

АНАЛІЗ ПЕРЕБІГУ АВАРІЙНИХ СИТУАЦІЙ РЕАКТОРНОЇ УСТАНОВКИ ВВЕР-1000, У ЯКИХ ЗАДІЯНІ ТЕПЛООБМІННИКИ АВАРІЙНОГО РОЗХОЛОДЖУВАННЯ

Пирогов Т. В., Корольов О. В., Інюшев В. В., Куров В. О.

Об'єктом дослідження є аварійні режими роботи елементів реакторної установки ВВЕР-1000, у яких задіяні теплообмінники аварійного розхолодження. Проведені аналітичні дослідження ґрунтуються на аналізі експлуатаційної документації вищезазначеної реакторної установки. Виконано аналіз елементів системи аварійного охолодження зони, до якої входять теплообмінники аварійного розхолодження. Даний аналіз показав, що з метою локалізації аварійних ситуацій реакторної установки ВВЕР-1000, теплоносій, який виходить з течі, збирається у баку-прямку та звідти перекачується насосами через вищезазначені теплообмінники. Завдяки цьому досягається відведення тепла теплоносія з течії та, за допомогою вже охолодженої води, виконується ефективне охолодження активної зони реактору.

У результаті проведеного порівняльного аналізу проектних аварій реакторної установки ВВЕР-1000 встановлено, що система аварійного охолодження зони бере участь в аварійних ситуаціях, пов'язаних з розривом трубопроводів першого та другого контурів реактору в межах гермооб'єму. До таких аварійних ситуацій належать малі, середні та великі течі першого контуру, а також розриви паропроводу або трубопроводу живильної води парогенератора (в границях гермооб'єму). Детальний розгляд параметрів теплоносія, що виходить з течі та потрапляє в бак-прямок, показує, що найбільш консервативною аварійною ситуацією, у якій задіяні теплообмінники аварійного розхолодження, є розрив головного циркуляційного трубопроводу Ду 850 мм. При даній аварійній ситуації температура теплоносія у баку-прямку досягає 110 °С та згодом потрапляє у міжтрубний простір теплообмінників.

В даний час існує важливе завдання обґрунтування безпечної експлуатації обладнання атомних електростанцій та теплообмінників аварійного розхолодження зокрема. Результати проведеного дослідження можуть слугувати у якості вихідних даних для визначення термонапруженого стану вищезазначених теплообмінників під час аварійних ситуацій реакторної установки ВВЕР-1000.

Ключові слова: теплообмінник аварійного розхолодження, продовження терміну експлуатації, безпечна експлуатація, аварійна ситуація, система аварійного охолодження зони.

1. Вступ

Ядерна енергетика є важливою складовою паливно-енергетичного комплексу різних країн світу. Розглянемо її на прикладі України. Продовження терміну

експлуатації атомних електростанцій (АЕС) та їх безпечне функціонування є пріоритетним завданням для регулюючих органів атомної енергетики та експлуатуючих їх організацій. Цим питанням приділяється багато уваги:

- і в дослідних та аналітичних працях [1, 2];
- і в нормативних документах [3–5].

В Україні більшість АЕС експлуатує реакторні установки (РУ) ВВЕР-1000, до складу яких входить велика кількість обладнання та інших елементів. Одними з основних елементів реакторної установки (РУ) ВВЕР-1000 є теплообмінники аварійного розхолодження (ТОАР) 08.8111.335 СБ, які входять до складу системи аварійного охолодження зони (САОЗ). Дані теплообмінники відіграють важливу роль в протіканні аварійних ситуацій (АС) РУ оскільки дозволяють відводити тепло теплоносія з течії, утвореної під час АС, та виконувати ефективне охолодження активної зони. Виходячи з того, що САОЗ є системою важливою для безпеки АЕС, та відіграє ключову роль у локалізації аварій РУ, немало досліджень приділено аналізу даної системи, що входить до складу не тільки РУ ВВЕР-1000, а й інших реакторів. Прикладом таких досліджень можна привести роботи [6–8], які розглядають роботу САОЗ у складі РУ ВВЕР-440, ВВЕР-1000 та реакторів типу CANDU. В даний час активно виконуються роботи з продовження терміну експлуатації енергоблоків АЕС України, а тому існує актуальне завдання у обґрунтуванні безпечної експлуатації обладнання АЕС, та теплообмінників ТАОР зокрема. Дане твердження викликано тим, що обґрунтування безпечної експлуатації обладнання при експлуатаційних та аварійних ситуаціях є однією з вимог продовження терміну експлуатації АЕС [9, 10]. У зв'язку з цим *об'єктом даного дослідження* є режими роботи елементів РУ ВВЕР-1000 під час АС, у яких задіяні теплообмінники ТОАР. Це дозволить визначити найбільш консервативний режим роботи даних теплообмінників для подальших обґрунтувань їх безпечної експлуатації під час протікання АС. *Метою цієї роботи* є аналіз параметрів теплоносія, який протікає у теплообмінниках ТОАР, які відповідають різним аварійним ситуаціям РУ ВВЕР-1000.

2. Методика проведення досліджень

Для досягнення поставленої мети дослідження виконувався аналіз експлуатаційної документації РУ ВВЕР-1000, у якій представлені відомості щодо значень параметрів середовищ, які протікають у обладнанні та трубопроводах першого контуру. Додатково аналізувався характер протікання АС, значення параметрів середовищ, методи локалізації аварій та можливість потрапляння теплоносія, що витікає з течії, через зливні отвори до баку-приямку.

У результаті аналізу зроблено висновок щодо найбільш консервативної АС, у локалізації якої задіяні теплообмінники ТОАР.

3. Результати дослідження та обговорення

У відповідності до інструкції з експлуатації САОЗ [11] встановлено, що дана система складається з САОЗ низького тиску (САОЗ НТ) і САОЗ високого

тиску (CAOЗ ВТ). Системи CAOЗ НТ і CAOЗ ВТ в свою чергу складаються з трьох незалежних каналів, кожен з яких включає в себе:

- ТОАР TQ10(20,30)W01 (позиції 4, 5, 6, рис. 1);
- насоси TQ12(22,32)D01 (позиції 7, 10, 12, рис. 1) або TQ13(23,33)D01 (позиції 8, 9, 11, рис. 1);
- регулюючі клапани, трубопроводи, електропровідну та ручну арматуру, засоби вимірювальної техніки, бак аварійного запасу бору TQ10,20,30B01 (бак-прямок) (позиції 1, 2, 3, рис. 1), який є загальним для всіх 3-х каналів.

Система CAOЗ призначена для:

- аварійного охолодження активної зони реактора і потім тривалого відведення від неї залишкових тепловиділень при аваріях, пов'язаних з розущільненням 1 контуру;
- планового охолодження 1 контуру під час зупинки РУ для проведення планово-попереджувального ремонту та для відводу залишкових тепловиділень при перевантаженні активної зони;
- відведення залишкових тепловиділень активної зони при проведенні ремонтних робіт на обладнанні реакторної установки зі зменшенням рівня теплоносія в реакторі до осі патрубків холодних ниток петель без вивантаження активної зони.

Принципова схема CAOЗ представлена на рис. 1, де 13 – парогенератори (ПГ), 14 – головні циркуляційні насоси (ГЦН), 15 – гідроємності CAOЗ (ГЄ CAOЗ).

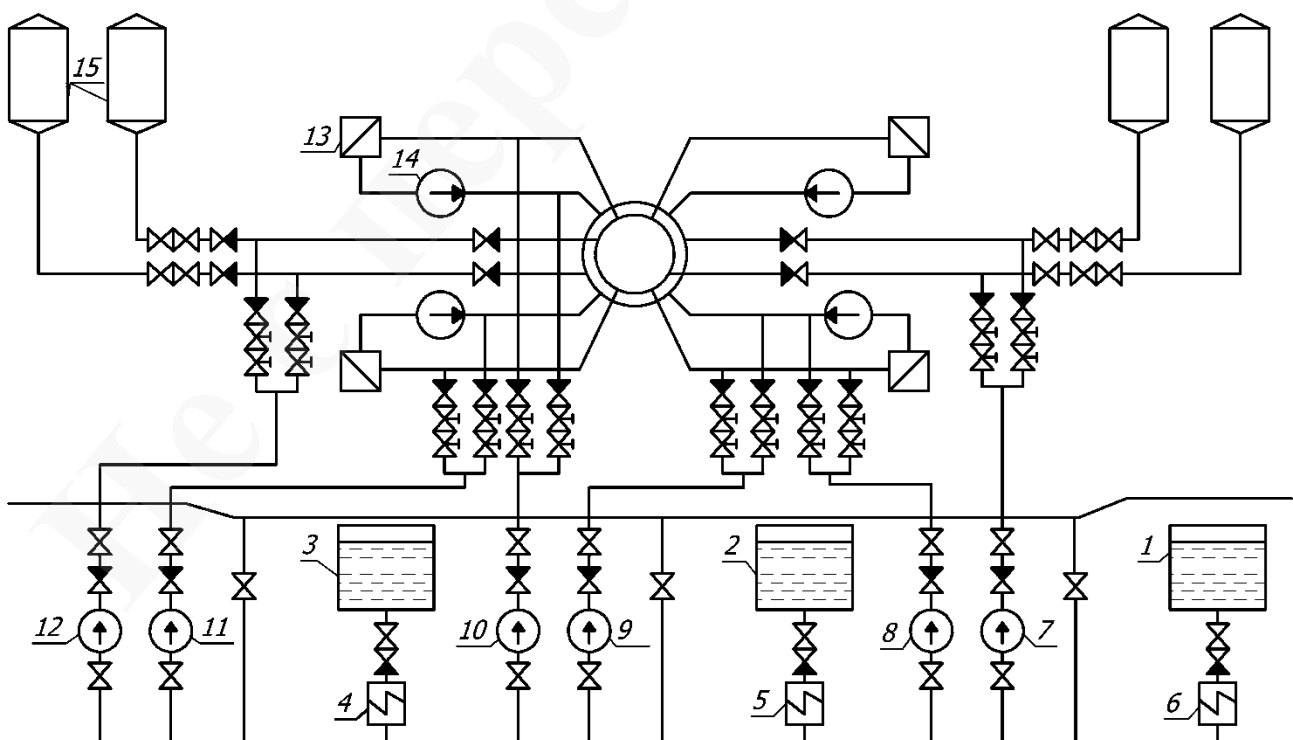


Рис. 1. Принципова схема системи аварійного охолодження зони

Як видно з принципової схеми CAOЗ, теплоносій надходить в теплообмінник ТОАР прямо з бака-прямка. В такому випадку, при аварійних ситуаціях РУ, пов'язаних з розривом трубопроводів, частина гарячого

теплоносія потрапить у бак-прямок і далі буде надходити через теплообмінники ТОАР на всас насосів САОЗ НТ або САОЗ ВТ для подальшого охолодження активної зони. При цьому будемо спостерігати зростання температури теплоносія, що перекачується через теплообмінники ТОАР.

У результаті аналізу експлуатаційної документації [12] встановлено, що САОЗ бере участь в аварійних ситуаціях РУ, пов'язаних з розривом трубопроводів першого та другого контурів в межах гермооб'єму (ГО). Даний аналіз виконаний з використанням рекомендацій, приведених у документах [13–15].

До аварійних ситуацій РУ, у яких задіяні теплообмінники ТОАР, належать:

1. Малі течії теплоносія першого контуру (еквівалентний діаметр течії до 50 мм): розрив дренажного трубопроводу Ду32.
2. Середні течії теплоносія першого контуру (еквівалентний діаметр течії 50–200 мм):
 - розрив напірного трубопроводу САОЗ ВТ;
 - розрив трубопроводу системи продувки-підживлення;
 - ненавмисне відкриття імпульсно-запобіжних пристроїв компенсатору тиску (ІЗП КТ);
3. Великі течії теплоносія першого контуру (еквівалентний діаметр течії більше, ніж 200 мм):
 - двосторонній розрив головного циркуляційного трубопроводу (ГЦТ);
 - розрив сполучного трубопроводу КТ;
 - розрив сполучного трубопроводу ГЄ САОЗ;
 - розрив трубопроводу уприскування КТ;
 - розрив сполучного трубопроводу ІЗП КТ.
4. Розрив паропроводу ПГ у межах ГО.
5. Розрив трубопроводу живильної води ПГ у межах ГО.

Вищезазначені АС входять до категорії проектних аварій, яка відповідає категоріям, прийнятим у міжнародній практиці [13].

Серед аварій з втратою теплоносія першого контуру найгіршими з точки зору зростання температури та тиску в ГО є миттєвий двосторонній розрив ГЦТ Ду 850 мм. Найбільша характеристика зростання параметрів у ГО, які виникають при даній течії, характерна для розривів гарячої нитки ГЦТ.

Розглянемо хід протікання АС «Режим великої течії: Двосторонній розрив ГЦТ»:

– Протягом перших приблизно 25–30 секундах відбувається швидке зростання тиску та температури в приміщеннях ГО, обумовлене інтенсивним викидом пари та води з ГЦТ. При цьому зростає вміст пари в повітрі ГО, особливо в приміщеннях, що примикають до приміщення з джерелом течії. До моменту досягнення свого максимального значення тиск в різних приміщеннях ГО практично вирівнюється.

– На 62-й секунді процесу починають роботу САОЗ ВД і САОЗ НД, при цьому насос САОЗ НД забирає воду з бака-прямка, в зв'язку з чим відбувається деяке зниження маси води в прямку (рис. 2).

– На 73-ій секунді процесу починається вприскування води в ГО через форсунки спринклерної системи. У зв'язку з включенням в роботу спринклерної системи збільшується перетікання гарячої води в бак-прямок і спостерігається подальше зростання температури води в баку-прямку (рис. 3).

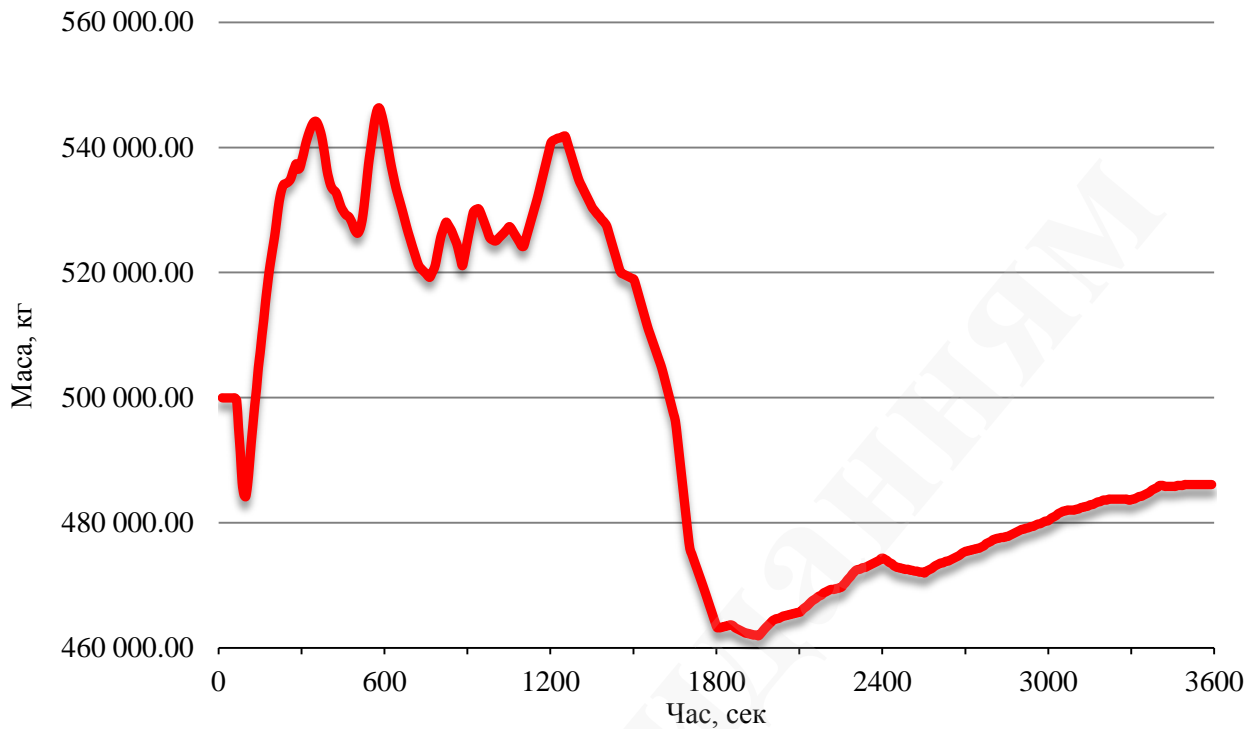


Рис. 2. Маса води бака-приямка

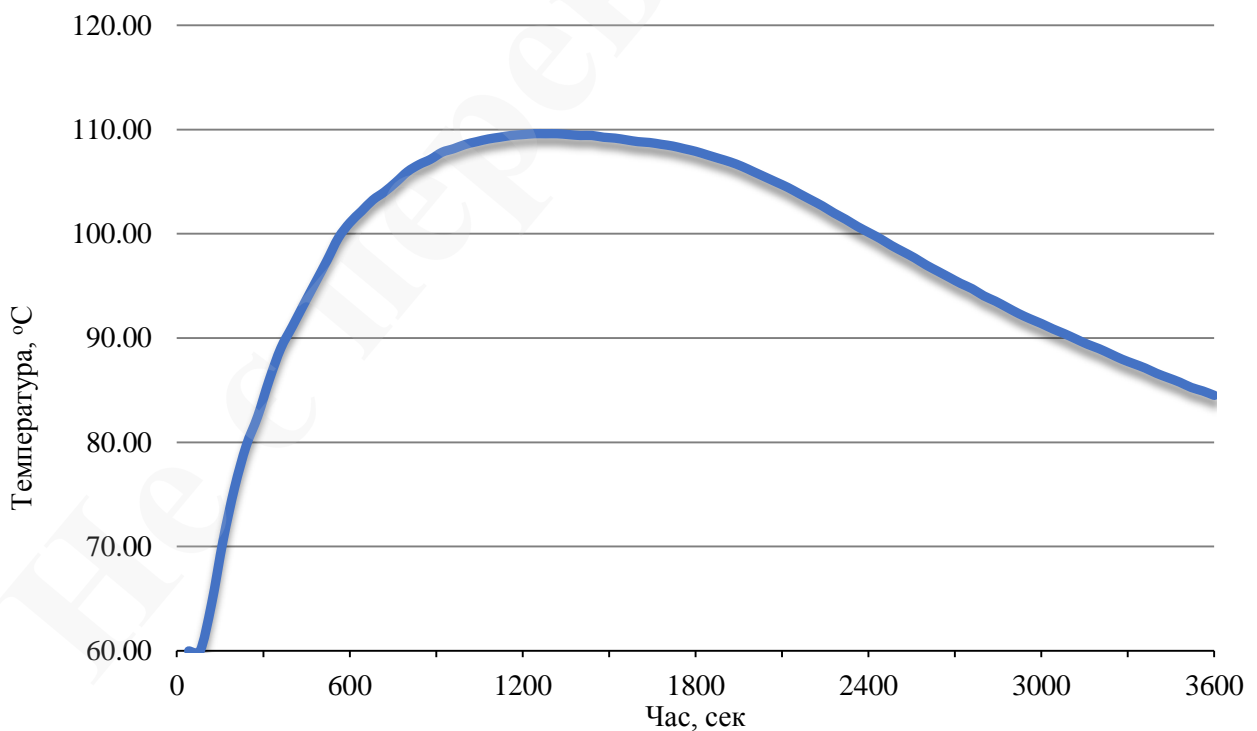


Рис. 3. Температура води бака-приямка

Надалі температура води знижується за рахунок триваючої роботи спринклерної системи та системи САОЗ НД, а також за рахунок зниження температури конденсату, що надходить з верхніх приміщень ГО та відведення тепла до пароповітряної суміші.

– На 80–90 секундах процесу починається перелив води з приміщень ГА306/1-3 в бак-приямок (при досягненні рівня буртика зливного отвору, що

дорівнює 15 см), тобто замикається контур циркуляції, після чого маса води в баку-приямку починає зростати. Приплив великої маси гарячої води після замикання контуру циркуляції призводить також до зростання температури води в баку-приямку.

– На 278-й секунді процесу насос САОЗ ВД переходить на роботу від приямка, при цьому збільшується забір води з баку-приямка. У зв'язку з цим спостерігається повторне зниження маси води в баку-приямку аж до заповнення реактора водою. Починаючи з 1400 секунди, встановлюється стійка циркуляція води без значного коливання маси (рівня) води в приямку.

– На 3600 секунді тиск в приміщеннях гермооб'єму досягає значення, що становить близько 30 % від свого максимального значення. Робота трьох каналів САОЗ компенсує втрату теплоносія першого контуру та забезпечує тепловідвід від активної зони реактора.

Вищенаведені значення параметрів води у баку-приямку, приведені в документі [12], отримані з використанням розрахункової програми DYN3D, призначеної для розрахунку як стаціонарних, так і нестационарних (аварійних) режимів роботи РУ ВВЕР-1000. Відомості щодо цього розрахункового коду описані в документах [16, 17]. Для більш точного моделювання процесів тепло-і масопереносу до елементів ГО в наборі даних розрахункових моделей застосовуються теплові структури. Відстань між температурними вузлами структур розрахована відповідно до рекомендацій [18, 19], що дозволяє досить точно відобразити процеси теплопередачі та конденсації.

Розглянемо АС, що характеризуються розривом трубопроводів другого контуру, та для локалізації яких застосовуються теплообмінники ТОАР. Серед таких, що найбільш впливають на зростання температури води в баку-приямку, та відповідно теплоносія в теплообміннику ТОАР, відносяться: АС «Розрив паропроводу ПГ в межах ГО» та АС «Розрив трубопроводу живильної води ПГ в межах ГО». Хід протікання даних АС є схожим. Єдиною різницею є час протікання етапів АС та умов, за яких вони локалізуються.

Розглянемо хід протікання вищезазначених АС:

– В результаті розриву трубопроводу свіжої пари або трубопроводу живильної води відбувається інтенсивне витікання теплоносія в приміщення ГО. Викид маси теплоносія другого контуру веде до збільшення параметрів середовища в гермооб'ємі.

– Протягом перших приблизно 103 секунд (для АС «Розрив паропроводу ПГ») і 4 хвилин (для АС «Розрив трубопроводу живильної води») відбувається швидке зростання тиску та температури в приміщеннях ГО. Це обумовлено інтенсивним викидом пари та води з високою температурою та тиском з другого контуру реакторної установки. При цьому зростає вміст пари в повітрі ГО, особливо в приміщеннях, що примикають до приміщення з джерелом течі. До моменту досягнення найбільшого значення тиск в різних приміщеннях ГО практично вирівнюється.

– На 66-ій секунді (для АС «Розрив паропроводу ПГ») і на 78-ій секунді (для АС «Розрив трубопроводу живильної води») починається вприскування

води в ГО через форсунки спринклерної системи. При цьому спостерігається зниження маси води в баку-прямоку до формування контуру циркуляції.

– Після закінчення перших двох хвилин аварії «Розрив паропроводу ПГ» відбувається зниження параметрів середовища в ГО, обумовлене зменшенням викиду маси течі в ГО внаслідок закриття швидкодіючих запірних-відсічних клапанів неаварійних контурів. Крім того, на процес зниження тиску в приміщеннях ГО впливає конденсація пари та відведення тепла бетонними та металевими конструкціями, а також обладнанням – так званими тепловими структурами.

– Після закінчення перших чотирьох хвилин аварії «Розрив трубопроводу живильної води» відбувається зниження параметрів середовища в ГО. Це обумовлено зменшенням викиду маси течі в ГО внаслідок припинення подачі живильної води, викликаного закриттям арматури на лініях основної живильної води за сигналом САОЗ.

– На 13-тій хвилині аварійної ситуації (для АС «Розрив паропроводу ПГ») і на 10-тій хвилині (для АС «Розрив трубопроводу живильної води») починається перелив води з приміщень ГА306 у бак-прямоку, тобто замикається контур циркуляції. Це обумовлено тим, що рівень води в приміщеннях ГА306 досяг висоти в 15 см і вода переливається через буртик в зливний отвір. Після замикання контуру циркуляції починається зростання температури води в баку-прямоку, обумовлене перетіканням великої маси гарячого конденсату (рис. 4).

– На 1000 секунді тиск в приміщеннях ГО досягає близько 50 % від свого максимального значення та аварія локалізується.

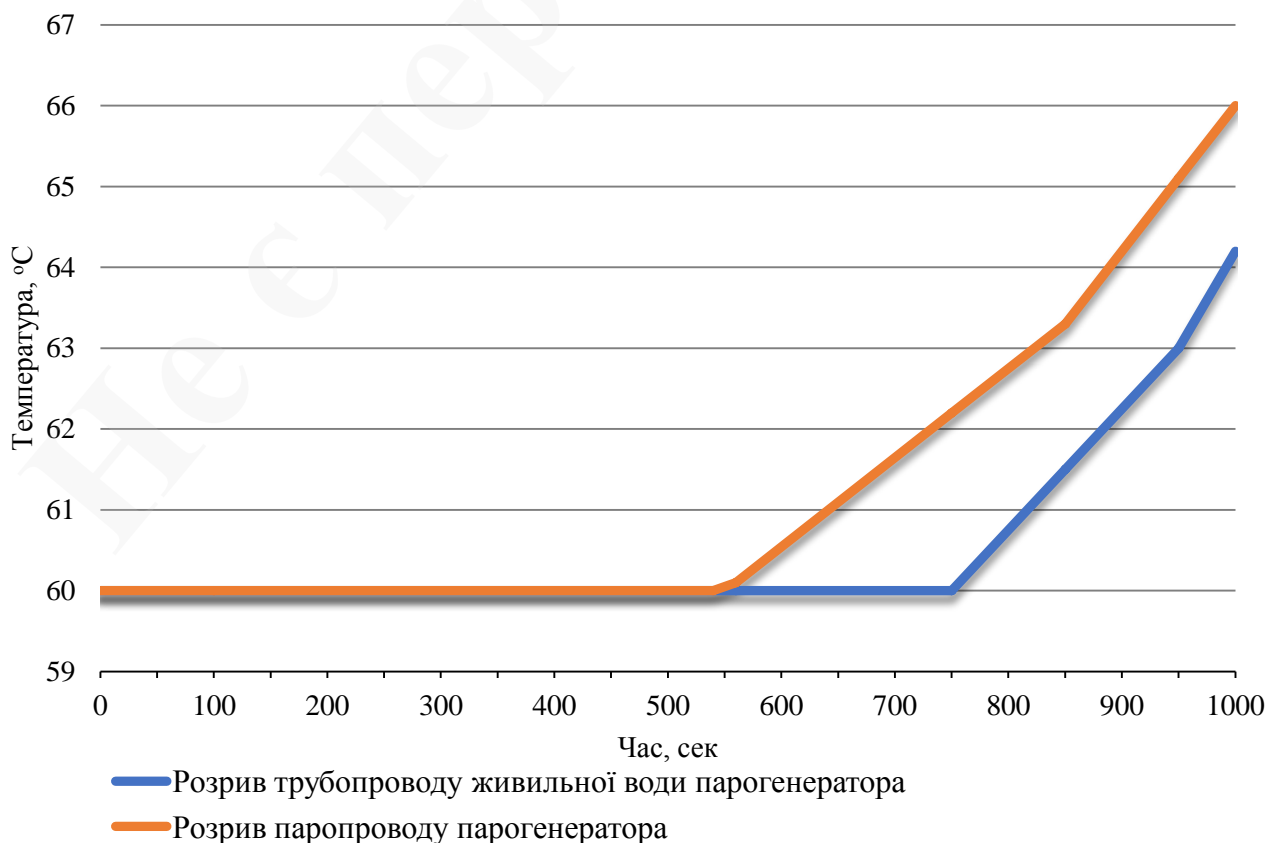


Рис. 4. Температура води баку-прямоку при аварійних ситуаціях

Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що найбільші значення температури теплоносія на вході в теплообмінник ТОАР відповідають АС «Режим великої течії: Двосторонній розрив ГЦТ». Дану АС необхідно в подальшому розглядати як найбільш консервативну з проектних аварій, у яких задіяні теплообмінники ТОАР, для обґрунтування їх безпечної експлуатації під час аварійних ситуацій РУ ВВЕР-1000.

4. Висновки

У роботі детально проаналізовано перебіг аварійних ситуацій РУ ВВЕР-1000, у локалізації яких задіяні теплообмінники ТОАР. Відомості щодо АС містяться у документі [12], за результатами аналізу якого можна зробити наступні висновки:

1) САОЗ, до складу яких входять теплообмінники ТОАР, бере участь в аварійних ситуаціях РУ, пов'язаних з розривом трубопроводів першого і другого контурів в межах гермооб'єму (ГО);

2) серед аварій з втратою теплоносія першого та другого контуру найгіршими з точки зору зростання температури та тиску в ГО є миттєвий двосторонній розрив ГЦТ Ду 850 мм.

В результаті виконаного дослідження можна зробити висновки, що існує актуальне завдання з обґрунтування безпечної експлуатації теплообмінників ТОАР під час перебігу аварійних ситуацій РУ ВВЕР-1000, основою для яких можуть слугувати результати даної роботи.

Література

1. Brumovsky, M. (2014). Guidelines for Integrity and Lifetime Assessment of Components and Piping in WWER NPPs during Operation (VERLIFE). *Procedia Engineering*, 86, 308–314. doi: <http://doi.org/10.1016/j.proeng.2014.11.043>
2. Debarberis L., Gillemot F., Sevini F., Lyssakov V., Davies M., Ballesteros A. (2002). *Nuclear power plant life management in some European countries*. European commission, 94.
3. *Life Extension of Nuclear Power Plants* (2008). CNSC, 19.
4. *Safety aspects of long-term operation of water moderated reactors. Recommendations on the scope and content of programmes for safe long-term operation* (2007). Vienna: IAEA, 231.
5. *Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants. Specific Safety Guide* (2013). Vienna: IAEA, 108.
6. Povarov, V. P., Fedorov, A. I., Vitkovsky, S. L. (2019). Some aspects of the VVER-440 reactor plant life re-extension: a case study of the Novovoronezh NPP Unit 4. *Nuclear Energy and Technology*, 5 (3), 249–256. doi: <http://doi.org/10.3897/nucet.5.46380>
7. Al-Kusayer, T. A. (1985). Availability of the Emergency Core Cooling System of a CANDU Pressurized Heavy-Water Reactor Following a Small Loss-of-Coolant Accident. *Nuclear Technology*, 69 (3), 293–307. doi: <http://doi.org/10.13182/nt85-a33612>

8. Sotoudeh M., Sepanloo K. (2009). Assessment of Reliability of Emergency Core Cooling System (ECCS) of Bushehr Nuclear Power Plant. *17-th International Conference on Nuclear Engineering (Vol. 2)*. Brussels, 729–733. doi: <http://doi.org/10.1115/icon17-75931>

9. NP 306.099-2004 (2004). *Zahal'ni vymohy do prodovzhennya ekspluatatsiyi enerhoblokiv AES u ponadproektnyy strok za rezul'tatamy zdiysnennya periodychnoyi pereotsinky bezpeky*. Kyiv: State Committee for Nuclear Regulation of Ukraine, 16.

10. PL-D.0.03.126-10 (2010). *Polozhennya pro poryadok prodovzhennya stroku ekspluatatsiyi obladnannya, system, vazhlyvykh dlya bezpeky*. Kyiv: NNEGC “Energoatom”, 34.

11. 123456.PO.TQ.IE.11.03-17 (2017). *Instruktsiya po ekspluatatsii systemy avariynogo i planovogo okhlazhdeniya aktivnoy zony (SAOZ, aktivnaya chast')*. Kyiv: NNEGC “Energoatom”, 93.

12. 21.4.59.OB.02.01 (2010). *Otchet po analizu bezopasnosti. Analiz proyektnykh avariy. Adaptatsiya. Itogovyy otchet*. Kyiv: NNEGC “Energoatom”, 1910.

13. IAEA-EBP-WWER-01 (1995). *Guidelines for Accident Analysis of WWER Nuclear Power Plants*. Vienna: IAEA, 136.

14. ISBN 92-0-115602-2. STI/PUB/1131 (2002). *Accident Analysis for Nuclear Power Plants*. Vienna: IAEA, 121.

15. IAEA-EBP-WWER-09 (1997). *Procedures for Analysis of Accidents in Shutdown Modes for WWER Nuclear Power Plants*. Vienna: IAEA, 40.

16. Grundmann, U., Rohde, U. (1993). *DYN3D/M2 – a Code for Calculation of Reactivity Transients in Cores with Hexagonal Geometry*. IAEA Technical Committee Meeting on Reactivity Initiated Accidents. Report FZR 93-01. Rossendorf, 42.

17. Grundmann, U., Mittag, S., Rohde, U. (2001). *DYN3D2000, Code manual and input data description*. Research Center. Rossendorf.

18. NUREG/CR-5715. SAND91-0835. R4 (1991). *Reference Manual for the CONTAIN 1.1 Code for Containment Severe Accident Analysis*. Sandia National Laboratories, 1991.

19. NUREG/CR-5026. SAND87-2309. R4 (1990). *User's Manual for CONTAIN 1.1. A Computer Code for Severe Nuclear Reactor Accident Containment Assessment Revised for Revision 1.11*. Sandia National Laboratories, 445.