контурі (MSLB) та група OTHER, куди увійшли інші ВП (непосадка ЗК КТ; ненавмисне спрацювання CAOЗ ВТ або системи підживлення; аварії, що призводять до охолодження КР ззовні; повна втрата ЖВ ПГ з реалізацією режиму «скидання-підживлення»). Під час групування враховано результати імовірнісної оцінки потенційних сценаріїв ОКР КР (п. 4.1). Наразі, групи з ненавмисним спрацюванням систем ВТ чи підживлення та аварій, що призвели до охолодження КР ззовні, були виключені з розгляду через те, що вони не призводять до ТУ через технічні особливості РУ. Інші групи ВП були досліджені кількісно.

На підставі попереднього інженерного аналізу, рекомендацій МАГАТЕ та міжнародного досвіду, результатів виконання імовірнісного аналізу, а також досвіду виконання аналогічних робіт для енергоблоків №1-4 ЗАЕС і енергоблоку №3 РАЕС та основних чинників наведених вище, в якості розрахункових сценаріїв для обґрунтування ОКР КР обрано 54 сценарії, перелік яких наведено у Додатку Г.

Слід додати, що під час вибору сценаріїв для ТГА для енергоблоків АЕС України насамперед враховувався досвід аналогічних робіт для АЕС Темелін [61, 98], де для ТГА обрано 72 сценарії і найнебезпечнішим визначено сценарій «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з подальшим закриттям».

На підставі рекомендацій МАГАТЕ та міжнародного досвіду, а також досвіду виконання аналогічних робіт, зокрема [53, 54], визначено консервативні допущення для виконання аналізу обраних розрахункових сценаріїв (див. Додаток Г).

ТГА всього переліку обраних сценаріїв було виконано за допомогою теплогідравлічної моделі для РК RELAP5 (див. п. 3.2). Розрахунковий аналіз виконано для всіх 54 сценаріїв з метою підтвердження висновку щодо необхідності обґрунтованого обмеження переліку (див. п. 2.3).

На Рис. 4.8-Рис. 4.19 наведено результати залежності значень мінімальної температури внутрішньої поверхні стінки КР від тиску у першому контурі для 54 сценаріїв. Найменування сценаріїв на Рис. 4.8-Рис. 4.19 відповідають наведеним у

Табл. Д.1. Отримані залежності демонструють та підтверджують факт, що лише менша частина сценаріїв характеризується формуванням умов термоудару, тому інша частина може бути виключена з кількісного розгляду без застосування методу ЛМР для вибору представницьких теплогідрравлічних сценаріїв для подальшого аналізу перемішування та розрахунку на міцність методом НЛМР для визначення сценарію, що визначає ресурс КР. Виключення сценаріїв вимагає застосування кількісного критерію в частині «відсікання» сценаріїв по залежності температури внутрішньої поверхні стінки КР від тиску.

Спочатку, для вибору критерію було розглянуто проектний критерій по температурі стінки за тиску вище  $35 \text{ кгс/см}^2$  в залежності від року експлуатації реактору. При чому, цей критерій було розроблено проектувальником реактору ще на стадії проекту КР ВВЕР-1000 до початку експлуатації. На той час ще не було достовірної інформації щодо деградації металу КР ВВЕР-1000 внаслідок радіаційного опромінення та проектантом в розрахунок покладено узагальнену (як вважалося консервативну на той час) криву окрихчення металу, яка отримана на дослідницьких реакторах на швидких нейтронах з відмінним спектром і швидкістю опромінення, ніж реальні умови опромінення металу КР. Останні результати статистичного дослідження даних випробувань ЗС КР ВВЕР-1000 для енергоблоків АЕС України доводять [104, 105], що проектна узагальнена крива окрихчення не може бути застосована для обґрунтування безпеки енергоблоків АЕС, оскільки вона не є узагальненою по відношенню до реальних результатів випробувань ЗС і побудована на занадто застарілій нормативній базі колишнього СРСР [73] (постуляція дефектів, характеристики тріщиностійкості металу КР, методика розрахунку параметрів механіки руйнування тощо).

Після чого було розглянуто критерій, що застосовується ОП для запобігання умов ТУ на КР у відповідності до ІЛА у форматі СОАІ [101] (червона зона діаграми критичної функції безпеки «Цілісність»). Приклад діаграми для енергоблоку

№3 ЮУАЕС наведено на Рис. 4.2). Наразі, такий критерій не може бути використаний для відсіювання сценаріїв оскільки:

- в його основу покладено постуляції тріщини, яка в 2.5÷3 рази перевищує тріщини, які розглядаються в рамках ОТС і ПТЕ;
- в методиці [106] допускається ріст дефекту до 3/4 від товщини стінки КР, що ще більше «віддаляє» результати (Рис. 4.2) від оцінок за ОТС і ПТЕ.

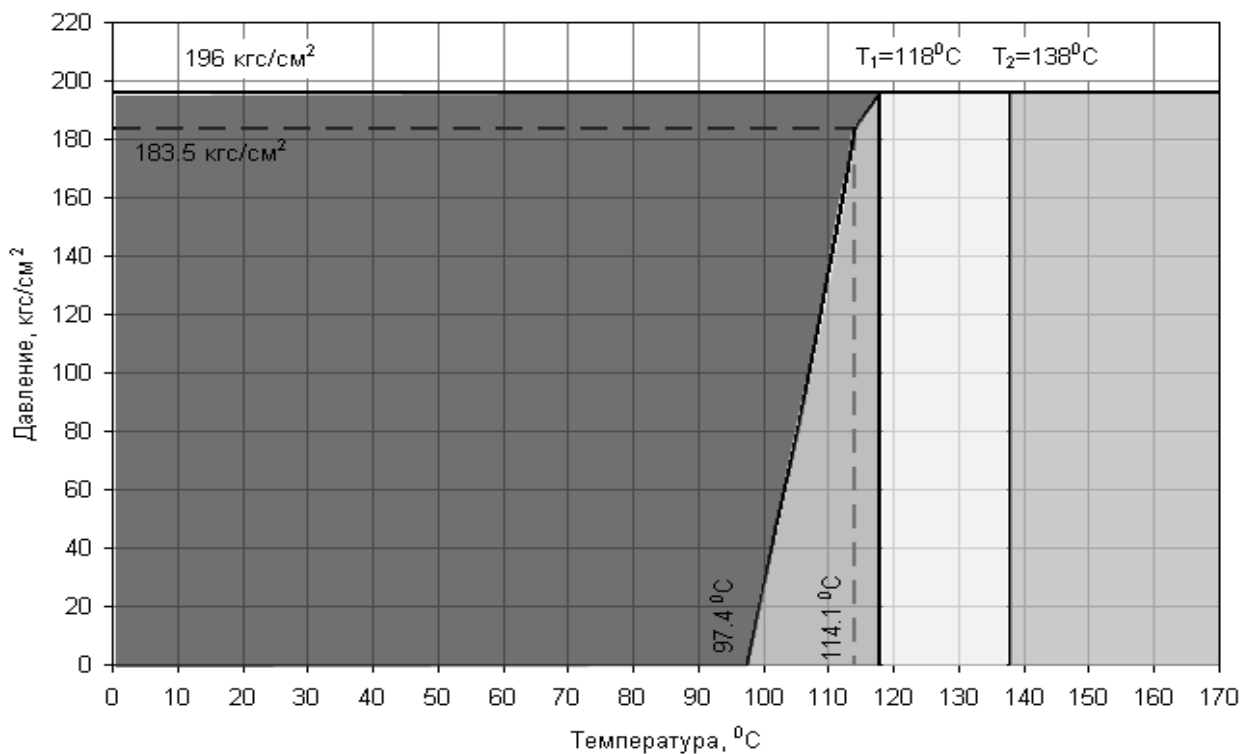


Рис. 4.2 - Діаграма критичної функції безпеки «Цілісність»

Тобто іншими словами, оцінка результату ТГА, який вказує на небезпеку за критерієм (Рис. 4.2) некоректний в силу суттєвої відмінності цільових параметрів безпеки (так би мовити «різних системах координат»).

Враховуючи неможливість застосування двох вищерозглянутих критеріїв, було запропоновано в якості критерія оцінки ступеня небезпеки теплогідравлічного сценарію з ТУ, виконати кількісне порівняння теплогідравлічних характеристик з ізотермічними граничними кривими тиску першого контуру та температури внутрішньої поверхні стінки КР. Необхідно відмітити, що одним із часткових випадків ізотермічної кривої є не що інше як критеріальні криві мінімально

допустимої температури в залежності від тиску під час гідровипробувань (ГВ) першого контуру, які використовуються на практиці кожного енергоблоку згідно ТРБЕ.

В основу ідеї покладено той факт, що і визначення температури ГВ, і оцінка ресурсу КР під час ОТС і ПТЕ визначається за одними та тими ж критеріями КМ КР, за однією і тією ж методикою. Тобто запропонований підхід позбавлений всіх вищеперерахованих недоліків, описаних вище для регламентного критерію щодо температури стінки за тиску вище  $35 \text{ кгс/см}^2$  і критеріям безпеки відповідно до методики [106].

Розширення діапазону тиску дозволить отримати критерій, а саме, значення температур внутрішньої поверхні стінки КР за певного значення тиску, нижче яких досягаються умови ТУ.

Оскільки отриманий критерій стосується всіх енергоблоків України з реактором ВВЕР-1000, тому для розрахунку було обрано КР енергоблоку №1 ХАЕС, для якого результати дослідження ЗС показують максимальну деградацію властивостей тріщиностійкості металу внаслідок радіаційного опромінення зі всіх енергоблоків ВВЕР-1000 України.

Мінімально-допустима температура визначається у відповідності до методики [19], яка застосовується для визначення температури ГВ. Приймається, що на стінку КР діють напруження від наступних навантажень: внутрішній тиск і залишкові напруження в ЗШ. Решта навантажень, наприклад, власна вага КР і зусилля від трубопроводів ГЦТ і САОЗ – незначні, тому не враховуються.

Розрахунок мінімально-допустимих температур в залежності від певного фіксованого значення тиску заснований на порівнянні значення коефіцієнту інтенсивності напружень (КІН) в найнебезпечнішій точці фронту дефекту, що постулюється, в стінці КР з допустимим значенням КІН для режиму ГВ [18, 19, 73]:

$$K_I \leq [K_I(T, T_K)] \quad (4.1)$$

де  $[K_I(T, T_K)]$  визначається зі статичної тріщиностійкості металу КР  $K_{IC}(T, T_K) = 23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K)}$  на базі експериментальних даних (див. Рис. 4.3) відповідно до [107] для сталі 15Х2НМФА з урахуванням коефіцієнтів запасу для консервативності.

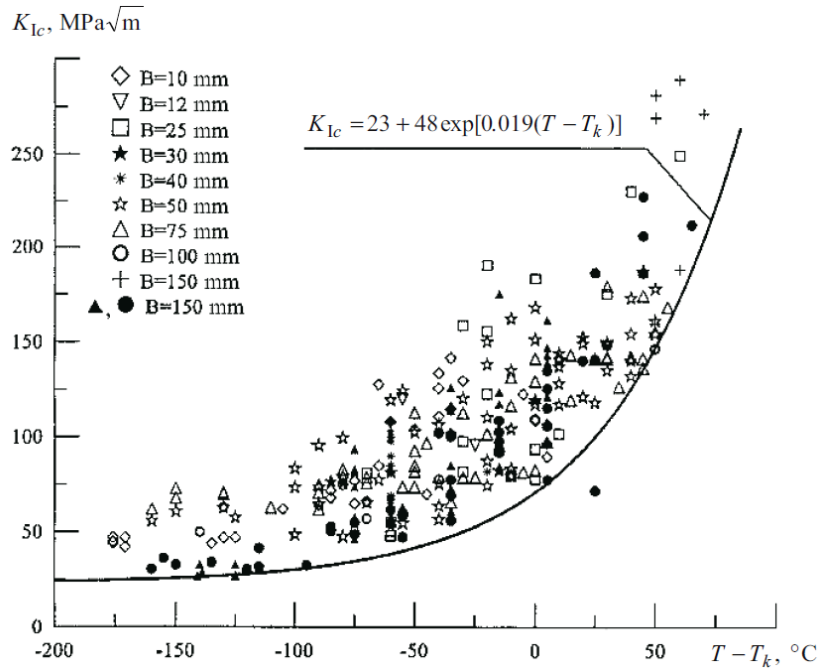


Рис. 4.3 – Експериментальні дані [107]

Після математичних перетворень отримується:

$$\begin{aligned}
 [K_I(T, T_K)] &= \min \left\{ \frac{23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K)}}{1.5}, \frac{23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K - 30)}}{23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K)}} \right\} = \min \left\{ \frac{23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K)}}{1.5}, \frac{23 + \frac{48}{e^{0.57}} \cdot e^{0.019(T - T_K)}}{23 + \frac{48}{e^{0.57}} \cdot e^{0.019(T - T_K)}} \right\} = \\
 &= \begin{cases} \frac{23 + 48 \cdot e^{0.019(T - T_K)}}{1.5}, & \text{якщо } K_{IH} < 65.868 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}; \\ 23 + \frac{48}{e^{0.57}} \cdot e^{0.019(T - T_K)}, & \text{якщо } K_{IH} \geq 65.868 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}. \end{cases} \quad (4.2)
 \end{aligned}$$

$T_K$  – критична температура крихкості, яка визначається за результатами обробки даних експериментальних випробувань ЗС. Значення  $T_K$  для КР енергоблоку №1 ХАЕС становить 76.78 °С та 73.41 °С для ЗШ №3 та №4 відповідно.

КІН визначається з застосуванням принципу суперпозиції з урахуванням діючих навантажень:

$$K_I = K_I(p) + K_I(\sigma_{res}), \quad (4.3)$$

де  $K_I(p)$  - КІН від внутрішнього тиску;  $K_I(\sigma_{res})$  - КІН від залишкових напружень зварювання  $\sigma_{res}$  за рекомендаціями МАГАТЕ [14]. Для визначення  $K_I(p)$  досить КІН від одиничного тиску помножити на необхідний тиск. Залишкові напруження зварювання  $\sigma_{res}$  визначаються наступним чином:

$$\sigma_{res} = 60 \times \cos\left(\frac{2\pi x}{s_w}\right), \quad (4.4)$$

де  $x$  - координата від границі наплавка-метал ЗШ,  $s_w$  - ширина ЗШ без урахування наплавлення, в наплавленні додаткові напруги від зварювання приймаються рівними нулю.

В результаті прикладення тиску 1 МПа до кінцево-елементнісних моделей КР були отримані максимальні значення КІН від одиничного внутрішнього тиску для ЗШ №3 та №4, які складають 2.19 МПа  $\sqrt{м}$  та 2.02 МПа  $\sqrt{м}$  відповідно. КІН для будь-якого значення тиску отримується в результаті застосування принципу суперпозиції.

КІН від залишкових напружень зварювання визначається на підставі коефіцієнтів впливу для поліноміального навантаження, попередньо визначених методом кінцевих елементів за допомогою РК ANSYS. В результаті розрахунків отримано максимальне значення в тріщині:  $K_I(\sigma_{res}) = 10.26 \text{ МПа } \sqrt{м}$ .

Таким чином, прирівнюючи допустимий та розрахунковий КІН отримуємо вираз для визначення мінімально-допустимої температури (в нашому випадку  $K_{IH} < 65.868 \text{ МПа } \sqrt{м}$ ):

$$[T_{min}] = \frac{1}{0.019} \times \ln\left(\frac{K_I(p) + K_I(\sigma_{res}) - 15.333}{32}\right) + T_K \quad (4.5)$$

Розрахункові залежності мінімально-допустимої температури від часу експлуатації (30, 40, 50 та 60 років) для ЗШ №3 та №4 наведені на Рис. 4.4

та Рис. 4.5. При цьому, у всіх розрахунках консервативно враховані похибки вимірювання тиску та температури, які становлять 1% і 2 °С відповідно.

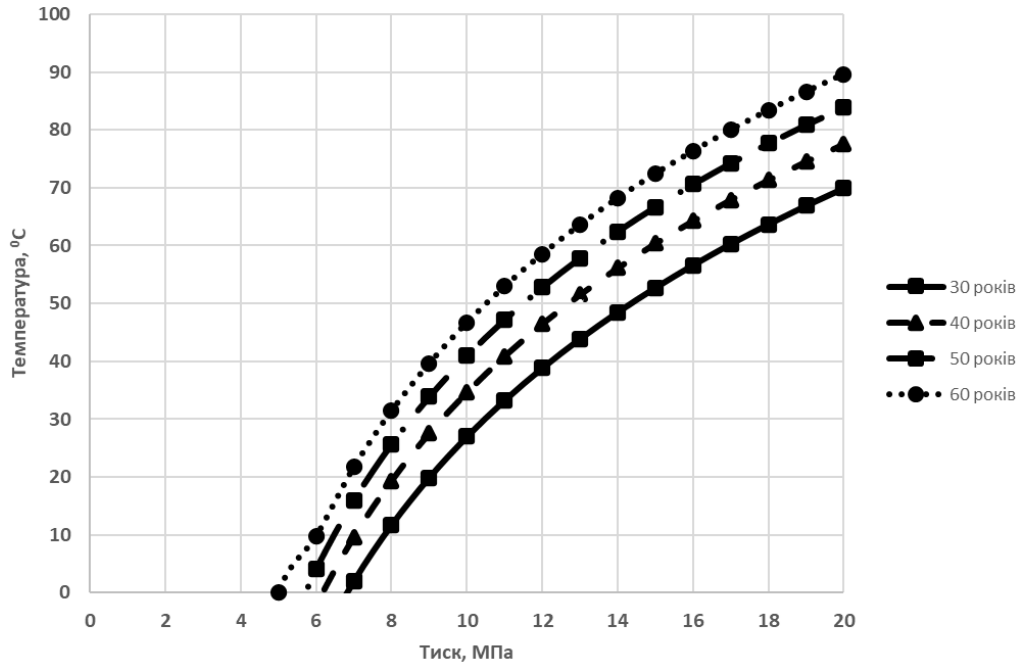


Рис. 4.4 – Розрахункові залежності мінімально-допустимої температури для ЗШЗ

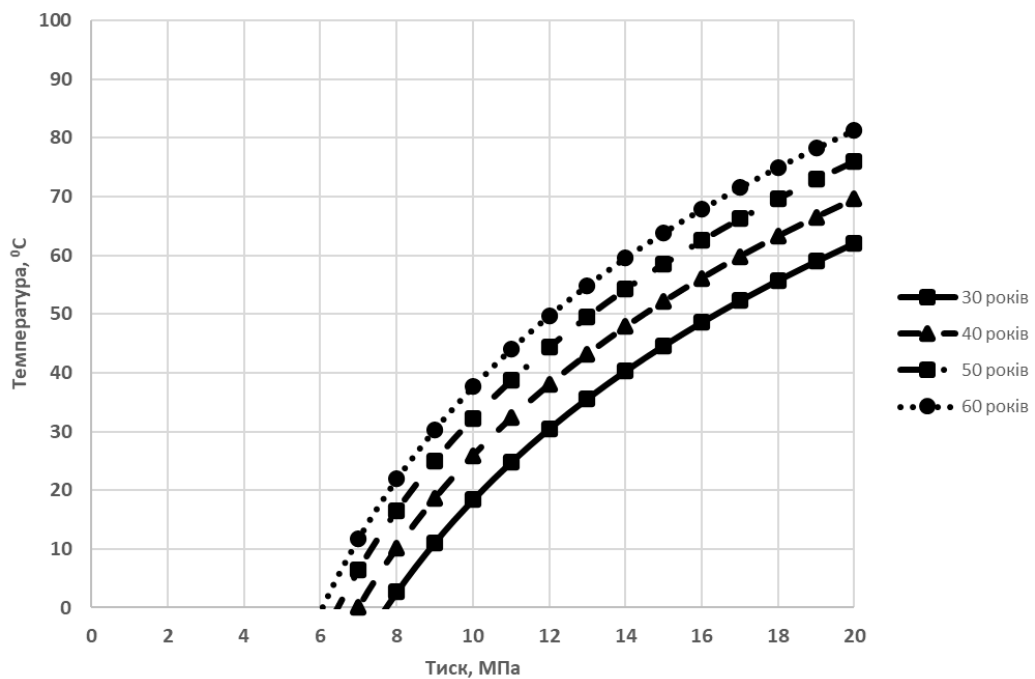


Рис. 4.5 – Розрахункові залежності мінімально-допустимої температури для ЗШ4

Виходячи з отриманих результатів, а саме, залежностей мінімально-допустимої температури внутрішньої поверхні стінки КР (Рис. 4.4 та Рис. 4.5) для попередньої оцінки результатів ТГА пропонується застосовувати критеріальні залежності мінімально-допустимої температури стінки від тиску у вигляді Р-Т-діаграми для терміну експлуатації енергоблоків з реактором ВВЕР-1000, отриманої для енергоблоку №1 ХАЕС для 60 року експлуатації для ЗШ №3 (Рис. 4.4), як найбільш консервативну та таку, що може бути застосована після ПТЕ енергоблоків на наступних 30 років (див. криву «Критеріальна залежність 1» на Рис. 4.6).

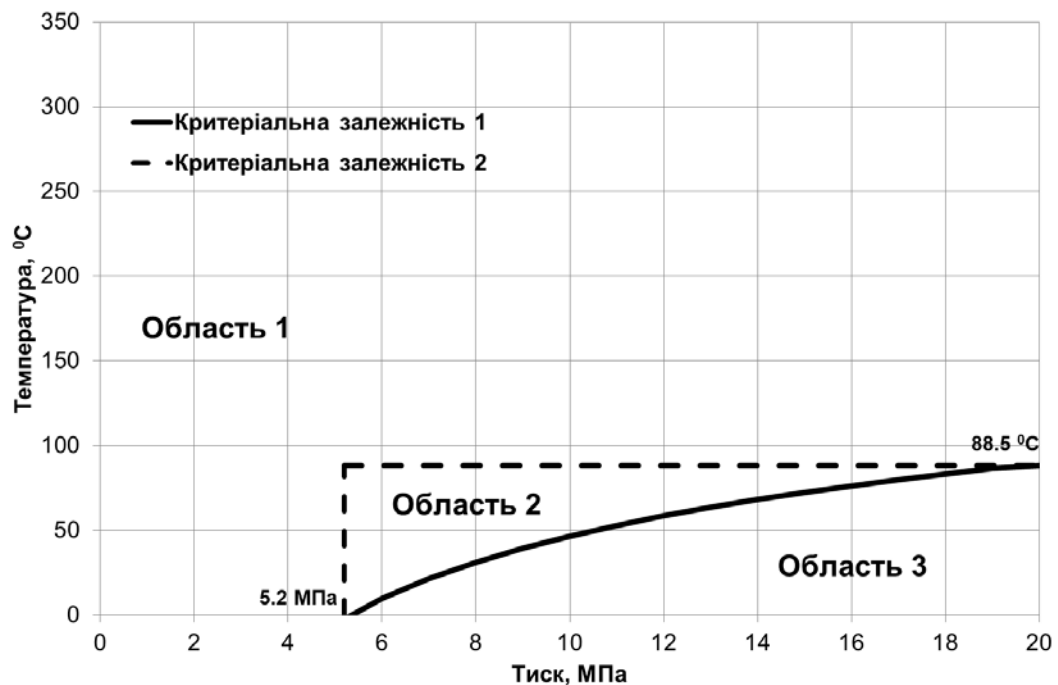


Рис. 4.6 – Кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора в вигляді Р-Т-діаграма

Попадання параметрів (тиску та температури) у область 3 (Рис. 4.6) свідчить щодо ТУ на КР, наразі, слід дослідити область 2, що знаходиться вище кривої «Критеріальна залежність 1». Для цього, прийнято кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару КР у вигляді Р-Т-діаграми, де виділено область 2 (Рис. 4.6), обмежену кривою «Критеріальна залежність 2», попадання в яку свідчить про загрозу ТУ ( $P > 5.2$  МПа

та  $T < 88.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ); та виділено область 1, попадання в яку свідчить про унеможливлення ТУ  $P < 5.2 \text{ МПа}$  та  $T > 88.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

У разі попадання параметрів сценаріїв у область ТУ ( $P > 5.2 \text{ МПа}$  та  $T < 88.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ) ці сценарії повинні бути досліджені завдяки запропонованому критерію  $\Theta$  (4.6), завдяки якому визначається ступінь наближення параметрів до критичної області, обмеженої кривою «Критеріальна залежність 1».

$$\Theta = \frac{T_{кр}}{T_p} \times \frac{P_p}{P_{кр}}, \quad (4.6)$$

де  $P_p$  (МПа) та  $T_p$  (К) - розрахункові значення тиску теплоносія біля поверхні стінки КР та мінімальної температури внутрішньої поверхні стінки КР у обраній точці часу  $t_p(P_p, T_p)$ ,  $P_{кр}$  (МПа) та  $T_{кр}$  (К) - значення тиску теплоносія біля поверхні стінки КР та температури внутрішньої поверхні стінки КР у проекції на криву «Критеріальна залежність 1», що відповідає обраній точці часу  $t_p$ .

Через числове значення критерію  $\Theta$  в інтервалі  $0 < \Theta \leq 0.95$  можна зробити висновок щодо несуттєвого впливу ТУ на КР і, відповідно, недоцільності подальших розрахунків на міцність. У разі, якщо критерію  $\Theta > 0.95$ , то для остаточного висновку виникає потреба у розрахунках на міцність.

На прикладі сценарію PRISE 2.3.1.1 для точки часу у (4.7) наведено визначення  $\Theta$ , а на Рис. 4.7 продемонстровано вибір вихідних параметрів для розрахунку.

$$\Theta = \frac{T_{кр}}{T_p} \times \frac{P_p}{P_{кр}} = \frac{300.15}{345.15} \times \frac{7.5}{14.8} = 0.44 \quad (4.7)$$

Оскільки, для отриманого значення  $\Theta = 0.44$  виконується критерій  $0 < \Theta \leq 0.95$ , то ТУ у точці часу  $t_p = 26040 \text{ с}$  не суттєвий. Аналогічним чином, виконується розрахунок  $\Theta$  для всього діапазону розрахункового часу.

Результати ТГА для 54 розрахункових сценаріїв у вигляді Р-Т-діаграм наведено на Рис. 4.8-Рис. 4.19.

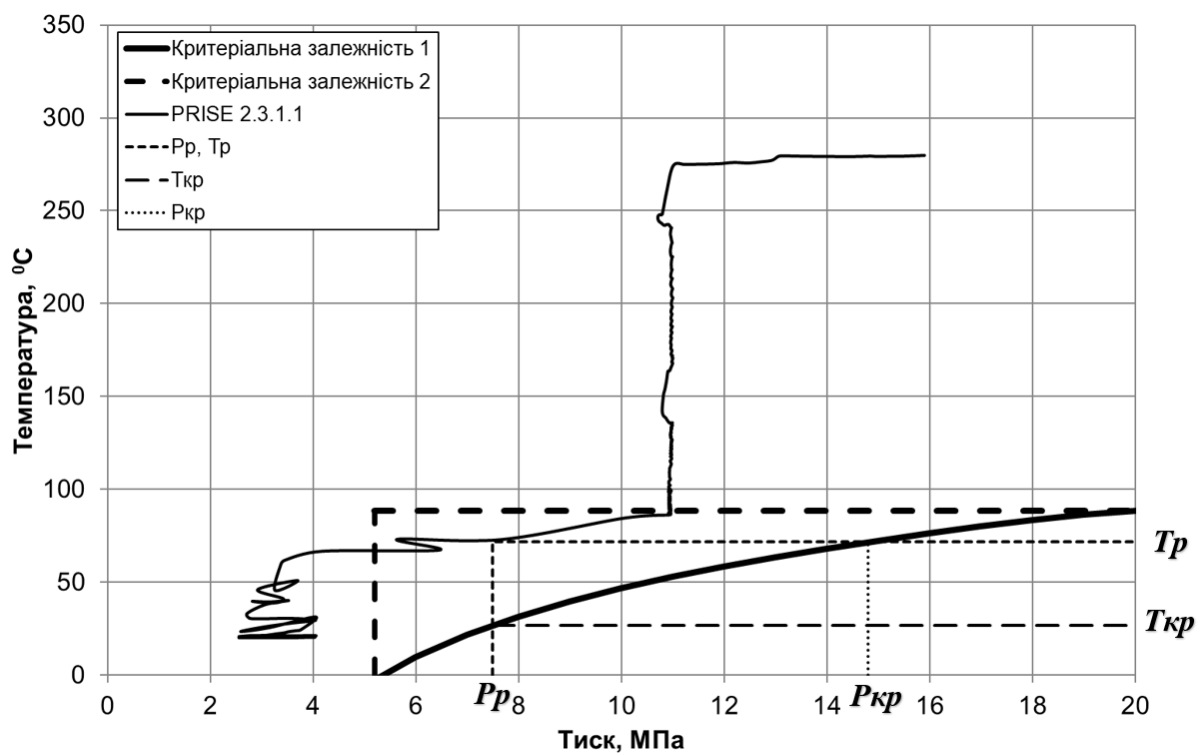


Рис. 4.7 – Приклад вибору параметрів для сценарію PRISE 2.3.1.1

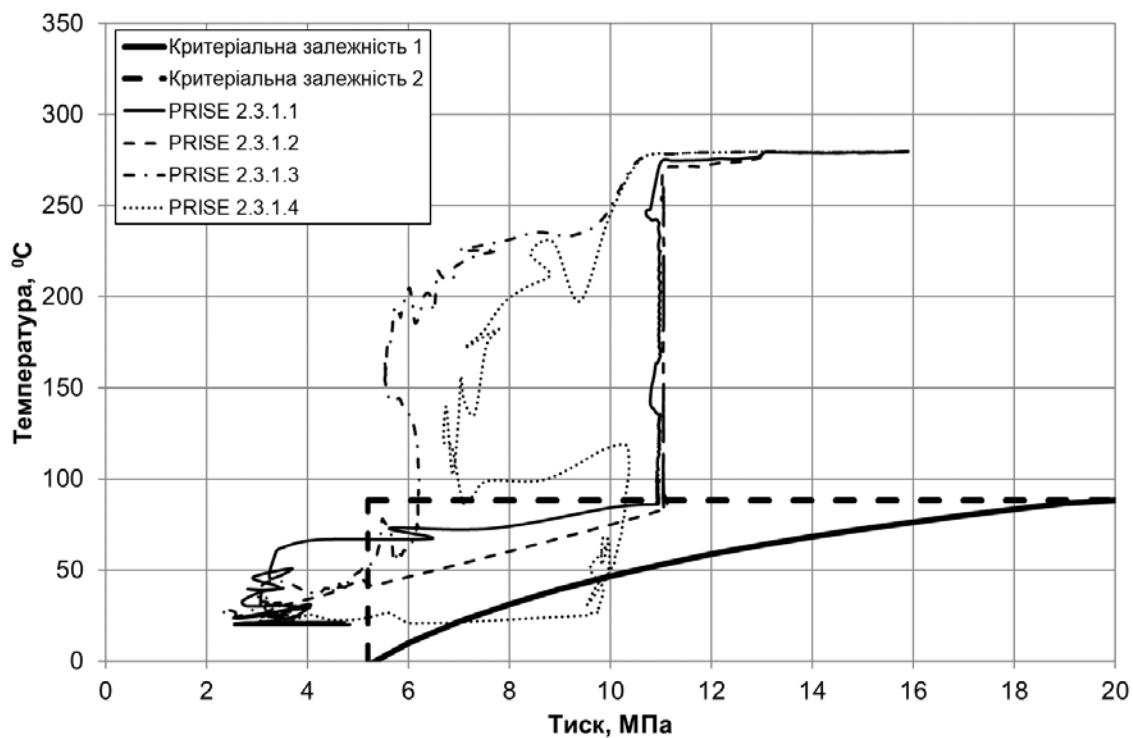


Рис. 4.8 – Результати ТГА для ВП «Розрив однієї ТОТ ПГ» (PRISE)

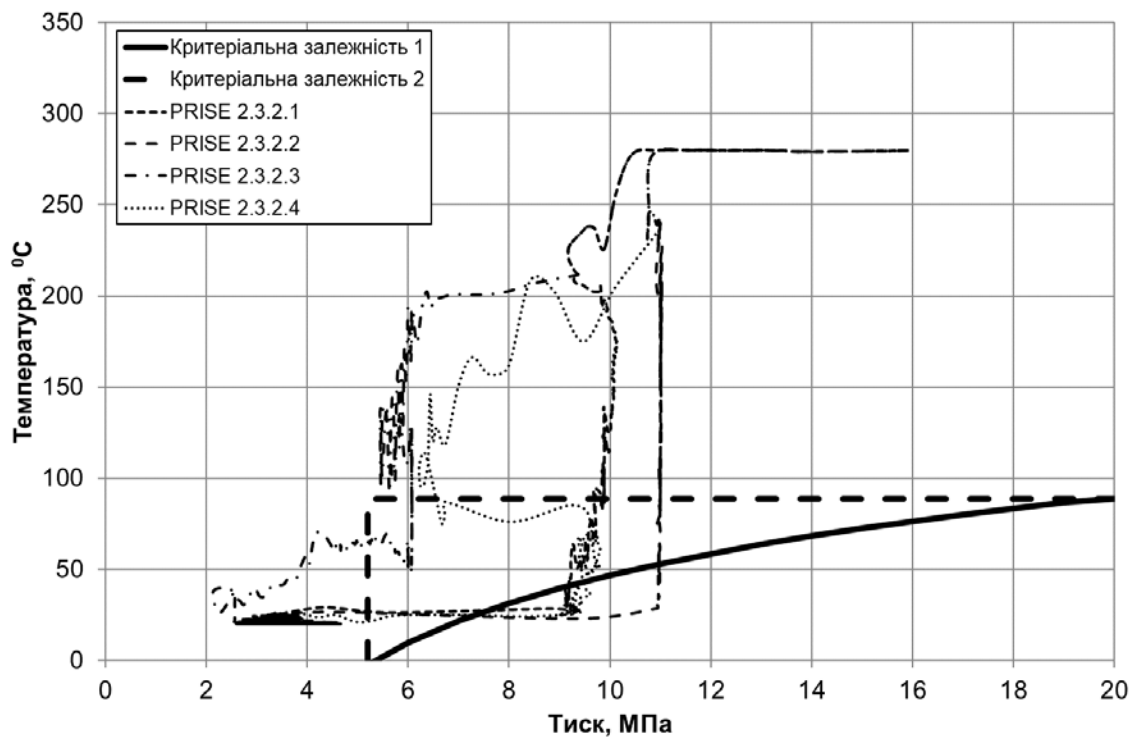


Рис. 4.9 – Результати ТГА для ВП «Розрив трьох ТОТ ІГ» (PRISE)

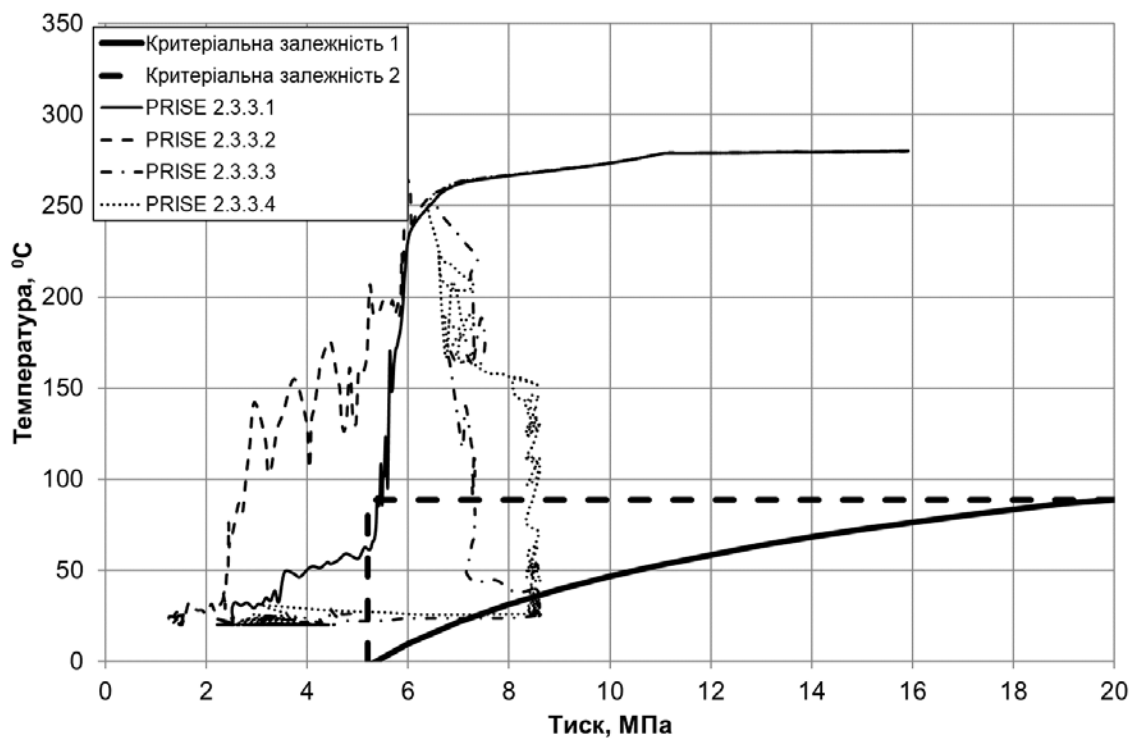


Рис. 4.10 – Результати ТГА для ВП «Відрив кришки колектору ІГ» (PRISE)

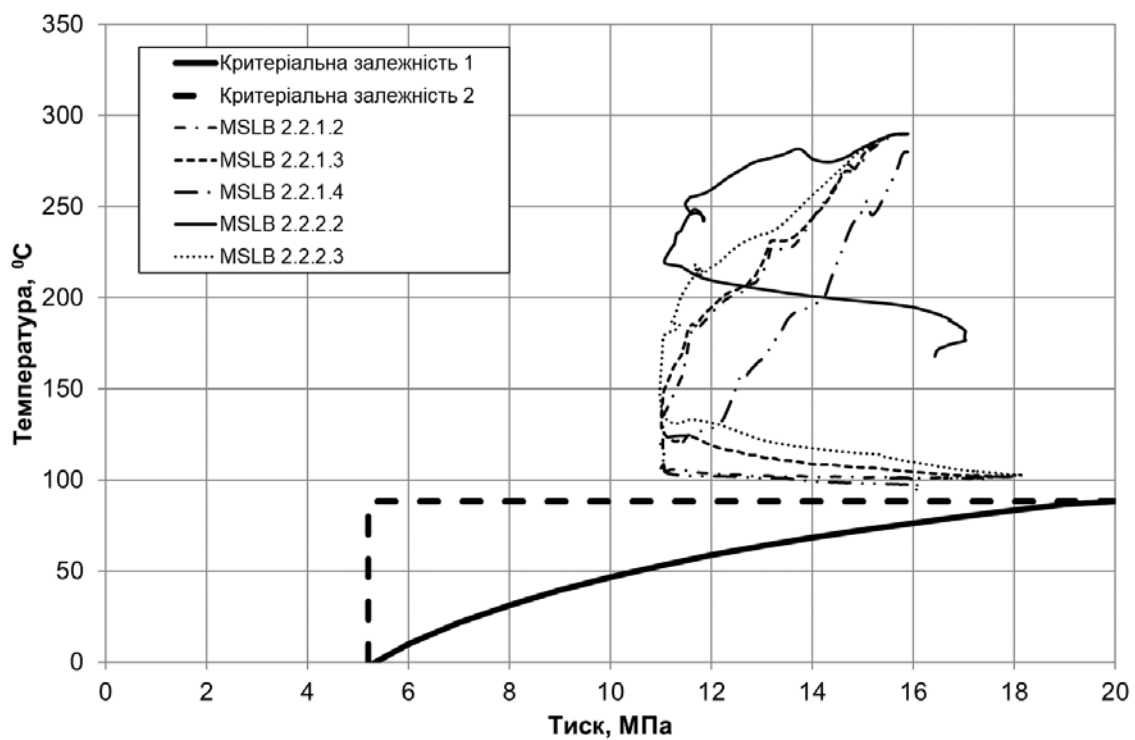


Рис. 4.11 – Результати ТГА для ВП «Розрив паропроводу» (MSLB)

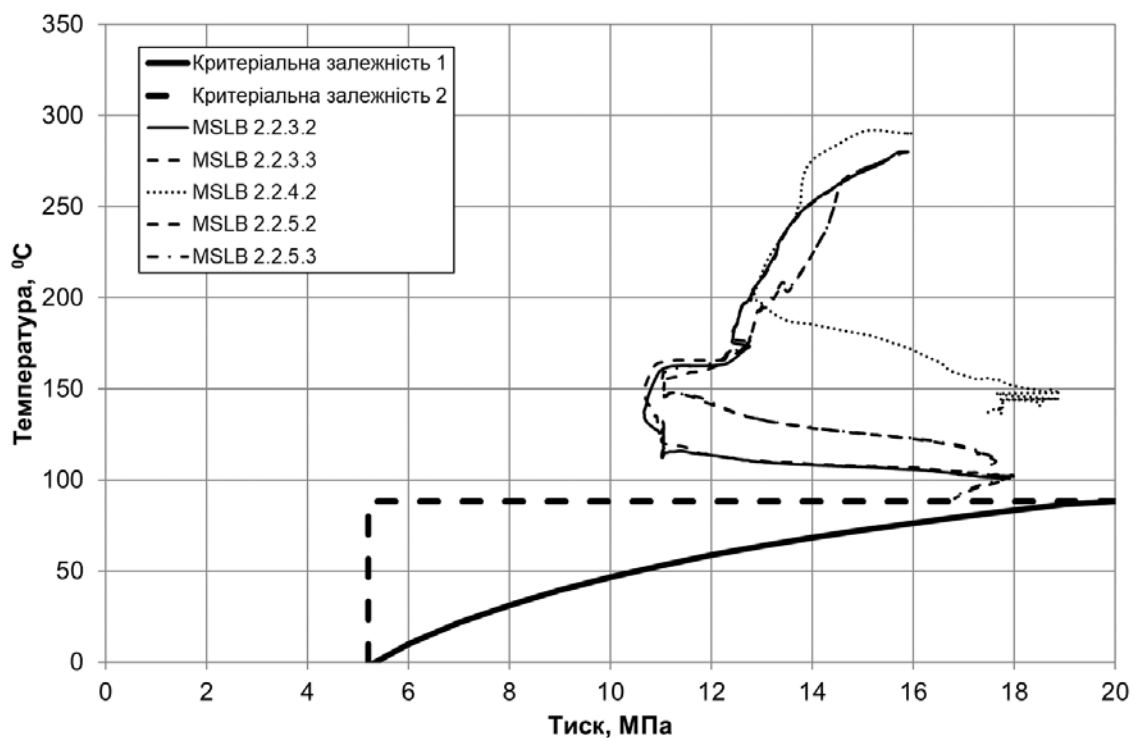


Рис. 4.12 – Результати ТГА для ВП «Розрив ГПК» та «Ненавмисне відкриття ШРУ-А/ШРУ-К» (MSLB)

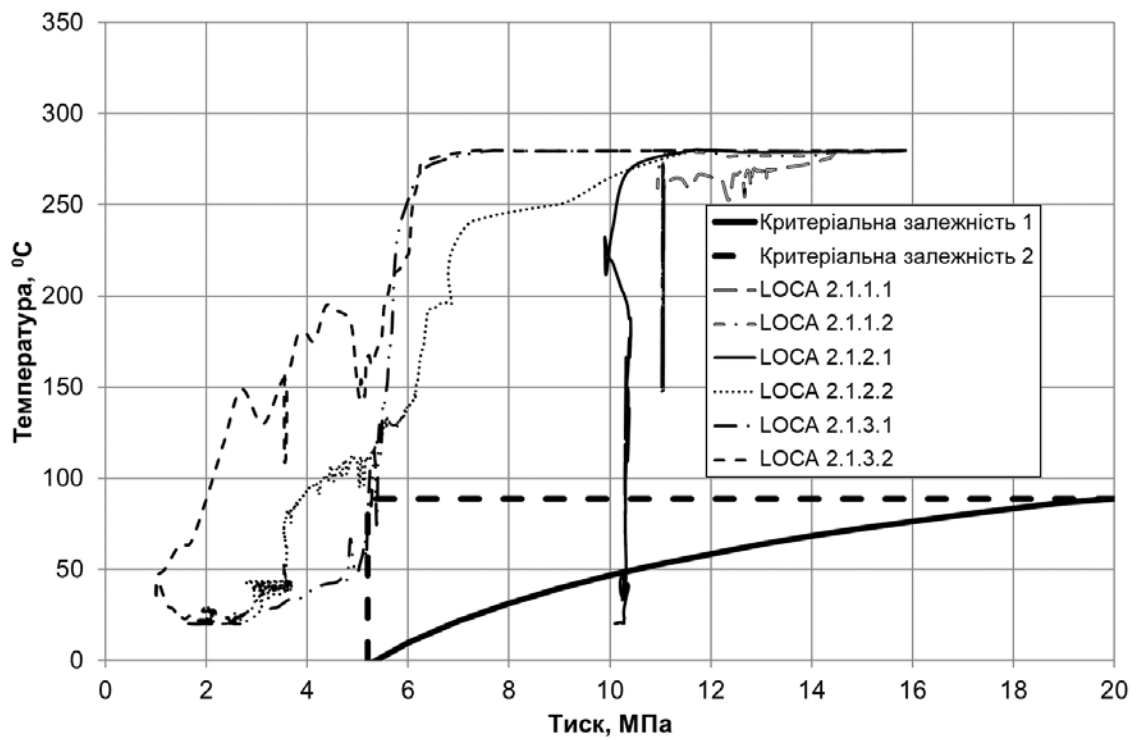


Рис. 4.13 – Результати ТГА для ВП «Розрив імпульсної трубки Ду10» та «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32/63 мм» (LOCA)

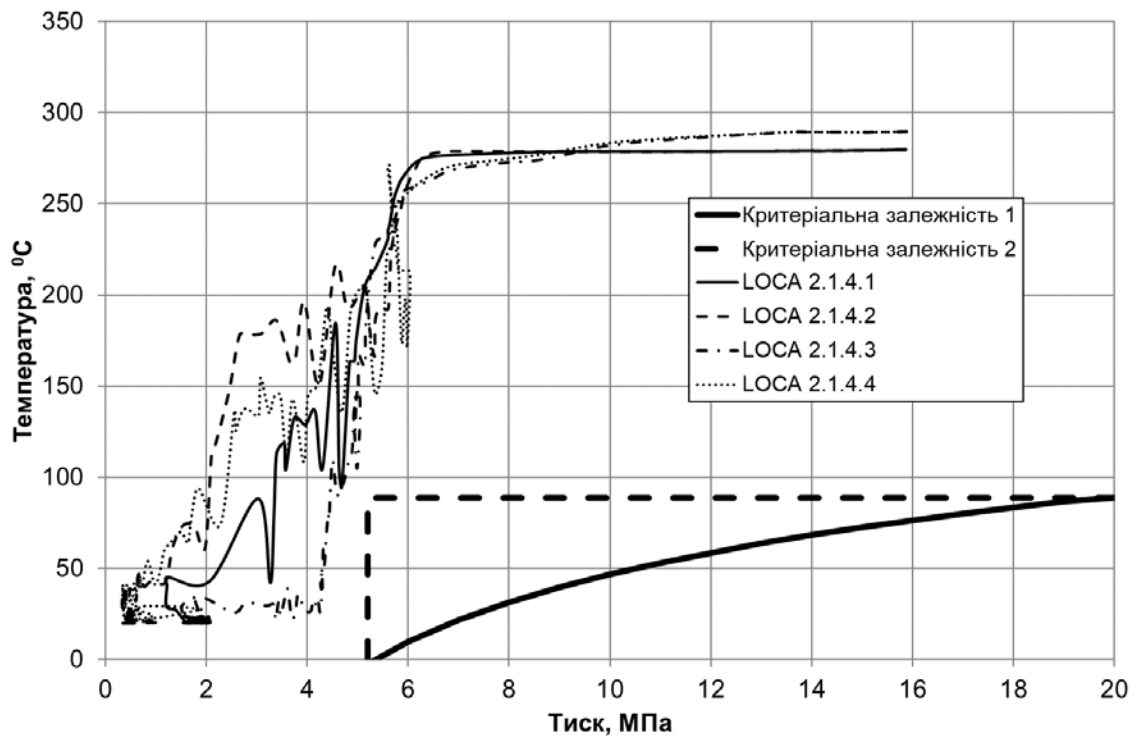


Рис. 4.14 – Результати ТГА для ВП «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм» (LOCA)

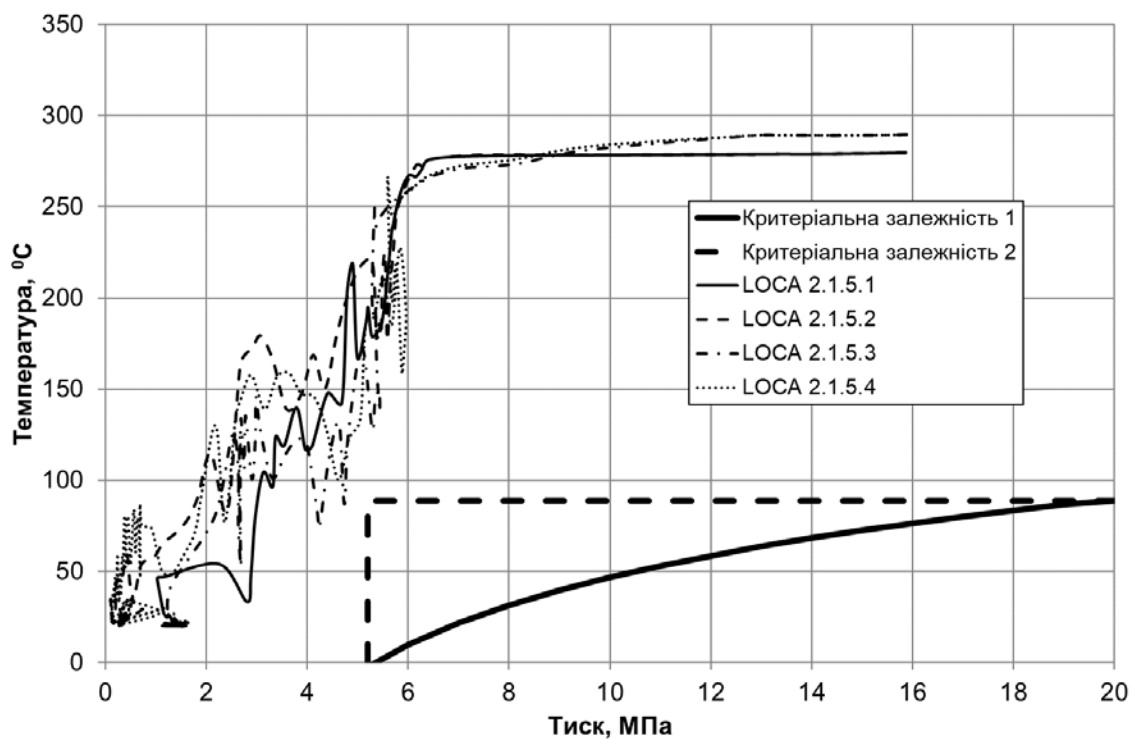


Рис. 4.15 – Результати ТГА для ВП «Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ» (LOCA)

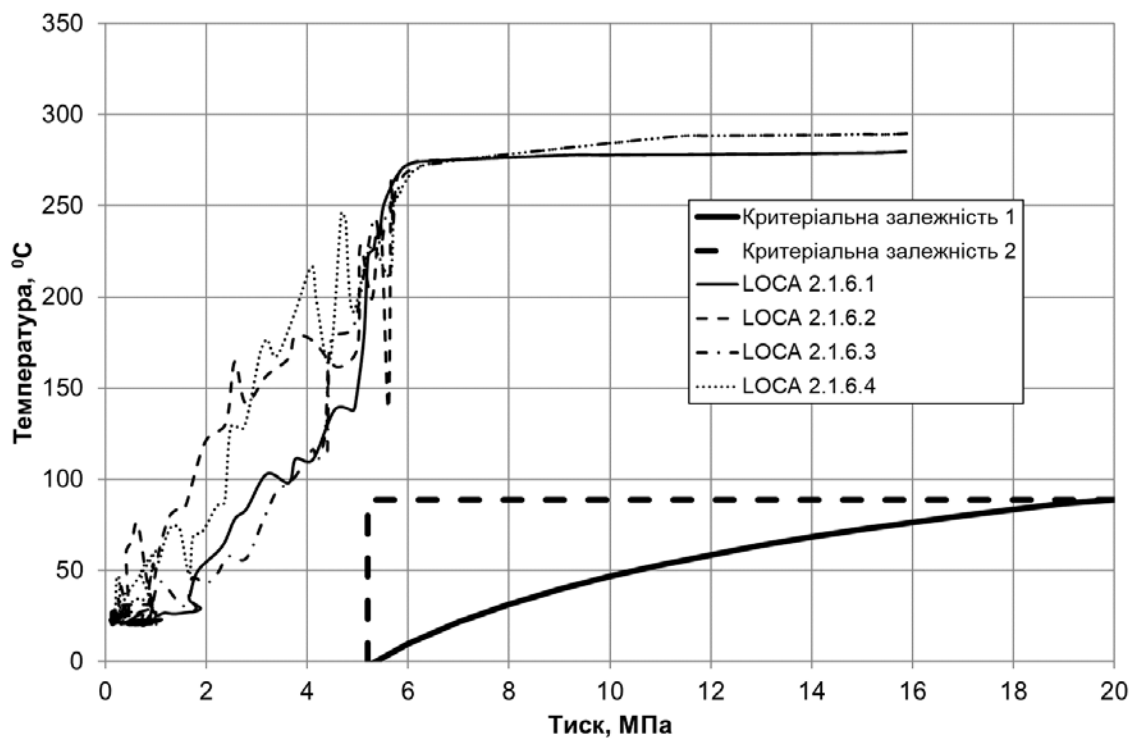


Рис. 4.16 – Результати ТГА для ВП «Розрив трубопроводу скидання між КТ і ІЗП» (LOCA)

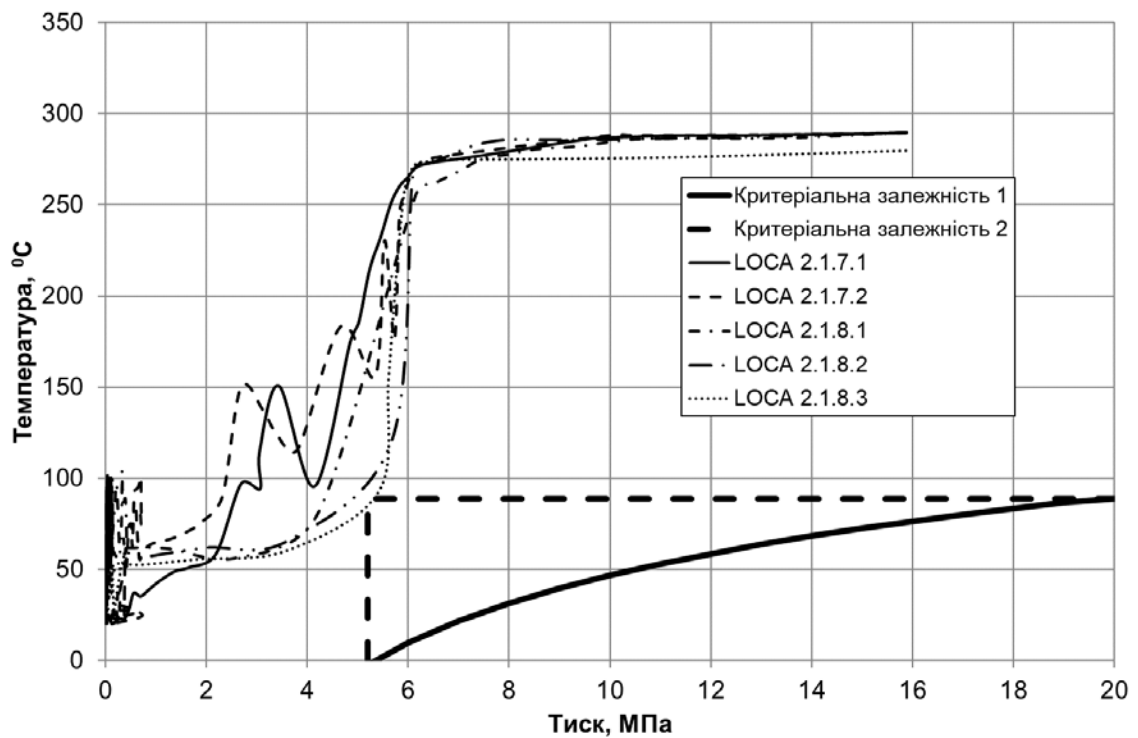


Рис. 4.17 – Результати ТГА для ВП «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 279 мм» та «Двосторонній розрив ГЦТ» (LOCA)

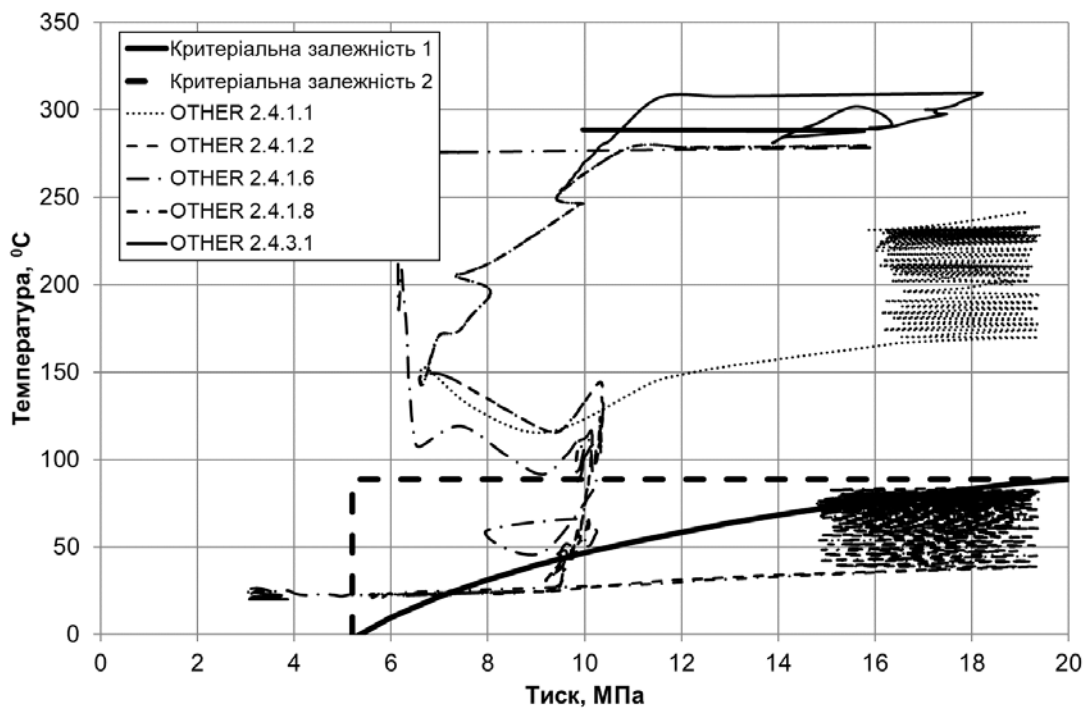


Рис. 4.18 – Результати ТГА для ВП «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ» та «Повна втрата ЖВ ПГ з реалізацією режиму «скидання-підживлення» (OTHER)

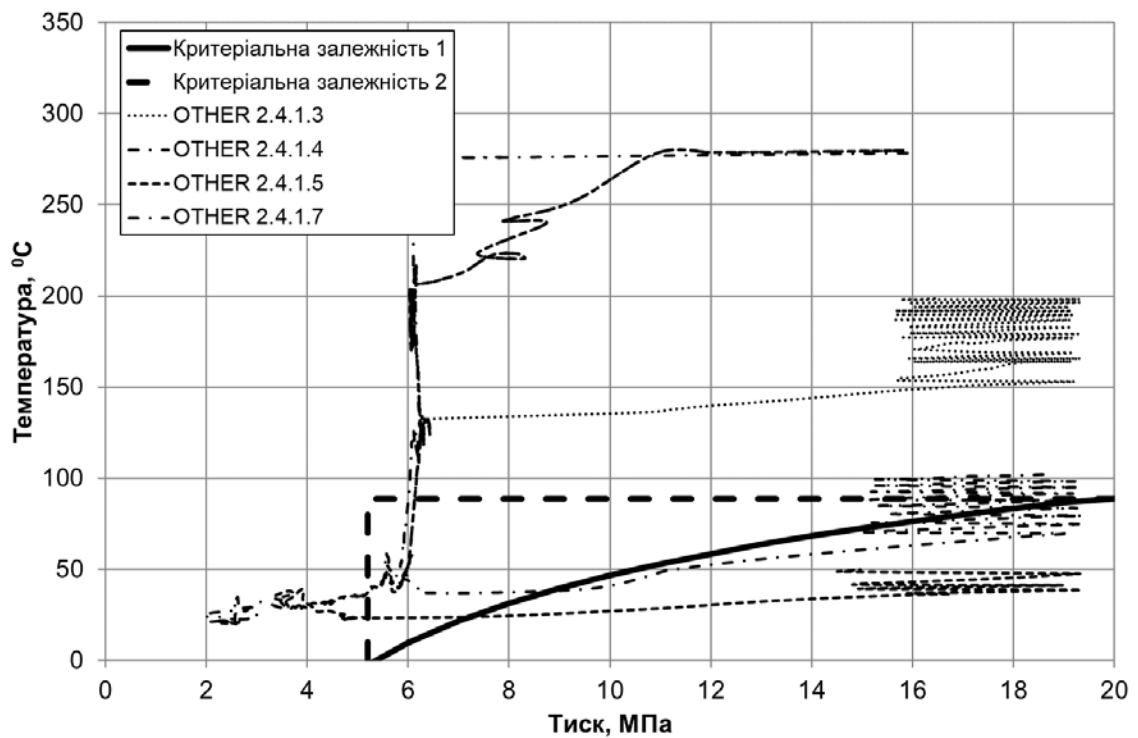


Рис. 4.19 – Результати ТГА для ВП «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу CAO3» (OTHER)

Виходячи з результатів ТГА та Рис. 4.8-Рис. 4.19 можна зробити висновок, що у області  $P > 5.2$  МПа та  $T < 88.5$  °С (Рис. 4.7) знаходяться параметри для 19 сценаріїв: 2 сценарії групи LOCA, 11 сценаріїв групи PRISE та 6 сценаріїв групи OTHER.

Ці 19 (з 54) сценаріїв були досліджені на предмет виконання критерію  $0 < \Theta \leq 0.95$  (див. Табл. 4.3). Для цього, для кожного сценарію було обрано точку, що є більш наближеною до кривої «Критеріальна залежність 1».

Виходячи з отриманих значень та обраного критерію ( $0 < \Theta \leq 0.95$ ) 7 сценаріїв можуть бути виключені з подальшого аналізу. Для інших 12 сценаріїв, де виконується умова  $\Theta > 0.95$ , потребується подальший аналіз на міцність відразу у постановці НЛМР після відповідного аналізу перемішування. Також, може бути застосований сталий підхід, який застосовується для вибору представницьких сценаріїв після розрахунку на міцність у постановці ЛМР (п. 4.3), коли для кожної групи обираються сценарії-представники, які характеризуються максимальним значенням  $\Theta$ . При цьому, для групи з максимальним значенням  $\Theta$  обирається 2

сценарії (OTHER 2.4.1.2, OTHER 2.4.1.5), для інших груп – по одному сценарію (LOCA 2.1.2.1, PRISE 2.3.2.2).

Табл. 4.3 – Результати розрахунку  $\Theta$

| Сценарій      | $\Theta$             |  | Сценарій      | $\Theta$             |
|---------------|----------------------|--|---------------|----------------------|
| LOCA 2.1.2.1  | $1.65 > 0.95$        |  | PRISE 2.3.3.1 | $0 < 0.37 \leq 0.95$ |
| LOCA 2.1.3.1  | $0 < 0.30 \leq 0.95$ |  | PRISE 2.3.3.3 | $1.25 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.1.1 | $0 < 0.50 \leq 0.95$ |  | PRISE 2.3.3.4 | $1.24 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.1.2 | $0 < 0.39 \leq 0.95$ |  | OTHER 2.4.1.2 | $2.50 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.1.3 | $0 < 0.43 \leq 0.95$ |  | OTHER 2.4.1.4 | $1.43 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.1.4 | $1.41 > 0.95$        |  | OTHER 2.4.1.5 | $2.55 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.2.1 | $1.28 > 0.95$        |  | OTHER 2.4.1.6 | $1.36 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.2.2 | $1.57 > 0.95$        |  | OTHER 2.4.1.7 | $0 < 0.54 \leq 0.95$ |
| PRISE 2.3.2.3 | $0 < 0.51 \leq 0.95$ |  | OTHER 2.4.1.8 | $2.49 > 0.95$        |
| PRISE 2.3.2.4 | $1.33 > 0.95$        |  |               |                      |

Таким чином, підтверджено кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов ТУ КР у вигляді Р-Т-діаграми, де виділено області, попадання параметрів в які свідчить про формування умов ТУ. Показано, що запропонований критерій  $\Theta$  відображає ступінь наближення до критичної області та тим самим відповідає своєму призначенню.

#### 4.3 Рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці лінійної механіки руйнування

Для підтвердження тверджень щодо необхідності скорочення переліку сценаріїв (п. 4.2) також було виконано розрахунок на міцність у постановці ЛМР для всіх 54 сценаріїв. Було підготовлено ГУ у табличному вигляді, що далі були застосовані для рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР. Також, додатково було визначено частоти виникнення сценаріїв, що були розглянуті за допомогою РК RELAP5.

Наразі, відомі також методології, коли для вибору представницьких сценаріїв було застосовано не рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР, а попередній аналіз виконувався за допомогою теплогідравлічної моделі для РК RELAP5 без детального моделювання ОДР, після чого за допомогою обраних критеріїв було визначено представницькі сценарії [102], але такий підхід призводить до ще більших невизначеностей та в даній роботі не застосовувався.

Фактично, аналіз розрахункових режимів виконується шляхом визначення залишкового ресурсу КР згідно критеріїв ОКР шляхом застосування методів ЛМР та НЛМР. Методика виконання аналізу наведена в [103, 104], а також, більш детально сформульована в [108]. Розрахунки виконуються в лінійній і нелінійній постановці для найкритичніших перетинів циліндричної частини, а саме, для ЗШ №4 (див. Рівень 4 на Рис. 4.20), для перетину КР, у верхній циліндричній обичайці навпроти АкЗ, що несе максимальне радіаційне навантаження (див. Рівень 6 на Рис. 4.20) та для ЗШ №3 (див. Рівень 7 на Рис. 4.20).

На Рис. 4.20 представлено розташування всіх розрахункових тріщин на розгортці КР з вказанням номерів ГЕ розрахункової моделі для РК RELAP5.

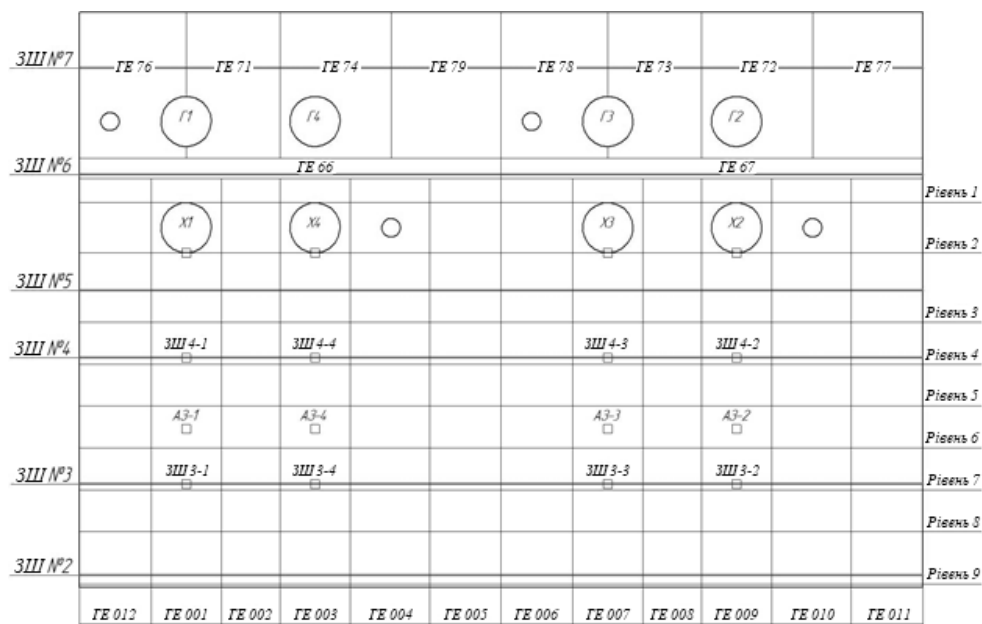


Рис. 4.20 – Розташування розрахункових тріщин

Креслення КР (без фланцевої обичайки і верхньої парубкової обичайки) зображені на Рис. 4.21.

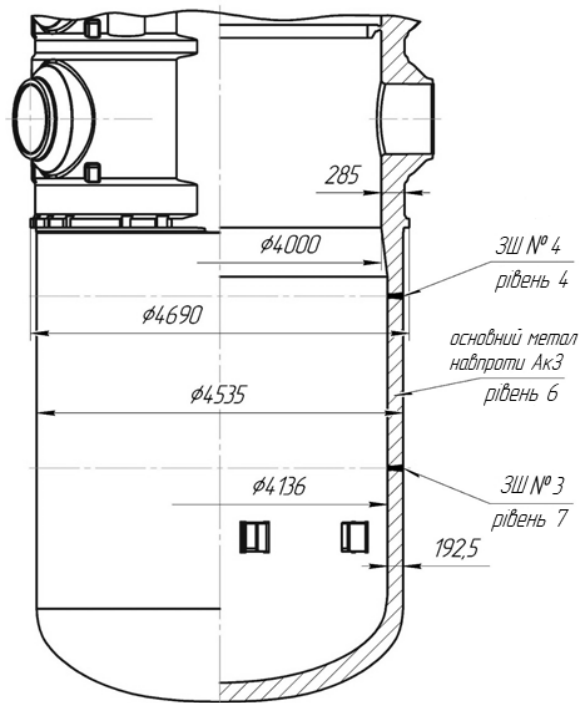


Рис. 4.21 – КР, перетини постульованих тріщин

Застосовується наступний підхід:

1) Спочатку за допомогою простих, аналітичних методів в постановці ЛМР виконується попередня оцінка ОКР для всіх можливих аварійних ситуацій. Результатом попереднього етапу є визначення найбільш небезпечних режимів з ТУ, для яких на другому етапі виконується розрахунок в рамках НЛМР;

2) На другому етапі для найбільш критичних аварійних сценаріїв (найменше значення  $\Delta T_{Ka}$  на обраний період експлуатації) проводяться деталізовані розрахунки з врахуванням пластичних ефектів та всіх можливих факторів (наприклад, особливості геометрії, перемішування ТН, історію навантаження під час аварійних ситуацій, тощо), для обчислення КІН використовується вбудована тріщина в постановці НЛМР (див. п. 4.5). Результати розрахунків другого етапу є основою для ОТС металу КР і висновку щодо терміну безпечної експлуатації КР за критерієм забезпечення ОКР ( $\Delta T_{Ka} > 0$ , див. п. 2.1).

Результати рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР наведено у Додатку Д, наразі результати наводяться для ЗШ №4, так як результати розрахунків показують, що саме для цього перетину отримано більш консервативні значення  $T_{Ka}$  і  $\Delta T_{Ka}$ . Таким чином, зоною, що обмежує ресурс циліндричної частини КР, є ЗШ № 4. Крім зони ЗШ та основного металу зазвичай також розглядається зона патрубків [109] та проводяться дослідження внутрішньо-корпусних пристроїв (вигородки, блоку захисних труб тощо) [110, 111], наразі ресурс визначає зона ЗШ.

Розрахунки виконані в розрахунковій програмі ANSYS з використанням методу скінченних елементів (розрахункова модель представлена в [74]). В результаті розрахунків отримані значення  $T_{Ka}$  і  $\Delta T_{Ka}$  до терміну експлуатації 60 років.

Розрахунки базуються на ефективній аналітичній осесиметричній розрахунковій процедурі, призначеній для визначення розподілів температур і напружень в пружній постановці по товщині КР в кожен момент часу перехідного режиму, подальшому визначенні запасу ОКР  $\Delta T_{Ka}$ .

Крім цього встановлено найбільш небезпечні сценарії, для яких слід провести додаткову оцінку ОКР КР в нелінійній постановці.

У Додатку Д вказані зведені результати з урахуванням загасання флюенса для кожної групи аварійних сценаріїв (всього пораховано 54 розрахункових сценаріїв). Для ЗШ4 розрахунки виконані з урахуванням розподілу залишкових напружень від зварювання за рекомендаціями МАГАТЕ [14] - для всіх розрахункових режимів.

Найбільш критичним є аварійний сценарій OTHER 2.4.1.5 «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин», для якого отримано наступне значення  $T_{Ka}$  для ЗШ №4: 79.3 °С, якому відповідає значення  $\Delta T_{Ka}$  на понадпроектний термін експлуатації КР 60 років - 33.9 °С. Таким чином, розрахунки КМ в рамках ЛМР показують, що значення  $\Delta T_{Ka}$  циліндричної частини КР для понадпроектного строку експлуатації 60 років - додатне, умови ОКР виконуються.

На Рис. 4.22 - Рис. 4.23 наведено розподіл температури у ОДР у моменти часу, коли спостерігалось максимальне заходоження ОДР для сценарію OTHER 2.4.1.5 (на початковій фазі та після заходоження ТН відповідно).

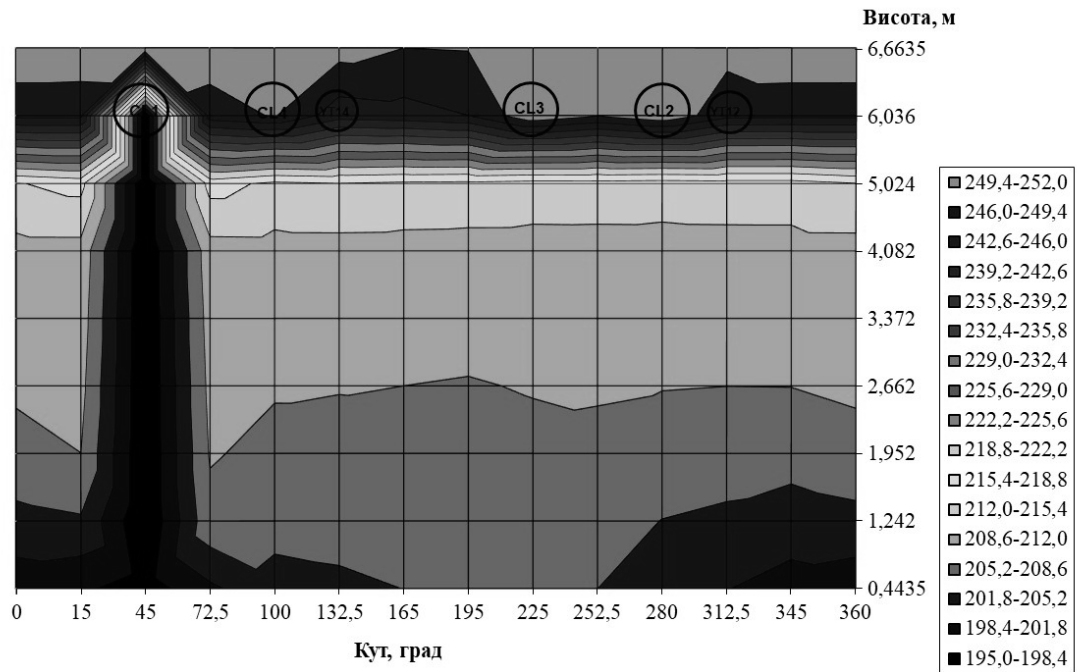


Рис. 4.22 – Розподіл температури у ОДР (650 с)

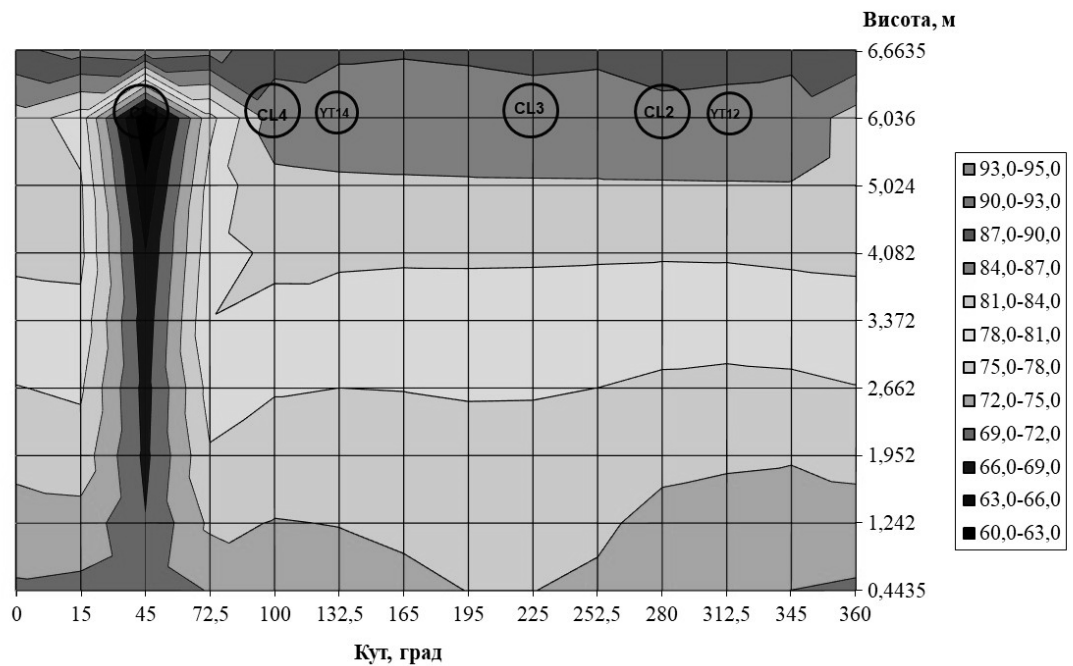


Рис. 4.23 – Розподіл температури у ОДР (3100 с)

Для подальшого аналізу з підготовкою ГУ, а саме, з метою розрахунку КМ в рамках НЛМР обрано сценарії (2 сценарії - для групи з найменшим запасом, по

одному сценарію – для інших груп), що характеризуються найменшим значенням  $\Delta T_{Ka}$ . Результати рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР для обраних сценаріїв наведено у Табл. 4.4. Обрані сценарії також були визначені як представницькі у п. 4.2, за виключенням сценарію MSLB 2.2.5.2, який є найбільш представницьким з групи MSLB, але характеризується великим запасом 81.8 °C та обраний лише тому, що всі групи розглядались. Хоча, враховуючи вітчизняний досвід та отримані результати, група MSLB повинна бути виключена з розгляду взагалі.

Табл. 4.4 – Результати рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР для обраних сценаріїв

| № | Сценарій                                                                                                                          | $T_{Ka}$ , °C | $\Delta T_{Ka}$ , °C |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|----------------------|
| 1 | OTHER 2.4.1.5 «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу CAOЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин» | 79.3          | 33.9                 |
| 2 | OTHER 2.4.1.2 «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів CAOЗ з подальшим закриттям на 2570 с в стані РУ «гарячий зупин»  | 93.9          | 48.5                 |
| 3 | LOCA 2.1.2.1 «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані «гарячий зупин»     | 106.0         | 60.7                 |
| 4 | RISE 2.3.2.2 «Розрив трьох TOT ПГ з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                    | 108.7         | 63.3                 |
| 5 | MSLB 2.2.5.2 «Ненавмисне відкриття ШПУ-К з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                 | 127.2         | 81.8                 |

У п. 4.4 для всіх сценаріїв крім сценарію MSLB 2.2.5.2 виконано аналіз перемішування з метою уточнення ГУ біля внутрішньої поверхні КР з застосування РК GRS-MIX та ПЗ DC-MIX. Протікання сценарію MSLB 2.2.5.2 не

характеризується стратифікацією потоку, тому аналіз перемішування не виконувався.

Також, слід додати, що для зарубіжних енергоблоків АЕС та під час інших досліджень в якості найнебезпечніших сценаріїв не було розглянуто сценарії, пов'язані з ненавмисним відкриттям ЗК КТ з подальшим закриттям [61, 112]. Натомість, в якості найнебезпечніших – було обрано сценарії, пов'язані з малими течами першого контуру (LOCA), наприклад, в рамках європейського проекту NURESIM та інших досліджень для французького реактору СРҮ (900 МВт), німецького реактора Конвой (1300 МВт) та радянських реакторів ВВЕР-440 та ВВЕР-1000, що експлуатуються у Європі [60, 67, 78].

#### 4.4 Аналіз перемішування

На підставі попередніх розрахунків міцності методами ЛМР, наведених у п. 4.3, було визначено, що для домінантних теплогідравлічних розрахунків необхідно додатково виконати аналіз перемішування ТН в ОДР з використанням інженерного РК GRS-MIX, розробленого на підставі емпіричних даних, отриманих на експериментальній установці для суттєвої серії експериментів.

Для визначення моменту часу при якому виникають максимальні напруження в КР для кожного сценарію наведені графіки зміни добутку різниці температур ТН між точкою ГЕ-09 (Рівень 4), що представляє собою температуру в ГЕ ОДР, розташованому поза холодними «язиками» (температура «фону», далеко від інших петель і патрубків ГЄ САОЗ) і точками ГЕ-01 (Рівень 4), ГЕ-03 (Рівень 4), ГЕ-07 (Рівень 4), ГЕ-04 (Рівень 4) і ГЕ-10 (Рівень 4) представляють собою температури ТН в районі ЗШ ЗШ 4-1, ЗШ 4-4, ЗШ 4-3, ЗШ 4-ГЕ4 і ЗШ 4-ГЕ2, відповідно, на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5.

Додатково, наведені значення температур ТН і коефіцієнтів тепловіддачі ТН для найбільш навантаженої ділянки в зоні ЗШ4 для точки В (0; 1.75) за даними РК GRS-MIX і RELAP5.

Результати аналізу перемішування, отримані за допомогою інженерного РК GRS-MIX наведені нижче та були використані у якості ГУ для розрахунку на міцність, результати якого викладені у п. 4.5 [2].

**Сценарій LOCA 2.1.2.1 «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані «гарячий зупин»**

Розрахунок із застосуванням РК GRS-MIX починається на 296 с і закінчується на 40000 с, загальна тривалість сценарію складає 40000 с. На Рис. 4.24 наведено графік зміни добутку різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5. Як видно з Рис. 4.24 максимальна величина добутку різниці температур між температурою «фону» і температурою холодного «язика» на коефіцієнт тепловіддачі виникає на моменти часу 340 с і 980 с в районі ЗШ 4-3. Тиск ТН на виході з реактора на моменти часу 340 с і 980 с становить 102.3 і 106.3 кгс/см<sup>2</sup>, відповідно.

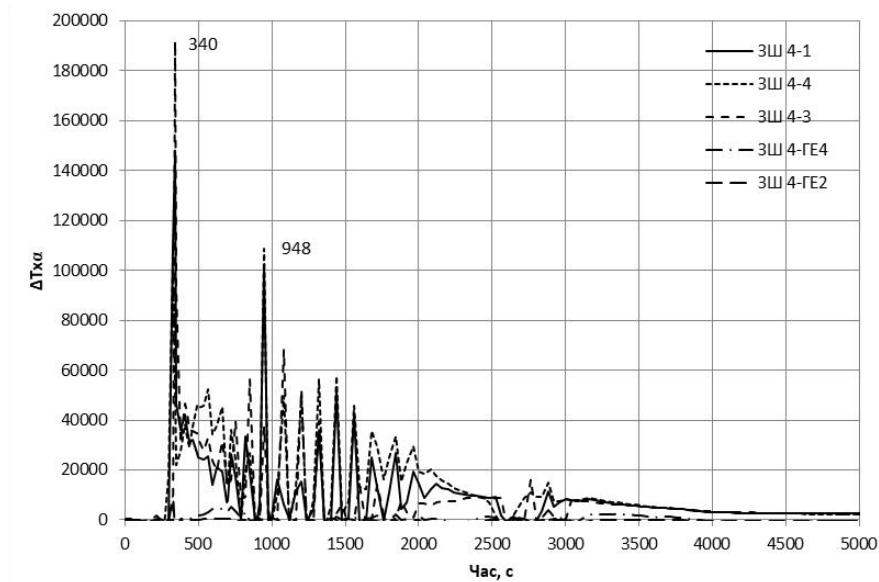


Рис. 4.24 - LOCA 2.1.2.1. Добуток різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5

Для подальшого розгляду і визначення локальних параметрів ТН в ОДР за допомогою РК GRS-MIX вибирається момент часу 340 с для якого тепловий потік

на поверхні реактора максимальний. На Рис. 4.25 та Рис. 4.26 наведено порівняння графіків розрахункових значень температури ТН і коефіцієнта тепловіддачі, отриманих із застосуванням ПК RELAP5 і GRS-MIX в точці В.

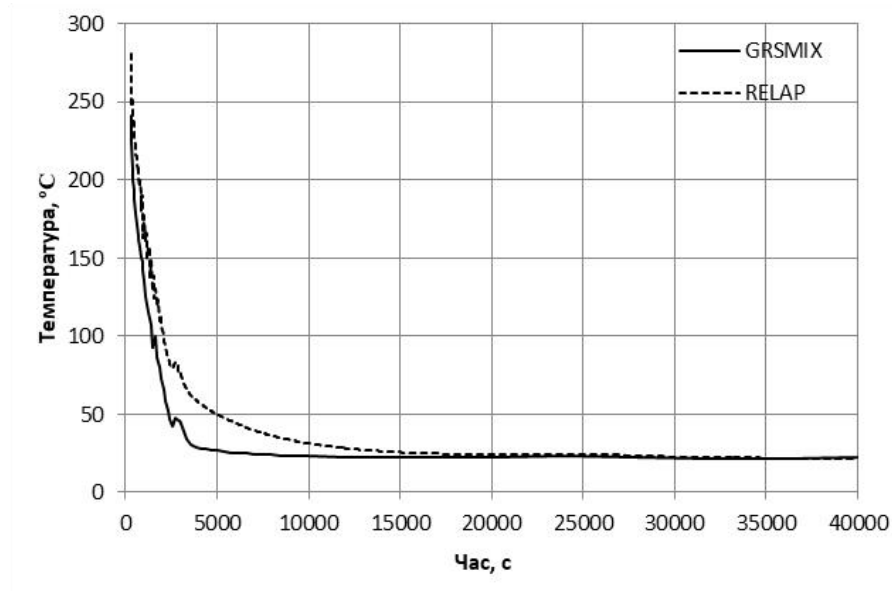


Рис. 4.25 - LOCA 2.1.2.1. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В).

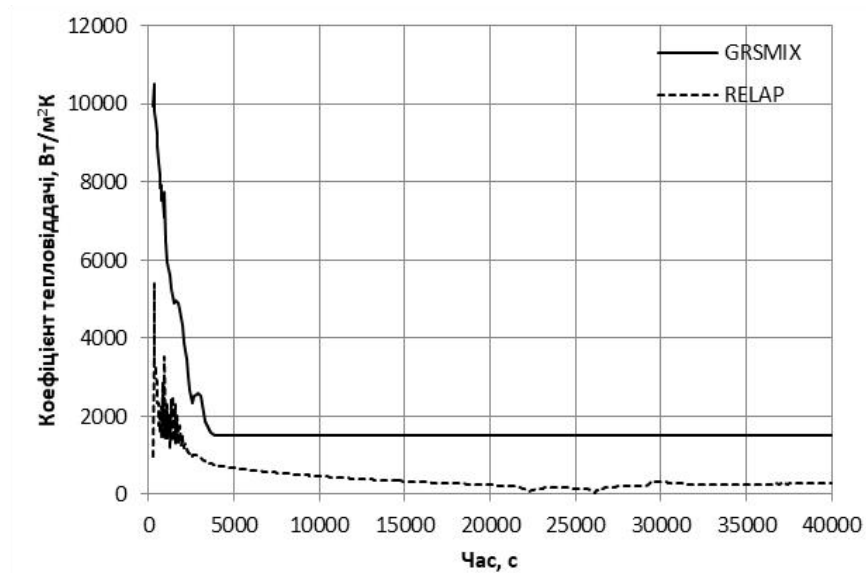


Рис. 4.26 - LOCA 2.1.2.1. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

**Сценарій PRISE 2.3.2.2** «Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»

Розрахунок із застосуванням РК GRS-MIX починається на 510 с і закінчується на 18000 с, загальна тривалість сценарію складає 18000 с. На Рис. 4.27 наведено графік зміни добутку різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5.

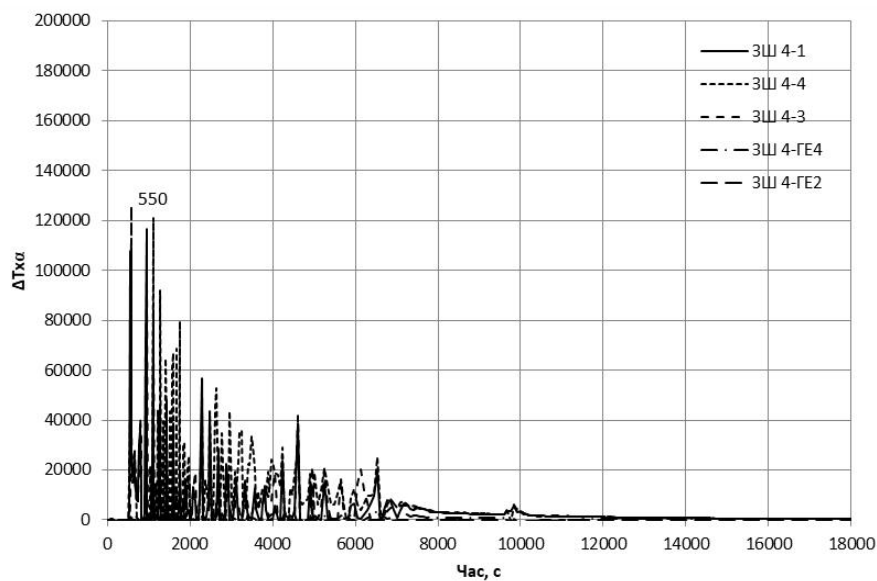


Рис. 4.27 - PRISE 2.3.2.2. Добуток різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5

Як видно з Рис. 4.27 максимальна величина добутку різниці температур між температурою «фону» і температурою холодного «язика» на коефіцієнт тепловіддачі виникає на моменти часу 550 с в районі ЗШ 4-3. Тиск ТН на виході з реактора на момент часу 550 с становить 110.9 кгс/см<sup>2</sup>.

На Рис. 4.28 та Рис. 4.29 наведено порівняння графіків розрахункових значень температури ТН і коефіцієнта тепловіддачі, отриманих із застосуванням РК RELAP5 і GRS-MIX в точці В.

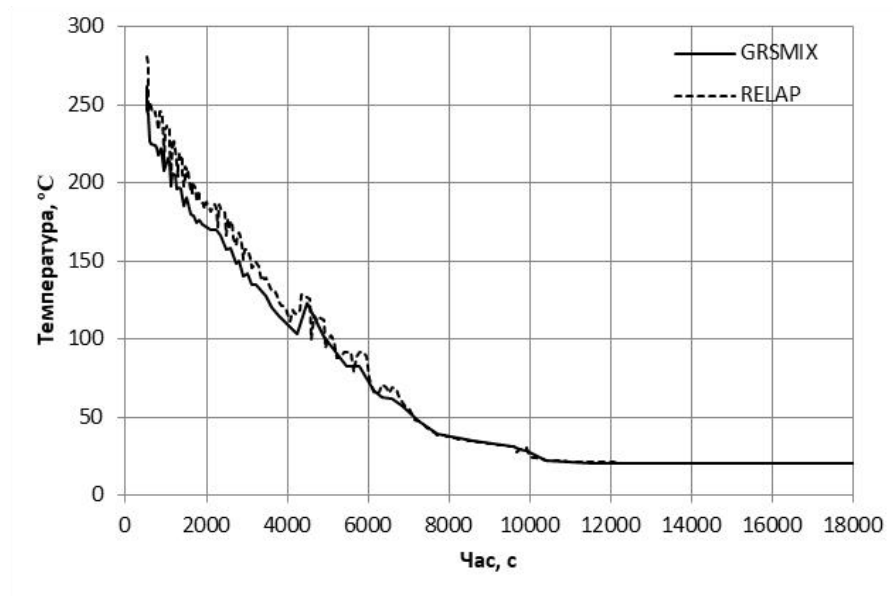


Рис. 4.28 - PRISE 2.3.2.2. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

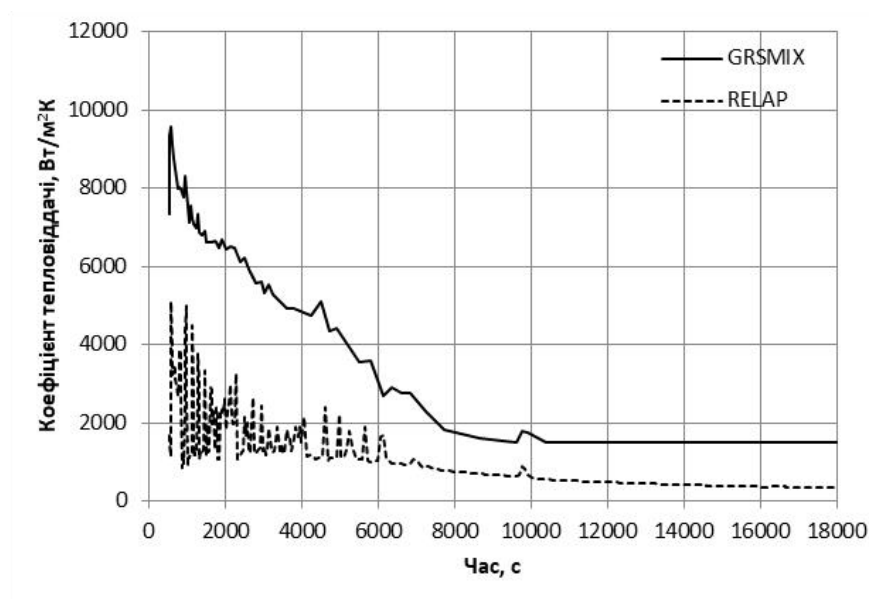


Рис. 4.29 - PRISE 2.3.2.2. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

**Сценарій OTHER 2.4.1.2** «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2570 с в стані РУ «гарячий зупин»

Розрахунок із застосуванням ПК GRS-MIX починається на 128 с і закінчується на 8490 с, загальна тривалість сценарію складає 10000 с. На Рис. 4.30 наведено графік зміни добутку різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням ПК RELAP5.

Як видно з Рис. 4.30 максимальна величина добутку різниці температур між температурою «фону» і температурою холодного «язика» на коефіцієнт тепловіддачі виникає на моменти часу 464 с в районі ЗШ 4-4. Тиск ТН на виході з реактора на моменти часу 464 с становить  $74.3 \text{ кгс/см}^2$ .

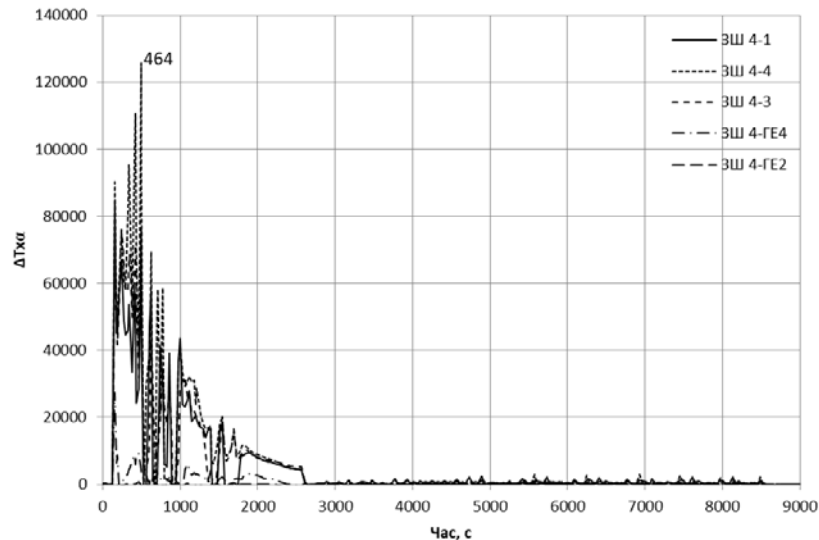


Рис. 4.30 - OTHER 2.4.1.2. Добіток різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням ПК RELAP5

На Рис. 4.31 та Рис. 4.32 наведено порівняння графіків розрахункових значень температури ТН і коефіцієнта тепловіддачі, отриманих із застосуванням ПК RELAP5 і GRS-MIX в точці В.

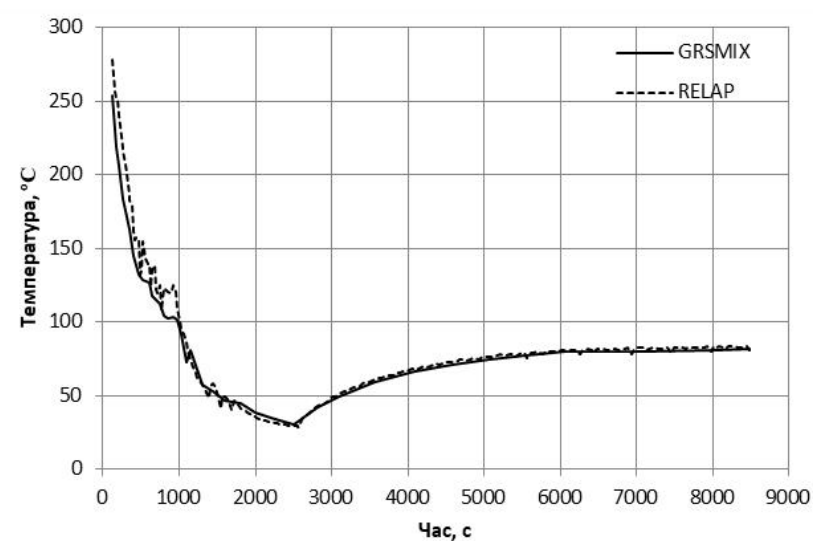


Рис. 4.31 - OTHER 2.4.1.2. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

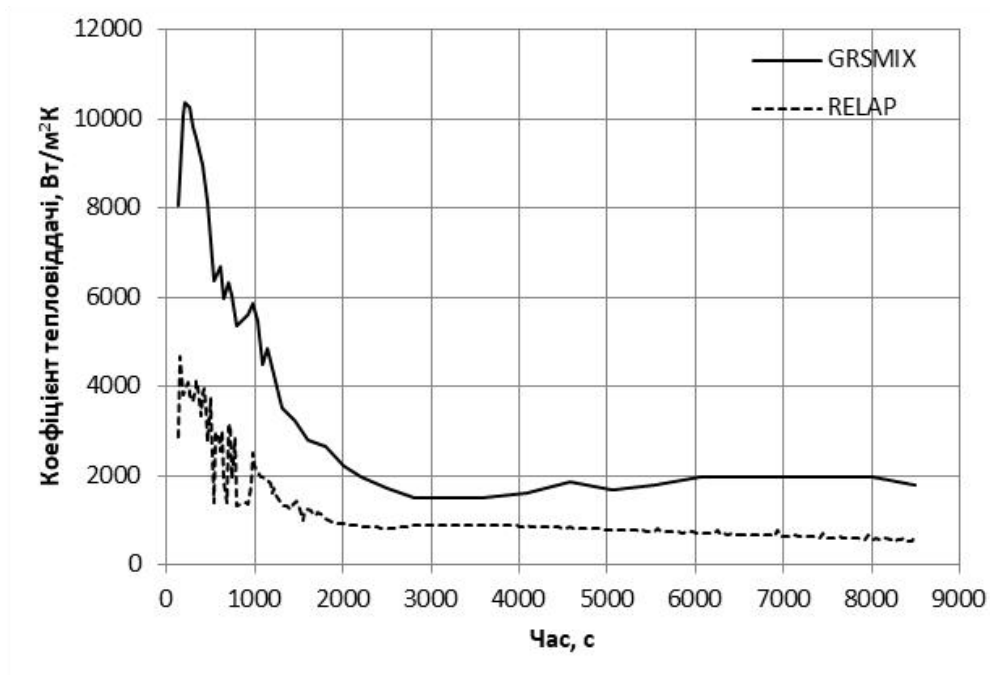


Рис. 4.32 - OTHER 2.4.1.2. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

**Сценарій OTHER 2.4.1.5** «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин»

Розрахунок із застосуванням РК GRS-MIX починається на 128 с і закінчується на 8500 с, загальна тривалість сценарію складає 10000 с. На Рис. 4.33 наведено графік зміни добутку різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5.

Як видно з Рис. 4.33 максимальна величина добутку різниці температур між температурою «фону» і температурою холодного «язика» на коефіцієнт тепловіддачі виникає на момент часу 464 с в районі ЗШ 4-1. Тиск ТН на виході з реактора на момент часу 464 с становить 63.2 кгс/см<sup>2</sup>.

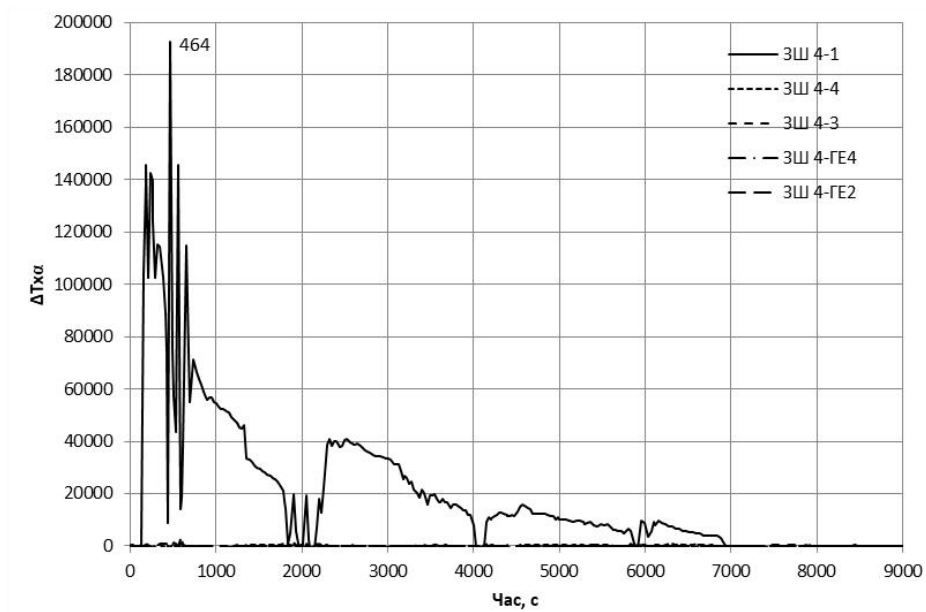


Рис. 4.33 - OTHER 2.4.1.5. Добуток різниці температур ТН на коефіцієнт тепловіддачі в відповідних точках, отримані із застосуванням РК RELAP5

На Рис. 4.34 та Рис. 4.35 наведено порівняння графіків розрахункових значень температури ТН і коефіцієнта тепловіддачі, отриманих із застосуванням РК RELAP5 і GRS-MIX в точці В.

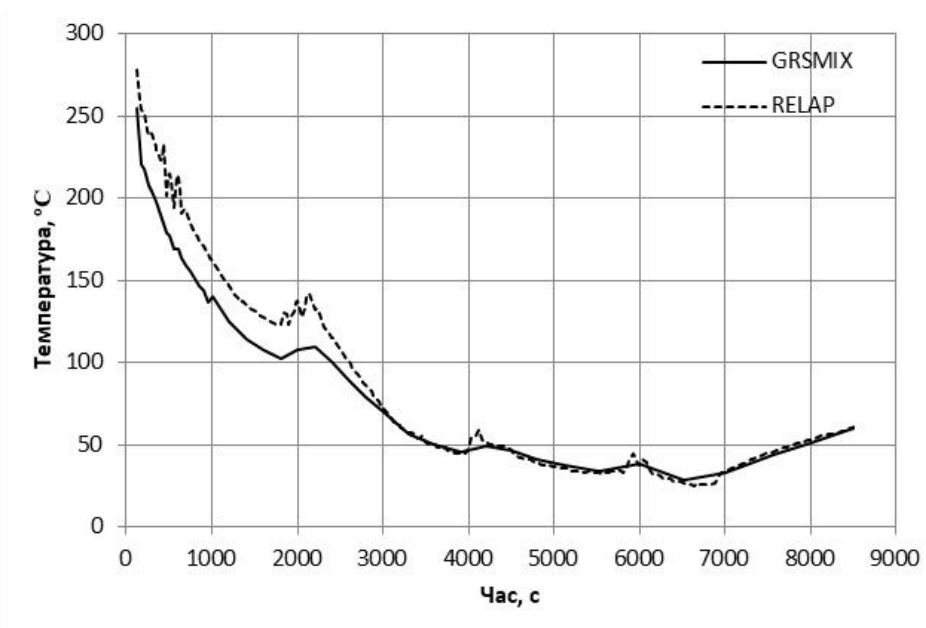


Рис. 4.34 - OTHER 2.4.1.5. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

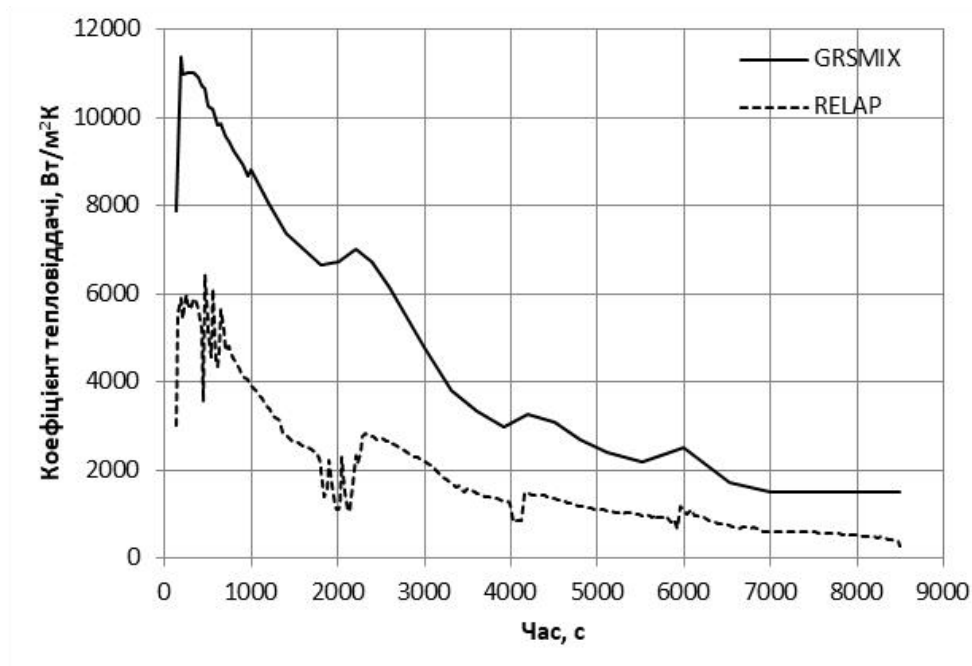


Рис. 4.35 - OTHER 2.4.1.5. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

#### 4.5 Рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці нелінійної механіки руйнування

Розрахунки параметра механіки руйнування виконані для найбільш небезпечних аварійних сценаріїв ТУ, номенклатура яких визначається за результатами розрахунків ОКР циліндричної частини КР в лінійній постановці.

Розрахунки виконані в розрахунковій програмі ANSYS з використанням методу скінченних елементів (розрахункова модель представлена в [74]). В результаті розрахунків отримані значення  $T_{Ka}$  і  $\Delta T_{Ka}$  до терміну експлуатації 60 років.

Вхідними даними для розрахунку напружено-деформованого стану в небезпечних зонах КР є закони зміни у часі тиску, температури і коефіцієнта тепловіддачі від середовища ОДР до стінки КР.

Розрахунок теплогідравлічних параметрів у ОДР для обраних сценаріїв (див. Табл. 4.5) виконано з використанням РК перемішування GRS-MIX (див. п. 4.4) для сценаріїв, що характеризуються стратифікацією та стагнацією потоку на вході у

реактор та у ОДР, та з використанням ПК RELAP5 – для сценарію групи MSLB, що характеризується секторним заохолодженням за рахунок інтенсивного тепловідводу через другий контур.

У Табл. 4.5 вказані зведені результати розрахунку на ОКР КР у обох постановках термомеханічної задачі (ЛМР та НЛМР).

Найбільш небезпечним є сценарій OTHER 2.4.1.5 «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин». В результаті розрахунків отримано значення  $T_{Ka} = 55.90^{\circ}\text{C}$ , якому відповідає значення  $\Delta T_{Ka} = 10.52^{\circ}\text{C}$ . За даними розрахунку ОКР КР в лінійній постановці запас становить:  $30.9^{\circ}\text{C}$ .

Слід зазначити дуже важливі факти в частині оцінки ресурсу КР за критерієм ОКР. З Табл. 4.5 видно, що  $\Delta T_{Ka}$  для режимів OTHER 2.4.1.2 і OTHER 2.4.1.5 з інженерної точки зору близькі (різниця становить  $1^{\circ}\text{C}$ ), тобто практично обидва вони визначають ресурс КР. При цьому, за результатами ЛМР режим OTHER 2.4.1.5 небезпечніший, ніж режим OTHER 2.4.1.2 з різницею  $14.6^{\circ}\text{C}$ .

Результати цих розрахунків є основою для ОТС металу циліндричних обичайок КР і висновку щодо терміну безпечної експлуатації КР за критерієм забезпечення ОКР.

Табл. 4.5 –Зведені результати розрахунку на ОКР КР

| Сценарій      | НЛМР                       |                                   | ЛМР                        |                                   |
|---------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|
|               | $T_{Ka}, ^{\circ}\text{C}$ | $\Delta T_{Ka}, ^{\circ}\text{C}$ | $T_{Ka}, ^{\circ}\text{C}$ | $\Delta T_{Ka}, ^{\circ}\text{C}$ |
| LOCA 2.1.2.1  | 75.87                      | 28.10                             | 106.0                      | 60.7                              |
| MSLB 2.2.5.2  | 114.15                     | 68.78                             | 127.2                      | 81.8                              |
| PRISE 2.3.2.2 | 69.54                      | 24.17                             | 108.7                      | 63.3                              |
| OTHER 2.4.1.2 | 56.92                      | 11.53                             | 93.9                       | 48.5                              |
| OTHER 2.4.1.5 | 55.90                      | 10.52                             | 79.3                       | 33.9                              |

#### 4.6 Висновки до Розділу 4

Імовірнісний аналіз дозволив визначити групи сценаріїв, що характеризуються високою імовірністю реалізації. ТГА виконано для 54 сценаріїв. За результатами рішення нестационарної задачі в постановці ЛМР було обрано по 1-2 сценарії-представника для кожної групи. Для цих сценаріїв після аналізу перемішування було вирішено задачу в постановці НЛМР та визначено найбільш небезпечний сценарій, що визначає ресурс пілотного енергоблоку.

Крім цього з 54 сценаріїв, для яких виконано ТГА, було визначено сценарії, для яких розрахунки показали низький запас  $\Delta T_{Ka}$ , що дозволило зробити висновок щодо сценаріїв, які не є представницькими.

Результати досліджень, наведених у розділі 4, опубліковано в роботах [53, 54, 71, 100].

## **РОЗДІЛ 5. АНАЛІЗ ВПЛИВУ ПІДВИЩЕННЯ ПОТУЖНОСТІ**

У розділі 5 представлено результати досліджень відповідно до задачі №5, в рамках якої проаналізовано можливість застосування методики у разі підвищення потужності енергоблоків.

### **5.1 Загальні положення**

Вперше програми підвищення потужності стали реалізовувати на енергоблоках АЕС у США. З 1977 року до початку 2013 року, власники 98 з 104 ядерних енергоблоків подали заявки до Комісії з ядерного регулювання (NRC) США на підвищення потужності енергоблоків. Такі дані подає Управління енергетичної інформації (EIA) при Міністерстві енергетики США. За цей час наглядовий орган задовольнив 144 заявки на збільшення електричної потужності енергоблоків АЕС на сумарну величину в 6500 МВт. Станом на 2006 рік шляхом використання конструкторського запасу, вдосконалення систем вимірювань і технологічних систем ядерно-енергетичні компанії США домоглися збільшення обсягу виробництва електроенергії, еквівалентного введення в експлуатацію 4200 МВт нових потужностей.

Якщо розглядати американський досвід, то підвищення потужності енергоблоків на 1-2% - це лише початковий крок. У кожному конкретному випадку приймалося обґрунтоване рішення, і найбільше в відносному вираженні підвищення електричної потужності - на 20% - було схвалено для одноблокової АЕС «Вермонт-Янки» встановленою потужністю 605 МВт. У США компанії вибирали один з трьох видів підвищення потужності ядерного енергоблоку. Перший з них пов'язаний з підвищенням точності вимірювань, що забезпечує приріст продуктивності енергоустановки, як правило, не більше ніж на 2%. Другий вид передбачає зміну параметрів обладнання, як правило, не пов'язане з його глибокою модернізацією; зміни такого роду дозволяють збільшити потужність максимум на 7%. Третій вид передбачає модернізацію або заміну основного обладнання енергоблоків АЕС і забезпечує підвищення електричної потужності на величину до 20%.

На енергоблоках АЕС з реакторами ВВЕР радянського виробництва в світі також накопичений реальний досвід підвищення потужності [113], а основне обладнання має суттєві запаси для збільшення потужності, так як спроектовані з великим запасом консерватизму. Це може бути підтверджено тим фактом, що на ряді зарубіжних енергоблоків АЕС, як з реактором ВВЕР-440 (АЕС Моховце, АЕС Богуніце, АЕС Ловіза, АЕС Пакш, АЕС Дуковани тощо), так і з реактором ВВЕР-1000 (АЕС Темелін, АЕС Козлодуй, Калінінська АЕС, Балаковська АЕС, Вологодонська АЕС) підвищення теплової потужності реакторів обґрунтовано та виконано, або знаходиться у стані виконання.

Для діючих енергоблоків АЕС України з реактором ВВЕР-1000 встановлено граничні значення етапів підвищення потужності (101.5%; 104%; 107%; 110-114%) [114].

В Україні на енергоблоках АЕС з реактором ВВЕР-1000 виконуються роботи по модернізації обладнання з метою підвищення точності визначення теплової потужності реактора та підвищення за рахунок цього номінальної теплової потужності до 3030 МВт (101%) та дозволеної - до 3045 МВт (101.5%) [115, 116].

Виконуються роботи з підвищення номінальної теплової потужності реакторів діючих енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000 до 101% (3030 МВт) та дозволеної - до 101.5% (3045 МВт) [115, 116]. Ці роботи були розпочаті для енергоблоку №1 ЮУАЕС [117] та продовжені для пілотних енергоблоків №2 ЗАЕС, №1 ХАЕС та №4 ЗАЕС [118], після чого виконується розповсюдження пілотної модифікації на непілотні енергоблоки. Виключенням є енергоблок №3 ЮУАЕС, для якого відразу планується підвищення потужності на величину вищу.

Згідно вищезазначеного план-графіку після підвищення потужності до 101% планується підвищення – до 104%. Відомо, існуюча конфігурація енергоблоків України з реакторами ВВЕР-1000 забезпечує нарощення теплової потужності щонайменше до 4% без значних модифікацій обладнання. Зокрема, обґрунтування безпеки енергоблоків виконані з врахуванням 2% зони нечутливості системи

автоматичного регулювання потужності та 2% похибки вимірювання потужності реактора, тобто для потужності – 104%. Результати розрахункового аналізу, наведені у [119], дозволяють зробити висновок, що підвищення потужності до 104% не здійснює значний вплив на теплогідравлічні параметри РУ при роботі у стаціонарному режимі (температура оболонки твел зросла на 3.2 °С, підігрів ТН - на 1.2 °С, витрата пари на турбіну - на  $\approx 300$  т/год). Також, у [120] підсумовано, що у разі підвищення потужності до 104% під час аварії, пов'язаної з повним знеструмленням, спостерігається випередження у часі початку спрацьовувань ІЗП КТ та, відповідно, більш раннього важкого пошкодження АкЗ.

Крім цього, на даний час реалізується пілотний проект «Енергетичний міст "Україна - Європейський Союз"» [121], згідно з яким енергоблок №2 ХАЕС буде повністю зорієнтовано на експорт електроенергії до країн Європи. Для компенсації експортної генерації ДП «НАЕК «Енергоатом» має намір збільшити вироблення електроенергії рештою ядерних енергоблоків України шляхом збільшення ефективності їхньої роботи та підвищення рівня номінальної потужності [114]. Попередньо, номінальна потужність буде підвищена до 107% (значення наводиться без врахування похибки та точності вимірювання). У якості пілотного енергоблоку з реактором ВВЕР-1000 для підвищення теплової потужності обрано енергоблок №3 ЮУАЕС, який характерний повним завантаженням АкЗ реактору ТВЗ Westinghouse (ТВС-WR). На даний час, енергоблоки №3 ЮУАЕС та №5 ЗАЕС є першими енергоблоками з реактором ВВЕР-1000 в Україні з повним завантаженням збірками ТВС-WR, інші енергоблоки завантажені або повністю збірками ТВС-А (№1 ЮУАЕС, №1,2 ХАЕС, №2,6 ЗАЕС, №3,4 РАЕС), або змішаним шляхом - ТВС-А та ТВС-WR (№2 ЮУАЕС, №1,3,4 ЗАЕС). В майбутньому планується завантаження інших енергоблоків паливом ТВС-WR, зокрема на енергоблоці №3 РАЕС.

За розрахунками фахівців Westinghouse паливо ТВС-WR дозволяє підвищити потужність енергоблоків з реакторами ВВЕР-1000 до 107% без зміни конструкції ТВС-WR [122], але існуюча конфігурація турбінного та генераторного обладнання

обмежуватиме підвищення електричної потужності та може потребувати модернізації турбіни, сепаратора вологи тощо, а також, додаткових обґрунтувань щодо точності визначення теплової потужності реактора [115, 116].

Окрім модернізації обладнання у разі підвищення потужності виникає потреба у нових дослідженнях та обґрунтуваннях безпеки, зокрема, підтвердженні проектних критеріїв безпеки, обґрунтуванні ОКР КР тощо.

У цьому разі під час обґрунтувань ОКР КР слід виконати ТГА з моделюванням підвищеного рівня потужності, а також, розрахунок на міцність з врахуванням оновлених вихідних даних, отриманих за результатами ТГА, а також, з врахуванням поточного стану КР (ЗС тощо). Крім цього, слід проаналізувати вплив підвищення потужності на результати імовірнісної оцінки.

## 5.2 Розрахунок потужності

В Табл. 5.1 розраховано значення теплової потужності, що застосовані в розрахунковій моделі для підвищеної потужності енергоблоку (107%). Додатково вказано значення – для номінальної потужності до підвищення (100%) та рівня потужності, на який на даний час потужність енергоблоків АЕС України підвищується (101%). Під час розрахунку враховано зону регулювання потужності (1.5%), похибку розрахунку теплової потужності (2% - для потужності 100%, тобто до підвищення потужності енергоблоків, та 0.67%<sup>1</sup> - після підвищення потужності до 101 та 107%) [118].

Для розрахункових сценаріїв, що ініціюються під час роботи енергоблоку у стані «гарячий зупин», тепла потужність змінюється з 30 МВт (0.1%) до 32.1 МВт (0.107%), тобто потужність підвищується несуттєво – на 2.1 МВт.

---

<sup>1</sup> Прийнято відповідно до значення, отриманого для енергоблоку №4 РАЕС

Табл. 5.1 – Розрахунок теплової потужності

| № | Потужність, МВт                                             | 100%                        | 101%                        | 107%                                                   |
|---|-------------------------------------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------------------------------|
| 1 | Номінальна                                                  | 3000 (100%)                 | 3030 (101%)                 | 3210 (107%)                                            |
| 2 | Дозволена                                                   | 3000 (100% Nnom)            | 3045 (100% Nnom +0.5%)      | 3226 (100% Nnom +0.5%)                                 |
| 3 | Верхня межа регулювання автоматичного регулятора потужності | 3045 (101.5%= Nnom+1.5%)    | 3075 (101.5%= Nnom+1.5%)    | 3258 (101.5%= Nnom+1.5%)                               |
| 4 | Максимально допустима згідно ТРБЕ                           | 3060 (102% (102%= Nnom+2%)) | 3091 (102% (102%= Nnom+2%)) | 3274 (102% (102%= Nnom+2%))                            |
| 5 | Максимально-допустима в ЗАБ                                 | 3120 (104%= Nnom+4%)        | 3120 (залишилося без змін)  | 3280 (102.17%= Nnom+1.5%+0.67%).<br>ЗАБ не розроблявся |
| 6 | Верхня межа роботи ПЗ-2                                     | 3120 (104%= 102%+2%)        | 3111 (102.67%= 102%+0.67%)  | 3296 (102.67%= 102%+0.67%)                             |
| 7 | Верхня межа роботи ПЗ-1                                     | 3180 (106%= 104%+2%)        | 3172 (104.67%= 104%+0.67%)  | 3360 (104.67%= 104%+0.67%)                             |
| 8 | Режим АЗ                                                    | 3270 (109%= 107%+2%)        | 3262 (107.67%= 107%+0.67%)  | 3456 (107.67%= 107%+0.67 %)                            |
| 9 | Обґрунтована в ЗАБ для реактивнісних аварій                 | 3270 (109%= 107%+2%)        | 3270 (109%= 107%+2%)        | ЗАБ не розроблявся                                     |

### 5.3 Вплив підвищення потужності на результати імовірнісної оцінки

На відміну від підвищення теплової потужності на 1%, що реалізується на енергоблоках АЕС України (обсяг модифікацій не впливає на аспекти, що враховуються в імовірнісних моделях), підвищення теплової потужності до 107% впливає на імовірнісні показники безпеки енергоблоків (ЧПАЗ, частота гранично-аварійного викиду (ЧГАВ)).

Зокрема, в документі [123] зазначено, що відсутні встановлені критерії прийнятності для збільшення ЧПАЗ та ЧГАВ, безпосередньо пов'язаного з підвищенням потужності, а також, що документ [124] містить імовірнісні критерії, які можуть бути використані для визначення впливу підвищення потужності. RG 1.174 дозволяє зміни ЧПАЗ менше ніж на  $10^{-6}$  реакторо-років та ЧГАВ менше ніж на  $10^{-7}$  реакторо-років, незалежно від результатів імовірнісного аналізу з врахуванням підвищення потужності. RG 1.174 також дозволяє зміни ЧПАЗ в діапазоні від  $10^{-6}$  до  $10^{-5}$  реакторо-років, а зміни ЧГАВ в межах від  $10^{-7}$  до  $10^{-6}$  реакторо-років за умови попереднього збільшення значень ЧПАЗ та ЧГАВ до значень, не менше  $10^{-4}$  та  $10^{-5}$  реакторо-років відповідно.

При цьому, імовірнісний аналіз для дослідження впливу підвищення потужності виконується з використанням розрахункової моделі конкретного енергоблоку. Основний вплив підвищеної потужності на результати імовірнісного аналізу пояснюється скороченням часу дії оператора, що виникає внаслідок підвищеного рівня залишкових енерговиділень. Скорочений час збільшує імовірність помилки оператора [123].

Наявний досвід підвищення потужності показав, що вплив збільшення потужності на частоту ініціювання подій, критерії успіху та інші параметри, є незначним [123]. Збільшення значень ЧПАЗ та ЧГАВ за рахунок підвищення потужності зазвичай відповідає критеріям у [124], що зазначено в [123].

АЕС, що планує реалізувати підвищення потужності може також розглянути можливість вдосконалення систем та компонентів енергоблоку для зменшення ЧПАЗ та компенсації збільшення ЧПАЗ, пов'язаного з підвищенням потужності.

Оскільки, вітчизняний досвід імовірнісної оцінки впливу суттєвого підвищення потужності енергоблоків відсутній, тому є необхідність у розробці відповідної методики та виконання аналізу з врахуванням світового досвіду, який частково описаний вище.

#### 5.4 Вплив підвищення потужності на результати теплогідравлічного аналізу

##### Розрахункові сценарії

Для оцінки впливу підвищення теплової потужності до 107% на результати ТГА було обрано 5 сценаріїв, що є домінантними для рівня потужності до підвищення (див. Табл. 4.5). Додатково розглянуто сценарій LOCA 2.1.5.4, так як характеризується станом РУ «на потужності» на відміну від домінантних, які характеризуються станом РУ «гарячий зупин». У наступних пунктах наведено результати ТГА з порівнянням параметрів для базової та підвищеної теплових потужностей (100 та 107%).

##### Сценарій LOCA 2.1.2.1

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.1 та Рис. 5.2 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням РК RELAP5, практично не помітний, що викликано несуттєвим значенням підвищення. Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 (Рис. 5.3, Рис. 5.4) також показав відсутність значного впливу на отримані результати (застосовано інженерний РК GRS-MIX). Це пояснюється тим, що для стану «гарячий зупин» моделюється підвищення

потужності на 2.1 МВт (див. п. 5.2), що для сценарію з суттєвим заохолодження, є не значним.

Також, слід додати, що мінімальне значення температури ТН (Рис. 5.1, Рис. 5.3) досягається на приблизно 4000 с, після чого температура ТН характеризується температурою охолоджуючої води САОЗ (20 °С). Саме на 4000 с аварії отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$  (див. Табл. 5.2).

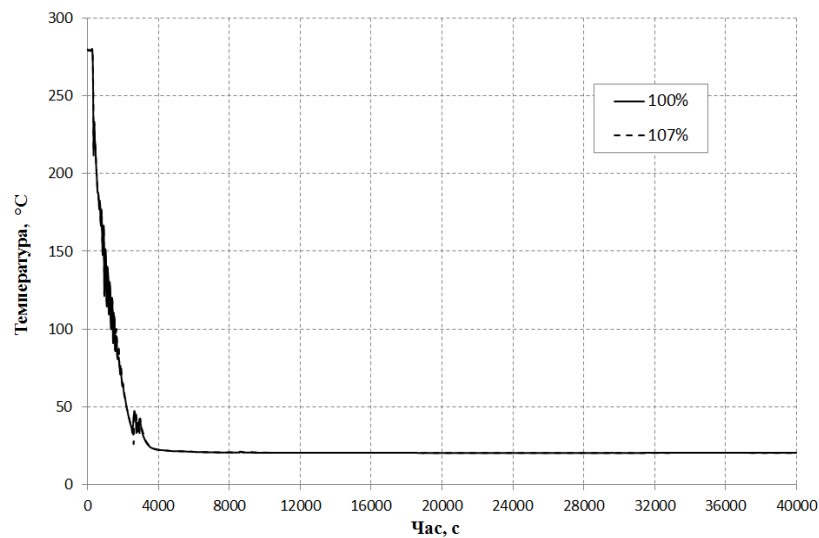


Рис. 5.1 - LOCA 2.1.2.1. Мінімальна температура в ОДР

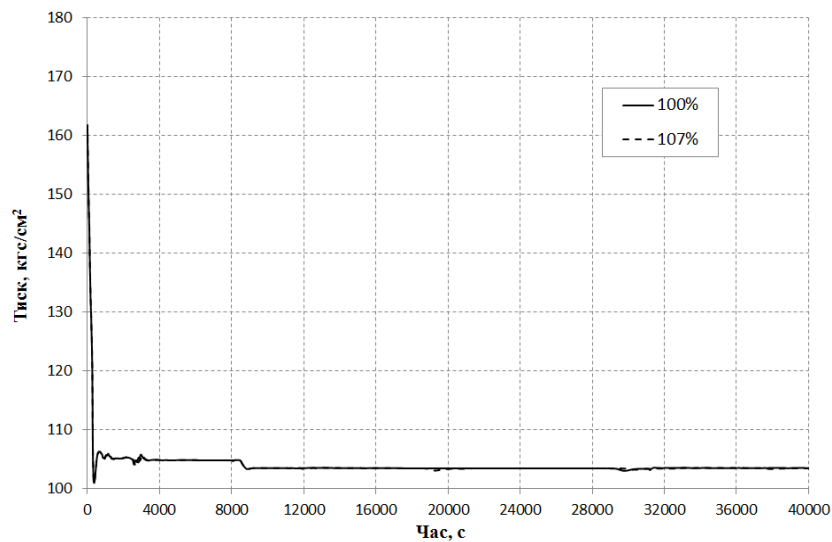


Рис. 5.2 – LOCA 2.1.2.1. Тиск ТН

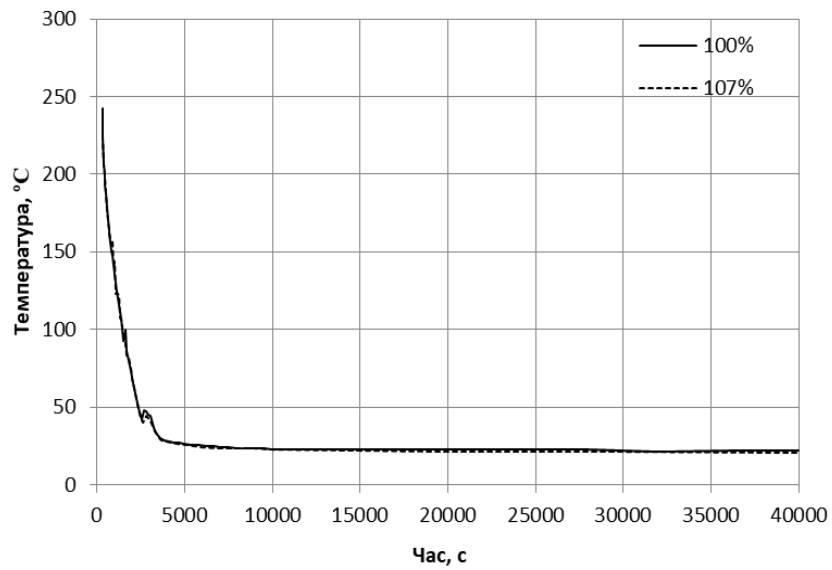


Рис. 5.3 - LOCA 2.1.2.1. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

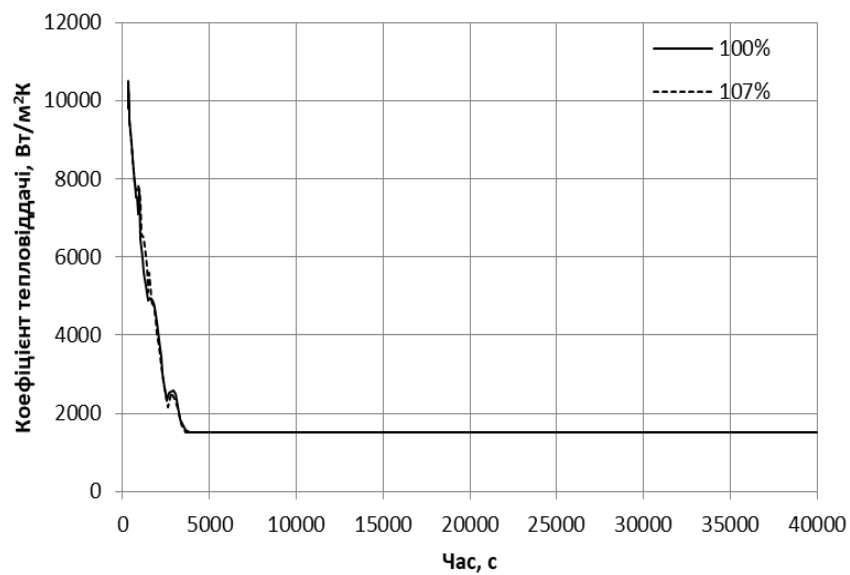


Рис. 5.4 - LOCA 2.1.2.1. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

#### Сценарій LOCA 2.1.5.4

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.5 та Рис. 5.6 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням ПК RELAP5,

помітний, спостерігаються осциляції температури в ОДР, наразі, візуально суттєвих відмінностей у протіканні аварії не спостерігається.

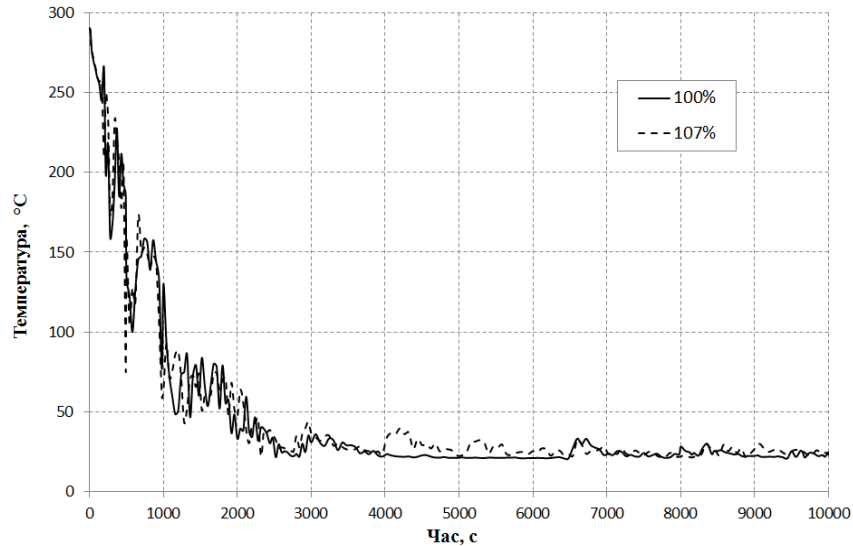


Рис. 5.5 - LOCA 2.1.5.4. Мінімальна температура в ОДР

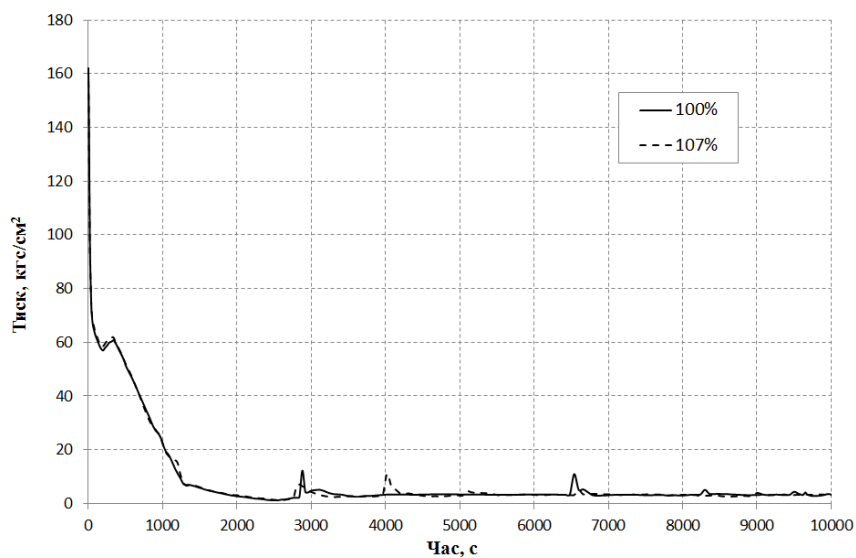


Рис. 5.6 - LOCA 2.1.5.4. Тиск ТН

Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 (Рис. 5.7 та Рис. 5.8) також показав значний вплив на отримані результати (застосовано інженерний РК GRS-MIX). Значення різниці температур під час аварії складає – до 30 °C та коефіцієнту тепловіддачі – до 2500 Вт/м² К.

Також, слід додати, що мінімальне значення температури ТН (Рис. 5.5, Рис. 5.7) досягається на приблизно 2800 с, після чого температура ТН характеризується температурою охолоджуючої води САОЗ (20 °С) з підігрівом за рахунок залишкових енерговиділень АкЗ. Саме на 2880 с (для потужності 100%) та 2800 с (для потужності 107%) аварії отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$  (див. Табл. 5.2). У цей момент різниця температури та коефіцієнту тепловіддачі для різних значень потужності складає: 19 °С та 1500 Вт/м<sup>2</sup> К відповідно.

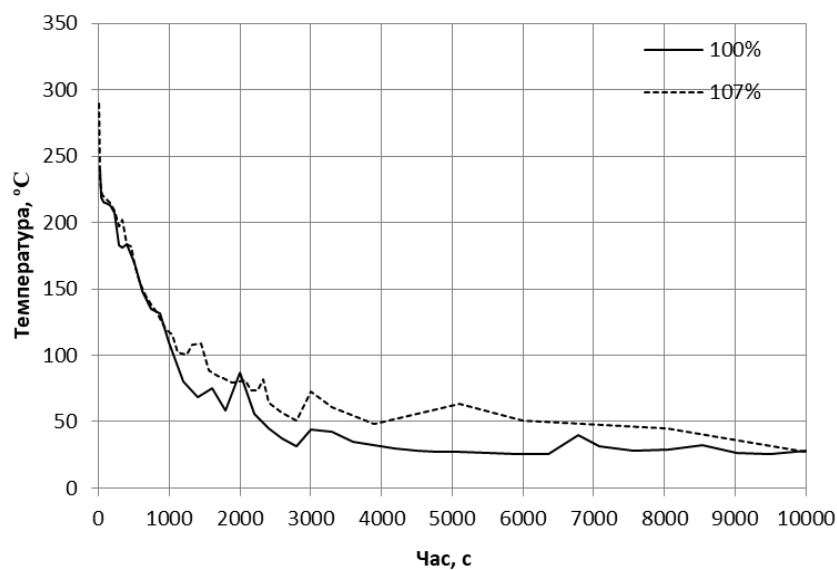


Рис. 5.7 - LOCA 2.1.5.4. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

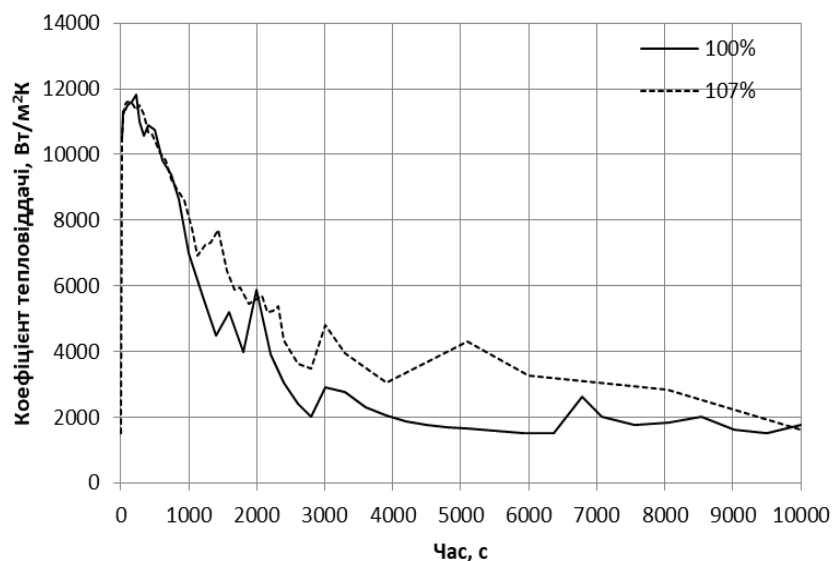


Рис. 5.8 - LOCA 2.1.5.4. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

### Сценарій MSLB 2.2.5.2

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.9 та Рис. 5.10 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням РК RELAP5, практично не помітний, що викликано несуттєвим значенням підвищення. Це пояснюється тим, що для стану «гарячий зупин» моделюється підвищення потужності на 2.1 МВт (див. п. 5.2), що для сценарію з суттєвим заохолодження, є не значним.

Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 з застосуванням інженерного РК GRS-MIX не виконувався, так як сценарії такого типу не характеризуються стагнацією та стратифікацією потоку (інтенсивний тепловідвід через другий контур з формуванням холодного «сектору» в ОДР).

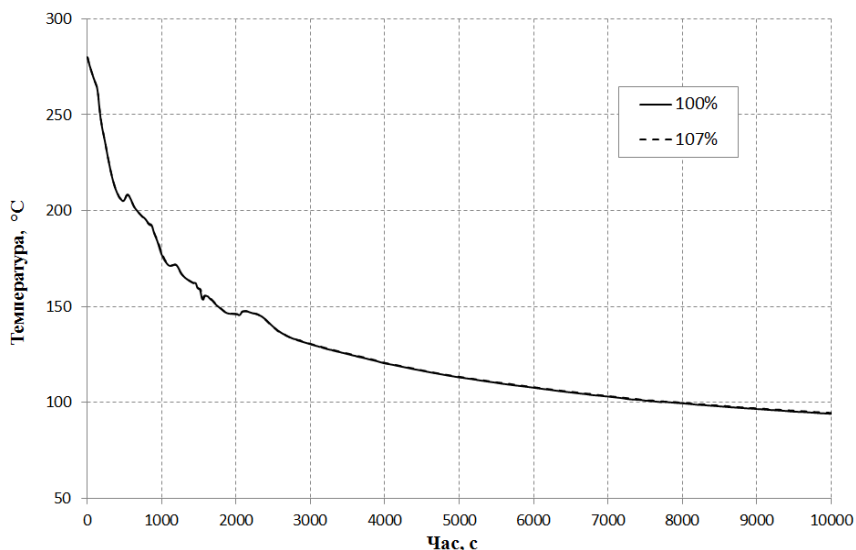


Рис. 5.9 - MSLB 2.2.5.2. Мінімальна температура в ОДР

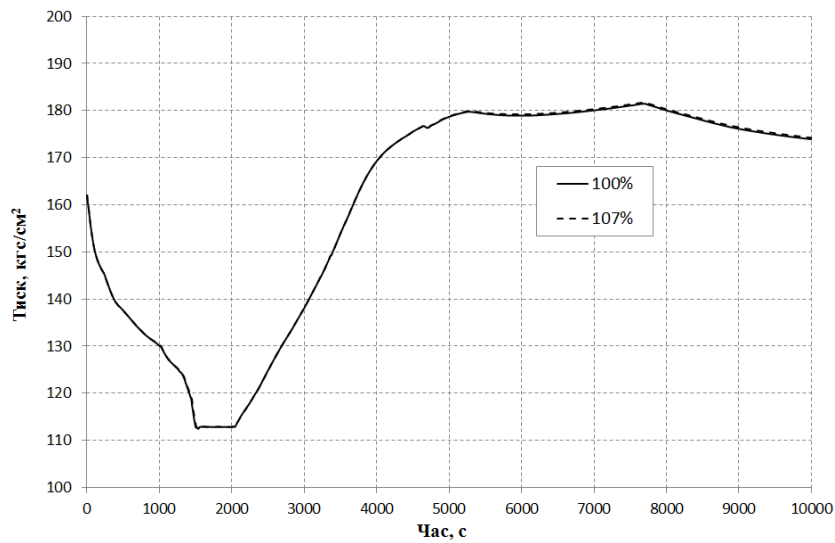


Рис. 5.10 - MSLB 2.2.5.2. Тиск ТН

### Сценарій PRISE 2.3.2.2

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.11 та Рис. 5.12 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням РК RELAP5, помітний, спостерігаються осциляції температури в ОДР, наразі, візуально суттєвих відмінностей у протіканні аварії не спостерігається.

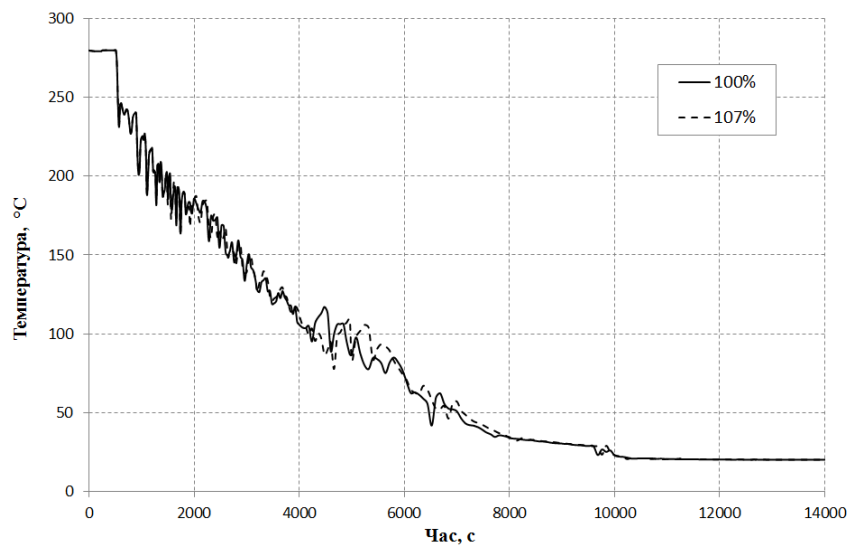


Рис. 5.11 - PRISE 2.3.2.2. Мінімальна температура в ОДР

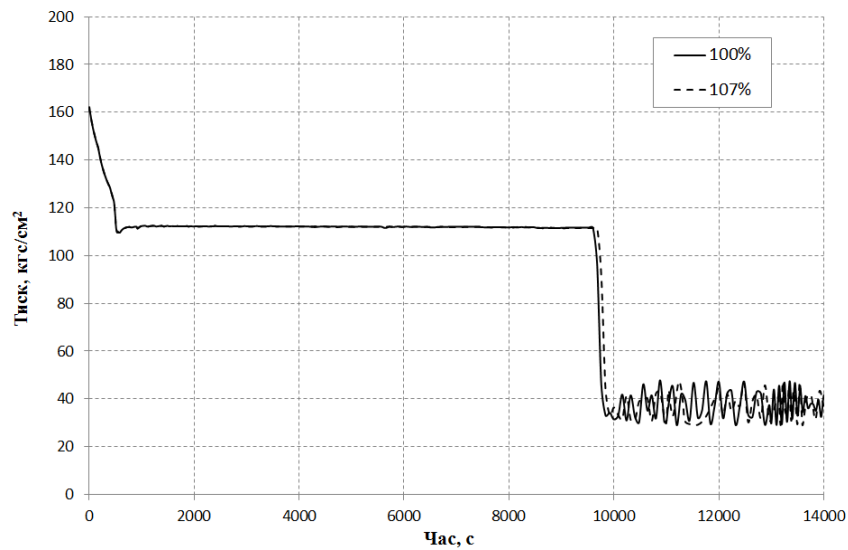


Рис. 5.12 - PRISE 2.3.2.2. Тиск ТН

Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 (Рис. 5.13, Рис. 5.14) з застосуванням інженерного РК GRS-MIX показав аналогічний результат. Це пояснюється тим, що для стану «гарячий зупин» моделюється підвищення потужності на 2.1 МВт (див. п. 5.2), що для сценарію з суттєвим заохолодження, є не значним.

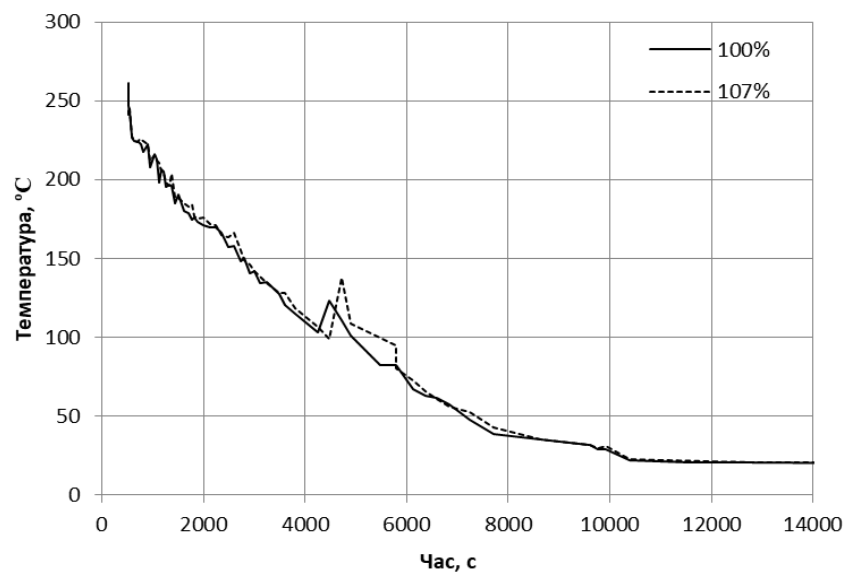


Рис. 5.13 - PRISE 2.3.2.2. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

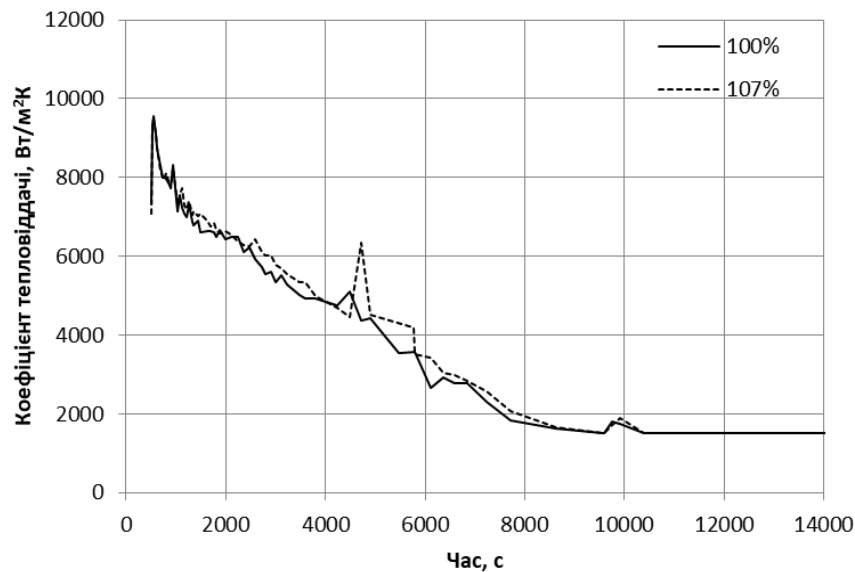


Рис. 5.14 - PRISE 2.3.2.2. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

Також, слід додати, що умови ТУ досягаються на 9600 с (для потужності 100%) та 9680 с (для потужності 107%) за ВТ (Рис. 5.13) при низькій температурі (Рис. 5.11, Рис. 5.13). Саме на цей момент аварії отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$  (див. Табл. 5.2).

#### Сценарій OTHER 2.4.1.2

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2570 с в стані РУ «гарячий зупин» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.15 та Рис. 5.16 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням РК RELAP5, практично не помітний, що викликано несуттєвими значеннями підвищення. Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 (Рис. 5.17, Рис. 5.18) також показав відсутність значного впливу на отримані результати (застосовано інженерний РК GRS-MIX). Це пояснюється тим, що для стану «гарячий зупин» моделюється підвищення потужності на 2.1 МВт (див. п. 5.2), що для сценарію з суттєвим заохолодження, є не значним.

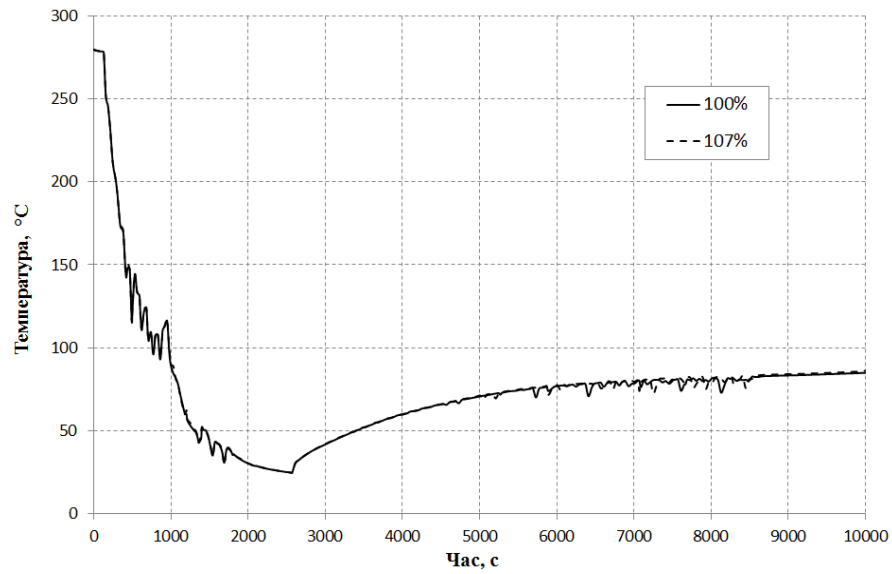


Рис. 5.15 - OTHER 2.4.1.2. Мінімальна температура в ОДР

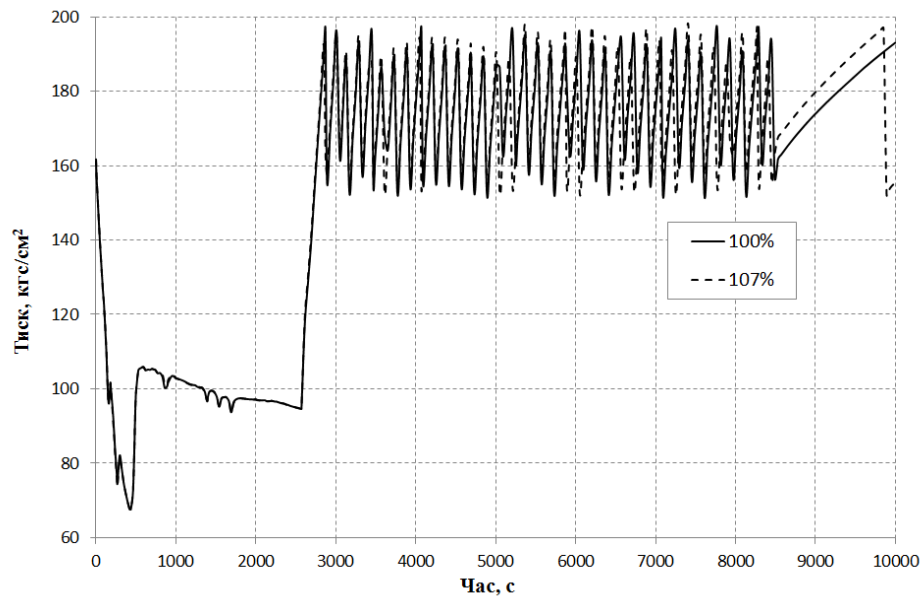


Рис. 5.16 - OTHER 2.4.1.2. Тиск ТН

Також, слід додати, що умови ТУ досягаються на 2870 с (для потужності 100%) та 2850 с (для потужності 107%) за ВТ при досягненні умов відкриття ІЗП КТ (Рис. 5.16) при низькій температурі (Рис. 5.15, Рис. 5.17). Саме на цей момент аварії отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$  (див. Табл. 5.2).

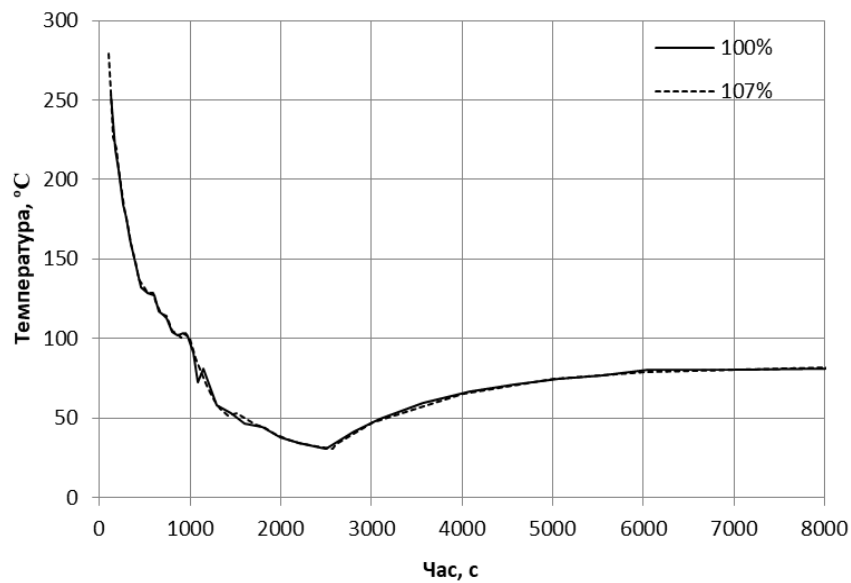


Рис. 5.17 - OTHER 2.4.1.2. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

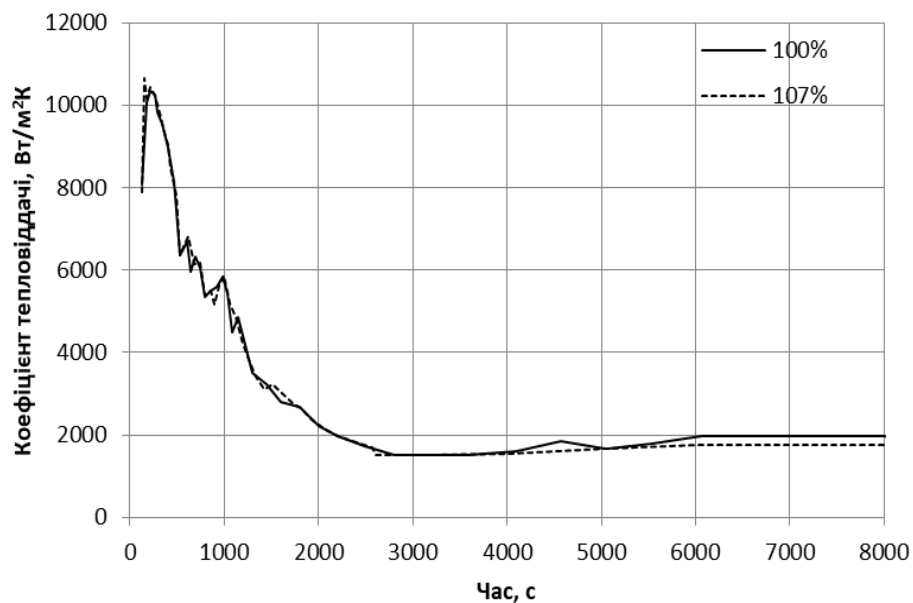


Рис. 5.18 - OTHER 2.4.1.2. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

#### Сценарій OTHER 2.4.1.5

Нижче наведено результати розрахунку сценарію «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин» для базової та підвищеної теплових потужностей енергоблоку.

Як бачимо на Рис. 5.19 та Рис. 5.20 вплив підвищеної потужності на значення мінімальної температури та тиску ТН, отриманих з застосуванням ПК RELAP5, практично не помітний, що викликано несуттєвим значенням підвищення.

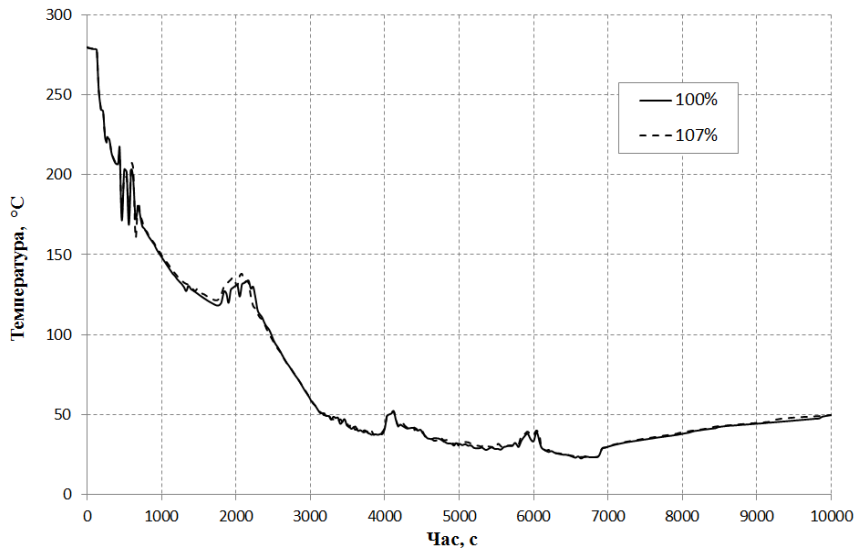


Рис. 5.19 - OTHER 2.4.1.5. Мінімальна температура в ОДР

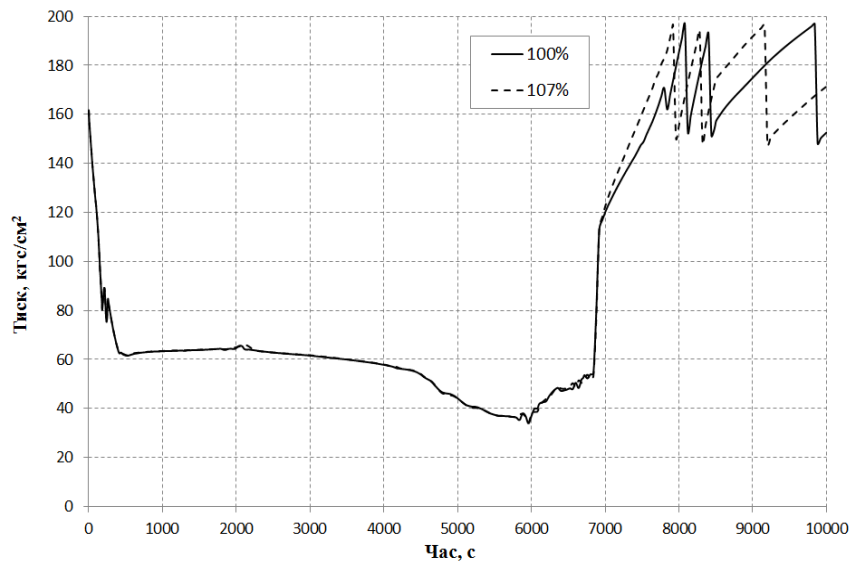


Рис. 5.20 - OTHER 2.4.1.5. Тиск ТН

Уточнений аналіз значення температури ТН та коефіцієнту тепловіддачі на внутрішній поверхні КР у зоні ЗШ4 (Рис. 5.21, Рис. 5.22) також показав відсутність значного впливу на отримані результати (застосовано інженерний ПК GRS-MIX). Це пояснюється тим, що для стану «гарячий зупин» моделюється підвищення

потужності на 2.1 МВт (див. п. 5.2), що для сценарію з суттєвим заохолодження, є не значним.

Також, слід додати, що умови ТУ досягаються на 8080 с (для потужності 100%) та 7920 с (для потужності 107%) за ВТ при досягненні умов відкриття ІЗП КТ (Рис. 5.20) при низькій температурі (Рис. 5.19, Рис. 5.21). Саме на цей момент аварії отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$  (див. Табл. 5.2).

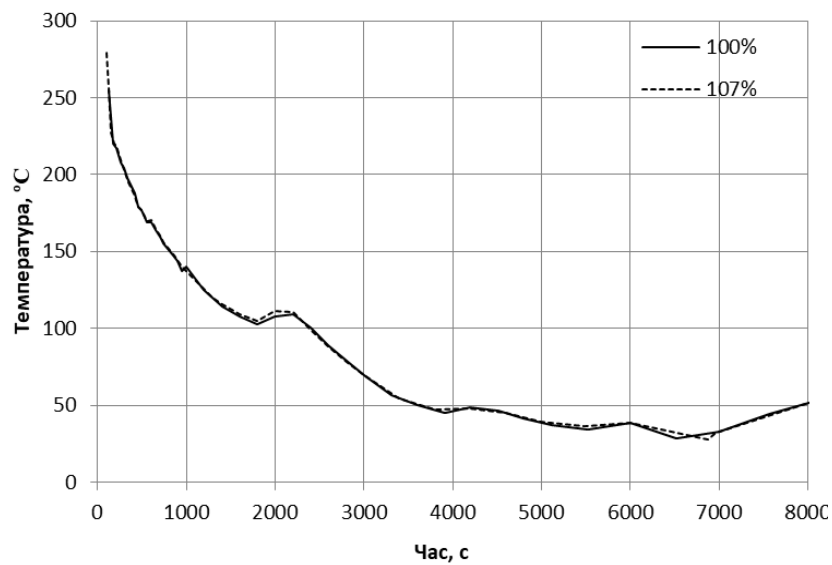


Рис. 5.21 - OTHER 2.4.1.5. Температура ТН біля ЗШ №4 (точка В)

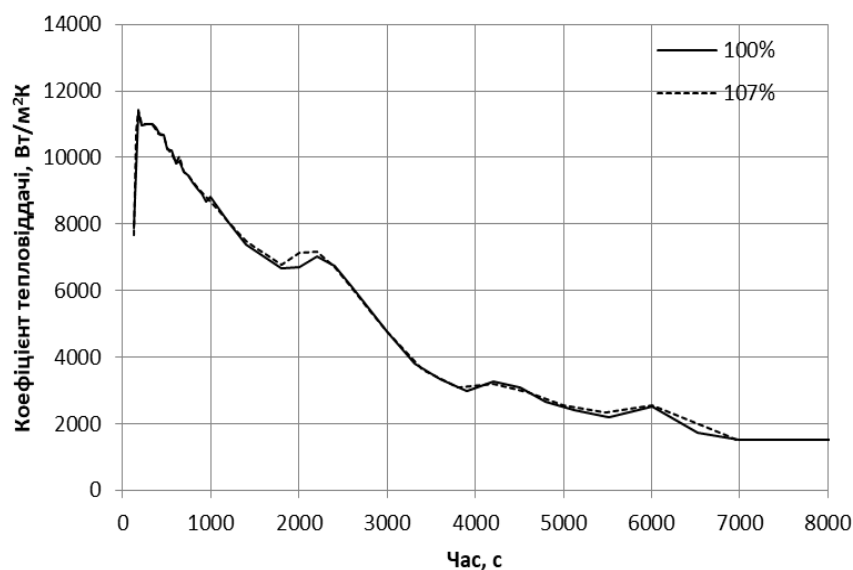


Рис. 5.22 - OTHER 2.4.1.5. Коефіцієнт тепловіддачі ТН біля ЗШ №4 (точка В)

### 5.5 Вплив підвищення потужності на результати розрахунку на міцність

Розрахунок на міцність виконано для домінантних сценаріїв на підвищеному рівні потужності. У якості ГУ були застосовані результати ТГА, результати якого наведено у п. 5.4. Розрахунок на міцність є оціночним, тому для розрахунку застосовано розрахункову модель, що була застосовано для розрахунку на базовій потужності у п. 4.5.

Результати розрахунку на міцність наведено у Табл. 5.2 шляхом вказання часу, для якого отримано мінімальне значення  $\Delta T_{Ka}$ , а також вказання мінімального значення  $\Delta T_{Ka}$ .

Табл. 5.2 – Зведені результати розрахунку на міцність

| Сценарій      | Час, для якого отримано мінімальне значення $\Delta T_{Ka}$ , с |       | Мінімальне значення $\Delta T_{Ka}$ , °C |       |
|---------------|-----------------------------------------------------------------|-------|------------------------------------------|-------|
|               | 100%                                                            | 107%  | 100%                                     | 107%  |
| LOCA 2.1.2.1  | 4000                                                            | 4000  | 28.10                                    | 28.64 |
| LOCA 2.1.5.4  | 2880                                                            | 2800  | 48.43                                    | 61.96 |
| MSLB 2.2.5.2  | 10000                                                           | 10000 | 68.78                                    | 70.63 |
| PRISE 2.3.2.2 | 9600                                                            | 9680  | 24.17                                    | 24.71 |
| OTHER 2.4.1.2 | 2870                                                            | 2850  | 11.53                                    | 12.97 |
| OTHER 2.4.1.5 | 8080                                                            | 7920  | 10.52                                    | 6.71  |

Як видно з Табл. 5.2 та з опису протікання сценаріїв аварій (п. 5.4) суттєвий вплив підвищення потужності спостерігається для сценаріїв «Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності» (LOCA 2.1.5.4) та «Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 5800 с в стані РУ «гарячий зупин» (OTHER 2.4.1.5). Для інших сценаріїв вплив підвищення потужності практично не помітний, що викликано несуттєвим значенням підвищення потужності (2.1 МВт, див. п. 5.2).

За рахунок більших залишкових енерговиділень сценарій LOCA 2.1.5.4 з підвищеним рівнем потужності протікає за вищої температури ТН, тому за результатами НЛМР отримано вищі значення  $\Delta T_{Ka}$ , ніж для базового рівня потужності.

Для сценарію OTHER 2.4.1.5 спостерігається зменшення значення  $\Delta T_{Ka}$  на  $3.81^\circ\text{C}$  з  $10.52^\circ\text{C}$  до  $6.71^\circ\text{C}$ , а оскільки сценарій OTHER 2.4.1.5 є визначаючим ресурс КР, то таке значення є суттєвим, враховуючи невизначеність розрахунку. Як видно з Рис. 5.20 для підвищеної потужності спостерігається більш стрімкий ріст тиск, внаслідок чого досягнуто менше значення  $\Delta T_{Ka}$ . Вважаючи на незначний запас  $\Delta T_{Ka} = 6.71^\circ\text{C}$ , сценарій додатково потребує дослідження з врахуванням актуальних ЗС та розрахунку флюенсу на КР за рахунок більшого навантаження. Слід додати, що під час ОТС КР, включаючи після підвищення потужності, застосовується актуальні дані щодо стану ЗС енергоблоку, що аналізується [125].

## 5.6 Висновки до Розділу 5

Порівняльний аналіз результатів розрахунків для 6 сценаріїв на базовому (100%) та підвищеному (107%) рівнях номінальної теплової потужності показав, що вплив підвищення потужності на протікання аварії потребує додатково дослідження, а саме розрахунку на міцність методами НЛМР, що представлено в п. 5.5. Тим більше, відповідно до результатів саме розрахунку на міцність температурні запаси до окрихчення для домінантних сценаріїв визначені на рівні одиниць/десятків градусів (див. Табл. 4.5).

Результати досліджень, наведених у розділі 5, опубліковано в роботах [118].

## РОЗДІЛ 6. ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

У розділі 6 представлено результати досліджень відповідно до задачі №6, в рамках якої виконано апробацію вітчизняних методик та розроблено удосконалену методику для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору енергоблоків АЕС України.

### 6.1 Апробація вітчизняних методик

Виконаний у попередніх розділах аналіз та дослідження дозволяють зробити висновок, що методика [18] (на заміну [19]) та типова програма (ТП) [20] потребують врахування актуального стану енергоблоків України, практики ПТЕ енергоблоків АЕС України з реактором ВВЕР-1000 тощо. З метою підтвердження цього твердження була виконана апробація методики [18] та ТП [20]. Такий підхід відповідає вимозі п. 6.1 «Апробована інженерно-технічна практика» [56].

Результатами апробації є висновки та рекомендації щодо наведених у методиці [18] та ТП [20] методологічних підходів до виконання розрахунків. Результати апробації викладені у документах [2, 6, 7, 72] шляхом виконання наступного:

- аналізу підходів, використаних при розрахунковому обґрунтуванні КР вітчизняних енергоблоків ВВЕР-1000 (узгоджених Держатомрегулюванням України) в рамках робіт з їх ОТС та ПТЕ в частині розрахунку теплогідравлічних параметрів;
- розробки висновків та рекомендацій щодо доопрацювання методики [18] та ТП [20] в частині приведення її положень у «Best Practice» і «State of the Art» по сучасному стану розвитку науки і техніки.

Аналіз дозволив зробити висновки щодо невідповідностей методологічних підходів, що застосовуються, та практичної реалізації під час виконання робіт для енергоблоків АЕС України. Додатково, було запропоновано внесення змін до методики [18] та ТП [20].

За результатами апробації було сформульовано рекомендації, які були також враховані під час розробки удосконаленої методики. Нижче стисло наведено найбільш важливі рекомендації:

- перелік документів, вимоги та рекомендації яких повинні виконуватися під час аналізу, повинен бути актуалізований і розширений (стосується ТП [20]);

- формування повного переліку ВП і режимів для аналізу, їх групування і категоризація повинні бути визначені, як обов'язкові до виконання, так як виконується для кожного енергоблоку шляхом інженерного та імовірнісного аналізу (стосується ТП [20]);

- необхідно привести у відповідність (розширити) перелік ВП аварій, що розглядаються в імовірнісній оцінці потенційних сценаріїв крихкого руйнування КР (стосується ТП [20]);

- імовірнісний аналіз повинен визначатись як обов'язковий на одному рівні з детерміністичним аналізом з метою визначення сценаріїв, що характеризуються високою частотою реалізації. При цьому критерій відсіву  $10^{-8}$  1/рік груп домінантних сценаріїв повинен бути чітко зафіксований (стосується методики [18] та ТП [20]);

- потрібно зазначити, що є необхідним виконання аналізу перемішування ТН у ОДР, так як це вимагається у керівництвах МАГАТЕ та тому застосовується на практиці в Україні (стосується методики [18]);

- обсяг робіт з ТГА повинен бути розширений пунктом «Підготовка граничних умов (теплогідравлічних параметрів) для аналізу на міцність», так як підготовка ГУ є важливим і трудомістким пунктом (стосується ТП [20]);

- вимога до розробки окремого звіту по збору вихідних даних повинна бути видалена з вказанням актуальної інформації, так як на практиці в рамках роботи в Україні такий звіт не розробляється. Застосовуються: наявні БД для ЯПВУ, по системам і ГО, креслення обладнання та трубопроводів, інструкції по експлуатації, технологічні регламенти безпеки експлуатації, карти захистів і

блокувань, нейтронно-фізичні розрахунки паливних навантажень, технічні рішення та відповідна документація на впровадження модернізацій і інша технічна документація. Вихідні дані обмежуються обладнанням і системами, які входять в межі моделювання (стосується методики [18]);

- вибір розрахункових сценаріїв та групування ВП повинні виконуватись не базуючись на вітчизняному досвіді виконання проектних аварій та експлуатації енергоблоків, а виходячи з практики ТГА в рамках ПТЕ енергоблоків АЕС України (вітчизняного досвіду), що базується на міжнародних нормативних документах. Повинно бути зазначено, що для якісного аналізу має бути врахований вітчизняний досвід, та виключені з розгляду ВП, що є не представницькими. Також, слід видалити необхідність категоризації ВП відповідно до частоти виникнення, так як на практиці такий підхід не застосовується (стосується методики [18] та ТП [20]);

- відсутній кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов ТУ КР (стосується методики [18] та ТП [20]);

- слід чітко визначити критерій ідентифікації сценаріїв у імовірнісній оцінці, що ведуть до холодного переопресування, а саме, обмежитись кривою «тиск-температура» холодноламкості для гідравлічних випробувань (стосується ТП [20]);

- слід вказати, що одною з основних особливостей більшості ВП є не тільки чітко виражена несиметричність поведінки петель, а й глибоке загальне (симетричне) охолодження ТН в ОДР (стосується методики [18]);

- додати вимогу, що спеціалізовані коди перемішування повинні бути внесені до переліку дозволених до використання в ДП «НАЕК «Енергоатом» (стосується ТП [20]);

- необхідно дати можливість виконання динамічної валідації з використанням матеріалів іншого енергоблоку (не виключно того, що досліджується) у разі відсутності інциденту, який відповідає критеріям виконання динамічної валідації, так як виходячи з практики, для всіх енергоблоків з РУ В-320 для валідації обрано

подію, що відбулася на енергоблоці №3 РАЕС, пов'язану з заклинюванням ІЗП КТ після відкриття (стосується методики [18]);

- на практиці поліпшена (реалістична) оцінка не застосовується у випадках, коли консервативний підхід не дозволяє отримати задовільних результатів. У цьому випадку застосовується підхід, наведений в керівництві МАГАТЕ ІАЕА-ЕВР-WWER-08, який полягає в тому, що можуть застосовуватися (моделюватися) дії ОП щодо пом'якшення наслідків аварії, якщо вони передбачені спеціальними аварійними інструкціями (ІЛА СОАІ). Тому така можливість зниження консерватизму має бути передбачена (стосується методики [18]);

- слід видалити рекомендацію щодо можливості врахування знеструмлення, як наслідок зупину реактора або відключення турбіни, так як такий підхід не застосовується, так як призводить до менш консервативних результатів. Знеструмлення або моделюється в момент виникнення ВП (з метою ініціації зупину ГЦН для припинення інтенсивного перемішування теплоносія), або взагалі не моделюється (стосується методики [18]).

## 6.2 Розробка удосконаленої методики

Базуючись на виконаних дослідженнях, була розроблена удосконалена методика, а саме, «Методика теплогідравлічного аналізу для оцінки крихкої міцності в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусів реакторів АЕС України. PTS-TH-VVER-2020» [126, 127], у якій, зокрема, усунуто дефіцити, виявлені під час аналізу та апробації діючих методик (див. розділ 1 та п. 6.1). Важливим аспектом удосконаленої методики є застосування кількісного критерію оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов ТУ КР (п. 4.2), допоміжних ПЗ, що дозволяють спростити розробку розрахункових моделей, запобігти помилок користувача за рахунок автоматизму та скоротити час теплогідравлічного аналізу для підготовки вихідних даних щодо витратних характеристик насосів САОЗ і блоку кінетики та підготовки ГУ(п. 3.5) тощо.

### 6.3 Висновки до Розділу 6

За результатами апробації можна зробити висновок, що методика [18] та ТП [20] потребує коригування. Результати апробації дозволили розробити рекомендації з метою досягнення відповідності методики [18] та ТП [20] вітчизняній практиці ТГА та імовірного аналізу. Кінцевим результатом досліджень, наведених у дисертації, є удосконалена методика виконання ТГА [126].

Результати досліджень, наведених у розділі 6, опубліковано в роботах [2, 72, 127].

## ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить раніше не захищені наукові положення та отримані автором результати вирішення актуальної науково-практичної задачі покращення методики теплогідравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусів реакторів енергоблоків АЕС України.

У представлений до захисту дисертаційній роботі отримано такі наукові та практичні результати:

- виконано аналіз існуючих методик теплогідравлічного аналізу для обґрунтування опору крихкому руйнуванню (термоудару) корпусу реактору. Розглянуто вимоги методик та виконано співставлення з вітчизняним досвідом продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України. Визначено мету подальших досліджень;

- проаналізовано результати оцінки технічного стану корпусів реакторів ВВЕР-1000 енергоблоків №3 РАЕС, №1 ХАЕС та №4 ЗАЕС, базуючись на чому зроблено висновок, що групування (вибір) розрахункових сценаріїв для теплогідравлічного аналізу може бути переглянуто з метою оптимізації (зменшення кількості та підвищення якості);

- виконано аналіз актуального стану енергоблоків АЕС України, який підтвердив, що відмінності між енергоблоками з реакторами ВВЕР-1000 є несуттєвими, тому не можуть впливати на перебіг аварійного сценарію або такими, що впливають на результати теплогідравлічного аналізу таким чином, що в кінцевому результаті збільшують запас до окрихчення за результатами розрахунку на міцність;

- розроблено розрахункові моделі для теплогідравлічних кодів RELAP5 та GRS-MIX, а також, допоміжні програмні засоби для підготовки вихідних даних щодо витратних характеристик насосів системи аварійного охолодження активної зони реактору і блоку кінетики та підготовки граничних умов. Ці моделі та програмні засоби були застосовані у дослідженні та дозволили спростити розробку

розрахункових моделей, запобігти помилок користувача за рахунок автоматизму та скоротити час теплогідравлічного аналізу;

- виконано повний цикл розрахунків (теплогідравлічних, імовірнісних і на міцність) для пілотного енергоблоку з метою підтвердження твердження щодо обґрунтованого виключення сценаріїв, що не є представницькими та не визначають ресурс корпусу реактора. Запропоновано кількісний критерій оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора, через який можна зробити висновок про неможливість термоудару і, відповідно, доцільність чи недоцільність подальших розрахунків на міцність;

- досліджено та підтверджено можливість застосування удосконаленої методики у разі підвищення потужності реакторів. Порівняльний аналіз результатів розрахунків на базовому та підвищеному рівнях номінальної теплової потужності показав, що у разі підвищення теплової потужності запас крихкої міцності корпусу реактору зменшується, наразі критерій виконується та міцність корпусу реактору забезпечується;

- висвітлено результати апробації вітчизняних методик та розроблено удосконалену методику для обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору енергоблоків АЕС України. За результатами апробації було розроблено рекомендації з метою досягнення відповідності вітчизняних методик вітчизняній практиці теплогідравлічного та імовірнісного аналізу, що разом з кількісним критерієм оцінки впливу протікання аварійних сценаріїв на формування умов термоудару корпусу реактора було враховано під час розробки удосконаленої методики.

Практична цінність дисертації визначається тим, що розроблена удосконалена методика може бути застосована для продовження експлуатації енергоблоків АЕС України з реакторами ВВЕР-1000, для яких відповідні роботи ще не розпочато, зокрема, енергоблоків №6 ЗАЕС, №2 ХАЕС та №4 РАЕС. Крім цього, методика може бути використана для управління старінням корпусу реактору після

продовження терміну експлуатації та обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактору з метою підвищення теплової потужності енергоблоків, так як діючі обґрунтування у цьому разі втрачають актуальність та виникає потреба у нових актуальних дослідженнях.

Також, після продовження терміну експлуатації енергоблоки потребують управління їх старінням, зокрема управління старінням корпусу реактору, у відповідності до вимог Міжнародної агенції з атомної енергетики МАГАТЕ, нормативного документу, стандартів ДП «НАЕК «Енергоатом». У 2020 році розпочато роботи з реалізації заходів з управління старінням елементів і конструкцій енергоблоку №1 ХАЕС, визначених за результатами оцінки технічного стану під час продовження терміну експлуатації. В рамках цього у 2022 році буде виконуватись повноцінний теплогідравлічний аналіз з метою оцінки технічного стану, де удосконалена методика може бути застосована.

Подальшими напрямками досліджень обрано:

- покращення результатів теплогідравлічного аналізу з застосуванням РК обчислювальної гідродинаміки (CFD) для моделювання процесів у ОДР;
- зниження консерватизму теплогідравлічного аналізу шляхом зменшення невизначеностей під час моделювання та виконання розрахунків.

Результати дисертації впроваджено при виконанні госпдоговірних науково-дослідних робіт (Договір №1768-42 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Розробка методологічних підходів до виконання теплогідравлічних та імовірнісних розрахунків для оцінки технічного стану і перепризначення терміну експлуатації реактора енергоблоку № 3 ВП ЮУАЕС» (підходи були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та Держатомрегулювання України у складі документації, наданої для продовження терміну експлуатації), договір №11-1/19 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація «Типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000» ПМ-Т.0.03.415-16» у частині

розрахунку теплогідравлічних параметрів» (результати апробації були погоджені у ДП «НАЕК «Енергоатом» та застосовані для удосконалення типової програми) та договір №11-2/20 на створення (передачу) науково-технічної продукції «Апробація положень «Методики оцінки крихкої міцності корпусів реакторів ВВЕР» СОУ НАЕК 177:2019» з метою уніфікації вимог до розрахунку теплогідравлічних параметрів та імовірнісних оцінок в рамках оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України» (результати апробації застосовані для удосконалення типової програми оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000) та у навчальний процес кафедри АЕС Одеського національного політехнічного університету, про що є відповідні акти.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність»: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 березня 2017 року № 605-р.
2. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Вдосконалення методології теплогідравлічного аналізу в рамках продовження терміну експлуатації корпусів реакторів (ICONE27-1223) // Матер. 27-й Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE-27. - Ібаракі, 2019. - 6 стор.
3. Комплексна програма робіт щодо продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних електростанцій: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 29 квітня 2004 року № 263-р).
4. А.С. Мазурок, В.П. Кравченко. Разработка методологических подходов к выполнению теплогидравлических и вероятностных расчетов для оценки технического состояния и переназначения срока эксплуатации реактора энергоблока № 3 ОП ЮУАЭС. Этап 1 Разработка методологических подходов к выполнению вероятностных расчетов. Одесский национальный политехнический университет. Кафедра атомных электрических станций. 24 с. Одесса. 2018.
5. А.С. Мазурок, В.П. Кравченко. Разработка методологических подходов к выполнению теплогидравлических и вероятностных расчетов для оценки технического состояния и переназначения срока эксплуатации реактора энергоблока № 3 ОП ЮУАЭС. Этап 2 Разработка методологических подходов к выполнению теплогидравлических расчетов. Одесский национальный политехнический университет. Кафедра атомных электрических станций. 34 с. Одесса. 2018.
6. А.С. Мазурок, В.П. Кравченко. Апробация «Типовой программы оценки технического состояния и продления срока эксплуатации корпусов, верхних блоков и главных разъемов реакторов энергоблоков ВВЭР-1000» ПМ-Т.0.03.415-

- 16» в части расчета теплогидравлических параметров. ООО «Научный парк Одесского политехнического университета». 55 с. Одесса. 2019.
7. А.С. Мазурок, В.П. Кравченко. Апробація «Методики оцінки крихкої міцності корпусів реакторів ВВЕР» СОУ НАЕК 177:2019» у частині розрахунку теплогідравлічних параметрів. ООО «Научный парк Одесского политехнического университета». 40 с. Одесса. 2020.
  8. Approaches to Ageing Management for Nuclear Power Plants. International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) Final Report — Vienna : IAEA, 2014. — (IAEA-TECDOC-1736). — ISSN 1011-4289.
  9. Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) — Vienna : IAEA, 2015. — ISSN 1020-6450.
  10. Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний строк за результатами виконання періодичної переоцінки безпеки. НП 306.2.099-2004. Держатомрегулювання України. 27 с. Київ. 2005.
  11. СОУ НАЕК 080:2014. Експлуатація технологічного комплексу. Довгострокова експлуатація діючих енергоблоків АЕС. Загальні положення. ДП «НАЕК «Енергоатом». 27 с. Київ. 2014.
  12. СОУ НАЕК 141:2017. Інженерна, наукова і технічна підтримка. Управління старінням елементів і конструкцій енергоблоку АЕС. Загальні вимоги. ДП «НАЕК «Енергоатом». 35 с. Київ. 2017.
  13. U.S. Nuclear Regulatory Commission, Thermal-Hydraulic Evaluation of Pressurized Thermal Shock, NUREG-1809, US NRC, Washington (2005).
  14. Guidelines on pressurized thermal shock analysis for WWER Nuclear Power Plants. — Vienna : IAEA, 2006. — (IAEA-EBP-WWER-08/Rev. 1). — ISSN 1025-2762.
  15. Unified Procedure for Lifetime Assessment of Components and Piping in VVER NPPs “VERLIFE”, ver. 2008, Report Number: COVERS-WP4-D4.10, Project

COVERS of 6th Framework Programme of EU, Contract N°12727 (FI60).  
Workpackage: WP4 Material and Equipment Ageing. Řeř. 2008.

16. M. Brumovsky. Guidelines for Integrity and Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation (VERLIFE) // Proceedings of 1st International Conference on Structural Integrity (ICONS-2014), Procedia Engineering 86 (2014) 308 – 314. Kalpakkam, 2014.
17. Pressurized Thermal Shock in Nuclear Power Plants: Good Practices for Assessment. Deterministic Evaluation for the Integrity of Reactor Pressure Vessel. — Vienna : IAEA, 2010. — (IAEA-TECDOC-1627). — ISBN 978-92-0-111109-8, ISSN 1011-4289.
18. СОУ НАЕК 177:2019. Методика оценки хрупкой прочности корпусов реакторов ВВЭР. ГП «НАЭК «Энергоатом». 49 с. Киев. 2019.
19. МТ-Д.0.03.391-09. Методика оценки прочности и ресурса корпусов реакторов ВВЭР в процессе эксплуатации.
20. Типовая программа оценки технического состояния и продления срока эксплуатации корпусов, верхних блоков и главных разъемов реакторов энергоблоков ВВЭР-1000» ПМ-Т.0.03.415-16.
21. О. С. Мазурок, О. М. Шумаев. Теплогидравлічний аналіз в обґрунтування можливості зниження тиску гідравлічних випробувань першого контура АЕС України з реакторною установкою В-320 // Збірник доповідей четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 2014 - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2016. - С. 407-414.
22. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, Г. В. Громов, О. С. Мазурок. Методика виконання теплогидравлічних аналізів в обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактора // Збірник доповідей другої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності АЕС». - Одеса, Україна, 2010 - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2011. - С. 111-120.

23. RELAP5 Thermal-Hydraulic Analyses of Pressurized Thermal Shock Sequences for the Oconee-1 Pressurized-Water Reactor, NUREG/CR-3761, 1984.
24. Preliminary Development of an Integrated Approach to the Evaluation of Pressurized Thermal Shock as Applied to the Oconee Unit 1 Nuclear Power Plant, NUREG/CR-3770, 1984.
25. Thermal-Hydraulic Analysis of Overcooling Sequences for the H.B. Robinson Unit 2 Pressurized Thermal Shock Study, NUREG/CR-3935, 1985.
26. RELAP5 Thermal Hydraulic Analyses of Pressurized Thermal Shock Sequences for the H.B. Robinson Unit 2 Pressurized Water Reactor, NUREG/CR-3977, 1985.
27. Pressurized Thermal Shock Evaluation of the Calvert Cliffs Unit 1 Nuclear Power Plant, NUREG/CR-4022, 1985.
28. Pressurized Thermal Shock Evaluation of the H.B. Robinson Unit 2 Nuclear Power Plant, NUREG/CR-4183, Vols. 1 & 2, United States Nuclear Regulatory Commission, 1985.
29. Roth, P.A., Palmrose, D.E., Ghan, L.S., Fisher, J.E., Berta, V.T., Naff, S.A., "A Preliminary Study of Pressurized Thermal Shock Thermal Hydraulic Issues in the Yankee Rowe Nuclear Power Plant," SAN-12-92, Idaho National Engineering Laboratory, 1992.
30. M. Janke, Beaver Valley Unit 1 RELAP Input Deck for PTS Analysis, Westinghouse Calculation CN-LIS-00-180, Rev. 0, 2001.
31. RELAP5 Thermal Hydraulic Analysis to Support PTS Evaluations for the Oconee-1, Beaver Valley-1, and Palisades Nuclear Power Plants, ISL, Inc., NUREG/CR-6858, 2004.
32. P. Kral. RELAP5 System T/H Analysis of SBLOCA for PTS Evaluation of VVER-440/213 with 1-D and 2-D Nodalization of Reactor Downcomer. Revised version of a CAMP presentation. 11316T. Bethesda. 1999.

33. П. Крал, Е. Кргоункова. Опыт ИЯИ в проведении теплогидравлических анализов для оценки термошока для реакторов ВВЭР в Чешской Республике. Институт Ядерных Исследований Ржеж АО. Чешская Республика. 2007.
34. D. Lucas. Deliverable D2.1.1: Identification of relevant pts scenarios, state of the art of modelling and needs for model improvements. Sub-project 2: Thermal hydraulics. Integrated project (IP): NURESIM nuclear reactor 6th EURATOM framework programme 2005-2008. European commission.
35. H. Tuomisto, P. Rajamäki. Experience from Overcooling Transient Selection, Thermal Hydraulic analyses and Structural Calculations in the Loviisa PTS Assessments. Topical Meeting on WVER-440/230 Reactor Vessel Pressurized Thermal Shock Analysis, Piešťany, 1995.
36. H. Tuomisto, B. Mohsen, H. Kantee, J. Miettinen, “Thermal Hydraulic Analyses of Selected Overcooling Transients in the Probabilistic PTS Study of the Loviisa reactor pressure vessel”, ENC’86, Geneva, 1986.
37. H. Tuomisto, “Overcooling transient selection and thermal hydraulic analyses of the Loviisa PTS assessments”, IAEA specialists meeting on methodology for pressurized thermal shock evaluation, Esztergom, 1997.
38. D. Lucas. WP2.1: Pressurized thermal shock (PTS). Part I: Motivation, Identification of PTS scenarios, Experimental data base, Overview on activities. NURESIM Seminar, November 27. Spain. 2008.
39. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Вплив установки регулюючих клапанів на трубопроводах САОЗ ВТ на формування умов термоудара корпусу реактора (ICONE22-30437) // Матер. 22-ї Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE22. - Прага, 2014. - 10 сторінок.
40. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Аналіз умов виникнення термоудара корпусу реактора з урахуванням виконаних модернізацій систем, важливих для безпеки // Ядерна та радіаційна безпека. - 2015. - №2 (66), С. 16-23.

41. А. В. Королев. Использование инжектора в системе САОЗ для повышения ее функциональной надежности // Ядерна та радіаційна безпека. - 2009. - №2, С. 38-39.
42. C. Boyd. Pressurized Thermal Shock, PTS // THICKET 2008 – Session IX – Paper 29, 2008, Pisa – p.462-467.
43. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексеев. Аналіз методів моделювання локальних теплогідравлічних процесів в елементах ЯПВУ // Збірник наукових праць СНУЯЕТП. - 2013. - №1 (45), С. 23-34.
44. G. Qian, M. Niffenegger, M. Sharabi, N. Lafferty. Deterministic and probabilistic PTS study for a reactor pressure. Vessel considering plume cooling effects. PVP2016-63869// Proceedings of the ASME 2016 Pressure Vessels and Piping Conference (PVP2016), 2016, Vancouver, – 12 pages.
45. H. Zhao, P. F. Peterson. One-dimensional analysis of thermal stratification in the AHTR coolant pool. Nuclear engineering and technology, vol.41, no.7, 2009 - Special issue on the 12th International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal Hydraulics.
46. L. Stefanini, H. Uitslag-Doolard, A. Shams, F. Blom. Pressurized thermal shock – a probabilistic approach // Proceedings of 25th Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-25), Charlotte, 2019 – 10 pages.
47. Technical Basis for Revision of the Pressurized Thermal Shock (PTS) Screening Limit in the PTS Rule (10 CFR 50.61). Summary Report”. NUREG-1806. Vol.1, 2007.
48. P. Trampus. Pressurized Thermal Shock analysis of the reactor pressure vessel // Procedia Structural Integrity, 13, 2018 – p. 2083–2088.
49. M. Kirk. Development of the alternate pressurized thermal shock rule (10 CFR 50.61a) in the United States // Nuclear engineering and technology, Vol.45, No.3, 2013 – p. 277-294.

50. V. Pistora, M. Posta, D. Lauerova. Probabilistic assessment of pressurised thermal shocks // Proceedings of 21st Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-21), New Delhi, 2011 – 8 pages.
51. T. L. Dickson, P. T. Williams, B. R. Bass. An Improved Probabilistic Fracture Mechanics Model for Pressurized Thermal Shock // Proceedings of 16th Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-16), Washington DC, 2001 – 8 pages.
52. V. Pistora, P. Kral. PTS evaluation for Czech nuclear power plants of WWER type. PVP2009-77405 // Proceedings of ASME Pressure Vessels and Piping Division Conference PVP2009, 2009, Prague.
53. О. М. Михайленко, О. С. Мазурок, С. В. Лисенко. Виконання теплогідравлічного аналізу з метою отримання граничних умов для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Збірник доповідей третьої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 2012 - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2013. - С. 148-159.
54. М. П. Вишемірський, О. С. Мазурок, А. В. Носовський. Аналіз впливу початкових і граничних умов на формування термоудара корпусу реактора (ICONE21-15992) // Матер. 21-ї Міжнародній конференції з ядерної інженерії ICONE21. - Ченгду, 2013. - 8 сторінок.
55. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов. Теплогідравлічні розрахунки і вибір граничних умов для оцінки технічного умови та продовження терміну експлуатації основного обладнання реакторної установки енергоблоку №1 Хмельницької АЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019. – С. 1438-1451.
56. Загальні положення безпеки атомних станцій. НП306.2.141-2008. Державний комітет ядерного регулювання України. Київ. 2008. - 62 сторінки.

57. P. Kral, L. Vyskocil. Thermal Hydraulic Analyses for PTS Evaluation: Comparison of Temperature Fields at RPV Predicted by System TH Code and CFD Code. ICONE26-81007. 26th International Conference on Nuclear Engineering. Volume 6A: Thermal-Hydraulics and Safety Analyses. 2018. London.
58. T. Höhne, S. Kliem, U. Bieder. IAEA CRP benchmark of ROCOM PTS test case for the use of CFD in reactor design using the CFD-Codes ANSYS CFX and TrioCFD. Nuclear Engineering and Design, 333, 2018, pages 161–180.
59. S. Willemsen, E. Koem. Assessment of rans CFD modelling for pressurised thermal shock. The 11th International Topical Meeting on Nuclear Thermal-Hydraulics (NURETH-11). Paper 121, 2005.
60. D. Lucas, D. Bestion. On the simulation of two-phase flow pressurized thermal shock (PTS). The 12th International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal Hydraulics (NURETH-12). Paper 35, 2007.
61. V. Pistora, M. Zamboch, P. Kral, L. Vyskocil. PTS re-evaluation project for Czech NPPs // Proceedings of Fourth International Conference on Nuclear Power Plant Life Management, Lyon, 2017 – 25 pages.
62. V. K. (Bindi) Chexal, J. Chao, R. E. Nickell, T. J. Griesbach. An empirical mixing model for pressurized thermal shock applications // Nuclear technology Vol. 69. 1985.
63. М. Курносов, В. Лапатин, Н. Стребнев. Теплогидравлические параметры зон перемешивания теплоносителя и воды саоз в РУ с ВВЭР при авариях с течью (сравнение известных методик и результатов расчетов по ним) // Сборник трудов 4-й международной научно-технической конференции «Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР», Подольск, 2005 – 20 с.
64. Ю. Ю. Воробьев, А.В. Носовский. Теоретическое и экспериментальное моделирование теплогидравлических условий в опускном участке реактора в применении к проблемам стратификации и перемешивания // Ядерна та радіаційна безпека. — 2012. — № 2(54). — С. 13–18.

65. I. Bašić, I. Vrbanić. Probabilistic evaluation of potential pts scenarios in PWR // Proceedings of International Conference TOPSAFE, Dubrovnik, 2008 – 6 pages.
66. J. Katsuyama, S. Uno, T. Watanabe, et al. Influence evaluation of loading conditions during pressurized thermal shock transients based on thermal-hydraulics and structural analyses. *Front. Mech. Eng.*, 2018, 13(4): 563-570.
67. D. Lucas et al.: Mainresults of the European project NURESIM on the CFD-modelling of two-phase Pressurized Thermal Shock. *Kerntechnik*. Volume 74. Issue 5-6. 2009. Pages: 238-242.
68. D. A. Araneo, F. D'Auria. Methodology for Pressurized Thermal Shock Analysis in Nuclear Power Plant // Book “Applied Fracture Mechanics”, Edited by Alexander Belov, Chapter 9, Institute of Crystallography, Bari. 2017 –p. 263-280.
69. D. A. Araneo, P. Ferrara, F. Moretti, A. Rossi, A. Latini, F. D'Auria, O. A. Mazzantini. Integrated Software Environment for Pressurized Thermal Shock Analysis // *Science and Technology of Nuclear Installations* Volume 2011, Article ID 840734, 7 pages. 2011 – 7 pages.
70. Guidelines for accident analysis of WWER nuclear power plants. — Vienna : IAEA, 1995. — (IAEA-EBP-WWER-01/Rev. 1). — ISSN 1025–2762.
71. О. С. Мазурок, О.М. Михайленко, В.П. Кравченко. Теплогідрравлічні розрахунки для оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації реактора енергоблоку №3 ЮУАЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 1998-2011.
72. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Аналіз існуючих методик теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт з продовження ресурсу корпусів реакторів // *Праці Одеського політехнічного університету*, Випуск 3 (56). - Одеса, 2018. - С. 39-47.
73. ПНАЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 524 с.

74. M. Zarazovskii, Y. Dubyk, V. Filonov, V. Antonchenko, O. Ishchenko. Impact of the outer surface air cooling and WPS approaches on the brittle fracture margin of WWER RPV. PVP2020-21736 // Proceedings of the ASME 2020 Pressure Vessels & Piping Division Conference PVP2020, 2020, Minneapolis.
75. M. Wang, Q. Zuo, H. Yu, W. Tian, G. H. Su, S. Qiu. Multiscale thermal hydraulic study under the inadvertent safety injection system operation scenario of typical pressurized water reactor // Science and Technology of Nuclear Installations Volume 2017, Article ID 2960412, 15 pages.
76. M. Niffenegger, G. Qian, V.F. Gonzalez-Albuixech, M. Sharabi, N. Lafferty. Analysis of a reactor pressure vessel subjected to pressurized thermal shocks // Int. J. Comp. Meth. and Exp. Meas., Vol. 4, No. 3 (2016), pages 288–300.
77. P. Ferrara, D. Araneo, F. Moretti, F. D'Auria. Development of a Finite Element Model of ATUCHA II NPP Reactor Pressure Vessel for Pressurized Thermal Shock Analysis // Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe, 2008, Portorož – Pages 702.1-702.10.
78. S. Fricke, T. Riekert, M. Braun. Pressurized thermal shock (PTS) Analysis in nuclear power plants // Proceedings of 24th Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-24), 2017, Busan – 9 pages.
79. R. Mukin, I. Clifford, H. Ferroukhi, M. Niffenegger. Pressurized thermal shock (PTS) transient scenarios screening analysis with TRACE // Proceedings of the 26th International Conference on Nuclear Engineering (ICONE 26), 2018, London – 7 pages.
80. Ю. Ю. Воробьев, О. Р. Кочарьянц. Теплогидравлическая модель реактора ВВЭР-1000 для получения граничных условий для оценки сопротивления хрупкому разрушению с использованием компьютерного кода RELAP5/MOD3.2 // Ядерна та радіаційна безпека. — 2011. — № 2(50). — С. 13–19.

81. J. Sievers, H.-G. Sonnenburg. Modelling of Thermal-hydraulic Loads and Mechanical Stresses on Reactor Pressure Vessels / Proceedings of forum for nuclear safety "EUROSAFE 1999". Paris. 1999.
82. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, О. С. Мазурок, О. В. Корницький. Модель опускної ділянки реактора ВВЕР-1000 // Ядерна та радіаційна безпека. - 2011. - № 3 (51).- С. 44-46.
83. Thermophysical properties database of materials for light water reactors and heavy water reactors. — Vienna : IAEA, 2006. — (IAEA-TECDOC-1496). — ISBN 92-0-104706-1, ISSN 1011-4289.
84. American National Standard for Decay Heat Power in Light Water Reactors. ANSI/ANS-5.1-1979. American Nuclear Society Standards Committee. Working Group ANS-5.1. 1979.
85. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексєєв, А. Г. Крушинський, А. В. Корницький. Валідація теплогідравлічної моделі РУ з детальною розбивкою ОДР для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Ядерна та радіаційна безпека. - 2012. - №1 (53), С. 16-21.
86. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Валідація теплогідравлічної моделі РУ із застосуванням методики швидкого перетворення Фур'є для кількісної оцінки отриманих результатів // Ядерна та радіаційна безпека. - 2014. - №1 (61), С. 14-20.
87. Ю. Ю. Вороб'єв, О. Р. Кочар'янц. Валідация теплогидравлической модели реактора ВВЭР-1000 для компьютерного кода RELAP5/MOD3.2 по оценке условий термошока корпуса реактора // Ядерна та радіаційна безпека. — 2011. — № 3(51). — С. 29–37.
88. Ю. Ю. Воробйов, І. А. Терещенко. Моделювання температурного розшарування в головному циркуляційному трубопроводі за природної циркуляції ТН першого контуру для оцінки термошоку корпусу реактора за допомогою коду RELAP5/MOD3.2 // Ядерна та радіаційна безпека. — 2013. — № 1 (57). — С. 14-21.

89. H. Zecha, T. Hermann, W. Hienstorfer, X. Schuler. Aspects of brittle failure assessment for RPV // Proceedings of 35-th MPA-Seminar. — Stuttgart, 2009. — p. 9.1-9.37.
90. S.L. Soo, R.W. Lyezkowski. Analysis of Stratified Flow Mixing. Energy and Environmental Systems Division, Argonne National Laboratory. 1985.
91. T.G. Theofanous, H.P. Nourbakhsh, P. Gherson. Decay of Buoyancy. Driven Stratified layers with applications to PTS. U.S. NRC, NUREG/CR-3700. 1984.
92. C.J. Chen, C.H. Chen. On Prediction and Unified Correlation for Decay of Vertical Buoyant Jets. Transactions of the ASME Journal of Heat Transfer, Vol. 101(3). 1979.
93. D. G. Fox. Forced plume a stratified fluid. Journal of Geophysical research (JGR), American Geophysical Union. 1970.
94. M. I. Ribeiro. Gaussian Probability Density Functions: Properties and Error Characterization. Institute for Systems and Robotics, Lisboa, 2004.
95. J. Sievers, H. Schulz, R. Bass, C. Pugh. Final report on the Reactor Pressure Vessel Pressurized-Thermal-Shock International Comparative Assessment Study (RPV PTS ICAS). GRS-152, ISBN 3-931995-14-3. Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, 1999.
96. А. М. Дыбач, А. Е. Севбо, А. Н. Шумаев. Вероятностная оценка аварийных сценариев, потенциально приводящих к нарушению условий хрупкой прочности металла корпуса реактора // Збірник доповідей другої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності АЕС». - Одеса, Україна, 2010 - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2011. - С. 121-132.
97. US Nuclear Regulatory Commission. Technical Basis for Revision of the Pressurized Thermal Shock (PTS) Screening Limit in the PTS Rule (10 CFR 50.61). Appendices. NUREG-1806. Vol.2, 2007.
98. P. Král, V. Pištora. Impact of ECCS design of VVER reactors on PTS issue // Proceedings of the international topical meeting „VVER-2004 Experience and Perspectives“. 2004. Prague, – 15 pages.

99. US Nuclear Regulatory Commission. "PRA Procedures and Uncertainty for PTS Analysis", NUREG/CR-6859, 2006.
100. М.О. Полянський, О.С. Мазурок, В.П. Кравченко, Ю.Ю. Биченко. Особливості ідентифікації, групування та кількісної оцінки потенційних сценаріїв крихкого руйнування корпусу реактору із застосуванням методів ІАБ та з урахуванням СОАІ // Тези шостої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, 2018.
101. S. Gao, H. Xie, N. Jiang, Y. Lu, Z. Zeng, L. Zhang, K. Shi. Fracture Analysis of the Limit A Curve for Reactor Integrity Subjected to Pressurized Thermal Shock (PTS) // Proceedings of 24th Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-24), 2017, Busan – 8 pages.
102. I. Iveković, T. Bajcs, I. Bašić. Screening Methodology for the Evaluation of PTS scenarios in the Symptom based Emergency Operating Procedures // Proceedings of the International Conference Nuclear Energy for New Europe, 2010, Portorož – p. 414.1-414.8.
103. І.В. Ориняк, А.С. Батура, Я.Р. Дубик. Визначення залишкового ресурсу корпусів реакторів згідно критеріїв опору крихкому руйнуванню на основі методів лінійної та нелінійної механіки руйнування // Сборник докладов пятой международной научно-практической конференции «Повышение безопасности и эффективности АЭС». — Одесса, Украина, 2016. — Одесса: НПП "Энергоатом" ООО, 2016. — С. 76-85.
104. I. Orynyak, M. Zarazovskii, S. Radchenko. Methodological features of WWER RPV metal critical temperature of brittleness prediction on the base of the data scatter and the chemical composition. PVP2015-45679 // Proceedings of the ASME 2015 Pressure Vessels & Piping Division Conference PVP2015, 2015 Boston.
105. M. Zarazovskii, V. Revka, L. Chyrko. Regression analysis of transition temperature shift database for the core region beltline welds of WWER-1000 RPVs.

- Paper # PVP2020-21748, ASME 2020 Pressure Vessels and Piping Conference, ASME, Minneapolis, Minnesota.
106. Specification for the Generation of the Ukrainian VVER Operational Limits Curves for the Emergency Response Guidelines Integrity Critical Safety Function // EDAM/06/418R: Westinghouse Electric Belgium -2006.
  107. I. V. Gorynin, B. T. Timofeev, A. A. Sorokin. Probabilistic analysis of mechanical properties of WWER-1000 reactor pressure vessel materials // Strength of Materials, Vol. 38, No. 2, 2006 – P.107-127.
  108. ПМ.3.3812.0025. Рабочая программа оценки технического состояния и продления срока эксплуатации корпуса, верхнего блока и главного разъема реактора энергоблока № 3 ОП ЮУАЭС. Киев, 2018.
  109. V. Pistora, M. Posta, L. Vyskocil. Analysis of pressurized thermal shocks for inlet nozzle of VVER reactor pressure vessel // Proceedings of 23rd Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-23), Manchester, 2015 – 10 pages.
  110. V. Pistora, P. Gal, M. Svrcek. Dynamical assessment of vver reactor internals for large break LOCA // Proceedings of 23rd Conference on Structural Mechanics in Reactor Technology (SMIRT-25), Charlotte, 2019 – 10 pages.
  111. V. Filonov, Y. Filonova, Y. Dubyk, A. Bohdan. Calculation of VVER-1000 core baffle temperature distribution for it's swelling assessment // Proceedings of Odessa Polytechnic University, Issue 1(60) – Pages 35-46.
  112. H.-W. Chou, C.-C. Huang. Structural reliability evaluation on the pressurized water reactor pressure vessel under pressurized thermal shock events. PVP2020-21736 // Proceedings of the ASME 2014 Pressure Vessels & Piping Conference PVP2014, 2014, Anaheim, – 9 pages.
  113. B. Hatala. NPP Power Uprate and Modernization// Proceedings of French-Slovak summer school Kocovce, 13.9 – 17.9, 2010.

114. П. Котін. Підвищення потужності діючих енергоблоків ДП «НАЕК «Енергоатом». Український ядерний форум. 2019.
115. V. Borysenko, D. Budyk, V. Goranchuk. Determination of VVER-1000 Thermal Power Based on Background Signals of Self-Powered Neutron Detectors // Nuclear and Radiation Safety. — 2019. — №4 (84), Pages 25-33.
116. В. І. Борисенко, Д. В. Будик, В. В. Горанчук. Контроль потужності ВВЕР-1000 на основі сигналів нейтронних детекторів // Ядерна енергетика та довкілля. — 2019. — №2 (14), С. 3-13.
117. Д. А. Соколов, В.В. Ким, В.И. Кузнецов, Повышение мощности ВВЭР-1000. Труды Одесского политехнического университета, 2007, вып. 2(28).
118. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов, Ю. В. Губеня. Виконання розрахунково-аналітичного обґрунтування можливості підвищення теплової потужності реактора енергоблоку №4 Рівненської АЕС до потужності 101.5% (до 3045 МВт) // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 945-955.
119. А. Г. Никуленков, О. Ю. Черноусенко, Т. В. Никуленкова. Анализ влияния повышения тепловой мощности энергоблока АЭС на протекание запроектной аварии // Вісник Національного технічного університету «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування, № 13(1289), 2018 – С. 34-44.
120. А. Г. Нікуленков, Д. В. Самойленко, Т. В. Нікуленкова. Дослідження впливу підвищення номінального рівня теплової потужності енергоблока АЕС на перебіг процесів за різних перехідних режимів // Ядерна та радіаційна безпека. — 2018. — № 4 (80). — С. 9-13.
121. Про реалізацію пілотного проекту "Енергетичний міст "Україна - Європейський Союз": Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15 червня 2015 року № 671-р.
122. Р. Істерлінг. Технології компанії Westinghouse по підвищенню потужності діючих енергоблоків та перспективні проекти. Український ядерний форум. 2019.

123. NEI 08-10 [Revision 0]. Roadmap for power uprate program development and implementation. Nuclear Energy Institute. 2009.
124. NRC Regulatory Guide 1.174 Rev. 1. An Approach for Using Probabilistic Risk Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant-Specific Changes to the Licensing Basis, ML031780764, 2003.
125. M. Holiak, V. Revka, I. Chyrko, O. Trygubenko, Yu. Chaikovsky. Possibility of a life-time extension for WWER-1000 reactor pressure vessels beyond the design period // Proceedings of Odessa Polytechnic University, Issue 1(60), 2020 – Pages 103-108.
126. О.С. Мазурок, В.П. Кравченко. Методика теплогідравлічного аналізу для оцінки крихкої міцності в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусів реакторів АЕС України. PTS-TH-VVER-2020. Одеський національний політехнічний університет. Кафедра атомних електричних станцій. 19 с. Одеса. 2020.
127. О.С. Мазурок. Методика теплогідравлічного аналізу для оцінки крихкої міцності в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусів реакторів АЕС України // Тези доповідей II науково-практичної конференції «Проблеми розвитку науки в контексті трансформацій суспільства». - Хмельницький, 2020 – С. 97-99.
128. А.С. Шелегов, С.Т. Лескин, В.И. Слободчук. Насосное оборудование АЭС. Москва. 2011.

**ДОДАТОК А СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ І  
ВІДОМОСТІ ПРО АПРОБАЦІЮ РЕЗУЛЬТАТІВ ДИСЕРТАЦІЇ.**

*Наукові роботи, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:*

1. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, Г. В. Громов, О. С. Мазурок. Методика виконання теплогідравлічних аналізів в обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактора // Збірник доповідей другої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності АЕС». - Одеса, Україна, 5-7 жовтня 2010 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2011. - С. 111-120.

*Автор проаналізував світовий досвід станом на 2010 рік та виконав узагальнення підходів до обґрунтування опору крихкому руйнуванню корпусу реактора для АЕС України.*

2. Ю. П. Алексєєв, А. І. Бережний, О. С. Мазурок, О. В. Корницький. Модель опускної ділянки реактора ВВЕР-1000 // Ядерна та радіаційна безпека. - 2011. - № 3 (51).- С. 44-46.

*Автор запропонував підходи до моделювання, що дозволили отримати реалістичну поведінку теплоносія в опускній ділянці реактора ВВЕР-1000 і уникнути недоліків, що стосуються нестійкості поведінки витрат.*

3. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексєєв, А. Г. Крушинський, А. В. Корницький. Валідація теплогідравлічної моделі РУ з детальною розбивкою ОДР для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Ядерна та радіаційна безпека. - 2012. - №1 (53), С. 16-21.

*Автор виконав динамічну валідацію теплогідравлічної моделі реакторної установки із застосуванням детальної розбивки опускної ділянки реактора, яка підтвердила здатність моделі адекватно відображати поведінку основних параметрів, роботу систем і устаткування реального енергоблоку, а отже, можливість застосування даної моделі для аналізу термічних навантажень на корпус реактора.*

4. О. М. Михайленко, О. С. Мазурок, С. В. Лисенко. Виконання теплогідравлічного аналізу з метою отримання граничних умов для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Збірник доповідей третьої міжнародної

науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 24-28 вересня 2012 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2013. - С. 148-159.

*Автор виконав дослідження впливу початкових та граничних умов на формування умов термоудару для обраних сценаріїв групи вихідних подій, пов'язаних з течами теплоносія першого контуру.*

5. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексеев. Аналіз методів моделювання локальних теплогідравлічних процесів в елементах ЯПВУ // Збірник наукових праць СЧУЯЕТП. - 2013. - №1 (45), С. 23-34.

*Автор виконав аналіз різних методів моделювання теплогідравлічних процесів в ЯПВУ, які характеризуються формуванням умов термоудару КР, та визначив переважні методи, що дозволили виконувати розрахунковий аналіз для прогнозування наслідків аварійних процесів з урахуванням локальних теплогідравлічних явищ.*

6. М. П. Вишемірський, О. С. Мазурок, А. В. Носовський. Аналіз впливу початкових і граничних умов на формування термоудару корпусу реактора (ICONE21-15992) // Матер. 21-ї Міжнародній конференції з ядерної інженерії ICONE21. - Ченгду, 2013. - 8 сторінок.

*Автор запропонував використання діаграм для вибору найконсервативніших початкових та граничних умов під час формування сценаріїв та виконав дослідження їх впливу на формування умов термоудару для представницького сценарію групи вихідних подій, пов'язаних з течами другого контуру.*

7. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Вплив установки регулюючих клапанів на трубопроводах САОЗ ВТ на формування умов термоудару корпусу реактора (ICONE22-30437) // Матер. 22-ї Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE22. - Прага, 2014. - 10 сторінок.

*Автор дослідив позитивний вплив впровадження модернізації САОЗ (встановлення регулюючих клапанів на напорі насосів), метою якої є*

*мінімізація умов термоудару КР та обладнання РУ шляхом запобігання надмірному заохолодженню теплоносія холодною водою САОЗ. Для демонстрації ефективності модернізації автор запропонував використання P-T-діаграми.*

8. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Аналіз умов виникнення термоудару корпусу реактора з урахуванням виконаних модернізацій систем, важливих для безпеки // Ядерна та радіаційна безпека. - 2015. - №2 (66), С. 16-23.

*Автор виконав розрахунковий аналіз умов виникнення термоудару КР на прикладі представницьких сценаріїв з урахуванням модернізацій систем, важливих для безпеки, що направлені на підвищення безпеки РУ та запобігання надмірному заохолодженню теплоносія.*

9. О. С. Мазурок. Теплогідрравлічний аналіз режимів з некерованим рухом і викидом органів регулювання для оцінки міцності реактора // Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 2 (52). - Одеса, 2017. - С. 63-69.

10. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Аналіз існуючих методик теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт з продовження ресурсу корпусів реакторів // Праці Одеського політехнічного університету, Випуск 3 (56). - Одеса, 2018. - С. 39-47.

*Автор дослідив діючі методики теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт з продовження ресурсу корпусів реакторів, що дозволило виявити недоліки методик, які автор запропонував усунити під час оновлення діючих методик або виконати розробку нової методики.*

*Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:*

1. О. С. Мазурок, О.М. Михайленко, В.П. Кравченко. Теплогідрравлічні розрахунки для оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації реактора енергоблоку №3 ЮУАЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 1998-2011.

*Автор виконав розрахунковий теплогідрравлічний аналіз всього спектру сценаріїв з застосуванням моделі РУ енергоблоку №3 ЮУАЕС з деталізованою ОДР та моделі для коду перемішування з метою отримання уточнених параметрів на внутрішній поверхні стінки КР. Базуючись на результатах аналізу автор підтвердив дефіцити діючих методик та запропонував розробку нової вітчизняної методики, позбавленої цих дефіцитів.*

2. О. С. Мазурок, В.П. Кравченко. Вдосконалення методології теплогідрравлічного аналізу в рамках продовження терміну експлуатації корпусів реакторів (ICONE27-1223) // Матер. 27-й Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE-27. - Ібаракі, 2019. - 6 стор.

*Автор запропонував шляхи вдосконалення методології теплогідрравлічного аналізу в рамках продовження терміну експлуатації КР ВВЕР-1000, базуючись на аналізі діючих методик та результатів власних розрахунків для енергоблоку №3 ЮУАЕС. Крім цього, для підтвердження можливості застосування вдосконалень для інших енергоблоків з реактором ВВЕР-1000 автор виконав співставлення результатів для енергоблоку №3 ЮУАЕС з останніми дослідженнями для енергоблоків №3 РАЕС, №1 ХАЕС та №4 ЗАЕС.*

3. О. С. Мазурок. Методика теплогідрравлічного аналізу для оцінки крихкої міцності в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусів реакторів АЕС України // Тези доповідей II науково-практичної конференції «Проблеми розвитку науки в контексті трансформацій суспільства». - Хмельницький, 2020. – С. 97-99.

*Наукові роботи, які додатково відображають наукові результати дисертації:*

1. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Валідація теплогідрравлічної моделі РУ із застосуванням методики швидкого перетворення Фур'є для кількісної оцінки отриманих результатів // Ядерна та радіаційна безпека. - 2014. - №1 (61), С. 14-20.

2. М. П. Вишемірський, Б.Ю. Грищенко, О. С. Мазурок, О. М. Михайленко. Аналіз ефективності дій оперативного персоналу по зливу деаераторів машзалу під час виникнення аварійних режимів в умовах повної втрати енергопостачання // Збірник доповідей четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 30 вересня-03 жовтня 2014 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2016. - С. 186-196.

3. О. С. Мазурок, О. М. Шумаєв. Теплогідравлічний аналіз в обґрунтування можливості зниження тиску гідравлічних випробувань першого контура АЕС України з реакторною установкою В-320 // Збірник доповідей четвертої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, Україна, 30 вересня-03 жовтня 2014 року - Одеса: НВЦ "Енергоатом" ТОВ, 2016. - С. 407-414.

4. О. С. Мазурок. Аналіз впливу представницьких аварійних режимів на формування напружень в зоні зварного шва №111 парогенератора ПГВ-1000 // Тези доповідей восьмої міжнародної науково-технічної конференції молодих вчених і спеціалістів «Проблеми сучасної ядерної енергетики». - Харків, 2017 р. – С. 44-45.

5. М.О. Полянський, О.С. Мазурок, В.П. Кравченко, Ю.Ю. Биченко. Особливості ідентифікації, групування та кількісної оцінки потенційних сценаріїв крихкого руйнування корпусу реактору із застосуванням методів ІАБ та з урахуванням СОАІ // Тези доповідей шостої міжнародної науково-практичної конференції «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики». - Одеса, 2018 р.

6. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов, Ю. В. Губеня. Виконання розрахунково-аналітичного обґрунтування можливості підвищення теплової потужності реактора енергоблоку №4 Рівненської АЕС до потужності 101.5% (до 3045 МВт) // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 945-955.

7. О.М. Михайленко, О.С. Мазурок, В.М. Іванов. Теплогідравлічні розрахунки і вибір граничних умов для оцінки технічного умови та продовження терміну

експлуатації основного обладнання реакторної установки енергоблоку №1 Хмельницької АЕС // Матер. конференції NURETH-18, Портланд, 2019 – С. 1438-1451.

*Апробація матеріалів дисертації проведена на таких міжнародних наукових конференціях та зустрічах:*

- II міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики» (05-07 жовтня 2010 р., м. Одеса, Україна, форма участі – усна доповідь);

- IX міжнародна науково-технічна конференція «Безпека, ефективність, ресурс ЯЕУ» (04-09 жовтня 2011 р., м. Севастополь, Україна, форма участі – усна доповідь);

- III міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики» (24-28 вересня 2012 р., м. Одеса, Україна; форма участі – усна доповідь);

- X міжнародна науково-технічна конференція «Безпека, ефективність, ресурс ЯЕУ» (02-07 жовтня 2012 р., м. Севастополь, Україна; форма участі – усна доповідь);

- XXI міжнародна конференції з ядерної енергетики ICON21 (29 липня – 02 серпня 2013 р., м. Ченгду, Китай, форма участі – усна доповідь);

- XXII міжнародна конференції з ядерної енергетики ICON22 (07-11 липня 2014 р., м. Прага, Чеська Республіка, форма участі – усна доповідь);

- VIII міжнародна науково-технічна конференція молодих вчених і спеціалістів «Проблеми сучасної ядерної енергетики» (18-20 жовтня 2017 р., Харків, Україна, форма участі – усна доповідь);

- VI міжнародна науково-технічна конференція «Підвищення безпеки та ефективності атомної енергетики» (04-06 вересня 2018 р., м. Одеса, Україна, форма участі – усна доповідь);

- XXVII міжнародна конференція з ядерної енергетики ICONE27 (19-24 травня 2019 р., м. Ібаракі, Японія, форма участі – усна доповідь);
- XVIII міжнародна тематична зустріч з питань теплогідравліки ядерного реактора (NURETH-18) (18-23 серпня 2019 р., м. Портланд, США, форма участі – усна доповідь, публікація тез);
- II науково-практична конференція «Проблеми розвитку науки в контексті трансформацій суспільства» (28-29 серпня 2020 р., м. Хмельницький, Україна, форма участі – дистанційна доповідь, публікація тез).

**ДОДАТОК Б АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ОЦІНКИ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ  
КОРПУСУ РЕАКТОРА ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС УКРАЇНИ**

## Б.1 Результати для енергоблоку №4 ЗАЕС

Табл. Б.1 – Вибір 10 представницьких сценаріїв (енергоблок №4 ЗАЕС)

| № | Повна назва сценарію                                                                                                                            | $\Delta T_{Ka}$ , °C |      |
|---|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|------|
|   |                                                                                                                                                 | ЗШЗ                  | ЗШ4  |
| 1 | 2                                                                                                                                               | 3                    | 4    |
| 1 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5400 с в стані РУ «гарячий зупин» без урахування знеструмлення | 31.1                 | 35.5 |
| 2 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5200 з в стані РУ «гарячий зупин»                              | 32                   | 37   |
| 3 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 3600 с в стані РУ «гарячий зупин»                              | 48                   | 56.1 |
| 4 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2200 с в стані РУ «гарячий зупин»                               | 50.6                 | 52.7 |
| 5 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2400 с в стані РУ «гарячий зупин» без урахування знеструмлення  | 51.5                 | 54   |
| 6 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2400 с в стані РУ «гарячий зупин» без урахування знеструмлення  | 53.7                 | 55.8 |
| 7 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2200 с в стані РУ «гарячий зупин»                               | 53.7                 | 55.5 |

Продовж. табл. Б.1

| 1  | 2                                                                                                                 | 3    | 4    |
|----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| 8  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 1800 с в стані РУ «гарячий зупин» | 60.6 | 63   |
| 9  | Розрив трьох ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                   | 68.1 | 70.2 |
| 10 | Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                  | 68.4 | 71.1 |

Табл. Б.2 – Результати рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці НЛМР (енергоблок №4 ЗАЕС)

| № | Повна назва сценарію                                                                                                                            | $\Delta T_{Ka}$ , °C |       |
|---|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|-------|
|   |                                                                                                                                                 | ЗШЗ                  | ЗШЗ   |
| 1 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5400 с в стані РУ «гарячий зупин» без урахування знеструмлення | 5.08                 | 11.11 |
| 2 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5200 с в стані РУ «гарячий зупин»                              | 7.38                 | 13.52 |
| 3 | Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                | 33.92                | 37.26 |
| 4 | Розрив трьох ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                 | 34.67                | 37.51 |
| 5 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                              | 54.21                | 59.13 |
| 6 | Ненавмисне відкриття ШРУ-К з роботою одного каналу САОЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                                             | 67.3                 | 74.88 |

## Б.2 Результати для енергоблоку №3 РАЕС

Табл. Б.3 – Вибір представницьких сценаріїв (енергоблок №3 РАЕС)

| №  | Повна назва сценарію                                                                                                                                | $\Delta T_{Ka}$ , °C |      |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|------|
|    |                                                                                                                                                     | ЗШЗ                  | ЗШ4  |
| 1  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям через 3600 с в стані РУ «гарячий зупин»                               | 8.8                  | 12.4 |
| 2  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям через 1500 с в стані РУ «гарячий зупин»                               | 12.9                 | 15.2 |
| 3  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям через 3600 с в стані РУ «гарячий зупин» і роботою ІЗП КТ в режимі ЗХО | 29.3                 | 32.1 |
| 4  | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 63 мм з роботою одного каналу САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                       | 31.3                 | 39.1 |
| 5  | Розрив дренажного трубопроводу Ду 32 з роботою одного каналу САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                        | 31.6                 | 35.2 |
| 6  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ перед виконанням випробувань ЗК КТ                                                          | 33.9                 | 36.1 |
| 7  | Розрив однієї ТОТ ПГ з роботою одного каналу САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                        | 35.9                 | 38.1 |
| 8  | Розрив трьох ТОТ ПГ з роботою всіх каналів САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                          | 39.1                 | 41.7 |
| 9  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям через 7200 с в стані РУ «гарячий зупин» і роботою ІЗП КТ в режимі ЗХО  | 39.8                 | 40.1 |
| 10 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям через 3600 с в стані РУ «гарячий зупин» і роботою ІЗП КТ в режимі ЗХО  | 40.8                 | 47.5 |

### Б.3 Результати для енергоблоку №1 ХАЕС

Табл. Б.4 – Вибір представницьких сценаріїв (енергоблок №1 ХАЕС)

| №  | Повна назва сценарію                                                                                                                                          | $T_{ка}$ , °C |      |
|----|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------|
|    |                                                                                                                                                               | ЗШЗ           | ЗШ4  |
| 1  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5390 с в стані РУ «гарячий зупин»                                            | 62.3          | 61.9 |
| 2  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2230 с в стані РУ «гарячий зупин»                                             | 63.9          | 65   |
| 3  | Відрив кришки колектору ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                       | 69.4          | 61.9 |
| 4  | Розрив однієї ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» і з помилковим відкриттям арматури для скидання середовища в ББ по лінії САГ | 71.9          | 61.6 |
| 5  | Відрив кришки колектору ПГ з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                        | 72.5          | 73.4 |
| 6  | Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                              | 72.7          | 76.4 |
| 7  | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ без подальшого закриття в стані РУ «гарячий зупин» при відключених ГЦН                                 | 73.2          | 71.2 |
| 8  | Відрив кришки колектору ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» і відключенням насосів САОЗ                                           | 76.1          | 71.4 |
| 9  | Відрив кришки колектору ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» і відключенням насосів САОЗ                                           | 76.1          | 71.4 |
| 10 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                           | 81            | 68.6 |

**ДОДАТОК В ОПИС ПРОГРАМНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ  
ВИХІДНИХ ДАНИХ**

### В.1 ПЗ для побудови витратних характеристик CAOЗ (PumpFlowCharacteristic)

При виконанні теплогідравлічних розрахунків в підтримку аналізу міцності елементів першого контуру РУ виникає необхідність побудови консервативних витратних характеристик моделей насосів CAOЗ ВТ та НТ. Для визначення відповідних характеристик застосовують паспортні дані та результати випробувань насосного обладнання, які дозволяють визначити втрати напору насосу при його роботі на перший контур.

Загалом робота насоса характеризуються динамічними та статичними втратами його напору:

$$H_{\Sigma} = H_{ст} + H_{дин}, \quad (1)$$

де:

$H_{ст}$  – статичні втрати;

$H_{дин}$  – динамічні втрати.

Статична складова зазвичай є відомою та визначається як [128]:

$$H_{ст} = H_z + \frac{P_2 - P_1}{\rho g}, \quad (2)$$

де:

$H_z$  - втрата напору на подолання гідростатичного стовпа рідини, що створюється різними рівнями рідини в баках;

$P_1, P_2$  - тиск рідини в баках, між якими перекачується рідина;

$\rho$  - густина рідини,

$g$  - прискорення вільного падіння.

Динамічна складова втрат напору в загальному випадку визначається як [128]:

$$H_{дин} = kQ^2, \quad (3)$$

де  $k$  - коефіцієнт динамічних втрат, який показує на яку величину зменшиться напір в системі при збільшенні витрати на одну одиницю;  $Q$  - витрата рідини в системі.

Застосовуючи результати випробувань у вигляді залежності витрати насосу від тиску в першому контурі визначається коефіцієнт динамічних втрат. В подальшому, знаючи статичні та динамічні втрати напору будується характеристика лінії (напірної лінії насосу) та «віднімається» від паспортної витратної характеристики насосу. Результатом таких обчислень є витратна характеристика каналу системи, яка вноситься в розрахункову модель РУ.

Таким чином, витратні характеристики насосів САОЗ ВТ та НТ, які застосовують в розрахункових моделях, являються апроксимаційними кривими, отриманими на підставі результатів випробувань відповідних насосів САОЗ з урахуванням робочих меж функціонування цих насосів, а побудова їх витратної характеристики виконується за допомогою рівняння руху рідини по трубопроводам.

Однак рішення цієї задачі суттєво ускладнюють деякі аспекти, зокрема:

- в результаті проведення випробувань насосів (проливу каналів) визначається значний масив точок, описати який за допомогою одного коефіцієнта динамічних втрат через наявність похибок вимірювальних приладів неможливо;
- інструкції з експлуатації насосів забороняють їх роботу на границях витратних характеристик, таким чином відомості щодо максимальної витрати при відсутності протитиску на напорі насосів, чи максимальному напорі насосу при нульовій витраті не можуть бути отримані в ході проведення випробувань;
- внаслідок консервативного конструювання насосів (яке полягає у збільшенні характеристик насосів на очікувану продовж проектного терміну експлуатації деградацію характеристик внаслідок зношування деталей) реальні витратні характеристики насосів є дещо вищими, ніж передбачені проектом систем.

Таким чином, побудова витратної характеристики насосів САОЗ вимагає поєднання проектних характеристик насосів (граничних точок) та результатів випробувань.

Застосування класичної квадратичної функції для розрахунку витратної характеристики для всього робочого діапазону насоса не завжди є можливим,

оскільки граничні точки (визначені з проектних характеристик насосів) зазвичай є дещо заниженими відносно експериментальних даних.

Для вирішення цієї проблеми було розроблено ПЗ для побудови витратної характеристики напірної лінії насосу. Загальний вигляд вікна ПЗ наведено на Рис. В.1.

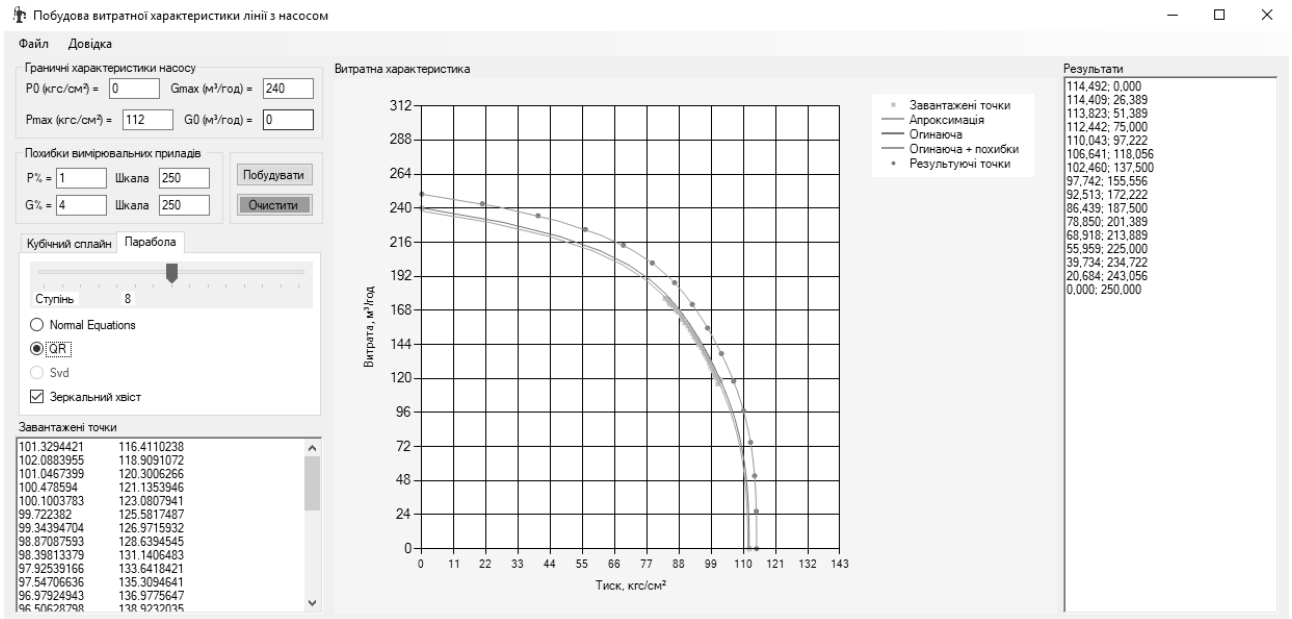


Рис. В.1 – Загальний вигляд вікна ПЗ PumpFlowCharacteristic

Особливістю даного ПЗ являється застосування сплайн-кривих для побудови плавної витратної характеристики напірної лінії насосу, яка ґрунтується на експериментальних та проектних даних. Сплайн – це функція, область визначення якої розбита на ділянки, на кожній з яких функція описується окремим поліномом (многочленом).

За результатами аналізу масивів даних, що склалися із результатів вимірювань та проектних характеристик насосів САОЗ, з урахуванням досвіду побудови відповідних витратних характеристик для різних енергоблоків АЕС України було розроблено та автоматизовано алгоритм побудови витратної характеристики за допомогою сплайн-кривих.

Для побудови витратної характеристики насосу користувачем завантажується текстовий масив з результатами випробувань насосів у вигляді посторокового запису

залежності тиску від витрати, а також вводяться граничні характеристики насосу, які визначаються його типом. ПЗ автоматично визначає найбільш оптимальні налаштування (кубічний чи параболічний сплайн, фрагментацію та ступінь функцій) та забезпечує формування масиву дискретних вихідних даних, які вводяться у теплогідрравлічні розрахункові моделі РУ. Користувач ПЗ має змогу змінити автоматично обрані налаштування при виникненні такої необхідності.

Для побудови консервативних витратних характеристик моделей насосів САОЗ ВТ та НТ користувачем ПЗ вводяться похибки вимірювальних приладів тиску та витрати. При цьому ПЗ автоматично «збільшує» результуючу витратну характеристику на величину похибок. Такий підхід до визначення консервативних витратних характеристик (з урахуванням похибок вимірювальних приладів) узгоджено Держатомрегулюванням в рамках робіт з аналізу міцності обладнання та трубопроводів першого контуру енергоблоків АЕС України.

#### Г.2 ПЗ для підготовки блоку кінетики (Core\_Kinetics)

Розрахунок потужності АкЗ моделей РУ для одновимірних інтегральних РК (зокрема, таких як RELAP5) в перехідних процесах виконується з використанням точкової моделі кінетики реактора.

Теплова потужність в моделі АкЗ реактора визначається на основі двох складових:

- потужності, що виділяється при реакції поділу (нейтронна потужність), яка пропорційна щільності нейтронного потоку;
- потужності, що виділяється при розпаді продуктів поділу та актинідів (залишкове енерговиділення), для розрахунку якої зазвичай використовується стандарт ANSI/ANS 5.1-1979 [84], чи йому подібний.

В якості вихідних даних для моделі кінетики АкЗ в РК RELAP5 використовуються:

- результати розрахунку нейтронно-фізичних характеристик стаціонарного паливного завантаження відповідного енергоблоку;

- проектні значення окремих параметрів, використані для консервативних оцінок.

Таким чином, в залежності від задачі, що вирішується, в модель можуть вноситися як коефіцієнти реактивності конкретного паливного завантаження, так і консервативні «рамкові» параметри.

Окремою задачею в такому разі залишається розрахунок вагових коефіцієнтів ТС та ГЕ. Вирішення цієї задачі зазвичай потребує суттєвих затрат часу та, внаслідок великої кількості ручних дій, збільшує імовірність помилки при виконанні розрахунку. Для спрощення процесу модифікації налаштувань кінетики теплогідрравлічних моделей RELAP5 розроблено ПЗ «Reactor Kinetics». Загальний вид вікна ПЗ показано на Рис. В.2.

| № ГЗ       | $V_i$      | KZ10              | $Q_i$             | $Q_i V_i$          | $W_{qj}$          |
|------------|------------|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| 046_049-1  | 0.00909155 | 0.0613276907076   | 1.568935400311    | 270.7523238995...  | 0.001697255017... |
| 046_049-2  | 0.00909155 | 0.102428002725... | 2.620397370343... | 755.2598158185...  | 0.004734469102... |
| 046_049-3  | 0.00909155 | 0.109636696194... | 2.804816092836... | 865.3082603775...  | 0.005424325691... |
| 046_049-4  | 0.00909155 | 0.113725208908... | 2.909411786190... | 931.0488246366...  | 0.005836431120... |
| 046_049-5  | 0.00909155 | 0.115626008679... | 2.958039608539... | 962.4319643722...  | 0.006033161441... |
| 046_049-6  | 0.00909155 | 0.115554280385... | 2.956204596375... | 961.23825042278... | 0.006025678450... |
| 046_049-7  | 0.00909155 | 0.113474159882... | 2.902989243616... | 926.9427708754...  | 0.005810691654... |
| 046_049-8  | 0.00909155 | 0.109062869849... | 2.790135995523... | 856.2741087622...  | 0.005367693641... |
| 046_049-9  | 0.00909155 | 0.100849980274... | 2.580027102733... | 732.1677657649...  | 0.004589712827... |
| 046_049-10 | 0.00909155 | 0.058315102392... | 1.491864889418... | 244.8054345276...  | 0.001534602717... |
| S          | 0.0909155  | 1                 | 25.58282208588... | 7506.229519457...  | 0.047054021666... |

Рис. В.2 – Загальний вид вікна ПЗ Reactor Kinetics

Вхідними даними для розрахунку є текстовий масив даних, які представляють зміну коефіцієнта нерівномірності енерговиділень кожної ТВЗ АкЗ ПЗ зчитує відповідний масив, обробляє його та переформатовує відповідно до висотного розподілу ГЕ АкЗ моделі та визначає максимальне значення нерівномірності. В ПЗ реалізовано стандартний розподіл ГЕ АкЗ на 10 рівнів. В подальшому для кожного висотного рівня відбувається нормування значення та визначення коефіцієнтів нерівномірності для максимально навантаженої ТВЗ.

Для визначення вагових коефіцієнтів ТС та ГЕ в користувачем вводяться геометричні характеристики ГЕ, що моделюють ТВЗ (зокрема, площа перерізу та висота контрольних об'ємів) Після введення геометричних характеристик ГЕ та визначення коефіцієнтів нерівномірності шляхом натискання кнопки «Розрахувати» ПЗ визначає вагові коефіцієнти ТС та ГЕ. Відповідні дані виводяться у вигляді масивів у текстовий файл та є готовими до перенесення (копіювання) у розрахункову модель.

Таким чином, розроблений ПЗ забезпечує автоматизацію процесів обробки вхідних даних, їх форматування, обчислення вагових коефіцієнтів моделі та їх виведення в текстовий файл у вигляді, готовому для застосування в розрахункових моделях.

### Г.3 ПЗ для підготовки ГУ (DC-MIX)

Основою для ПЗ DC-MIX є РК GRS-MIX, написаний на мові програмування FORTRAN (див. приклад текстового коду на Рис. В.3).

```

C      UNTERSCHIEDUNG NACH WASSERSTAND IM RINGRAUM
C      Selecting cases according to downcomer water level
C
C ***      1.FALL: WASSERSTAND OBERHALB VOM KALTSTRANG      ***
C ***      Case 1: water level higher than cold leg      ***
C
C      IF (WL.GE.DCL) THEN
C
C          FLACHEN - areas
C          ACL =DCL*DCL*3.1415/4.
C          AECC=DECC*DECC*3.1415/4.
C
C          GESCHWINDIGKEIT IM STUTZEN - velocity in nozzle
C          VECC=WECC/ROECC/AECC
C
C          STRAHLANGE - length of jet
C          TETAB=2.*3.1415*TETA/360.
C          SINTETA=SIN(TETAB)
C          IF(DELROH.LT.0.1) DELROH=0.1
C          XLJET=VECC*DSQRT(2.*HCL*ROECC/DELROH/9.81)
C          IF(XLJET.LT.HCL) XLJET=HCL
C          IF(XLJET.GT.DCL/SINTETA) XLJET=DCL/SINTETA
C
C          ABMESSUNGEN DES STRAHL - dimensions of jet
C          AKRIT=(WECC/DSQRT(9.81*1.1284*ROECC*DELROH))**0.8
C          DKRIT=DSQRT(4.*AKRIT/3.1415)
C
C          STRAHOBERFLACHE IM KALTSTRANG - surface of jet in cold leg
C          OJET=DKRIT*3.1415*XLJET
C
C          KONVEKTIVE BEIMISCHUNG 400 KW/M2/K IM KALTSTRANG
C          convective mixing of 400 KW/M2/K in cold leg
C          HTC=400.D3
C

```

Рис. В.3— Приклад текстового коду у FORTRAN

Головними недоліками РК GRS-MIX є:

- відсутність постійно скомпільованого виконавчого файлу (фактично РК GRS-MIX являється текстовим документом із прописаними математичними алгоритмами, який для розрахунку одної часової точки змінюється користувачем відповідно до вхідних даних, компілюється у виконавчий файл, який в подальшому запускається в середовищі операційної системи комп'ютера на виконання);

- неможливість завантажувати масив вхідних даних, натомість вхідні параметри (такі як тиск в системі, температури у визначених точках, витрата САОЗ тощо) для кожного моменту часу мають вводитися користувачем вручну;

- висока імовірність виникнення помилок через велику кількість ручних дій;

- обмежена точність розрахунку (на момент розробки математичного РК потужність комп'ютерів була значно меншою, порівняно із сьогоденням, що призводило до обмеження кількості ітерацій розрахунку параметрів та деякого загрублення результатів).

Для усунення зазначених недоліків було розроблено ПЗ DC-MIX, призначений для аналізу перемішування ТН в області холодної нитки ГЦТ та ОДР. Загальний вигляд вікна ПЗ наведено на Рис. В.4-Рис. В.6.

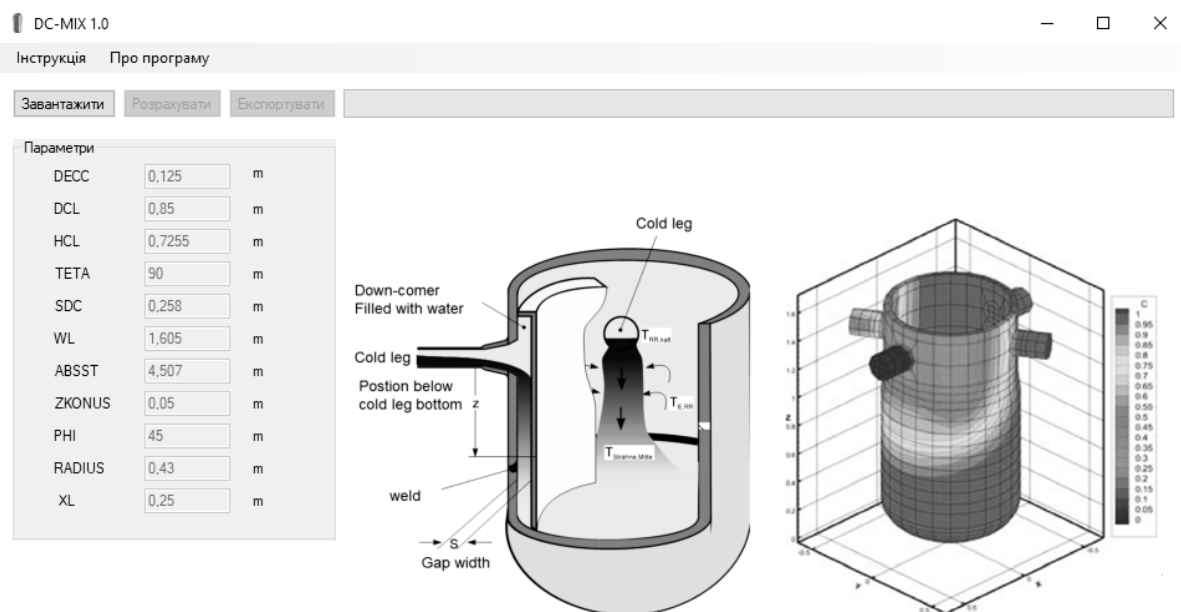


Рис. В.4– Загальний вигляд вікна ПЗ DC-MIX

DC-MIX 1.0

Інструкція Про програму

Завантажити Розрахувати Експортувати

Параметри

|        |        |   |
|--------|--------|---|
| DECC   | 0,125  | m |
| DCL    | 0,85   | m |
| HCL    | 0,7255 | m |
| TETA   | 90     | m |
| SDC    | 0,258  | m |
| WL     | 1,605  | m |
| ABSST  | 4,507  | m |
| ZKONUS | 0,05   | m |
| RNI    | 45     | m |
| RADIUS | 0,43   | m |
| XL     | 0,25   | m |

| Time, s | Pressure, Pa | TECC, °C | TCLHOT, °C | WECC, кг/с | TDCHOT, °C |
|---------|--------------|----------|------------|------------|------------|
| 10      | 12100000     | 287,52   | 292,9      | 0,04       | 289,9      |
| 20      | 9377000      | 47,87    | 283,03     | 49,26      | 280,37     |
| 30      | 8131000      | 26,43    | 276,64     | 56,71      | 278,78     |
| 50      | 6925000      | 23,18    | 271,75     | 61,14      | 279,23     |
| 70      | 6604000      | 21,91    | 268,05     | 62,04      | 278,87     |
| 100     | 6293000      | 20,94    | 260,52     | 62,93      | 278,38     |
| 164     | 5852000      | 20,26    | 258,08     | 64,26      | 274,23     |
| 220     | 5922000      | 20,14    | 251,82     | 64         | 266,78     |
| 280     | 6083000      | 20,11    | 175,37     | 63,46      | 257,78     |
| 340     | 6124000      | 20,1     | 230,02     | 63,37      | 258,55     |
| 400     | 5771000      | 20,09    | 202,8      | 64,42      | 236,72     |
| 460     | 5453000      | 20,09    | 200,58     | 65,24      | 234,37     |
| 500     | 5194000      | 20,08    | 157,88     | 65,76      | 220,81     |
| 580     | 4739000      | 20,08    | 126,79     | 66,68      | 204,26     |
| 660     | 4209000      | 20,07    | 99,6       | 67,76      | 194,27     |
| 740     | 3639000      | 20,06    | 68,63      | 68,93      | 182,39     |
| 820     | 3114000      | 20,05    | 68,05      | 69,94      | 174,83     |
| 940     | 2645000      | 20,04    | 91,43      | 72,48      | 161,78     |
| 1040    | 1958000      | 20,03    | 138,04     | 73,31      | 151,19     |

Рис. В.5– Зображення вікна ПК DC-MIX з імпортованими вхідними даними

DC-MIX 1.0

Інструкція Про програму

Завантажити Розрахувати Експортувати

Параметри

|        |        |   |
|--------|--------|---|
| DECC   | 0,125  | m |
| DCL    | 0,85   | m |
| HCL    | 0,7255 | m |
| TETA   | 90     | m |
| SDC    | 0,258  | m |
| WL     | 1,605  | m |
| ABSST  | 4,507  | m |
| ZKONUS | 0,05   | m |
| RNI    | 45     | m |
| RADIUS | 0,43   | m |
| XL     | 0,25   | m |

| Time | XL            | EPSCL        | TMIXCL       | HLMIXCL      | WMIXCL       |
|------|---------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| 10   |               |              |              |              |              |
|      | 0,00000E+000  | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -2,50000E-001 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -5,00000E-001 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -7,50000E-001 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -1,00000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -1,25000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -1,50000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -1,75000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -2,00000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -2,25000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -2,50000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -2,75000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -3,00000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -3,25000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -3,50000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -3,75000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |
|      | -4,00000E+000 | 2,00454E+000 | 2,91109E+002 | 1,29234E+006 | 1,20182E-001 |

Рис. В.6– Результати розрахунку ПК DC-MIX

Основою для розробки DC-MIX слугували математичні алгоритми ПК GRS-MIX. Головними відмінностями (удосконаленнями) ПК DC-MIX, порівняно із GRS-MIX, являються:

- наявність постійно скомпільованого РК (виконавчого файлу) з графічним інтерфейсом, що забезпечує більшу зручність користування та практично нівелює можливість виникнення помилок при введенні вхідних даних;
- реалізовано можливість завантаження масиву вхідних даних, а не лише даних одної часової точки (див. нижче зображення вікна з імпортованими вхідними даними);
- при розробці графічного інтерфейсу збережено можливість коригування геометричних характеристик системи, що моделюється (DECC – діаметр патрубку САОЗ, DCL – діаметр холодної нитки, TETA – кут між осями холодної нитки ГЦТ та патрубком САОЗ тощо);
- підвищено точність результатів шляхом збільшення кількості ітерацій обчислення параметрів;
- результати розрахунку експортуються у текстовий файл у вигляді, готовому до подальшого використання.

Розроблений ПЗ DC-MIX дозволяє визначити неоднорідний розподіл температур і коефіцієнтів тепловіддачі на внутрішній поверхні корпусу і патрубків реактора з метою оцінки ТУ в різних режимах роботи РУ. В якості ГУ використовуються результати розрахунків, отримані з використанням одномірних інтегральних теплогідравлічних РК.

**ДОДАТОК Г ПЕРЕЛІК СЦЕНАРІЇВ ТА ВИБІР КОНСЕРВАТИВНИХ  
ПРИПУЩЕНЬ ДЛЯ ТЕПЛОГІДРАВЛІЧНОГО АНАЛІЗУ**

### Г.1 Перелік сценаріїв для ТГА

На підставі попереднього інженерного аналізу, рекомендацій МАГАТЕ та міжнародного досвіду, результатів виконання імовірнісного аналізу, а також досвіду виконання аналогічних робіт для енергоблоків №1-4 ЗАЕС і енергоблоку №3 РАЕС та основних чинників наведених вище, в якості розрахункових сценаріїв для обґрунтування ОКР КР вибирається 54 сценарії, перелік яких наведено у Табл. Г.1.

Табл. Г.1 – Перелік розрахункових сценаріїв

| П/н | Найменування | Назва                                                                                                               |
|-----|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1   | 2            | 3                                                                                                                   |
| 1   | LOCA 2.1.1.1 | Розрив імпульсної трубки Ду 10 з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                         |
| 2   | LOCA 2.1.1.2 | Розрив імпульсної трубки Ду 10 з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                          |
| 3   | LOCA 2.1.2.1 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»  |
| 4   | LOCA 2.1.2.2 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 32 мм з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»   |
| 5   | LOCA 2.1.3.1 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 63 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»  |
| 6   | LOCA 2.1.3.2 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 63 мм з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»   |
| 7   | LOCA 2.1.4.1 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2            | 3                                                                                                                               |
|----|--------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 8  | LOCA 2.1.4.2 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»              |
| 9  | LOCA 2.1.4.3 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм з максимальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності» |
| 10 | LOCA 2.1.4.4 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 105 мм з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»  |
| 11 | LOCA 2.1.5.1 | Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»             |
| 12 | LOCA 2.1.5.2 | Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»              |
| 13 | LOCA 2.1.5.3 | Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з максимальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності» |
| 14 | LOCA 2.1.5.4 | Розрив трубопроводу аварійного введення бору ВТ Ду 125 з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»  |
| 15 | LOCA 2.1.6.1 | Розрив трубопроводу скидання між КТ і ІЗП Ду 209 з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                   |
| 16 | LOCA 2.1.6.2 | Розрив трубопроводу скидання між КТ і ІЗП Ду 209 з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                    |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2            | 3                                                                                                                                                                                                |
|----|--------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 17 | LOCA 2.1.6.3 | Розрив трубопроводу скидання між КТ і ІЗП Ду 209 з максимальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                                                        |
| 18 | LOCA 2.1.6.4 | Розрив трубопроводу скидання між КТ і ІЗП Ду 209 з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                                                         |
| 19 | LOCA 2.1.7.1 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 279 мм з максимальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                                                  |
| 20 | LOCA 2.1.7.2 | Теча ТН першого контуру еквівалентним діаметром 279 мм з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                                                   |
| 21 | LOCA 2.1.8.1 | Двосторонній розрив ГЦТ на вході в реактор еквівалентним діаметром $2 \times 850$ мм з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                     |
| 22 | LOCA 2.1.8.2 | Двосторонній розрив ГЦТ на виході з реактора еквівалентним діаметром $2 \times 850$ мм з мінімальною конфігурацією САОЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                   |
| 23 | LOCA 2.1.8.3 | Двосторонній розрив ГЦТ на виході з реактора еквівалентним діаметром $2 \times 850$ мм з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                              |
| 24 | MSLB 2.2.1.2 | Розрив паропроводу між ПГ і ШЗВК еквівалентним діаметром $2 \times 580$ мм з мінімальною конфігурацією САОЗ з роботою одного каналу САОЗ в аварійну петлю при роботі енергоблоку «на потужності» |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2            | 3                                                                                                                                                                                                                |
|----|--------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 25 | MSLB 2.2.1.3 | Розрив паропроводу між ПГ і ШЗВК еквівалентним діаметром $2 \times 580$ мм з мінімальною конфігурацією CAOЗ з роботою одного каналу CAOЗ в неаварійну петлю при роботі енергоблоку «на потужності»               |
| 26 | MSLB 2.2.1.4 | Розрив паропроводу між ПГ і ШЗВК еквівалентним діаметром $2 \times 580$ мм з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                          |
| 27 | MSLB 2.2.2.2 | Розрив паропроводу між ШЗВК і зворотного клапана еквівалентним діаметром $2 \times 580$ мм з мінімальною конфігурацією CAOЗ з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю при роботі енергоблоку «на потужності» |
| 28 | MSLB 2.2.2.3 | Розрив паропроводу між ШЗВК і зворотного клапана еквівалентним діаметром $2 \times 580$ мм з мінімальною конфігурацією CAOЗ з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю при роботі енергоблоку «на потужності» |
| 29 | MSLB 2.2.3.2 | Розрив ГПК еквівалентним діаметром $2 \times 474$ мм з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                                                                                    |
| 30 | MSLB 2.2.3.3 | Розрив ГПК еквівалентним діаметром $2 \times 474$ мм з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                                                                                    |
| 31 | MSLB 2.2.4.2 | Ненавмисне відкриття ШРУ-А з роботою трьох каналів CAOЗ при роботі енергоблоку «на потужності»                                                                                                                   |
| 32 | MSLB 2.2.5.2 | Ненавмисне відкриття ШРУ-К з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                                                                                                              |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2             | 3                                                                                                                                                              |
|----|---------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 33 | MSLB 2.2.5.3  | Ненавмисне відкриття ШРУ-А з роботою одного каналу CAOЗ в аварійну петлю в стані РУ «гарячий зупин»                                                            |
| 34 | PRISE 2.3.1.1 | Розрив однієї ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                               |
| 35 | PRISE 2.3.1.2 | Розрив однієї ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                              |
| 36 | PRISE 2.3.1.3 | Розрив однієї ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин» і з помилковим відкриттям арматури для скидання середовища в ББ по лінії САГ  |
| 37 | PRISE 2.3.1.4 | Розрив однієї ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин» і з помилковим відкриттям арматури для скидання середовища в ББ по лінії САГ |
| 38 | PRISE 2.3.2.1 | Розрив трьох ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                                |
| 39 | PRISE 2.3.2.2 | Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                                                               |
| 40 | PRISE 2.3.2.3 | Розрив трьох ТОТ ПГ з мінімальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин» і з помилковим відкриттям арматури для скидання середовища в ББ по лінії САГ   |
| 41 | PRISE 2.3.2.4 | Розрив трьох ТОТ ПГ з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин» і з помилковим відкриттям арматури для скидання середовища в ББ по лінії САГ  |
| 42 | PRISE 2.3.3.1 | Відкрив кришки колектору ПГ з відмовою ШРУ-А на закриття після відкриття з максимальною конфігурацією CAOЗ в стані РУ «гарячий зупин»                          |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2             | 3                                                                                                                                   |
|----|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 43 | PRISE 2.3.3.2 | Відрив кришки колектору ПГ з відмовою ШРУ-А на закриття після відкриття з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин» |
| 44 | PRISE 2.3.3.3 | Відрив кришки колектору ПГ з максимальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                             |
| 45 | PRISE 2.3.3.4 | Відрив кришки колектору ПГ з мінімальною конфігурацією САОЗ в стані РУ «гарячий зупин»                                              |
| 46 | OTHER 2.4.1.1 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 492 з в стані РУ «гарячий зупин»                    |
| 47 | OTHER 2.4.1.2 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2570 з в стані РУ «гарячий зупин»                   |
| 48 | OTHER 2.4.1.3 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 2110 з в стані РУ «гарячий зупин»                  |
| 49 | OTHER 2.4.1.4 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 3600 с в стані РУ «гарячий зупин»                  |
| 50 | OTHER 2.4.1.5 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ з подальшим закриттям на 5800 з в стані РУ «гарячий зупин»                  |
| 51 | OTHER 2.4.1.6 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ без подальшого закриття в стані РУ «гарячий зупин» при відключених ГЦН       |

Продовж. табл. Г.1

| 1  | 2             | 3                                                                                                                              |
|----|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 52 | OTHER 2.4.1.7 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою одного каналу САОЗ без подальшого закриття в стані РУ «гарячий зупин» при відключених ГЦН |
| 53 | OTHER 2.4.1.8 | Ненавмисне відкриття ЗК КТ з роботою всіх каналів САОЗ з подальшим закриттям на 2620 з в стані РУ «гарячий зупин»              |
| 54 | OTHER 2.4.3.1 | Повна втрата ЖВ ПГ з реалізацією режиму «скидання-підживлення»                                                                 |

## Г.2 Вибір консервативних припущень

Основні консервативні допущення для ТГА обраних розрахункових сценаріїв:

- для аналізу ВП в стані «гарячий зупин» енергоблоку в якості початкової теплової потужності вибирається потужність 0.1% від  $N_{nom}$  (3 МВт);
- для аналізу ВП при роботі реактора на номінальній потужності в якості початкової вибирається теплова потужність  $N = 104\%$ ;
- для всіх ВП вибирається мінімальна потужність залишкових енерговиділень реактора. Розрахунок потужності залишкових енерговиділень в АкЗ ґрунтується на стандарті ANSI/ANS-5.1-1979 [84]. Значення потужності консервативно зменшено на 10%;
- для аналізу всіх ВП (крім станів «напівгарячого» або «холодного» зупину) вибирається максимальне (з урахуванням відхилення на допустиму величину і похибки визначення) початковий тиск ТН в першому контурі 162 кгс/см<sup>2</sup>;
- для аналізу всіх ВП (крім станів «напівгарячого» або «холодного» зупину) розглядається мінімальний (з урахуванням відхилення на допустиму величину) початковий рівень ТН в залежності від середньої температури першого контуру і похибки - 5.4 м, для аналізу ВП в стані РУ «напівгарячого» або «холодного» зупину розглядається мінімальний (з урахуванням відхилення на допустиму величину) початковий рівень ТН в КТ 11.450 м;

- для аналізу ВП, пов'язаних зі збільшенням тепловідведення через другий контур (MSLB) при роботі каналу CAOЗ в аварійну петлю, вибирається максимальний (з урахуванням похибки визначення) витрата ТН через реактор  $88800 \text{ м}^3/\text{ч}$ , оскільки в цьому випадку забезпечується максимальна швидкість заохолодження;

- для аналізу ВП, пов'язаних зі зменшенням маси ТН першого контуру (LOCA, PRISE) і ВП, пов'язаних зі збільшенням тепловідведення через другий контур (MSLB) при роботі каналу CAOЗ в аварійну петлю, розглядається мінімальний (з урахуванням відхилення на допустиму величину і похибки визначення) початкова витрата ТН через реактор  $80000 \text{ м}^3/\text{ч}$ , оскільки в цьому випадку може бути забезпечена найбільша різниця температур холодного «струменю» та матеріалу КР;

- для аналізу ВП, пов'язаних зі зменшенням маси ТН першого контуру (LOCA, PRISE), в якості ПУ вибираються максимальне (з урахуванням відхилення на допустиму величину і похибки визначення) початковий тиск другого контуру  $64 \text{ кгс/см}^2$  (для забезпечення максимальної початкової температури ТН в ОДР) і мінімальний початковий рівень котельної води в ПГ  $0.192 \text{ м}$  з урахуванням відхилення технологічного параметра на допустиму величину і точності визначення  $1.5\%$ ;

- для аналізу ВП, пов'язаних зі збільшенням тепловідведення через другий контур (MSLB), в якості ПУ вибираються максимальними (з урахуванням відхилення на допустиму величину і похибки визначення) початковий тиск другого контуру  $64 \text{ кгс/м}^2$  (для забезпечення максимальної початкової температури ТН в ОДР) і максимальний початковий рівень котельної води в ПГ  $0.325 \text{ м}$  (для збільшення тепловідведення через другий контур) з урахуванням відхилення технологічного параметра на допустиму величину і точності визначено  $1.5\%$ ;

- для аналізу ВП при роботі реактора на номінальній потужності вибираються максимальна ефективність АЗ і максимальна швидкість введення ОР СУЗ;

- розглядається як мінімальна, так і максимальна конфігурації САОЗ. Під мінімальною конфігурацією САОЗ мається на увазі працездатність 1-го з 3-х каналів САОЗ ВТ, 1-го з 3-х каналів САОЗ НТ і 2-х їх 4-х ГЄ САОЗ (по одній в ОДР і верхній камері змішування реактора);

- для аналізу всіх ВП витратні характеристики насосів САОЗ ВТ і САОЗ НТ вибираються максимальними;

- значення температур охолоджуючої води в ГЄ САОЗ вибираються мінімальними, а саме: в баках TQ13,23,33B01, TQ14,24,34B01 - 20 °С; в ГЄ - 55 °С; в баку-прямку ГО TQ10B01 - 20 °С;

- для аналізу всіх ВП вибирається мінімальна транспортна затримка в каналах СБ і мінімальна тимчасова затримка на запуск ДГ в разі знеструмлення. Передбачується, що знеструмлення енергоблоку призводить до зависання ШРУ-А в поточному положенні. В даному розрахунковому аналізі враховується, що після виникнення знеструмлення енергоблоку відбувається запуск ДГ РДЕС / ЗРДЕС, які через 17 с (2 с - затримка на формування сигналу, 15 с - час розвороту ДГ) забезпечують подачу живлення на шини ШРУ-А і призводять до закриття клапанів за фактом відключення КЕН;

- для аналізу всіх ВП не розглядається уприскування в КТ, а уставки по тиску першого контуру для ТЕН КТ і ЗК КТ вибираються максимальними (з урахуванням похибки визначення);

- для аналізу ВП, пов'язаних зі збільшенням тепловідведення через другий контур (MSLB), вибираються максимальні витратні характеристики насосів ЖВ, а також максимальний запас води в баках;

- для аналізу всіх ВП температура ЖВ вибирається мінімальною (160°С для турбоживильних насосів і ДЖЕН і 5°С для АЖЕН);

- враховуються дії ОП відповідно до чинних ІЛА у форматі COAI.

**ДОДАТОК Д РЕЗУЛЬТАТИ ІМОВІРНІСНОГО АНАЛІЗУ ТА РІШЕННЯ  
НЕСТАЦІОНАРНОЇ ТЕРМОМЕХАНІЧНОЇ ЗАДАЧІ В ПОСТАНОВЦІ  
ЛІНІЙНОЇ МЕХАНІКИ РУЙНУВАННЯ**

Результати імовірнісного аналізу та рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР наведено у Табл. Д.1. Окрім мінімальних значень  $T_{Ka}$  та  $\Delta T_{Ka}$  вказано час, коли ці значення було отримано та загальний час розрахункового сценарію. При цьому, перелік сценаріїв, починаючи з найбільш домінантного сценарію з мінімальним та закінчуючи максимальним значенням  $\Delta T_{Ka}$ . Найменування сценаріїв відповідають, наведеним у Табл. Г.1.

Табл. Д.1 – Зведені результати рішення нестационарної термомеханічної задачі в постановці ЛМР

| П/н | Режим         | $T_{Ka}$ , °C | $\Delta T_{Ka}$ , °C | Час, с | Загальний час, с | Частота, 1/рік        |
|-----|---------------|---------------|----------------------|--------|------------------|-----------------------|
| 1   | 2             | 3             | 4                    | 5      | 6                | 7                     |
| 1   | OTHER 2.4.1.5 | 79.3          | 33.9                 | 8080   | 10000            | $5.33 \times 10^{-6}$ |
| 2   | OTHER 2.4.1.2 | 93.9          | 48.5                 | 2870   | 10000            | $5.33 \times 10^{-6}$ |
| 3   | OTHER 2.4.1.8 | 94.2          | 48.8                 | 2950   | 10000            | $7.58 \times 10^{-5}$ |
| 4   | LOCA 2.1.2.1  | 106.0         | 60.7                 | 4000   | 40000            | $3.74 \times 10^{-7}$ |
| 5   | PRISE 2.3.2.2 | 108.7         | 63.3                 | 9600   | 18000            | $1.18 \times 10^{-5}$ |
| 6   | OTHER 2.4.1.4 | 114.5         | 69.1                 | 4050   | 10000            | $4.50 \times 10^{-7}$ |
| 7   | LOCA 2.1.5.4  | 118.1         | 72.7                 | 2880   | 15000            | $1.51 \times 10^{-5}$ |
| 8   | PRISE 2.3.2.1 | 118.4         | 73.1                 | 12400  | 20000            | $1.84 \times 10^{-8}$ |
| 9   | PRISE 2.3.1.4 | 118.9         | 73.4                 | 3200   | 12000            | $8.44 \times 10^{-5}$ |
| 10  | OTHER 2.4.1.6 | 121.1         | 75.7                 | 3000   | 10000            | $1.09 \times 10^{-7}$ |
| 11  | PRISE 2.3.2.4 | 122.2         | 76.8                 | 2950   | 10000            | $1.51 \times 10^{-5}$ |
| 12  | PRISE 2.3.3.1 | 122.4         | 77.0                 | 8100   | 10000            | $1.84 \times 10^{-8}$ |
| 13  | LOCA 2.1.8.2  | 125.6         | 79.8                 | 2000   | 2000             | $8.44 \times 10^{-5}$ |
| 14  | PRISE 2.3.3.3 | 125.8         | 80.2                 | 2100   | 8000             | $1.09 \times 10^{-7}$ |
| 15  | PRISE 2.3.3.2 | 125.8         | 80.4                 | 2900   | 10000            | $1.51 \times 10^{-5}$ |
| 16  | MSLB 2.2.5.2  | 127.2         | 81.8                 | 12000  | 12000            | $1.84 \times 10^{-8}$ |

Продовж. табл. Д.1

| 1  | 2             | 3     | 4     | 5     | 6     | 7                      |
|----|---------------|-------|-------|-------|-------|------------------------|
| 17 | MSLB 2.2.5.3  | 127.3 | 82.0  | 12000 | 12000 | $8.44 \times 10^{-05}$ |
| 18 | LOCA 2.1.5.2  | 128.9 | 82.3  | 2050  | 10000 | $1.09 \times 10^{-07}$ |
| 19 | LOCA 2.1.8.1  | 129.5 | 83.3  | 1800  | 1800  | $8.44 \times 10^{-05}$ |
| 20 | LOCA 2.1.4.4  | 131.0 | 85.6  | 3400  | 15000 | $1.09 \times 10^{-07}$ |
| 21 | LOCA 2.1.3.2  | 132.1 | 86.6  | 2600  | 30000 | $1.20 \times 10^{-09}$ |
| 22 | LOCA 2.1.6.1  | 134.6 | 87.0  | 1060  | 3600  | $1.20 \times 10^{-09}$ |
| 23 | MSLB 2.2.1.3  | 133.0 | 87.7  | 8000  | 12000 | $1.74 \times 10^{-07}$ |
| 24 | MSLB 2.2.2.3  | 133.2 | 87.9  | 8000  | 12000 | $8.88 \times 10^{-12}$ |
| 25 | LOCA 2.1.8.3  | 135.6 | 88.1  | 1030  | 1500  | $1.0 \times 10^{-12}$  |
| 26 | MSLB 2.2.3.2  | 133.6 | 88.2  | 8000  | 10000 | $4.93 \times 10^{-11}$ |
| 27 | MSLB 2.2.1.2  | 134.4 | 89.1  | 7000  | 12000 | $1.06 \times 10^{-07}$ |
| 28 | MSLB 2.2.3.3  | 134.4 | 89.1  | 8000  | 10000 | $5.88 \times 10^{-07}$ |
| 29 | LOCA 2.1.7.2  | 136.1 | 90.3  | 2000  | 3600  | $1.0 \times 10^{-12}$  |
| 30 | OTHER 2.4.1.7 | 136.0 | 90.6  | 5050  | 24000 | $1.0 \times 10^{-12}$  |
| 31 | LOCA 2.1.6.4  | 137.7 | 92.1  | 2150  | 5000  | $2.26 \times 10^{-07}$ |
| 32 | LOCA 2.1.5.1  | 138.9 | 93.5  | 2150  | 15000 | $2.26 \times 10^{-07}$ |
| 33 | PRISE 2.3.2.3 | 141.4 | 96.0  | 3400  | 18000 | $1.25 \times 10^{-08}$ |
| 34 | PRISE 2.3.1.3 | 141.7 | 96.3  | 4900  | 16000 | $6.45 \times 10^{-06}$ |
| 35 | LOCA 2.1.4.2  | 141.9 | 96.4  | 2200  | 15000 | $6.45 \times 10^{-06}$ |
| 36 | MSLB 2.2.1.4  | 142.3 | 97.0  | 7600  | 10000 | $4.18 \times 10^{-08}$ |
| 37 | PRISE 2.3.3.4 | 146.2 | 100.8 | 2150  | 18000 | $4.18 \times 10^{-08}$ |
| 38 | LOCA 2.1.3.1  | 146.6 | 101.0 | 2000  | 20000 | $6.34 \times 10^{-08}$ |
| 39 | LOCA 2.1.4.3  | 147.3 | 101.4 | 1900  | 15000 | $3.16 \times 10^{-05}$ |
| 40 | LOCA 2.1.6.3  | 151.0 | 104.9 | 1600  | 3600  | $7.22 \times 10^{-12}$ |
| 41 | LOCA 2.1.7.1  | 152.7 | 106.5 | 1500  | 3600  | $1.13 \times 10^{-08}$ |
| 42 | LOCA 2.1.6.2  | 154.2 | 108.4 | 1800  | 6000  | $3.80 \times 10^{-09}$ |

*Продовж. табл. Д.1*

| 1  | 2             | 3     | 4     | 5     | 6     | 7                      |
|----|---------------|-------|-------|-------|-------|------------------------|
| 43 | PRISE 2.3.1.2 | 161.3 | 116.0 | 26000 | 32000 | $7.63 \times 10^{-12}$ |
| 44 | LOCA 2.1.4.1  | 165.5 | 120.0 | 2400  | 10000 | $1.05 \times 10^{-05}$ |
| 45 | PRISE 2.3.1.1 | 167.1 | 121.7 | 26000 | 35000 | $2.11 \times 10^{-08}$ |
| 46 | MSLB 2.2.4.2  | 169.7 | 124.4 | 10000 | 10000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 47 | LOCA 2.1.5.3  | 177.5 | 132.1 | 3400  | 12000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 48 | OTHER 2.4.1.3 | 195.1 | 149.7 | 9600  | 10000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 49 | MSLB 2.2.2.2  | 206.4 | 161.0 | 10100 | 12000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 50 | LOCA 2.1.2.2  | 215.1 | 169.7 | 2500  | 50000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 51 | OTHER 2.4.1.1 | 219.6 | 174.2 | 8550  | 10000 | $1.0 \times 10^{-12}$  |
| 52 | LOCA 2.1.1.2  | 220.4 | 175.1 | 40000 | 40000 | $1.0 \times 10^{-12}$  |
| 53 | LOCA 2.1.1.1  | 232.6 | 187.3 | 40000 | 40000 | $1.62 \times 10^{-12}$ |
| 54 | OTHER 2.4.3.1 | 244.7 | 199.3 | 10200 | 60000 | $1.73 \times 10^{-06}$ |

**ДОДАТОК Е АКТИ ПРО ВПРОВАДЖЕННЯ НАУКОВИХ РЕЗУЛЬТАТІВ  
ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ**

ЗАТВЕРДЖУЮ



Головний інженер ВП ЮУАЕС

М.О. Феофентов

2020 р.

## АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Цей акт є підтвердженням використання результатів досліджень Мазурка О.С., отриманих в рамках дисертаційної роботи на здобуття наукового ступеня доктора філософії на тему «Удосконалення методики теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусних реакторів».

В рамках обґрунтувань з оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації реактору ВВЕР-1000 енергоблоку №1 ЮУАЕС була застосована теплогідрравлічна модель реакторної установки, в якій, зокрема, виконано детальне моделювання опускної ділянки реактору, з метою отримання реалістичної поведінки теплоносія для аналізу термічних навантажень на корпус реактора. Мазурок О.С. приймав участь у розробці вищевказаної моделі та виконанні її динамічної валідації, яка підтвердила здатність моделі адекватно відображати поведінку основних параметрів, роботу систем і устаткування енергоблоку [1, 2].

Крім цього, результати досліджень Мазурка О.С. [3, 4] в частині оцінки впливу модернізації системи аварійного охолодження активної зони енергоблоку №1 ЮУАЕС щодо регулювання тиску на напорі насосів (встановлення регулюючих клапанів) використано у теплогідрравлічному звіті з аналізу безпеки, що був розроблений в рамках впровадження вказаної модернізації та погоджений ДП «НАЕК «Енергоатом» та Держатомрегулювання України. При цьому, виконано підтвердження позитивного впливу виконаних модернізацій на умови термоудару на корпус реактор.

Використані джерела:

1. Ю. П. Алексеев, А. І. Бережний, О. С. Мазурок, О. В. Корницький. Модель опускної ділянки реактора ВВЕР-1000 // Ядерна та радіаційна безпека. - 2011. - № 3 (51). - С. 44-46.
2. О. С. Мазурок, Ю. П. Алексеев, А. Г. Крушинський, А. В. Корницький. Валідація Теплогідрравлічного моделі РУ з детальною розбивкою ОКР для аналізу термічних навантажень на корпус реактора // Ядерна та радіаційна безпека. - 2012. - №1 (53), С. 16-21.
3. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Вплив установки регулюючих клапанів на трубопроводах САОЗ ВТ на формування умов термоудару корпусу реактора (ICONE22-30437) // Матер. 22-й Міжнародної конференції з ядерної інженерії ICONE22. - Прага, 2014. - 10 сторінок.
4. О. С. Мазурок, М. П. Вишемірський. Аналіз умов виникнення термоудару корпусу реактора з урахуванням виконаних модернізацій систем // Ядерна та радіаційна безпека. - 2015. - №2 (66), С. 16-23.

Заступник головного інженера з  
продовження терміну експлуатації,  
технології та інжинірингу

І. В. Кравченко



АКТ

**про впровадження наукових результатів дисертаційної роботи Мазурка О.С. на тему  
«Удосконалення методики теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт по продовженню ресурсу  
корпусних реакторів», подана на здобуття наукового ступеня доктора філософії**

Цей акт є підтвердженням того, що результати дисертаційного дослідження Мазурка О.С. на тему «Удосконалення методики теплогідрравлічного аналізу в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусних реакторів» використані для оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації (далі - ОТСтаПТЕ) реакторів АЕС України та при вдосконаленні нормативної документації в частині підвищення рівня безпеки АЕС України.

ТОВ «ІПП-ЦЕНТР» є виконавцем ОТСтаПТЕ ряду енергоблоків АЕС України, зокрема, енергоблоків №2,3 ВП ЮУАЕС та №1-4 ВП ЗАЕС, а також, розробником типової та робочих програм ОТСтаПТЕ корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000 тощо. Важливою частиною цих робіт є предмет дослідження Мазурка О.С., а саме, теплогідрравлічний та ІАБ аналіз, який виконується з метою отримання граничних умов (вихідних даних) для розрахунків на міцність (статична міцність і міцність при сейсмічних впливах та розривах трубопроводів) та довговічність (з метою визначення ресурсу реакторів за критеріями опору крихкому руйнуванню, циклічній втоми, прогресуючій формозміні ВКП та ймовірності крихкого руйнування корпусу реактора).

Під час виконання робіт ТОВ «ІПП-ЦЕНТР» в рамках робіт з ОТСтаПТЕ та розробки нормативно-технічної документації для ДП «НАЕК «Енергоатом» були застосовані результати досліджень Мазурка О.С. щодо методологічних підходів до виконання теплогідрравлічного та ІАБ аналізу. Так, наприклад, результати дисертаційного дослідження Мазурка О.С. використані у науковій діяльності ТОВ «ІПП-Центр» під час виконання робіт з ОТСтаПТЕ корпусів реакторів та плануються до застосування в рамках робіт з управління старінням енергоблоку №1 ХАЕС.

Проте найважливішим результатом дисертаційної роботи Мазурка О.С. є те, що його дослідження дозволили виявити невідповідність положень діючих в Україні методик в частині теплогідрравлічного та ІАБ аналізу, що наводяться у «Типовій програмі оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000. ПМ-Т.0.03.415-16» (Додаток И) та «Методиці оцінки крихкої міцності корпусів реакторів ВВЕР. СОУ НАЕК 177:2019» (Додаток Г), до підходів, використаних при розрахунковому обґрунтуванні реакторів ВВЕР-1000 енергоблоків АЕС України (№3 РАЕС, №4 ЗАЕС, №1 ХАЕС, №3 ЮУАЕС) в рамках робіт з їх ОТСтаПТЕ та до світових стандартів апробованої інженерно-технічної практики і досягнутого рівня науки і техніки. В результаті чого Мазурком О.С. розроблені висновки і рекомендації щодо доопрацювання діючих методик з теплогідрравлічного аналізу і аналізу ІАБ в частині приведення їх положень у відповідність до найкращих підходів "Best Practice" і "State of the Art". Зокрема, ґрунтуючись на висновках та рекомендаціях О.С. Мазурка, «Типова програма оцінки технічного стану та продовження терміну експлуатації корпусів, верхніх блоків та головних роз'ємів реакторів енергоблоків ВВЕР-1000. ПМ-Т.0.03.415-16» була відповідним чином доопрацьована, що дозволило підвищити рівень оцінки безпеки АЕС України.

Заст. головн. інж. ТОВ "ІПП-ЦЕНТР",  
кандидат технічних наук

A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'Areev'.

С.М.Ареев



УКРАЇНА

## МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Ministry of Education and Science of Ukraine

## ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ODESSA NATIONAL POLYTECHNIC UNIVERSITY

пр. Шевченка, 1, м. Одеса-44, 65044 Україна  
 тел.: +38 048 7223474, факс: +38 0482 344273

Shevchenko av., 1, Odessa-44, 65044 Ukraine  
 phone: +38 048 7223474, fax: +38 0482 344273

E-mail: opu@opu.ua http://www.opu.ua, Код ЄДРПОУ 02071045

На № \_\_\_\_\_  
 № \_\_\_\_\_

## ЗАТВЕРДЖУЮ

Проректор з науково-педагогічної та  
 виховної роботи, д.т.н., проф.

С.А. Нестренко

2020 р.

## АКТ ВПРОВАДЖЕННЯ

Цей акт є підтвердженням того, що результати дисертаційного дослідження аспіранта ОНПУ Мазурка О.С. на тему «Удосконалення методики теплогідравлічного аналізу в рамках робіт по продовженню ресурсу корпусних реакторів» впроваджені в навчальний процес кафедри АЕС Одеського національного політехнічного університету, а саме:

- в об'ємі курсу «Ядерні енергетичні реактори» прочитана лекція на тему «Проведення теплогідравлічних розрахунків режимів роботи та аварійних режимів реактору ВВЕР-1000 для продовження ресурсу корпусу реактора ВВЕР-1000»;
- в розділи конспектів лекцій внесені доповнення за наступними дисциплінами з додаванням принципу продовження ресурсу за результатами тепло гідравлічних та міцностних розрахунків:  
 «Матеріали ядерної техніки», «Ядерні енергетичні реактори», «Управління строком служби та зняття з експлуатації АЕС»

Завідувач кафедри атомних електростанцій,

д.т.н., проф.

В.П. Кравченко