

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ОДЕСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «ОДЕСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ВЕРІНОВ ОЛЕКСІЙ МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 621.18 : 621.039

ДИСЕРТАЦІЯ

МЕТОДИ І СТРАТЕГІЇ ПЛАНУВАННЯ ВИПРОБУВАНЬ СИСТЕМ,
ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ ЯДЕРНИХ ЕНЕРГОУСТАНОВОК,
У ПІСЛЯПРОЄКТНІ СТРОКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

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

_____ О. М. Верінов

Науковий керівник: Дорож Ольга Анатоліївна, кандидат технічних наук, доцент

Одеса - 2025

АНОТАЦІЯ

О. Верінов Методи і стратегії планування випробувань систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у післяпроектні строки експлуатації. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 143 Атомна енергетика. – Національний університет «Одеська політехніка» Міністерства освіти і науки України, Одеса, Україна, 2025.

Багаторічний досвід експлуатації систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР-1000, визначає необхідність перегляду регламентних (проектних) стратегій планових випробувань та ремонту у післяпроектні строки експлуатації з таких основних причин.

1. Регламентована нормативною та експлуатаційною документацією періодичність планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки, у проектні строки експлуатації встановлена недостатньо обґрунтовано, без урахування результатів проведення планових випробувань та ремонту та поточних показників надійності.

2. У післяпроектні строки експлуатації ядерних енергоустановок стратегії планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки, повинні враховувати експлуатаційний досвід проведення планових випробувань та ремонту у проектні строки експлуатації, а також залишковий ресурс щодо надійності виконання функцій безпеки внаслідок безпосереднього впливу планових випробувань та ремонту на процеси старіння/деградації обладнання/конструкцій систем, важливих для безпеки (у тому числі і ненавмисні помилкові дії персоналу).

Недоліки традиційних підходів і методів зміни проектної періодичності планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки, заснованих на результатах імовірнісного аналізу безпеки, полягають у припущеннях

можливості зниження загального рівня безпеки, а також неоптимальності технічних рішень щодо зміни планових випробувань та ремонту у форматі «безпека – ефективність експлуатації»).

Актуальність теми дисертації полягає у розробці альтернативних ризик-орієнтованих методів оптимізації стратегій планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у післяпроектні строки експлуатації, заснованих на мінімізації ймовірності критичних для безпеки відмов/порушень з урахуванням досвіду експлуатації та залишкового ресурсу за надійністю на момент закінчення проектного строку експлуатації. Актуальність цих питань визначає цілі та завдання роботи.

Мета даної роботи – розробити та застосувати на практиці ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у післяпроектні строки експлуатації.

Досягнення зазначеної мети забезпечується вирішенням наступних задач.

1. Провести аналіз оптимальності відомих стратегій підвищення безпеки/ефективності експлуатації ядерних енергоустановок.

2. Розробити ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у післяпроектні строки експлуатації, засновані на мінімізації ймовірності критичних для безпеки відмов/порушень та загальних імовірнісних показників безпеки атомних енергоблоків.

3. На основі розроблених ризик-орієнтованих методів визначити оптимальні стратегії планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР-1000, у післяпроектні строки експлуатації.

Наукова новизна роботи полягає у наступному.

1. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності планових випробувань активних систем безпеки з урахуванням стохастичних процесів

накопичення критичних для безпеки відмов/порушень та залишкового ресурсу за надійністю на момент продовження експлуатації.

2. Ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, з урахуванням стохастичних процесів накопичення критичних для безпеки відмов/порушень, ненавмисних помилкових дій ремонтного персоналу та залишкового ресурсу за надійністю на момент продовження експлуатації.

3. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань на герметичність систем гермооб'єму ядерних енергоустановок з урахуванням експлуатаційних даних за величиною витоків та залишкового ресурсу за надійністю критичних для безпеки елементів системи гермооб'єму ядерної енергоустановки.

Практична цінність. Розроблені ризик-орієнтовані методи та практичні результати роботи можуть бути використані експлуатуючою ядерні енергоустановки та регулюючою ядерну безпеку організаціями для обґрунтування технічних рішень щодо оптимізації стратегій планових випробувань та ремонту систем, важливих для безпеки у післяпроектні строки експлуатації.

Результати роботи використані у керівних документах ДП НАЕК «Енергоатом» за нормативами тривалості планово-попереджувальних ремонтів та періодичності випробувань ядерних енергоустановок з ВВЕР-1000.

Найпріоритетніше значення для підвищення ефективності та оптимальності експлуатації ядерних енергоустановок має стратегія щодо скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків шляхом зміни періодичності планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, за умов забезпечення/підвищення загального рівня безпеки ядерних енергоустановок. Методи обґрунтування оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, повинно ґрунтуватися на фундаментальних принципах безпеки ядерної енергетики з урахуванням досвіду

експлуатації та залишкового ресурсу щодо надійності виконання функцій безпеки.

Розроблено оригінальний метод прогнозування строків продовження експлуатації тепломеханічного обладнання систем безпеки на основі оцінки залишкового ресурсу по кількості теплогідродинамічних і механічних циклічних навантажень і частоти випробувань. На основі розробленого метода, а також результатів технічного дослідження корпусів насосів і арматури систем аварійного охолодження активної зони реактора та аварійного підживлення парогенераторів встановлено, що при збереженні проєктної періодичності випробувань припустимий строк продовження експлуатації складає 4 роки; при скороченні частоти випробувань у 2 рази – 8 років, у 6 разів – 16 років, у 10 разів – 20 років.

Представлено метод оптимізації стратегій випробувань систем безпеки у післяпроєктні строки експлуатації ядерних енергоустановок, заснований на мінімізації ймовірностей відмови на спрацьовування, пошкодження активної зони реактора та гранично допустимих аварійних викидів. Оптимальна періодичність випробувань, що відповідає максимальній надійності і безпеці, залежить від статистики виявлених критичних для надійності відмов та залишкового ресурсу з міцності на момент продовження експлуатації. На основі розробленого методу сформульовано оптимальні стратегії випробувань систем безпеки. Вибір стратегії залежить від співвідношення проєктної і оптимальної періодичності, а також від залишкового ресурсу обладнання і трубопроводів системи безпеки.

Розроблено ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки у післяпроєктні строки експлуатації, заснований на умові відповідності ймовірностей виникнення критичних порушень у проєктні і післяпроєктні строки експлуатації. Установлено, що оптимальна періодичність випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки залежить від залишкового ресурсу з надійності на

момент продовження експлуатації, тривалості проєктних і післяпроєктних строків експлуатації, а також кількості встановлених у проєктні строки експлуатації критичних порушень по перевищенню допустимих значень витоків.

Запропоновано метод обґрунтування оптимальної періодичності випробувань систем безпеки в надпроєктні строки експлуатації для мінімізації вірогідності відмов і пошкодження активної зони реактора, заснований на сумісному моделюванні стохастичних процесів накопичення «прихованих» критичних відмов у режимах очікування і детерміністських процесів накопичення критичних відмов в режимах випробувань, технічного обслуговування і ремонту. Оптимальна періодичність випробувань систем безпеки в надпроєктні строки експлуатації залежить від: статистичних даних по виявлених критичних відмовах або дефектах; проєктного і прогнозованого строків експлуатації; проєктної періодичності випробувань і залишкового ресурсу по параметрах міцності на момент продовження тривалості експлуатації.

На основі розроблених ризик-орієнтованих методів обґрунтовано оптимальну стратегію періодичності планових випробувань активних систем безпеки у робочих режимах реактора на потужності, що забезпечує підвищення безпеки та ефективності експлуатації щодо проєктних стратегій.

Ризик-орієнтованим підходом обґрунтовано оптимальну стратегію виведення в плановий ремонт одного каналу активних систем безпеки у робочому режимі реактора на потужності, що забезпечує підвищення ефективності експлуатації при збереженні необхідного рівня безпеки.

Розроблено оптимальну стратегію періодичності випробувань на герметичність системи гермооб'єму ядерної енергоустановки, що забезпечує скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків і підвищення коефіцієнту використання встановленої потужності при збереженні необхідного рівня безпеки.

У **першому розділі** проведено аналіз сучасних підходів підвищення безпеки та ефективності експлуатації ядерної енергетики, аналіз оптимальності

модернізації ядерних енергоустановок у форматі «безпека – ефективність експлуатації», а також аналіз відомих методів обґрунтування стратегій планових випробувань і ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у проєктні та післяпроєктні строки експлуатації.

На основі проведеного аналізу встановлено наступне.

1. Одним з пріоритетних напрямків забезпечення безпеки та ефективності експлуатації ядерної енергетики є оптимізація стратегій планових випробувань і ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у післяпроєктні строки експлуатації.

2. Традиційні підходи встановлення періодичності планових випробувань і ремонту систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, у проєктні та післяпроєктні строки експлуатації, що базуються на результатах імовірнісного аналізу безпеки, є недостатньо обґрунтованими.

У **другому розділі** розроблено ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій планових випробувань і ремонту у післяпроєктні строки експлуатації активних систем безпеки (з насосами), систем, важливих для безпеки, у робочих режимах експлуатації та систем гермооб'єму ядерної енергоустановки.

Критерії оптимізації – мінімальні ймовірності критичних для безпеки відмов/порушень та умов виникнення важких/радіаційних аварій.

Параметри оптимізації стратегій планових випробувань і ремонту систем, важливих для безпеки, у післяпроєктні строки експлуатації – періодичність планових випробувань і ремонту у проєктні та післяпроєктні строки експлуатації; кількість установлених у проєктні строки експлуатації критичних для безпеки відмов/порушень; залишковий ресурс з надійності виконання функцій безпеки на момент закінчення проєктного строку експлуатації; тривалість проєктних та післяпроєктних строків експлуатації.

У **третьому розділі** на основі розроблених ризик-орієнтованих методів обґрунтовано оптимальні стратегії планових випробувань і ремонту у післяпроєктні строки експлуатації активних систем безпеки та систем

гермооб'єму ядерних енергоустановок з ВВЕР, що забезпечують підвищення ефективності експлуатації при збереженні/підвищенні рівня безпеки ядерних енергоустановок.

Ключові слова: система, важлива для безпеки ядерної енергоустановки, ядерна безпека, радіаційна безпека, екологічна безпека, випробування, надійність обладнання, продовження експлуатації.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Скалозубов В. І., **Вєрінов О. М.**, Вербило І. М., Кочнєва В. Ю., Канівець А. В. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2024. № 1(29). С. 23 – 28. doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.3 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

2. **Вєрінов О.** Стратегії випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2024. 47 с. ISBN 978-620-7-63924-3 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 11.10.2023 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 08.11.2023 р.)

3. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Kanivets A., Kochnieva V., Bundiev D., Hayo H. Risk-informed method for qualifying strategies for operation control of metal of safety related systems of nuclear power plants. *Proc. of Odessa Polytechnic University* (Odes'kyi Politechnichnyi Universytet. Pratsi). 2023. Iss. 2(68). P. 43 – 50. DOI 10.15276/opu.2.68.2023.05 Фахове видання, індексується у міжнародних наукометричних базах Citefactor, CNKI Scholar, CrossRef, DOAJ, EBSCO, ERIH PLUS, Gale/Cengage, Google Scholar, Index Copernicus, Ulrich's Periodicals Directory, Universal Impact Factor, WorldCat та ін.

4. Скалозубов В. І., **Вєрінов О. М.**, Канівець А. В., Кочнєва В. Ю., Бундєв Д. С., Хайо Х. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового

ремонт за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2023. № 3(28). С. 10 – 15. doi.org/10.31717/2311-8253.23.3.2 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

5. Кондратюк В. А., Письменний Є. М., **Вєрінов О. М.**, Філатов В. І., Остапенко А. І. Підвищення безпеки ядерної енергетики з урахуванням уроків важких аварій. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 3. С. 76 – 81. [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3\(95\).08](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3(95).08) Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS, UGC CARE.

6. **Вєрінов О. М.** Планування технічного обслуговування систем атомних електростанцій : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022. 200 с. ISBN 978-620-4-74932-7 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 14.10.2022 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 11.11.2022 р.)

7. Skalozubov V. I., **Vierinov A. M.**, Kosenko S. I., Alali M., Kochnyeva V. Yu. Risk-Informed Method for Predicting the Operation Life Extension Period of Active Safety Systems at Nuclear Power Plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2022. No. 2. P. 73 – 75. <https://doi.org/10.46813/2022-138-073> Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS та Web of Science.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

8. Скалозубов В., Дорож О., Бундєв Д., **Вєрінов О.**, Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ремонт та наладка АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2024. 102 с.

9. Скалозубов В., Дорож О., Кочнева В., **Вєрінов О.**, Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ядерна безпека та надійність АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2023. 391 с.

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

10. **Вєрінов О.**, Канівець А., Вербило І. Оптимізація періодичності планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок. *IX International Scientific and Practical Conference «Promising Ways of Information Technology Development»*: Abstracts. (Bilbao, Spain, November 13 – 15, 2023). P. 360 – 364. ISBN 9-789-46485-378-0

11. **Вєрінов О.**, Канівець А., Вербило І. Оптимізація планових ремонтів обладнання ядерних енергоустановок. *VIII International Scientific and Practical Conference «Modern Technologies of Human Development»*: Abstracts. (Bordeaux, France, November 06 – 08, 2023). P. 308 – 314. ISBN 9-789-46485-377-3

12. **Vierinov O.**, Kanivets A., Hayo H. Optimization of Metal Control Frequency of Safety Related Systems of Nuclear Power Plants. *VII International Scientific and Practical Conference «Problematic Questions of Science and Problems of Development»*: Abstracts. (Berlin, Germany, October 30 – November 01, 2023). P. 315 – 319. ISBN 9-789-46485-372-8

13. Skalozubov V., Komarov Yu., **Verinov A.**, Kosenko S., Bundev D., Hayo H., Kochnyeva V. Probabilistic Reliability Analysis for Pumps of Safety Related Systems at Nuclear Power Plants. *ICST-ODESSA-2023: XI International Scientific Conference «Information-Management Systems and Technologies»*: Mater. (Odessa, Ukraine, September 21 – 23, 2023). P. 201-203. <http://icst-conf.com/main-eng.html>

14. Skalozubov V., Kondratiuk V., Bundev D., **Vierinov O.**, Kosenko S. Qualification Method for Accident Management Systems at AP1000 Nuclear Power Plant. *XXXIII International Scientific and Practical Conference «Trends in the development of science in the modern world»*: Proc. (Graz, Austria, August 23 – 26, 2022). P. 389 – 390. DOI 10.46299/ISG.2022.1.33

15. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Kosenko S., Alali M., Algerby R.K.A.

Qualification Method for Active Safety System Modernizations to Prevent Hydrodynamic Instability. *XXXI International Scientific and Practical Conference «Modern innovations and promising ways of development of culture and science»*: Proc. (Boston, USA, August 09 – 12, 2022). P. 242 – 243. DOI 10.46299/ISG.2022.1.31

16. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Pysmenny E. Current Directions and Approaches to Improving the Safety of Nuclear Power Engineering Taking into Account Lessons from Great Accidents (Review). *XXI International Scientific and Practical Conference «Actual priorities of modern science, education and practice»*: Proc. (Paris, France, May 31 – 03 June, 2022). P. 786 – 794. DOI 10.46299/ISG.2022.1.21

17. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Hayo H. Lessons from the Chernobyl Accident for the Modern Nuclear Power Industry Environmental Safety. *XX International Scientific and Practical Conference «Problems of science and practice, tasks and ways to solve them»*: Proc. (Warsaw, Poland, May 24 – 27, 2022). P. 760 – 768. DOI 10.46299/ISG.2022.1.20

18. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Komarov Yu., Kosenko S., Kochnyeva V. Strategies for Scheduled Repairs and Tests of Active Safety Systems During the Post-Design Operation Life of NPPs. *XV International Scientific and Practical Conference «Multidisciplinary academic notes. Science research and practice»*: Proc., (Madrid, Spain, April 19 – 22, 2022). P. 600 – 601. DOI 10.46299/ISG.2022.1.15

ABSTRACT

O. Vierinov Methods and strategies for scheduling tests of safety-related systems of nuclear power plants during the post-design operation life. – Manuscript copyright.

Thesis for a Doctor of Philosophy degree in Specialty 143 «Nuclear Energy». – National University «Odesa Polytechnic» of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Odesa, 2025.

Many years of experience in the operation of safety-related systems at the nuclear power plants with VVER-1000 determines the need to revise the regulatory (design) strategies for scheduled tests and repairs in the post-design operation life for the following main reasons.

1. Regulatory and operational documentation establishes the periodicity of scheduled tests and repairs of safety-related systems during the design operation life not sufficiently substantiated, without taking into account the results of scheduled tests and repairs and current reliability indicators.

2. During the post-design operation life of nuclear power plants, strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems must take into account the operational experience in scheduled tests and repairs during the design operation life, as well as the residual resource regarding the reliability of the safety functions due to the direct impact of scheduled tests and repairs on processes of aging/degradation of equipment/structures of safety-related systems (including unintentional staff errors).

Disadvantages of traditional approaches and methods for changing the design periodicity of scheduled tests and repairs of safety-related systems, based on the results of probabilistic safety analysis, consist in assumptions about the possibility of reducing the overall level of safety, as well as suboptimality of technical solutions for changing scheduled tests and repairs in the format “safety - operational efficiency”).

The relevance of the dissertation is the development of alternative risk-informed methods for optimization of strategies for scheduled tests and repairs of safety-related

systems of nuclear power plants during the post-design operation life, based on minimizing the probability of safety-critical failures/violations, taking into account operational experience and residual reliability resource at the end of the design operation life. The relevance of these issues determines the purposes and tasks of the dissertation work.

The purpose of this work is to develop and apply in practice risk-informed methods for optimizing the strategies of scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants during the post-design operation life.

To achieve this purpose, the following tasks must be solved.

1. To analyze the optimality of the known strategies for increasing the safety/efficiency of the operation of nuclear power plants.

2. To develop risk-informed methods for optimizing strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants during the post-design operation life, based on minimizing the probability of safety-critical failures/violations and general probabilistic indicators of the safety of nuclear power units.

3. Based on the developed risk-informed methods, determine the optimal strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants with VVER-1000 during the post-design operation life.

The scientific novelty of the work is as follows.

1. A risk-informed method for optimizing the periodicity of scheduled tests of active safety systems, taking into account the stochastic processes of accumulation of safety-critical failures/violations and the residual reliability resource at the time of extended operation.

2. Risk-informed methods for optimizing the strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants, taking into account the stochastic processes of accumulation of safety-critical failures/violations, unintentional errors of repair staff, and the residual reliability resource at the time of extended operation.

3. A risk-informed method for optimizing the periodicity of tightness tests of the containment systems of nuclear power plants, taking into account the operational data on leaks and the residual reliability resource for the elements critical to the safety of the containment of the nuclear power plant.

The organizations operating nuclear power plants and regulating nuclear safety can use the developed risk-informed methods and practical results to substantiate technical decisions regarding the optimization of strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems during the post-design operation life.

The results of the work are used in the guiding documents of the SE «NNEGC «Energoatom» regarding the standards for time of scheduled and preventive repairs and the test frequency for nuclear power plants with VVER-1000.

The strategy for reducing the preventive maintenance overhauls of power units with changing the periodicity of scheduled tests and repairs of safety-related systems, subject to ensuring/increasing the general safety of nuclear power plants, has the highest priority for increasing the efficiency and optimal operation of nuclear power plants. The methods for substantiating the optimization of the strategies of scheduled tests and repairs of safety-related systems should be based on the fundamental safety principles in nuclear energy, taking into account the operation experience and the residual resource regarding the reliability of safety functions.

An original method for predicting the extension of operation life of thermomechanical equipment of safety systems based on the assessment of the residual resource regarding the number of thermohydrodynamic and mechanical cyclic loads and the test frequency has been developed. Based on the developed method, as well as the results of a technical study of pump and fitting bodies of emergency core cooling and emergency steam generator makeup systems, it was recognized that the permissible extension of operation life is 4 years at the design test periodicity; if the test frequency is reduced by 2 times – 8 years, by 6 times – 16 years, by 10 times – 20 years.

The method for optimizing strategies for safety system tests during the post-design operation life of nuclear power plants is presented. The method is based on the minimization of the probabilities of failure, damage to the reactor core, and maximum permissible accidental releases. The optimal test periodicity, which corresponds to maximum reliability and safety, depends on the statistics of detected failures critical for reliability and the residual strength resource at the time of continued operation. Based on the developed method, optimal strategies for testing safety systems are formulated. The choice of strategy depends on the ratio of design and optimal periodicity, as well as on the residual resource of equipment and pipelines of the safety system.

A risk-informed method for optimizing the periodicity of high-pressure proof tests of the containment system during the post-design operation life has been developed. The method is based on the match condition for the probabilities of critical violations during the design and post-design operation life. It was recognized that the optimal periodicity of high-pressure proof tests of the containment system depends on the residual reliability resource at the time of continued operation, the design and post-design operation life, as well as the number of critical violations due to exceeding the permissible leaks during the design operation life.

A method for substantiating the optimal periodicity of safety system tests during the above-design operation life to minimize the probability of failures and damage to the reactor core is proposed. The method is based on the joint modelling of stochastic processes of accumulation of "hidden" critical failures in standby modes and deterministic processes of accumulation of critical failures in modes of testing, maintenance and repair. The optimal frequency of safety system tests during the above-design operation life depends on: statistical data on detected critical failures or defects; design and predicted operation life; design test periodicity and residual resource regarding to strength parameters at the moment of extending the operation life.

Based on developed risk-informed methods, an optimal strategy has been substantiated for the periodicity of scheduled tests of active safety systems when

reactor operation at power. It will ensure increased operational safety and efficiency compared to design strategies.

The risk-informed approach substantiated an optimal strategy for the scheduled repairs of one channel of the active safety systems when reactor operation at power. It will ensure increased operational safety and efficiency while maintaining the necessary safety level.

An optimal strategy has been developed for the periodicity of leak tightness tests of a containment system at the nuclear power plant. It will ensure the reduction in scheduled repair time of power units and improve the unit capacity factor while maintaining the necessary safety level.

The First Chapter analyses the modern approaches to increase the safety and efficiency of nuclear power operation, the optimality of modernization of nuclear power plants in the "operation safety – efficiency" format, as well as known methods to substantiate strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants in design and post- design operating periods.

Based on the analysis, the following was found.

1. The optimization of strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants in the post-design operation period is one of the priority directions for ensuring the safety and efficiency of nuclear energy operation.

2. Traditional approaches to the periodicity of scheduled tests and repairs of safety-related systems of nuclear power plants in the design and post-design operation periods, based on the results of a probabilistic safety analysis, are not substantiated enough.

The Second Chapter develops risk-informed methods for optimizing strategies for scheduled tests and repairs of active safety systems (with pumps) in the post-design operation period, safety-related systems in operating modes, and containment systems of a nuclear power plant.

Optimization criteria are minimum probabilities of safety-critical failures/ violations and conditions for severe/radiation accidents.

Parameters for optimizing strategies for scheduled tests and repairs of safety-related systems in the post-design operation period are the periodicity of scheduled tests and repairs in the design and post-design operation periods; the number of safety-critical failures/violations found during the design operation period; residual resource for the reliability of safety functions at the end of the design operation life; design and post-design operation life.

The Third Chapter substantiates the optimal strategies for scheduled tests and repairs of active safety systems and containment systems of nuclear power plants with VVER in the post-design operation period, based on the developed risk-informed methods. It ensures increased operational efficiency while maintaining/increasing the safety level of nuclear power plants.

Keywords: safety-related system of a nuclear power plant, nuclear safety, radiation safety, ecological safety, tests, equipment reliability, extended operation

LIST OF APPLICANT'S PUBLICATIONS

The main scientific results of the thesis have been published in the following scientific articles:

1. Skalozubov V. I., **Vierinov O. M.**, Verbylo I. M., Kochnieva V. Yu., Kanivets A. V. Qualification of Management Strategies for Major Plant Blackout Accident at Nuclear Power Plants with VVER. *Nuclear Power and the Environment*. 2024. No. 1(29). P. 23 – 28. doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.3 The specialized publication, included in category "B" of the List of scientific specialized publications of Ukraine, indexed in the international scientometric databases Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

2. **Vierinov O.** Strategies for testing NPP safety related systems : a monograph. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2024. 47 p. ISBN 978-620-7-63924-3 Recommended by the decisions of the Academic Council of the Institute of Energy of the Odessa Polytechnic National University (Protocol No.2 dated 11.10.2023) and the Academic Council of the Odessa Polytechnic National University (Protocol No. 5 dated 08.11.2023).

3. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Kanivets A., Kochnieva V., Bundiev D., Hayo H. Risk-informed method for qualifying strategies for operation control of metal of safety related systems of nuclear power plants. *Proc. of Odessa Polytechnic University* (Odes'kyi Politechnichniy Universytet. Pratsi). 2023. Iss. 2(68). P. 43 – 50. DOI 10.15276/opu.2.68.2023.05 The specialized publication, indexed in the international scientometric databases Citefactor, CNKI Scholar, CrossRef, DOAJ, EBSCO, ERIH PLUS, Gale/Cengage, Google Scholar, Index Copernicus, Ulrich's Periodicals Directory, Universal Impact Factor, WorldCat etc.

4. Skalozubov V. I., **Vierinov O. M.**, Kanivets A. V., Kochnieva V. Yu., Bundiev D. S., Hayo H. Risk--Informed Method for Optimizing the Strategy of Scheduled Repairs according to the Technical Condition of Safety Related Systems of

Nuclear Power Plants. *Nuclear Power and the Environment*. 2023. No. 3(28). P. 10 – 15. doi.org/10.31717/2311-8253.23.3.2 The specialized publication, included in category "B" of the List of scientific specialized publications of Ukraine, indexed in the international scientometric databases Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

5. Kondratyuk V., Pysmenny Y., **Verinov O.**, Filatov V., Ostapenko I. Improvement of Nuclear Safety Taking into Account the Lessons Learned from Severe Accidents. *Nuclear and Radiation Safety*. 2022. No. 3. P. 76 – 81. [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3\(95\).08](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3(95).08) The specialized publication, included in category "A" of the List of scientific specialized publications of Ukraine, indexed in the international scientometric databases SCOPUS, UGC CARE.

6. **Vierinov O. M.** Maintenance planning of nuclear power plant systems : a monograph. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022. 200 c. ISBN 978-620-4-74932-7 Recommended by the decisions of the Academic Council of the Institute of Energy of the Odessa Polytechnic National University (Protocol No. 2 dated 14.10.2022) and the Academic Council of the Odessa Polytechnic National University (Protocol No. 5 dated 11.11.2022).

7. Skalozubov V. I., **Vierinov A. M.**, Kosenko S. I., Alali M., Kochnyeva V. Yu. Risk-Informed Method for Predicting the Operation Life Extension Period of Active Safety Systems at Nuclear Power Plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2022. No. 2. P. 73 – 75. <https://doi.org/10.46813/2022-138-073> The specialized publication, included in category "A" of the List of scientific specialized publications of Ukraine, indexed in the international scientometric databases SCOPUS and Web of Science.

Scientific works that additionally reflect the scientific results of the dissertation:

8. Skalozubov V., Dorozh O., Bundiev D., **Verinov O.**, Verbylo I., Kanivets A., Hayo H. NPP repair and adjustment: lecture notes. Odessa Polytechnic, 2024. 102 p.

9. Skalozubov V., Dorozh O., Kochnieva V., **Verinov O.**, Verbylo I.,

Kanivets A., Hayo H. NPP nuclear safety and reliability: lecture notes. Odessa Polytechnic, 2023. 391 p.

Scientific papers certifying the approbation of the dissertation materials

10. **Verinov O.**, Kanivets A., Verbylo I. Optimizing the periodicity of scheduled repairs of active safety systems of nuclear power plants. *IX International Scientific and Practical Conference «Promising Ways of Information Technology Development»*: Abstracts. (Bilbao, Spain, November 13 – 15, 2023). P. 360 – 364. ISBN 9-789-46485-378-0.

11. **Verinov O.**, Kanivets A., Verbylo I. Optimizing the scheduled repairs of the equipment of nuclear power plants. *VIII International Scientific and Practical Conference «Modern Technologies of Human Development»*: Abstracts. (Bordeaux, France, November 06 – 08, 2023). P. 308 – 314. ISBN 9-789-46485-377-3.

12. **Vierinov O.**, Kanivets A., Hayo H. Optimization of Metal Control Frequency of Safety Related Systems of Nuclear Power Plants. *VII International Scientific and Practical Conference «Problematic Questions of Science and Problems of Development»*: Abstracts. (Berlin, Germany, October 30 – November 01, 2023). P. 315 – 319. ISBN 9-789-46485-372-8.

13. Skalozubov V., Komarov Yu., **Verinov A.**, Kosenko S., Bundev D., Hayo H., Kochnyeva V. Probabilistic Reliability Analysis for Pumps of Safety Related Systems at Nuclear Power Plants. *ICST-ODESSA-2023: XI International Scientific Conference «Information-Management Systems and Technologies»*: Mater. (Odessa, Ukraine, September 21 – 23, 2023). P. 201-203. <http://icst-conf.com/main-eng.html>.

14. Skalozubov V., Kondratiuk V., Bundev D., **Vierinov O.**, Kosenko S. Qualification Method for Accident Management Systems at AP1000 Nuclear Power Plant. *XXXIII International Scientific and Practical Conference «Trends in the development of science in the modern world»*: Proc. (Graz, Austria, August 23 – 26, 2022). P. 389 – 390. DOI 10.46299/ISG.2022.1.33.

15. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Kosenko S., Alali M., Algerby R.K.A. Qualification Method for Active Safety System Modernizations to Prevent

Hydrodynamic Instability. *XXXI International Scientific and Practical Conference «Modern innovations and promising ways of development of culture and science»*: Proc. (Boston, USA, August 09 – 12, 2022). P. 242 – 243. DOI 10.46299/ISG.2022.1.31.

16. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Pysmenny E. Current Directions and Approaches to Improving the Safety of Nuclear Power Engineering Taking into Account Lessons from Great Accidents (Review). *XXI International Scientific and Practical Conference «Actual priorities of modern science, education and practice»*: Proc. (Paris, France, May 31 – 03 June, 2022). P. 786 – 794. DOI 10.46299/ISG.2022.1.21.

17. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Hayo H. Lessons from the Chernobyl Accident for the Modern Nuclear Power Industry Environmental Safety. *XX International Scientific and Practical Conference «Problems of science and practice, tasks and ways to solve them»*: Proc. (Warsaw, Poland, May 24 – 27, 2022). P. 760 – 768. DOI 10.46299/ISG.2022.1.20.

18. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Komarov Yu., Kosenko S., Kochnyeva V. Strategies for Scheduled Repairs and Tests of Active Safety Systems During the Post-Design Operation Life of NPPs. *XV International Scientific and Practical Conference «Multidisciplinary academic notes. Science research and practice»*: Proc., (Madrid, Spain, April 19 – 22, 2022). P. 600 – 601. DOI 10.46299/ISG.2022.1.15.

ЗМІСТ

ВСТУП	28
РОЗДІЛ 1. Аналіз відомих підходів і напрямків підвищення безпеки та ефективності ядерної енергетики.....	33
1.1. Сучасні стратегії модернізацій підвищення безпеки та ефективності ядерної енергетики.....	33
1.1.1. Загальні положення.....	33
1.1.2. Метод оптимізації модернізацій забезпечення/підвищення безпеки та ефективності експлуатації.....	35
1.2. Аналіз оптимальності модернізацій підвищення безпеки та ефективності експлуатації ЯЕУ з ВВЕР.....	36
1.2.1. Загальні положення.....	36
1.2.2. Аналіз оптимальності модернізацій ремонтних кампаній.....	37
1.2.3. Аналіз оптимальності модернізацій режимів роботи реактора на потужності	40
1.2.4. Аналіз оптимальності модернізацій систем безпеки для управління аваріями.....	43
1.2.5. Аналіз оптимальності стратегій зміни планування випробувань, технічного обслуговування та ремонту в післяпроектні строки експлуатації.....	48
1.3. Аналіз відомих методів обґрунтування стратегій планових випробувань і ремонтів.....	50
1.4. Висновки до розділу 1	53
РОЗДІЛ 2. Ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій планових випробувань/ремонтів систем, важливих для безпеки, у післяпроектні строки експлуатації	54
2.1. Ризик-орієнтований метод оптимальної тривалості післяпроектної	

експлуатації	54
2.1.1. Актуальність дослідження	54
2.1.2. Основні положення метода прогнозування строків продовження експлуатації активних систем безпеки	55
2.2. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань систем безпеки у робочих режимах	60
2.2.1. Актуальність дослідження	60
2.2.2. Основні положення метода оптимізації періодичності випробувань систем безпеки у надпроектні строки експлуатації	61
2.3. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань підвищеним тиском систем гермооб'єму ЯЕУ	66
2.3.1. Актуальність дослідження	66
2.3.2. Основні положення метода оптимізації періодичності випробувань СГО в ППСЕ	67
2.4. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів активних систем безпеки	70
2.4.1. Актуальність дослідження	70
2.4.2. Метод оптимізації стратегій ТОіР СБ у післяпроектні строки експлуатації	72
2.5. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, нормальної експлуатації	77
2.5.1. Актуальність дослідження	77
2.5.2. Метод оптимізації випробувань і ТОіР СВБ ЯЕУ в ППСЕ	78
2.6. Висновки до розділу 2	81
РОЗДІЛ 3. Оптимальні стратегії планових випробувань/ремонтів систем, важливих для безпеки, в післяпроектні строки експлуатації	84
3.1. Аналіз результатів технічного стану і досвіду експлуатації СВБ з насосами	84
3.1.1. Загальні положення	84

3.1.2. Якісний аналіз надійності	87
3.1.3. Оцінка напрацювань до відмови і цензурування для поточного періоду (з 1995 по 2012 р.)	117
3.1.4. Оцінка напрацювань до відмови і цензурування для попереднього періоду (з 1995 по 2010 р.)	118
3.1.5. Оцінка середнього напрацювання до відмови	160
3.1.6. Висновки та рекомендації	178
3.2. Оптимальні стратегії планування випробувань/ремонтів СВБ з насосами.....	180
3.2.1. Оптимізація періодичності випробувань насосів СВБ	180
3.2.2. Оптимальні стратегії планового ремонту СВБ у режимі робочої потужності реактора.....	182
3.3. Аналіз результатів випробувань системи гермооб'єму підвищеним тиском	183
3.4. Оптимальні стратегії випробувань підвищеним тиском систем гермооболонки ЯЕУ з ВВЕР-1000 у після проєктні строки експлуатації.....	210
3.5. Висновки до розділу 3	212
ВИСНОВКИ	213
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	217
Додаток А. Список публікацій здобувача за темою дисертації.....	231
Додаток Б. Довідка наукового впровадження дисертації.....	235

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

ALARA	– As Low As Reasonably Achievable
BWR	– Boiling water reactor (киплячий водяний реактор)
АЕС	– атомна електрична станція
АЖЕН	– аварійний живильний електронасос
АКФ	– автокореляційна функція
АР	– авторегресія
АС	– атомна станція
ВВЕР	– водо-водяний енергетичний реактор
ВПТС	– визначальні параметри технічного стану
ВТОР	– випробування, технічне обслуговування і ремонт
ГО	– гермооб'єм
ГЦН	– головний циркуляційний насос
ГЦТ	– головний циркуляційний трубопровід
ДЖЕН	– допоміжний живильний електронасос
ЗАЕС	– Запорізька АЕС
ЗО	– захисна оболонка
ІАБ	– імовірнісний аналіз безпеки
КБП	– критичне для безпеки порушення
КВВП	– коефіцієнт використання встановленої потужності
КНВ	– критична для надійності відмова/дефект
КС	– ковзне середнє
МАГАТЕ	– Міжнародне агенство з атомної енергії
НАЕК	– Національна атомна енергогенеруюча компанія
НУЕ	– нормальні умови експлуатації
ПВМ	– паливовмісткі маси
ПВР	– планові випробування і ремонт

ПГ	– парогенератор
ПНУЕ	– порушення нормальних умов експлуатації
ПП	– паропривід
ППР	– планово-попереджувальний ремонт
ППСЕ	– післяпроектний строк експлуатації
ПСЕ	– проектний строк експлуатації
ПТЗ	– повне тривале знеструмлення
ПЦ	– природна циркуляція
РАЕС	– Рівненська АЕС
РВ	– реакторне відділення
РДЕС	– резервна дизель-електростанція
САКЗР	– система автоматизованого контролю залишкового ресурсу
САОЗ ВТ	– система аварійного охолодження активної зони високого тиску
САОЗ НД	– система аварійного охолодження активної зони низького тиску
СБ	– система безпеки
СВБ	– система, важлива для безпеки
СГО	– система герметичної оболонки (об'єму, огороження)
СПВТ	– система пасивного відведення тепла
ТВ	– турбинне відділення
твел	– тепловиділяючий елемент
ТМО	– тепломеханічне обладнання
ТОіР	– технічне обслуговування і ремонт
ТРБЕ	– Технологічний регламент безпечної експлуатації
УБДН	– Українська база даних з надійності
ХЦ	– хімічний цех
ЧАКФ	– частинна автокореляційна функція
ЧПАЗ	– частота пошкодження активної зони
ЯЕУ	– ядерна енергетична установка

ВСТУП

Багаторічний досвід експлуатації систем, важливих для безпеки (СВБ) ядерних енергоустановок (ЯЕУ) з ВВЕР-1000 визначає необхідність перегляду регламентних (проектних) стратегій планових випробувань та ремонту (ПВР) у післяпроектні строки експлуатації (ППСЕ) з таких основних причин.

1. Регламентована нормативною та експлуатаційною документацією періодичність ПВР СВБ у проектні строки експлуатації (ПСЕ) встановлена недостатньо обґрунтовано, без урахування результатів проведення ПВР та поточних показників надійності.

2. У ППСЕ ЯЕУ стратегії ПВР СВБ повинні враховувати експлуатаційний досвід проведення ПВР у ПСЕ, а також залишковий ресурс щодо надійності виконання функцій безпеки внаслідок безпосереднього впливу ПВР на процеси старіння/деградації обладнання/конструкцій СВБ (у тому числі і ненавмисні помилкові дії персоналу).

Недоліки традиційних підходів і методів зміни проектної періодичності ПВР СВБ, заснованих на результатах імовірнісного аналізу безпеки (ІАБ), полягають у припущеннях можливості зниження загального рівня безпеки, а також неоптимальності технічних рішень щодо зміни ПВР у форматі «безпека – ефективність експлуатації».

Актуальність теми полягає у розробці альтернативних ризик-орієнтованих методів оптимізації стратегій ПВР СВБ ЯЕУ в ППСЕ, заснованих на мінімізації ймовірності критичних для безпеки відмов/порушень з урахуванням досвіду експлуатації та залишкового ресурсу за надійністю на момент закінчення ПСЕ. Актуальність цих питань визначає цілі та завдання роботи.

Мета та задачі дослідження. Мета роботи – розробити та застосувати на практиці ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій ПВР СВБ ЯЕУ в ППСЕ.

Досягнення зазначеної мети забезпечується вирішенням наступних **задач**.

1. Провести аналіз оптимальності відомих стратегій підвищення безпеки/ефективності експлуатації ЯЕУ.

2. Розробити ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій ПВР СВБ ЯЕУ в ППСЕ, засновані на мінімізації ймовірності критичних для безпеки відмов/порушень та загальних імовірнісних показниках безпеки атомних енергоблоків.

3. На основі розроблених ризик-орієнтованих методів визначити оптимальні стратегії ПВР СВБ ЯЕУ з ВВЕР-1000 у ППСЕ.

Наукова новизна роботи.

1. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності планових випробувань активних систем безпеки (СБ) з урахуванням стохастичних процесів накопичення критичних для безпеки відмов/порушень та залишкового ресурсу за надійністю на момент продовження експлуатації.

2. Ризик-орієнтовані методи оптимізації стратегій ПВР СВБ ЯЕУ з урахуванням стохастичних процесів накопичення критичних для безпеки відмов/порушень, ненавмисних помилкових дій ремонтного персоналу та залишкового ресурсу за надійністю на момент продовження експлуатації.

3. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань на герметичність систем гермооб'єму ЯЕУ з урахуванням експлуатаційних даних за величиною витоків та залишкового ресурсу за надійністю критичних для безпеки елементів системи гермооб'єму ЯЕУ.

Практична цінність роботи. Розроблені ризик-орієнтовані методи та практичні результати роботи можуть бути використані експлуатуючою ЯЕУ та регулюючою ядерну безпеку організаціями для обґрунтування технічних рішень щодо оптимізації стратегій ПВР СВБ у ППСЕ.

Результати роботи використані у керівних документах ДП НАЕК «Енергоатом» за нормативами тривалості планово-попереджувальних ремонтів (ППР) та періодичності випробувань ЯЕУ з ВВЕР-1000.

Особистий внесок здобувача полягає у розробці ризик-орієнтованих методів оптимізації стратегій ПВР СВБ ЯЕУ як у режимах роботи реактора на потужності, так і в режимах ППР енергоблоків; у збиранні та аналізі експлуатаційних даних за результатами ПВР, показниками надійності та залишковим ресурсом обладнання та конструкцій; в аналізі та обґрунтуванні результатів розрахункового моделювання.

Зв'язок роботи з науково-технічними програмами. Результати роботи використані у чотирьох госпдоговірних роботах з ДП НАЕК «Енергоатом» та у держбюджетній науково-дослідній роботі № 124-42 «Підвищення ефективності, надійності та безпеки роботи, в тому числі радіаційної, основного та допоміжного обладнання АЕС» (№ Д/Р 0116U004924) у 2016 – 2020 р.р., а також у навчальному процесі кафедри атомних електростанцій Національного університету «Одеська політехніка».

Апробація результатів роботи. Основні положення і результати дисертаційної роботи повідомлено на XV Міжнародній науково-практичній конференції «Multidisciplinary academic notes. Science research and practice» (Мадрид, Іспанія, 19-22 квітня 2022), XX Міжнародній науково-практичній конференції «Problems of science and practice, tasks and ways to solve them» (Варшава, Польща, 24-27 травня 2022), XXI Міжнародній науково-практичній конференції «Actual priorities of modern science, education and practice» (Париж, Франція, 31 мая-03 червня 2022), XXXI Міжнародній науково-практичній конференції «Modern innovations and promising ways of development of culture and science» (Бостон, США, 09-12 серпня 2022), XXXIII Міжнародній науково-практичній конференції «Trends in the development of science in the modern world» (Грац, Австрія, 23-26 серпня 2022), XI Міжнародній науковій конференції «Information-Management Systems and Technologies» (Одеса, Україна, 21-23 вересня, 2023).

Публікації. Основні наукові положення і результати дисертаційної роботи відображено у шести наукових працях, у тому числі: дві монографії; п'ять статей

у наукових фахових виданнях та виданнях, внесених до міжнародних наукометричних баз даних, з яких дві опубліковані у виданнях, що індексуються у SCOPUS та Web of Science.

1. Скалозубов В. І., Верінов О. М., Вербило І. М., Кочнєва В. Ю., Канівець А. В. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2024. № 1(29). С. 23 – 28. doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.3 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

2. Верінов О. Стратегії випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ : **Монографія**. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2024. 47 с. ISBN 978-620-7-63924-3 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 11.10.2023 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 08.11.2023 р.)

3. Skalozubov V., Vierinov O., Kanivets A., Kochnieva V., Bundiev D., Hayo H. Risk-informed method for qualifying strategies for operation control of metal of safety related systems of nuclear power plants. *Proc. of Odessa Polytechnic University* (Odes'kyi Politechnichnyi Universytet. Pratsi). 2023. Iss. 2(68). P. 43 – 50. DOI 10.15276/opu.2.68.2023.05 Фахове видання, індексується у міжнародних наукометричних базах Ulrich's periodicals directory (США), Index Copernicus.

4. Скалозубов В. І., Верінов О. М., Канівець А. В., Кочнєва В. Ю., Бундєв Д. С., Хайо Х. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2023. № 3(28). С. 10 – 15. doi.org/10.31717/2311-8253.23.3.2 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

5. Кондратюк В. А., Письменний Є. М., Верінов О. М., Філатов В. І., Остапенко А. І. Підвищення безпеки ядерної енергетики з урахуванням уроків важких аварій. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 3. С. 76 – 81. [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3\(95\).08](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3(95).08) Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах **SCOPUS**, **UGC CARE**.

6. Верінов О. М. Планування технічного обслуговування систем атомних електростанцій : **Монографія**. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022. 200 с. ISBN 978-620-4-74932-7 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 14.10.2022 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 11.11.2022 р.)

7. Skalozubov V. I., Vierinov A. M., Kosenko S. I., Alali M., Kochnyeva V. Yu. Risk-Informed Method for Predicting the Operation Life Extension Period of Active Safety Systems at Nuclear Power Plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2022. No. 2. P. 73 – 75. <https://doi.org/10.46813/2022-138-073> Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах **SCOPUS** та **Web of Science**.

Структура та обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається зі вступу, трьох розділів, загальних висновків, списку використаної літератури зі 128 найменувань (на 14 сторінках), 27 рисунків, 44 таблиць та 2 додатків. Загальний обсяг дисертаційної роботи складає 235 сторінки, в тому числі 120 сторінок основного тексту.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ВІДОМИХ ПІДХОДІВ І НАПРЯМКІВ ПІДВИЩЕННЯ БЕЗПЕКИ ТА ЕФЕКТИВНОСТІ ЯДЕРНОЇ ЕНЕРГЕТИКИ

1.1. Сучасні стратегії модернізацій підвищення безпеки та ефективності ядерної енергетики

1.1.1. Загальні положення

Багаторічний міжнародний та вітчизняний досвід експлуатації ЯЕУ, а також уроки відомих ядерних (важких) аварій у США (1979 р.), Україні (1986 р.) та Японії (2011 р.) визначають фундаментальні принципи забезпечення та підвищення безпеки та ефективності експлуатації ЯЕУ (наприклад, [1 – 30 та ін.]):

принцип неприйнятності підвищення ефективності за рахунок зниження безпеки;

принцип досягнення «розумної» достатності забезпечення безпеки (ALARA).

Принцип неприйнятності підвищення ефективності за рахунок зниження безпеки означає, що будь-які модернізації систем ЯЕУ, спрямовані на підвищення ефективності експлуатації, не повинні знижувати рівень безпеки.

Принцип ALARA означає, що досягнення «абсолютної» безпеки є недоцільним, та й неможливим (як і для будь-якого іншого техногенного виробництва). Пріоритетне значення повинні мати модернізації систем ЯЕУ, спрямовані на підвищення безпеки, з мінімальними економічними витратами та необхідним рівнем забезпечення ефективності експлуатації.

У загальному випадку під модернізацією систем ЯЕУ маються на увазі організаційно-технічні заходи, спрямовані на розширення функціональних

можливостей систем для забезпечення/підвищення безпеки/ефективності експлуатації.

Основні сучасні підходи модернізації підвищення безпеки експлуатації ЯЕУ з ВВЕР:

превентивне запобігання порушенням умов нормальної експлуатації та аварійних ситуацій;

підвищення надійності та функціональних можливостей СБ, що забезпечують управління аваріями (у тому числі і з відносно малоймовірними вихідними подіями, але мають серйозні наслідки);

вдосконалення експлуатаційної документації управління аваріями (у тому числі і для відносно малоймовірних аварійних подій, що мають серйозні наслідки, з урахуванням виникнення множинних відмов СБ і контролю, а також ненавмисних помилкових дій персоналу) та ін.

Основні сучасні підходи модернізації підвищення ефективності експлуатації ЯЕУ з ВВЕР:

продовження термінів експлуатації ЯЕУ;

скорочення тривалості ремонтних кампаній;

збільшення тривалості паливних кампаній роботи реактора на потужності;

експлуатація ЯЕУ на підвищеній потужності роботи реактора та ін.

На основі наведених вище принципів забезпечення безпечної та ефективної експлуатації обґрунтування доцільності підходів модернізації ЯЕУ з ВВЕР має оптимізаційний характер, що визначає актуальність, цілі та завдання запропонованої роботи.

Далі наведено метод оптимізації стратегій модернізації систем ЯЕУ на основі принципів забезпечення/підвищення безпечної та ефективної експлуатації.

1.1.2 Метод оптимізації модернізації забезпечення/підвищення безпеки та ефективності експлуатації

Параметри оптимізації стратегій модернізації ЯЕУ:

- рівень забезпечення/підвищення безпеки;
- рівень забезпечення/підвищення ефективності;
- рівень економічних витрат за модернізацію.

Рівні забезпечення/підвищення безпеки визначаються ймовірнісними та детерміністськими показниками безпеки – частотою пошкодження активної зони реактора (або ймовірністю важкої аварії), частотою (імовірністю) гранично допустимих радіаційних викидів/скидів у навколишнє середовище, гранично допустимою температурою оболонок та ядер палива твелів, граничними умовами виникнення парогазових вибухів, нейтронно-фізичної та теплогідродинамічної нестійкості, допустимими дозами опромінення персоналу/населення та ін. Приймається чотирирівневий підхід:

- 1) нульовий рівень – погіршення показників безпеки (S0);
- 2) низький рівень – відсутність впливу на показники безпеки (S1);
- 3) середній рівень – часткове покращення показників безпеки (S2);
- 4) високий рівень – повне покращення показників безпеки (S3).

Рівні забезпечення/підвищення ефективності визначаються зміною основного показника ефективності експлуатації – коефіцієнтом використання встановленої потужності (КВВП):

- 1) нульовий рівень – зниження КВВП (K0);
- 2) низький рівень – незмінність значення КВВП (K1);
- 3) середній рівень – підвищення КВВП не більше ніж на 10 % (K2);
- 4) високий рівень – підвищення КВВП на 10 % і більше (K3).

Рівні економічних витрат на модернізацію визначаються відношенням витрат на модернізацію C до початкової вартості системи C_0 – $E = C/C_0$:

- 1) низький рівень – $E < 1$ (E1);

2) середній рівень – $E \approx 1$ (E2);

3) високий рівень – $E > 1$ (E3).

Рівні оптимізації визначаються можливим поєднанням параметрів оптимізації (табл. 1.1):

1) нульовий рівень;

2) низький рівень;

3) середній рівень;

4) високий рівень.

Таблиця 1.1 - Оптимальні стратегії модернізації забезпечення/підвищення безпеки та ефективності експлуатації

Рівень оптимальності стратегії	Оптимальна стратегія модернізації
Низький	$S2 + K1 + E2/E3$ $K2 + S1 + E2/E3$
Середній	$S2 + K2 + E1/E2$ $K2 + S2 + E1/E2$ $S3 + K1/K2 + E1/E2/E3$ $K3 + S1/S2 + E1/E2/E3$
Високий	$S3 + K1/K2/K3 + E1/E2$ $K3 + S1/S2/S3 + E1/E2$

1.2. Аналіз оптимальності модернізацій підвищення безпеки та ефективності експлуатації ЯЕУ з ВВЕР

1.2.1. Загальні положення

Багаторічний досвід розробки та запровадження модернізацій ЯЕУ з ВВЕР визначає необхідність аналізу оптимальності модернізацій з урахуванням рівнів підвищення/забезпечення безпеки та ефективності експлуатації, а також відповідних економічних витрат на модернізацію (наприклад, [1 – 34 та ін.]).

Рівні підвищення безпеки визначаються впливом модернізації на показники умов безпеки/прийнятності ЯЕУ. Рівні підвищення ефективності експлуатації визначаються впливом модернізацій на КВВП (табл. 1.2).

Таблиця 1.2 – Вплив модернізацій на градацію рівнів

Рівень оптимізації модернізацій	Градація рівнів
Рівень забезпечення безпеки	Нульовий (зниження безпеки) Низький (не впливає на безпеку) Середній (частково підвищує безпеку) Високий (повністю підвищує безпеку)
Рівень забезпечення ефективності	Нульовий (зниження ефективності) Низький (не впливає на ефективність) Середній (збільшення КВВП до 10 %) Високий (збільшення КВВП більше 10 %)
Рівень економічних витрат	Високий (вартість модернізацій більша за вартість системи) Середній (вартість модернізації порядку вартості системи) Низький (вартість модернізацій менша за вартість системи)

У підрозділі проведено оглядовий аналіз оптимальності відомих та планованих модернізацій робочих, аварійних та ремонтних режимів ЯЕУ з ВВЕР з урахуванням рівнів безпеки, ефективності та економічних витрат.

1.2.2. Аналіз оптимальності модернізацій ремонтних кампаній

У загальному випадку основою є показник ефективності експлуатації ЯЕУ:

$$\text{КВВП} = \frac{\int_0^T N(t) dt}{N_0 T}, \quad (1.1)$$

де N_0 , N – номінальна (встановлена) та поточна потужність реактора;

T – період експлуатації (звичайно $T = 1$ рік).

У середині 90-х років минулого століття мінімальний КВВП українських

АЕС досяг менше 60 % (при проєктних значеннях КВВП близько 80 %). Для порівняння в інших країнах, що експлуатують ЯЕУ з ВВЕР, КВВП на той момент був понад 75 % у Чехії (АЕС Тімелін з ВВЕР-1000) та понад 90 % у Фінляндії (АЕС Ловїса з ВВЕР-440). Згодом експлуатуюча організація українських АЕС НАЕК «Енергоатом» розпочала реалізацію галузевої програми підвищення КВВП, заснованої на скороченні тривалості ППР енергоблоків.

За умов роботи реакторів на номінальній потужності та відсутності аварійних зупинок

$$\text{КВВП} = 1 - \frac{T_R}{T}, \quad (1.2)$$

де T_R – тривалість ППР.

Модернізації стратегії скорочення T_R були спрямовані на вдосконалення планування та виконання графіків ремонтних робіт на «критичному» шляху ППР систем контролю технічного стану ремонтного обладнання та інших організаційно-технічних заходів з урахуванням нормативних вимог та передового міжнародного досвіду проведення ремонтних кампаній, що дозволило зрештою вийти на необхідний рівень КВВП.

Перспективними «резервами» подальшого обґрунтованого скорочення T_R та відповідного підвищення КВВП є модернізація системи планування випробувань окремих СВБ, зокрема:

випробування на герметичність надлишковим тиском захисної оболонки (ЗО) ЯЕУ (В1);

випробування на працездатність насосів дизель-генераторів СБ (В2).

До Чорнобильської аварії періодичність В1 ЯЕУ з ВВЕР-1000 – 1 випробування за 3 роки; а після Чорнобильської аварії – щороку. Для порівняння: у США періодичність В1 – 1 випробування за 8 – 10 років після успішного попереднього випробування.

Необхідність оптимізації періодичності В1 визначається такими положеннями:

кожне В1 фактично є «маленькою» аварією з відповідними наслідками для цілісності ЗО і конструкцій армоканатів;

з досвіду експлуатації більшість порушень герметичності виявлялося на попередніх етапах вакуумування, а тривалість В1 – до двох діб на «критичному» шляху ППР.

Необхідність оптимізації періодичності В2 визначається такими положеннями:

активні СБ випробовуються в режимі роботи реактора на потужності та в ППР;

«надлишкові» В2 збільшують знос/деградацію насосів і зменшують залишковий ресурс (особливо актуально в післяпроектні терміни експлуатації).

Перспективною і високоефективною стратегією модернізації системи планування ППР є також перехід на концепцію «ремонт за фактичним технічним станом» СВБ ЯЕУ [4]. Усі перспективні стратегії модернізації ремонтних кампаній мають бути досить обґрунтованими щодо забезпечення необхідних рівнів безпеки та оптимальності (див. табл. 1.2).

Результати аналізу оптимальності модернізацій ремонтних кампаній наведено у табл. 1.3.

Таблиця 1.3 – Результати аналізу оптимальності модернізацій ремонтів

Модернізація	Рівень безпеки	Рівень ефективності	Рівень оптимальності
Удосконалення планування та проведення ППР	Низький	Високий	Високий
Концепція ремонту за технічним станом	Низький/?	Середній	Середній/?
Оптимізація періодичності випробувань тиском ЗО	Низький/?	Середній	Середній/?
Оптимізація періодичності випробувань насосів СБ у ППР	Низький/?	Середній	Середній/?

Примітка. Знак «?» означає необхідність додаткового аналізу оцінок рівнів безпеки/ефективності/оптимальності.

1.2.3. Аналіз оптимальності модернізацій режимів роботи реактора на потужності

Режим підвищеної потужності.

Збільшення КВВП при роботі реактора на підвищеній (щодо проєктної) потужності впливає з формули (1.1):

$$\Delta\text{КВВП} = \left(1 + \frac{\Delta N}{N_0}\right) \left(1 - \frac{T_R}{T}\right), \quad (1.3)$$

де $\Delta N > 0$ – збільшення проєктної номінальної потужності.

Збільшення проєктної номінальної потужності потребує додаткових обґрунтувань умов безпеки. Зокрема, у роботах [4, 7, 31] встановлено, що за проєктної номінальної потужності теплоносій в активній зоні ВВЕР знаходиться на межі області термоакустичної нестійкості. Виникнення термоакустичної нестійкості супроводжується високоамплітудними (до 50 % від середнього значення) та високочастотними (сотні Герц) коливаннями тиску в активній зоні і може бути однією з причин порушення цілісності оболонок твелів та внутрішньокорпусних конструкцій реактора. У режимі підвищеної потужності реактор може «перейти» в сферу термоакустичної нестійкості з порушенням умов безпеки.

Разом з тим ефект підвищеної проєктної потужності може бути компенсований модернізаціями зі скорочення тривалості ППР. Залежність між необхідним скороченням тривалості ППР ΔT_R та підвищеною потужністю $N_0 + \Delta N$ впливає з (1.2) та (1.3):

$$\Delta T_R = \frac{\Delta N}{N_0} (T - T_R). \quad (1.4)$$

Режим зниженої потужності реактора.

Умови зниженої потужності роботи реактора можуть бути викликані необхідністю експлуатації ЯЕУ у змінних режимах теплового навантаження. Режими зниженої потужності реактора ($\Delta N < 0$) відповідають зниженню ефективності (див. формулу (1.3)). Крім того, Технологічним регламентом безпечної експлуатації ЯЕУ із ВВЕР визначено вимоги до допустимої кількості циклічних навантажень на обладнання СВБ.

Таким чином, режими зниженої потужності реактора відповідають нульовим рівням безпеки, ефективності та оптимальності.

Збільшення глибини вигорання ядерного палива.

Збільшення глибини вигорання ядерного палива забезпечує підвищення ефективності експлуатації. Можливість збільшення глибини вигорання ядерного палива визначається відносно низькою теплопровідністю UO_2 -палива. Однак збільшення глибини вигорання ядерного палива сприяє підвищенню пошкодження паливних матриць і знижує рівень безпеки (наприклад, [1, 4]). Тому підходи виробництва ядерного палива ґрунтуються на двошаровій паливній матриці – центральна зона зі зниженою теплопровідністю та поверхневий шар із підвищеною теплопровідністю (rim-зона).

Для забезпечення необхідного рівня безпеки актуальним є визначення оптимального поєднання теплофізичних властивостей та розмірів rim- та центральної зони ядерного палива. Вирішення цього завдання потребує подальших наукових досліджень.

Хвильове енерговиділення потужності.

Хвильове енерговиділення потужності в реакторі (так звані хвильові реактори) засноване на нейтронно-фізичних процесах ланцюгової реакції поділу високоактивних джерел випромінювання (зазвичай нукліди плутонію – МОХ-паливо) на нукліди урану по висоті паливної матриці. Через поширення нейтронно-ділильної хвилі за висотою твела виникає ефект хвильового енерговиділення потужності, що у кінцевому підсумку може збільшувати

тривалість паливних кампаній і забезпечувати підвищений рівень ефективності експлуатації.

Аналогом хвильового енерговиділення може бути запалена сигарета, де відбувається повільне горіння по її довжині. Тому ефект енерговиділення у хвильових реакторах іноді називають «хвильовим горінням».

У робочому режимі потужність енерговиділень хвильового реактора (VR):

$$N_V(t) = N_{V0}(t=0) - \Pi \int_0^t q(\tau) \frac{dh}{d\tau} d\tau, \quad (1.5)$$

де $N_{V0}(t=0)$ – початкова потужність енерговиділень джерела/ініціатора хвильового «горіння»;

q – щільність теплового потоку на поверхні паливної матриці;

$dh/d\tau$ – швидкість поширення хвилі «горіння» за висотою паливної матриці;

Π, h – периметр та висота хвилі «горіння».

Поточні значення густини теплового потоку та швидкості поширення хвилі «горіння» залежать від інтенсивності нейтронно-фізичних процесів розпаду високоактивних радіонуклідів та поточної температури ядерного палива T_F .

З рівняння (1.5) випливає, що тривалість паливної кампанії t_0 визначається за умови

$$N_{V0}(t=0) - \Pi \int_0^{t_0} q(\tau) \frac{dh}{d\tau} d\tau / \quad (1.6)$$

З рівняння (1.6) випливає, що початкова потужність тепловиділення має бути досить великий реалізації тривалого хвильового «горіння».

Однак швидкість збільшення температури ядерного палива та оболонок твелів $T_{об}$ на початковому етапі хвилі «горіння»

$$\frac{dT_F}{d\tau}, \frac{dT_{ob}}{d\tau}(t=0) \sim N_{V0}. \quad (1.7)$$

При досить великих значеннях N_{V0} локальні T_F і T_{ob} вже на початку паливної кампанії можуть досягти гранично допустимих значень початку плавлення ядерного палива та інтенсифікації пароцирконієвої реакції.

Таким чином, однією з основних створення та впровадження VR є оптимізація густини теплових навантажень внаслідок енерговиділення джерела/ініціатора хвильового «горіння» для забезпечення необхідних умов як ядерної безпеки, так і тривалості паливної кампанії.

Результати аналізу оптимальності модернізації потужності енерговиділень ядерного палива наведено у табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Результати аналізу оптимальності модернізації потужності енерговиділень палива

Модернізація	Рівень безпеки	Рівень ефективності	Рівень оптимальності
Підвищення номінальної потужності реактора	Низький/?	Середній	Середній/?
Періодичне зниження потужності реактора	Низький/ Нульовий	Нульовий	Нульовий
Збільшення глибини вигорання ядерного палива	Низький/?	Середній/ високий	Середній/?
«Хвильове» горіння	Нульовий/?	Середній	Нульовий/?

Примітка. Знак «?» означає необхідність додаткового аналізу для об'єктивної оцінки рівнів безпеки/ефективності/оптимальності.

1.2.4. Аналіз оптимальності модернізацій систем безпеки для управління аваріями

Модернізація пасивних систем безпеки.

У ЯЕУ з ВВЕР нового покоління безпеки впроваджено/впроваджуються

наступні модернізації пасивних СБ (без електронасосів) для запобігання руйнуванню гермооб'єму (ГО):

системи пасивного відведення тепла із ГО (СПВТ ГО);

системи утилізації (спалювання) водню;

системи ізоляції в ГО розплаву «жертвовим матеріалом» паливовмістких мас (ПВМ);

подвійна ЗО ГО та ін.

Більшість модернізацій мають високий чи середній рівень оптимальності залежно від рівнів безпеки та економічних витрат.

Одна з основних причин тяжких аварій та руйнівних парогазових вибухів під час великої аварії на АЕС Fukushima-Daiichi у 2011 р. – повне тривале знеструмлення (ПТЗ) енергоблоків внаслідок спільного впливу запроєктного землетрусу та затоплення проммайданчика [3, 4]. У пост-фукусімський період перед світовою ядерною енергетикою було поставлено завдання модернізації пасивних СБ для ефективного управління аваріями з ПТЗ.

Один із таких підходів заснований на використанні теплообмінників СПВТ ГО для відведення пари та підживлення конденсатом парогенераторів (ПГ) ЯЕУ з ВВЕР (СПВТ ПГ).

Рівняння руху та теплового балансу у СПВТ ПГ [4 – 8]:

$$\xi \frac{G^2}{\rho_l F_S^2} = (\rho_l - \rho_v) g H, \quad G(i_v - i_l) = \alpha_0 F_0 (T_v - T_0), \quad (1.8)$$

де G – масова витрата у СПВТ ПГ;

ξ – сумарний коефіцієнт гідравлічного опору;

ρ_l, ρ_v – щільність води та пари;

g – прискорення сили тяжіння;

H – висота контуру СПВТ ПГ;

F_S, F_0 – площа прохідного перерізу контуру СПВТ ПГ і теплообмінної

поверхні;

i_l, i_v – питома ентальпія води та пари;

T_v, T_0 – температура пари та оточуючого середовища;

α_0 – коефіцієнт тепловіддачі.

Аналіз рівняння (1.8) визначає, що для забезпечення мінімальної витрати конденсату в ПГ (відповідного одному аварійному живильному електронасосу) висота СПВТ ПГ має становити кілька сотень метрів, а площа теплообмінної поверхні – сотні тисяч квадратних метрів.

Таким чином, СПВТ ПГ актуальна на заключних стадіях аварій з ПТЗ, де не потрібні великі витрати на підживлення ПГ.

На початкових стадіях аварій з ПТЗ більш обґрунтованим є підхід, заснований на застосуванні живильного насоса з пароприводом від ПГ (СПВТ ПП). Аналогами такого насоса є турбоживильний насос ЯЕУ із ВВЕР та аварійний турбонасос СБ ЯЕУ із ВWR.

Перспективним напрямом підвищення безпеки є ЯЕУ, в яких керування аваріями повністю здійснюється природною циркуляцією (ПЦ) пасивних СБ (модельні реактори малої потужності та великої потужності типу AP-1000). Однак необхідні додаткові дослідження можливості та ефективності автоматизованого керування аваріями з множинними міжконтурними течами контурів ПЦ в умовах теплогідродинамічної нестійкості. Можливими наслідками теплогідродинамічної нестійкості можуть бути високоамплітудні коливання рівня теплоносія в активній зоні, гідро- та термоудари, порушення умов теплообміну та критеріїв безпеки/прийнятності (наприклад, [3, 6]).

Модернізація активних систем безпеки.

Експлуатаційні інструкції/посібники з управління аваріями ґрунтуються на результатах розрахункового моделювання аварійних процесів. Зазвичай при моделюванні аварійних процесів вважається, що активні СБ (з електронасосами) забезпечують номінальну витрату G_0 протягом усього часу перебігу аварії

(рис. 1.1). Однак у режимі пуску насоса можуть виникнути коливання витрати внаслідок гідродинамічної нестійкості перехідного режиму.

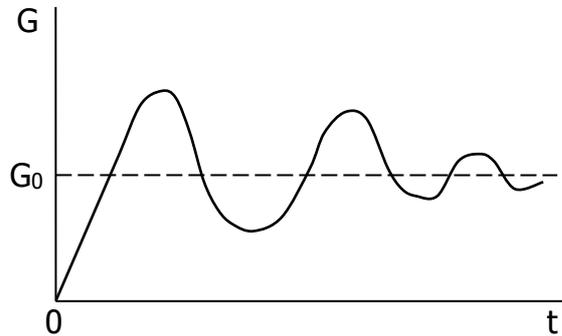


Рисунок 1.1 - Забезпечення витрати протягом часу перебігу аварії

Рівняння руху в каналі активної СБ під час пуску насоса (наприклад, [3, 6]):

$$L \frac{dG}{dt} = F_S \left[\Delta P_p(G) - P_0(t) + P_e - \xi \frac{G^2}{\rho_1 F_S^2} \right], \quad (1.9)$$

$$G(t=0) = 0, \quad \Delta P_p(t=0) = \max, \quad \Delta P_p = \begin{cases} \max, & t \leq t_0, \\ \Delta P_p(G), & t > t_0, \end{cases} \quad (1.10)$$

де L – загальна довжина каналу активної СБ;

P_0 , P_e – тиск у споживачі (реактор/ПГ/ГО/басейн витримки відпрацьованого ядерного палива) та гідроємностях активної СБ.

Час інерційного запізнення реакції напірно-витратної характеристики насоса на прискорене збільшення витрат у режимі пуску:

$$t_0 \approx \frac{\rho_1 L F_S}{G}. \quad (1.11)$$

З рівняння руху (1.9) випливає, що амплітуди коливань витрати в режимі пуску насосів активних СБ суттєво залежать від інерційності напірно-витратної характеристики насосів та швидкості зміни протитиску споживача (див.

рис. 1.1).

Виникнення коливальної гідродинамічної нестійкості в режимі пуску насосів активних СБ може призвести до негативних для надійності та безпеки управління аварією наслідків – порушення умов теплообміну в споживачах, гідро- та термоударів на конструкції та обладнання ЯЕУ та ін.

Для запобігання гідродинамічній нестійкості при пуску активних насосів СБ в даний час розглядаються дві модернізації [3, 6, 31]:

додаткові регулятори витрати;

демпфуючі пристрої (аналог компенсатора тиску реактора).

Результати аналізу модернізацій систем безпеки та управління аваріями наведено у табл. 1.5.

Таблиця 1.5 - Результати аналізу модернізацій систем безпеки та управління аваріями

Модернізація	Рівень безпеки	Рівень ефективності	Рівень оптимальності
СПВТ ГО	Середній	Низький	Високий
Системи спалювання водню	Високий	Низький	Високий
Системи локалізації ПВМ	Середній	Низький	Середній
Подвійна ЗО ГО	Високий	Низький	Середній
Системи акумуляторів постійного струму аварійного електропостачання	Середній	Низький	Середній
СПВТ ПГ на заключних етапах аварій із ПТЗ	Середній	Низький	Середній
СПВТ ПП на початкових етапах аварій із ПТЗ	Високий	Низький	Високий
Додаткові регулятори витрати в активних СБ	Низький	Низький	Нульовий
Демпфуючі пристрої в активних СБ	Високий	Низький	Високий
Пасивні СБ з ПЦ	Високий / ?	Середній	Високий / ?

Примітка. Знак «?» означає необхідність додаткового аналізу для об'єктивної оцінки рівнів безпеки/ефективності/оптимальності.

Встановлення додаткових регуляторів витрат у каналах активних СБ малоефективне з наступних причин [3, 6, 31]:

включення додаткових регуляторів відбувається після режиму запуску; налаштування регулювання суттєво залежать від швидкості зміни витрати.

1.2.5. Аналіз оптимальності стратегій зміни планування випробувань, технічного обслуговування та ремонту в післяпроектні строки експлуатації

Основна причина необхідності оптимізації стратегій планування випробувань, технічного обслуговування та ремонту (ВТОР) СВБ ЯЕУ у ППСЕ полягає в тому, що у ППСЕ залишковий ресурс (ОР) надійності виконання функцій безпеки обладнанням та конструкціями СВБ значно зменшено або взагалі вичерпано. Проведення планових ВТОР призводить до додаткового зносу/деградації, збільшення ймовірності помилкових дій персоналу та інших негативних факторів. Крім того, необхідно враховувати:

1) проектна періодичність планових ВТОР СВБ f_D визначена апріорі без достатніх обґрунтувань;

2) досвід та результати проведення ВТОР у ПСЕ.

Критерієм оптимальності зміни періодичності ВТОР є максимально можлива надійність СВБ залежно від реального технічного стану (ОР) на момент продовження експлуатації, а також результатів ВТОР у ПСЕ з періодичністю f_D .

Узагальнені результати аналізу модернізацій підвищення безпеки та ефективності ЯЕУ наведено в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 - Узагальнені результати аналізу модернізацій підвищення безпеки та ефективності ЯЕУ

Модернізація	Рівень безпеки	Рівень ефективності	Рівень витрат	Рівень оптимальності
Удосконалення планування та технічного оснащення ремонту енергоблоків	S1	K3	E1	Високий
Концепція ремонту за технічним станом	S1	K2	E1	Середній
Оптимізація періодичності планових ремонтів та випробувань СВБ ЯЕУ	S2	K2	E1	Високий
Підвищення номінальної потужності реактора	S1	K2	E1	Середній
Збільшення глибини вигорання ядерного палива	S1	K2/K3	E2	Середній
Періодичне зниження потужності реактора	S0/S1	K0	E1	Нульовий
СПВТ ГО	S2	K1	E1	Середній
Системи спалювання водню	S2/S3	K1	E1	Середній / високий
Системи локалізації ПВМ	S2	K1	E2	Середній
Подвійна ЗО ГО	S3	K1	E2/E3	Високий
Системи акумуляторів постійного струму аварійного електропостачання	S2	K1	E3	Низький / середній
СПВТ ПГ	S3	K1	E2	Високий
Системи регулювання витрати на каналах активних СБ (з насосами)	S2/S3	K1	E1	Середній / високий
Управління аваріями ПЦ пасивних СБ	S3/?	K1	E1	Високий / ?

1.3. Аналіз відомих методів обґрунтування стратегій планових випробувань і ремонтів

У даний час у практиці ядерних держав (у тому числі України) широке застосування отримав підхід обґрунтування зміни періодичності ПВР f_D , заснований на результатах ІАБ щодо оцінки ймовірності виникнення тяжких аварій (інакше частота пошкодження активної зони – ЧПАЗ). У рамках цього підходу умова прийнятності модернізацій щодо зміни періодичності ВТОР Δf :

$$\frac{\Delta \text{ЧПАЗ}(\Delta f)}{\text{ЧПАЗ}_0} \ll 1, \quad (1.12)$$

де ЧПАЗ_0 – базова ймовірнісна оцінка ЧПАЗ;

$\Delta \text{ЧПАЗ}$ – збільшення ЧПАЗ внаслідок Δf .

Основний ймовірнісний показник ядерної безпеки ІАБ:

$$\text{ЧПАЗ} = \sum_i I_i \prod_j P_{ij}, \quad (1.13)$$

де I_i – ймовірність виникнення i -ї вихідної аварійної події;

P_{ij} – ймовірність критичної безпеки відмови j -ї СБ в i -му аварійному процесі.

Умова ядерної безпеки ІАБ:

$$\text{ЧПАЗ} < 10^{-4} - 10^{-5} \text{ 1/рік}. \quad (1.14)$$

Результати ІАБ ЯЕУ з ВВЕР-1000 та уроки великих аварій дозволяють зробити такі висновки [8, 13, 35 – 62 та ін.].

1. Методологія ІАБ визначає непріоритетність відносно малоїмовірних аварійних подій, що мають катастрофічні екологічні наслідки. Зокрема, за результатами ІАБ ЯЕУ з ВВЕР-1000, ймовірність вихідної аварійної події з повним знеструмленням енергоблоку становить $10^{-6} - 10^{-7}$ 1/рік. Однак після великої аварії на АЕС Fukushima-Daiichi у 2011 р. заходи щодо запобігання та управління аваріями з повним тривалим знеструмленням енергоблоків стали пріоритетними для всієї світової ядерної енергетики (зокрема і для України).

2. За результатами ІАБ 1 – 4-го енергоблоків АЕС Fukushima-Daiichi ці енергоблоки до аварії задовольняли умові безпеки (1.14), а за місяць до аварії було продовжено термін експлуатації 1-го енергоблоку. Таким чином, фактична ймовірність виникнення тяжких аварій та руйнівних вибухів на АЕС Fukushima-Daiichi склала $10^{-1} - 10^{-2}$ 1/рік.

Принципові недоліки методології ІАБ для обґрунтованості прийняття рішень щодо модернізації ЯЕУ полягають у наступному.

1. Допускається «штучне» зниження рівня безпеки, що суперечить пріоритетним сучасним принципам ядерної енергетики щодо забезпечення та підвищення безпеки.

2. При прийнятті багатьох модернізацій ЯЕУ, кожна з яких задовольняє умові (1.12), сумарна ΔЧПАЗ може не задовольняти цю умову.

3. При обґрунтуванні періодичності ПВР СВБ у ППСЕ необхідно враховувати досвід та результати ПВР у ПСЕ, а також поточний технічний стан та залишковий ресурс з надійності забезпечення необхідних функцій безпеки.

Стратегії ПВР СВБ повинні ґрунтуватися на фундаментальних принципах забезпечення/підвищення безпеки: з одного боку, необхідно зменшувати періодичність ПВР для виявлення «прихованих» відмов/порушень та підтвердження працездатності; а з іншого боку, надлишкові ПВР зменшують залишковий ресурс з надійності та збільшують імовірність впливу на надійність

ненавмисних помилкових дій персоналу.

Оптимальна періодичність ПВР СВБ повинна відповідати мінімальній імовірності виникнення критичних для безпеки відмов/порушень та мінімальній ЧПАЗ.

Численні дослідження питань, пов'язаних із продовженням експлуатації СВБ ЯЕУ, встановили, що технічний стан та залишковий ресурс є визначальними факторами обґрунтування допустимих термінів продовження експлуатації та періодичності ВТОР у ППСЕ (наприклад, [28 – 34 та ін.]). Основою встановлення технічного стану та залишкового ресурсу є результати експлуатаційного контролю металу елементів СВБ та термомеханічного моделювання показників міцності для прогнозних оцінок граничних термінів до руйнування конструкцій СВБ. У даний час розроблені та вже впроваджені в експлуатацію ЯЕУ з ВВЕР автоматизовані системи контролю технічного стану та залишкового ресурсу СВБ у режимі реального часу (наприклад, САКЗР [28]).

Основні обмеження детерміністського підходу оцінки технічного стану та залишкового ресурсу СВБ визначаються прийнятими припущеннями під час моделювання процесів руйнування конструкцій, а також складністю реалізації.

Тому актуальним питанням є розробка альтернативних ризик-орієнтованих методів оптимізації стратегій ПВР на основі мінімізації ймовірності критичних для безпеки порушень/відмов та ЧПАЗ з урахуванням досвіду експлуатації та ймовірнісних показників надійності за технічним станом та залишковим ресурсом.

1.4. Висновки до розділу 1

1. Більшість сучасних стратегій модернізації ядерних енергоустановок з ВВЕР, спрямованих на підвищення безпеки та/або ефективності експлуатації, є достатньо оптимальними у форматі «безпека – коефіцієнт використання встановленої потужності – відносні витрати на модернізацію». Однак окремі модернізації (збільшення глибини вигорання ядерного палива, експлуатація реактора на підвищеній номінальній потужності або з хвильовим енерговиділенням, управління аваріями природною циркуляцією в пасивних системах безпеки та ін.) вимагають додаткового аналізу безпеки.

2. Найпріоритетніше значення для підвищення ефективності та оптимальності експлуатації ядерних енергоустановок має стратегія щодо скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків шляхом зміни періодичності планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, за умов забезпечення/підвищення загального рівня безпеки ядерних енергоустановок.

3. Методи обґрунтування оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, повинно ґрунтуватися на фундаментальних принципах безпеки ядерної енергетики з урахуванням досвіду експлуатації та залишкового ресурсу щодо надійності виконання функцій безпеки.

РОЗДІЛ 2. РИЗИК-ОРІЄНТОВАНІ МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ СТРАТЕГІЙ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ/РЕМОНТІВ СИСТЕМ, ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ, У ПІСЛЯПРОЄКТНІ СТРОКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

2.1. Ризик-орієнтований метод оптимальної тривалості післяпроектної експлуатації

2.1.1. Актуальність дослідження

Типові програми продовження експлуатації тепломеханічного обладнання (насоси, арматура) (ТМО) СВБ ЯЕУ, включають наступні основні етапи [1 – 9].

1. Аналіз проектної документації, надійності і досвіду експлуатації, випробувань, технічного обслуговування і ремонту.

2. Технічне обстеження стану конструкцій ТМО СВБ.

3. Аналіз запасів міцності металевих конструкцій ТМО СВБ під час екстремальних зовнішніх дій (землетруси, затоплення, падіння великих об'єктів та ін.) з урахуванням результатів обстеження технічного стану.

4. Кваліфікація (обґрунтування) забезпечення надійності і працездатності ТМО в умовах аварій та порушень нормальних умов експлуатації на ЯЕУ (наприклад, [10 – 12]).

5. Узагальнення результатів виконання основних етапів програм продовження строків експлуатації і прогнозування допустимих строків продовження експлуатації ТМО СВБ.

До активних систем безпеки з електронасосами відносяться:

системи аварійного охолодження активної зони реактора насосами високого та низького тиску (САОЗ ВТ та САОЗ НТ);

системи аварійної подачі борного розчину до реактора;

системи аварійного і допоміжного підживлення парогенератора (АЖЕН і ДЖЕН);

спринклерна система охолодження гермооб'єму реакторної установки.

Основна особливість експлуатації таких активних систем безпеки полягає в тому, що вони працюють у режимах очікування, випробувань і спрацьовування. Для виявлення та усунення можливих «прихованих» відмов проєктною документацією і ТРБЕ реакторних установок із ВВЕР передбачені періодичні випробування кожного незалежного каналу активної системи безпеки під час роботи реактора на потужності, під час виходу енергоблоку з ремонту або після усунення виявлених відмов/порушень.

Аналіз результатів програм продовження строків експлуатації арматури і насосів СВБ ЯЕУ з ВВЕР показав, що найменш обґрунтованим є прогнозування строків продовження експлуатації. У більшості випадків строки продовження експлуатації у надпроєктний період призначалися суб'єктивно на основі «експертних оцінок» без аналізу фактичного стану обладнання на момент закінчення проєктного строку експлуатації і досвіду експлуатації, випробувань, технічного обслуговування і ремонту. Можлива причина такого положення – відсутність достатньо адекватних методів прогнозування строків продовження експлуатації, що і визначає актуальність цієї роботи.

2.1.2. Основні положення метода прогнозування строків продовження експлуатації активних систем безпеки

1. Домінантним фактором зносу і деградації конструкцій ТМО активних систем безпеки є періодичні випробування, під час яких виникають циклічні механічні і теплогідродинамічні навантаження на обладнання.

2. Критичними конструкційними елементами для обґрунтування продовження експлуатації є корпуси насосів і арматури.

3. Визначальним параметром допустимого запасу циклів навантаження на корпуси ТМО активних систем безпеки у надпроектний строк експлуатації є коефіцієнт інтенсивності напруги $K(a, \sigma)$, який залежить від розмірів дефектів у металі a і напруги циклічних навантажень за нормальних умов експлуатації (НУЕ), під час порушення нормальних умов експлуатації (ПНУЕ) та аварій (наприклад, [13, 14] та ін.).

На рис. 2.1 представлено відомі результати залежності швидкості розповсюдження втомних тріщин від K .

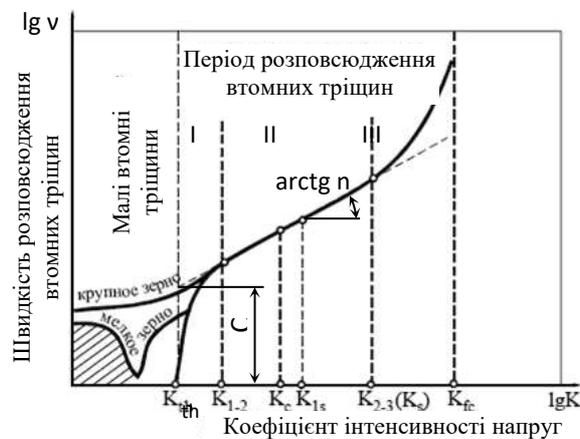


Рисунок 2.1 - Кінетична діаграма втомного руйнування [13]

Можливо виділити три характерні області розповсюдження втомних тріщин еквівалентним розміром a в залежності від K (див. рис. 2.1):

I – стадія припорогового зростання втомної тріщини

$$(0 < da/dn < 5 \cdot 10^{-5} \text{ мм/цикл});$$

II – стадія стабільного зростання втомної тріщини

$$(5 \cdot 10^{-5} < da/dn < 0^{-3} \text{ мм/цикл});$$

III – стадія прискореного зростання втомної тріщини

$$(da/dn > 10^{-3} \text{ мм/цикл}).$$

Розподіл кількості дефектів за їх розмірами з досвіду експлуатації для корпусів насосів і арматури визначається з відомої напівемпіричної залежності

[13]:

$$n = 241,7a^{-1,58}.$$

Напруги циклічних навантажень σ під час НУЕ, ПНУЕ та аварій визначаються швидкістю зміни динамічних і термічних дій.

На рис. 2.2 як приклад наведено розрахункові значення швидкості зміни динамічних і термічних навантажень для режимів пуску/зупинки насоса (НУЕ), зменшення подачі живильної води до ПГ (ПНУЕ) та аварійної ситуації з незакриттям арматури [8].

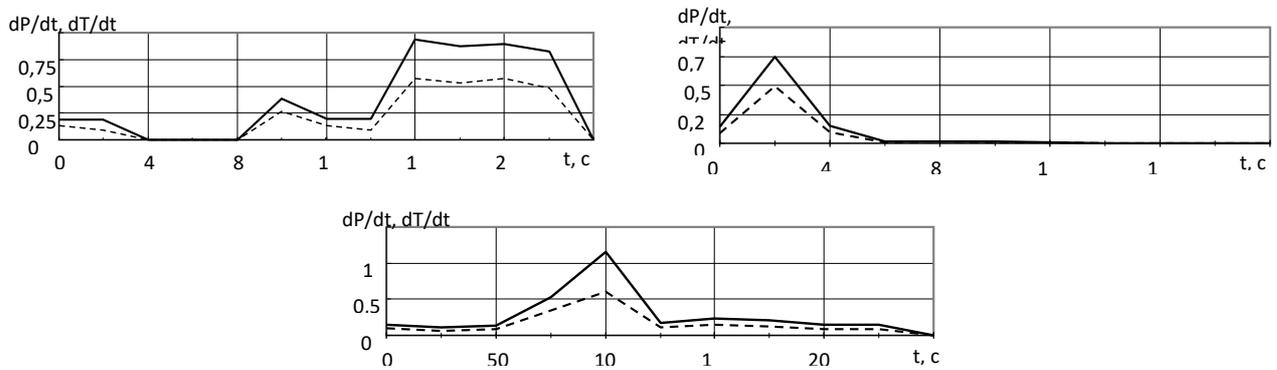


Рисунок 2.2 - Швидкість зміни динамічних і термічних навантажень у режимах НУЕ, ПНУЕ та аварій [8]

З урахуванням прийнятих допущень залишковий ресурс за кількістю спрацьовувань активної системи безпеки N_{OR} на момент закінчення проектного строку експлуатації T_D :

$$N_{OR} = N_D - N(T_D) + \Delta N(K, T_D), \quad (2.1)$$

де N_D – проектна допустима кількість спрацьовувань під час випробувань, ПНУЕ та аварій, що регламентується проектно-технічною документацією обладнання і ТРБЕ ВВЕР;

$N(T_D)$ – сумарна кількість спрацьовувань на момент закінчення проектного строку експлуатації T_D ;

$\Delta N(K, T_D)$ – допустимий запас кількості спрацьовувань на момент закінчення проектного строку експлуатації, який можливо оцінити за формулою:

$$\Delta N(K, T_D) = N_D \frac{K(a_{\max}, \sigma_{\max}, t = 0)}{K(a_{\max}, \sigma_{\max}, t = T_D)}. \quad (2.2)$$

Критичні значення K розраховуються за максимально можливою експлуатаційною напругою σ_{\max} та максимальним розміром виявлених дефектів a_{\max} .

Прогнозуєма періодичність циклічних навантажень у надпроектний період експлуатації за інтервал часу Δt :

$$f_0 = \frac{N(t > T_D)}{\Delta t}. \quad (2.3)$$

Тоді з рівнянь (2.1) – (2.3) витікає максимально допустимий строк продовження експлуатації:

$$T_0 = \frac{N_D [1 + K_{\max}(t = 0)/K_{\max}(t = T_D)] - f_D T_D}{f_0(t > T_D)}, \quad (2.4)$$

де $f_D = 12/(\text{канал} \cdot \text{рік})$ – проектна за ТРБЕ періодичність випробувань і спрацьовувань каналів активної системи безпеки.

На рис. 2.3 наведено результати розрахункових обґрунтувань (2.4) допустимого строку продовження експлуатації корпусів насосів і арматури САОЗ ВТ, САОЗ НТ та АЖЕН ЯЕУ з ВВЕР з урахуванням результатів технічного обстеження [8, 13].

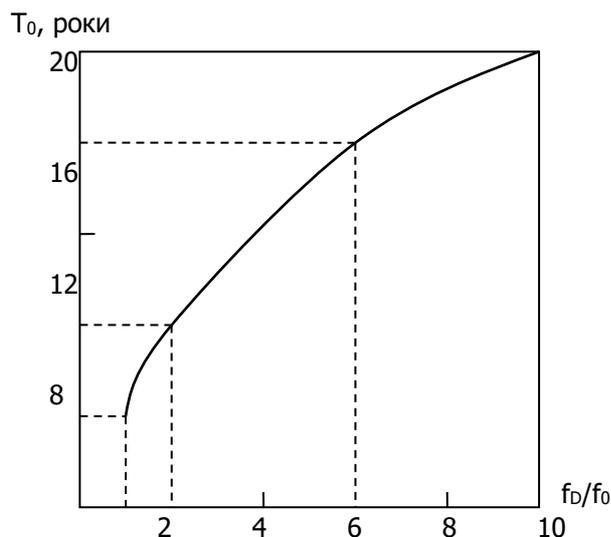


Рисунок 2.3 - Прогнозуєма максимально допустима тривалість строків продовження експлуатації САОЗ ВТ, САОЗ НТ, АЖЕН у залежності від частоти випробувань

За умов збереження проєктної частоти випробувань ($f_D/f_0 = 1$) максимально допустимий строк продовження експлуатації, кратний періодичності капітальних ремонтів енергоблоків, складає 4 роки. За умов скорочення частоти випробувань у 2 рази допустимий строк продовження експлуатації – 8 років, у 6 раз – 16 років, у 10 раз – 20 років.

Однак можливість скорочення частоти випробувань активних систем безпеки у надпроєктні строки експлуатації потребує додаткових обґрунтувань. Скорочення частоти випробувань знижує знос обладнання і, відповідно, ймовірність відмови при виконанні призначених функцій безпеки. При цьому збільшуються тривалість режимів «очікування» та ймовірність відмови з причини накопичення «прихованих» критичних дефектів. Тому необхідна оптимізація частоти випробувань активних систем безпеки у надпроєктні строки експлуатації з урахуванням зазначених вище ефектів.

2.2. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань систем безпеки у робочих режимах

2.2.1. Актуальність дослідження

Однією з актуальних задач при продовженні експлуатації СВБ ЯЕУ є перепризначення періодичності планових випробувань, технічного обслуговування і ремонту у надпроектні строки експлуатації [8, 12, 63 – 72 та ін.]. Актуальність цього питання визначається тим, що проектна періодичність планових випробувань СВБ ЯЕУ не враховує досвід експлуатації, експлуатаційні заходи з модернізації і управління старінням/деградацією, а також залишковий ресурс надійності на момент продовження тривалості експлуатації та інші фактори.

Основний недолік відомих підходів перепризначення періодичності випробувань СВБ ЯЕУ полягає в допущенні можливості зниження надійності і безпеки за умов скорочення періодичності випробувань [8]. Як основний імовірнісного показника безпеки звичайно використовується сумарна ЧПАЗ. Умовою допустимості скорочення періодичності випробувань приймається співвідношення:

$$\frac{\Delta\text{ЧПАЗ}}{\text{ЧПАЗ}_0} \ll 1,$$

де ЧПАЗ_0 – базова ймовірність пошкодження активної зони реактора;

$\Delta\text{ЧПАЗ}$ – збільшення ймовірності пошкодження активної зони реактора внаслідок скорочення періодичності планових випробувань СВБ ЯЕУ.

Такий підхід суперечить пріоритетному принципу сучасної ядерної енергетики – необхідності забезпечення і підвищення безпеки.

У представленій роботі пропонується альтернативний метод оптимізації періодичності¹ випробувань СБ ЯЕУ в надпроектні строки експлуатації з урахуванням стохастичних і детерміністських процесів накопичення критичних для надійності відмов, а також досвіду експлуатації і залишкового ресурсу на момент продовження експлуатації. Критерії та умови оптимізації періодичності випробувань – мінімальні ймовірності виникнення критичних відмов і пошкодження активної зони реактора.

2.2.2. Основні положення метода оптимізації періодичності випробувань систем безпеки у надпроектні строки експлуатації

1. Основні положення методу оптимізації періодичності випробувань систем теплотехнічного обладнання і трубопроводів у надпроектні строки експлуатації розглядані на прикладі СБ ЯЕУ. До складу активних СБ (з електронасосами) ЯЕУ з ВВЕР входять:

системи аварійного охолодження і підживлення активної зони реактора насосами низького і високого тиску (САОЗ НТ і ВТ);

системи аварійного і допоміжного підживлення парогенератора (АЖЕН і ДЖЕН);

система аварійного охолодження і підживлення басейнів витримки відпрацьованого ядерного палива;

спринклерна система аварійного охолодження гермооб'єму ЯЕУ.

2. Режими експлуатації СБ:

режим у стані очікування виконання призначених функцій безпеки;

режим планових випробувань для підтвердження працездатності, виявлення і усунення можливих критичних для надійності відмов/дефектів (КНВ);

¹ У цій роботі під періодичністю розуміється частота проведення випробувань, 1/рік.

перехідні режими в умовах нормальної експлуатації (наприклад, САОЗ НТ і ДЖЕН);

режими планового і вимушеного технічного обслуговування і ремонту (ТОіР);

аварійні режими.

3. Необхідність оптимізації періодичності випробувань і ТОіР СБ f у надпроектні строки експлуатації визначається наступними факторами.

Призначена проектна періодичність випробувань f_d не враховує залишковий ресурс надійної працездатності елементів СБ на момент продовження строків експлуатації, а також досвід їх експлуатації, результати випробувань і технічного обслуговування, модернізацій та експлуатаційних заходів з управління старінням.

Неоднозначний вплив зміни f на показники надійності СБ. З одного боку, наслідком (наприклад) збільшення f є збільшення ймовірності виявлення й усунення КНВ (позитивний ефект для надійності). А з іншого боку, наслідком збільшення f є відносне збільшення зносу/ деградації елементів СБ (негативний ефект для надійності).

4. Домінантними причинами виникнення КНВ СБ приймаються:

стохастичний процес накопичення «прихованих» відмов внаслідок старіння в режимах очікування;

детерміністський процес внаслідок зносу і деградації в режимах випробувань і спрацьовування.

Обидва вказаних ефекти визначають основні параметри оптимізації f СБ.

В якості КНВ приймаються наступні відмови/порушення під час випробувань:

відмови на спрацьовування арматури/насосів;

порушення, що не забезпечують вимоги до виконання функцій безпеки;

порушення герметичності елементів СБ.

Критерій оптимізації f СБ – мінімізація ймовірності відмови СБ на

виконання функцій безпеки P .

5. Необхідними вихідними даними для оптимізації періодичності випробувань СБ у надпроектні строки експлуатації є:

проектні тривалість експлуатації T_d , періодичність планових випробувань і ТОіР f_d та прогнозуємі строки продовження експлуатації T_c ;

кількість виявлених у випробуваннях і ТОіР за проектний період експлуатації «прихованих» КНВ n .

6. У загальному випадку ймовірність відмови на виконання необхідних функцій безпеки визначається ймовірністю встановлених КНВ у режимах випробувань/ТОіР та ймовірністю зміни залишкового ресурсу P_R :

$$P = P_n + P_R, \quad (2.5)$$

де

$$P_n = \frac{1}{fT} \int_0^T v_n(t) dt; \quad (2.6)$$

$$P_R = f \int_0^T v_R(t) dt; \quad (2.7)$$

v_n, v_R – поточна швидкість зміни n та залишкового ресурсу ΔR елементів СБ (насоси, арматура, теплообмінники/гідроємності і трубопроводи);

T – період експлуатації.

Тоді з урахуванням (2.6) і (2.7) імовірність відмови на виконання функцій безпеки:

$$P = \frac{1}{fT} \int_0^T v_n(t) dt + f \int_0^T v_R(t) dt. \quad (2.8)$$

7. Середні швидкості зміни n та ΔR за період експлуатації T :

$$\bar{v}_n = \frac{n}{T}; \quad \bar{v}_R = \frac{\Delta R}{T}. \quad (2.9)$$

де

$$\Delta R = 1 - \max \left\{ \begin{array}{l} \mathbf{X}_0 - \mathbf{X}_T \\ \mathbf{X}_0 - \mathbf{X}_{\min} \end{array} \right\}; \quad (2.10)$$

\mathbf{X}_0 , \mathbf{X}_T , \mathbf{X}_{\min} – початкові, поточні та мінімально допустимі значення визначальних параметрів залишкового ресурсу (товщина корпусів обладнання і трубопроводів / показники міцності металу конструкцій / час напрацювання на КНВ / кількість циклів гідротермічного навантаження та ін. [8, 12, 63 – 73]).

При допущеннях незмінності \bar{v}_n і \bar{v}_R у проєктні та надпроєктні строки експлуатації ймовірність відмови виконання функцій безпеки у надпроєктні строки експлуатації:

$$P_P = \frac{nT_D}{f_P T_P^2} + f_P T_P \Delta R^{-1}(f_D T_D), \quad (2.11)$$

де T_D , T_P – проєктна та надпроєктна тривалість експлуатації.

8. Умова оптимальної періодичності випробувань СБ f_P^0 :

$$\frac{dP_P}{df_P} = 0; \quad \frac{d^2P_P}{df_P^2} > 0. \quad (2.12)$$

Тоді з (2.11) і (2.12) оптимальна періодичність випробувань СБ у надпроєктні строки експлуатації:

$$f_P^0 = \frac{1}{T_P} \sqrt{\frac{nT_D \Delta R}{T_P}}. \quad (2.13)$$

За умови $n = f_d T_D$ або $\Delta R \leq 0$ продовження експлуатації не є обґрунтованим.

У випадку відсутності встановлених КНВ у проєктні строки експлуатації

консервативно приймається $n = 1$.

Приклад залежності ймовірнісних показників надійності і безпеки P та ЧПАЗ(P) від періодичності випробувань f_c у надпроектні строки експлуатації наведено на рис. 2.4.

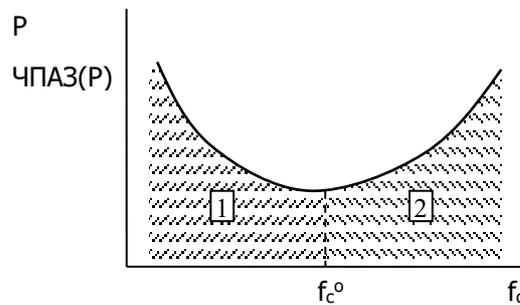


Рисунок 2.4 - Якісний приклад залежності ймовірнісних показників надійності і безпеки від періодичності випробувань СБ у надпроектні строки експлуатації:

1 – область переважання впливу на надійність ефектів накопичення «прихованих» відмов у режимі очікування;

2 – область переважання впливу на надійність ефектів зносу і деградації внаслідок випробувань і ТОіР

При $f_c < f_c^0$ домінантний вплив на показники надійності і безпеки надає стохастичний процес накопичення «прихованих» критичних для надійності відмов/дефектів у режимі очікування.

При $f_c > f_c^0$ домінантний вплив на показники надійності і безпеки надає детерміністський процес зносу і деградації в режимі випробувань і ТОіР.

При $f_c = f_c^0$ імовірності відмов виконання функцій безпеки та пошкодження активної зони реактора є мінімальними за інших рівних умов.

2.3. Ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань підвищеним тиском систем гермооб'єму ЯЕУ

2.3.1. Актуальність дослідження

Нормативною та експлуатаційною документацією ЯЕУ з ВВЕР після Чорнобильської аварії регламентовано щорічну періодичність випробувань надлишковим тиском (0,07 МПа) на герметичність ЗО ЯЕУ.

Однак багаторічний досвід експлуатації ЯЕУ з ВВЕР визначив необхідність перегляду цих вимог з наступних основних причин:

переважна більшість порушень герметичності ЗО виявлялась на етапах технічного обслуговування та попередніх випробувань надлишковим тиском;

проведення випробувань тиском ЗО на герметичність скорочує на 2 – 3 доби тривалість ППР енергоблоків, що визначає суттєве зниження економічних показників (зниження КВВП).

При продовженні експлуатації системи гермооболонки (СГО) питання оптимізації періодичності випробувань стають ще більш актуальними з причини зносу/старіння/деградації конструкцій СГО в ПСЕ.

У роботі представлено ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань СГО в ППСЕ з урахуванням досвіду і результатів проведення випробувань у ПСЕ, а також залишкового ресурсу з міцнісних параметрів надійності конструкцій СГО на момент продовження експлуатації.

З досвіду передових ядерних держав (США, Германія, Франція, Японія та ін.), у тому числі й експлуатуючих ВВЕР (Чехія, Фінляндія), періодичність подібних випробувань на герметичність складає одне випробування у 8 – 10 років [74 – 78]. Так, у США на основі ІАБ встановлено періодичність випробувань СГО один раз у 10 років експлуатації (раніше – 3 випробування у 10 років).

Однак наведені результати недостатньо обґрунтовано з наступних основних причин:

періодичність випробувань ЗО не є основним визначальним параметром імовірнісних показників ризику для безпеки ЯЕУ;

у рамках традиційної методології ІАБ не розглядається оптимальна періодичність випробувань СГО з урахуванням максимальної ймовірності встановлення критичних для безпеки порушень і залишкового ресурсу з міцнісних показників надійності окремих конструкцій (ЗО, армоканати та ін.).

Більш обґрунтований підхід зміни встановленої періодичності випробувань у ПСЕ був розгляданий у роботах [79, 80]. Розроблений ризик-орієнтований метод прогнозування доцільності проведення наступних випробувань на герметичність ЗО ґрунтується на результатах попередніх експлуатаційних випробувань і враховує ймовірність виникнення та виявлення «прихованих» порушень поза режимами випробувань. Однак у ППСЕ ЯЕУ необхідно враховувати також безпосередній вплив випробувань і якості технічного обслуговування ремонтним персоналом на надійність ЗО. По суті, кожне випробування ЗО надлишковим тиском є «маленькою» аварією. Необґрунтовано велика кількість випробувань у загальному випадку може суттєво знизити залишковий ресурс з надійності СГО.

Таким чином, актуальним питанням ППСЕ ЯЕУ є оптимізація періодичності випробувань СГО з урахуванням імовірності встановлення критичних для безпеки порушень і залишкового ресурсу на момент продовження експлуатації.

2.3.2. Основні положення метода оптимізації періодичності випробувань СГО в ППСЕ

1. Критерієм оптимізації періодичності випробувань СГО приймається мінімальна ймовірність критичного для безпеки порушення (КБП).

2. Визначальним параметром цілісності ЗО є гранично допустиме витік парогазового середовища з гермооб'єму L_{cr} , який визначається в результаті пусконаладжувальних випробувань енергоблоку. Для українських АЕС із ВВЕР для різних енергоблоків [79]:

$$L_{cr} = (0,1 - 3,0)\% V_{СГО} / \text{ддоб}, \quad (2.14)$$

де $V_{СГО}$ – «вільний» від конструкцій внутрішній об'єм СГО.

Критерій і умова успішності проведення випробувань:

$$\gamma = \frac{L}{L_{cr}} < 1, \quad (2.15)$$

де L – витік з СГО, визначений в результаті випробувань надлишковим тиском 0,07 МПа.

Умови КБП СГО:

$$\gamma = \gamma_m \geq 1. \quad (2.16)$$

3. Параметрами оптимізації приймаються:

частота випробувань СГО в ПСЕ I_D і ППСЕ I_P , 1/рік;

тривалість експлуатації ПСЕ T_D і ППСЕ T_P , рік;

кількість установлених у ПСЕ КБП n ;

імовірність КБП ΔR за залишковим ресурсом визначальних параметрів міцності елементів конструкцій X на момент продовження експлуатації:

$$\Delta R = 1 - \max \left\{ \begin{array}{l} X_0 - X_T \\ X_0 - X_m \end{array} \right\}, \quad (2.17)$$

де X_0, X_T, X_m – визначальні параметри міцності елементів конструкцій СГО на початковий момент експлуатації, на момент продовження експлуатації та мінімально допустимі значення.

4. Приймається середня за часом експлуатація швидкості накопичення КБП і зміни залишкового ресурсу.

5. За умов

$$\Delta R \leq 0; \quad n = I_D T_D, \quad (2.18)$$

продовження експлуатації вважається необґрунтованим.

6. У загальному випадку ймовірність КБП СГО в ППСЕ визначається сумою ймовірності стохастичних процесів порушень/відмов у міжвипробувальний період і ймовірності КБП за залишковим ресурсом у процесі випробувань.

З урахуванням прийнятих положень і допущень ймовірність КБП СГО в ППСЕ:

$$P_P = \frac{n T_D}{I_P T_P^2} + I_P T_P \Delta R^{-1}(I_D T_D). \quad (2.19)$$

Перший доданок у правій частині рівняння (2.19) відображує ймовірність КБП у між випробувальний період; а другий доданок – ймовірність КБП за залишковим ресурсом $\Delta R(I_D T_D)$.

Умова оптимізації I_P по мінімуму P_P :

$$\frac{dP_P}{dI_P} = 0; \quad \frac{d^2 P_P}{dI_P^2} > 0, \quad (2.20)$$

З урахуванням (2.19) і (2.20) оптимальна частота випробувань СГО в

ППСЕ:

$$I_P^o = \frac{1}{T_P} \sqrt{\frac{nT_D \Delta R}{T_P}}. \quad (2.21)$$

У випадку відсутності встановлених у ПСЕ КНВ СГО консервативно вважається $n = 1$.

2.4. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів активних систем безпеки

2.4.1. Актуальність дослідження

Основним показником ефективності експлуатації ЯЕУ з ВВЕР є КВВП, який суттєво залежить від тривалості ППР [13]:

$$\text{КВВП} \approx 1 - \frac{\Delta T_{\text{ППР}}}{T_0}, \quad (2.22)$$

де $\Delta T_{\text{ППР}}$ – тривалість ППР протягом строку експлуатації T_0 .

Протягом останніх десяти років одне з перших місць у світі за показниками КВВП займає АЕС Loviisa (Фінляндія), яка експлуатує ЯЕУ з ВВЕР. Стабільне значення КВВП понад 90 % на АЕС Loviisa досягнуте в основному шляхом впровадження ефективних стратегій ТОіР щодо скорочення $\Delta T_{\text{ППР}}$ [13].

У середині 90-х КВВП українських АЕС знижувався до 60 %. При цьому було встановлено, що збільшення КВВП по всій галузі на 10 % адекватне введенню до експлуатації нового енергоблоку з ВВЕР-1000 [13, 63, 81 – 90]. У

зв'язку з цим було розроблено і реалізовано галузеву програму підвищення КВВП АЕС України, орієнтовану на скорочення $\Delta T_{\text{ППР}}$. Основні напрямки реалізації цієї програми:

удосконалення план-графіків критичних для $\Delta T_{\text{ППР}}$ послідовностей ТОіР СВБ ЯЕУ;

модернізація технічних засобів і способів ТОіР СВБ;

заходи щодо управління старінням/деградацією і збільшення залишкового ресурсу СВБ ЯЕУ (наприклад, [12, 64, 75 та ін.]);

скорочення періодичності та об'ємів контролю технічного стану і післяремонтних випробувань СВБ у процесі ППР та ін.

У результаті реалізації цієї програми КВВП українських АЕС збільшився до 80 %.

При обґрунтуваннях скорочення періодичності та об'ємів контролю і післяремонтних випробувань СВБ ЯЕУ використовувались підходи і результати ІАБ. Умовою обґрунтованості скорочення періодичності та об'ємів контролю і випробувань звичайно приймалось співвідношення:

$$\frac{\Delta \text{ЧПАЗ}}{\text{ЧПАЗ}_0} \ll 1, \quad (2.23)$$

де ЧПАЗ_0 – базова ймовірність ЧПАЗ реактора;

$\Delta \text{ЧПАЗ}$ – прогнозуєме за ІАБ збільшення ЧПАЗ у результаті скорочення періодичності та/або об'ємів контролю ТОіР.

Такий підхід суперечить принципам пріоритетності необхідності забезпечення або підвищення безпеки сучасної ядерної енергетики і «штучного» зниження показників безпеки ЯЕУ. Крім того, під час численних заходів щодо скорочення ремонтного контролю и випробувань СВБ ЯЕУ умову (2.23) може бути і не забезпечено при відносно невеликих приростах $\Delta \text{ЧПАЗ}$ кожного скорочення ТОіР.

Таким чином, актуальною задачею є розробка альтернативних підходів оптимізації показників безпеки та ефективності експлуатації ЯЕУ.

У пропонованій роботі представлено метод формування стратегій оптимізації частоти ТОіР СБ, що експлуатуються в основному режимі очікування виконання призначених функцій безпеки. Критерії та умови оптимізації – мінімізація ймовірнісних показників: відмови СБ у режимах спрацьовування P ; виникнення важкої аварії з пошкодженням активної зони реактора ЧПАЗ(P) та гранично допустимих аварійних викидів до оточуючого середовища ЧПАВ(P).

2.4.2. Метод оптимізації стратегій ТОіР СБ у післяпроектні строки експлуатації

1. Особливістю СБ ЯЕУ з ВВЕР є проведення випробувань як у режимах роботи реактора на потужності, так і в режимах ТОіР у ППР. Мета цих випробувань – виявлення й усунення КНВ для забезпечення працездатності СБ. Мета ТОіР у ППР – оцінка технічного стану і залишкового ресурсу надійної експлуатації, а у випадку необхідності відновлення працездатності СБ.

2. Необхідність оптимізації стратегій випробувань на потужності реактора і планових ТОіР СБ (ВТОР) визначається наступним:

збільшення частоти проведення ВТОР f підвищує ймовірність виявлення та усунення КНВ;

зменшення частоти проведення ВТОР у загальному випадку зменшує знос/деградацію обладнання СБ (зменшення залишкового ресурсу), тривалість ППР (підвищення КВВП) та ймовірність помилкових дій ремонтного персоналу.

Тому оптимальна частота ВТОР f^o визначається впливом протилежних ефектів на показники надійності і безпеки стохастичних процесів накопичення «прихованих» КНВ у режимах очікування і процесів надлишкового зносу/деградації/помилкових дій персоналу під час ВТОР.

3. У загальному випадку ймовірність відмови на виконання функцій безпеки визначається ймовірністю встановлених КНВ у процесі ВТОР P_n та ймовірністю зміни залишкового ресурсу P_R [13]:

$$P = P_n + P_R. \quad (2.24)$$

Ймовірність КНВ, установлених за досвідом експлуатації/ВТОР у загальному випадку:

$$P_n = \frac{1}{fT} \int_0^T v_n(t) dt, \quad (2.25)$$

де v_n – поточна швидкість накопичення кількості встановлених КНВ n

$$v_n = \frac{dn}{dt}. \quad (2.26)$$

Середня швидкість накопичення КНВ за період експлуатації T :

$$\bar{v}_n = \frac{n}{T}. \quad (2.27)$$

Ймовірність зміни залишкового ресурсу внаслідок процесів зносу/деградації:

$$P_R = f \int_0^T v_R(t) dt, \quad (2.28)$$

де v_R – поточна швидкість зміни залишкового ресурсу ΔR за проектними і поточними показниками надійності (показники міцності металу конструкцій, товщини корпусів обладнання/трубопроводів, час напрацювання на відмову та

ін. [13, 81, 82])

$$v_R = \frac{dR}{dt}. \quad (2.29)$$

Середня за період експлуатації швидкість зміни залишкового ресурсу:

$$\bar{v}_R = \frac{R_D - R_O}{T} = \frac{\Delta R}{T}, \quad (2.30)$$

де R_D, R_O – показники залишкового ресурсу на момент початку і закінчення проектного строку експлуатації за показниками надійності елементів СБ (насоси, арматура, теплообмінники, трубопроводи).

З урахуванням (2.25) і (2.28) сумарна ймовірність відмови виконання функцій безпеки за період експлуатації T (2.24):

$$P = \frac{1}{fT} \int_0^T v_n(t) dt + f \int_0^T v_R(t) dt. \quad (2.31)$$

4. При допущеннях незмінності середньої швидкості накопичення КНВ і середньої швидкості зміни залишкового ресурсу у проектні та післяпроектні строки експлуатації ймовірність невиконання функцій безпеки в післяпроектні строки експлуатації (2.31):

$$P_P = \frac{nT_D}{f_P T_P^2} + f_P T_P \Delta R^{-1} (f_D T_D), \quad (2.32)$$

де T_D, T_P – проектна та післяпроектна тривалість експлуатації;

n – сумарна кількість КНВ, виявлених у період T_D .

Загальна частота ВТОР:

$$f = f_T + f_m, \quad (2.33)$$

де f_T – частота випробувань на робочій потужності реактора;

f_m – частота ТОіР у ППР.

5. Оптимальна частота ВТОР у післяпроектні строки експлуатації визначається з умови:

$$\frac{dP_P}{df_P} = 0; \quad \frac{d^2P_P}{df_P^2} > 0. \quad (2.34)$$

Таким чином, оптимальна частота ВТОР у післяпроектні строки експлуатації витікає з рівнянь (2.32) і (2.34):

$$f_P^o = f_{Pm}^o + f_{PT}^o = \frac{1}{T_P} \sqrt{\frac{nT_D \Delta R}{T_P}}. \quad (2.35)$$

Зокрема, показники залишкового ресурсу з мінімально допустимої товщини корпусів обладнання/трубопроводів та параметрів міцності металу конструкцій:

$$\Delta R = 1 - \max \left\{ \begin{array}{l} (\delta_0 - \delta_T) / (\delta_0 - \delta_m), \\ (K_0 - K_T) / (K_0 - K_m), \end{array} \right. \quad (2.36)$$

де δ_0 , δ_m , δ_T – початкова, мінімально допустима та поточна товщина корпусів/трубопроводів;

K_0 , K_m , K_T – відповідний параметр міцності.

Якщо у проектні строки експлуатації КНВ не встановлено, то консервативно приймається $n = 1$. У випадку якщо встановлено $n = f_d T_D$ та $\Delta R \leq 0$, продовження експлуатації не є обґрунтованим.

На рис. 2.5 представлено якісну залежність показників P , ЧПАЗ і ЧПАВ від частоти ВТОР.

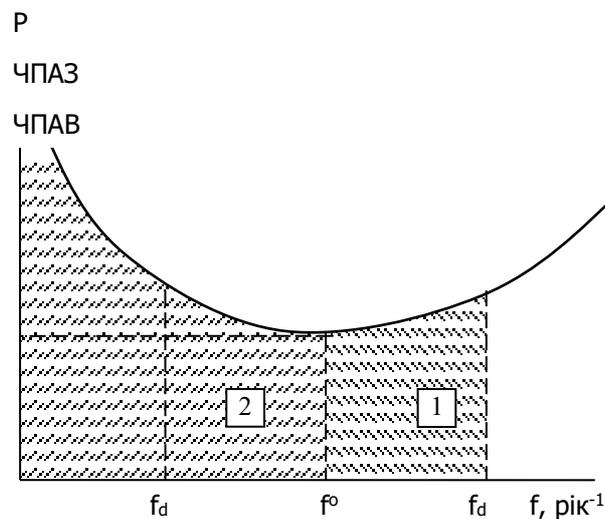


Рисунок 2.5 - Залежність P , ЧПАЗ і ЧПАВ від періодичності ТОіР f :

1 – область переважання процесів залишкового зносу/деградації;

2 – область переважання впливу на надійність стохастичних процесів накопичення КНВ

Вибір стратегій оптимізації частоти ВТОР у післяпроектні строки експлуатації визначається співвідношенням проектної f_d і оптимальної f_P^0 частоти, а також величиною ΔR .

Стратегія 1: $f_d < f_P^0$; $\Delta R > 0$.

У цьому випадку є необхідним збільшення частоти ВТОР: $\Delta f_{Pm} + \Delta f_{PT}$. Однак збільшення Δf_{Pm} є обмеженим необхідністю збільшення загальної тривалості ППР (зниження КВВП). Тому в даному випадку оптимальною є стратегія:

$$\max \Delta f_{PT} = f_P^0 - f_d; \quad f_{Pm} = f_{dm}. \quad (2.37)$$

Стратегія 2: $f_d > f_P^0$; $\Delta R > 0$.

У цьому випадку є необхідним зменшення частоти ВТОР з пріоритетом збільшення КВВП. Оптимальна стратегія в даному випадку:

$$\Delta f_{\text{Pm}} = f_{\text{P}}^{\circ} - f_{\text{d}}^{\circ}. \quad (2.38)$$

2.5. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, нормальної експлуатації

2.5.1. Актуальність дослідження

Основні цілі та задачі планування і проведення випробувань, ТОіР СВБ ЯЕУ полягають у наступному:

підтвердження працездатності та надійності виконання функцій забезпечення безпеки;

контроль технічного стану та управління ресурсом обладнання/конструкцій;

усунення виявлених дефектів/порушень/відмов.

Проектом ЯЕУ з ВВЕР для більшості триканальних СБ апріорі і без достатніх обґрунтувань встановлено планову частоту випробувань один раз у три місяці в режимах роботи реактора на потужності та перед пуском реактора на потужність у процесі ППР енергоблоку.

Проектна частота ППР (1 раз у рік) енергоблоку встановлена в основному із-за необхідності перевантаження ядерного палива, що і визначає частоту планових ТОіР і випробувань СВБ ЯЕУ в режимі зупиненого реактора.

Багаторічний досвід проведення випробувань і ТОіР СВБ ЯЕУ з ВВЕР визначив необхідність оптимізації планування випробувань і ТОіР з наступних основних причин (наприклад, [13, 63, 81 – 83, 87 – 89, 91 – 93 та ін.]).

Завищена частота випробувань і ТОіР приводить до підвищеного зносу/деградації обладнання/конструкцій та зниженню залишкового ресурсу надійної експлуатації.

Випробування і ТОіР СВБ суттєво впливають на тривалість ППР

енергоблоку, і відповідно зменшують за інших рівних умов основний показник ефективності експлуатації ЯЕУ (КВВП) до 10 %. Наприклад, збільшення КВВП більш ніж на 10 % по галузі відповідає введенню в експлуатацію нового енергоблоку з ВВЕР-1000 [13].

Якість проведення ТОіР може суттєво впливати на надійність і безпеку ЯЕУ. Характерним прикладом є аварійний інцидент на РАЕС у 2009 р. з відмовою на закриття попереджувального клапану компенсатора тиску в режимі «гарячої» зупинки реактора з причини помилкових дій ремонтного персоналу з заміни робочого органу клапана.

Необхідність оптимізації періодичності/частоти випробувань і ТОіР СВБ ЯЕУ в ППСЕ енергоблоків АЕС визначається наступними положеннями.

1. Необхідно враховувати багаторічний досвід проведення і результати випробувань і ТОіР у ПСЕ, а також недостатню обґрунтованість нормативно-експлуатаційних вимог до періодичності/частоти випробувань і ТОіР у ПСЕ.

2. Більшість обладнання/конструкцій СВБ до моменту початку ППСЕ має суттєво знижений залишковий ресурс надійної експлуатації. Тому, з одного боку, необхідно збільшувати частоту випробувань і ТОіР для підвищення ймовірності виявлення «прихованих» відмов/порушень; а з іншого боку, необхідно зменшувати частоту випробувань і ТОіР з урахуванням фактичного залишкового ресурсу на момент продовження експлуатації енергоблоку.

Таким чином, актуальним питанням ППСЕ є розробка методу оптимізації частоти/періодичності випробувань і ТОіР СВБ ЯЕУ з урахуванням досвіду ПСЕ та фактичного залишкового ресурсу надійної експлуатації.

2.5.2. Метод оптимізації випробувань і ТОіР СВБ ЯЕУ в ППСЕ

1. Критеріями оптимізації частоти/періодичності випробувань і ТОіР приймаються ймовірність виявлення відмов/порушень P та допустима кількість навантажень внаслідок залишкового ресурсу надійної експлуатації ΔN

$$P = 1 - \frac{N}{fT}, \quad (2.39)$$

$$\Delta N = fT, \quad (2.40)$$

де N – кількість виявлених/прогнозуємих відмов/порушень;

f – частота випробувань, ТОіР за період експлуатації T , 1/рік.

2. Параметрами оптимізації в ППСЕ приймаються частота випробувань і ТОіР та прогнозує мий строк продовження експлуатації ΔT_p .

3. Умови оптимізації

$$P_p \geq P_D; \quad f_p \leq \frac{\Delta N}{\Delta T_p}, \quad (2.41)$$

де P_D – імовірність виявлення відмов/порушень за досвідом експлуатації за проєктний період експлуатації T_D ;

P_p – імовірність виявлення критичної для надійності виконання функцій безпеки відмови за період експлуатації ΔT_p ;

f_p – сумарна частота випробувань, ТОіР за період ΔT_p .

Під критичною відмовою розуміється відмова на відкриття/закриття арматури, пуск/зупинку насосів, а також течі, що не компенсуються.

Допустима кількість навантажень у ППСЕ внаслідок залишкового ресурсу надійної експлуатації може бути визначена за результатами експлуатаційного контролю технічного стану на момент продовження експлуатації [93]

$$\Delta N = N_D(1 - K_{OR}), \quad (2.42)$$

де N_D – проєктна допустима кількість навантажень;

K_{OR} – показник залишкового ресурсу

$$K_{OR} = \max \left\{ \begin{array}{l} (\delta_0 - \delta_T) / (\delta_0 - \delta_m), \\ (K_0 - K_T) / (K_0 - K_m), \end{array} \right. \quad (2.43)$$

$\delta_0, \delta_m, \delta_T$ – початкова, мінімально допустима та встановлена товщина конструкцій;

K_0, K_m, K_T – відповідний параметр міцності.

З урахуванням прийнятих допущень після перетворень (2.39) – (2.41) область оптимальної частоти випробувань, $TOiP$ у ППСЕ

$$\frac{f_{DT} N_{DT}^{-1} + f_{DR} N_{DR}^{-1}}{T_D} \leq \frac{f_{PT} + f_{PR}}{T_D + \Delta T_P} \leq \frac{\Delta N}{\Delta T_P}, \quad (2.44)$$

де f_{DT}, f_{DR} – проектна частота планових випробувань у режимі реактора на потужності та в процесі ППР;

N_{DT}, N_{DR} – кількість виявлених у ПСЕ відмов/порушень у режимі реактора на потужності та в процесі ППР;

f_{PT}, f_{PR} – прогнозуємо в ППСЕ частота випробувань у режимі реактора на потужності та в процесі ППР.

Додаткова умова співвідношення прогнозуємих частот випробувань і $TiOP$

$$\frac{f_{PT}}{f_{PR}} = \frac{N_{DT}}{N_{DR}}. \quad (2.45)$$

У випадку відсутності виявлених відмов/порушень у ПСЕ консервативно приймається $N_{DT} = 1$ та $N_{DR} = 1$.

2.6. Висновки до розділу 2

1. Розроблено оригінальний метод прогнозування строків продовження експлуатації тепломеханічного обладнання систем безпеки на основі оцінки залишкового ресурсу по кількості теплогідродинамічних і механічних циклічних навантажень і частоти випробувань.

2. На основі розробленого метода, а також результатів технічного дослідження корпусів насосів і арматури систем аварійного охолодження активної зони реактора та аварійного підживлення парогенераторів встановлено, що при збереженні проектної періодичності випробувань припустимий строк продовження експлуатації складає 4 роки; при скороченні частоти випробувань у 2 рази – 8 років, у 6 разів – 16 років, у 10 разів – 20 років. Однак можливість скорочення періодичності випробувань потребує додаткових обґрунтувань щодо оптимізації частоти випробувань з урахуванням ефектів зносу обладнання і накопичення критичних дефектів у періоди між випробуваннями. Необхідність оптимізації періодичності випробувань визначає актуальність подальших досліджень.

3. Відомі ймовірнісні підходи та методи скорочення періодичності технічного обслуговування і ремонту систем безпеки ядерних енергоустановок (що експлуатуються в режимах очікування та випробувань), засновані на допущенні можливості зниження безпеки, недостатньо обґрунтовано.

4. Представлено метод оптимізації стратегій випробувань систем безпеки у післяпроектні строки експлуатації ядерних енергоустановок, заснований на мінімізації ймовірностей відмови на спрацьовування, пошкодження активної зони реактора та гранично допустимих аварійних викидів. Оптимальна періодичність випробувань, що відповідає максимальній надійності і безпеці, залежить від статистики виявлених критичних для надійності відмов та залишкового ресурсу з міцності на момент продовження експлуатації.

5. На основі розробленого методу сформульовано оптимальні стратегії

випробувань систем безпеки. Вибір стратегії залежить від співвідношення проєктної і оптимальної періодичності, а також від залишкового ресурсу обладнання і трубопроводів системи безпеки.

6. Періодичність випробувань надлишковим тиском системи гермооб'єму ядерних енергоустановок з ВВЕР у післяпроєктні строки експлуатації повинна враховувати досвід і результати проведення таких випробувань у проєктні строки експлуатації, а також залишковий ресурс з надійності внаслідок безпосереднього впливу навантажень на конструкції системи гермооболонки під час випробувань.

7. Розроблено ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки у післяпроєктні строки експлуатації, заснований на умові відповідності ймовірностей виникнення критичних порушень у проєктні і післяпроєктні строки експлуатації.

8. Установлено, що оптимальна періодичність випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки залежить від залишкового ресурсу з надійності на момент продовження експлуатації, тривалості проєктних і післяпроєктних строків експлуатації, а також кількості допустимих значень витоків.

9. Актуальність перепризначення періодичності випробувань систем безпеки ядерних енергоустановок у надпроєктний період експлуатації визначається тим, що проєктна періодичність випробувань не враховує: досвід експлуатації; експлуатаційні заходи щодо модернізації і управління старінням; сумісний вплив критичних по надійності відмов унаслідок накопичення «прихованих» відмов в режимах очікування і унаслідок процесів зносу і деградації в режимах необґрунтованих планових випробувань, технічного обслуговування і ремонту; зменшення ресурсу надійності обладнання і трубопроводів на момент продовження тривалості експлуатації та інші чинники.

10. Основний недолік відомих підходів перепризначення періодичності планових випробувань у надпроєктні строки експлуатації полягає в допущенні можливості зниження надійності і безпеки.

11. Запропоновано метод обґрунтування оптимальної періодичності випробувань систем безпеки в надпроектні строки експлуатації для мінімізації вірогідності відмов і пошкодження активної зони реактора, заснований на сумісному моделюванні стохастичних процесів накопичення «прихованих» критичних відмов в режимах очікування і детерміністських процесів накопичення критичних відмов в режимах випробувань, технічного обслуговування і ремонту.

12. Оптимальна періодичність випробувань систем безпеки в надпроектні строки експлуатації залежить від: статистичних даних по виявлених критичних відмовах або дефектах; проектного і прогнозованого строків експлуатації; проектної періодичності випробувань і залишкового ресурсу по параметрах міцності на момент продовження тривалості експлуатації.

13. Багаторічний досвід проведення і результати випробувань, технічного обслуговування та ремонтів обладнання і конструкцій систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок з ВВЕР, визначає необхідність оптимізації планування їх частоти/періодичності з метою підвищення показників ефективності експлуатації та запобігання передчасному старінню і деградації.

14. Актуальність оптимізації періодичності/частоти випробувань, технічного обслуговування та ремонтів у післяпроектні строки експлуатації визначається необхідністю враховувати досвід експлуатації і залишковий ресурс систем, важливих для безпеки.

15. У роботі представлено ризик-орієнтований метод оптимізації частоти/періодичності випробувань, технічного обслуговування та ремонтів у післяпроектні строки експлуатації, який враховує досвід експлуатації і залишковий ресурс систем, важливих для безпеки. Критеріями оптимізації визначено максимальну ймовірність виявлення відмов/порушень та показники залишкового ресурсу за результатами експлуатаційного обстеження технічного стану систем. Параметри оптимізації – частота/періодичність планових випробувань та ремонту і тривалість продовження строків експлуатації.

РОЗДІЛ 3. ОПТИМАЛЬНІ СТРАТЕГІЇ ПЛАНОВИХ ВИПРОБУВАНЬ/РЕМОНТІВ СИСТЕМ, ВАЖЛИВИХ ДЛЯ БЕЗПЕКИ, В ПІСЛЯПРОЄКТНІ СТРОКИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

3.1. Аналіз результатів технічного стану і досвіду експлуатації СВБ з насосами

3.1.1. Загальні положення

Підготовка вихідних даних та проведення розрахунків проводилася відповідно до наступних документів:

Робоча програма проведення обстеження технічного стану обладнання ВП ЗАЕС. Продовження терміну експлуатації. Насосне обладнання. 001234561020.MP.00.ПМ.33;

СТП 0.08.048-2003. Надійність систем та обладнання АЕС. Насоси АЕС
Методи оцінки показників експлуатаційної надійності;

ДСТУ 3004-95. Надійність техніки. Методи оцінки показників надійності за експериментальними даними.

Розрахунок показників експлуатаційної надійності виконувався для однотипного обладнання насосів СВБ 1-го та 2-го енергоблоків та спецкорпусу № 1 хімічного цеху ВП «Запорізька АЕС» на підставі даних про відмови, внесені до Української бази даних з надійності (УБДН).

Проведений аналіз технічної документації показав, що з усього переліку насосів тільки для двох груп у заводській документації регламентуються показники надійності типу середнє напрацювання вцент. Для інших груп насосів показники надійності не регламентовані. У зв'язку з цим та керуючись п. 7.4 Робочої програми оцінка надійності виконана на підставі порівняння

середнього напрацювання до відмови, оціненої на поточному та попередньому інтервалі розгляду експлуатаційних даних щодо відмови.

Розрахунки середнього напрацювання до відмови (точковий та інтервальний показник) виконані для всіх груп насосів для максимального підконтрольного терміну експлуатації (за УБДН) – з 1995 по 2012 р. Також проведено розрахунки напрацювання до відмови за попередній період – з 1995 по 2010 р.

У ряді випадків групи обладнання складала насоси в кількості, меншій за мінімально допустиме значення (менше 4). При цьому проводилося об'єднання груп однотипного обладнання, що працюють в аналогічних умовах для насосів 1-го та 2-го енергоблоків ВП ЗАЕС. При недостатності кількості насосів після об'єднання груп насосів 1-го та 2-го енергоблоків ВП ЗАЕС використовувалися дані для однотипного обладнання 3-го та 4-го енергоблоків ВП ЗАЕС.

У процесі виконання робіт виявлено обмеження розрахункової методики СТП 0.08.048-2003. Зокрема, методика не дозволяє проводити розрахунок показників надійності у випадку, коли не зафіксовано відмов по всіх насосах групи, що аналізується, і при цьому є різні інтервали безвідмовної роботи насосів даної групи (наприклад, при безвідмовній роботі насосів на різних блоках).

Для цього випадку (обмеження розрахункової методики СТП 0.08.048-2003) та за нестачі вихідних даних (яку неможливо усунути з урахуванням відмов однотипного обладнання інших енергоблоків ВП ЗАЕС) застосовувався ДСТУ 3004-95.

Вихідні експлуатаційні дані щодо відмови отримані за допомогою відповідної вибірки з УБДН.

Кількість обладнання на 1-му і 2-му блоках становить 155 одиниць.

Період спостереження для даних щодо відмови – з 13.09.1995 р. (перша зафіксована відмова у вибірці) до 1.10.2012 р. (дата проведення вибірки).

Період спостереження даних типу моторесурс (фактичний сумарний час роботи насоса) охоплює весь період експлуатації:

блок 1: з 9.11.1984 до 1.10.2012;

блок 2: з 25.05.1985 до 1.10.2012;

блок 3: з 5.03.1987 до 1.10.2012;

блок 4: з 14.04.1988 до 1.10.2012.

Для оцінки напрацювання до відмови на попередньому періоді штучно знижено інтервал розгляду: з 13.09.1995 р. (перша зафіксована відмова у вибірці) до 31.12.2010 р. (умовна фіксована дата).

Отримані напрацювання до відмови на поточному та попередньому інтервалі порівнюються між собою. Якщо напрацювання до відмови на поточному інтервалі більше або дорівнює напрацюванню на попередньому інтервалі, то робиться висновок про позитивні результати кількісної оцінки надійності відповідного обладнання. В іншому випадку – робиться висновок про неможливість підтвердження прийнятного поточного рівня надійності відповідного обладнання за показником напрацювання до відмови.

Вихідні дані найбільшою мірою відповідають плану випробувань на надійності типу [NMT]. [NMT] – план випробувань, згідно з яким одночасно випробовують N зразків; після кожної відмови зразок відновлюють; кожен зразок випробовують до закінчення часу випробувань або напрацювання T (ГОСТ 27410).

Виходячи з проведеного раніше аналізу технічної документації встановлено, що єдиним показником надійності, що регламентується, є напрацювання до відмови. У зв'язку з цим оцінка проводиться за цим показником надійності.

При експлуатації насосів найбільш переважним механізмом відмов є незворотні процеси зношування, втоми та корозії. Тому найбільш підходящою моделлю для апроксимації функції розподілу напрацювань на відмову є DM-розподіл (ГОСТ 27.005, ДСТУ 3004, 9.2 СТП 0.08.048).

Для насосів СБ та СВБ значення довірчої ймовірності q та відносної помилки ξ прийняті відповідно до п. 9.5 СТП 0.08.048: $q = 0,9$; $\xi = 0,1$.

Роботи з аналізу експлуатаційної надійності включали такі основні аспекти:

- контроль повноти інформації;
- перевірка однорідності інформації;
- аналіз та класифікація відмов;
- виключення недостовірних даних;
- визначення напрацювань до відмови та до цензурування;
- оцінка середнього напрацювання до відмови (точкові та інтервальні оцінки показника).

3.1.2. Якісний аналіз надійності

Якісний аналіз надійності включає такі аспекти аналізу:

- контроль повноти інформації;
- перевірка однорідності інформації;
- аналіз та класифікація відмов;
- виключення недостовірних даних.

Повнота інформації забезпечується коректною вибіркою (умовами вибору) з УБДН на 160 одиниць насосів.

Використання єдиного джерела інформації – УБДН, яке ведеться відповідно до галузевих норм та правил, забезпечує однорідність статистичної інформації щодо відмов насосів.

Проведено класифікацію відмов у відповідність до п. 6.3.1 СТП 0.08.048. Відмови поділені на групи відповідно до таких критеріїв:

- підвищення температури підшипника T ;
- підвищення рівня вібрації підшипника (перевищення віброшвидкості);
- витік через ущільнення;
- осьове переміщення валу;

відхилення витратно-напірних характеристик, коефіцієнту корисної дії тощо (відхилення показників);

інші причини відмови (при застосуванні цього критерію причини обґрунтовуються).

З розгляду виключено відмови (п. 6.3.5 СТП 0.08.048):

викликані зовнішніми впливами, які не передбачені в технічній документації насоса;

не пов'язані з надійністю самого насоса, а обумовлені відмовою систем, що забезпечують і керують;

викликані помилками персоналу;

інші причини виключення (при застосуванні даного критерію зазначаються причини).

Результати класифікації представлені у табл. 3.1 – 3.4.

Розподіл відмов за критеріями відмови подано на рис. 3.1 та 3.2.

З аналізу випливає, що переважна кількість відмов насосів пов'язана з нещільностями та витоком середовища (води, олії) через різні поверхні, що ущільнюються. При цьому відмови виявлялися як при випробуваннях насосів, так і за періодичного обходу/огляду обладнання. Наслідками таких відмов був висновок у поточний ремонт із заміною ущільнюючих елементів та/або притиранням ущільнюючих поверхонь.

Таблиця 3.1 - Класифікація відмов, виключення відмов, не пов'язаних з надійністю насосів РВ-1 и ТВ-1

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
13.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	Гріються 3,4 підшипники насоса під час роботи на рециркуляцію	підвищення підшипника Т
19.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється 4 підшипник насоса під час роботи на рециркуляцію і під навантаженням $t=69-70\text{ }^{\circ}\text{C}$	підвищення підшипника Т
21.09.1995 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється підшипник N1,2 до $80\text{ }^{\circ}\text{C}$	підвищення підшипника Т
08.10.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється 4-й підшипник насоса	підвищення підшипника Т
10.11.1995 18:50	RM11D01	-	При включенні по АВР (пониж. "Р" на натиску) немає фіксації причини спрацьовування на БФС	виключено (зовнішні причини)
26.11.1995 0:00	1RM43D01	-	Теча олії 1-го підшипника RM43D01	витік через ущільнення
05.12.1995 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	Пропускає зворотний клапан насоса	Виключено (зовнішні причини)
05.12.1995 15:20	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Крапельна теча по торцевому ущільн. з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
07.12.1995 6:00	1TQ13D01	ЦН 150-110	Витрата VF на TQ13D01 нижче за норму	відхилення характеристик
09.01.1996 0:00	1RM43D01	-	Теча олії по валу насосу з 4-го підшипника	витік через ущільнення
23.01.1996 16:30	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Крапельна теча по торцевому ущільненню насоса	витік через ущільнення
24.01.1996 0:00	1RM42D01	-	Велике протікання з боку 4-го підшипника насоса	витік через ущільнення
28.01.1996 6:15	1TQ12D01	ЦНР 800-230	Підвищена температура підшипника N3	підвищення підшипника Т
30.01.1996 6:02	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Теча по торцевому ущільненню під час роботи підшипника (3-4 краплі за хв.)	витік через ущільнення
31.01.1996 8:00	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Забито трубку відмивання торцевого ущільнення з боку 4-го підшипника.	виключено (зовнішні причини)
31.01.1996 8:00	1TQ31D01	ЦНСА 700-140	Свищ на трубці подачі дисцил. води на відмивання торцевих ущільнень	виключено (зовнішні причини)
01.02.1996 19:20	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	Теча олії з-під кришки оглядового лючка гідромуфти	витік через ущільнення
10.02.1996 7:10	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча по торцю ущільнення	витік через ущільнення
10.02.1996 16:00	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Краплинно-струминна теча торцевого ущільнення з боку підшипника	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
12.02.1996 8:45	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	Краплинно-струменева теча по лівій качалці	витік через ущільнення
15.02.1996 0:00	1RM41D01	-	Потік по валу насоса	витік через ущільнення
17.02.1996 13:00	TS11D01	-	Сторонній шум під час роботи насоса	перевищення віброшвидкості
09.03.1996 8:00	1TB10D04	Х 45/31-К-2Г	Краплинна теча води по сальнику (3 краплі в 1 сек.)	витік через ущільнення
12.03.1996 10:32	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	Крапельна теча по лівій качалці з боку ел. двигуна (1 крапля за 1 сек.)	витік через ущільнення
18.03.1996 17:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	Краплинна теча олії з-під підшипника N4 (1 крапля в 3 сек)	витік через ущільнення
02.04.1996 10:40	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Крапельна теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
03.04.1996 0:00	1QF31D02	Д 4000-95	Теча води по сальнику	витік через ущільнення
03.04.1996 0:00	1RM11D01	КсВА 1500-120	Очистити маслоохолоджувач першого підшипника насоса	виключено (зовнішні причини)
14.04.1996 0:00	1QC22D01	Ш 8-2.5-5.8/2.5 Б-1	Крапельна теча палива по лівому фланцю насоса	витік через ущільнення
20.04.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	Потрібне перенабивання сальника	витік через ущільнення
22.04.1996 11:20	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	При працюючому насосі часта крапельна теча по качалці насоса	витік через ущільнення
27.04.1996 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	Теча води по шпильках насоса	витік через ущільнення
02.05.1996 23:30	TS11D01	-	Підвищений шум у проточній частині газодувки	інші відмови (граничний стан – заміна газодувки)
03.05.1996 14:00	1RM11D01	КсВА 1500-120	Забитий маслоохолоджувач насоса	виключено (зовнішні причини)
05.05.1996 0:00	1QC22D01	Ш 8-2.5-5.8/2.5 Б-1	Теча палива по фланцю насоса	витік через ущільнення
08.05.1996 18:40	TS11D01	-	Теча по фланцю	витік через ущільнення
10.05.1996 9:00	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	Струменева теча при роботі насоса по лівій качалці з боку електродвигуна	витік через ущільнення
15.05.1996 23:45	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Температура третього підшипника більша за норму	підвищення Т підшипника
16.05.1996 6:05	1TK23D02	ЦН 60-180	При працюючому насосі крапельно-струминна теча по торцевому ущільненню	підвищення Т підшипника
18.05.1996 14:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Температура 2-го підшипника більша за норму	підвищення Т підшипника
24.05.1996	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	Крапельна теча по качалках при	витік через

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
13:45			працюючому насосі	ущільнення
04.06.1996 14:00	1RM12D01	КсВА 1500-120	Не достатня протока води через маслоохолоджувач нижньої маселованни насоса	виключено (зовнішні причини)
04.06.1996 16:10	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Краплинна теча / 1 кап. у сек./ за торцевим ущільненням насоса	витік через ущільнення
09.06.1996 12:15	1RM42D01		Підвищена вібрація насоса	перевищення віброшвидкості
14.06.1996 15:50	1TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Струменева теча по сальниковому ущільненню на насосі, що стоїть	витік через ущільнення
25.06.1996 18:30	1RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється підшипник №1 та 2 насоса	підвищення Т підшипника
25.06.1996 23:45	1TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Струменева теча по сальниковому ущільненню	витік через ущільнення
26.06.1996 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється підшипник №1 та 2 насоса	підвищення Т підшипника
21.07.1996 9:30	1TQ13D01	ЦН 150-110	Теча по фланцевому з'єднанню	витік через ущільнення
12.08.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	За виміром вібрації рекомендується зробити ревзію. При роботі прослуховується легкий стукіт	перевищення віброшвидкості
12.08.1996 12:00	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	Теча олії через дренажний отвір	витік через ущільнення
18.09.1996 8:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Сочиться масло з-під кришки підшипника №3	витік через ущільнення
28.09.1996 15:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Сочиться олія з-під кришки підшипника №2	витік через ущільнення
29.09.1996 22:00	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Сочиться олія з-під оглядового скла рівнеміру підшипника №1	витік через ущільнення
07.10.1996 9:00	1TX30D01	ПЕА 150-85	Відновити обв'язку агрегату по техводі	виключено (зовнішні причини)
14.10.1996 17:00	1TQ33D01	ЦН 150-110	Підвищена вібрація підшипника №3	перевищення віброшвидкості
18.10.1996 13:32	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	Підвищена вібрація всмоктуючого тр-ду через обрив підвісок	виключено (зовнішні причини)
19.10.1996 8:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Температура на підшипнику №2 понад 80 °С	підвищення Т підшипника
20.10.1996 9:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Сочиться олія з-під підшипника №3 через термопару TQ22T06	витік через ущільнення
20.10.1996 9:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Сочиться олія з-під підшипника №2 по ущ-ня торцевої кришки маселованни	виключено (повтор)
20.10.1996 9:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Сочиться олія з-під підшипника №3 по фланцях дренажу	виключено (повтор)

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
20.10.1996 12:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Сочиться олія з картера підшипника №4	витік через ущільнення
21.10.1996 2:45	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	Протікання через фланцеві ущільнення при непрацюючому насосі	витік через ущільнення
25.10.1996 19:10	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	Крапельна теча по двох качалках (крапля в 1 с)	витік через ущільнення
27.10.1996 23:40	1TQ31D01	ЦНСА 700-140	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
27.10.1996 23:40	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
27.10.1996 23:40	1TQ21D01	ЦНСА 700-140	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
27.10.1996 23:40	1TQ12D01	ЦНР 800-230	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
27.10.1996 23:40	1TQ11D01	ЦНСА 700-140	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
27.10.1996 23:40	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Відсутні штурвали на кранах відбору олії з підшипників насосів	виключено (зовнішні причини)
28.10.1996 9:15	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Теча олії з підшипника №3	витік через ущільнення
29.10.1996 2:30	1TY23D01	АХ 90/49-К-2Г	Не розвиває тиск $P_n=5\text{кгс/см}^2$	відхилення характеристик
06.11.1996 9:00	1RM43D01	-	Теча олії по валу насоса на другому підшипнику з боку напівмуфти	витік через ущільнення
18.11.1996 11:50	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Сочиться олія з маслованни підшипника №3 по ущільненню нижньої кришки	витік через ущільнення
06.12.1996 13:50	1TX30D01	ПЭА 150-85	Підвищена вібрація імпульсного тр-ду (вимірювання тиску за гідроп'ятою)	виключено (зовнішні причини)
08.12.1996 15:10	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	Слабка віялова теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
14.12.1996 8:20	TS23D02	-	Необхідна заміна олії	виключено (помилки персоналу)
14.12.1996 17:00	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Підвищена вібрація агрегату	перевищення віброшвидкості
25.12.1996 21:30	1TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	Не розвиває тиск на натиску	відхилення характеристик

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
26.12.1996 14:32	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	Розігрівається права качалка з боку ел.	підвищення підшипника Т
20.01.1997 1:30	1RM42D01	-	Теча води в сальник насоса з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
20.01.1997 1:30	1RM43D01	-	Теча води в сальник насоса з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
16.02.1997 8:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Протікання олії по валу гідромумфи з боку ел. двигуна	витік через ущільнення
12.03.1997 8:22	1UJ11D01	Х 200/150-500-К-СД-У3	Теча по сальниках 3-го та 4-го підшипників	витік через ущільнення
22.03.1997 0:30	TQ10B01	-	Крапельна теча зі стелі	виключено (зовнішні причини)
22.03.1997 5:00	1TK23D02	ЦН 60-180	Протікання через торцеве ущільнення з боку підшипника №2	витік через ущільнення
12.04.1997 0:00	1RM42D01	-	Перегрівается двигун	виключено (зовнішні причини)
01.05.1997 8:10	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
03.05.1997 5:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Свищ (тріщина по основному металу)	інші відмови
03.05.1997 14:55	1TK23D02	ЦН 60-180	Протікання через торцеві ущільнення з боку підшипників	витік через ущільнення
06.05.1997 17:35	1RM43D01	-	Підвищена температура корпусу двигуна	виключено (зовнішні причини)
07.05.1997 14:30	1RM42D01	-	Підвищена температура повітря у районі двигуна	виключено (зовнішні причини)
08.05.1997 12:20	1RM41D01	-	Підвищена температура повітря у районі двигуна	виключено (зовнішні причини)
19.05.1997 0:00	1QF11D02	Д 4000-95	Теча по сальнику	виключено (зовнішні причини)
08.06.1997 20:15	1RM41D01	-	Підвищена температура повітря поблизу двигуна	виключено (зовнішні причини)
25.06.1997 5:00	1RL51D01	ПЕА 150-85	Забиті трубопроводи охолоджувальної води до насоса	виключено (зовнішні причини)
01.07.1997 11:50	1TX30D01	ПЕА 150-85	Непрохідна лінія відведення протікання з піддонів	виключено (зовнішні причини)
07.07.1997 0:10	1RM42D01	-	Підвищена температура охолоджуючого середовища двигуна	виключено (зовнішні причини)
25.07.1997 14:30	TS23D02	-	Сторонній шум у проточній частині	інші відмови (виведення в ремонт)
16.08.1997 4:00	1RL51D01	ПЕА 150-85	Гріється 2-й та 4-й підшипник насоса	підвищення підшипника Т
17.08.1997	TL05D02	-	Підвищений рівень олії	виключено

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
18:30				(помилки персоналу)
17.08.1997 18:30	TL01D05	-	Знижений рівень олії	виключено (помилки персоналу)
03.12.1997 3:50	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Підвищено протікання по сальникових ущільненнях	витік через ущільнення
04.12.1997 0:00	1QC22D01	Ш 8-2.5-5.8/2.5 Б-1	На всасі насосу крапельна теча по фланцевому з'єднанні	витік через ущільнення
06.12.1997 16:00	1TX20D01	ПЭА 150-85	Підвищена температура третього підшипника	підвищення Т підшипника
12.12.1997 22:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	Гріється 8-й підшипник ТПН-1	підвищення Т підшипника
15.12.1997 3:25	1RL41D01	ПТА 3750-75	Свищ у місці приварювання дренажу ТПН-1	інші відмови (свищ зварного з'єднання корпусу)
23.12.1997 10:50	1TX20D01	ПЭА 150-85	Підвищено вібрацію підшипників	перевищення віброшвидкості
21.01.1998 5:05	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Часта крапельна теча по сальниковому ущільненню з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
04.02.1998 0:00	1RM43D01	-	Мікротріщина на переходнику від штуцера до вентиля на повітрі напірного трубопроводу насоса до зворотного клапана	виключено (зовнішні причини)
12.02.1998 22:00	TS11D01	-	Сторонній шум у підшипнику	перевищення віброшвидкості
13.02.1998 0:30	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Підвищена температура підшипника №2	підвищення Т підшипника
15.02.1998 2:30	1TQ32D01	ЦНР 800-230	Протікання олії з підшипника №3	витік через ущільнення
18.02.1998 4:30	1UJ12D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Непрохідна лінія відведення протікання через ущільнення з боку 3-го підшипника	виключено (зовнішні причини)
05.04.1998 13:50	TQ12D01		HV90 хта2 не затискається клема	виключено (зовнішні причини)
15.04.1998 1:00	1RL51D01	ПЕА 150-85	Відсутня витрата води, що охолоджує, на підшипник № 2 електродвигуна.	виключено (зовнішні причини)
15.04.1998 1:00	1RL52D01	ПЕА 150-85	Відсутня витрата води, що охолоджує, на підшипник №-2 електродвигуна.	виключено (зовнішні причини)
24.04.1998 21:20	1RM42D01	-	Підвищена вібрація підшипників	перевищення віброшвидкості
13.05.1998 13:20	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-	Чиста крапельна теча по сальниковому ущільненню	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
		УЗ		
15.05.1998 13:20	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-УЗ	Чиста крапельна теча по сальниковому ущільненню	витік через ущільнення
25.05.1998 11:40	1TF33D01	ТХ 800/70/8-К-2Е УЗ	Крапельна теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
18.06.1998 14:05	1UJ13D01	X 200/150-500-К-СД-УЗ	Забита дренажна лінія протікання ущільнення насоса	виключено (зовнішні причини)
13.07.1998 8:30	TS13D01	-	При обертвовому валі електродвигуна не обертається полумуфта	виключено (зовнішні причини)
29.07.1998 11:30	1RL41D01	ПТА 3750-75	Свищ по зварному шву на імпульсній лінії рециркуляції ТПН-1	виключено (зовнішні причини)
09.09.1998 0:00	1YD20D01	ГЦН-195М	Крапельна теча по фланцевому роз'єму на підводі техводи до ел/двигуна ГЦН-2	витік через ущільнення
23.11.1998 0:00	1RM41D01	-	Зворотне обертання ел.	виключено (помилки персоналу)
29.11.1998 0:00	1RL32D01	400-QHD-SPEC	Теча води по зварному шву трубопроводу на зливі ущільнюючої води з БН на БНТ	виключено (зовнішні причини)
17.12.1998 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	потрібне набивання сальника 3го підшипника	інші відмови (виведення в ремонт)
19.12.1998 10:00	1RM41D01	-	Голковий свищ по зварному шву в місці приєднання трубки та накладної гайки - лінія ущільнюючої води насоса	інші відмови (свищ)
20.12.1998 20:00	1RL31D01	400-QHD-SPEC	Теча по зварному шву на трубопровід зливу з ущільнень БН-1 на БНТ	виключено (зовнішні причини)
20.12.1998 20:00	1RL32D01	400-QHD-SPEC	Теча по зварному шву на трубопровід зливу з ущільнень БН-2 на БНТ	виключено (зовнішні причини)
24.12.1998 10:30	1TQ33D01	ЦН 150-110	Просочується олія прокладки нижньої кришки картера 4-го підшипника	витік через ущільнення
25.12.1998 16:05	1TQ12D01	ЦНР 800-230	Розбито врівномірне скло 1-го підшипника	исключено (не впливає на надійність)
21.01.1999 9:30	1RM42D01	-	Теча в сальник 3-го підшипника	витік через ущільнення
11.02.1999 0:00	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	Підвищений тиск за манжетами $P=3,2 \text{ кгс/см}^2$	відхилення характеристик

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
17.02.1999 0:00	1TQ12D01	ЦНР 800-230	Протікання олії по штуцеру рівномірного скла 3-го підшипника	витік через ущільнення
02.03.1999 0:00	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Непрохідний дренаж зливу протікання з торцевих ущільнень	виключено (зовнішні причини)
26.03.1999 0:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	Свищ по імпульсній лінії за 1-м ступенем живильного насоса ТПН-1 на блок регулювання	виключено (зовнішні причини)
20.04.1999 0:00	1TK23D02	ЦН 60-180	Протікання через торцеве ущільнення з боку гідроп'яти	витік через ущільнення
20.04.1999 0:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Теча по торцевому ущільненню зі сторони 3-го підшипника	витік через ущільнення
21.04.1999 0:00	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Струменева течя по сальниках підшипника №3,4 на працюючому насосі	витік через ущільнення
24.04.1999 0:00	1QF11D02	Д 4000-95	Забитий повітряник насоса	виключено (зовнішні причини)
11.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЕА 150-85	Свищ по зварюванню штуцера повітряника насоса	інші відмови (свищ)
20.05.1999 0:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Теча по валу з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
20.05.1999 0:00	1TQ23D01	ЦН 150-110	Віялова течя з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
21.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється другий підшипник електродвигуна	підвищення Т підшипника
02.07.1999 0:30	1QF21D02	Д 4000-95	Забита дренажна вирва по 4-му підшипнику QF21D02	виключено (зовнішні причини)
07.09.1999 0:00	1RM12D01	КсВА 1500-120	Забитий трубопровід подачі охолоджувальної води на 3 підшипники насоса	виключено (зовнішні причини)
19.10.1999 10:00	1TK22D02	ЦН 60-180У4	Протікання олії по валу гідромуфти з боку двигуна	витік через ущільнення
24.11.1999 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	Теча по сальниках 3-го 4-го підшипника насоса	витік через ущільнення
11.04.2000 21:40	1RM11D01	КсВА 1500-120	При роботі насоса йде масло з верхньої маслованни насоса	витік через ущільнення
07.07.2000 0:00	1RL51D01	ПЕА 150-85	Підвищена температура 4-го підшипника	підвищення Т підшипника
06.08.2000 12:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	Виходить масло з нижньої маслованни електродвигуна	витік через ущільнення
09.08.2000 8:25	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Струменева течя через ущільнення валу з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
10.08.2000 15:10	1RL42D01	ПТА 3750-75	Теча олії по кріпленню торцевої кришки 8-го підшипника	витік через ущільнення
06.09.2000	1RM42D01	-	Підвищена температура 1-го	підвищення Т

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
0:00			підшипника (65 °С)	підшипника
23.09.2000 0:00	1QE23D01	ЭЦН 4/37	Теча води по сальнику насоса	витік через ущільнення
23.09.2000 15:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	Краплинна теча через прокладку в роз'ємному з'єднанні №4 трубопроводу зливу з гідроп'яти насоса	витік через ущільнення
26.09.2000 16:00	1TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Порушена герметичність шланга зливу з піддону збору протікань	виключено (зовнішні причини)
20.10.2000 0:00	1QF11D01	Д 4000-95	Теча по сальнику 3-го та 4-го підшипника	витік через ущільнення
30.10.2000 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	Погане кріплення дренажної трубки	виключено (зовнішні причини)
11.11.2000 17:00	1TG12D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Теча через торцеве ущільнення валу насоса	витік через ущільнення
04.12.2000 5:00	1QF21D01	Д 4000-95	Забита дренажна труба, текти по сальниках 3й - 4й підшипник	витік через ущільнення
06.12.2000 0:00	1RM42D01	-	Нагрів першого підшипника до 65 градусів	підвищення підшипника Т
04.01.2001 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	Потрібне набивання сальників 3-го, 4-го підшипників	виключено (помилки персоналу)
15.01.2001 16:30	TK21D01	-	Краплинна теча олії по напрямному болту підшипника 4	витік через ущільнення
20.01.2001 8:30	1TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Крапельна теча по сальниковому ущільненню	витік через ущільнення
09.02.2001 2:30	TB10B02	-	Часта крапельна теча по сальниковому ущільненню	витік через ущільнення
02.03.2001 16:00	1RM43D01	-	Підвищена вібрація	перевищення віброшвидкості
05.03.2001 10:00	1RM42D01	-	Зростання температури підш-ка №3	підвищення підшипника Т
27.03.2001 9:40	TK23D02	-	Протікання олії через ущільнення гідромуфти з боку ел. двигуна	виключено (зовнішні причини)
05.04.2001 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	Порваний гумовий шланг підведення води на охолодження	виключено (зовнішні причини)
20.04.2001 2:00	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	Відламана станина з гідроциліндром та трубопроводом на всасі	виключено (зовнішні причини)
27.04.2001 1:10	TX10D01	-	Теча по ущільненню з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
30.04.2001 12:00	TK23D01	-	Шум у 2-му, 3-му підшипниках під час роботи насоса	перевищення віброшвидкості
31.05.2001 4:20	1QF11D02	Д 4000-95	Теча води по роз'єму корпусу насоса	витік через ущільнення
01.06.2001	1TX10D01	ПЭА 150-85	Теча по шлангах подачі води на	виключено

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
1:30			ущільненнях з боку 3, 4 підшипників	(зовнішні причини)
01.06.2001 14:20	UJ11D01	-	Крапельна теча по сальнику з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
01.06.2001 22:10	TQ14D01	-	Струменева теча по середній качалці	витік через ущільнення
08.06.2001 20:40	TG13D01	-	Теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
08.06.2001 22:15	TQ13D01	-	При випробуванні безперервне зростання температури 1-го підшипника	підвищення температури підшипника Т
09.08.2001 12:50	1UJ11D01	X 200/150-500-К-СД-У3	Струменева теча по сальниковому ущільненню з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
18.08.2001 9:00	TK22D01	-	Протікання через торцеві ущільнення	витік через ущільнення
24.08.2001 7:15	TB10D02	-	Протікання через торцеві ущільнення	витік через ущільнення
26.08.2001 9:50	TB10D03	-	Протікання по ущільненню при непрацюючому насосі	витік через ущільнення
03.09.2001 0:00	RL52S01	-	Теча води по тріщинах шланга на підведенні води на охолодження грундбуksi з боку 4-го підшипника	виключено (зовнішні причини)
26.09.2001 11:30	TY23D01	-	Протікання по різьбленню шпильок кріпл. равлика насоса при його роботі	витік через ущільнення
07.11.2001 10:00	TB10D02	-	Крапельна теча по ущільненню	витік через ущільнення
07.11.2001 10:00	TB10D03	-	Крапельна теча по ущільненню	витік через ущільнення
17.12.2001 16:30	TK22D02	-	Протікання олії з 1-го та 2-го підшипників	витік через ущільнення
21.12.2001 0:00	TX30D01	-	Підвищені протікання середовища по валу насоса через сальникове ущільнення з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
11.01.2002 0:00	TX30D01	-	Підвищені протікання середовища за сальниковим ущільненням по валу насоса з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
19.01.2002 3:20	1RL41D01	ПТА 3750-75	Свищ по фланцю трубопроводу з розвантажувального барабана на всмокт. БН	витік через ущільнення
19.01.2002 13:45	1QF21D01	Д 4000-95	Забита дренажна вирва 4-го підшипника	виключено (зовнішні причини)
04.02.2002	1TG11D01	TX 800/70/8-	Краплі протікання через	витік через

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
10:00		К-2Е УЗ	ущільнення насоса	ущільнення
25.02.2002 20:00	TL03D02		Забитий тр-д подачі VB від врізання від основного тр-да VB до змійовика охолодження олії в картері TL03D02	виключено (зовнішні причини)
08.03.2002 0:00	TK23D02	-	Протікання олії через ущільнення валу ГМ з боку електродвигуна	виключено (зовнішні причини)
19.03.2002 0:00	1RL42D01	ПТА 3750-75	Краплинна теча олії по шпильці горизонтального роз'єму 8-го підшипника	витік через ущільнення
02.04.2002 0:00	1RM11D01	КсВА 1500-120	Збільшені протікання через сальник насоса	витік через ущільнення
10.04.2002 7:55	TB10D04		Протікання по дренажній пробці при роботі насоса	витік через ущільнення
17.04.2002 5:25	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Зворотне обертання електродвигуна насосного агрегату TQ22D01 після ремонту кабелю живлення.	виключено (помилки персоналу)
07.07.2002 0:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	Теча по фланцю-зливу з ущільнень з боку 8-го підш. на конденсатор	витік через ущільнення
10.07.2002 10:30	TU21D01	-	Крапельна теча по гайці, що з'єднує трубку подачі середовища до торцевого ущільнення з напірним тр-дом TU21D01	витік через ущільнення
05.08.2002 17:00	1TB10D03	X 45/31-K-2Г	Струменева теча через сальникове ущільнення	витік через ущільнення
08.08.2002 0:25	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Протікання олії по рівнемірному склу та вентилю дренажу 4-го підшипника насоса	витік через ущільнення
10.08.2002 21:45	1QF31D02	Д 4000-95	Забито дренажну трубку насоса	виключено (зовнішні причини)
20.08.2002 16:20	1TB10D03	X 45/31-K-2Г	Струменева теча через сальникове ущільнення насоса	витік через ущільнення
20.08.2002 20:20	1TQ11D01	ЦНСА 700-140	Протікання олії по дренажному вентилю картера 4-го підшипника та по штуцеру рівнемірного скла 40-го підшипника	витік через ущільнення
31.08.2002 0:10	1TB10D02	X 45/31-K-2Г	Струменева теча через дренажну пробку на равлику насоса (9 л/год)	витік через ущільнення
05.09.2002 5:50	1RM12D01	КсВА 1500-120	Забиті м/о 2-го, 3-го підшипників насоса, ел. двигуна	виключено (зовнішні причини)
24.10.2002	1RM12D01	КсВА 1500-	Забитий м/о 3-го підшипника	виключено

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
0:00		120		(зовнішні причини)
25.12.2002 9:10	1RM11D01	КсВА 1500-120	Підвищена вібрація підшипника №3	перевищення віброшвидкості
12.01.2003 17:40	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	Сочиться олія по рівномірному склу картера насоса	витік через ущільнення
21.03.2003 6:00	UJ11D01	-	Струменева теча по сальнику з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
02.04.2003 20:30	RM41D01	-	Збільшені протікання через ущільнення валу з боку 3-го підш.	витік через ущільнення
25.04.2003 20:00	TF33D01	-	Недостатнє прилягання лап електродвигуна до заставних	виключено (зовнішні причини)
07.05.2003 17:00	RL41D01	-	Теча води з прокладки фланцевого роз'єму з розвантажувальної лінії ПН	витік через ущільнення
21.06.2003 19:25	TQ22D01	-	Голкова теча по т/і подачі VF20 до насоса (після врізання VF22S05)	виключено (зовнішні причини)
21.06.2003 19:25	TQ21D01	-	Теча VF20 на т/і подачі на ел. двигун TQ21A01 (потіння)	виключено (зовнішні причини)
30.06.2003 16:10	TQ13D01	-	Протікання олії по рівномірному склу 3-го підшипника	витік через ущільнення
24.08.2003 0:00	RM41D01	-	Краплинна теча	витік через ущільнення
07.09.2003 8:35	TK21D01	-	Віялові протікання по ущільненню насоса під час роботи	витік через ущільнення
30.09.2003 9:45	TK21D01	-	крапельно-віялові протікання по валу насоса	витік через ущільнення
29.10.2003 13:00	TY22D01	-	Відсутній лоток збору протікання з торцевого ущільнення насоса	виключено (помилки персоналу)
31.10.2003 6:00	TK21D01	-	Крапельно-віяльна теча по валу насоса TK21D01	витік через ущільнення
04.11.2003 9:00	TQ12D01	-	Сочиться олія по штуцеру дренажного вентиля 1-го підшипника	виключено (зовнішні причини)
06.11.2003 19:50	RM43D01	-	Теча олії по валу з 4-го підш.	витік через ущільнення
24.11.2003 16:00	TG12D01	-	Протікання по торцевому ущільненню (1 кап. за хв.)	витік через ущільнення
02.12.2003 12:00	RL42D01	-	Парить фланцем на трубопроводі з розвантажувального барабана ТПН-2 на всасі БН	витік через ущільнення
25.02.2004 8:00	QF11D01	-	Збільшене протікання по сальнику насоса	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
22.08.2004 11:00	ТВ10D03	-	Краплі протікання по сальниковому ущільненню насоса (3 краплі в сек.)	витік через ущільнення
27.08.2004 12:32	TF33D01	-	Краплі протікання по торцевому ущільненню насоса (270 мл/год)	витік через ущільнення
18.09.2004 9:40	1ТВ10D03	Х 45/31-К-2Г	Крапельна теча по сальниковому ущільненню валу насоса	витік через ущільнення
23.11.2004 10:15	1ТВ10D04	Х 45/31-К-2Г	Струменева теча по торцевому ущільненню валу насоса	витік через ущільнення
14.01.2005 8:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	Теча по фланцю на корпусі насоса лінії зливу води із заднього ущільнення	витік через ущільнення
03.02.2005 21:00	1UJ13D03	Д320-50	Крапельне протікання (1/сек) з боку 3,4-го підшипників по сальниках	витік через ущільнення
31.05.2005 4:25	1QF21D01	Д 4000-95	Підвищене протікання по сальнику насоса	витік через ущільнення
03.11.2005 12:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	Теча олії по валу з боку 2-го підш.	витік через ущільнення
14.11.2005 10:30	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	Теча води в сальник ущільнення насоса з боку 3-го підш.	витік через ущільнення
01.02.2006 13:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	Непрохідний трубопровід на виході охолоджувальної води з 2-го підш.	виключено (зовнішні причини)
31.12.2006 11:35	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Віялова теча по роз'єму насоса та по торцевому ущільненню, сторонній шум у проточній частині насоса	витік через ущільнення
09.01.2007 22:50	1RM11D01	КсВА 1500-120	Низький тиск води на ущільнення RM11D01	відхилення характеристик
22.05.2007 4:10	1TQ22D01	ЦНР 800-230	Крапельна теча на фланці зливу по техводі на насосі TQ22D01	відхилення характеристик
27.05.2007 15:15	1TQ31D01	ЦНСА 700-140	Голковий свищ по техводі на підводі до насоса TQ31D01	виключено (зовнішні причини)
07.08.2007 1:20	1RL51D01	ПЭА 150-85	Теча олії по роз'єму картера 3-го підш.	витік через ущільнення
10.09.2007 21:00	1QF21D01	Д 4000-95	Забита дренажна лійка насоса QF21D01.	виключено (зовнішні причини)
24.03.2008 8:40	1RL52D01	ПЭА 150-85	Парить по фланцю	витік через ущільнення
14.07.2008 14:50	1TY21D01	АХ 90/49-К-2Г УХЛ4	Теча по торцевому ущільненню робочого колеса	витік через ущільнення
26.10.2008 12:50	1RL51D01	ПЭА 150-85	Теча олії по накидній гайці на пробовідбірнику м/в 4-го підш.	витік через ущільнення
18.01.2009 16:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	Протікання через нижнє ущільнення МКС м/в 3-го підш.	витік через ущільнення
14.05.2009	1RL52D01	ПЭА 150-85	Натяг напірного трубопроводу	виключено

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
12:00			насоса	(зовнішні причини)
29.06.2009 13:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	Сочення олії в місці кріплення нижньої кришки до корпусу підш. №2	витік через ущільнення
18.05.2010 14:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	Збільшені протікання через ущільнення з боку 3-го підшипника	витік через ущільнення
06.07.2010 21:30	1TK22D02	ЦН 60-180	Сторонній звук у гідромуфті ТК22D02. Підвищена вібрація зубчастої рейки	виключено (зовнішні причини)
07.08.2010 21:30	1TF33D01	ТХ 800/70/8-К-2Е	Струменеві теча по фланцевому з'єднанню насоса TF33D01	витік через ущільнення
24.12.2010 9:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	Краплинна теча олії по роз'єму кожуха напівмуфти ПН-1.	витік через ущільнення
20.05.2011 9:30	1QD12D01	68Б-122-006	Краплинна теча олії по фланцях АПМ QD12D01, D02. 1РДЕС1.	витік через ущільнення
23.06.2011 3:25	1TZ00D02	ХВС45/54-Е	Насос не розвиває тиск	відхилення характеристик
11.07.2011 20:00	1QC32D01	Ш 8-25-5.8/2.5Б-1	Краплинна теча олії по фланцевих з'єднаннях АПМ QD32D01, D02	витік через ущільнення
21.11.2011 8:00	1TK21D02	ЦН 60-180	Крапельна теча по головному роз'єму насоса 1TK21D02	витік через ущільнення
25.07.2012 7:30	1TZ00D02	ХВС45/54-Е	Не розвиває тиск	відхилення характеристик
24.09.2012 8:50	1RL52D01	ПЭА 150-85	Теча олії по роз'єму картера 4-го підшипника насоса	витік через ущільнення

Таблиця 3.2 Класифікація відмов, виключення відмов, не пов'язаних з надійністю насосів РВ-2 и ТВ-2

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
05.10.1995 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	Теча води з-під накидної гайки на імпульсній лінії промступеня ПН-1 на блок регулювання ТПН-1 (у верхній частині)	витік через ущільнення
31.12.1995 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Теча олії по сальнику	витік через ущільнення
19.01.1996 0:00	2QF11D02	Д 4000-95	Краплинна теча олії по фланцевих з'єднаннях насоса	витік через ущільнення
31.01.1996 23:30	2TK21D02	ЦН 60-180	Стук в гідромуфті	виключено (зовнішні причини)
24.02.1996 12:10	2TQ22D01	ЦНР 800-230	Торцеве биття валу під час роботи насоса	осьове переміщення вала

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
03.03.1996 14:30	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча по торцевому ущільненню валу	витік через ущільнення
17.03.1996 9:20	2TQ22D01	ЦНР 800-230	Струменева теча з повітряника виносного теплообмінника близько 3-го підшипника	витік через ущільнення
26.03.1996 10:20	2TQ22D01	ЦНР 800-230	Струменева теча з повітря. виносного т/о близько 3-го підш. (Повторний дефект)	витік через ущільнення
04.04.1996 0:00	2QF31D02	Д 4000-95	Задимив 1 сальник 3-го підшипника	інші відмови (виведення в ремонт)
26.04.1996 14:00	2TQ22D01	ЦНР 800-230	Лопнуло торцеве ущільнення 3-го підшипника	інші відмови (виведення в ремонт)
27.04.1996 14:00	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	При працюючому насосі по фл-му з'єднанню напірного тр-да крапельна теча	витік через ущільнення
29.04.1996 10:30	2TQ32D01	ЦНР 800-230	Крапельна теча по торцевому ущільненню з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
03.06.1996 19:00	2TS21D02		Протікання середовища по баку з боку двигуна	витік через ущільнення
07.06.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	Потрібне набивання сальника 3-го підшипника	інші відмови (виведення в ремонт)
09.06.1996 0:00	2TS23D02		Протікання середовища по валу	витік через ущільнення
08.07.1996 0:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється третій підшипник насоса	підвищення Т підшипника
12.07.1996 11:20	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	Протікання тех. води по колектору зливу протікання	витік через ущільнення
15.07.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	Провести ревізію 2-го та 3-го підшипника та шуфта зчленування за рекомендацією інж. з вібрації	перевищення віброшвидкості
05.08.1996 0:30	2TQ23D01	ЦН 150-110	Краплинна теча води VF по штуцерному з'єднанню на лінії подачі vf до підш. №4	витік через ущільнення
07.08.1996 19:10	2TS21D02	-	Теча газу по валу	витік через ущільнення
09.08.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	За виміром вібрації рекомендується зробити ревізію. При роботі прослуховується легкий стукіт	перевищення віброшвидкості
12.08.1996 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Теча по сальнику	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
13.09.1996 0:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча, що переходить у струменеву по торцевому ущільненню підшипника	витік через ущільнення
20.09.1996 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	Забитий злив із піддону ущільнення 4-го підшипника.	виключено (зовнішні причини)
28.09.1996 0:00	2RM42D01	-	Голковий свищ після фланця на зварному стику	інші відмови (виведення в ремонт)
08.10.1996 10:20	2TQ33D01	-	Збої у роботі перетворювача потужності	виключено (зовнішні причини)
06.11.1996 0:00	2RM43D01	-	Пропуск сальника насоса з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
13.11.1996 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Дме в сальник з боку 4-го підшипника насоса.	витік через ущільнення
04.12.1996 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Заклинене робоче колесо	осьове переміщення валу
07.12.1996 0:00	2TK21D02	ЦН 60-180	Краплинна теча олії на штуцері підведення масла до 3-го підшипника насоса	витік через ущільнення
04.01.1997 23:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Потік з боку 3-го підшипника насоса	витік через ущільнення
25.02.1997 11:00	2TQ32D01	ЦНР 800-230	Підтікання олії через ущільнювальну гумку оглядового вікна 2 підшипники насоса	виключено (помилки персоналу)
11.03.1997 21:00	2TG13D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Крапельна теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
21.03.1997 14:40	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча по шпильці кріплення кришки на всасі 2-го ступеня	витік через ущільнення
29.03.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча по торцевому ущільненню насоса	витік через ущільнення
30.03.1997 16:00	2TK21D02	ЦН 60-180	Немає знімання олії з барботажного кільця на підшипник №1 двигун. ТК21А02	виключено (зовнішні причини)
08.04.1997 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	Підвищений нагрів ущільнення з боку 3-го підшипника	підвищення Т підшипника
09.04.1997 6:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча по шпильці равлика (на кришці)	витік через ущільнення
12.04.1997 17:30	2TL05D02	-	Високий рівень олії в картері: можлива нещільність змійовика	виключено (зовнішні причини)
15.04.1997 0:00	2TQ11D01	-	Не вкл. з ключа РЦУ немає виходу з БПУ	виключено (зовнішні причини)

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
23.04.1997 22:00	2TQ11D01	-	Не вкл. з ключа БЦУ	виключено (зовнішні причини)
24.04.1997 0:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	Теча олії по торцевому роз'єму підшипника №2	витік через ущільнення
24.04.1997 0:30	2TQ31D01	ЦНСА 700-140	Підвищена температура блоку торцевого ущільнення у 4-го підшипника	підвищення підшипника Т
26.04.1997 0:00	2TG11D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Відірвався пильовик біля 3-го підшипника гуляє по валу	виключено (зовнішні причини)
05.05.1997 5:05	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	Віялова теча по ущільненню	витік через ущільнення
22.05.1997 17:30	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Часта крапельна теча по ущільненню при непрацюючому насосі	витік через ущільнення
31.05.1997 20:25	2TS23D02	-	Протікання середовища по валу газодувки	витік через ущільнення
15.06.1997 0:00	2RM42D01	-	Свищ з охолоджувача повітря з боку 1го підшипника	витік через ущільнення
17.06.1997 0:00	2TG11D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Сліди бору на торцевому ущільненні	витік через ущільнення
20.06.1997 12:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється 3 підшипник насоса.	підвищення підшипника Т
27.06.1997 7:45	2TG13D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Віялова теча з ущільнення валу	витік через ущільнення
28.06.1997 0:00	2RM42D01		Свищ по зварному шву з боку третього підшипника.	інші відмови (свищ)
04.07.1997 11:20	2TQ11D01	ЦНСА 700-140	Протікання олії при роботі насоса	витік через ущільнення
05.07.1997 11:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	Гріється підшипник №-3	підвищення підшипника Т
13.07.1997 23:40	2TG13D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Віялова теча по ущільненню валу	витік через ущільнення
16.08.1997 0:00	2TS21D02	-	Теча газова по валу насоса	витік через ущільнення
30.08.1997 17:25	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	Теча струменева по валу насоса	витік через ущільнення
31.08.1997 9:20	2TS12D01	-	Заклинений	осьове переміщення валу
09.09.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча по торцевій кришці при роботі насоса	витік через ущільнення
14.10.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Теча по сальнику	витік через ущільнення
17.10.1997 8:35	2TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Ослаблено кріплення станини насоса з фундаментом	виключено (зовнішні причини)
20.10.1997 0:00	2TB30D05	Х 45/90А-К-2Г	Наліт бору на фланці насоса та по штуцерах ущільнення	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
20.10.1997 0:00	2TG11D01	ТХ 800/70/8-К-2Е УЗ	Теча по дренажу корпусу насоса та глушці ущільнення	витік через ущільнення
01.11.1997 6:10	2TX30D01	ПЭА 150-85	Краплинна теча олії з картера 3-го підшипника ТХ30Д01	витік через ущільнення
03.11.1997 18:00	2TS21D02	-	Низький рівень олії (масло йде на підлогу)	витік через ущільнення
03.11.1997 18:00	2TS21D01	-	Низький рівень олії (масло йде на підлогу)	витік через ущільнення
12.11.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Протікання води по верху гранбуksi	витік через ущільнення
22.11.1997 6:10	2TX30D01	ПЭА 150-85	Забито трубу зливу з картерів збору протікань сальн. ущільн. підш. №3,4 ТХ30Д01	виключено (зовнішні причини)
06.02.1998 14:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Струменева теча торцевого ущільнення насоса	витік через ущільнення
27.02.1998 20:00	2TL01D05	-	Низький рівень олії в картері	виключено (помилки персоналу)
11.03.1998 6:30	2TY23D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча по торцевому ущільненню під час роботи насоса	витік через ущільнення
20.07.1998 0:00	2TZ00D01	ХВС 45/54-Е-1	Потрібне набивання сальника на ущільненні валу насоса	витік через ущільнення
06.09.1998 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється 3-й підшипник насоса	підвищення підшипника Т
31.10.1998 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	Сочиться олія по ущільнювальній прокладці третього підшипника	витік через ущільнення
20.11.1998 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється третій підшипник насоса	підвищення підшипника Т
25.11.1998 0:00	2QF21D02	Д 4000-95	Теча по сальнику	витік через ущільнення
23.12.1998 0:00	2RL31D01	400-QHD-SPEC	Теча води по зварному шву, перший по ходу фланець до загального вентиля	витік через ущільнення
28.12.1998 0:00	2TG13D01	ТХ 800/70/8-К-2Е УЗ	Крапельна теча фланцевим роз'ємом на вході в насос	витік через ущільнення
23.03.1999 0:00	2TQ33D01	ЦН 150-110	Теча олії по масловказівнику підшипника №4	витік через ущільнення
03.04.1999 0:00	2RM42D01	-	Теча по сальнику з боку 3-го підшипника.	витік через ущільнення
01.05.1999 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча по кріпленню кришки равлика	витік через ущільнення
06.07.1999 20:00	2TS12D01	-	Низький рівень олії в картері підшипника	виключено (помилки персоналу)
25.07.1999	2TK22D01	АХ 90/49-К-	Свищ по гайці кріплення	інші відмови

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
1:00		2Г	торцевого ущільнення	(свищ)
30.07.1999 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Висока температура підшипників №3,4 насоса	підвищення підшипника Т
19.08.1999 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	Теча масла по нижній кришці напівмуфти між турбіною та регулятором	виключено (зовнішні причини)
09.09.1999 15:45	2TS12D01	-	Сторонній шум, висока (Т=100) кожуха шестерень. Відключився за АВР	осьове переміщення валу
20.09.1999 17:20	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	Теча середі по захисній втулці бустерного насоса	витік через ущільнення
24.10.1999 0:00	2TK23D02	ЦН 60-180	Протікання по торцевому ущільненню підшипника №4	витік через ущільнення
22.11.1999 0:00	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна теча по торц. ущільнення та в місці кріплення торцевого ущільн. до корп.	витік через ущільнення
18.12.1999 0:00	2TK21D02	ЦН 60-180	Теча олії по фланцю зливного трубопроводу з підшипника насоса	витік через ущільнення
26.01.2000 0:00	2QF11S05	-	Збільшилася вібрація	перевищення віброшвидкості
12.02.2000 22:00	2TS21D02	-	Помилкова робота рег. TS21C01.	виключено (зовнішні причини)
04.03.2000 10:00	2TY22D01	-	Струменева теча по валу насоса, пропуск середовища через торцеве ущільнення	витік через ущільнення
23.06.2000 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Теча води по сальнику насоса	витік через ущільнення
05.07.2000 4:30	2TX20D01	-	Непрохідний трубопровід через VF21S04	виключено (зовнішні причини)
30.08.2000 0:00	2RM13D01	КсВА 1500-120	Тріщина на підведенні охолоджувальної води на верхню маслованну електродвигуна	виключено (зовнішні причини)
18.09.2000 0:00	2UJ11D01	Х 200/150-500-К-СД-У3	Зростання температури деталей ущільнення насоса з боку підшипника N4	підвищення підшипника Т
17.10.2000 0:00	2RM43D01	-	Потік по роз'єму насоса з боку всасу	витік через ущільнення
16.11.2000 14:25	2TY21D01	Х 45/240	При вимк. TY21D01 не спрацювала зв. сигналізація	виключено (зовнішні причини)
17.12.2000 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	Теча олії по ущільненню кожуха напівмуфти живильного насосу ТПН-1	виключено (зовнішні причини)

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
09.01.2001 0:00	2RL32D01	400-QHD-SPEC	Теча олії по вертикальному роз'єму кожуха БН.	виключено (зовнішні причини)
09.01.2001 13:05	2RL32D01	400-QHD-SPEC	Теча олії по проходці датчика контролю рівня підшипника №1	виключено (зовнішні причини)
01.02.2001 22:00	2TB30S08	-	Протікання через сальникове ущільнення	витік через ущільнення
07.03.2001 17:00	2TQ34D01	ПТ 6/160-С	Крапельна теча по качалці №1	витік через ущільнення
28.03.2001 13:55	2TK22D02	-	Сліди олії по склянці термопари ТК21Т16 третього підшипника	витік через ущільнення
30.03.2001 14:00	2TK23D02	ЦН 60-180	Сочиться олія в місці приєднання гідромуфти до 3-го підшипника насоса	витік через ущільнення
31.03.2001 21:40	2TK22D02	-	Нарости бору на корпусі торцевого ущільнення	витік через ущільнення
12.04.2001 13:00	2TK23D02	ЦН 60-180	Сочиться олія в місці приєднання гідромуфти до 3-го підшипника насоса	витік через ущільнення
17.04.2001 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	Теча по сальнику 4-го підшипника	витік через ущільнення
09.05.2001 16:00	2TG12D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Підвищений шум у торцевому ущільненні	перевищення віброшвидкості
21.05.2001 8:25	2UJ11D01	Х 200/150-500-К-СД-У3	Необхідне перенабивання сальника 3-го підшипника насоса	витік через ущільнення
26.05.2001 10:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	Температура підшипника №4 – понад 60 градусів	підвищення Т підшипника
26.05.2001 10:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Температура підшипника №4 понад 60 градусів	підвищення Т підшипника
28.05.2001 20:30	2TK22D02	-	Сочення олії через кришку картера підшипників №3,4 (без урахування гідромуфти).	витік через ущільнення
27.06.2001 10:40	2TK22D02	-	Завітрюється ТК9201, ймовірно розущільнення черпака гідромуфти ТК22D02	виключено (зовнішні причини)
27.06.2001 21:30	2TK21D02	-	Сочення олії через ущільнення валу в місці входу його в корпус підшипника №3 (без урахування гідромуфти)	витік через ущільнення
15.07.2001 21:30	2TQ24D01	-	Часта крапельна теча по фланцю всасу насоса	витік через ущільнення
30.08.2001 0:00	2RM42D01	-	Теча олії з-під накладної гайки на підводі олії до підшипників №3 і 1	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
07.09.2001 12:40	2TK23D02	-	Теча по торцевому ущільненню з боку підшипника №4	витік через ущільнення
11.09.2001 11:20	2TQ31D01	-	Теча олії з картера підшипника №3 при роботі насоса	витік через ущільнення
25.10.2001 9:30	2TF32D01	-	Крапельна теча за торцевим ущільненням (4 краплі в 1 с)	витік через ущільнення
08.11.2001 14:10	2TK22D02	-	Сочення олії ущільнення термпари на картері підшипника №4	витік через ущільнення
10.11.2001 16:20	2TK23D02	-	Сочення олії по фланцю на зливі олії з підшипника №4 (без урахування ГМ)	витік через ущільнення
12.11.2001 5:00	2TK22D01	-	Нарости бору на торцевому ущільненні та за місцем кріплення картера торцевого ущільнення до равлика	витік через ущільнення
12.11.2001 13:25	2TK21D01	-	Нарости бору на торцевому ущільненні насоса	витік через ущільнення
12.11.2001 13:25	2TG13D01	-	Нарости бору на фланці трубопроводу всмоктування.	витік через ущільнення
16.11.2001 3:55	2TK22D02	-	Краплинна теча середовища по кришці ущільнення збоку підшипника №3 (1 крапля в 3 хв.)	витік через ущільнення
24.11.2001 8:18	2TK22D02	-	Віялова теча по зварному шву трубопроводу подачі олії на підшипник №4	виключено (зовнішні причини)
24.11.2001 19:50	2TZ00D01	-	Насос не розвиває робочого тиску (після чищення TZ00N01)	відхилення характеристик
03.12.2001 20:00	2RM43D01	-	Теча між ґрундбуксою та корпусом насоса, стор. підш. №4	витік через ущільнення
04.12.2001 11:55	2TF32D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Протікання через торцеве ущільнення на працюючому насосі в 5 разів перевищують допустимі	витік через ущільнення
04.12.2001 13:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	Крапельна текти по равлику насоса (1к/с) під час роботи	витік через ущільнення
18.12.2001 12:00	2RM41D01		Протікання по сальнику 4-го підш.	витік через ущільнення
19.12.2001 2:00	2TF32D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Протікання через торцеве ущільнення на працюючому насосі 1 крапля в 4 с (40 мл/год) при допустимій 30 мл/год	витік через ущільнення
02.02.2002 7:30	2TK23D01	-	Віялова теча через торцеве ущільнення	витік через ущільнення
26.02.2002 0:00	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	Відключення конденсатного насоса другого ступеня RM41D01 через знеструмлення	виключено (зовнішні причини)

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
			робочого та резервного маслonaсосів SU91D11, SU91D21	
28.02.2002 5:00	2RM43D01	-	Теча між корпусом насоса та ущільнюючим фланцем з боку 4-го підшипника	витік через ущільнення
04.04.2002 15:30	2TB10D03	-	Свищ у корпусі равлика насоса	інші відмови (свищ по основному металу корпусу)
06.07.2002 19:45	2TQ12D01	-	Теча олії по ущільненню маслованни 3-го підшипника насоса	виключено (зовнішні причини)
22.07.2002 20:55	2TZ00D02	-	Не розвиває тиск. Підвищена вібрація агрегату.	відхилення характеристик
01.08.2002 23:00	2TK23D01	-	Віялова теча через торцеве ущільнення насоса	витік через ущільнення
12.08.2002 11:50	2TQ22D01	-	Непрохідна лінія подачі на охолоджувачі змій, торцеве ущільнення насоса з боку 4-го підшипника	виключено (зовнішні причини)
18.08.2002 22:00	2TQ23D01	-	Дефект картера підшипника №2	інші відмови (виведення в ремонт)
25.08.2002 14:30	2TK22D02	-	Не ущільнено фланець напірного трубопроводу	виключено (помилки персоналу)
04.09.2002 18:10	2RM12D01	КсВА 1500-120	Теча сальника насоса	витік через ущільнення
08.09.2002 0:00	2TK21D02	-	Гріється підшипник №2 на ТК21А02 T=80 °C	підвищення T підшипника
20.09.2002 20:00	2TK23D01	-	Теча через торцеве ущільнення насоса (1 крапля в 2 сек.)	витік через ущільнення
02.10.2002 12:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Теча між ґрундбуксою і корпусом насоса з боку 3-го підш.	витік через ущільнення
16.10.2002 12:30	2TB10D03	-	Сочення борного розчину через пори в равлику	витік через ущільнення
17.10.2002 12:00	2TG12D01	-	Необхідно подовжити захисний кожух напівмуфти (зазор понад 10мм)	виключено (зовнішні причини)
03.11.2002 8:15	2TG12D01	-	Нарости бору на всмоктувальному фланці та равлику насоса	витік через ущільнення
06.11.2002 9:30	2TK23D01	-	Невелика віялова теча між жолобником валу та захисною втулкою	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
11.11.2002 12:20	2TB10D03	-	Віялова теча по сальниковому ущільненню при працюючому насосі	витік через ущільнення
18.11.2002 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	Забито дренажну трубку злив з-під 1-го сальника.	виключено (зовнішні причини)
08.12.2002 1:00	2TB10D01	-	Нарости бору на стиках секцій корпусу насоса	витік через ущільнення
08.12.2002 2:00	2TG13D01	-	Нарости бору на шпильках корпусу торцевого ущільнення насоса	витік через ущільнення
29.01.2003 21:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	Краплинна теча води з різьблення гільзи термоконтролю води за гідроп'ятою	витік через ущільнення
04.02.2003 20:00	2RM42D01	-	Краплинна теча олії по пробці картера 4-го підш.	витік через ущільнення
15.02.2003 6:20	2TF32D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	Крапельна теча по торцевому ущільненню (0,05 л/год)	витік через ущільнення
24.03.2003 14:00	2RM42D01	-	Теча масла по пробці 4-го підш.	витік через ущільнення
04.04.2003 8:20	2TB10D03	-	Сочення борного розчину через пору в равлику насоса	витік через ущільнення
20.04.2003 15:20	2TB30D05	-	Сочення борного розчину по дренажній пробці насоса	витік через ущільнення
21.04.2003 17:20	2TB30D05	-	Сочення борного розчину через пору в равлику насоса	витік через ущільнення
10.05.2003 1:20	2TB10D01	-	Часта крапельна теча по всмоктувальному фланцю під час роботи насоса	витік через ущільнення
19.05.2003 21:50	2TB10D01	-	Сочення борного концентрату через дренажну пробку на неробочому насосі	витік через ущільнення
21.05.2003 10:00	2TB10D01	-	Кожух напівмуфти не відповідає вимогам ПТБ п. 4.7.2	виключено (виявлено та усунено при плановому ремонті, помилки персоналу)
28.07.2003 21:15	2TK21D02	-	Крапельна теча по зварному шву в місці приварювання іпульсної лінії до трубопроводу зливу з гідроп'яти ТК21D02	виключено (зовнішні причини)
01.08.2003 5:30	2TY21D01	-	Нарости бору по кришці проточної частини (через прокладку)	витік через ущільнення
05.08.2003 2:30	2TG11D01	-	Крапельна теча по накидній гайці дренажу равлика насоса	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
23.08.2003 0:00	2RL51D01	-	Гріється підшипник	підвищення Т підшипника
23.08.2003 16:15	2TQ12D01	-	Не закріплений повністю захисний кожух муфти	виключено та усунено при плановому ремонті, помилки персоналу)
17.09.2003 20:05	2TB10D03	-	Сочення борного розчину через пори в равлику насоса	витік через ущільнення
27.10.2003 12:40	2RM43D01	-	Теча по пробці картера 4-го підшипника	витік через ущільнення
12.11.2003 14:20	2RL42D01	-	Паріння по фланцю	витік через ущільнення
13.11.2003 0:00	2RL32D01	-	Краплинна теча олії по роз'єму	витік через ущільнення
12.01.2004 10:00	2RM43D01	-	Краплинна теча масла по пробці картера 4-го підш.	витік через ущільнення
01.02.2004 0:00	2RL41D01	-	Теча масла по вертикальному роз'єму кожуха напівмуфти	витік через ущільнення
27.02.2004 20:15	2TB10D02	-	Протікання через сальникове ущільнення (при непрацюючому насосі)	витік через ущільнення
25.03.2004 8:45	2QF11D02	-	Струменева теча води через сальник	витік через ущільнення
18.05.2004 14:30	2TQ21D01	-	Нещільність по гільзі термопари TQ21T12	витік через ущільнення
09.10.2004 9:00	2TK22D02	ЦН 60-180У4	Протікання олії з картера підшипника №4	витік через ущільнення
28.11.2004 9:10	2TB10D02	Х 45/31-К-2Г	Протікання крапельне по сальниковому ущільненню (0,5 дм3/год)	витік через ущільнення
14.12.2004 2:30	2TZ00D02	ХВС 45/54-Е-1	Теча по сальнику	витік через ущільнення
03.02.2005 19:10	2UJ11D01	Д320-50	При роботі насоса UJ11D01 теча води через гайку манометра, що ущільнює, на натиску	виключено (зовнішні причини)
22.06.2005 16:00	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	Теча по торцевому ущільненню на непрацюючому насосі	витік через ущільнення
11.07.2005 3:20	2TQ32D01	ЦНР 800-230	Не ущільнена трубка дренажу картера 3-го підшипника і насоса	виключено (помилки персоналу)
08.04.2006 23:40	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Вібрація на вході в насос ТК22Д01	витік через ущільнення
31.08.2006 6:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	Краплинна теча масла по валу насоса	витік через ущільнення

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
27.10.2006 13:30	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	Теча масла по проходці термодатчика RM42T07 на 3-му підш. RM42D01	витік через ущільнення
27.11.2006 8:45	2TB10D03	ХО-Е 45/31-К-2Г	Наліт бору на корпусі насоса TB10D03	витік через ущільнення
30.12.2006 14:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	Краплинна теча масла по горизонтальному роз'єму кожуха напівмуфти	витік через ущільнення
26.02.2007 14:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Теча води по ущільнювальній гумі між корпусом насоса і картером 4-го підш.	витік через ущільнення
10.05.2007 13:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	Великий осьовий розбіг ротора насоса та ел. дв.	осьове переміщення валу
17.08.2007 21:20	2RM11D01	КсВА 1500-120	Краплинна теча олії в місці входу та виходу трубопроводів охолоджувальної води маслованни підш. №2	витік через ущільнення
28.09.2007 3:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	Теча масла між кожухом напівмуфти та підш. №7	витік через ущільнення
30.12.2007 5:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-СД-2Г	Віялова теча по торцевому ущільненню насоса ТК23D01	витік через ущільнення
19.03.2008 9:00	2TB10D03	ХО-Е 45/31-К-2Г	Сочення робочого середовища по корпусу насоса TB10D03	витік через ущільнення
13.04.2008 13:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється 3-й підш.	підвищення підшипника Т
01.05.2008 8:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	Пори на корпусі насоса ТК22D01 (нарости бору)	витік через ущільнення
01.06.2008 8:00	2TB10D04	ХО-Е 45/31-К-2Г	Пори на корпусі (нарости бору) насоса TB10D04	витік через ущільнення
01.06.2008 8:00	2TB10D02	ХО-Е 45/31-К-2Г	Пори на корпусі (нарости бору) насоса TB10D02	витік через ущільнення
02.06.2008 8:20	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	Великий осьовий розбіг ротора насоса	осьове переміщення валу
01.10.2008 9:10	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	Підвищений шум та вібрація підш. №4	перевищення віброшвидкості
17.03.2009 9:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	Теча по сальнику з боку 4-го підш.	витік через ущільнення
08.07.2009 15:22	2TQ13D01	ЦН 150-110	Краплинна теча по корпусу торцевого ущільнення насоса TQ13D01	витік через ущільнення
23.08.2009 19:00	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	Крапельна теча по корпусу торцевого ущільнення насоса TB30D05 в прим. А-123/3	витік через ущільнення
16.10.2009 8:00	2RM12D01	КсВА 1500-120	Не розвиває тиск	відхилення характеристик
04.03.2010 8:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	Гріється четвертий підшипник	підвищення підшипника Т

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
19.07.2010 23:45	2TY23D01	X45/240a-И-2Г	Часта крапельна теча по головному роз'єму равлика насоса TY23D01	витік через ущільнення
26.12.2010 6:20	2TK21D01	AX 90/49-К-2Г	Крапельна теча (1 кап/3 с) по головному роз'єму равлика насоса TK21D01	витік через ущільнення
24.10.2011 12:30	2TF33D01	ТХ 800/70/8-К-2Е	Голковий свищ по торцевому ущільненню насоса	інші відмови (свищ по торцевому ущільненню)
01.10.2012 10:40	2ТВ30D05	X45/90a-К-2Г УХЛ4	Крапельна теча в жердині приєднання тр-да до корпусу торцевого ущільнення насоса ТВ30D05.	витік через ущільнення
11.10.2012 19:50	2RL51D01	ПЭА 150-85	Краплинна теча в місці сполучення картера 4-го підшипника до кришки насоса	виключено (за межами розгляду)

Таблиця 3.3 - Класифікація відмов, виключення відмов, не пов'язаних з надійністю насосів Хімічного цеху спецкорпуса №1

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
26.02.1996 0:10	2TD40D02	X 8/90-К-2Г	Сторонній шум у підшипниках насоса	перевищення віброшвидкості
09.03.1996 2:00	2TD40D02	X 8/90-К-2Г	Теча по сальниковому ущільненню на насосі	витік через ущільнення
01.01.1997 20:30	2TD40D02	X 8/90-К-2Г	Теча по валу	витік через ущільнення
02.04.1997 5:00	1TD40D01	X 8/90-К-2Г	Витік води через ущільнення насоса	витік через ущільнення
12.04.1998 13:15	1TD40D01	X 8/90-К-2Г	Теча по сальнику	витік через ущільнення
19.07.1999 21:30	1TD40D01	X 8/90-К-2Г	Шум під час роботи насоса. Теча по сальнику	перевищення віброшвидкості
27.07.2001 7:00	2TD40D01	X 8/90-К-2Г	Течія по сальнику	витік через ущільнення
16.04.2005 13:50	0TM50D02	3ХГ-6К-14-2	Сторонній шум насосу	виключено (насос введено 25.01.2009)
13.08.2005 22:00	2TD40D02	X 8/90-К-2Г	Не тримає торцеве ущільнення насоса 2TD40D02	витік через ущільнення
13.04.2006 4:50	0TM50D01	3ХГ-6К-14-2	При випробуванні відключився електродвигун: $R_{із.ед}=0$ мом, у - є, запах ушкодженої ізоляції	виключено (зовнішні причини)
07.07.2006	0TM50D01	3ХГ-6К-14-2	Підвищена температура	виключено

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
15:30			сорочки охолодження статора насоса	(відкладення шламу в камері, що охолоджує, з зовнішніх причин)
25.11.2006 15:00	1TD40D02	X 8/90-K-2Г	Теча по торцевому ущільненню насоса	витік через ущільнення
03.04.2007 11:00	0TM50D01	3ХГ-6К-14-2	Гріється камера охолоджувальна (сорочка) насоса 0TM50D01	виключено (відкладення шламу в камері, що охолоджує, з зовнішніх причин)
15.06.2009 17:40	0TM50D02	3ХГ-6К-14-2	Пропуск середовища по фланцевому з'єднанню	витік через ущільнення
29.09.2009 8:30	0TD40D02	X 8/90-K-2Г	Сильна теча по торцевому ущільненню валу насос	витік через ущільнення

Таблиця 3.4 - Класифікація відмов для доповнення груп із кількістю елементів менше 4 за насосним обладнанням енергоблоків 3 та 4 (РВ-3, РВ-4)

Дата виявлення	Позиція	Тип обладнання	Зовнішній прояв (детально)	Критерій відмови
26.02.1996 15:40	4ТВ10D01	X 8/90-K-2Г	Краплинна теча на вентиля зливу з торцевого ущільнення насоса	витік через ущільнення
03.12.2003 2:50	3ТВ10D01	X 8/90-K-2Г	Відірвано трубопровід зливу протікань від піддону	виключено (відмова не пов'язана з надійністю насоса)
21.01.2006 12:00	3ТУ23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	Теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення
08.12.2006 5:30	3ТУ23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	Теча по торцевому ущільненню	витік через ущільнення



Рисунок 3.1 - Розподіл відмов за критерієм відмови РВ-1, ТВ-1, ХЦ

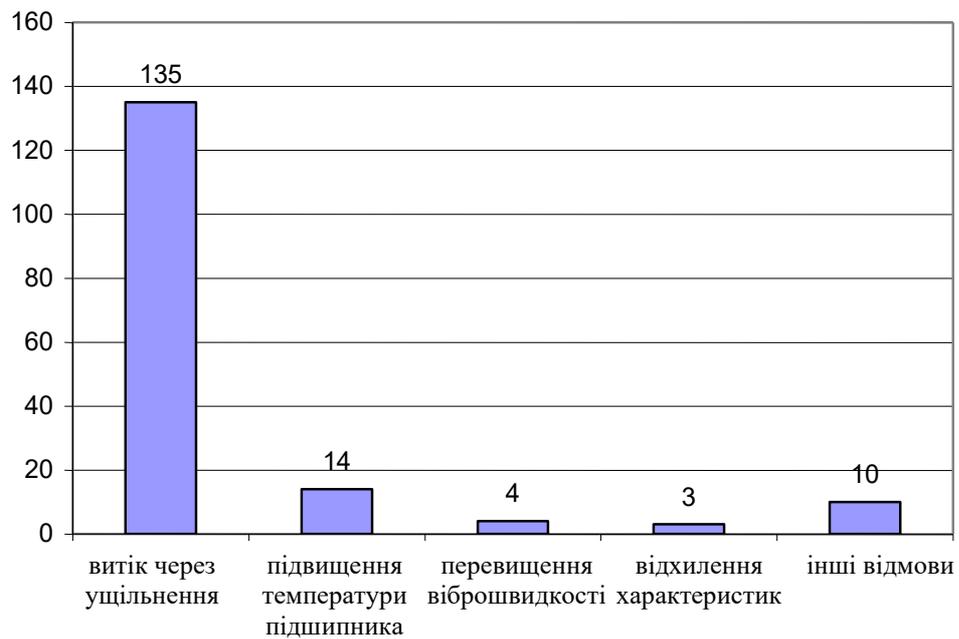


Рисунок 3.2 - Розподіл відмов за критерієм відмови РВ-2, ТВ-2

3.1.3. Оцінка напрацювань до відмови і цензурування для поточного періоду (з 1995 по 2012 р.)

Проведено такі роботи:

1) групування у відповідність до групування для продовження експлуатації;

2) виключені із списку виключені відмови;

3) для відмов, що залишилися, виконано:

уточнено тип насоса;

насоси згруповані у відповідні групи (у відповідність до групування для продовження експлуатації);

для кожної відмови оцінено напрацювання до відмови від початку спостереження або з дати попередньої відмови;

оцінено інтервал від останньої відмови до дати закінчення спостереження – напрацювання до цензурування;

у разі відсутності відмов напрацювання до цензурування дорівнює всьому інтервалу спостереження;

4) проведено поділ по цехах (реакторний та турбінний).

Припущення:

1) як дата початку спостереження для даних щодо відмови бралася дата першої відмови в базі даних щодо відмови, а саме 13.09.1995;

2) як дата закінчення спостереження брався початок місяця на запит даних з УБДН, а саме 1.10.2012;

3) напрацювання до відмови обчислювалася з точністю до дати/часу вказаної в базі даних;

4) тривалість ремонту приймалася дуже малою величиною (не враховувалася щодо напрацювань);

5) відлік напрацювань – моторесурсу починається з дати запуску енергоблоків ЗАЕС

1 блок: 9.11.1984 3 блок: з 5.03.1987

2 блок: 25.05.1985 4 блок: з 14.04.1988

Необхідно навести період спостереження напрацювань типу мотогодин, який фіксувався з початку експлуатації та період спостереження за відмовами бази даних щодо відмов, який розпочався з 13.09.1995.

Наведена напрацювання – це власне напрацювання, протягом якої фіксувалися дані щодо відмов у Базі даних. До цього напрацювання вважається безконтрольним (з точки зору фіксації відмов) і виключається з подальшого аналізу.

Наведені напрацювання оцінюються виходячи з припущення рівномірного напрацювання мотогодин насосів за роками

Наведене напрацювання (мотогодин) оцінюється за виразом

$$t = \frac{t_m}{T_{\text{експл}}} T_{\text{спост}},$$

де t_m – напрацювання мотогодин кожного насосу, ч;

$T_{\text{експ}}$ – календарна тривалість експлуатації відповідного енергоблока (від дати фізичного запуску до дати аналізу), рік;

$T_{\text{спост}}$ – календарна тривалість періоду спостереження експлуатаційних відмов (від дати першої зафіксованої відмови до дати аналізу), рік.

Результати оцінок представлені в табл. 3.5 – 3.14.

3.1.4. Оцінка напрацювань до відмови і цензурування для попереднього періоду (з 1995 по 2010 р.)

Проведені такі ж роботи, як під час оцінки для поточного періоду (див. попередній розділ).

Припущення:

1) як дату закінчення спостереження прийнято кінець 2010 р., а саме 31.12.2010;

2) інші припущення аналогічні роботам і під час оцінки для поточного періоду (див. попередній розділ).

Результати оцінок представлено в табл. 3.15 – 3.21.

Таблиця 3.5 - Оцінка періодів експлуатації енергоблоків та підконтрольної експлуатації за УБДН

Параметр	Початкова дата	Кінцева (поточна) дата	Календарна тривалість експлуатації енергоблоку $T_{\text{експ}}$, рік	Календарна тривалість періоду спостереження експлуатаційних відмов $T_{\text{спост}}$, рік
Період експлуатації блоку № 1	09.11.1984	1.10.2012	27,893	
Період експлуатації блоку № 2	25.05.1985	1.10.2012	27,354	
Період експлуатації блоку № 3	05.03.1987	1.10.2012	25,577	
Період експлуатації блоку № 4	14.04.1988	1.10.2012	24,465	
Період спостереження за Basis даних з відмов для блоку № 1	13.09.1995	1.10.2012		17,051
Період спостереження за Basis даних з відмов для блоку № 2	13.09.1995	1.10.2012		17,051
Період спостереження за Basis даних з відмов для блоку № 1	13.09.1995	1.10.2012		17,051
Період спостереження за Basis даних з відмов для блоку № 2	13.09.1995	1.10.2012		17,051

Примітка. Насоси 0TM50D02 (насос зливу вод басейнів вивантаження та перевантаження, тип ЗХГ-6К-14-2) та 0TM50D03 (насос зливу вод басейнів вивантаження та перевантаження, тип ЦГ 50/50-К-15-5-У2) введені в експлуатацію в 2009 р., тому ці насоси весь період експлуатації є підконтрольними.

Таблиця 3.6 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ
РВ-1

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
281	1	21.11.2011 8:00	1TK21D02	ЦН 60-180	141920,0	38239,3	2034,8
21	1	10.02.1996 16:00	1TK22D02	ЦН 60-180	3616,0	974,3	
44	1	18.05.1996 14:30	1TK22D02	ЦН 60-180	2350,5	633,3	
59	1	29.09.1996 22:00	1TK22D02	ЦН 60-180	3223,5	868,5	
66	1	19.10.1996 8:30	1TK22D02	ЦН 60-180	466,5	125,7	
70	1	20.10.1996 12:30	1TK22D02	ЦН 60-180	28,0	7,5	
86	1	14.12.1996 17:00	1TK22D02	ЦН 60-180	1324,5	356,9	
91	1	16.02.1997 8:30	1TK22D02	ЦН 60-180	1527,5	411,6	
97	1	03.05.1997 5:30	1TK22D02	ЦН 60-180	1821,0	490,7	
121	1	13.02.1998 0:30	1TK22D02	ЦН 60-180	6859,0	1848,1	
160	1	19.10.1999 10:00	1TK22D02	ЦН 60-180	14721,5	3966,6	
205	1	17.12.2001 16:30	1TK22D02	ЦН 60-180	18966,5	5110,4	25480,5
43	1	16.05.1996 6:05	1TK23D02	ЦН 60-180	5910,1	1592,4	
94	1	22.03.1997 5:00	1TK23D02	ЦН 60-180	7438,9	2004,4	
98	1	03.05.1997 14:55	1TK23D02	ЦН 60-180	1017,9	274,3	
149	1	20.04.1999 0:00	1TK23D02	ЦН 60-180	17193,1	4632,6	31770,5
19	2	01.02.1996 19:20	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	3403,3	917,0	
20	2	10.02.1996 7:10	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	203,8	54,9	
71	2	21.10.1996 2:45	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	6091,6	1641,3	
84	2	08.12.1996 15:10	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	1164,4	313,7	
180	2	15.01.2001 16:30	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	35977,3	9693,8	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
240	2	07.09.2003 8:35	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	23152,1	6238,2	
241	2	30.09.2003 9:45	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	553,2	149,0	
243	2	31.10.2003 6:00	1TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	740,3	199,5	21066,7
42	2	15.05.1996 23:45	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	5903,8	1590,7	
96	2	01.05.1997 8:10	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	8408,4	2265,6	
197	2	18.08.2001 9:00	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	37680,8	10152,8	
259	2	31.12.2006 11:35	1TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	47066,6	12681,8	13583,3
189	2	30.04.2001 12:00	1TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	49356,0	13298,6	26975,5
220	2	10.07.2002 10:30	1TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	59818,5	467,3	
266	2	14.07.2008 14:50	1TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	52708,3	411,7	39395,2
92	3	12.03.1997 8:22	1UJ11D01	Д320-50	13112,4	6,7	
112	3	03.12.1997 3:50	1UJ11D01	Д320-50	6379,5	3,3	
118	3	21.01.1998 5:05	1UJ11D01	Д320-50	1177,3	0,6	
128	3	13.05.1998 13:20	1UJ11D01	Д320-50	2696,3	1,4	
129	3	15.05.1998 13:20	1UJ11D01	Д320-50	48,0	0,0	
151	3	21.04.1999 0:00	1UJ11D01	Д320-50	8170,7	4,2	
165	3	09.08.2000 8:25	1UJ11D01	Д320-50	11432,4	5,8	
192	3	01.06.2001 14:20	1UJ11D01	Д320-50	7109,9	3,6	
196	3	09.08.2001 12:50	1UJ11D01	Д320-50	1654,5	0,8	
231	3	21.03.2003 6:00	1UJ11D01	Д320-50	14129,2	7,2	42,7
254	3	03.02.2005 21:00	1UJ13D03	Д320-50	82365,0	42,1	34,3
225	4	20.08.2002 20:20	1TQ11D01	ЦНСА 700-140	60812,3	105,2	153,4
15	5	28.01.1996	1TQ12D01	ЦНР 800-230	3294,2	128,9	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
		6:15					
146	5	17.02.1999 0:00	1TQ12D01	ЦНР 800-230	26777,8	1047,6	4671,3
57	5	18.09.1996 8:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	8912,0	348,7	
58	5	28.09.1996 15:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	247,5	9,7	
67	5	20.10.1996 9:30	1TQ22D01	ЦНР 800-230	522,0	20,4	
150	5	20.04.1999 0:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	21878,5	855,9	
154	5	20.05.1999 0:00	1TQ22D01	ЦНР 800-230	720,0	28,2	
222	5	08.08.2002 0:25	1TQ22D01	ЦНР 800-230	28224,4	1104,2	
261	5	22.05.2007 4:10	1TQ22D01	ЦНР 800-230	41955,8	1641,4	1839,2
9	5	05.12.1995 15:20	1TQ32D01	ЦНР 800-230	2007,3	78,5	
79	5	28.10.1996 9:15	1TQ32D01	ЦНР 800-230	7865,9	307,7	
82	5	18.11.1996 11:50	1TQ32D01	ЦНР 800-230	506,6	19,8	
122	5	15.02.1998 2:30	1TQ32D01	ЦНР 800-230	10886,7	425,9	5015,8
10	6	07.12.1995 6:00	1TQ13D01	ЦН 150-110	2046,0	3,5	
54	6	21.07.1996 9:30	1TQ13D01	ЦН 150-110	5451,5	9,4	
195	6	08.06.2001 22:15	1TQ13D01	ЦН 150-110	42804,8	74,1	
237	6	30.06.2003 16:10	1TQ13D01	ЦН 150-110	18041,9	31,2	140,3
27	6	18.03.1996 17:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	4505,5	7,8	
155	6	20.05.1999 0:00	1TQ23D01	ЦН 150-110	27774,5	48,0	
170	6	23.09.2000 15:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	11823,5	20,5	182,3
63	6	14.10.1996 17:00	1TQ33D01	ЦН 150-110	9545,0	16,5	
142	6	24.12.1998 10:30	1TQ33D01	ЦН 150-110	19217,5	33,2	208,8
188	8	27.04.2001 1:10	1TX10D01	ПЭА 150-85	49273,2	197,5	401,6

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
206	8	21.12.2001 0:00	1TX30D01	ПЭА 150-85	54984,0	220,4	
207	8	11.01.2002 0:00	1TX30D01	ПЭА 150-85	504,0	2,0	376,7
114	7	06.12.1997 16:00	1TX20D01	ЦН 150-90Г	19576,0	39,8	
117	7	23.12.1997 10:50	1TX20D01	ЦН 150-90Г	402,8	0,8	263,2
172	9	20.10.2000 0:00	1QF11D01	Д 4000-95	78288,0	37165,3	
248	9	25.02.2004 8:00	1QF11D01	Д 4000-95	51380,0	24391,4	9401,5
102	9	19.05.1997 0:00	1QF11D02	Д 4000-95	25788,0	12242,2	
190	9	31.05.2001 4:20	1QF11D02	Д 4000-95	61873,6	29372,9	29343,0
36	9	27.04.1996 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	9534,0	4526,0	
161	9	24.11.1999 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	54852,0	26039,6	
175	9	04.12.2000 5:00	1QF21D01	Д 4000-95	15800,8	7501,0	
255	9	31.05.2005 4:25	1QF21D01	Д 4000-95	68837,0	32678,6	212,8
34	9	20.04.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	9240,0	4386,5	
55	9	12.08.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	4788,0	2273,0	
137	9	17.12.1998 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	35994,0	17087,3	47211,4
31	9	03.04.1996 0:00	1QF31D02	Д 4000-95	8526,0	4047,5	66910,6
80	10	29.10.1996 2:30	1TY23D01	Х 45/240-И-2Г	9890,5	80,4	
202	10	26.09.2001 11:30	1TY23D01	Х 45/240-И-2Г	43041,0	349,8	784,5
87	12	25.12.1996 21:30	1TY22D01	АХ 45/54а-К-2Г	11277,5	91,6	1123,0
13	15	23.01.1996 16:30	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	3184,5	792,1	
16	15	30.01.1996 6:02	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	157,5	39,2	
30	15	02.04.1996 10:40	1TF31D01	ТХ 800/70/8-К-2Е У3	1516,6	377,2	
47	15	04.06.1996	1TF31D01	ТХ 800/70/8-	1517,5	377,5	35593,7

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
		16:10		К-2Е У3			
130	15	25.05.1998 11:40	1TF33D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	23651,7	5883,1	
250	15	27.08.2004 12:32	1TF33D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	54864,9	13647,1	
275	15	07.08.2010 21:30	1TF33D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	52113,0	12962,6	4686,9
212	15	04.02.2002 10:00	1TG11D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	56074,0	13947,9	23231,9
174	15	11.11.2000 17:00	1TG12D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	45281,0	11263,2	
246	15	24.11.2003 16:00	1TG12D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	26591,0	6614,3	19302,3
194	15	08.06.2001 20:40	1TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	50300,7	12511,8	24667,9
278	16	23.06.2011 3:25	1TZ00D02	XBC-45/54-Е- СП	138291,4	129,0	
284	16	25.07.2012 7:30	1TZ00D02	XBC-45/54-Е- СП	9556,1	8,9	1,5
24	18	17.02.1996 13:00	1TS11D01	AE 21-50-4A	3781,0	1020,4	
37	18	02.05.1996 23:30	1TS11D01	AE 21-50-4A	1810,5	488,6	
40	18	08.05.1996 18:40	1TS11D01	AE 21-50-4A	139,2	37,6	
120	18	12.02.1998 22:00	1TS11D01	AE 21-50-4A	15483,3	4178,5	34613,3
108	18	25.07.1997 14:30	1TS23D02	AE 21-50-4A	16358,5	4202,0	34192,4
22	19	12.02.1996 8:45	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	3656,8	6,3	
26	19	12.03.1996 10:32	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	697,8	1,2	
56	19	12.08.1996 12:00	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	3673,5	6,4	
72	19	25.10.1996 19:10	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	1783,2	3,1	
193	19	01.06.2001 22:10	1TQ14D01	ПТ 6/160-С	40323,0	69,8	171,9
45	19	24.05.1996 13:45	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	6109,7	10,6	
145	19	11.02.1999 0:00	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	23818,3	41,2	
230	19	12.01.2003 17:40	1TQ24D01	ПТ 6/160-С	34361,7	59,4	147,4

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
35	19	22.04.1996 11:20	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	5339,3	9,2	
41	19	10.05.1996 9:00	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	429,7	0,7	
88	19	26.12.1996 14:32	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	5525,5	9,6	239,0
49	21	14.06.1996 15:50	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	6615,8	11,4	
51	21	25.06.1996 23:45	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	271,9	0,5	
181	21	20.01.2001 8:30	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	40064,7	69,3	
182	21	09.02.2001 2:30	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	474,0	0,8	
199	21	24.08.2001 7:15	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	4708,8	8,1	
203	21	07.11.2001 10:00	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	1802,7	3,1	
226	21	31.08.2002 0:10	1TB10D02	ХО 45/31-К-2Г	7118,2	12,3	153,0
200	21	26.08.2001 9:50	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	52185,8	90,3	
204	21	07.11.2001 10:00	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	1752,2	3,0	
221	21	05.08.2002 17:00	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	6511,0	11,3	
224	21	20.08.2002 16:20	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	359,3	0,6	
249	21	22.08.2004 11:00	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	17586,7	30,4	
251	21	18.09.2004 9:40	1TB10D03	ХО 45/31-К-2Г	646,7	1,1	121,8
25	21	09.03.1996 8:00	1TB10D04	ХО 45/31-К-2Г	4280,0	7,4	
217	21	10.04.2002 7:55	1TB10D04	ХО 45/31-К-2Г	53351,9	92,3	
252	21	23.11.2004 10:15	1TB10D04	ХО 45/31-К-2Г	22994,3	39,8	119,1

Таблиця 3.7 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ
РВ-2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
34	1	07.12.1996 0:00	2ТК21D02	ЦН 60-180	10824,0	3529,8	
105	1	18.12.1999 0:00	2ТК21D02	ЦН 60-180	26544,0	8656,3	
135	1	27.06.2001 21:30	2ТК21D02	ЦН 60-180	13389,5	4366,5	
167	1	08.09.2002 0:00	2ТК21D02	ЦН 60-180	10490,5	3421,1	28770,7
123	1	28.03.2001 13:55	2ТК22D02	ЦН 60-180	48565,9	15837,8	
125	1	31.03.2001 21:40	2ТК22D02	ЦН 60-180	79,8	26,0	
132	1	28.05.2001 20:30	2ТК22D02	ЦН 60-180	1390,8	453,6	
141	1	08.11.2001 14:10	2ТК22D02	ЦН 60-180	3929,7	1281,5	
146	1	16.11.2001 3:55	2ТК22D02	ЦН 60-180	181,7	59,3	
205	1	09.10.2004 9:00	2ТК22D02	ЦН 60-180	25397,1	8282,2	22803,9
103	1	24.10.1999 0:00	2ТК23D02	ЦН 60-180	36048,0	11755,6	
124	1	30.03.2001 14:00	2ТК23D02	ЦН 60-180	12566,0	4097,9	
126	1	12.04.2001 13:00	2ТК23D02	ЦН 60-180	311,0	101,4	
138	1	07.09.2001 12:40	2ТК23D02	ЦН 60-180	3551,7	1158,2	
142	1	10.11.2001 16:20	2ТК23D02	ЦН 60-180	1539,7	502,1	31129,1
144	2	12.11.2001 13:25	2ТК21D01	АХ 90/49-К-2Г	54061,4	17630,0	
237	2	26.12.2010 6:20	2ТК21D01	АХ 90/49-К-2Г	79936,9	26068,2	5046,1
46	2	09.04.1997 6:00	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	13782,0	4494,5	
81	2	06.02.1998 14:00	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	7280,0	2374,1	
96	2	25.07.1999 1:00	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	12803,0	4175,2	
143	2	12.11.2001 5:00	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	20188,0	6583,5	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
211	2	08.04.2006 23:40	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	38610,7	12591,3	
224	2	01.05.2008 8:00	2ТК22D01	АХ 90/49-К-2Г	18080,3	5896,2	12629,6
27	2	13.09.1996 0:00	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	8784,0	2864,6	
54	2	05.05.1997 5:05	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	5621,1	1833,1	
100	2	20.09.1999 17:20	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	20844,2	6797,5	
154	2	02.02.2002 7:30	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	20774,2	6774,7	
162	2	01.08.2002 23:00	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	4335,5	1413,9	
168	2	20.09.2002 20:00	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	1197,0	390,4	
173	2	06.11.2002 9:30	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	1117,5	364,4	
221	2	30.12.2007 5:00	2ТК23D01	АХ 90/49-К-2Г	45115,5	14712,6	13593,3
7	2	03.03.1996 14:30	2ТУ22D01	АХ 90/49-К-2Г	4142,5	1350,9	
69	2	30.08.1997 17:25	2ТУ22D01	АХ 90/49-К-2Г	13082,9	4266,5	
104	2	22.11.1999 0:00	2ТУ22D01	АХ 90/49-К-2Г	19518,6	6365,2	
110	2	04.03.2000 10:00	2ТУ22D01	АХ 90/49-К-2Г	2482,0	809,4	35952,3
65	3	04.07.1997 11:20	2ТQ11D01	ЦНСА 700-140	15851,33	34,4	290,3
204	3	18.05.2004 14:30	2ТQ21D01	ЦНСА 700-140	76094,50	165,3	159,4
52	3	24.04.1997 0:30	2ТQ31D01	ЦНСА 700-140	14136,50	30,7	
139	3	11.09.2001 11:20	2ТQ31D01	ЦНСА 700-140	38434,83	83,5	210,5
6	5	24.02.1996 12:10	2ТQ22D01	ЦНР 800-230	3948,2	193,1	
8	5	17.03.1996 9:20	2ТQ22D01	ЦНР 800-230	525,2	25,7	
9	5	26.03.1996 10:20	2ТQ22D01	ЦНР 800-230	217,0	10,6	
12	5	26.04.1996 14:00	2ТQ22D01	ЦНР 800-230	747,7	36,6	7045,4
14	5	29.04.1996	2ТQ32D01	ЦНР 800-230	5506,5	269,3	7042,1

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
		10:30					
232	6	08.07.2009 15:22	2TQ13D01	ЦН 150-110	121143,4	263,2	61,6
23	6	05.08.1996 0:30	2TQ23D01	ЦН 150-110	7848,5	17,1	
164	6	18.08.2002 22:00	2TQ23D01	ЦН 150-110	52917,5	115,0	192,7
92	6	23.03.1999 0:00	2TQ33D01	ЦН 150-110	30888,0	67,1	257,7
13	7	27.04.1996 14:00	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	5462,0	11,9	
21	7	12.07.1996 11:20	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	1821,3	4,0	
136	7	15.07.2001 21:30	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	43906,2	95,4	213,5
122	7	07.03.2001 17:00	2TQ34D01	ПТ 6/160-С	48065,0	104,4	220,3
45	8	08.04.1997 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	13752,0	67,2	
87	8	31.10.1998 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	13704,0	67,0	596,4
76	8	01.11.1997 6:10	2TX30D01	ПЭА 150-85	18726,2	91,5	639,1
2	9	31.12.1995 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	2616,0	1245,6	
26	9	12.08.1996 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	5400,0	2571,1	
72	9	14.10.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	10272,0	4890,8	
79	9	12.11.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	696,0	331,4	
111	9	23.06.2000 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	22896,0	10901,4	51227,6
4	9	19.01.1996 0:00	2QF11D02	Д 4000-95	3072,0	1462,7	
203	9	25.03.2004 8:45	2QF11D02	Д 4000-95	71720,8	34148,3	35556,9
89	9	25.11.1998 0:00	2QF21D02	Д 4000-95	28056,0	13358,3	57809,6
16	9	07.06.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	6432,0	3062,5	
22	9	15.07.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	912,0	434,2	
25	9	09.08.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	600,0	285,7	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
127	9	17.04.2001 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	41088,0	19563,2	47822,3
10	9	04.04.1996 0:00	2QF31D02	Д 4000-95	4896,0	2331,1	68836,8
33	10	04.12.1996 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	10752,0	116,9	
42	10	21.03.1997 14:40	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	2582,7	28,1	
43	10	29.03.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	196,7	2,1	
55	10	22.05.1997 17:30	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	1294,2	14,1	
71	10	09.09.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	2641,8	28,7	
94	10	01.05.1999 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	14356,7	156,0	
151	10	04.12.2001 13:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	22765,0	247,4	
190	10	01.08.2003 5:30	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	14512,5	157,7	873,5
83	10	11.03.1998 6:30	2TY23D01	АХ 90/49-И-2Г	21846,5	237,4	
236	10	19.07.2010 23:45	2TY23D01	Х45/240а-И-2Г	108329,3	1177,3	209,7
74	11	20.10.1997 0:00	2ТВ30D05	Х 45/90А-К-2Г	18432,0	300,5	
184	11	20.04.2003 15:20	2ТВ30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	48207,3	785,9	
185	11	21.04.2003 17:20	2ТВ30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	26,0	0,4	
209	11	22.06.2005 16:00	2ТВ30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	19030,7	310,2	
233	11	23.08.2009 19:00	2ТВ30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	36555,0	595,9	
243	11	01.10.2012 10:40	2ТВ30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	27231,7	443,9	0,0
176	12	08.12.2002 1:00	2ТВ10D01	Х8/90-К-2Г	63433,0	55,02	
186	12	10.05.2003 1:20	2ТВ10D01	Х8/90-К-2Г	3672,3	3,19	
187	12	19.05.2003 21:50	2ТВ10D01	Х8/90-К-2Г	236,5	0,21	71,2
202	13	27.02.2004 20:15	2ТВ10D02	ХО-Е 45/31-К-2Г	74156,3	161,1	
206	13	28.11.2004	2ТВ10D02	ХО-Е 45/31-	6588,9	14,3	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
		9:10		К-2Г			
226	13	01.06.2008 8:00	2ТВ10D02	ХО-Е 45/31- К-2Г	30742,8	66,8	82,5
157	13	04.04.2002 15:30	2ТВ10D03	АХ-45-31	57495,5	124,9	
170	13	16.10.2002 12:30	2ТВ10D03	АХ-45-31	4677,0	10,2	
174	13	11.11.2002 12:20	2ТВ10D03	АХ-45-31	623,8	1,4	
183	13	04.04.2003 8:20	2ТВ10D03	АХ-45-31	3452,0	7,5	
196	13	17.09.2003 20:05	2ТВ10D03	АХ-45-31	3995,8	8,7	
214	13	27.11.2006 8:45	2ТВ10D03	АХ-45-31	27996,7	60,8	
222	13	19.03.2008 9:00	2ТВ10D03	АХ-45-31	11472,2	24,9	86,4
225	13	01.06.2008 8:00	2ТВ10D04	ХО-Е 45/31- К-2Г	111488,0	242,2	82,5
114	14	18.09.2000 0:00	2УJ11D01	Д320-50	43968,0	143,2	
129	14	21.05.2001 8:25	2УJ11D01	Д320-50	5888,4	19,2	467,7
84	16	20.07.1998 0:00	2TZ00D01	ХВС 45/54- Е-1	24984,0	149,3	
148	16	24.11.2001 19:50	2TZ00D01	ХВС 45/54- Е-1	29371,8	175,5	568,4
161	16	22.07.2002 20:55	2TZ00D02	ХВС 45/54- Е-1	60116,9	359,3	
207	16	14.12.2004 2:30	2TZ00D02	ХВС 45/54- Е-1	21005,6	125,5	408,5
70	18	31.08.1997 9:20	2TS12D01	АЕ 21-60-2А	17241,3	4666,8	
99	18	09.09.1999 15:45	2TS12D01	АЕ 21-60-2А	34983,8	9469,1	26322,1
78	18	03.11.1997 18:00	2TS21D01	АЕ 21-60-2Ф	18786,0	771,9	5369,5
15	18	03.06.1996 19:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	6355,0	1637,2	
24	18	07.08.1996 19:10	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	1560,2	401,9	
68	18	16.08.1997 0:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	8956,8	2307,5	
77	18	03.11.1997 18:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	1914,0	493,1	33667,8

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
17	18	09.06.1996 0:00	2TS23D02	AE 21-60-2Φ	6480,0	1669,4	
56	18	31.05.1997 20:25	2TS23D02	AE 21-60-2Φ	8564,4	2206,4	34631,7
140	19	25.10.2001 9:30	2TF32D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	53625,5	17487,8	
150	19	04.12.2001 11:55	2TF32D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	962,4	313,9	
153	19	19.12.2001 2:00	2TF32D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	350,1	114,2	
180	19	15.02.2003 6:20	2TF32D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	10156,3	3312,1	27516,4
238	19	24.10.2011 12:30	2TF33D01	TX 800/70/8- K-2E	141252,5	46063,9	2680,5
60	19	17.06.1997 0:00	2TG11D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	15432,0	5032,5	
75	19	20.10.1997 0:00	2TG11D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	3000,0	978,3	
191	19	05.08.2003 2:30	2TG11D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	50762,5	16554,2	26179,3
128	19	09.05.2001 16:00	2TG12D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	49576,0	16167,2	
172	19	03.11.2002 8:15	2TG12D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	13024,3	4247,3	28329,8
41	19	11.03.1997 21:00	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	13101,0	4272,4	
62	19	27.06.1997 7:45	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	2578,7	841,0	
67	19	13.07.1997 23:40	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	399,9	130,4	
91	19	28.12.1998 0:00	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	12768,3	4163,9	
145	19	12.11.2001 13:25	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	25213,4	8222,4	
177	19	08.12.2002 2:00	2TG13D01	TX 800/70/8- K-2E Y3	9372,6	3056,5	28057,9

Таблиця 3.8 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ

ТВ-1

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
115	1	12.12.1997 22:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	19726,0	15993,0	
116	1	15.12.1997 3:25	1RL41D01	ПТА 3750-75	53,4	43,3	
209	1	19.01.2002 3:20	1RL41D01	ПТА 3750-75	35903,9	29109,4	
219	1	07.07.2002 0:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	4052,7	3285,7	
234	1	07.05.2003 17:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	7313,0	5929,1	
253	1	14.01.2005 8:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	14823,0	12017,9	
276	1	24.12.2010 9:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	52081,0	42225,1	12582,1
166	1	10.08.2000 15:10	1RL42D01	ПТА 3750-75	43047,2	34900,8	
215	1	19.03.2002 0:00	1RL42D01	ПТА 3750-75	14048,8	11390,2	
247	1	02.12.2003 12:00	1RL42D01	ПТА 3750-75	14964,0	12132,2	62762,4
1	2	13.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	0,0	0,0	
2	2	19.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	144,0	7,9	
4	2	08.10.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	456,0	25,1	
50	2	25.06.1996 18:30	1RL51D01	ПЭА 150-85	6282,5	345,3	
109	2	16.08.1997 4:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	9993,5	549,3	
153	2	11.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	15188,0	834,8	
156	2	21.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	240,0	13,2	
163	2	07.07.2000 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	9912,0	544,8	
263	2	07.08.2007 1:20	1RL51D01	ПЭА 150-85	62089,3	3412,8	
268	2	26.10.2008 12:50	1RL51D01	ПЭА 150-85	10715,5	589,0	1893,7
3	2	21.09.1995 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	192,0	10,6	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
52	2	26.06.1996 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	6696,0	368,1	
265	2	24.03.2008 8:40	1RL52D01	ПЭА 150-85	102944,7	5658,5	
286	2	24.09.2012 8:50	1RL52D01	ПЭА 150-85	39480,2	2170,1	8,7
162	3	11.04.2000 21:40	1RM11D01	КсВА 1500-120	40149,7	21701,1	
216	3	02.04.2002 0:00	1RM11D01	КсВА 1500-120	17282,3	9341,2	
229	3	25.12.2002 9:10	1RM11D01	КсВА 1500-120	6417,2	3468,5	
260	3	09.01.2007 22:50	1RM11D01	КсВА 1500-120	35437,7	19154,2	27125,3
164	3	06.08.2000 12:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	42948,0	23213,6	
269	3	18.01.2009 16:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	74092,0	40047,1	17529,7
23	4	15.02.1996 0:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	3720,0	2010,7	
139	4	19.12.1998 10:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	24922,0	13470,5	
232	4	02.04.2003 20:30	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	37570,5	20307,0	
239	4	24.08.2003 0:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	3435,5	1856,9	
257	4	14.11.2005 10:30	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	19522,5	10552,0	32593,3
14	4	24.01.1996 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	3192,0	1725,3	
48	4	09.06.1996 12:15	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	3300,2	1783,8	
89	4	20.01.1997 1:30	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	5389,3	2912,9	
127	4	24.04.1998 21:20	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	11035,8	5964,9	
144	4	21.01.1999 9:30	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	6516,2	3522,0	
168	4	06.09.2000 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	14246,5	7700,3	
176	4	06.12.2000 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	2184,0	1180,5	
184	4	05.03.2001 10:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	2146,0	1159,9	
256	4	03.11.2005	1RM42D01	КсА 1500-	40898,0	22105,6	32735,2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
		12:00		240-2а			
6	4	26.11.1995 0:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	1776,0	959,9	
12	4	09.01.1996 0:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	1056,0	570,8	
81	4	06.11.1996 9:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	7257,0	3922,4	
90	4	20.01.1997 1:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	1792,5	968,9	
183	4	02.03.2001 16:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	36062,5	19492,0	
245	4	06.11.2003 19:50	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	23499,8	12701,8	
271	4	29.06.2009 13:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	49481,7	26745,1	
273	4	18.05.2010 14:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	7753,0	4190,5	11239,0

Таблиця 3.9 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ

ТВ-2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
1	1	05.10.1995 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	528,0	420,9	
201	1	01.02.2004 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	72984,0	58184,1	60556,6
51	1	24.04.1997 0:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	14136,0	11269,5	
198	1	12.11.2003 14:20	2RL42D01	ПТА 3750-75	57446,3	45797,2	
220	1	28.09.2007 3:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	33972,7	27083,6	35011,4
66	2	05.07.1997 11:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	15875,0	858,0	
130	2	26.05.2001 10:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	34103,0	1843,2	
192	2	23.08.2003 0:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	19646,0	1061,8	4315,7
38	2	04.01.1997 23:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	11519,0	622,6	
61	2	20.06.1997	2RL52D01	ПЭА 150-	3997,5	216,1	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
		12:30		85			
86	2	06.09.1998 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	10619,5	574,0	
88	2	20.11.1998 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	1800,0	97,3	
97	2	30.07.1999 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	6048,0	326,9	
131	2	26.05.2001 10:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	15994,0	864,5	
169	2	02.10.2002 12:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	11858,0	640,9	
178	2	29.01.2003 21:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	2865,5	154,9	
216	2	26.02.2007 14:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	35728,5	1931,1	
223	2	13.04.2008 13:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	9887,0	534,4	
230	2	17.03.2009 9:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	8108,5	438,3	
235	2	04.03.2010 8:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	8447,0	456,5	1221,5
219	3	17.08.2007 21:20	2RM11D01	КсВА 1500-120	104565,3	55574,2	23866,9
166	3	04.09.2002 18:10	2RM12D01	КсВА 1500-120	61170,2	32510,6	
234	3	16.10.2009 8:00	2RM12D01	КсВА 1500-120	62365,8	33146,1	13784,4
152	4	18.12.2001 12:00	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	54924,0	29190,9	
227	4	02.06.2008 8:20	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	56588,3	30075,5	
229	4	01.10.2008 9:10	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	2904,8	1543,9	18630,9
29	4	28.09.1996 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	9144,0	4859,8	
58	4	15.06.1997 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	6240,0	3316,4	
63	4	28.06.1997 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	312,0	165,8	
93	4	03.04.1999 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	15456,0	8214,5	
137	4	30.08.2001 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	21120,0	11224,8	
179	4	04.02.2003 20:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	12572,0	6681,7	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
182	4	24.03.2003 14:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	1146,0	609,1	
213	4	27.10.2006 13:30	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	31511,5	16747,7	
215	4	30.12.2006 14:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	1536,5	816,6	26804,6
31	4	06.11.1996 0:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	10080,0	5357,3	
115	4	17.10.2000 0:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	34584,0	18380,6	
149	4	03.12.2001 20:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	9908,0	5265,9	
156	4	28.02.2002 5:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	2073,0	1101,8	
197	4	27.10.2003 12:40	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	14551,7	7733,9	
200	4	12.01.2004 10:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	1845,3	980,8	
212	4	31.08.2006 6:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	23084,0	12268,6	
217	4	10.05.2007 13:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	6055,0	3218,1	25134,1

Таблиця 3.10 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ спецкорпусу №1 ХЦ

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
31	1	29.09.2009 8:30	0TD40D02	Х 8/90-К-2Г	123128,5	34775,9	7440,4
9	1	02.04.1997 5:00	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	13613,0	649,7	
11	1	12.04.1998 13:15	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	9008,3	429,9	
13	1	19.07.1999 21:30	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	11120,3	530,7	5523,1
25	1	25.11.2006 15:00	1TD40D02	Х 8/90-К-2Г	98199,0	4686,4	2446,9
17	1	27.07.2001 7:00	2TD40D01	Х 8/90-К-2Г	51463,0	23890,1	45497,6
3	1	26.02.1996 0:10	2TD40D02	Х 8/90-К-2Г	3984,2	1849,5	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
4	1	09.03.1996 2:00	2TD40D02	X 8/90-K-2Г	289,8	134,5	
8	1	01.01.1997 20:30	2TD40D02	X 8/90-K-2Г	7170,5	3328,7	
22	1	13.08.2005 22:00	2TD40D02	X 8/90-K-2Г	75505,5	35051,1	29023,9
30	2	15.06.2009 17:40	0TM50D02	3ХГ-6К-14-2	3401,7	121,6	5220,4

Таблиця 3.11 Напрацювання до відмови та до цензурування для груп з кількістю елементів менше 4 за насосним обладнанням енергоблоків 3 і 4 (РВ-3, РВ-4)

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
3	10	21.01.2006 12:00	3ТУ23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	90804,0	737,9	
4	10	08.12.2006 5:30	3ТУ23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	7697,5	62,6	414,2
1	14/12	26.02.1996 15:40	4ТВ10D01	X 8/90-K-2Г	3999,7	2,2	78,5

Таблиця 3.12 - Групування даних ТВ-1, ТВ-2

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи		Сумарне наведене напрацювання групи у мотогодинах, год		Сумарна кількість відмов групи	
блок 1	блок 2		блок 1	блок 2	блок 1	блок 2	блок 1	блок 2
1	1	ПТ-3750-75	1RL41D01 1RL42D01	2RL41D01 2RL42D01	242371,2	238323,4	10	5
2	2	ПЭА 150-85	1RL51D01 1RL52D01	2RL51D01 2RL52D01	16432,0	16157,6	14	15
3	3	КсВА 1500-120	1RM11D01 1RM12D01 1RM13D01	2RM11D01 2RM12D01	242371,2	158882,2	6	3
4	4	КсА 1500-240-2а	1RM41D01 1RM42D01 1RM43D01	2RM41D01 2RM42D01 2RM43D01	242371,2	238323,3	22	20

Таблиця 3.13 - Групування даних ХЦ

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи блок 1	Сумарне наведене напрацювання групи у мотогодинах, год блок 1	Сумарна кількість відмов групи для блоку 1
1	Х 8/90-К-2Г	0TD40D01 0TD40D02 1TD40D01 1TD40D02 2TD40D01 2TD40D02	237474,6	10
2	3ХГ-6К-14-2	0TM50D01 0TM50D02	38680,3	1
3	АХ-20/53-Е2	0TM50D04	33338,3	0
4	ЦГ 50/50-К-15-5-У2	0TM50D03	5342,0	0

Таблиця 3.14 Групування даних РВ-1, РВ-2

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи		Сумарне наведене напрацювання групи у мотогодинах блок 1, год		Сумарна кількість відмов групи блок 1	
блок 1	блок 2		блок 1	блок 2	блок 1	блок 2	блок 1	блок 2
1	1	ЦН 60-180	1TK21D02 1TK22D02 1TK23D02	2TK21D02 2TK22D02 2TK23D02	120822,6	146232,9	16	15
2	2	АХ 90/49-К-2Г	1TK21D01 1TK22D01 1TK23D01 1TY21D01	2TK21D01 2TK22D01 2TK23D01 2TY21D01	121990,2	147857,4	15	20
3	14	Д320-50	1UJ11D01 1UJ12D02 1UJ13D03	2UJ11D01 2UJ12D02 2UJ13D03	229,2	1460,4	11	2
4	3	ЦНСА 700-140	1TQ11D01 1TQ21D01 1TQ31D01	2TQ11D01 2TQ21D01 2TQ31D01	775,8	974,4	1	4
5	5	ЦНР-800-230	1TQ12D01 1TQ22D01 1TQ32D01	2TQ12D01 2TQ22D01 2TQ32D01	17543,4	21934,2	13	5
6	6	ЦН 150-110	1TQ13D01 1TQ23D01 1TQ33D01	2TQ13D01 2TQ23D01 2TQ33D01	775,8	974,4	9	4
7, 8	8	ЦН-150-90Г (ПЭА 150-85)	1TX10D01 1TX20D01 1TX30D01	2TX10D01 2TX20D01 2TX30D01	1502,0	2191,8	5	3
9	9	Д 4000-95	1QF11D01 1QF11D02 1QF21D01 1QF21D02 1QF31D01	2QF11D01 2QF11D02 2QF21D01 2QF21D02 2QF31D01	425748,6	427007,4	12	13

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи		Сумарне наведене напрацювання групи у мотогодинах блок 1, год		Сумарна кількість відмов групи блок 1	
блок 1	блок 2		блок 1	блок 2	блок 1	блок 2	блок 1	блок 2
			1QF31D02	2QF31D02				
10	10	X 45/240-И-2Г X 45/240а-К-2Г X 45/240а-И-2Г	1TY23D01	2TY21D01 2TY23D01	1214,7	3249,0	2	10
11	11	X-45/90а-К-2Г X-45/90-К-2Г	1TB30D05	2TB30D05	2121,8	2436,7	0	6
12	-	AX 45/54а-К-2Г	1TY22D01	-	1214,7	-	1	-
13	15	ВЦЭН-315	1YD11D01 1YD21D01 1YD31D01 1YD41D01	2YD11D01 2YD21D01 2YD31D01 2YD41D01	1486,8	1558,4	0	0
14	12	X8/90-К-2Г	1TB10D01	2TB10D01	80,7	129,7	0	3
15	19	TX-800/70/8-К-2Е	1TG11D01 1TG12D01 1TG13D01 1TF31D01 1TF32D01 1TF33D01	2TG11D01 2TG12D01 2TG13D01 2TF31D01 2TF32D01 2TF33D01	223078,2	292465,8	11	16
16	16	XBC-45/54-Е-СП	1TZ00D01 1TZ00D02	2TZ00D01 2TZ00D02	819,2	1786,6	2	4
17	17	HB3-20Д	1TZ01D01	2TZ01D01	15,3	16,2	0	0
18	18	AE 21-60-2A, AE 21-50-4A	1TS11D01 1TS12D01 1TS13D01 1TS21D01 1TS21D02 1TS22D01 1TS22D02 1TS23D01 1TS23D02	2TS11D01 2TS12D01 2TS13D01 2TS21D01 2TS21D02 2TS22D01 2TS22D02 2TS23D01 2TS23D02	254566,8	255320,7	5	9
19	7	ПТ 6/160-С	1TQ14D01 1TQ24D01 1TQ34D01	2TQ14D01 2TQ24D01 2TQ34D01	775,8	974,4	11	4
20	4	CH-10/50-К CH-10/50-КУ4	1TQ11D02 1TQ21D02 1TQ31D02	2TQ11D02 2TQ21D02 2TQ31D02	159,6	974,4	0	0
21	13	XO 45/31-К-2Г XOE 45/31-К-2Г AX-45-31	1TB10D02 1TB10D03 1TB10D04	2TB10D02 2TB10D03 2TB10D04	775,8	974,4	16	11

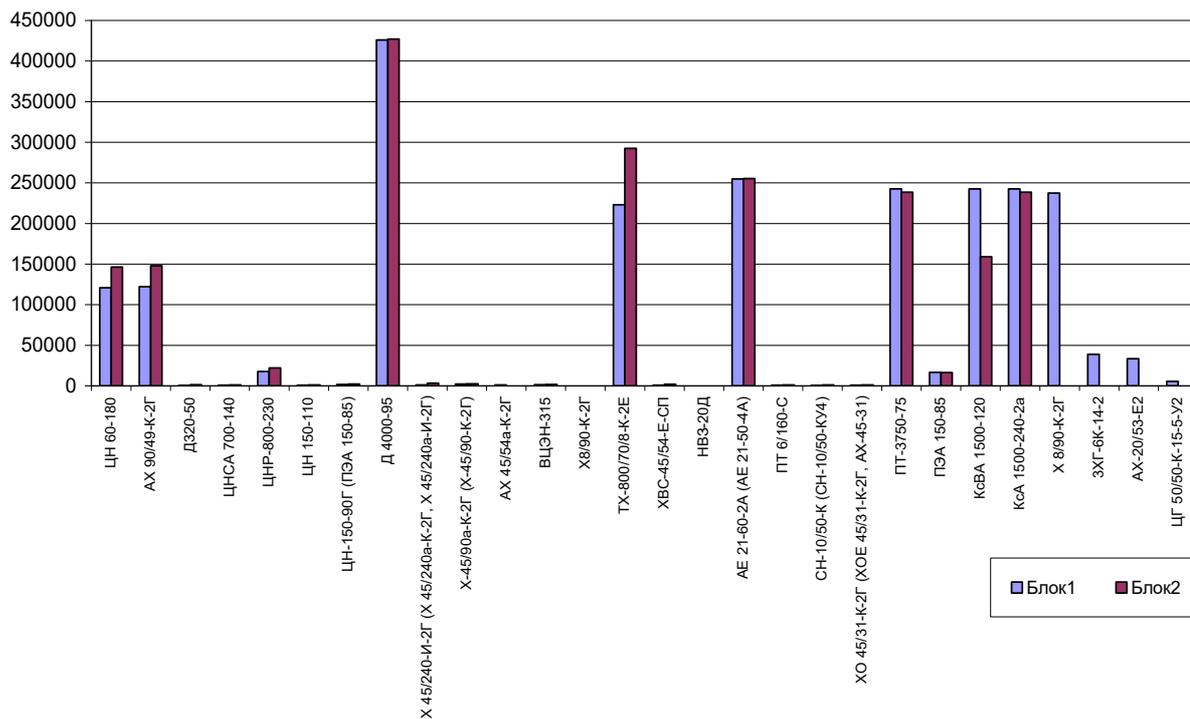


Рисунок 3.3 - Сумарні мотонапруцювання для груп насосів за типами

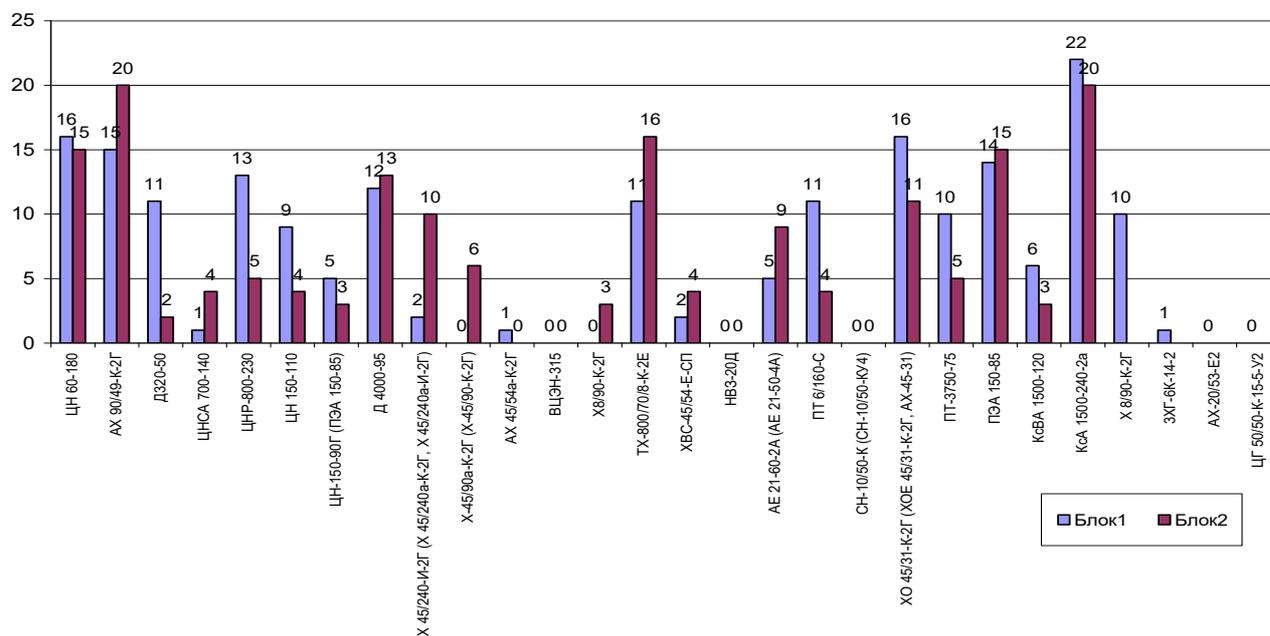


Рисунок 3.4 - Сумарна кількість відмов для груп насосів за типами

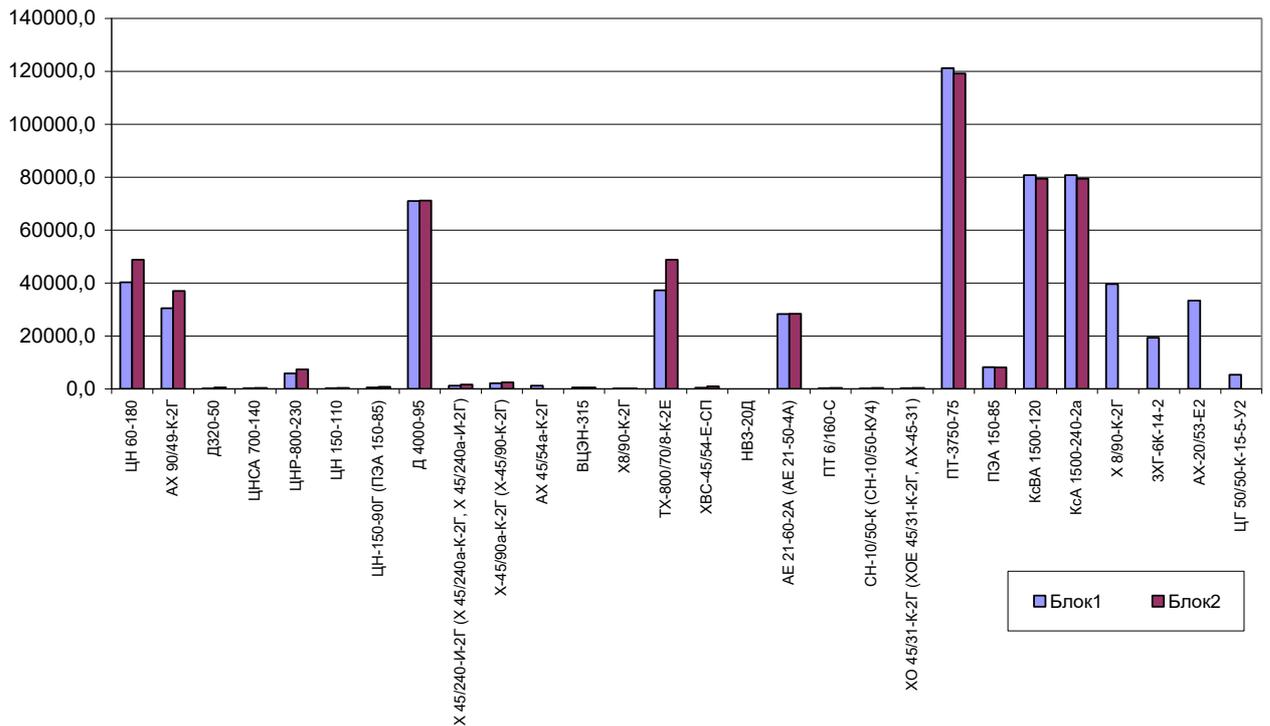


Рисунок 3.5 - Середні мотонапрацювання для груп насосів за типами

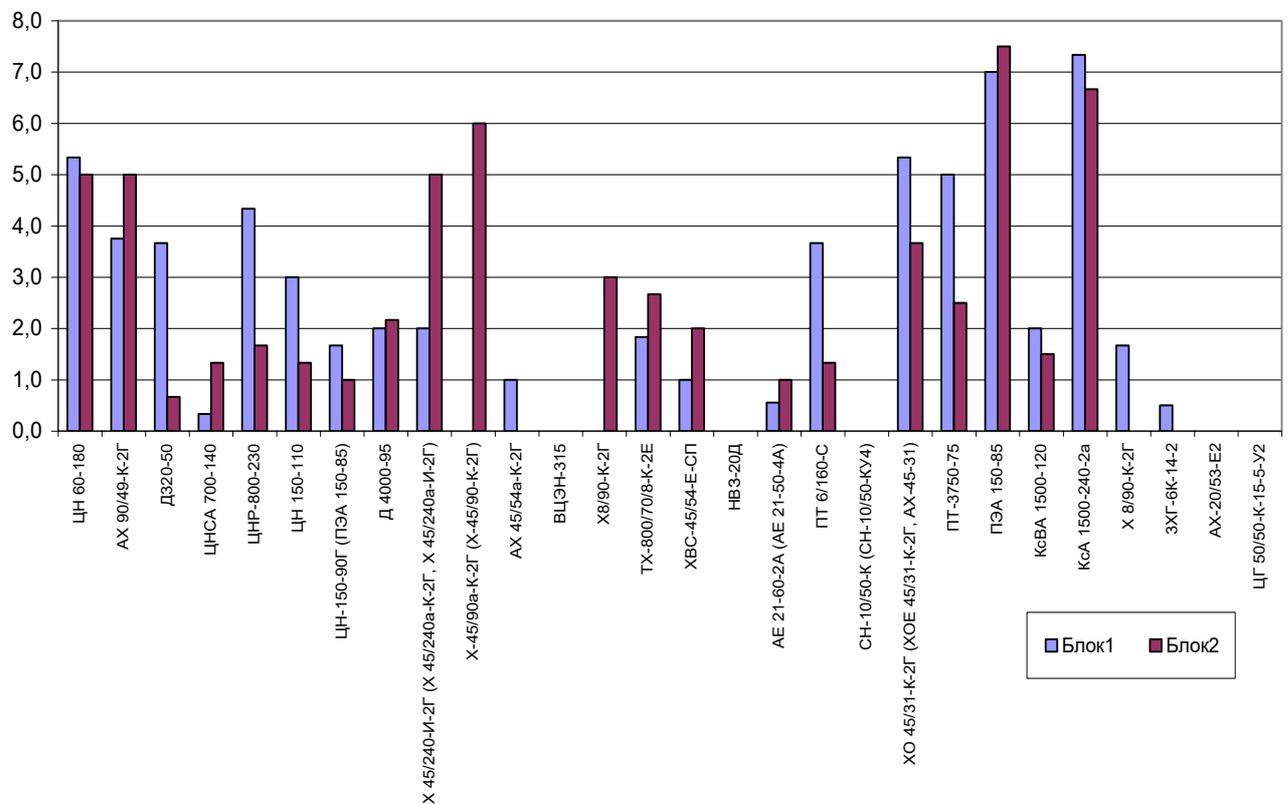


Рисунок 3.6 - Середня кількість відмов для груп насосів за типами

Таблиця 3.15 - Оцінка періодів експлуатації енергоблоків та підконтрольної експлуатації за УБДН

Параметр	Початкова дата	Кінцева (поточна) дата	Календарна тривалість експлуатації енергоблоку $T_{\text{експ}}$, рік	Календарна тривалість періоду спостереження експлуатаційних відмов $T_{\text{спост}}$, рік
Період спостереження за моторесурсом блоку № 1	09.11.1984	1.10.2012	27,893	
Період спостереження за моторесурсом блоку № 2	25.05.1985	1.10.2012	27,354	
Період спостереження за моторесурсом блоку № 3	05.03.1987	1.10.2012	25,577	
Період спостереження за моторесурсом блоку № 4	14.04.1988	1.10.2012	24,465	
Період спостереження за Базою даних з відмов для блоку № 1	13.09.1995	31.12.2010		15,299
Період спостереження за Базою даних з відмов для блоку № 2	13.09.1995	31.12.2010		15,299
Період спостереження за Базою даних з відмов для блоку № 3	13.09.1995	31.12.2010		15,299
Період спостереження за Базою даних з відмов для блоку № 4	13.09.1995	31.12.2010		15,299

Примітка. Насоси 0TM50D02 (насос зливу вод басейнів вивантаження та перевантаження, тип ЗХГ-6К-14-2) та 0TM50D03 (насос зливу вод басейнів вивантаження та перевантаження, тип ЦГ 50/50-К-15-5-У2) введені в експлуатацію в 2009 р., тому для цих насосів підконтрольний період експлуатації складає 2 роки.

Таблиця 3.16 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ
РВ -1

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
21	1	10.02.1996 16:00	1TK22D02	ЦН 60-180	3616,0	974,3	
44	1	18.05.1996 14:30	1TK22D02	ЦН 60-180	2350,5	633,3	
59	1	29.09.1996 22:00	1TK22D02	ЦН 60-180	3223,5	868,5	
66	1	19.10.1996	1TK22D02	ЦН 60-180	466,5	125,7	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мотогодинах, год	Напруцювання до цензурування в мотогодинах, год
		8:30					
70	1	20.10.1996 12:30	1TK22D02	ЦН 60-180	28,0	7,5	
86	1	14.12.1996 17:00	1TK22D02	ЦН 60-180	1324,5	356,9	
91	1	16.02.1997 8:30	1TK22D02	ЦН 60-180	1527,5	411,6	
97	1	03.05.1997 5:30	1TK22D02	ЦН 60-180	1821,0	490,7	
121	1	13.02.1998 0:30	1TK22D02	ЦН 60-180	6859,0	1848,1	
160	1	19.10.1999 10:00	1TK22D02	ЦН 60-180	14721,5	3966,6	
205	1	17.12.2001 16:30	1TK22D02	ЦН 60-180	18966,5	5110,4	21341,9
43	1	16.05.1996 6:05	1TK23D02	ЦН 60-180	5910,1	1592,4	
94	1	22.03.1997 5:00	1TK23D02	ЦН 60-180	7438,9	2004,4	
98	1	03.05.1997 14:55	1TK23D02	ЦН 60-180	1017,9	274,3	
149	1	20.04.1999 0:00	1TK23D02	ЦН 60-180	17193,1	4632,6	27631,9
19	2	01.02.1996 19:20	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	3403,3	917,0	
20	2	10.02.1996 7:10	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	203,8	54,9	
71	2	21.10.1996 2:45	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	6091,6	1641,3	
84	2	08.12.1996 15:10	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	1164,4	313,7	
180	2	15.01.2001 16:30	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	35977,3	9693,8	
240	2	07.09.2003 8:35	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	23152,1	6238,2	
241	2	30.09.2003 9:45	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	553,2	149,0	
243	2	31.10.2003 6:00	1TK21D01	АХ 90/49- К-2Г	740,3	199,5	16928,0
42	2	15.05.1996 23:45	1TK22D01	АХ 90/49- К-2Г	5903,8	1590,7	
96	2	01.05.1997 8:10	1TK22D01	АХ 90/49- К-2Г	8408,4	2265,6	
197	2	18.08.2001 9:00	1TK22D01	АХ 90/49- К-2Г	37680,8	10152,8	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
259	2	31.12.2006 11:35	1TK22D01	АХ 90/49- К-2Г	47066,6	12681,8	9444,6
189	2	30.04.2001 12:00	1TK23D01	АХ 90/49- К-2Г	49356,0	13298,6	22836,9
220	2	10.07.2002 10:30	1TY21D01	АХ 90/49- К-2Г	59818,5	467,3	
266	2	14.07.2008 14:50	1TY21D01	АХ 90/49- К-2Г	52708,3	411,7	35256,5
92	3	12.03.1997 8:22	1UJ11D01	Д320-50	13112,4	6,7	
112	3	03.12.1997 3:50	1UJ11D01	Д320-50	6379,5	3,3	
118	3	21.01.1998 5:05	1UJ11D01	Д320-50	1177,3	0,6	
128	3	13.05.1998 13:20	1UJ11D01	Д320-50	2696,3	1,4	
129	3	15.05.1998 13:20	1UJ11D01	Д320-50	48,0	0,0	
151	3	21.04.1999 0:00	1UJ11D01	Д320-50	8170,7	4,2	
165	3	09.08.2000 8:25	1UJ11D01	Д320-50	11432,4	5,8	
192	3	01.06.2001 14:20	1UJ11D01	Д320-50	7109,9	3,6	
196	3	09.08.2001 12:50	1UJ11D01	Д320-50	1654,5	0,8	
231	3	21.03.2003 6:00	1UJ11D01	Д320-50	14129,2	7,2	34,9
254	3	03.02.2005 21:00	1UJ13D03	Д320-50	82365,0	42,1	26,5
225	4	20.08.2002 20:20	1TQ11D01	ЦНСА 700-140	60812,3	105,2	126,8
15	5	28.01.1996 6:15	1TQ12D01	ЦНР 800- 230	3294,2	128,9	
146	5	17.02.1999 0:00	1TQ12D01	ЦНР 800- 230	26777,8	1047,6	4070,3
57	5	18.09.1996 8:00	1TQ22D01	ЦНР 800- 230	8912,0	348,7	
58	5	28.09.1996 15:30	1TQ22D01	ЦНР 800- 230	247,5	9,7	
67	5	20.10.1996 9:30	1TQ22D01	ЦНР 800- 230	522,0	20,4	
150	5	20.04.1999 0:00	1TQ22D01	ЦНР 800- 230	21878,5	855,9	
154	5	20.05.1999	1TQ22D01	ЦНР 800-	720,0	28,2	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мотогодинах, год	Напруцювання до цензурування в мотогодинах, год
		0:00		230			
222	5	08.08.2002 0:25	1TQ22D01	ЦНР 800-230	28224,4	1104,2	
261	5	22.05.2007 4:10	1TQ22D01	ЦНР 800-230	41955,8	1641,4	1238,3
9	5	05.12.1995 15:20	1TQ32D01	ЦНР 800-230	2007,3	78,5	
79	5	28.10.1996 9:15	1TQ32D01	ЦНР 800-230	7865,9	307,7	
82	5	18.11.1996 11:50	1TQ32D01	ЦНР 800-230	506,6	19,8	
122	5	15.02.1998 2:30	1TQ32D01	ЦНР 800-230	10886,7	425,9	4414,8
10	6	07.12.1995 6:00	1TQ13D01	ЦН 150-110	2046,0	3,5	
54	6	21.07.1996 9:30	1TQ13D01	ЦН 150-110	5451,5	9,4	
195	6	08.06.2001 22:15	1TQ13D01	ЦН 150-110	42804,8	74,1	
237	6	30.06.2003 16:10	1TQ13D01	ЦН 150-110	18041,9	31,2	113,8
27	6	18.03.1996 17:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	4505,5	7,8	
155	6	20.05.1999 0:00	1TQ23D01	ЦН 150-110	27774,5	48,0	
170	6	23.09.2000 15:30	1TQ23D01	ЦН 150-110	11823,5	20,5	155,7
63	6	14.10.1996 17:00	1TQ33D01	ЦН 150-110	9545,0	16,5	
142	6	24.12.1998 10:30	1TQ33D01	ЦН 150-110	19217,5	33,2	182,3
188	8	27.04.2001 1:10	1TX10D01	ПЭА 150-85	49273,2	197,5	340,0
206	8	21.12.2001 0:00	1TX30D01	ПЭА 150-85	54984,0	220,4	
207	8	11.01.2002 0:00	1TX30D01	ПЭА 150-85	504,0	2,0	315,1
114	7	06.12.1997 16:00	1TX20D01	ЦН 150-90Г	19576,0	39,8	
117	7	23.12.1997 10:50	1TX20D01	ЦН 150-90Г	402,8	0,8	232,0
172	9	20.10.2000 0:00	1QF11D01	Д 4000-95	44736,0	21237,3	
248	9	25.02.2004 8:00	1QF11D01	Д 4000-95	29360,0	13937,9	28491,1

№ в БД	Група об'явлення	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
102	9	19.05.1997 0:00	1QF11D02	Д 4000-95	14736,0	6995,6	
190	9	31.05.2001 4:20	1QF11D02	Д 4000-95	35356,3	16784,5	39886,3
36	9	27.04.1996 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	5448,0	2586,3	
161	9	24.11.1999 0:00	1QF21D01	Д 4000-95	31344,0	14879,8	
175	9	04.12.2000 5:00	1QF21D01	Д 4000-95	9029,0	4286,3	
255	9	31.05.2005 4:25	1QF21D01	Д 4000-95	39335,4	18673,5	23240,4
34	9	20.04.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	5280,0	2506,5	
55	9	12.08.1996 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	2736,0	1298,8	
137	9	17.12.1998 0:00	1QF31D01	Д 4000-95	20568,0	9764,1	50096,8
31	9	03.04.1996 0:00	1QF31D02	Д 4000-95	4872,0	2312,9	61353,5
80	10	29.10.1996 2:30	1TY23D01	Х 45/240- И-2Г	9890,5	80,4	
202	10	26.09.2001 11:30	1TY23D01	Х 45/240- И-2Г	43041,0	349,8	659,7
87	12	25.12.1996 21:30	1TY22D01	АХ 45/54а-К- 2Г	11277,5	91,6	998,2
13	15	23.01.1996 16:30	1TF31D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	3184,5	792,1	
16	15	30.01.1996 6:02	1TF31D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	157,5	39,2	
30	15	02.04.1996 10:40	1TF31D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	1516,6	377,2	
47	15	04.06.1996 16:10	1TF31D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	1517,5	377,5	31773,1
130	15	25.05.1998 11:40	1TF33D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	23651,7	5883,1	
250	15	27.08.2004 12:32	1TF33D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	54864,9	13647,1	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мотогодинах, год	Напруцювання до цензурування в мотогодинах, год
275	15	07.08.2010 21:30	1TF33D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	52113,0	12962,6	866,2
212	15	04.02.2002 10:00	1TG11D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	56074,0	13947,9	19411,2
174	15	11.11.2000 17:00	1TG12D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	45281,0	11263,2	
246	15	24.11.2003 16:00	1TG12D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	26591,0	6614,3	15481,6
194	15	08.06.2001 20:40	1TG13D01	ТХ 800/70/8- К-2Е У3	50300,7	12511,8	20847,3
24	18	17.02.1996 13:00	1TS11D01	АЕ 21-50- 4А	3781,0	1020,4	
37	18	02.05.1996 23:30	1TS11D01	АЕ 21-50- 4А	1810,5	488,6	
40	18	08.05.1996 18:40	1TS11D01	АЕ 21-50- 4А	139,2	37,6	
120	18	12.02.1998 22:00	1TS11D01	АЕ 21-50- 4А	15483,3	4178,5	30468,0
108	18	25.07.1997 14:30	1TS23D02	АЕ 21-50- 4А	16358,5	4202,0	30247,0
22	19	12.02.1996 8:45	1TQ14D01	ПТ 6/160- С	3656,8	6,3	
26	19	12.03.1996 10:32	1TQ14D01	ПТ 6/160- С	697,8	1,2	
56	19	12.08.1996 12:00	1TQ14D01	ПТ 6/160- С	3673,5	6,4	
72	19	25.10.1996 19:10	1TQ14D01	ПТ 6/160- С	1783,2	3,1	
193	19	01.06.2001 22:10	1TQ14D01	ПТ 6/160- С	40323,0	69,8	145,3
45	19	24.05.1996 13:45	1TQ24D01	ПТ 6/160- С	6109,7	10,6	
145	19	11.02.1999 0:00	1TQ24D01	ПТ 6/160- С	23818,3	41,2	
230	19	12.01.2003 17:40	1TQ24D01	ПТ 6/160- С	34361,7	59,4	120,8
35	19	22.04.1996 11:20	1TQ34D01	ПТ 6/160- С	5339,3	9,2	
41	19	10.05.1996 9:00	1TQ34D01	ПТ 6/160- С	429,7	0,7	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мотогодинах, год	Напрацювання до цензурування в мотогодинах, год
88	19	26.12.1996 14:32	1TQ34D01	ПТ 6/160-С	5525,5	9,6	212,5
49	21	14.06.1996 15:50	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	6615,8	11,4	
51	21	25.06.1996 23:45	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	271,9	0,5	
181	21	20.01.2001 8:30	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	40064,7	69,3	
182	21	09.02.2001 2:30	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	474,0	0,8	
199	21	24.08.2001 7:15	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	4708,8	8,1	
203	21	07.11.2001 10:00	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	1802,7	3,1	
226	21	31.08.2002 0:10	1ТВ10D02	ХО 45/31-К-2Г	7118,2	12,3	126,4
200	21	26.08.2001 9:50	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	52185,8	90,3	
204	21	07.11.2001 10:00	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	1752,2	3,0	
221	21	05.08.2002 17:00	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	6511,0	11,3	
224	21	20.08.2002 16:20	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	359,3	0,6	
249	21	22.08.2004 11:00	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	17586,7	30,4	
251	21	18.09.2004 9:40	1ТВ10D03	ХО 45/31-К-2Г	646,7	1,1	95,3
25	21	09.03.1996 8:00	1ТВ10D04	ХО 45/31-К-2Г	4280,0	7,4	
217	21	10.04.2002 7:55	1ТВ10D04	ХО 45/31-К-2Г	53351,9	92,3	
252	21	23.11.2004 10:15	1ТВ10D04	ХО 45/31-К-2Г	22994,3	39,8	92,5

Таблиця 3.17 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ

РВ -2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
34	1	07.12.1996 0:00	2TK21D02	ЦН 60-180	10824,0	3529,8	
105	1	18.12.1999 0:00	2TK21D02	ЦН 60-180	26544,0	8656,3	
135	1	27.06.2001 21:30	2TK21D02	ЦН 60-180	13389,5	4366,5	
167	1	08.09.2002 0:00	2TK21D02	ЦН 60-180	10490,5	3421,1	23761,7
123	1	28.03.2001 13:55	2TK22D02	ЦН 60-180	48565,9	15837,8	
125	1	31.03.2001 21:40	2TK22D02	ЦН 60-180	79,8	26,0	
132	1	28.05.2001 20:30	2TK22D02	ЦН 60-180	1390,8	453,6	
141	1	08.11.2001 14:10	2TK22D02	ЦН 60-180	3929,7	1281,5	
146	1	16.11.2001 3:55	2TK22D02	ЦН 60-180	181,7	59,3	
205	1	09.10.2004 9:00	2TK22D02	ЦН 60-180	25397,1	8282,2	17794,9
103	1	24.10.1999 0:00	2TK23D02	ЦН 60-180	36048,0	11755,6	
124	1	30.03.2001 14:00	2TK23D02	ЦН 60-180	12566,0	4097,9	
126	1	12.04.2001 13:00	2TK23D02	ЦН 60-180	311,0	101,4	
138	1	07.09.2001 12:40	2TK23D02	ЦН 60-180	3551,7	1158,2	
142	1	10.11.2001 16:20	2TK23D02	ЦН 60-180	1539,7	502,1	26120,0
144	2	12.11.2001 13:25	2TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	54061,4	17630,0	
237	2	26.12.2010 6:20	2TK21D01	АХ 90/49-К-2Г	79936,9	26068,2	37,1
46	2	09.04.1997 6:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	13782,0	4494,5	
81	2	06.02.1998 14:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	7280,0	2374,1	
96	2	25.07.1999 1:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	12803,0	4175,2	
143	2	12.11.2001 5:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	20188,0	6583,5	

№ в БД	Група об'єднання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
211	2	08.04.2006 23:40	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	38610,7	12591,3	
224	2	01.05.2008 8:00	2TK22D01	АХ 90/49-К-2Г	18080,3	5896,2	7620,5
27	2	13.09.1996 0:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	8784,0	2864,6	
54	2	05.05.1997 5:05	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	5621,1	1833,1	
100	2	20.09.1999 17:20	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	20844,2	6797,5	
154	2	02.02.2002 7:30	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	20774,2	6774,7	
162	2	01.08.2002 23:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	4335,5	1413,9	
168	2	20.09.2002 20:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	1197,0	390,4	
173	2	06.11.2002 9:30	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	1117,5	364,4	
221	2	30.12.2007 5:00	2TK23D01	АХ 90/49-К-2Г	45115,5	14712,6	8584,2
7	2	03.03.1996 14:30	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	4142,5	1350,9	
69	2	30.08.1997 17:25	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	13082,9	4266,5	
104	2	22.11.1999 0:00	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	19518,6	6365,2	
110	2	04.03.2000 10:00	2TY22D01	АХ 90/49-К-2Г	2482,0	809,4	30943,3
65	3	04.07.1997 11:20	2TQ11D01	ЦНСА 700-140	15851,33	34,4	257,0
204	3	18.05.2004 14:30	2TQ21D01	ЦНСА 700-140	76094,50	165,3	126,1
52	3	24.04.1997 0:30	2TQ31D01	ЦНСА 700-140	14136,50	30,7	
139	3	11.09.2001 11:20	2TQ31D01	ЦНСА 700-140	38434,83	83,5	177,2
6	5	24.02.1996 12:10	2TQ22D01	ЦНР 800-230	3948,2	193,1	
8	5	17.03.1996 9:20	2TQ22D01	ЦНР 800-230	525,2	25,7	
9	5	26.03.1996 10:20	2TQ22D01	ЦНР 800-230	217,0	10,6	
12	5	26.04.1996 14:00	2TQ22D01	ЦНР 800-230	747,7	36,6	6294,1
14	5	29.04.1996	2TQ32D01	ЦНР 800-	5506,5	269,3	6290,7

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
		10:30		230			
232	6	08.07.2009 15:22	2TQ13D01	ЦН 150-110	121143,4	263,2	28,2
23	6	05.08.1996 0:30	2TQ23D01	ЦН 150-110	7848,5	17,1	
164	6	18.08.2002 22:00	2TQ23D01	ЦН 150-110	52917,5	115,0	159,4
92	6	23.03.1999 0:00	2TQ33D01	ЦН 150-110	30888,0	67,1	224,3
13	7	27.04.1996 14:00	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	5462,0	11,9	
21	7	12.07.1996 11:20	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	1821,3	4,0	
136	7	15.07.2001 21:30	2TQ24D01	ПТ 6/160-С	43906,2	95,4	180,2
122	7	07.03.2001 17:00	2TQ34D01	ПТ 6/160-С	48065,0	104,4	187,0
45	8	08.04.1997 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	13752,0	67,2	
87	8	31.10.1998 0:00	2TX10D01	ПЭА 150-85	13704,0	67,0	521,3
76	8	01.11.1997 6:10	2TX30D01	ПЭА 150-85	18726,2	91,5	564,0
2	9	31.12.1995 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	2616,0	1245,6	
26	9	12.08.1996 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	5400,0	2571,1	
72	9	14.10.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	10272,0	4890,8	
79	9	12.11.1997 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	696,0	331,4	
111	9	23.06.2000 0:00	2QF11D01	Д 4000-95	22896,0	10901,4	43914,3
4	9	19.01.1996 0:00	2QF11D02	Д 4000-95	3072,0	1462,7	
203	9	25.03.2004 8:45	2QF11D02	Д 4000-95	71720,8	34148,3	28243,6
89	9	25.11.1998 0:00	2QF21D02	Д 4000-95	28056,0	13358,3	50496,3
16	9	07.06.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	6432,0	3062,5	
22	9	15.07.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	912,0	434,2	
25	9	09.08.1996 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	600,0	285,7	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
127	9	17.04.2001 0:00	2QF31D01	Д 4000-95	41088,0	19563,2	40509,0
10	9	04.04.1996 0:00	2QF31D02	Д 4000-95	4896,0	2331,1	61523,4
33	10	04.12.1996 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	10752,0	116,9	
42	10	21.03.1997 14:40	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	2582,7	28,1	
43	10	29.03.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	196,7	2,1	
55	10	22.05.1997 17:30	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	1294,2	14,1	
71	10	09.09.1997 19:20	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	2641,8	28,7	
94	10	01.05.1999 0:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	14356,7	156,0	
151	10	04.12.2001 13:00	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	22765,0	247,4	
190	10	01.08.2003 5:30	2TY21D01	АХ 90/49-К-2Г	14512,5	157,7	706,5
83	10	11.03.1998 6:30	2TY23D01	АХ 90/49-И-2Г	21846,5	237,4	
236	10	19.07.2010 23:45	2TY23D01	Х45/240а-И-2Г	108329,3	1177,3	42,8
74	11	20.10.1997 0:00	2TB30D05	Х 45/90А-К-2Г	18432,0	300,5	
184	11	20.04.2003 15:20	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	48207,3	785,9	
185	11	21.04.2003 17:20	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	26,0	0,4	
209	11	22.06.2005 16:00	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	19030,7	310,2	
233	11	23.08.2009 19:00	2TB30D05	Х45/90а-К-2Г УХЛ4	36555,0	595,9	193,4
176	12	08.12.2002 1:00	2TB10D01	Х8/90-К-2Г	63433,0	55,02	
186	12	10.05.2003 1:20	2TB10D01	Х8/90-К-2Г	3672,3	3,19	
187	12	19.05.2003 21:50	2TB10D01	Х8/90-К-2Г	236,5	0,21	57,9
202	13	27.02.2004 20:15	2TB10D02	ХО-Е 45/31-К-2Г	74156,3	161,1	
206	13	28.11.2004 9:10	2TB10D02	ХО-Е 45/31-К-2Г	6588,9	14,3	
226	13	01.06.2008	2TB10D02	ХО-Е 45/31-	30742,8	66,8	49,2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
		8:00		К-2Г			
157	13	04.04.2002 15:30	2ТВ10D03	АХ-45-31	57495,5	124,9	
170	13	16.10.2002 12:30	2ТВ10D03	АХ-45-31	4677,0	10,2	
174	13	11.11.2002 12:20	2ТВ10D03	АХ-45-31	623,8	1,4	
183	13	04.04.2003 8:20	2ТВ10D03	АХ-45-31	3452,0	7,5	
196	13	17.09.2003 20:05	2ТВ10D03	АХ-45-31	3995,8	8,7	
214	13	27.11.2006 8:45	2ТВ10D03	АХ-45-31	27996,7	60,8	
222	13	19.03.2008 9:00	2ТВ10D03	АХ-45-31	11472,2	24,9	53,0
225	13	01.06.2008 8:00	2ТВ10D04	ХО-Е 45/31- К-2Г	111488,0	242,2	49,2
114	14	18.09.2000 0:00	2УJ11D01	Д320-50	43968,0	143,2	
129	14	21.05.2001 8:25	2УJ11D01	Д320-50	5888,4	19,2	417,6
84	16	20.07.1998 0:00	2TZ00D01	ХВС 45/54- Е-1	24984,0	149,3	
148	16	24.11.2001 19:50	2TZ00D01	ХВС 45/54- Е-1	29371,8	175,5	476,6
161	16	22.07.2002 20:55	2TZ00D02	ХВС 45/54- Е-1	60116,9	359,3	
207	16	14.12.2004 2:30	2TZ00D02	ХВС 45/54- Е-1	21005,6	125,5	316,7
70	18	31.08.1997 9:20	2TS12D01	АЕ 21-60-2А	17241,3	4666,8	
99	18	09.09.1999 15:45	2TS12D01	АЕ 21-60-2А	34983,8	9469,1	22164,6
78	18	03.11.1997 18:00	2TS21D01	АЕ 21-60-2Ф	18786,0	771,9	4738,4
15	18	03.06.1996 19:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	6355,0	1637,2	
24	18	07.08.1996 19:10	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	1560,2	401,9	
68	18	16.08.1997 0:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	8956,8	2307,5	
77	18	03.11.1997 18:00	2TS21D02	АЕ 21-60-2Ф	1914,0	493,1	29710,7
17	18	09.06.1996 0:00	2TS23D02	АЕ 21-60-2Ф	6480,0	1669,4	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напруцювання до відмови	Напруцювання до відмови в мото-годинах, год	Напруцювання до цензурування в мото-годинах, год
56	18	31.05.1997 20:25	2TS23D02	AE 21-60-2Ф	8564,4	2206,4	30674,6
140	19	25.10.2001 9:30	2TF32D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	53625,5	17487,8	
150	19	04.12.2001 11:55	2TF32D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	962,4	313,9	
153	19	19.12.2001 2:00	2TF32D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	350,1	114,2	
180	19	15.02.2003 6:20	2TF32D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	10156,3	3312,1	22507,4
60	19	17.06.1997 0:00	2TG11D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	15432,0	5032,5	
75	19	20.10.1997 0:00	2TG11D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	3000,0	978,3	
191	19	05.08.2003 2:30	2TG11D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	50762,5	16554,2	21170,3
128	19	09.05.2001 16:00	2TG12D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	49576,0	16167,2	
172	19	03.11.2002 8:15	2TG12D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	13024,3	4247,3	23320,7
41	19	11.03.1997 21:00	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	13101,0	4272,4	
62	19	27.06.1997 7:45	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	2578,7	841,0	
67	19	13.07.1997 23:40	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	399,9	130,4	
91	19	28.12.1998 0:00	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	12768,3	4163,9	
145	19	12.11.2001 13:25	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	25213,4	8222,4	
177	19	08.12.2002 2:00	2TG13D01	TX 800/70/8- К-2Е У3	9372,6	3056,5	23048,8

Таблиця 3.18 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ

ТВ -1

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
115	1	12.12.1997 22:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	19726,0	15993,0	
116	1	15.12.1997 3:25	1RL41D01	ПТА 3750-75	53,4	43,3	
209	1	19.01.2002 3:20	1RL41D01	ПТА 3750-75	35903,9	29109,4	
219	1	07.07.2002 0:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	4052,7	3285,7	
234	1	07.05.2003 17:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	7313,0	5929,1	
253	1	14.01.2005 8:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	14823,0	12017,9	
276	1	24.12.2010 9:00	1RL41D01	ПТА 3750-75	52081,0	42225,1	128,9
166	1	10.08.2000 15:10	1RL42D01	ПТА 3750-75	43047,2	34900,8	
215	1	19.03.2002 0:00	1RL42D01	ПТА 3750-75	14048,8	11390,2	
247	1	02.12.2003 12:00	1RL42D01	ПТА 3750-75	14964,0	12132,2	50309,1
1	2	13.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	0,0	0,0	
2	2	19.09.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	144,0	7,9	
4	2	08.10.1995 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	456,0	25,1	
50	2	25.06.1996 18:30	1RL51D01	ПЭА 150-85	6282,5	345,3	
109	2	16.08.1997 4:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	9993,5	549,3	
153	2	11.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	15188,0	834,8	
156	2	21.05.1999 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	240,0	13,2	
163	2	07.07.2000 0:00	1RL51D01	ПЭА 150-85	9912,0	544,8	
263	2	07.08.2007 1:20	1RL51D01	ПЭА 150-85	62089,3	3412,8	
268	2	26.10.2008 12:50	1RL51D01	ПЭА 150-85	10715,5	589,0	1049,4
3	2	21.09.1995 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	192,0	10,6	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
52	2	26.06.1996 0:00	1RL52D01	ПЭА 150-85	6696,0	368,1	
265	2	24.03.2008 8:40	1RL52D01	ПЭА 150-85	102944,7	5658,5	1334,6
162	3	11.04.2000 21:40	1RM11D01	КсВА 1500-120	40149,7	21701,1	
216	3	02.04.2002 0:00	1RM11D01	КсВА 1500-120	17282,3	9341,2	
229	3	25.12.2002 9:10	1RM11D01	КсВА 1500-120	6417,2	3468,5	
260	3	09.01.2007 22:50	1RM11D01	КсВА 1500-120	35437,7	19154,2	18823,2
164	3	06.08.2000 12:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	42948,0	23213,6	
269	3	18.01.2009 16:00	1RM13D01	КсВА 1500-120	74092,0	40047,1	9227,5
23	4	15.02.1996 0:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	3720,0	2010,7	
139	4	19.12.1998 10:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	24922,0	13470,5	
232	4	02.04.2003 20:30	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	37570,5	20307,0	
239	4	24.08.2003 0:00	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	3435,5	1856,9	
257	4	14.11.2005 10:30	1RM41D01	КсА 1500-240-2а	19522,5	10552,0	24291,1
14	4	24.01.1996 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	3192,0	1725,3	
48	4	09.06.1996 12:15	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	3300,2	1783,8	
89	4	20.01.1997 1:30	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	5389,3	2912,9	
127	4	24.04.1998 21:20	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	11035,8	5964,9	
144	4	21.01.1999 9:30	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	6516,2	3522,0	
168	4	06.09.2000 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	14246,5	7700,3	
176	4	06.12.2000 0:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	2184,0	1180,5	
184	4	05.03.2001 10:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	2146,0	1159,9	
256	4	03.11.2005 12:00	1RM42D01	КсА 1500-240-2а	40898,0	22105,6	24433,0
6	4	26.11.1995	1RM43D01	КсА 1500-	1776,0	959,9	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
		0:00		240-2а			
12	4	09.01.1996 0:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	1056,0	570,8	
81	4	06.11.1996 9:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	7257,0	3922,4	
90	4	20.01.1997 1:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	1792,5	968,9	
183	4	02.03.2001 16:00	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	36062,5	19492,0	
245	4	06.11.2003 19:50	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	23499,8	12701,8	
271	4	29.06.2009 13:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	49481,7	26745,1	
273	4	18.05.2010 14:30	1RM43D01	КсА 1500-240-2а	7753,0	4190,5	2936,8

Таблиця 3.19 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ
ТВ-2

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
1	1	05.10.1995 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	528,0	420,9	
201	1	01.02.2004 0:00	2RL41D01	ПТА 3750-75	72984,0	58184,1	48311,4
51	1	24.04.1997 0:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	14136,0	11269,5	
198	1	12.11.2003 14:20	2RL42D01	ПТА 3750-75	57446,3	45797,2	
220	1	28.09.2007 3:00	2RL42D01	ПТА 3750-75	33972,7	27083,6	22766,1
66	2	05.07.1997 11:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	15875,0	858,0	
130	2	26.05.2001 10:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	34103,0	1843,2	
192	2	23.08.2003 0:00	2RL51D01	ПЭА 150-85	19646,0	1061,8	3485,5
38	2	04.01.1997 23:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	11519,0	622,6	
61	2	20.06.1997 12:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	3997,5	216,1	
86	2	06.09.1998	2RL52D01	ПЭА 150-85	10619,5	574,0	

№ в БД	Група об'єкта	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
		0:00					
88	2	20.11.1998 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	1800,0	97,3	
97	2	30.07.1999 0:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	6048,0	326,9	
131	2	26.05.2001 10:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	15994,0	864,5	
169	2	02.10.2002 12:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	11858,0	640,9	
178	2	29.01.2003 21:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	2865,5	154,9	
216	2	26.02.2007 14:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	35728,5	1931,1	
223	2	13.04.2008 13:00	2RL52D01	ПЭА 150-85	9887,0	534,4	
230	2	17.03.2009 9:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	8108,5	438,3	
235	2	04.03.2010 8:30	2RL52D01	ПЭА 150-85	8447,0	456,5	391,3
219	3	17.08.2007 21:20	2RM11D01	КсВА 1500-120	104565,3	55574,2	15703,4
166	3	04.09.2002 18:10	2RM12D01	КсВА 1500-120	61170,2	32510,6	
234	3	16.10.2009 8:00	2RM12D01	КсВА 1500-120	62365,8	33146,1	5620,9
152	4	18.12.2001 12:00	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	54924,0	29190,9	
227	4	02.06.2008 8:20	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	56588,3	30075,5	
229	4	01.10.2008 9:10	2RM41D01	КсА 1500-240-2а	2904,8	1543,9	10467,4
29	4	28.09.1996 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	9144,0	4859,8	
58	4	15.06.1997 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	6240,0	3316,4	
63	4	28.06.1997 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	312,0	165,8	
93	4	03.04.1999 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	15456,0	8214,5	
137	4	30.08.2001 0:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	21120,0	11224,8	
179	4	04.02.2003 20:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	12572,0	6681,7	
182	4	24.03.2003 14:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	1146,0	609,1	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
213	4	27.10.2006 13:30	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	31511,5	16747,7	
215	4	30.12.2006 14:00	2RM42D01	КсА 1500-240-2а	1536,5	816,6	18641,1
31	4	06.11.1996 0:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	10080,0	5357,3	
115	4	17.10.2000 0:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	34584,0	18380,6	
149	4	03.12.2001 20:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	9908,0	5265,9	
156	4	28.02.2002 5:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	2073,0	1101,8	
197	4	27.10.2003 12:40	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	14551,7	7733,9	
200	4	12.01.2004 10:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	1845,3	980,8	
212	4	31.08.2006 6:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	23084,0	12268,6	
217	4	10.05.2007 13:00	2RM43D01	КсА 1500-240-2а	6055,0	3218,1	16970,6

Таблиця 3.20 - Напрацювання до відмови та до цензурування для насосів СВБ спецкорпусу №1 ХЦ

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
31	1	29.09.2009 8:30	0TD40D02	Х 8/90-К-2Г	123128,5	34775,9	3102,1
9	1	02.04.1997 5:00	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	13613,0	649,7	
11	1	12.04.1998 13:15	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	9008,3	429,9	
13	1	19.07.1999 21:30	1TD40D01	Х 8/90-К-2Г	11120,3	530,7	4790,0
25	1	25.11.2006 15:00	1TD40D02	Х 8/90-К-2Г	98199,0	4686,4	1713,9
17	1	27.07.2001 7:00	2TD40D01	Х 8/90-К-2Г	51463,0	23890,1	38367,2
3	1	26.02.1996 0:10	2TD40D02	Х 8/90-К-2Г	3984,2	1849,5	
4	1	09.03.1996 2:00	2TD40D02	Х 8/90-К-2Г	289,8	134,5	

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
8	1	01.01.1997 20:30	2TD40D02	X 8/90-K-2Г	7170,5	3328,7	
22	1	13.08.2005 22:00	2TD40D02	X 8/90-K-2Г	75505,5	35051,1	21893,5
30	2	15.06.2009 17:40	0TM50D02	3ХГ-6К-14-2	3401,7	121,6	2772,5

Таблиця 3.21 - Напрацювання до відмови та до цензурування для груп з кількістю елементів менше 4 за насосним обладнанням енергоблоків 3 і 4 (РВ-3, РВ-4)

№ в БД	Група обладнання	Дата і час виявлення	Позиція	Тип насосу	Календарне напрацювання до відмови	Напрацювання до відмови в мото-годинах, год	Напрацювання до цензурування в мото-годинах, год
3	10	21.01.2006 12:00	3TY23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	90804,0	737,9	
4	10	08.12.2006 5:30	3TY23D01	X45/240-K-2Г УХЛ4	7697,5	62,6	289,4
1	14/12	26.02.1996 15:40	4ТВ10D01	X 8/90-K-2Г	3999,7	2,2	70,2

3.1.5. Оцінка середнього напрацювання до відмови

Методична частина.

Варіанти розрахунку:

відмов немає;

одна і більше відмов.

Для відсутності відмов за напрацювання $t_{\text{н}}$ виконується наступна процедура оцінки.

1. Оцінюють нижню довірчу межу параметра масштабу μ за виразом

$$\underline{\mu} = t_u \left(1 + \frac{v^2 U_p^2}{2} + v U_p \sqrt{1 + \frac{v^2 U_p^2}{4}} \right), \quad (3.1)$$

де U_p – квантиль нормального розподілу рівня $p = \left(\frac{1-q}{2} \right)^{1/N}$.

2. Точкова оцінка параметра масштабу μ за виразом

$$\underline{\mu} = \underline{\mu} \left(1 + \frac{v^2 U_q^2}{2N} + v U_q \sqrt{\frac{1}{N} + \frac{v^2 U_q^2}{4N^2}} \right), \quad (3.2)$$

де U_q – квантиль нормального розподілу рівня q .

3. Точкова оцінка середнього напрацювання до відмови

$$T_{\text{cp}} = \underline{\mu} \left(1 + \frac{v^2}{2} \right). \quad (3.3)$$

4. Нижня довірча межа середнього напрацювання до відмови

$$\underline{T}_{\text{cp}} = \underline{\mu} \left(1 + \frac{v^2}{2} \right). \quad (3.4)$$

Якщо була хоча б одна відмова, виконується наступна процедура оцінки.

1. Напрацювання до відмови вибудовують у варіаційний ряд за зростанням t_1, t_2, \dots, t_r .

2. Визначають значення емпіричної функції розподілу у кожному інтервалі:

$$F_j = F_{j-1} + (1 - F_{j-1}) \frac{r_j}{\left(N - \sum_{i=0}^{j-1} (r_i + n_i) \right)}, \quad (3.5)$$

де $r_{j(i)}$ – кількість відмов (повних напрацювань) у $j(i)$ -му інтервалі;
 $n_{j(i)}$ – кількість напрацювань до цензурування (неповних напрацювань) у $j(i)$ -му інтервалі.

Початкові значення задають так

$$F_0 = 0 \quad r_0 = 0 \quad n_0 = 0. \quad (3.6)$$

3. Точкова оцінка параметра масштабу μ за виразом

$$\mu = \frac{1}{r} \sum_{j=1}^r t_j \left(1 + \frac{v^2 U_{F_j}^2}{2} - v U_{F_j} \sqrt{1 + \frac{v^2 U_{F_j}^2}{4}} \right), \quad (3.7)$$

де U_{F_j} – квантиль нормального розподілу рівня F_j .

4. Оцінюють нижню довірчу межу параметра масштабу μ за виразом

$$\underline{\mu} = \mu \left(1 + \frac{v^2 U_q^2}{2r} - \frac{v U_q}{2\sqrt{r}} \sqrt{4 + \frac{v^2 U_q^2}{r}} \right). \quad (3.8)$$

5. Точкова оцінка середнього напрацювання до відмови

$$T_{\text{ср}} = \mu \left(1 + \frac{v^2}{2} \right). \quad (3.9)$$

6. Нижня довірча межа середнього напрацювання до відмови

$$\underline{T}_{\text{ср}} = \underline{\mu} \left(1 + \frac{v^2}{2} \right). \quad (3.10)$$

Для кожної розрахункової групи насосів у середовищі програмування Mathcad Professional була створена програма оцінки середнього напрацювання до відмови по розрахункових залежностях, представлених вище.

Виконуючи вимогу СТП 0.08.048 (п. 9.5.3), проведено оцінювання мінімально достатньої кількості об'єктів випробувань (спостережень). Для прийнятих значень довірчої ймовірності $q = 0,9$ за відносної помилки $\xi = 0,1$ та коефіцієнта варіації основних процесів деградації $v = 0,5$ отримаємо, що кількість об'єктів випробувань (спостережень) має бути не менше $N \leq 41$ шт.

Такої кількості об'єктів випробувань (спостережень) забезпечити неможливо, тому використовуємо положення п. 9.5.3 СТП 0.08.048, за яким можливо не планувати кількість об'єктів випробувань (спостережень), а використовувати наявні результати експлуатації однотипних насосів. Однак для забезпечення незміщеності статистичної оцінки показників надійності кількість насосів, що розглядаються, повинна бути не менше 4.

Ряд груп однотипних насосів одного енергоблоку включає до свого складу менше 4 насосів. Для забезпечення умови незміщеності для груп обладнання з кількістю насосів менше 4 аналіз проводиться за спільною групою насосів 1-го та 2-го енергоблоків (тобто використовуються дані щодо однотипних насосів, які використовуються в одній і тій же технологічній системі різних блоків – п. 9.5 .3 СТП 0.08.048).

Для груп обладнання, що включають до свого складу 4 і більше насосів, оцінювання показників надійності проводиться для кожного блоку окремо.

У разі коли після поєднання груп однотипних насосів кількість насосів все ще менше 4 використовуються дані по 3-му та 4-му енергоблокам ЗАЕС.

Методика СТП 0.08.048 не передбачає можливість комбінації вихідних даних, при яких для однієї групи насосів відсутні і при цьому є різні напрацювання безвідмовного інтервалу. У цьому випадку, а також у разі відсутності необхідного однотипного обладнання для наповнення групи до 4-х розрахунків проводиться згідно з ДСТУ 3004.

При цьому використовується параметричний метод оцінки середнього напрацювання до відмови при експоненційному вигляді закону розподілу напрацювання до відмови.

Вигляд плану випробувань NMT.

Нижня довірча межа середнього напрацювання до відмови (з довірчою ймовірністю q):

$$\frac{T_{\text{ср}}}{\chi_q^2} = \frac{2 \sum_{i=1}^N T_i}{(2d + 2)}, \quad (3.11)$$

де d – кількість відмов досліджуваного обладнання;

T_i – тривалість випробувань (інтервал спостереження) для i -го однотипного об'єкта, год;

$\chi_q^2(m)$ – квантиль хі-квадрат розподілу з числом ступенів свободи m і ймовірністю q (таблиця Д.5 ДСТУ 3004-95).

Середнє значення напрацювання до відмови в цьому випадку не оцінюють.

Результати розрахунків груп насосів для поточного періоду (з 1995 до 2012 р.) представлені в табл. 3.22 – 3.26.

Результати розрахунків груп насосів для попереднього періоду (з 1995 до 2010 р.) представлені в табл. 3.27 – 3.31.

Таблиця 3.22 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів (з кількістю насосів у групі не менше 4) СВБ реакторного відділення блоку № 1

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
2	АХ 90/49-К-2Г	1TK21D01 1TK22D01 1TK23D01 1TY21D01	3852,8	3265,9
9	Д 4000-95	1QF11D01 1QF11D02 1QF21D01 1QF21D02 1QF31D01 1QF31D02	18872,3	15689,4
13	ВЦЭН-315	1YD11D01 1YD21D01 1YD31D01 1YD41D01	556,1	404,2
15	ТХ-800/70/8-К-2Е	1TG11D01 1TG12D01 1TG13D01 1TF31D01 1TF32D01 1TF33D01	8296,9	6841,3
18	АЕ 21-60-2А, АЕ 21-50-4А	1TS11D01 1TS12D01 1TS13D01 1TS21D01 1TS21D02 1TS22D01 1TS22D02 1TS23D01 1TS23D02	3010,8	2262,8

Таблиця 3.23 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів (з кількістю насосів у групі не менше 4) СВБ реакторного відділення блоку № 2

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
2	АХ 90/49-К-2Г	2TK21D01 2TK22D01 2TK23D01 2TY21D01	6146,2	5326,4
9	Д 4000-95	2QF11D01 2QF11D02 2QF21D01 2QF21D02 2QF31D01 2QF31D02	7754,3	6493,2
15	ВЦЭН-315	2YD11D01 2YD21D01 2YD31D01 2YD41D01	582,8	423,6
18	АЕ 21-60-2А, АЕ 21-50-4Ф	2TS11D01 2TS12D01 2TS13D01 2TS21D01 2TS21D02 2TS22D01 2TS22D02 2TS23D01 2TS23D02	3533,8	2855,3
19	ТХ-800/70/8- К-2Е	2TG11D01 2TG12D01 2TG13D01 2TF31D01 2TF32D01 2TF33D01	8186,7	6976,1

Таблиця 3.24 - Середнє напрацювання до відмови для суміщених груп насосів

(з кількістю насосів у групі кожного блоку менше 4) СВБ
реакторного відділення блоків № 1 і 2 і при необхідності блоків № 3 і 4

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
Блок 1	Блок 2					
1	1	ЦН 60-180	1TK21D02 1TK22D02 1TK23D02 2TK21D02 2TK22D02 2TK23D02	3454,0	3078,7	
3	14	Д320-50	1UJ11D01 1UJ12D02 1UJ13D03 2UJ11D01 2UJ12D02 2UJ13D03	18,3	15,4	
4	3	ЦНСА 700-140	1TQ11D01 1TQ21D01 1TQ31D01 2TQ11D01 2TQ21D01 2TQ31D01	118,4	89,0	
5	5	ЦНР-800-230	1TQ12D01 1TQ22D01 1TQ32D01 2TQ12D01 2TQ22D01 2TQ32D01	349,6	300,7	
6	6	ЦН 150-110	1TQ13D01 1TQ23D01 1TQ33D01 2TQ13D01 2TQ23D01 2TQ33D01	60,6	50,7	
7, 8	8	ЦН-150-90Г (ПЭА 150-85)	1TX10D01 1TX20D01 1TX30D01 2TX10D01 2TX20D01 2TX30D01	103,0	82,2	
10	10	X 45/240-И-2Г X 45/240а-К-2Г X 45/240а-И-2Г X 45/240-К-2Г-УХЛ4	1TY23D01 2TY21D01 2TY23D01 3 TY23D01	232,5	196,0	Використовуються дані блоку 3
11	11	X-45/90а-К-2Г	1TB30D05	497,3	381,1	Використо-

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напруження до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напруження до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
Блок 1	Блок 2					
		X-45/90-K-2Г	2TB30D05 3TB30D05 4TB30D05			вуються дані блоку 3 і 4
12	-	AX 45/54a-K-2Г	1TY22D01	-	312,3	оцінка за методикою дод. Б
14	12	X8/90-K-2Г	1TB10D01 2TB10D01 3TB10D01 4TB10D01	18,7	13,6	Використовуються дані блоку 3 і 4
16	16	XBC-45/54-E-СП	1TZ00D01 1TZ00D02 2TZ00D01 2TZ00D02	196,0	151,0	
17	17	HB3-20Д	1TZ01D01 2TZ01D01	-	13,7	оцінка за ДСТУ 3004
19	7	ПТ 6/160-С	1TQ14D01 1TQ24D01 1TQ34D01 2TQ14D01 2TQ24D01 2TQ34D01	29,2	24,7	
20	4	CH-10/50-K CH-10/50-KY4	1TQ11D02 1TQ21D02 1TQ31D02 2TQ11D02 2TQ21D02 2TQ31D02	-	492,5	оцінка за ДСТУ 3004
21	13	XO 45/31-K-2Г XOE 45/31-K-2Г AX-45-31	1TB10D02 1TB10D03 1TB10D04 2TB10D02 2TB10D03 2TB10D04	35,6	31,5	

Таблиця 3.25 - Середнє напрацювання до відмови для суміщених груп насосів
(з кількістю насосів у групі кожного блоку менше 4) СВБ
турбінного відділення блоків № 1 і 2

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
Блок 1	Блок 2				
1	1	ПТ-3750-75	1RL41D01 1RL42D01 2RL41D01 2RL42D01	21067,4	17858,3
2	2	ПЭА 150-85	1RL51D01 1RL52D01 2RL51D01 2RL52D01	758,0	671,6
3	3	КсВА 1500-120	1RM11D01 1RM12D01 1RM13D01 2RM11D01 2RM12D01	30737,2	24835,8
4	4	КсА 1500-240-2а	1RM41D01 1RM42D01 1RM43D01 2RM41D01 2RM42D01 2RM43D01	7173,9	6498,8

Таблиця 3.26 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів СВБ
спецкорпусу № 1 хімічного цеху

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
1	Х 8/90-К-2Г	0TD40D01 0TD40D02 1TD40D01 1TD40D02 2TD40D01 2TD40D02	11102,3	9069,0	
2	3ХГ-6К-14-2	0TM50D01 0TM50D02	-	9944,2	оцінка за ДСТУ 3004
3	АХ-20/53-Е2	0TM50D04	-	14478,6	оцінка за ДСТУ 3004
4	ЦГ 50/50-К-15-5-У2	0TM50D03	-	2320,0	оцінка за ДСТУ 3004

Таблиця 3.27 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів (з кількістю насосів у групі не менше 4) СВБ реакторного відділення блоку № 1

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
2	АХ 90/49-К-2Г	1TK21D01 1TK22D01 1TK23D01 1TY21D01	3808,1	3228,0
9	Д 4000-95	1QF11D01 1QF11D02 1QF21D01 1QF21D02 1QF31D01 1QF31D02	11559,8	9610,1
13	ВЦЭН-315	1YD11D01 1YD21D01 1YD31D01 1YD41D01	498,9	362,6
15	ТХ-800/70/8-К-2Е	1TG11D01 1TG12D01 1TG13D01 1TF31D01 1TF32D01 1TF33D01	8279,9	6827,3
18	АЕ 21-60-2А, АЕ 21-50-4А	1TS11D01 1TS12D01 1TS13D01 1TS21D01 1TS21D02 1TS22D01 1TS22D02 1TS23D01 1TS23D02	3010,8	2262,8

Таблиця 3.28 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів (з кількістю насосів у групі не менше 4) СВБ реакторного відділення блоку № 2

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
2	АХ 90/49-К-2Г	2ТК21D01 2ТК22D01 2ТК23D01 2ТУ21D01	5939,7	5147,4
9	Д 4000-95	2QF11D01 2QF11D02 2QF21D01 2QF21D02 2QF31D01 2QF31D02	7754,3	6493,2
15	ВЦЭН-315	2YD11D01 2YD21D01 2YD31D01 2YD41D01	523,0	380,1
18	АЕ 21-60-2А, АЕ 21-50-4Ф	2ТS11D01 2ТS12D01 2ТS13D01 2ТS21D01 2ТS21D02 2ТS22D01 2ТS22D02 2ТS23D01 2ТS23D02	3533,8	2855,3
19	ТХ-800/70/8-К-2Е	2ТG11D01 2ТG12D01 2ТG13D01 2ТF31D01 2ТF32D01 2ТF33D01	6096,7	5168,0

Таблиця 3.29 - Середнє напрацювання до відмови для суміщених груп насосів
(з кількістю насосів у групі кожного блоку менше 4) СВБ реакторного
відділення блоків № 1 і 2 і при необхідності блоків № 3 і 4

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
Блок 1	Блок 2					
1	1	ЦН 60-180	1TK21D02 1TK22D02 1TK23D02 2TK21D02 2TK22D02 2TK23D02	2574,3	2290,2	
3	14	Д320-50	1UJ11D01 1UJ12D02 1UJ13D03 2UJ11D01 2UJ12D02 2UJ13D03	18,2	15,3	
4	3	ЦНСА 700-140	1TQ11D01 1TQ21D01 1TQ31D01 2TQ11D01 2TQ21D01 2TQ31D01	118,4	89,0	
5	5	ЦНР-800-230	1TQ12D01 1TQ22D01 1TQ32D01 2TQ12D01 2TQ22D01 2TQ32D01	349,6	300,7	
6	6	ЦН 150-110	1TQ13D01 1TQ23D01 1TQ33D01 2TQ13D01 2TQ23D01 2TQ33D01	59,5	49,8	
7, 8	8	ЦН-150-90Г (ПЭА 150-85)	1TX10D01 1TX20D01 1TX30D01 2TX10D01 2TX20D01 2TX30D01	103,0	82,2	
10	10	X 45/240-И-2Г X 45/240а-К-2Г X 45/240а-	1TY23D01 2TY21D01 2TY23D01 3 TY23D01	219,3	184,8	Використовуються дані блоку 3

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
Блок 1	Блок 2					
		И-2Г Х 45/240-К-2Г-УХЛ4				
11	11	Х-45/90а-К-2Г Х-45/90-К-2Г	1ТВ30D05 2ТВ30D05 3ТВ30D05 4ТВ30D05	402,1	302,2	Використовуються дані блоку 3 і 4
12	-	АХ 45/54а-К-2Г	1ТУ22D01	-	280,2	оцінка за ДСТУ 3004
14	12	Х8/90-К-2Г	1ТВ10D01 2ТВ10D01 3ТВ10D01 4ТВ10D01	18,7	13,6	Використовуються дані блоку 3 і 4
16	16	ХВС-45/54-Е-СП	1ТЗ00D01 1ТЗ00D02 2ТЗ00D01 2ТЗ00D02	284,9	207,1	
17	17	НВЗ-20Д	1ТЗ01D01 2ТЗ01D01	-	12,2	оцінка за ДСТУ 3004
19	7	ПТ 6/160-С	1ТQ14D01 1ТQ24D01 1ТQ34D01 2ТQ14D01 2ТQ24D01 2ТQ34D01	29,2	24,7	
20	4	СН-10/50-К СН-10/50-КУ4	1ТQ11D02 1ТQ21D02 1ТQ31D02 2ТQ11D02 2ТQ21D02 2ТQ31D02	-	441,8	оцінка за ДСТУ 3004
21	13	ХО 45/31-К-2Г ХОЕ 45/31-К-2Г АХ-45-31	1ТВ10D02 1ТВ10D03 1ТВ10D04 2ТВ10D02 2ТВ10D03 2ТВ10D04	35,0	31,0	

Таблиця 3.30 - Середнє напрацювання до відмови для суміщених груп насосів (з кількістю насосів у групі кожного блоку менше 4) СББ турбінного відділення блоків № 1 і 2

Група обладнання		Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год
Блок 1	Блок 2				
1	1	ПТ-3750-75	1RL41D01 1RL42D01 2RL41D01 2RL42D01	20452,1	17336,7
2	2	ПЭА 150-85	1RL51D01 1RL52D01 2RL51D01 2RL52D01	651,4	575,9
3	3	КсВА 1500-120	1RM11D01 1RM12D01 1RM13D01 2RM11D01 2RM12D01	29237,6	23624,1
4	4	КсА 1500-240-2а	1RM41D01 1RM42D01 1RM43D01 2RM41D01 2RM42D01 2RM43D01	6954,3	6299,9

Таблиця 3.31 - Середнє напрацювання до відмови для груп насосів СББ спецкорпусу № 1 хімічного цеху

Група обладнання	Тип насосу	Склад групи	Середнє напрацювання до відмови (точкова оцінка), год	Середнє напрацювання до відмови (нижня межа при $q = 0,9$), год	Примітка
1	Х 8/90-К-2Г	0TD40D01 0TD40D02 1TD40D01 1TD40D02 2TD40D01 2TD40D02	10288,1	8403,9	
2	3ХГ-6К-14-2	0TM50D01 0TM50D02	-	8434,2	оцінка за ДСТУ 3004
3	АХ-20/53-Е2	0TM50D04	-	12990,8	оцінка за ДСТУ 3004
4	ЦГ 50/50-К-15-5-У2	0TM50D03	-	1235,4	оцінка за ДСТУ 3004

Порівняння напрацювань до відмови.

У разі якщо середнє напрацювання до відмови, визначене для поточного періоду (період з 1995 по 2012 р.), вище або дорівнює середньому напрацюванню до відмови за попередній період (період з 1995 по 2010 р.), робиться висновок про задовільний (уд.) поточний рівень надійності. В іншому випадку – незадовільний (неуд.).

Результати порівняльних оцінок представлені у табл. 3.32 – 3.36.

Таблиця 3.32 - Порівняльні оцінки середнього напрацювання до відмови
(нижня межа при $q = 0,9$) для насосів СВБ РВ-1

Група обладнання	Тип насосу	Середнє напрацювання до відмови за поточний період (до 2012 р.), год	Середнє напрацювання до відмови за попередній період (до 2010 р.), год	Результати оцінки
1	ЦН 60-180	3078,7	2290,2	уд.
2	АХ 90/49-К-2Г	3265,9	3228,0	уд.
3	Д320-50	15,4	15,3	уд.
4	ЦНСА 700-140	89,0	89,0	уд.
5	ЦНР-800-230	300,7	300,7	уд.
6	ЦН 150-110	50,7	49,8	уд.
7, 8	ЦН-150-90Г (ПЭА 150-85)	82,2	82,2	уд.
9	Д 4000-95	15689,4	9610,1	уд.
10	Х 45/240-И-2Г (та аналоги)	196,0	184,8	уд.
11	Х-45/90а-К-2Г (Х-45/90-К-2Г)	381,1	302,2	уд.
12	АХ 45/54а-К-2Г	312,3	280,2	уд.
13	ВЦЭН-315	404,2	362,6	уд.
14	Х8/90-К-2Г	13,6	13,6	уд.
15	ТХ-800/70/8-К-2Е	6841,3	6827,3	уд.
16	ХВС-45/54-Е-СП	151,0	207,1	неуд.
17	НВЗ-20Д	13,7	12,2	уд.
18	АЕ 21-60-2А, (АЕ 21-50-4А)	2262,8	2262,8	уд.
19	ПТ 6/160-С	24,7	24,7	уд.
20	СН-10/50-К (СН-10/50-КУ4)	492,5	441,8	уд.
21	ХО 45/31-К-2Г (ХОЕ 45/31-К-2Г АХ-45-31)	31,5	31,0	уд.

Таблиця 3.33 - Порівняльні оцінки середнього напрацювання до відмови
(нижня межа при $q = 0,9$) для насосів СВБ РВ -2

Група обладнання	Тип насосу	Середнє напрацювання до відмови за поточний період (до 2012 р.), год	Середнє напрацювання до відмови за попередній період (до 2010 р.), год	Результати оцінки
1	ЦН 60-180	3078,7	2290,2	уд.
2	АХ 90/49-К-2Г	5326,4	5147,4	уд.
3	ЦНСА 700-140	89,0	89,0	уд.
4	СН-10/50-К (СН-10/50-КУ4)	492,5	441,8	уд.
5	ЦНР-800-230	300,7	300,7	уд.
6	ЦН 150-110	50,7	49,8	уд.
7	ПТ 6/160-С	24,7	24,7	уд.
8	ЦН-150-90Г (ПЭА 150-85)	82,2	82,2	уд.
9	Д 4000-95	6493,2	6493,2	уд.
10	Х 45/240-И-2Г (и аналоги)	196,0	184,8	уд.
11	Х-45/90а-К-2Г Х-45/90-К-2Г	381,1	302,2	уд.
12	Х8/90-К-2Г	13,6	13,6	уд.
13	ХО 45/31-К-2Г (ХОЕ 45/31-К-2Г АХ-45-31)	31,5	31,0	уд.
14	Д320-50	15,4	15,3	уд.
15	ВЦЭН-315	423,6	380,1	уд.
16	ХВС-45/54-Е-СП	151,0	207,1	неуд.
17	НВ3-20Д	13,7	12,2	уд.
18	АЕ 21-60-2А, АЕ 21-50-4Ф	2855,3	2855,3	уд.
19	ТХ-800/70/8-К-2Е	6976,1	5168,0	уд.

Таблиця 3.34 - Порівняльні оцінки середнього напрацювання до відмови
(нижня межа при $q = 0,9$) для насосів СВБ ТВ-1

Група обладнання	Тип насосу	Середнє напрацювання до відмови за поточний період (до 2012 р.), год	Середнє напрацювання до відмови за попередній період (до 2010 р.), год	Результати оцінки
1	ПТ-3750-75	17858,3	17336,7	уд.
2	ПЭА 150-85	671,6	575,9	уд.
3	КсВА 1500-120	24835,8	23624,1	уд.
4	КсА 1500-240-2а	6498,8	6299,9	уд.

Таблиця 3.35 - Порівняльні оцінки середнього напрацювання до відмови
(нижня межа при $q = 0,9$) для насосів СВБ ТВ-2

Група обладнання	Тип насосу	Середнє напрацювання до відмови за поточний період (до 2012 р.), год	Середнє напрацювання до відмови за попередній період (до 2010 р.), год	Результати оцінки
1	ПТ-3750-75	17858,3	17336,7	уд.
2	ПЭА 150-85	671,6	575,9	уд.
3	КсВА 1500-120	24835,8	23624,1	уд.
4	КсА 1500-240-2а	6498,8	6299,9	уд.

Таблиця 3.36 - Порівняльні оцінки середнього напрацювання до відмови
(нижня межа при $q = 0,9$) для насосів СВБ спецкорпусу № 1 хімічного цеху

Група обладнання	Тип насосу	Середнє напрацювання до відмови за поточний період (до 2012 р.), год	Середнє напрацювання до відмови за попередній період (до 2010 р.), год	Результати оцінки
1	Х 8/90-К-2Г	9069,0	8403,9	уд.
2	3ХГ-6К-14-2	9944,2	8434,2	уд.
3	АХ-20/53-Е2	14478,6	12990,8	уд.
4	ЦГ 50/50-К-15-5-У2	2320,0	1235,4	уд.

Для насосів спецканалізації (1TZ00D01, 1TZ00D02, 2TZ00D01, 2TZ00D02), тип ХВС-45/54-Е-СП не виконався критерій щодо порівняльної оцінки середнього напрацювання до відмови. Зменшення середнього напрацювання може свідчити про зниження надійності останнім часом за цими насосами.

З розподілу відмов за роками впливає, що за весь період (з 1995 по 2012 р.) зафіксовано 6 відмов у цій групі насосів. Дві з шести відмов відбулися у 2011 та 2012 р. (рис. 3.7).

Відмови останніх років насосів спецканалізації пов'язані з відхиленням робочих характеристик (відмови на блоці № 1 від 23.06.2011 та 25.07.2012). Реалізація цих двох відмов в останні два роки призвела до зниження показника надійності (середнє напрацювання до відмови) на поточному інтервалі.

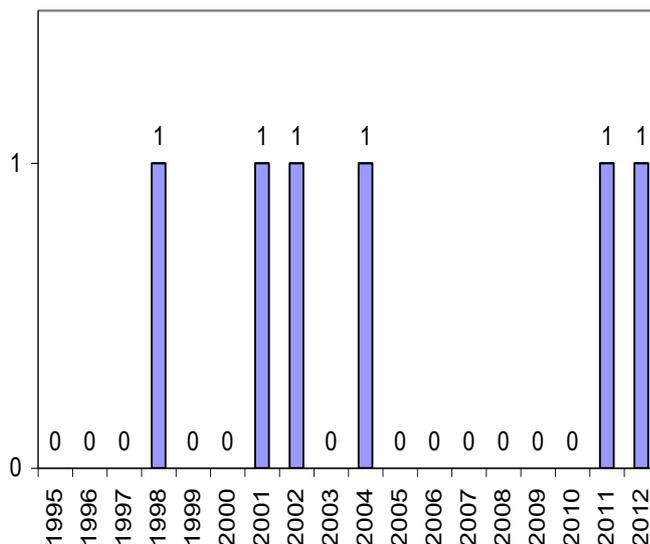


Рисунок 3.7 - Розподіл відмов для групи насосів спецканалізації (1TZ00D01, 1TZ00D02, 2TZ00D01, 2TZ00D02), тип ХВС-45/54-Е-СП

По решті насосів середній наробіток до відмови для поточного періоду не нижче за цей показник на попередньому періоді, що свідчить про прийнятний поточний рівень надійності насосів.

3.1.6. Висновки та рекомендації

За результатами проведеного аналізу та розрахункових оцінок можна сформулювати такі висновки.

1. Переважна кількість відмов насосів пов'язана з нещільностями з витоком середовища (води, масла) через різні поверхні, що ущільнюються. Наслідками таких відмов було виведення у поточний ремонт із заміною ущільнюючих елементів та/або притиранням ущільнюючих поверхонь.

2. Відмов насосів, які спричинили порушення меж умов безпечної експлуатації, не виявлено.

3. Відповідно до п. 7.4 Робочої програми 001234561020.MP.00.ПМ.33

виконано порівняння показників надійності (величини середнього напрацювання до відмови, оціненої по нижній межі при $q = 0,9$) для поточного періоду (період з 1995 по 2012 р.) з відповідним показником, отриманим для попереднього періоду (період із 1995 по 2010 р.). В результаті аналізу встановлено:

для насосів спецканалізації (1TZ00D01, 1TZ00D02, 2TZ00D01, 2TZ00D02), тип ХВС-45/54-Е-СП не виконався критерій щодо порівняльної оцінки середнього напрацювання до відмови. Зменшення середнього напрацювання до відмови може свідчити про зниження надійності останнім часом за даними насосами;

для інших груп насосів середнє напрацювання до відмови для поточного періоду не нижче за цей показник на попередньому періоді, що свідчить про прийнятний поточний рівень надійності насосів.

4. Необхідність коригувальних заходів для обладнання не виявлена.

Відповідно до результатів виконаного аналізу та розрахункових оцінок можна сформулювати такі рекомендації.

1. У рамках окремої роботи провести аналіз СТП 0.08.048-2003 «Надійність систем та обладнання АЕС. Насоси АЕС. Методи оцінки показників експлуатаційної надійності» щодо можливості більш повного використання та вдосконалення наведених у ньому методик оцінки показників надійності насосного обладнання АЕС.

2. Пропонується розробити та затвердити методику ймовірнісної оцінки напрацювання насосів до граничного стану на підставі аналізу зміни кількісних визначальних параметрів технічного стану (ВПТС) (визначальних для ресурсу). Такими показниками можуть бути: товщина стінки корпусних елементів насоса (за результатами товщинометрії) та твердість за Брінеллем (за результатами вимірювання твердості). Оцінки можливі як за поточними значеннями ВПТС, так і їх прогнозними значеннями.

3. Продовжити термін експлуатації насосів спецканалізації типу ХВС-

45/54-Е-СП (1TZ00D01, 1TZ00D02, 2TZ00D01, 2TZ00D02), для яких не виконуються критерії щодо порівняльної оцінки середнього напрацювання до відмови, за умови проведення проміжного аналізу надійності через 2 – 2,5 роки (2015 р.) для контролю відсутності негативної тенденції зміни відповідних показників. У разі виявлення негативних тенденцій подальше продовження експлуатації може бути обґрунтовано позитивними результатами капітального ремонту згідно з ПЛ-Д.0.03.126-10 «Положення про порядок продовження терміну експлуатації обладнання систем, важливих для безпеки».

3.2. Оптимальні стратегії планування випробувань/ремонтів СВБ з насосами

3.2.1. Оптимізація періодичності випробувань насосів СВБ

Основні положення та припущення.

1. Відповідно до ризик-орієнтованих методів, представлених у розділі 2, оптимальна кількість випробувань насосів СВБ у ППСЕ до повторного технічного обстеження та переоцінки технічного стану та «витрати» залишкового ресурсу на момент продовження експлуатації ($P_R = 1$):

$$n_T^o = f_p^o T_p = \sqrt{\frac{n T_D}{T_p}}, \quad (3.12)$$

де T_D – проектна тривалість експлуатації;

T_p – тривалість продовження експлуатації;

n – кількість встановлених у ППСЕ критичних щодо надійності відмов/порушень (КНВ).

2. Вихідні дані для визначення n_T^o ґрунтуються на результатах досвіду експлуатації та технічного обстеження насосів СВБ 1-го та 2-го енергоблоків ВП «Запорізька АЕС» (див. розділ 3.1).

3. Сумарна кількість КНВ для кожного типу насосів СВБ у повні терміни проектної експлуатації визначалася при допущенні рівномірного розподілу встановлених результатів ПВР.

Основні результати розрахунків оптимальної кількості випробувань насосів СВБ при продовженні тривалості експлуатації на 10 років до повторного технічного обстеження та переоцінки технічного стану та залишкового ресурсу наведено в табл. 3.37.

Таблиця 3.37 - Оптимальна кількість випробувань насосів СВБ у ППСЕ

Тип насосу	Кількість випробувань n_T^o	
	1-й блок	2-й блок
ЦН 60-180	10	9
АХ 90/49-К-2Г	10	9
ЦНСА 700-140	9	9
Д 320-50	9	9
ЦНР-800-230	10	9
ЦН 150-100	10	9
ЦН 150-90Г	9	9
Д 4000-95	10	10
Х 45/240-И-2Г	9	9
Х-45/90а-К-2Г	5	5
ВЦЭН-315	5	5
Х 8/90-К-2Г	5	6
ТХ-800/70/8-15	10	10
ХВС-45/54	5	5
НВЗ-20Д	5	5
АЕ 21-60-2А	10	10
ПТ 6/160-С	10	10
СН-10/50-К	10	10
ПТ-3750-75	10	10
КсА 1500-240	10	10

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити наступні коментарі/ висновки.

1. Періодичність випробувань насосів СВБ у ППСЕ до моменту «витрати» залишкового ресурсу значно більша за проектну періодичність випробувань у ПСЕ.

2. При збереженні проектної періодичності випробувань насосів СВБ у ППСЕ технічне обстеження та переоцінку технічного стану та залишкового ресурсу необхідно проводити у кожний ППР енергоблоку. Такий підхід може призвести до збільшення загальної тривалості ППР та відповідного зниження КВВП у ППСЕ.

3. Оптимальна періодичність випробувань насосів СВБ:

$$\Delta T^o = T_p / n_T^o. \quad (3.13)$$

3.2.2. Оптимальні стратегії планового ремонту СВБ у режимі робочої потужності реактора

Актуальність виведення у плановий ремонт одного/декілька каналів СВБ у режимі робочої потужності реактора пов'язана з необхідністю скорочення тривалості ППР та відповідного підвищення КВВП.

Імовірність відмови СВБ на виконання функцій безпеки:

$$P = \prod_i P_i, \quad (3.14)$$

де P_i – імовірність відмови i -го каналу СВБ.

За умов оптимальної періодичності випробувань та залишкового ресурсу після попереднього ремонту

$$P_i = \sqrt{K_{Ri}} \left(\sqrt{\frac{T_p}{T_D}} + \sqrt{\frac{T_D}{T_p}} \right), \quad (3.15)$$

де $K_{Ri} = n_i P_{Ri}$ – параметр i -го каналу СВБ;

P_{Ri} – імовірність відмови за залишковим ресурсом після попереднього ремонту.

Виведення одного/декілька каналів СВБ у плановий ремонт на потужності призводить до збільшення загальної ймовірності відмови СВБ P і, відповідно, зниження показників безпеки. Тому для мінімізації збільшення загальної ймовірності відмови системи P необхідно виводити в плановий ремонт канал з максимальним значенням параметра K_{Ri} , а також передбачити відповідні заходи щодо забезпечення необхідного рівня безпеки. Зокрема, безпосередньо перед виведенням у ремонт на потужності каналу з максимальним K_{Ri} мають бути проведені успішні випробування інших каналів системи.

Таким чином, оптимальна стратегія планового ремонту СВБ – виведення в ремонт у режимі робочої потужності реактора каналу СВБ з максимальним значенням параметра K_{Ri} за результатами попередніх випробувань та ремонтів, а також компенсуючі заходи щодо безпеки.

3.3. Аналіз результатів випробувань системи гермооб'єму підвищеним тиском ²

Система локалізації аварії реакторного відділення ВВЕР відноситься до локалізуючих СБ і призначена для запобігання поширенню радіоактивних речовин, що виділяються при аваріях, за встановлені проектом межі зони локалізації або обмеження виходу їх в навколишнє середовище в кількостях, що

² Розділ написано разом з Комаровим Ю.О.

не перевищують безпечних меж. До складу систем, що належать до локалізуючих СБ входять: система герметичного огороження (СГО); спринклерна система. СГО локалізуючої СБ призначена для утримання активних продуктів поділу, що виділяються при різних проектних режимах експлуатації АЕС, а також для ослаблення впливу іонізуючого випромінювання. СГО складається з наступних елементів: герметизуюче металеве облицювання; залізобетонні огороження конструкції, включаючи систему переднапруги оболонки; шлюзи; ізолююча арматура; герметичні проходки; ділянки технологічних трубопроводів, що виконують функції елементів герметичного огороження. СГО має піддаватися наступним видам випробувань: на міцність; на герметичність; локальні випробування елементів СГО (люки, шлюзи, герметичні двері та проходки) на герметичність; гідравлічні випробування (на непроникність) приміщень та баків; випробування залізобетонних конструкцій біологічного захисту.

Випробування на герметичність СГО тиском повітря, що відповідає розрахунковому, проводиться в період передпускових налагоджувальних робіт (після закінчення будівельних та монтажних робіт), після ремонту або заміни елементів, що впливають на герметичність та міцність, якщо цей елемент не може бути локально проконтрольований. Випробування на герметичність СГО зниженим тиском має проводитись щорічно (п. 8.3.3 [94]).

Для виявлення великих дефектів випробування на герметичність має починатися з вакуумування зони локалізації аварій (розрідження не менше 150 мм вод. ст.) з подальшим створенням розрахункових значень розрідження і надлишкового тиску. Для виключення руйнування герметичного огороження під час випробувань надлишковим тиском, а також для запобігання відриву сталевих герметизуючого облицювання під час випробування розрахунковим розрідженням повинні бути передбачені відповідні технічні засоби захисту.

Для визначення ступеня герметичності СГО та/або її автономних частин необхідно виконати, зокрема, наступне: створити всередині зони локалізації

аварій за допомогою передбачених у проєкті технічних засобів тиск повітря, що дорівнює заданому в випробувальному робочій програмі; здійснити витримку на цьому тиску (при випробуваннях надлишковим тиском) протягом періоду стабілізації параметрів у зоні локалізації аварій (критерієм стабілізації параметрів є зміна середньомасової температури в межах 0,010 – 0,025 °С/год); реєструвати параметри стисненого повітря в зоні локалізації аварій (тиск, температуру, вологість) з частотою не рідше одного разу на 1 год до отримання критерію достовірності результату: $\Delta L/L \leq 0,5$ при $a \geq 0,95$, де ΔL – похибка визначення значення витоку; L – отримане у випробуваннях значення витоку; a – довірна ймовірність; керуючись робочою програмою випробувань, змінити тиск у зоні локалізації аварій до наступного випробувального значення.

Тривалість витримки за часом тиску або розрідження в зоні локалізації аварій має бути обрана так, щоб персонал міг виконати контроль усієї доступної поверхні герметичної огорожі, яка вказується у проєкті.

Критерієм оцінки результатів випробувань СГО на герметичність під час передпускових налагоджувальних робіт при розрахунковому тиску має бути значення витоку, задане у проєкті. При цьому має виконуватися нерівність $\bar{L} + \Delta L \leq L_{\text{пр}}$, де \bar{L} – значення витоку, отримане під час випробувань із необхідною достовірністю; $L_{\text{пр}}$ – значення витоку, задане у проєкті; ΔL – похибка визначення значення витоку.

Критерієм оцінки результатів випробувань СГО на герметичність при зниженому тиску під час експлуатації має бути виконання нерівності (п. 8.3.11 [94])

$$L_{\text{к}} \leq 1,15 L_{\text{кр}},$$

де $L_{\text{к}} = \bar{L} + \Delta L$ – значення витоку, отримане під час експлуатаційних випробувань;

$L_{\text{кр}} = \bar{L}_{\text{кр}} + \Delta L$ – значення витоку, отримане при зниженому тиску під час

передпускових налагоджувальних робіт.

Відповідно до нормативних та проектних вимог для АЕС з ВВЕР випробування на герметичність СГО проводяться щорічно в плановий ремонт енергоблоків та займають до 2 – 3 доби критичного шляху ремонту. Передовий міжнародний та вітчизняний досвід показав неефективність такої періодичності з таких причин:

переважна більшість дефектів СГО ВВЕР виявляється на етапах вакуумування та локальних випробувань;

надмірна періодичність випробувань призводить до надлишкових навантажень на конструкції СГО та передчасних процесів старіння/деградації.

Ремонтні заходи щодо проведення випробувань СГО на герметичність завжди знаходяться на критичному шляху ремонту. За досвідом передових ядерних держав (США, Німеччина, Франція, Японія), в тому числі і тих, що експлуатують ВВЕР (Фінляндія, Чехія), періодичність подібних випробувань на герметичність контайнменту становить один раз на 8 – 10 років.

Відповідно до передового міжнародного досвіду [74] заходи нагляду, необхідні для підтвердження цілісності ЗО, включають, принаймні: випробування на швидкість витoku, виконані на ЗО; випробування на витік ущільнень проходок та ізолюючих пристроїв, таких як шлюзи та клапани, які є частиною кордону, для демонстрації їхньої герметичності та працездатності; інспекції структурної цілісності (наприклад, облицювання та тросів попереднього натягу); контроль умов у ЗО, таких як температура, тиск та склад атмосфери. При цьому частоту нагляду (перевірок/випробувань) слід визначати на основі: важливості для безпеки та необхідності досягнення мети щодо надійності; рекомендацій виробників та інформації (наприклад, про результати типових випробувань, випробувань на міцність та циклічних випробувань); очікуваних механізмів відмови, результатів досліджень надійності, віку пристрою чи системи, типу компонента та умов роботи; досвіду з інтенсивності відмов, отриманого на базі технічного обслуговування або з досвіду АЕС та

подібних до АЕС; ступеня автоматизації нагляду.

Сучасні тенденції розвитку нагляду за станом ЗО (Канада, Європа – особливо Франція та Бельгія) спрямовані в основному на впровадження систем безперервного моніторингу, що дозволяють виключити необґрунтовані випробування та навантаження [95 – 98].

Аналіз передового зарубіжного досвіду показав, що інтегральні випробування на герметичність СГО проводяться подібно до того, як вони організовані в Україні. Основні відмінності полягають у наступному (з прикладу США):

випробування проводять при надмірному тиску, що дорівнює тиску в СГО при течі теплоносія 1-го контуру (в Україні – зниженим надлишковим тиском 0,07 МПа);

критерієм успішного проведення періодичних випробувань є неперевикнення значення витoku 0,1 % обсягу СГО (в Україні – неперевикнення $1,15L_{кр}$, де $L_{кр}$ – значення витoku при $P = 0,07$ МПа, визначене під час пусконаладжувальних випробувань СГО);

випробування вакуумуванням не проводять (в Україні такий етап випробувань є);

нині періодичність періодичних інтегральних випробувань СГО становить один раз на 10 років за відсутності дефектів у успішних попередніх випробуваннях (в Україні нормативно закріплено щорічне проведення випробувань).

Перегляд періодичності випробувань на герметичність СГО в США було здійснено на базі аналізу досвіду експлуатації та при використанні ризик-орієнтованого підходу (раніше було встановлено періодичність випробувань тричі за 10 років). При аналізі, зокрема, було показано:

переважну більшість відмов/дефектів (близько 99 %) було виявлено оглядом та локальними випробуваннями елементів СГО;

низький вплив значення витoku на показники ризику – не відбувається

перевищення цільового показника безпеки навіть у разі збільшення значення витoku до 100 % на добу;

низький вплив збільшення періодичності випробувань СГО на показники ризику – при збільшенні періодичності з трьох разів на 10 років до одного разу на 10 років (втричі) ризик збільшується менш ніж на 1 %;

при переході на періодичність один раз на 10 років було відзначено помітне зниження витрат на проведення випробувань та зниження професійного опромінення персоналу.

Таким чином, актуальним для АЕС України є перегляд проєктних вимог до періодичності випробувань на герметичність ЗО з урахуванням передового досвіду експлуатації та ризик-орієнтованих підходів, спрямованих на оцінку надійності. В [99] на основі ризик-орієнтованих підходів запропоновано оригінальну методику екстраполяційних оцінок для обґрунтування можливості виключення поточних випробувань на герметичність СГО з урахуванням досвіду їх попереднього проведення. В основу розробленого математичного апарату екстраполяційних оцінок $L_p(x)$ та $L_k(x)$ покладено такі фізичні принципи/постулати.

Наступні n випробувань можна проводити у разі, якщо виконуються дві умови: в останніх попередніх випробуваннях не спостерігалось критичних дефектів (дефектів, які призводять до невиконання критерію випробувань); відсутня критична тенденція до зростання поточного значення витoku.

Значимість результатів випробувань тим вища, що ближче випробування на даний момент.

Наявність критичних дефектів враховується визначенням величини

$$\Delta L_i = L1_i - L2_i, \quad (3.16)$$

де $L1_i$ – значення витoku до усунення критичних дефектів;

$L2_i$ – значення витoku після усунення критичних дефектів (фінальна

величина виток, зафіксована у протоколі випробувань);

i – номер/рік проведення випробувань.

Тенденція/тренд нормального стану, за якого допускається експлуатація системи локалізації аварії до наступного випробування, базується на методі найменших квадратів.

Тенденція до зростання фінальної величини $L2_i$ базується на рівнянні

$$\Delta L2_i = \begin{cases} \frac{L2_i - L2_{i-1}}{\Delta t_i}, & \text{при } L2_i > L2_{i-1}, \\ 0, & \text{в інших випадках,} \end{cases} \quad (3.17)$$

де Δt_i – проміжок часу між i -м та $(i-1)$ -м випробуванням на герметичність СГО, у роках.

Величина виток не може бути нижчою за максимальну фінальну величину виток

$$L_k \geq L2_{\max}, \quad L2_{\max} = \max_{i=1 \dots N} (L2_i). \quad (3.18)$$

Слід зазначити, що для всіх зазначених феноменів, крім останнього, у розрахункових виразах (поданих нижче) враховується ваговий фактор – чим ближчий результат випробувань до цього моменту, тим цей результат вагоміший. Значення вагових коефіцієнтів уточнюються під час верифікації методики.

Реалістична екстраполяційна оцінка (на x років вперед за N проведеними випробуваннями) значення виток визначається як

$$L_p(N + x) = L_{cp}(\Delta L_i) + L_{тр}(L2_i, x), \quad (3.19)$$

де $L_{cp}(\Delta L_i)$ – середнє значення по ΔL_i , $i = 1, \dots, N$ з урахуванням ваги;

ΔL_i – різниця значень витоку до та після усунення критичного дефекту
 $\Delta L_i = L1_i - L2_i$;

$L_{тр}(L2_i, x)$ – тенденція/тренд $L2_i$, $i = 1, \dots, N$, екстраполована на x років вперед, з урахуванням ваги;

$L2_i$ – значення витоку після усунення критичних дефектів (фінальна величина витоку, зафіксована у протоколі випробувань);

x – кількість прогнозних років уперед ($x = 1, 2, 3, \dots$);

i – номер/рік проведення випробувань;

N – кількість проведених випробувань.

Консервативна екстраполяційна оцінка (на x років вперед за N проведеними випробуваннями) значення витоку визначається як

$$L_k(N + x) = xL_{cp}(\Delta L_i) + xL_{cp}(\Delta L2_i) + L2_{max}, \quad (3.20)$$

де $L_{cp}(\Delta L_i)$ – середнє значення по ΔL_i , $i = 1, \dots, N$ з урахуванням ваги;

ΔL_i – різниця значень витоку до та після усунення критичного дефекту
 $(\Delta L_i = L1_i - L2_i)$;

$L_{cp}(\Delta L2_i)$ – середнє значення по $\Delta L2_i$, $i = 1, \dots, N$ з урахуванням ваги;

$L2_i$ – значення витоку після усунення критичних дефектів (фінальна величина витоку, зафіксована у протоколі випробувань);

x – кількість прогнозних років уперед ($x = 1, 2, 3, \dots$);

$L2_{max}$ – максимальне значення витоку $\Delta L2_i$, $i = 1, \dots, N$ у N випробуваннях;

i – номер/рік проведення випробувань;

N – кількість проведених випробувань.

Розрахунок вагової функції базується на припущенні, що кожне наступне випробування має вагу у M разів більшу, ніж попереднє. Тоді ваговий коефіцієнт має вигляд

$$k1_i = \frac{1}{M^{N-i}}, i = 1, \dots, N. \quad (3.21)$$

Ваговий коефіцієнт, що нормується на одиницю, має вигляд

$$m1_i = \frac{k1_i}{\sum_{i=1}^N k1_i}, i = 1, \dots, N. \quad (3.22)$$

Розрахунковий вираз для $L_{cp}(\Delta L_i)$ має вигляд

$$L_{cp}(\Delta L_i) = \sum_{i=1}^N m1_i (L1_i - L2_i), \quad (3.23)$$

де $L1_i$ – значення витоку до усунення критичних дефектів у i -му випробуванні;

$L2_i$ – значення витоку після усунення критичних дефектів у i -му випробуванні;

N – кількість проведених випробувань.

На основі узагальнення експлуатаційних даних для ВВЕР-1000 за витоками СГО за весь період експлуатації найбільш прийнятно $M = 2$.

Верифікація проводилася за даними РАЕС (3-й блок) та ЗАЕС (1 – 6 блоки) з року встановлення експлуатаційного критерію витоку до останніх даних про результати випробувань. Результати верифікаційного розрахунку подано на рис. 3.8 – 3.14. На основі проведеного верифікаційного розрахунку встановлено, що: реалістична екстраполяційна оцінка значення витоку дає значення, близькі до реальних експлуатаційних даних; консервативна екстраполяційна оцінка значення витоку завжди вища за реальні експлуатаційні дані.

Розроблена методика покладена в основу Стандарту підприємства ДП НАЕК «Енергоатом» та використовується для обґрунтування технічних рішень щодо скорочення поточних випробувань на герметичність СГО АЕС України з ВВЕР-1000. Методика використовується для аналізу можливості пропуску одного випробування на герметичність, тобто. обґрунтування можливості проведення випробувань один раз на два роки. Для підвищення достовірності результатів розрахунків, виконаних для аналізу скорочення більш ніж одного випробування (наприклад, один раз на чотири роки), можливе застосування методики перевірки довготривалого прогнозу. Екстраполяційна оцінка додаткової методики проводиться на підставі класичних методів прогнозування часових рядів, наведених, наприклад, у [100 – 107] та докладно описаних у звіті [108]. Фактично метод прогнозування заснований на моделюванні певної параметричної моделі: моделі авторегресії (АР) або моделі ковзного середнього (КС). При цьому модель АР може входити від одного до $N - 2$ параметрів, де N – кількість результатів випробувань на герметичність з визначенням значення витоку.

До кожного аналізованого набору значень витоку підбирається своя параметрична модель. Критерієм вибору найкращої моделі служить критерій сукупної згоди (найкраща – модель, що має мінімальну сукупну помилку, за відсутності будь-якої тенденції/залежності між окремими помилками оцінки). На основі цієї моделі робиться прогноз наступного періоду. Якщо прогноз не перевищує критеріального значення витоку, то можливий пропуск випробувань у відповідному періоді.

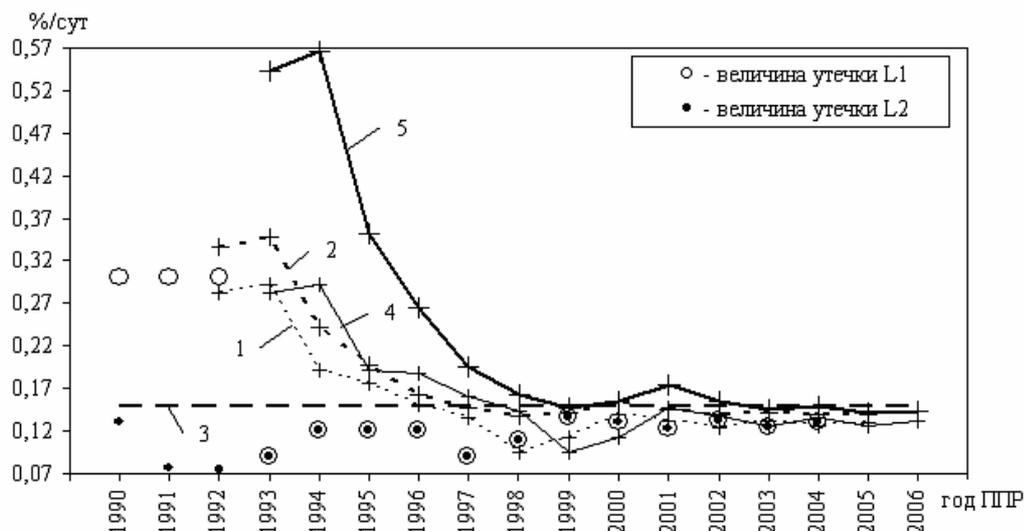


Рисунок 3.8 - Результати розрахунків за даними РАЕС-3 з 1990 до 2004 р. (експлуатаційний критерій витоку $0,08 \pm 0,05$ %/добу, $L_p = 2,58$ %/добу):
 1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;
 3 – критерій оцінки $1,15(0,08 + 0,05)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;
 5 – консервативний прогноз на 2 роки.

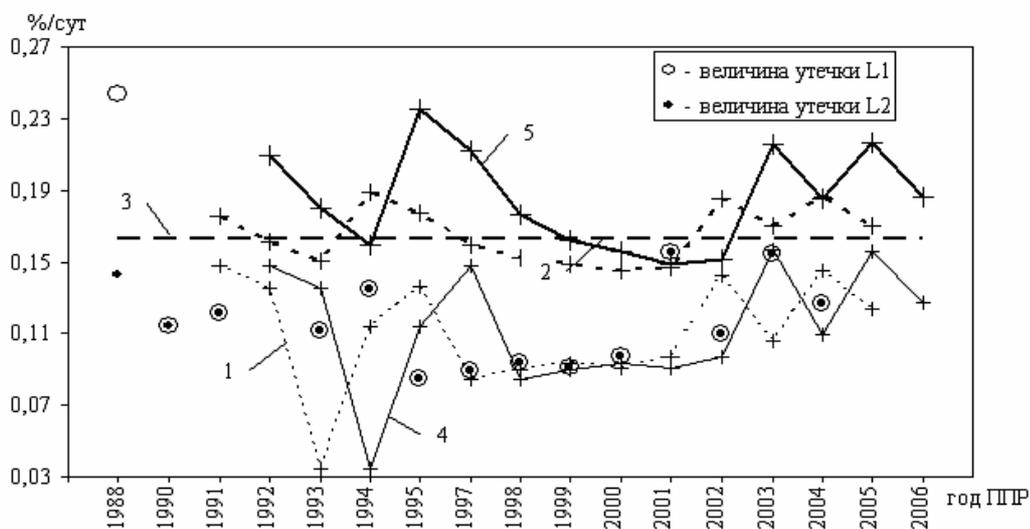


Рисунок 3.9 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-1 з 1990 до 2004 р. (експлуатаційний критерій витоку $0,14 \pm 0,02$ %/добу, $L_p = 0,2$ %/добу):
 1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;
 3 – критерій оцінки $1,15(0,14 + 0,02)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;
 5 – консервативний прогноз на 2 роки.

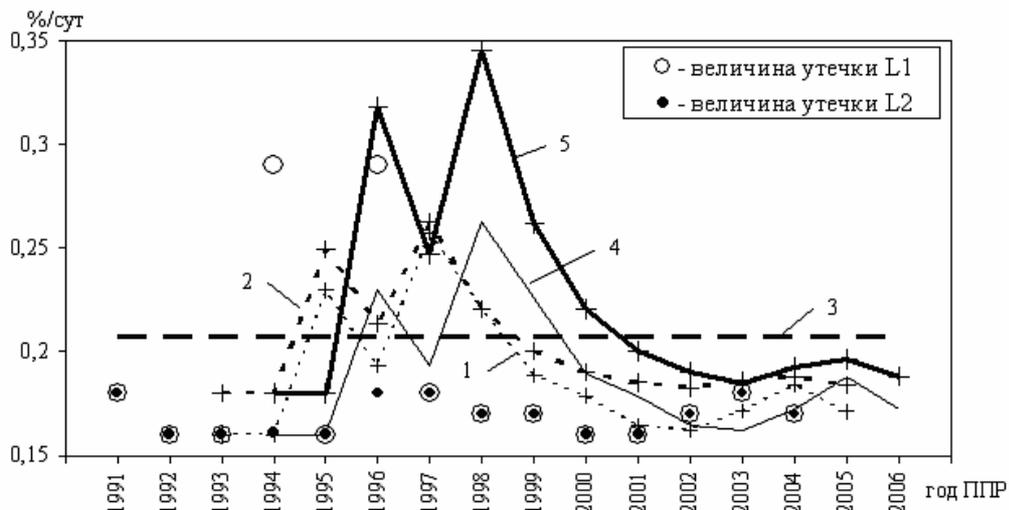


Рисунок 3.10 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-2 з 1991 до 2004 р. (експлуатаційний критерій витоку $0,17 \pm 0,01$ %/добу, $L_p = 0,29$ %/добу):
 1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;
 3 – критерій оцінки $1,15(0,17 + 0,01)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;
 5 – консервативний прогноз на 2 роки.

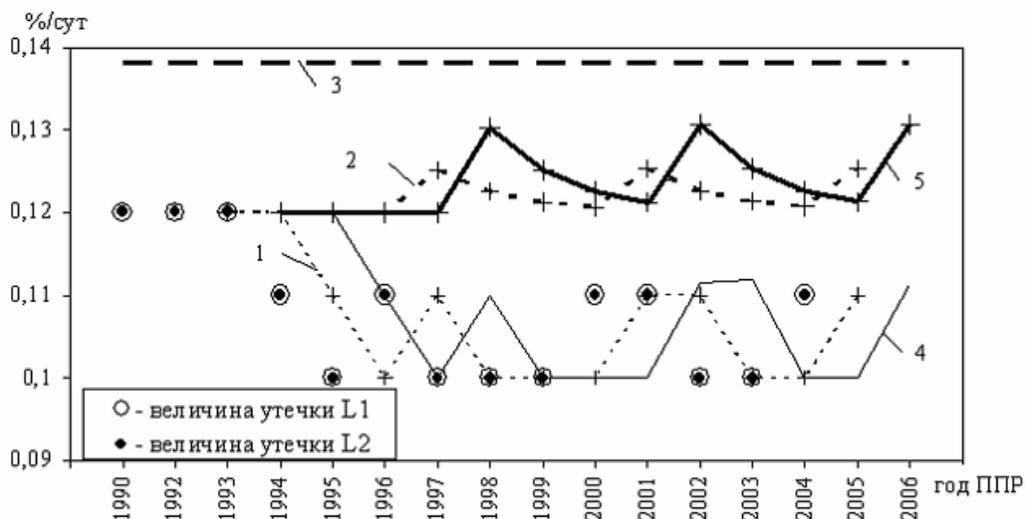


Рисунок 3.11 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-3 з 1990 до 2004 р. (експлуатаційний критерій витоку $0,11 \pm 0,01$ %/добу, $L_p = 0,15$ %/добу):
 1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;
 3 – критерій оцінки $1,15(0,11 + 0,01)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;
 5 – консервативний прогноз на 2 роки.

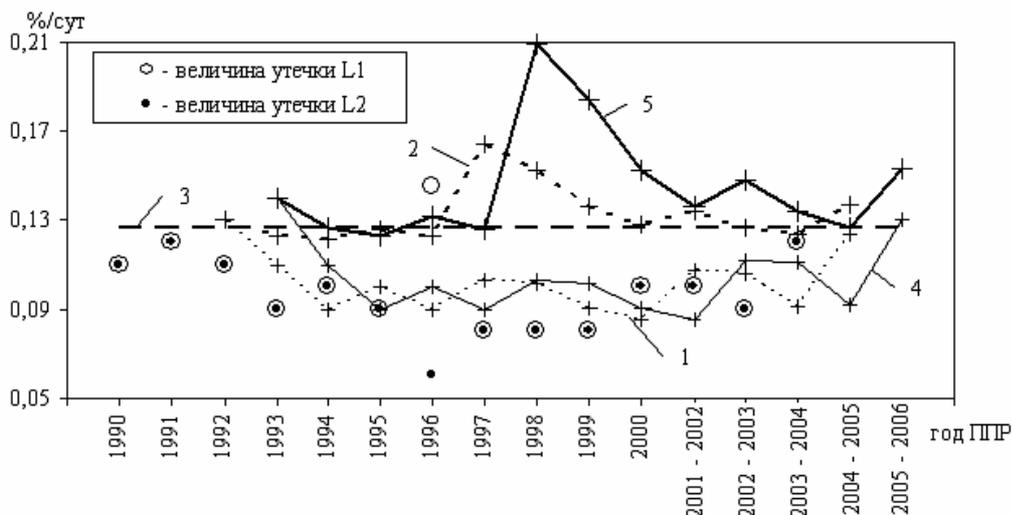


Рисунок 3.12 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-4 з 1990 до 2004 р.

(експлуатаційний критерій витоку $0,10 \pm 0,01$ %/добу, $L_p = 0,14$ %/добу):

1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;

3 – критерій оцінки $1,15(0,10 + 0,01)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;

5 – консервативний прогноз на 2 роки.

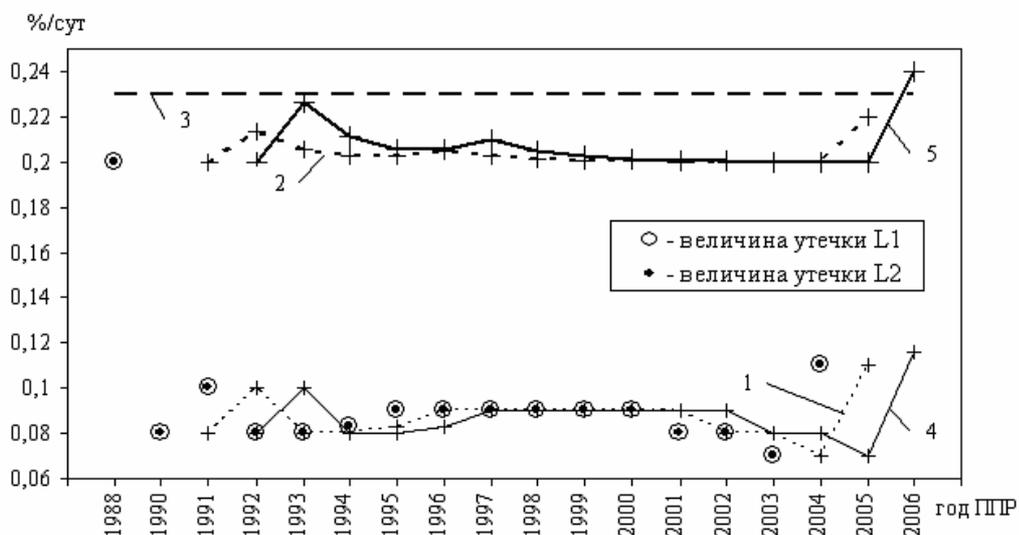


Рисунок 3.13 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-5 з 1988 до 2003 р.

(експлуатаційний критерій витоку $0,10 \pm 0,10$ %/добу, $L_p = 0,23$ %/добу):

1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;

3 – критерій оцінки $1,15(0,10 + 0,10)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;

5 – консервативний прогноз на 2 роки.

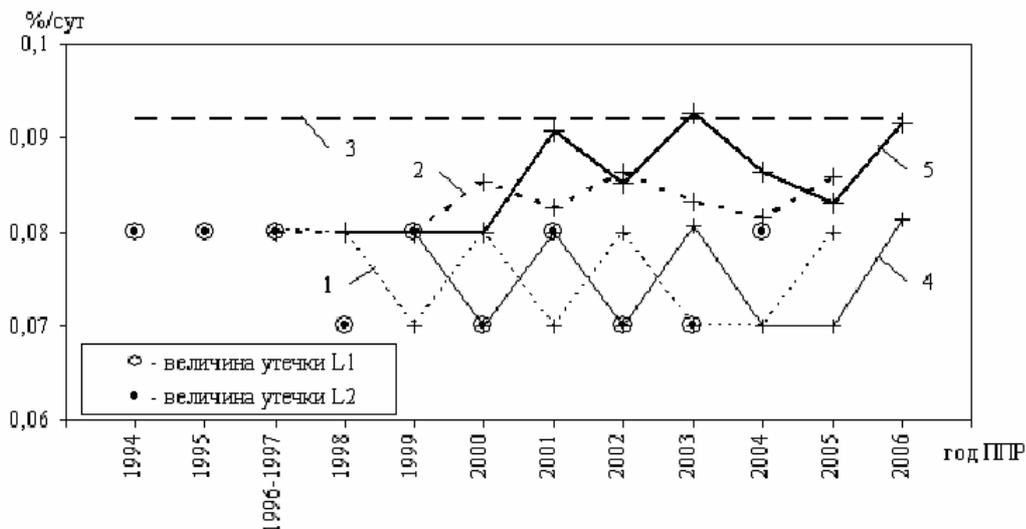


Рисунок 3.14 - Результати розрахунків за даними ЗАЕС-6 з 1994 до 2003 р. (експлуатаційний критерій витоку $0,07 \pm 0,01$ %/добу, $L_p = 0,13$ %/добу):
 1 – реалістичний прогноз на 1 рік; 2 – консервативний прогноз на 1 рік;
 3 – критерій оцінки $1,15(0,07 + 0,01)$; 4 – реалістичний прогноз на 2 роки;
 5 – консервативний прогноз на 2 роки.

Функція $\hat{z}_t(l)$, $l = 1, 2, \dots$, що дає в момент t прогнози для всіх майбутніх часів попередження, називатиметься прогнозуючою функцією в момент t . Мета – отримати таку прогнозуючу функцію, у якої середнє значення квадрата відхилення істинного від прогнозованого значення $z_{t+l} - \hat{z}_t(l)$ найменше для кожного попередження l .

Модель, що описує ймовірну структуру послідовності спостережень, називається *стохастичним процесом*. Тимчасовий ряд N спостережень $\mathbf{z}' = (z_1, z_2, \dots, z_n)$ розглядається як вибірка реалізація з нескінченної популяції вибірок, які могли б генеруватися процесом. Головна мета статистичного дослідження – дізнатися про властивості популяції за властивостями вибірки. Наприклад, зробити прогноз – це означає дізнатися ймовірнісний розподіл майбутніх спостережень популяції щодо вибірки z значень з минулого. Щоб зробити це, необхідно вміти описувати стохастичні процеси і часові ряди і знати

класи стохастичних моделей, придатних для опису ситуацій, що зустрічаються на практиці. Оскільки багато тимчасових рядів, що зустрічаються на практиці, мають нестационарні характеристики, стационарні моделі узагальнюються для отримання корисного класу нестационарних моделей, званих моделями АР – проінтегрованого КС (АРІКС). Так звана модель АР є виключно корисною стохастичною моделлю для опису деяких рядів, що зустрічаються на практиці. У цій моделі поточне значення процесу виражається як кінцева лінійна сукупність попередніх значень процесу імпульсу a_t .

Позначимо значення процесу в рівновіддалені моменти часу $t, t-1, t-2, \dots$ як $z_t, z_{t-1}, z_{t-2}, \dots$. Нехай $\tilde{z}_t, \tilde{z}_{t-1}, \tilde{z}_{t-2}, \dots$ будуть відхиленнями від μ , наприклад $\tilde{z}_t = z_t - \mu$. Тоді

$$\tilde{z}_t = \phi_1 \tilde{z}_{t-1} + \phi_2 \tilde{z}_{t-2} + \dots + \phi_p \tilde{z}_{t-p} + a_t \quad (3.24)$$

називається процесом авторегресії порядку p .

Така назва пояснюється тим, що лінійна модель

$$\tilde{z} = \phi_1 \tilde{\delta}_1 + \phi_2 \tilde{\delta}_2 + \dots + \phi_p \tilde{\delta}_p + a_t, \quad (3.25)$$

що зв'язує «залежну» змінну z з безліччю «незалежних» змінних x_1, x_2, \dots, x_p , плюс член a описує помилку, часто називається моделлю регресії; кажуть, що z «регресує» на x_1, x_2, \dots, x_p . У (3.24) змінна z регресує на своїх попередніх значеннях; тому модель авторегресуюча. Ця модель містить $p+2$ невідомі параметри: $\mu, \phi_1, \phi_2, \dots, \phi_p, \sigma_a^2$, які на практиці слід оцінити за спостереженнями. Додатковий параметр σ_a^2 – дисперсія білого шуму a_t . Модель АР (3.24) виражає відхилення \tilde{z}_t процесу у вигляді кінцевої виваженої суми p попередніх відхилень процесу $\tilde{z}_{t-1}, \tilde{z}_{t-2}, \dots, \tilde{z}_{t-p}$ плюс випадковий імпульс a_t . Так само, як було щойно показано, вона виражає \tilde{z}_t як нескінченну виважену суму a .

Інший тип моделей, що має значення в описі тимчасових рядів, що спостерігаються, – це так званий процес ковзного середнього. Нехай \tilde{z}_t лінійно залежить від кінцевого числа q попередніх a . Такий процес

$$\tilde{z}_t = a_t - \theta_1 a_{t-1} - \theta_2 a_{t-2} - \dots - \theta_q a_{t-q} \quad (3.26)$$

називається процесом КС порядку q .

Для досягнення більшої гнучкості в припасуванні моделей до тимчасових рядів, що спостерігаються, іноді доцільно об'єднати в одній моделі і АР, і КС. Це призводить до комбінованої моделі АР – КС

$$\tilde{z}_t = \phi_1 \tilde{z}_{t-1} + \dots + \phi_p \tilde{z}_{t-p} + a_t - \theta_1 a_{t-1} - \dots - \theta_q a_{t-q}, \quad (3.27)$$

в які є $p + q + 2$ невідомих параметри: μ ; ϕ_1, \dots, ϕ_p ; $\theta_1, \dots, \theta_q$; σ_a^2 , оцінюваних за спостереженнями. На практиці часто виявляється, що адекватний опис тимчасових рядів, що спостерігаються, досягається за допомогою моделей АР, КС або комбінованої моделі, в яких p і q не більше, а часто і менше 2.

Багато рядів виявляють нестационарний характер і, зокрема, не вагаються щодо фіксованого середнього. Проте їх властивості можуть бути в певному сенсі однорідними. Наприклад, хоча рівень, щодо якого відбуваються флуктуації, може бути різним у різні часи, поведінка рядів з урахуванням відмінностей у рівні виявляється багато в чому схожою. Однорідний нестационарний процес може бути описаний моделлю, яка вимагає, щоб d -а різниця процесу була стаціонарною. Насправді d зазвичай дорівнює 0, 1 чи максимум 2.

Середнє значення μ стохастичного процесу можна оцінити за допомогою вибіркового середнього часового ряду

$$\bar{z} = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N z_t, \quad (3.28)$$

а дисперсію стохастичного процесу σ_z^2 – за допомогою вибіркової дисперсії

$$\sigma_z^2 = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^N (z_t - \bar{z})^2. \quad (3.29)$$

Найбільш задовільною оцінкою автокореляції ρ_k при затримці k є

$$r_k = c_k/c_0, \quad (3.30)$$

$$c_k = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{N-k} (z_t - \bar{z})(z_{t+k} - \bar{z}), \quad k = 0, 1, 2, \dots, K, \quad (3.31)$$

де c_k – вибіркова оцінка автоковарації γ_k ;

\bar{z} – середнє значення часового ряду.

\tilde{z}_t буде відхиленням спостереженого ряду від будь-якої відомої детермінованої функції $f(t)$. Зокрема, для стаціонарного ряду $f(t)$ може дорівнювати середньому значенню ряду μ або нулю, так що \tilde{z}_t утворюють спостережений ряд.

Прогноз із мінімальною середньоквадратичною помилкою. Нехай відомі значення ряду до t . Тоді прогноз $\hat{\tilde{z}}_t(l)$ ($l > 0$) з мінімальною середньоквадратичною помилкою – це умовне математичне очікування величини \tilde{z}_{t+l} при заданих значеннях $\tilde{z}_t, \tilde{z}_{t-1}$

$$\hat{\tilde{z}}_t(l) = [\tilde{z}_{t+l}] = E[\tilde{z}_{t+l} | \tilde{z}_t, \tilde{z}_{t-1}, \dots]. \quad (3.32)$$

Звідси випливає, що помилки прогнозу з випередженням, рівним одиниці (на крок уперед), це не корелювані між собою імпульси, що генеруються моделлю. На практиці найпростіший спосіб обчислення прогнозів – безпосереднє використання різницевого рівняння

$$\hat{z}_t(l) = \varphi_1[\tilde{z}_{t+l-1}] + \dots + \varphi_{p+d}[\tilde{z}_{t+l-p-d}] + [a_{t+l}] - \theta_1[a_{t+l-1}] - \dots - \theta_q[a_{t+l-q}]. \quad (3.33)$$

Перші q автокореляцій процесу $КС(q)$ не дорівнюють нулю і можуть бути виражені через параметри моделі

$$\rho_k = \frac{-\theta_k + \theta_1\theta_{k+1} + \theta_2\theta_{k+2} + \dots + \theta_{q-k}\theta_q}{1 + \theta_1^2 + \theta_2^2 + \dots + \theta_q^2}, \quad k = 1, 2, \dots, q. \quad (3.34)$$

Вираз (3.34) для $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_q$ через $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ дає q рівнянь з q невідомими. Попередні оцінки θ можна отримати, підставивши в (3.34) r_k замість ρ_k і вирішивши нелінійні рівняння, що виходять. Попередню оцінку σ_a^2 можна тоді отримати з

$$\gamma_0 = \sigma_a^2(1 + \theta_1^2 + \dots + \theta_q^2), \quad (3.35)$$

замінивши θ їх попередніми оцінками та $\gamma_0 = \sigma^2$ його оцінкою c_0 .

В окремому випадку, для процесу $(0, d, 1)$, тобто при $q = 1$ оцінка параметра має вигляд

$$\theta_1 = -\frac{1}{2\rho_1} + \left(\frac{1}{(2\rho_1)^2} - 1 \right)^{1/2}, \quad (3.36)$$

$$\theta_1 = -\frac{1}{2\rho_1} - \left(\frac{1}{(2\rho_1)^2} - 1 \right)^{1/2}. \quad (3.37)$$

Рішення лежить усередині інтервалу оборотності $-1 < \theta_1 < 1$.

Якщо припустити, що досліджуваний ряд – процес АР першого або другого порядку, початкові оцінки ϕ_1 та ϕ_2 можна отримати, замінивши теоретичні автокореляції ρ_j їх вибірковими оцінками r_j , отриманими з рівнянь Юла – Уокера. Зокрема, для процесу АР(1) $\hat{\phi}_{11} = r_1$ і для АР(2)

$$\hat{\phi}_{21} = \frac{r_1(1-r_2)}{1-r_1^2}, \quad \hat{\phi}_{22} = \frac{r_2 - r_1^2}{1-r_1^2}, \quad (3.38)$$

де ϕ_{pj} позначає j -й авторегресійний параметр процесу порядку p .

Звідси

$$\hat{\phi} = \mathbf{R}_p^{-1} \mathbf{r}_p, \quad (3.39)$$

де \mathbf{R}_p – вибіркова кореляційна матриця розміром $p \times p$, що містить коефіцієнти кореляції до порядку $p - 1$;

\mathbf{r}_p' – вектор (r_1, r_2, \dots, r_p) .

Наприклад, якщо $p = 3$, формула (3.39) має вигляд

$$\begin{bmatrix} \hat{\phi}_{31} \\ \hat{\phi}_{32} \\ \hat{\phi}_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & r_1 & r_2 \\ r_1 & 1 & r_1 \\ r_2 & r_1 & 1 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} r_1 \\ r_2 \\ r_3 \end{bmatrix}. \quad (3.40)$$

Якщо модель, що підганяється, задовільна, то

$$Q = n \sum_{k=1}^K r_k^2(\hat{a}) \quad (3.41)$$

розподілено приблизно як $\chi^2(K - p - q)$, де $n = N - d$ – число значень ω , що використовуються при підгонці моделі. З іншого боку, якщо модель відповідає даними, середнє значення Q підніметься. Отже, загальний, або «сукупний», критерій перевірки гіпотези про адекватність моделі можна провести, зіставивши спостережене значення Q з таблицею χ^2 -розподілу.

Основні кроки аналізу за допомогою методів прогнозування часових рядів.

Проводиться перетворення вихідних ряду даних (значень витоку, отриманих за результатами випробувань на герметичність СГО) з метою отримання рівномірного часового ряду, в якому значення z_i , що аналізуються, знаходяться на однаковому інтервалі один від одного $\tau_i = \tau_0 + ih$, $i = 1, 2, \dots$; h – фіксований інтервал. Дане перетворення проводиться за допомогою переходу від самих значень витоку L_i , визначених у момент t_i , до приросту на одиничному інтервалі

$$\Delta L_i = \frac{L_i - L_{i-1}}{t_i - t_{i-1}}, i = 2, 3, \dots \quad (3.42)$$

Результат прогнозування – прогнозна оцінка збільшення витоку наступного інтервалі. Квазистаціонарність тимчасового ряду необхідна, оскільки представлена нижче математична модель працює лише із стаціонарними тимчасовими рядами, тобто. рядами, у яких середнє значення та дисперсія не змінюються з часом. «Остаціонарування» ряду проводять методом взяття різниць порядку $d = 0$, $d = 1$ або $d = 2$. Критерієм найкращого порядку взяття різниці (порядку d , при якому ряд виявляє ознаки стаціонарності максимально) служить мінімум дисперсії отриманого ряду.

Визначають автокореляційну функцію (АКФ) та частинну автокореляційну функцію (ЧАКФ) отриманих рядів (рядів після взяття різниць $d = 0, 1, 2$). Слід зазначити, що використання ряду з $d > 0$ матиме місце лише у тому випадку, якщо всі значення АКФ у першій чверті лагів позитивні. Ця додаткова умова щодо процедури «остаціонарування» ряду виникає внаслідок

того, що передиференційованість ряду (занадто велике значення d) призводить до спотворень характеристик часового ряду (див., наприклад, [109, 110]). Якщо у перших членах АКФ присутні негативні значення, це говорить про стаціонарність ряду (див. п. 6.2.1 [100]). Ця умова може призводити до деякої недодиференційованості ряду, але це можна компенсувати збільшенням кількості авторегресійних членів та збільшенням самих значень коефіцієнтів АР (див. п. 6.3.5 [100]).

У результаті визначається стаціонарний ряд $\omega_i, i = 1, 2, \dots$ та його АКФ та ЧАКФ. Далі по АКФ знаходять максимальну кількість початкових значень коефіцієнтів АР методом Юла – Уокера. По ЧАКФ визначають попередній порядок АР, тобто значення p , і порядок моделі КС, тобто значення q . Оцінка p та q проводиться на підставі наступних критеріїв: p визначається за кількістю перших членів ЧАКФ, які перевищують позитивні граничні значення; q визначається за наявності першого негативного члена ЧАКФ, що перевищує негативне граничне значення. Якщо така ϵ , то $q = 1$, якщо ні, то $q = 0$. Граничні значення встановлюються рівними середньоквадратичному відхиленню ЧАКФ. Методом найменших квадратів оцінюється параметр КС та уточнюються коефіцієнти АР.

Остаточний порядок АР та вибір між моделлю АР та моделлю КС встановлюється на основі діагностичної перевірки моделі за допомогою сукупного критерію згоди.

За отриманим прогнозом – збільшення значення витоку на наступний період – визначаються прогнозні значення витоку

$$L_{\text{екстр } i+1} = L_i + x\Delta L_{\text{екстр } i}, \quad i = 2, 3, \quad (3.43)$$

де L_i – значення витоку, отримане в результаті i -го випробування СГО;

$\Delta L_{\text{екстр } i+1}$ – прогнозна оцінка збільшення значення витоку на наступному $(i + 1)$ -му періоді між випробуваннями;

x – тривалість наступного періоду між випробуваннями (у роках).

Оскільки модель часових рядів, безумовно, містить певну похибку оцінок, остаточне ухвалення рішення має проводитися на підставі результатів прогнозу за обома методиками.

Таким чином, для скорочення більш ніж одного випробування СГО необхідно виконати таке.

Провести оцінки (на якісному рівні) виконання умов: відсутність дефектів елементів СГО, після усунення яких потрібне проведення випробування всього обсягу зони локалізації аварії; виконання під час ППР повного обсягу регламентованих робіт з підтримки елементів СГО у працездатному стані (технічне обслуговування, локальні випробування, огляди тощо); можливість проведення локальних випробувань на герметичність замінюваних та/або ремонтваних елементів СГО.

Провести розрахунковий аналіз значення $L_{\text{екстр}}(N + x_1)$ та переконатися у виконанні нерівності

$$L_{\text{екстр}}(N + x_1) \leq 1,15L_{\text{кр}}, \quad (3.44)$$

де $L_{\text{екстр}}(N+x_1)$ – верхня межа значення витoku (з верхньою межею допуску), отримана консервативним підходом з екстраполяцією на x_1 років наперед на підставі результатів N останніх випробувань;

$L_{\text{кр}}$ – значення витoku, отримане при зниженому тиску під час передпускових налагоджувальних робіт (критеріальне значення витoku).

Провести розрахунковий аналіз значення $\hat{L}_{\text{екстр}}(N + x_2)$ за допомогою додаткової методики та переконається у виконанні нерівності

$$\hat{L}_{\text{екстр}}(N + x_2) \leq 1,15L_{\text{кр}}, \quad (3.45)$$

де $\hat{L}_{\text{екстр}}(N + x_2)$ – верхня межа значення витоку (з верхньою межею допуску), отримана на основі уточненого підходу (на підставі класичних методів аналізу часових рядів за допомогою параметричних моделей АР та КС) на x_2 років наперед на підставі результатів N останніх випробувань.

Прийняття рішення щодо скорочення випробувань на герметичність проводиться за умови виконання якісних умов (відсутність дефектів елементів СГО, після усунення яких потрібне проведення випробування всього обсягу зони локалізації аварії тощо) та кількісних (3.44) та (3.45). При цьому вибір інтервалу скорочення випробування x проводиться за умови

$$x = \min(x_1, x_2, 4). \quad (3.46)$$

Для інтервалу тривалістю x років обома методиками підтверджується неперевикнення більш ніж на 15 % критеріального значення витоку, тобто відповідність нормативно закріпленому критерію оцінки результатів випробувань на герметичність СГО.

Аналіз проводиться у два етапи [111, 112]. Спочатку виконується аналіз можливості проведення скороченого випробування в одному випробуванні, наступному після останнього випробування на герметичність СГО. При отриманні висновку про можливість проведення одного скороченого випробування на герметичність СГО для даного енергоблоку виконується аналіз можливості проведення кількох скорочених випробувань.

Питання застосування ризик-орієнтованого методу оптимізації стратегій ремонтів та контролю наведені в [113, 114, 116, 117] та з врахуванням важких аварій у [115], застосовані в навчальному процесі [118, 119].

Приклади результатів розрахунків довготривалої екстраполяції для енергоблоків АЕС України із ВВЕР-1000 представлені у табл. 3.38 та на рис. 3.15 – 3.21.

Таблиця 3.38 - Результати додаткового обґрунтування можливості проведення поспіль кількох скорочених випробувань на герметичність СГО енергоблоків

АЕС із ВВЕР-1000 виключно вакуумуванням

Енергоблок АЕС	Вид моделі, кількість параметрів	Значення параметрів моделі	Імовірність відповідності моделі вихідним даним (за сукупним критерієм згоди)	Екстраполяція на x років уперед	Прогнозні оцінки на x років уперед $L_{екстр}$, %/добу	Критерій проведення екстраполяції на x років уперед $1,15L_{кр}$, %/добу	Висновок
ЗАЭС-2	СС, $q = 1$	$\theta = 0$ $\mu = -$ $2,01 \cdot 10^{-4}$	0,9668	2 3 4	0,1796 0,1794 0,1792	0,207	1 раз на 4 роки допустимо
ЗАЭС-4	АР, $p = 2$	$\varphi_1 = -$ 0,438 $\varphi_2 = -$ 0,346 $\mu = -$ $2,952 \cdot 10^{-4}$	0,8293	2 3 4	0,1111 0,1116 0,1121	0,127	1 раз на 3 роки допустимо
ЗАЭС-5	СС, $q = 1$	$\theta = 0,188$ $\mu = -$ $1,781 \cdot 10^{-3}$	0,9888	2 3 4	0,1051 0,1026 0,1001	0,23	1 раз на 4 роки допустимо
ЗАЭС-6	СС, $q = 1$	$\theta = 0,766$ $\mu = -$ $1,327 \cdot 10^{-4}$	0,9901	2 3 4	0,074 0,071 0,068	0,092	1 раз на 4 роки допустимо
РАЭС-3	СС, $q = 1$	$\theta = -0,26$ $\mu = -$ $4,348 \cdot 10^{-4}$	0,9984	2 3 4	0,1173 0,1150 0,1127	0,149	1 раз на 4 роки допустимо

Примітка. Порядок взяття різниці (для отримання стаціонарної моделі) для всіх моделей $d = 0$.

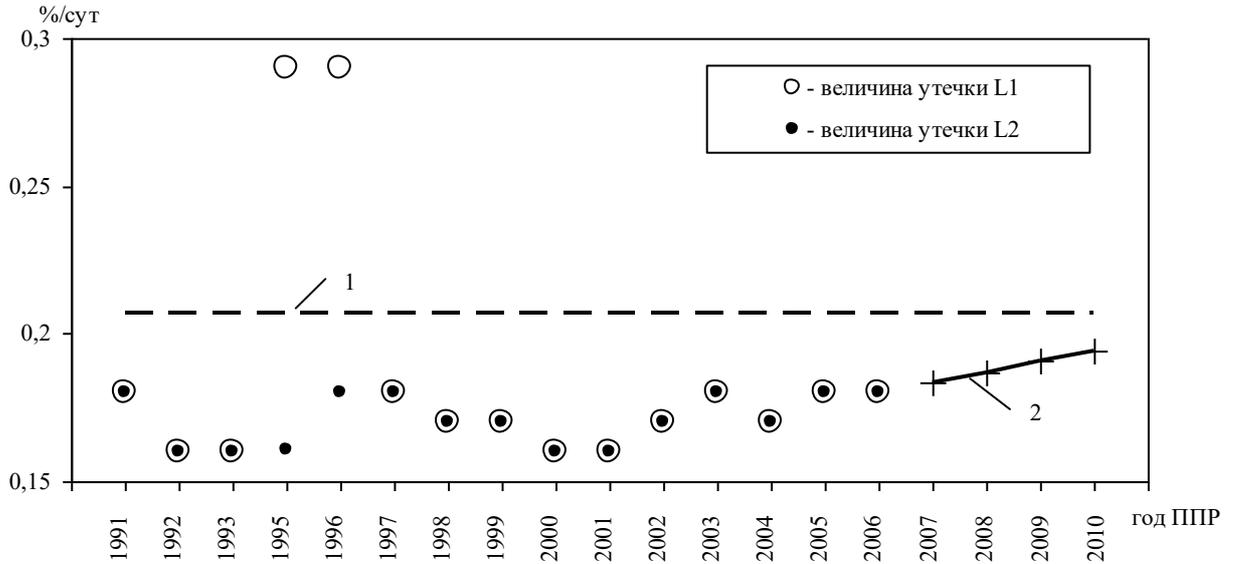


Рисунок 3.15 - Результати довготривалої екстраполяції витoku для СГО ЗАЕС-2: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки

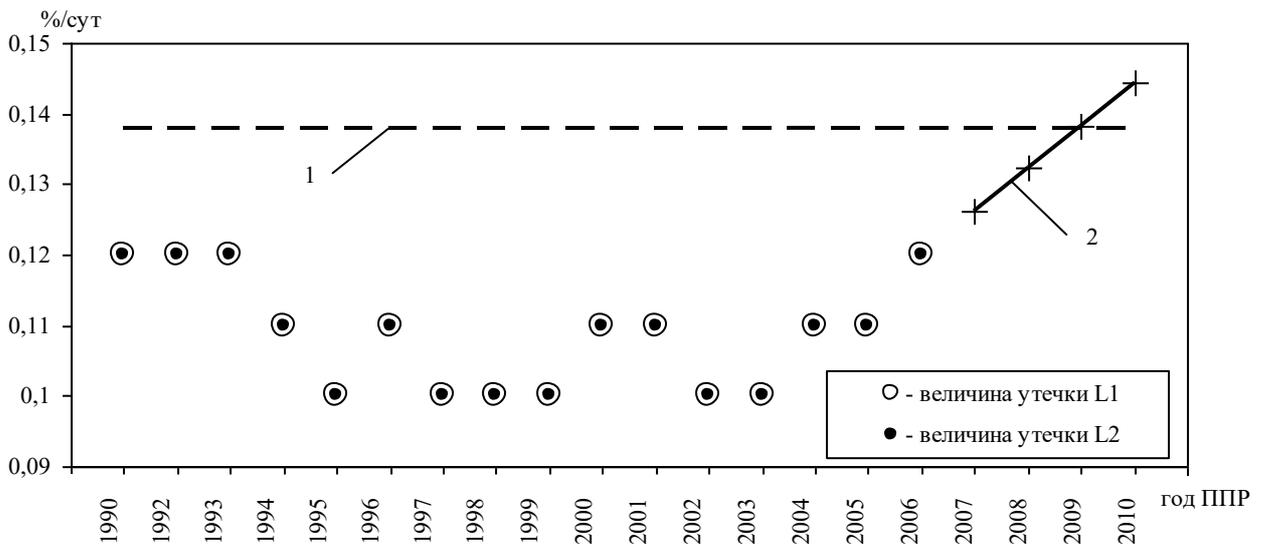


Рисунок 3.16 - Результати довготривалої екстраполяції витoku для СГО ЗАЕС-3: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки

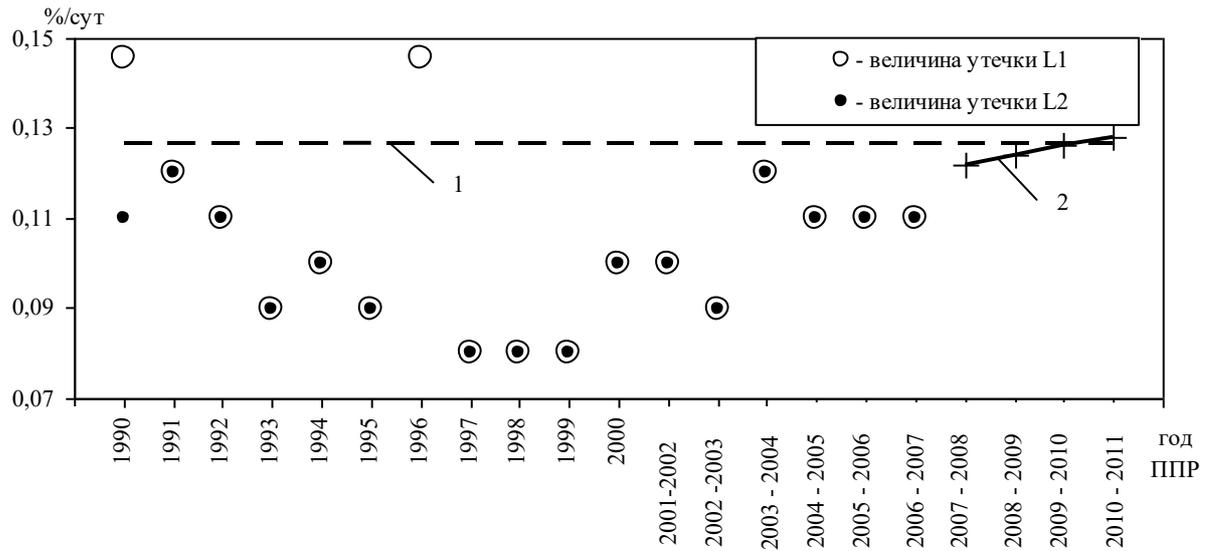


Рисунок 3.17 - Результаты долготривалої екстраполяції витoku для СГО ЗАЕС-4: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки.

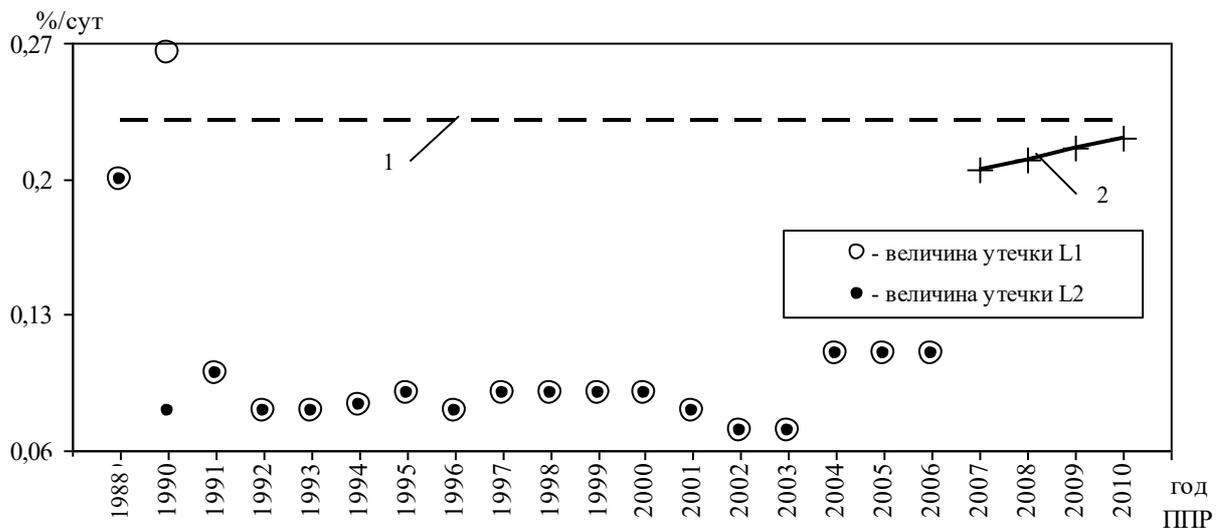


Рисунок 3.18 - Результаты долготривалої екстраполяції витoku для СГО ЗАЕС-5: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки.

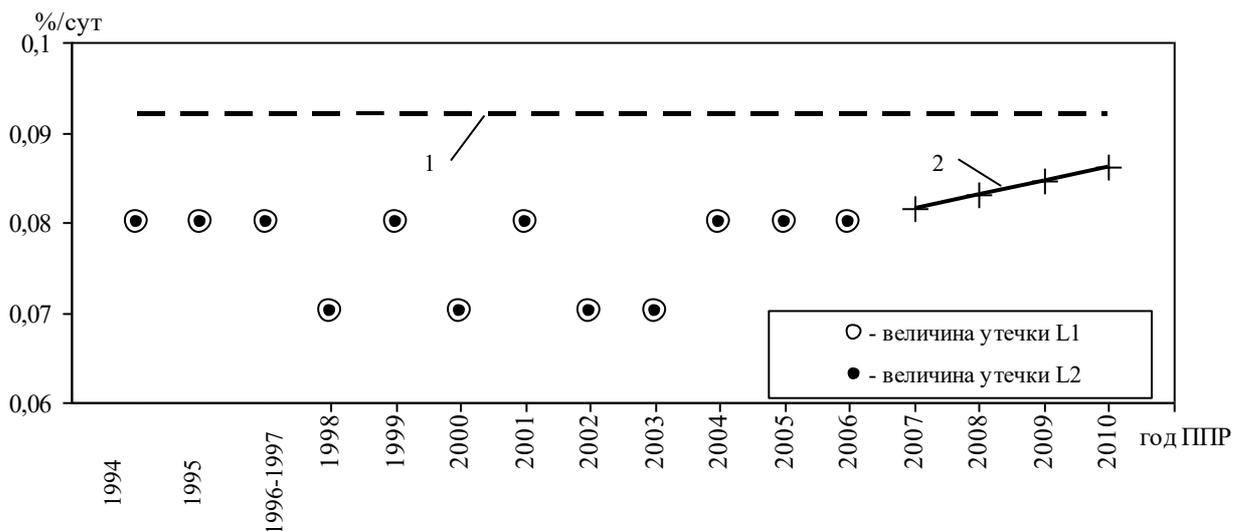


Рисунок 3.19 - Результати довготривалої екстраполяції витoku для СГО ЗАЕС-6: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки.

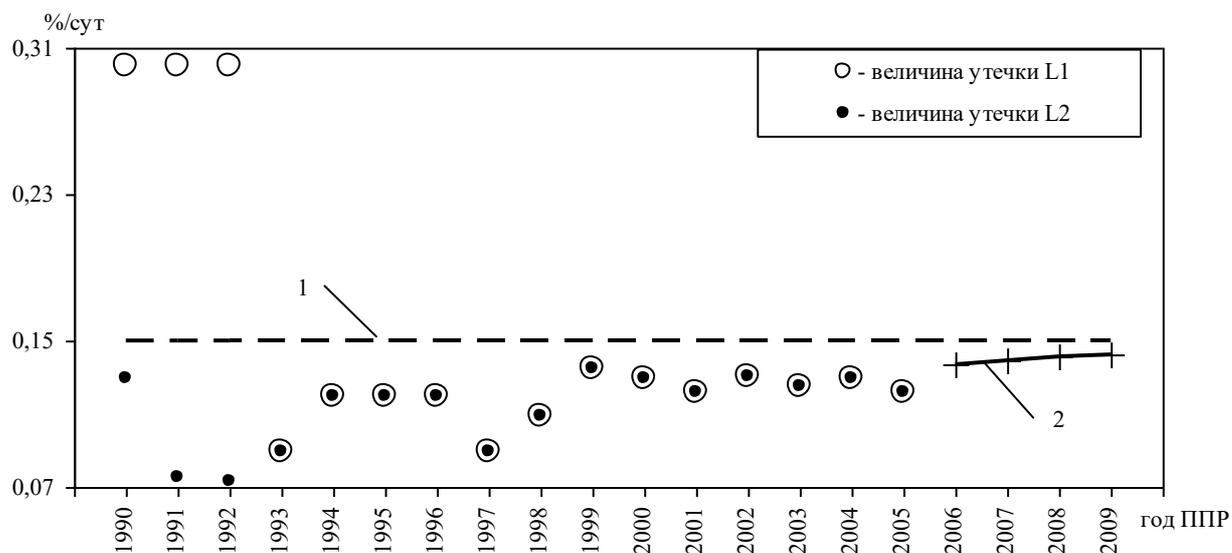


Рисунок 3.20 - Результати довготривалої екстраполяції витoku для СГО РАЕС-3: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки.

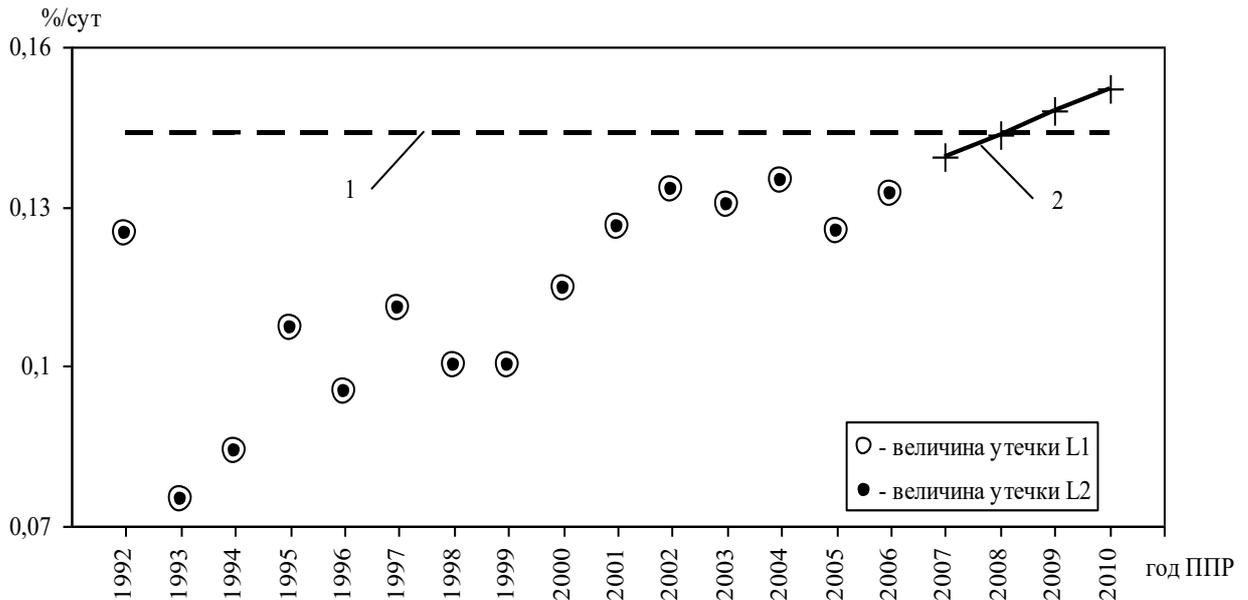


Рисунок 3.21 - Результати довготривалої екстраполяції витoku для СГО ПУАЕС-1: 1 – критерій оцінки $1,15L_{кр}$; 2 – консервативний прогноз на $x = 1, 2, 3, 4$ роки.

3.4. Оптимальні стратегії випробувань підвищеним тиском систем гермооболонки ЯЕУ з ВВЕР-1000 у після проєктні строки експлуатації

Розглянутий у попередньому розділі консервативний метод Комарова – Скалозубова прогнозування необхідності проведення випробувань системи гермооб'єму (СГО) підвищеним тиском обґрунтовано для умов ПСЕ при відсутності встановлених порушень за гранично допустимим витокком або недостатньою експлуатаційною статистикою результатів випробувань.

В умовах ППСЕ для обґрунтування оптимальної періодичності випробувань СГО необхідно враховувати залишковий ресурс за показниками надійності елементів СГО на момент продовження термінів експлуатації.

У розділі 2 розроблено ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії випробувань на герметичність СГО, що враховує досвід експлуатації та

проведення випробувань, а також залишковий ресурс з надійності елементів СГО. Відповідно до цього методу оптимальна кількість випробувань підвищеним тиском СГО у ППСЕ до умов «витрати» залишкового ресурсу на момент продовження експлуатації ($P_R = 1$):

$$n_T^o = f_p^o T_p = \sqrt{\frac{n T_D}{T_p}}, \quad (3.47)$$

де f_p^o – оптимальна частота випробувань на герметичність СГО;

T_D, T_p – проектний та продовжений термін експлуатації;

n – кількість встановлених та/або прогнозованих консервативним методом порушень за гранично допустимим витокком із СГО в ППСЕ.

Аналіз результатів розрахункових обґрунтувань (3.47) дозволяє зробити такі висновки.

1. Оптимальна кількість випробувань на герметичність СГО у ППСЕ при продовженні експлуатації на 10 років до капітального обстеження технічного стану та залишкового ресурсу конструкцій СГО – 2 успішні випробування для енергоблоків ЗАЕС-2, ЗАЕС-5, ЗАЕС-6, РАЕС- 3 і 4 успішних випробування для ЗАЕС-4.

2. При збереженні проектної (щорічної) періодичності випробувань на герметичність СГО необхідно кожні два роки проводити капітальне обстеження технічного стану та залишкового ресурсу конструкцій СГО.

Результати проведеного дослідження з планування та оптимізації випробувань систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок, пройшли апробацію на науково-практичних конференціях [120 - 128].

3.5. Висновки до розділу 3

1. На основі розроблених ризик-орієнтованих методів обґрунтовано оптимальну стратегію періодичності планових випробувань активних систем безпеки у робочих режимах реактора на потужності, що забезпечує підвищення безпеки та ефективності експлуатації щодо проєктних стратегій.

2. Ризик-орієтованим підходом обґрунтовано оптимальну стратегію виведення в плановий ремонт одного каналу активних систем безпеки у робочому режимі реактора на потужності, що забезпечує підвищення ефективності експлуатації при збереженні необхідного рівня безпеки.

3. Розроблено оптимальну стратегію періодичності випробувань на герметичність системи гермооб'єму ядерної енергоустановки, що забезпечує скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків і підвищення коефіцієнту використання встановленої потужності при збереженні необхідного рівня безпеки.

ВИСНОВКИ

1. Більшість сучасних стратегій модернізацій ядерних енергоустановок з ВВЕР, спрямованих на підвищення безпеки та/або ефективності експлуатації, є достатньо оптимальними у форматі «безпека – коефіцієнт використання встановленої потужності – відносні витрати на модернізацію». Однак окремі модернізації (збільшення глибини вигорання ядерного палива, експлуатація реактора на підвищеній номінальній потужності або з хвильовим енерговиділенням, управління аваріями природною циркуляцією в пасивних системах безпеки та ін.) вимагають додаткового аналізу безпеки.

2. Найпріоритетніше значення для підвищення ефективності та оптимальності експлуатації ядерних енергоустановок має стратегія щодо скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків шляхом зміни періодичності планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, за умов забезпечення/підвищення загального рівня безпеки ядерних енергоустановок.

3. Методи обґрунтування оптимізації стратегій планових випробувань і ремонтів систем, важливих для безпеки, повинно ґрунтуватися на фундаментальних принципах безпеки ядерної енергетики з урахуванням досвіду експлуатації та залишкового ресурсу щодо надійності виконання функцій безпеки.

4. Розроблено оригінальний метод прогнозування строків продовження експлуатації тепломеханічного обладнання систем безпеки на основі оцінки залишкового ресурсу по кількості теплогідродинамічних і механічних циклічних навантажень і частоти випробувань.

5. На основі розробленого метода, а також результатів технічного дослідження корпусів насосів і арматури систем аварійного охолодження активної зони реактора та аварійного підживлення парогенераторів встановлено,

що при збереженні проектної періодичності випробувань припустимий строк продовження експлуатації складає 4 роки; при скороченні частоти випробувань у 2 рази – 8 років, у 6 разів – 16 років, у 10 разів – 20 років. Однак можливість скорочення періодичності випробувань потребує додаткових обґрунтувань щодо оптимізації частоти випробувань з урахуванням ефектів зносу обладнання і накопичення критичних дефектів у періоди між випробуваннями. Необхідність оптимізації періодичності випробувань визначає актуальність подальших досліджень.

6. Відомі ймовірнісні підходи та методи скорочення періодичності технічного обслуговування і ремонту систем безпеки ядерних енергоустановок (що експлуатуються в режимах очікування та випробувань), засновані на допущенні можливості зниження безпеки, недостатньо обґрунтовано.

7. Представлено метод оптимізації стратегій випробувань систем безпеки у післяпроектні строки експлуатації ядерних енергоустановок, заснований на мінімізації ймовірностей відмови на спрацьовування, пошкодження активної зони реактора та гранично допустимих аварійних викидів. Оптимальна періодичність випробувань, що відповідає максимальній надійності і безпеці, залежить від статистики виявлених критичних для надійності відмов та залишкового ресурсу з міцності на момент продовження експлуатації.

8. На основі розробленого методу сформульовано оптимальні стратегії випробувань систем безпеки. Вибір стратегії залежить від співвідношення проектної і оптимальної періодичності, а також від залишкового ресурсу обладнання і трубопроводів системи безпеки.

9. Періодичність випробувань надлишковим тиском системи гермооб'єму ядерних енергоустановок з ВВЕР у післяпроектні строки експлуатації повинна враховувати досвід і результати проведення таких випробувань у проектні строки експлуатації, а також залишковий ресурс з надійності внаслідок безпосереднього впливу навантажень на конструкції системи гермооболонки під час випробувань.

10. Розроблено ризик-орієнтований метод оптимізації періодичності випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки у післяпроектні строки експлуатації, заснований на умові відповідності ймовірностей виникнення критичних порушень у проектні і післяпроектні строки експлуатації.

11. Установлено, що оптимальна періодичність випробувань надлишковим тиском системи гермооболонки залежить від залишкового ресурсу з надійності на момент продовження експлуатації, тривалості проектних і післяпроектних строків експлуатації, а також кількості встановлених у проектні строки експлуатації критичних порушень по перевищенню допустимих значень витоків.

12. Актуальність перепризначення періодичності випробувань систем безпеки ядерних енергоустановок у надпроектний період експлуатації визначається тим, що проектна періодичність випробувань не враховує: досвід експлуатації; експлуатаційні заходи щодо модернізації і управління старінням; сумісний вплив критичних по надійності відмов унаслідок накопичення «прихованих» відмов в режимах очікування і унаслідок процесів зносу і деградації в режимах необґрунтованих планових випробувань, технічного обслуговування і ремонту; зменшення ресурсу надійності обладнання і трубопроводів на момент продовження тривалості експлуатації та інші чинники.

13. Основний недолік відомих підходів перепризначення періодичності планових випробувань у надпроектні строки експлуатації полягає в допущенні можливості зниження надійності і безпеки.

14. Запропоновано метод обґрунтування оптимальної періодичності випробувань систем безпеки в надпроектні строки експлуатації для мінімізації вірогідності відмов і пошкодження активної зони реактора, заснований на сумісному моделюванні стохастичних процесів накопичення «прихованих» критичних відмов в режимах очікування і детерміністських процесів накопичення критичних відмов в режимах випробувань, технічного обслуговування і ремонту.

15. У роботі представлено ризик-орієнтований метод оптимізації

частоти/періодичності випробувань, технічного обслуговування та ремонтів у післяпроектні строки експлуатації, який враховує досвід експлуатації і залишковий ресурс систем, важливих для безпеки. Критеріями оптимізації визначено максимальну ймовірність виявлення відмов/порушень та показники залишкового ресурсу за результатами експлуатаційного обстеження технічного стану систем. Параметри оптимізації – частота/періодичність планових випробувань та ремонту і тривалість продовження строків експлуатації.

16. На основі розроблених ризик-орієнтованих методів обґрунтовано оптимальну стратегію періодичності планових випробувань активних систем безпеки у робочих режимах реактора на потужності, що забезпечує підвищення безпеки та ефективності експлуатації щодо проектних стратегій.

17. Ризик-орієтованим підходом обґрунтовано оптимальну стратегію виведення в плановий ремонт одного каналу активних систем безпеки у робочому режимі реактора на потужності, що забезпечує підвищення ефективності експлуатації при збереженні необхідного рівня безпеки.

18. Розроблено оптимальну стратегію періодичності випробувань на герметичність системи гермооб'єму ядерної енергоустановки, що забезпечує скорочення тривалості планово-попереджувальних ремонтів енергоблоків і підвищення коефіцієнту використання встановленої потужності при збереженні необхідного рівня безпеки.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Комплексна програма робіт з продовження терміну експлуатації діючих енергоблоків атомних електростанцій : затв. розпорядження КМУ від 29 квітня 2004 р. № 263-р.
2. AMAT Guidelines : Reference Document for the IAEA Ageing Management Assessment Teams (AMATs). IAEA Services Series No. 4. Vienna : IAEA, 1999. 33 p.
3. Data Collection and Record Keeping for the Management of Nuclear Power Plant Ageing. IAEA Safety Series No. 50-P-3. Vienna : IAEA, 1992. 60 p.
4. Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme. Safety Reports Series No. 15. Vienna : IAEA, 1999. 35 p.
5. Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety. Technical Reports Series No. 338. Vienna : IAEA, 1992. 50 p.
6. Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants. Safety Guide. IAEA Safety Standards Series No. NS-G-2.10. Vienna : IAEA, 2003. 52 p.
7. International Database on Nuclear Power Plant Life Management. Working material. Vienna : IAEA, 1995. 99 p.
8. Скалозубов В. І., Ключников А. А., Лещетна Е. С. Основи продовження експлуатації АЕС з ВВЕР. Чорнобиль : Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України, 2011. 384 с.
9. ПЛ-Д.0.08.126-2003. Положення про порядок продовження терміну експлуатації. ДП НАЕК «Енергоатом», 2003.
10. Skalozubov V. I., Kozlov I. L., Chulkin O. A. et al. Analysis of Nuclear Safety in Diversification of Westinghouse Fuel Assemblies at WWER-1000. *Nuclear Physics and Atomic Energy*. 2019. V. 20, No. 2. P. 159–163.
11. Skalozubov V., Pirkovskiy D., Spinov V. et al. Reliability of Steam-

Operated Emergency Feed Pumps. *Lecture Notes in Mechanical Engineering (LNME)* : Proc. of Grabchenko's Intern. Conf. on Advanced Manufacturing Processes (InterPartner-2019). Axel Springer, 2020. P. 600–607.

12. Skalozubov V., Bilous N., Pirkovskiy D. et al. Water Hammers in Transonic Modes of Steam-Liquid Flows in NPP Equipment. *Nuclear and Radiation Safety*. 2019. No. 2(82). P. 46–49.

13. Скалозубов В. І., Коврижкін Ю. Л., Колиханов В. М. та ін. Оптимізація планових ремонтів енергоблоків атомних електростанцій з ВВЕР. Чорнобиль : Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України, 2008. 496 с.

14. Неклюдов І. М., Ожигов Л. С., Гоженко С. В. та ін. Обладнання та досвід застосування методології визначення механічних властивостей металу за допомогою мікродів під час моніторингу ГКТ енергоблоків атомної електростанції Україна після тривалої роботи. Збірник наукових праць СНУЯП. 2004. Вип. 12. С. 107–113.

15. ПМ-Т.0.03.061-04 (АИЭУ-9-04). Стандартна програма періодичного контролю над станом основного металу, звареними з'єднаннями та поверхнями обладнання та трубопроводами атомних електростанцій з реакторами VVER-1000. Енергоатом контроль-сервіс, 2004.

16. Аркадов Г. В., Матвеев В. П., Березанин А. А. та ін. Моніторинг тепломеханічних станів ПГВ-1000М. *7-й міжнародний семінар по горизонтальним парогенераторам* : зб. праць, 2006. ФГУП ОКБ «Гідропрес», 2006.

17. Бакіров М. Б. Оперативний контроль стану металу обладнання та трубопроводів атомної електростанції. Результати впровадження програми НДДКР та план заходів щодо надання Ярба: Звіт про VNIIAES, 2000.

18. Маннапов Р. Г. Оцінка надійності пристроїв в умовах руйнування поверхні технологічними середовищами. *Хімічна та нафтова інженерія*. 1987. № 5. С. 11–12.

19. Хазов Б. Ф., Дидусев Б. А. Оцінка надійності пристроїв в умовах

руйнування поверхні технологічними середовищами. Хімічна та нафтова інженерія. М.: Машинобудування, 1986. 224 с.

20. ГОСТ 27.302-86. Надійність в технології. Методи визначення допустимого відхилення параметра технічного стану та прогнозування залишкового ресурсу компонентів одиниць машин. 1987. 23 с.

21. Salvago G., Fumagall G. A statistical evaluation of AISI 316 stainless steel resistance to crevice corrosion in 3,5% NaCl solution and in natural sea water after pre-treatment in HNO₃. *Corrosion science*. 1987. Vol. 27, No. 9. P. 927–936.

22. Baroux B. The kinetics of pit generation on stainless steel. *Corrosion science*. 1988. Vol. 28, No. 10. P. 969–986.

23. Трощенко В. Т., Сосновський Л. А. Опір втоми металів та сплавів: Довідник. Київ : Наук. думка, 1987. 347 с.

24. Болотін В. В., Чирков В. П. Асимптотичні оцінки для ймовірності нерозумних операцій на моделях типу навантаження-опір. *Проблеми машинобудування та надійності машин*. 1992. № 6. С. 3–10.

25. Davidson D. L., Lankford J. Fatigue crack growth in metals and alloys: mechanisms and micromechanics. *International Materials Reviews*. 1992. V. 37, No. 2. P. 45–76.

26. Іванова В. С., Терентьев В. Ф. Природа втоми металів. М.: Металургія, 1975. 454 с.

27. Гетман А. Ф. Ресурс експлуатації судів та трубопроводів АЕС. М. : Енергоатоміздат, 2000. 427 с.

28. Нагорний А. О. Беркович В. Я., Богачев А. В. та інр. Управління ресурсом з використанням SAAK з точки зору температурного впливу на обладнання та трубопроводи після етапу продовження терміну служби живлення. Забезпечення безпеки атомних електростанцій з VVER: матеріали 10-го стажиста. Науковий-Техно. Конф., Подольськ, 16-19 травня 2017 року

29. Казанцев А. Г., Мамаєва Е. И., Банюк Г. Ф., Комолов В. М. Прогнозування механічних властивостей та характеристик стійкості до

руйнування металу трубопроводів із стійких до корозії сталей для виправдання продовження терміну служби атомної електростанції з VVER. Забезпечення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР: матер. 6 -го наук.-техн. конф., Подольськ, 26-29 травня 2009 р.

30. РД ЭО 0141-99. Типові технічні вимоги до методів оцінки технічного стану та залишкового ресурсу елементів енергетичних одиниць змінного струму. Москва: Rosenergoatom Tense, 1999.

31. Baranenko V.I., Bakirov M. B., Yangchenko Yu. *Атомна техніка за кордоном*. 1997. № 6. С. 12–17.

32. Бараненко В. І., Бакіров М. Б. та ін. Про розробку регуляторної документації щодо резюме ліцензій на експлуатацію одиниць влади АЕС у Сполучених Штатах. *Атомна техніка за кордоном*. 1998. № 3.

33. Абагян А. А., Бакіров М. Б., Камишніков О. Г. та ін. Досвід продовження життя ядерних станцій першої покоління. *Важке машинобудування*. 2001. № 8. С. 2–5.

34. Бакіров М. Б., Потапов В. В., Забрусков Н. Ю. та ін. Розробка та використання неруйнівних методів моніторингу стану металу та трубопроводів атомних електростанцій після тривалого терміну служби. Забезпечення безпеки атомних електростанцій з VVER: МАТ-LEA 2-го стажиста. Науковий-Техно. Конф., Подольськ, 19-23 листопада 2001 року

35. Скалозубов В. І., Ключніков А. А., Ващенко В. Н., Яровий С. С. Аналіз причин та наслідків аварії на атомній електростанції Фукусіма як фактор запобігання важких аварій у реакторах корпусу. Чорнобиль: Інститут проблем безпеки України, 2012. 280 с.

36. Громов Г. В., Дибач А. М., Зелений О. В. та ін. Результати експертної оцінки стресових випробувань поточних електростанцій атомної електростанції України, враховуючи уроки аварії на атомній електростанції Фукусіма-1 в Японії. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2012. № 1 (53). С. 3–9.

37. IAEA International Fact Finding Expert Mission of the Fukushima Dai-Ichi

NPP Accident Following the Great East Japan Earthquake and Tsunami : IAEA Mission Report. IAEA, 2011. 160 p.

38. Щодо Плану дій з виконання цільової позачергової перевірки та подальшого підвищення безпеки АЕС України з урахуванням подій на Фукусіма-1. Колегія Держатомрегулювання, № 2 від 19.05.11 р.

39. Про результати виконання цільової позачергової оцінки стану безпеки діючих енергоблоків АЕС з урахуванням подій на АЕС Фукусіма. Колегія Держатомрегулювання, № 13 від 24-25.11.11 р.

40. Архангельський К. Л., Михасюк С. Р. Аналіз недоліків проєкту АЕС «Fukushima-Dai-Ichi» за наслідками важкої аварії в світлі подальшого посилення безпеки АЕС України. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2011. № 3 (51). С. 9–14.

41. Козлов Д. І., Константинов С. А., Мальцев М. Б. та ін. Забезпечення локалізаційних функцій захисної оболонки НВАЕС-2 при запроєктній аварії з течами з реакторної установки В-392М. *Забезпечення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР: 5-м науково-техн. конф.*, Подольськ, 29 травня 1 червня 2007 року

42. Крюк Ю., Трифонов А. Ймовірний аналіз безпеки як основу для прийняття рішення щодо управління радіаційним ризиком з боку атомних електростанцій. *Забезпечення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР: мат-ли 6-й міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Подольськ, 26-29 травня 2009 р.

43. Швириєв Ю., Морозов В., Токмачев Г. та ін. Обґрунтування безпеки проєкту NAR-2006 для умов місця ймовірнісного аналізу безпеки Novovoronezh NPP-2. *Забезпечення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР: мат-ли 6-й міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Подольськ, 26-29 травня 2009 р.

44. Воробьев Ю. Б., Кузнецов В. Д., Динь Ч. Н. Використання генетичного алгоритму в динамічному ймовірному аналізі безпеки атомних електростанцій. *Забезпечення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР: мат-ли 6-й міжнар. наук.-техн. конф.*, м. Подольськ, 26-29 травня 2009 р.

45. Острейковский В. А., Швириєв Ю. В. Безпека атомних

електростанцій. Ймовірний аналіз безпеки. М.: ФІЗМАТЛІТ, 2008. 352 с.

46. Токмачев Г. В., Токмачев И. Г. Надійність програмного забезпечення для систем ядерної електроенергії. *Атомна техніка за кордоном*. 2004. № 12.

47. Скалозубов В. І., Билей Д. В., Габлая Т. В. та ін. Розробка та оптимізація систем управління для атомних електростанцій з ВВЕР. Чорнобтль : Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України, 2008. 506 с.

48. Билей Д. В., Ващенко В. Н., Злочевський В. В. Досвід великої аварії на атомній електростанції Фукусіма-1 для підвищення екологічної безпеки України. Київ: Державна екологічна академія, 2012. 194 с.

49. Борисенко В. И. Про деякі закономірності наслідків нещасних випадків на атомних електростанціях. *Проблеми безпеки АЕС і Чорнобиля*. 2012. Вип. 18. С. 6–15.

50. Билей Д. В., Ващенко В. Н., Злочевський В. В., Скалозубов В. І. Перспективи розробки та впровадження підходів до ризику для виконання всебічної (консолідованої) програми для підвищення безпеки атомної електростанції Україна. *Проблеми безпеки АЕС і Чорнобиля*. 2011. Вып. 17. С. 76–79.

51. Грищенко Б. Ю., Полянский М. А., Севбо А. Е., Семенюк И. А. Використання ймовірнісних методів аналізу безпеки атомних електростанцій у вивченні порушень крихкої сили корпусу реактора. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2013. № 1(57). С. 22–25.

52. Воробьев Ю. Ю., Терещенко І. А. Моделювання температурного розшарування в ГЦТ за природньої циркуляції теплоносія 1-го контуру для оцінки термошоку корпусу реактора за допомогою коду RELAP5/MOD 3.2 : навч. семінар. Київ : ДП «ГНТЦ ЯРБ», 2001.

53. Вишемірський М. П., Мазурок А. С., Носовський А. В. Аналіз впливу первинних та граничних умов на утворення термоудару корпусу реактора. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2013. № 1(57). С. 26–30.

54. Добришевський Н. Д., Киселев А. Е., Стрижев В. Ф., Филлипов А. С. Верифікація і пропозиція механічного модулю коду СОКРАТ до задач розрахунку на міцність. *Забезпечення безпеки АЕС з ВВЕР* : мат-ли 6-й міжнар. наук.-техн. конф., м. Подольськ, 26-29 травня 2009 р.

55. Скалозубов В. І., Васильченко В. Н., Смельяненко Є. З. та ін. Моделювання аварій на ядерних енергоустановках атомних електростанцій. Одеса : Резон, 2002. 466 с.

56. Герлига В. А., Скалозубов В. І. Пухирцеві двофазні нерівновноважні потоки в енергообладнанні АЕС. М.: Енергоатоміздат, 1991. 365 с.

57. Мазурок А. С., Алексеев Ю. П., Крушинский А. Г., Корницький А. В. Валідація теплогідравлічної моделі реакторної установки з детальною розбивкою опускної ділянки для аналізу термічних навантажень на корпус реактору. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2012. № 1(53). С. 16–21.

58. Балашевський А. С., Мирошніченко С. Т. Аналіз результатів розрахунку максимального пролапсу за допомогою струменених розпилювачів-охолоджувачів. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2012. № 1(53). С. 22–24.

59. Скалозубов В. І., Ключников А. А., Комаров Ю. О., Шавлаков А. В. Наукові та технічні основи заходів щодо підвищення безпеки атомних електростанцій з ВВЕР. Чорнобиль : Ін-т проблем безпеки АЕС НАН України, 2010. 200 с.

60. Герлига В. А., Хабенский В. Б. Нестабильность потока теплоносителя в энергооборудовании АЭС. Москва : Атомэнергоиздат, 1994. 288 с.

61. Ключников А. А., Скалозубов В. І., Хадж Фараджаллах Даббах А. Попередній аналіз причин великої аварії на атомній електростанції Фукусіма-1. *Проблеми безпеки АЕС і Чорнобиля*. 2011. Вып. 17. С. 8–16.

62. Pelykh S. N., Maksimov M. V., Baskakov V. E. Model of Cladding Failure Estimation under Multiple Cyclic Reactor Power Changes. *Current Problems of Nuclear Physics and Atomic Energy* : proc. of 2nd Intern. Conf. Kyiv : In-t for Nuclear Research, 2008. P. 638–641.

63. IAEA-TECDOC-981. Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steam generators. Vienna : IAEA, 1997. 173 p.

64. Skalozubov V., Kozlov I., Chulkin O. et al. Analysis of Reliability-Critical Hydraulic Impact Conditions at WWER-1000 NPP Active Safety Systems. *Nuclear and Radiation Safety*. 2019. No. 1(81). P. 42–45.

65. Острейковский В. А. Старіння та прогнозування ресурсу обладнання атомних електростанцій. М.: Энергоатоміздат, 1994. 287 с.

66. Загальні вимоги до продовження експлуатації енергоблоків АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної переоцінки безпеки. Київ : ДКЯРУ, 2004.

67. Review and Assessment of Nuclear Facilities by the Regulatory Body Safety Guide. IAEA Safety Standards Series No. GS-G-1.2. Vienna : IAEA, 2004. 60 p.

68. Davis M. Nuclear Power Plant Life Management. *Proc. of the Regional Workshop on Good Practices in National Approaches to NPP Life Management*, Ljubljana, Slovenia, 2000, 22-26 May.

69. An approach for plant-specific, risk-informed decisionmaking : technical specifications. Regulatory Guide 1.177. US NRC, 2011. 38 p.

70. IAEA-TECDOC-1200. Applications of probabilistic safety assessment for nuclear power plants. Vienna : IAEA, 2001. 102 p.

71. Гребенюк Ю. П., Зарицкий Н. С., Ковыршин В. Г. Методологічні питання управління ресурсом атомних електростанцій. *Оцінка та обґрунтування розширення ресурсу структурних елементів* : тези допов. міжнар. конф. 2000. Т. 2. С. 331–332.

72. Skalozubov V. I., Zhou Huiyu, Chulkin O. A., Pirkovskiy D. S. Modelling method of conditions for reliability-critical hydraulic impacts on pumps of thermal and nuclear power plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2017. № 4(110). P. 74–78.

73. ПН АЭ Г-7-002-86. Норми розрахунку на міцність обладнання та

трубопроводів атомних енергетичних установок. М.: Энергоатоміздат, 1989. 525 с.

74. Maintenance, supervision and inspection during operation at nuclear power plants. Guidelines. A series of safety standards for security No. NS-G-2.6. Vienna: Magate, 2005. 104 с.

75. Давиденко Н. Н. та ін. Сучасні технології для оптимізації технічного обслуговування та ремонту систем та обладнання атомних електростанцій. М., 2001. 145 с.

76. NUREG-1493. Performance-Based Containment Leak-Test Program. U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 1995.

77. NUREG-1150. Severe Accident Risks : An assessment for five U.S. Nuclear Power Plants : Final Summary Report. December 1990.

78. NUREG-1777. Regulatory Effectiveness Assessment of Option B of Appendix J. U.S. Nuclear Regulatory Commission, August 2003.

79. Комаров Ю. О., Пишний В. М., Скалозубов В. І., Фольтов І. М. Розробка галузевого стандарту зі скорочення періодичності комплексних випробувань на герметичність системи гермооболонки ВВЕР на основі імовірнісних методів. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2004. № 2. С. 73–79.

80. Комаров Ю. О. Результати досліджень деяких питань безпеки та ефективності роботи атомних електростанцій ризик-орієнтованими методами. *Ядерна фізика та енергетика*. 2013. № 4. С. 356–362.

81. SENUF Agreement – Working Group on NPP maintenance. Petten, 1 September 2003.

82. Trampus P., Ahlstrand R., Rieg C. et al. Maintenance Optimization of NPPs Nuclear Power Plant Maintenance in the CIS and CEECA : Brief Evaluation Report. 2004.

83. Янченко Ю. А., Гуринович В. Д., Дементьев В. Н. Нові підходи до технічного обслуговування та ремонту обладнання атомних електростанцій. *Теплоенергетика*. 2005. № 12. С. 10–14.

84. КНД 95.1.0801.55-2004. Організація технічного обслуговування та ремонту систем та обладнання атомних електростанцій. Основні положення: Посібник з регуляторного документа. Київ, 2004.

85. Vaisnys S. P., Rieg C., Bieth M. SENUF Performance Indicators. EC DG JRC. Institute for Energy and Transport, 2006.

86. Янченко Ю. А., Гуринович В. Д., Кудрявцев Б. К. та ін. Поліпшення технічного обслуговування та ремонту систем та обладнання змінного струму. Безпека, ефективність та атомна енергетична економіка: MNTK-2002.

87. Bridges M. L. Method for determining critical systems and components to optimize service. *Special Meeting on Optimization Programs*. Charlott, USA : IAEA, 2001.

88. РД 95. Типові мережеві графіки для ремонту базового обладнання в ЯЕУ з реактором ВВЕР-1000 (В-320).

89. НР-Р.0.04.037-03. Норми часу для ремонту реактора VVER-1000 та його допоміжного обладнання. Київ : НАЕК «Енергоатом», 2003.

90. Скалозубов В. И., Чжоу Хуіюй, Чулкин О. А., Пирковський Д. С. Метод моделювання умов виникнення критичних гідравлічних та ядерних та ядерних електростанцій критичний з точки зору надійності. *Питання атомної науки і техніки*. 2017. № 4. С. 84–88.

91. Васильченко В. Н., Комаров Ю. О., Скалозубов В. І. та ін. Основа для застосування підходів, орієнтованих на ризик, для оптимізації правил технічного обслуговування та ремонту, важливих для безпеки. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2002. № 2. С. 56–60.

92. Скалозубов В. И., Колиханов В. Н., Комаров Ю. О. Узагальнений підхід до оптимізації частоти тестувальних систем атомних електростанцій. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2007. № 2. С. 24–27.

93. Агейкина Е. С., Драган Г. С., Коврижкін Ю. Л., Скалозубов В. І. Розрахункові оцінки врегулювання залишкового ресурсу індивідуального теплового обладнання атомних електростанцій з ВВЕР. *Ядерна та радіаційна*

безпека. 2006. № 2. С. 32–36.

94. ПН АЭ Г-10-021-90. Правила пристрою та експлуатація локалізації систем безпеки атомних електростанцій. 1990.

95. NUREG-1493. Performance-Based Containment Leak-Test Program. U.S. Nuclear Regulatory Commission, September 1995.

96. NUREG-1150. Severe Accident Risks : An assessment for five U.S. Nuclear Power Plants : Final Summary Report. December 1990.

97. Давиденко Н. Н. та ін. Сучасні технології для оптимізації технічного обслуговування та ремонту систем та обладнання атомних електростанцій. 2001. 145 с.

98. NUREG-1777. Regulatory Effectiveness Assessment of Option B of Appendix J. U.S. Nuclear Regulatory Commission, August 2003.

99. Коврижкин Ю. Л., Комаров Ю. О., Пишний В. М. та ін. Оптимізація планування та тестування систем безпеки атомних електростанцій на основі підходів, орієнтованих на ризик. Одеса : ТЕС, 2006. 383 с.

100. Бокс Дж., Дженкинс Г. Анализ часови рядів. Прогноз та управління. Кн. 1. М.: Мир, 1974. 407 с.

101. Бриллинджер Д. Часові ряди. Обробка даних та теорія. М : Мир, 1980. 536 с.

102. Андерсон Т. Статистичний аналіз часових рядів. М.: Мир, 1976. 756 с.

103. Кендалл М. Дж. Часові ряди. М. : Фінанси і статистика, 1981. 200 с.

104. Кендалл М., Стьюарт А. Багатовимірний статистичний аналіз та часовий ряд. М.: Наука, 1976. 736 с.

105. Отнес Р., Эноксон Л. Прикладний аналіз часових рядів. М. : Мир, 1982. 428 с.

106. Тривоженко Б. Е. Розподіл тенденцій рядків часу та потоку подій. Т.: 1989. 284 с.

107. Chan K. H., Nayya J. C., Ord J. K. A Note on Trend Removal Methods :

The Case of polynomial versus variate differencing. *Econometrica*. 1977. V. 45. P. 737–744.

108. Розробка та обґрунтування концептуальних технічних норм щодо встановлення частоти тестування гермооболонки ВВЕР-1000 (В-320) Надлишок тиску за 4 роки: звіт про дослідження (проміжний). НПЦ «Енергоатом». № 1767/05-НАЕК. Одеса, 2006. 61 с.

109. Канторович Г. Г. Аналіз часових рядів: лекційні матеріали. *Економічний журнал HSE*. 2002. № 1. С. 85–116.

110. Канторович Г. Г. Аналіз часових рядів: лекційні матеріали. *Економічний журнал HSE*. 2002. № 2. С. 251–273.

111. Скалозубов В. І., Верінов О. М., Вербило І. М., Кочнева В. Ю., Канівець А. В. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2024. № 1(29). С. 23 – 28.

112. Верінов О. Стратегії випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2024. 47 с. ISBN 978-620-7-63924-3.

113. Skalozubov V., Vierinov O., Kanivets A., Kochnieva V., Bundiev D., Hayo H. Risk-informed method for qualifying strategies for operation control of metal of safety related systems of nuclear power plants. *Proc. of Odessa Polytechnic University* (Odes'kyi Politechnichnyi Universytet. Pratsi). 2023. Iss. 2(68). P. 43 – 50.

114. Скалозубов В. І., Верінов О. М., Канівець А. В., Кочнева В. Ю., Бундєв Д. С., Хайо Х. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2023. № 3(28). С. 10 – 15..

115. Кондратюк В. А., Письменний Є. М., Верінов О. М., Філатов В. І., Остапенко А. І. Підвищення безпеки ядерної енергетики з урахуванням уроків важких аварій. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 3. С. 76 – 81.

116. Верінов О. М. Планування технічного обслуговування систем

атомних електростанцій : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022. 200 с. ISBN 978-620-4-74932-7.

117. Skalozubov V. I., Vierinov A. M., Kosenko S. I., Alali M., Kochnyeva V. Yu. Risk-Informed Method for Predicting the Operation Life Extension Period of Active Safety Systems at Nuclear Power Plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2022. No. 2. P. 73 – 75.

118. Скалозубов В., Дорож О., Бундєв Д., Верінов О., Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ремонт та наладка АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2024. 102 с.

119. Скалозубов В., Дорож О., Кочнєва В., Верінов О., Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ядерна безпека та надійність АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2023. 391 с.

120. Верінов О., Канівець А., Вербило І. Оптимізація періодичності планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок. *IX International Scientific and Practical Conference «Promising Ways of Information Technology Development»*: Abstracts. (Bilbao, Spain, November 13 – 15, 2023). P. 360 – 364. ISBN 9-789-46485-378-0

121. Верінов О., Канівець А., Вербило І. Оптимізація планових ремонтів обладнання ядерних енергоустановок. *VIII International Scientific and Practical Conference «Modern Technologies of Human Development»*: Abstracts. (Bordeaux, France, November 06 – 08, 2023). P. 308 – 314. ISBN 9-789-46485-377-3

122. Vierinov O., Kanivets A., Hayo H. Optimization of Metal Control Frequency of Safety Related Systems of Nuclear Power Plants. *VII International Scientific and Practical Conference «Problematic Questions of Science and Problems of Development»*: Abstracts. (Berlin, Germany, October 30 – November 01, 2023). P. 315 – 319. ISBN 9-789-46485-372-8

123. Skalozubov V., Komarov Yu., Verinov A., Kosenko S., Bundev D., Hayo H., Kochnyeva V. Probabilistic Reliability Analysis for Pumps of Safety Related Systems at Nuclear Power Plants. *ICST-ODESSA-2023: XI International Scientific*

Conference «*Information-Management Systems and Technologies*»: Mater. (Odessa, Ukraine, September 21 – 23, 2023). P. 201-203.

124. Skalozubov V., Kondratiuk V., Bundev D., Vierinov O., Kosenko S. Qualification Method for Accident Management Systems at AP1000 Nuclear Power Plant. *XXXIII International Scientific and Practical Conference «Trends in the development of science in the modern world»*: Proc. (Graz, Austria, August 23 – 26, 2022). P. 389 – 390. DOI 10.46299/ISG.2022.1.33

125. Vierinov O., Kondratiuk V., Kosenko S., Alali M., Algerby R.K.A. Qualification Method for Active Safety System Modernizations to Prevent Hydrodynamic Instability. *XXXI International Scientific and Practical Conference «Modern innovations and promising ways of development of culture and science»*: Proc. (Boston, USA, August 09 – 12, 2022). P. 242 – 243. DOI 10.46299/ISG.2022.1.31

126. Vierinov O., Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Pysmenny E. Current Directions and Approaches to Improving the Safety of Nuclear Power Engineering Taking into Account Lessons from Greate Accidents (Review). *XXI International Scientific and Practical Conference «Actual priorities of modern science, education and practice»*: Proc. (Paris, France, May 31 – 03 June, 2022). P. 786 – 794. DOI 10.46299/ISG.2022.1.21

127. Vierinov O., Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Hayo H. Lessons from the Chernobyl Accident for the Modern Nuclear Power Industry Environmental Safety. *XX International Scientific and Practical Conference «Problems of science and practice, tasks and ways to solve them»*: Proc. (Warsaw, Poland, May 24 – 27, 2022). P. 760 – 768. DOI 10.46299/ISG.2022.1.20

128. Skalozubov V., Vierinov O., Komarov Yu., Kosenko S., Kochnyeva V. Strategies for Scheduled Repairs and Tests of Active Safety Systems During the Post-Design Operation Life of NPPs. *XV International Scientific and Practical Conference «Multidisciplinary academic notes. Science research and practice»*: Proc., (Madrid, Spain, April 19 – 22, 2022). P. 600 – 601. DOI 10.46299/ISG.2022.1.15

ДОДАТОК А. СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ
ДИСЕРТАЦІЇ

Наукові праці, в яких опубліковано основні наукові результати дисертації:

1. Скалозубов В. І., **Верінов О. М.**, Вербило І. М., Кочнєва В. Ю., Канівець А. В. Кваліфікація стратегій управління аваріями з повним тривалим знеструмленням ядерних енергоустановок із ВВЕР. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2024. № 1(29). С. 23 – 28. doi.org/10.31717/2311-8253.24.1.3 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

2. **Верінов О.** Стратегії випробувань систем, важливих для безпеки ЯЕУ : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2024. 47 с. ISBN 978-620-7-63924-3 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 11.10.2023 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 08.11.2023 р.)

3. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Kanivets A., Kochnieva V., Bundiev D., Hayo H. Risk-informed method for qualifying strategies for operation control of metal of safety related systems of nuclear power plants. *Proc. of Odessa Polytechnic University* (Odes'kyi Politechnichnyi Universytet. Pratsi). 2023. Iss. 2(68). P. 43 – 50. DOI 10.15276/opu.2.68.2023.05 Фахове видання, індексується у міжнародних наукометричних базах Citefactor, CNKI Scholar, CrossRef, DOAJ, EBSCO, ERIH PLUS, Gale/Cengage, Google Scholar, Index Copernicus, Ulrich's Periodicals Directory, Universal Impact Factor, WorldCat та ін.

4. Скалозубов В. І., **Верінов О. М.**, Канівець А. В., Кочнєва В. Ю., Бундєв Д. С., Хайо Х. Ризик-орієнтований метод оптимізації стратегії планового

ремонту за технічним станом систем, важливих для безпеки ядерних енергоустановок. *Ядерна енергетика та довкілля*. 2023. № 3(28). С. 10 – 15. doi.org/10.31717/2311-8253.23.3.2 Фахове видання, включено до категорії «Б» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах Index Copernicus, Google Scholar, INIS, ResearchBib.

5. Кондратюк В. А., Письменний Є. М., **Верінов О. М.**, Філатов В. І., Остапенко А. І. Підвищення безпеки ядерної енергетики з урахуванням уроків важких аварій. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2022. № 3. С. 76 – 81. [https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3\(95\).08](https://doi.org/10.32918/nrs.2022.3(95).08) Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS, UGC CARE.

6. **Верінов О. М.** Планування технічного обслуговування систем атомних електростанцій : монографія. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2022. 200 с. ISBN 978-620-4-74932-7 Рекомендовано рішеннями Вченої ради Інституту енергетики Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 2 від 14.10.2022 р.) та Вченої ради Національного університету «Одеська політехніка» (протокол № 5 від 11.11.2022 р.)

7. Skalozubov V. I., **Vierinov A. M.**, Kosenko S. I., Alali M., Kochnyeva V. Yu. Risk-Informed Method for Predicting the Operation Life Extension Period of Active Safety Systems at Nuclear Power Plants. *Problems of Atomic Science and Technology*. 2022. No. 2. P. 73 – 75. <https://doi.org/10.46813/2022-138-073> Фахове видання, включено до категорії «А» Переліку наукових фахових видань України, індексується у міжнародних наукометричних базах SCOPUS та Web of Science.

Наукові праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:

8. Скалозубов В., Дорож О., Бундєв Д., **Верінов О.**, Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ремонт та наладка АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2024. 102 с.

9. Скалозубов В., Дорож О., Кочнева В., **Верінов О.**, Вербило І., Канівець А., Хайо Х. Ядерна безпека та надійність АЕС : конспект лекцій. Одеська політехніка, 2023. 391 с.

Публікації, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

10. **Верінов О.**, Канівець А., Вербило І. Оптимізація періодичності планових ремонтів активних систем безпеки ядерних енергоустановок. *IX International Scientific and Practical Conference «Promising Ways of Information Technology Development»*: Abstracts. (Bilbao, Spain, November 13 – 15, 2023). P. 360 – 364. ISBN 9-789-46485-378-0

11. **Верінов О.**, Канівець А., Вербило І. Оптимізація планових ремонтів обладнання ядерних енергоустановок. *VIII International Scientific and Practical Conference «Modern Technologies of Human Development»*: Abstracts. (Bordeaux, France, November 06 – 08, 2023). P. 308 – 314. ISBN 9-789-46485-377-3

12. **Vierinov O.**, Kanivets A., Hayo H. Optimization of Metal Control Frequency of Safety Related Systems of Nuclear Power Plants. *VII International Scientific and Practical Conference «Problematic Questions of Science and Problems of Development»*: Abstracts. (Berlin, Germany, October 30 – November 01, 2023). P. 315 – 319. ISBN 9-789-46485-372-8

13. Skalozubov V., Komarov Yu., **Verinov A.**, Kosenko S., Bundev D., Hayo H., Kochnyeva V. Probabilistic Reliability Analysis for Pumps of Safety Related Systems at Nuclear Power Plants. *ICST-ODESSA-2023: XI International Scientific Conference «Information-Management Systems and Technologies»*: Mater. (Odessa, Ukraine, September 21 – 23, 2023). P. 201-203. <http://icst-conf.com/main-eng.html>

14. Skalozubov V., Kondratiuk V., Bundev D., **Vierinov O.**, Kosenko S. Qualification Method for Accident Management Systems at AP1000 Nuclear Power Plant. *XXXIII International Scientific and Practical Conference «Trends in the development of science in the modern world»*: Proc. (Graz, Austria, August 23 – 26, 2022). P. 389 – 390. DOI 10.46299/ISG.2022.1.33

15. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Kosenko S., Alali M., Algerby R.K.A.

Qualification Method for Active Safety System Modernizations to Prevent Hydrodynamic Instability. *XXXI International Scientific and Practical Conference «Modern innovations and promising ways of development of culture and science»*: Proc. (Boston, USA, August 09 – 12, 2022). P. 242 – 243. DOI 10.46299/ISG.2022.1.31

16. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Pysmenny E. Current Directions and Approaches to Improving the Safety of Nuclear Power Engineering Taking into Account Lessons from Great Accidents (Review). *XXI International Scientific and Practical Conference «Actual priorities of modern science, education and practice»*: Proc. (Paris, France, May 31 – 03 June, 2022). P. 786 – 794. DOI 10.46299/ISG.2022.1.21

17. **Vierinov O.**, Kondratiuk V., Komarov Y., Kosenko S., Hayo H. Lessons from the Chernobyl Accident for the Modern Nuclear Power Industry Environmental Safety. *XX International Scientific and Practical Conference «Problems of science and practice, tasks and ways to solve them»*: Proc. (Warsaw, Poland, May 24 – 27, 2022). P. 760 – 768. DOI 10.46299/ISG.2022.1.20

18. Skalozubov V., **Vierinov O.**, Komarov Yu., Kosenko S., Kochnyeva V. Strategies for Scheduled Repairs and Tests of Active Safety Systems During the Post-Design Operation Life of NPPs. *XV International Scientific and Practical Conference «Multidisciplinary academic notes. Science research and practice»*: Proc., (Madrid, Spain, April 19 – 22, 2022). P. 600 – 601. DOI 10.46299/ISG.2022.1.15

ДОДАТОК Б. ДОВІДКА НАУКОВОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ДИСЕРТАЦІЇ

ДОВІДКА

наукового впровадження дисертаційної роботи

Верінова Олексія Миколайовича

“Методи та стратегії планування випробувань систем важливих для безпеки ядерних енергоустановок у післяпроектні строки експлуатації”

Результати дисертаційної роботи Верінова О.М. були впроваджені в звіті науково-дослідницької проекту між Національним університетом “Одеська політехніка” та Університетом Портсмут (Велика Британія) — субпроект (U20) “Аналіз безпеки ядерної енергетики України в екстремальних умовах експлуатації військового часу” (науковий керівник — професор кафедри атомних електростанцій д.т.н., проф. Скалозубов В.І.) в частині досвіду експлуатації ядерної енергетики України в екстремальних умовах військового часу.

Проректор за наукової та
науково-педагогічної роботи
проф., д.т.н.



Дмитро ДМИТРИШИН