

УДК 621.039

**Дослідження роботи пасивної частини системи аварійного розхолодження реактора
ВВЕР-1000**

Study of the operation of the passive part of the emergency cooling systems VVER-1000

**Исследование работы пассивной частины системы аварийного расхолаживания
реактора ВВЭР-1000**

Науковий керівник - кафедра атомних електричних станцій; професор, доктор технічних наук – Дубковській В. О., магістр – Федько М. С.

Научный руководитель – кафедра атомных электрических станций; профессор, доктор технических наук – Дубковский В. А., магистр – Федько М. С.

Scientific Supervisor - Department of Nuclear Power Plants; Professor, Doctor of Technical Sciences - Dubkovsky V. A., Master - Fedko M. S.

Анотація. Метою даної роботи буде розглянуто питання аналізу роботи САОЗ реактора в - 1000 в аварійних режимах.

Ключові слова: активна зона, водо-водяний енергетичний реактор, системи аварійного розхолодження реактора, парогенератор, БРУ-А

Аннотация. Целью данной работы будет рассмотрен вопрос анализа работы САОЗ реактора в - 1000 в аварийных режимах.

Ключевые слова: активная зона, водо-водяной энергетический реактор, системы аварийного расхолаживания реактора, парогенератор, БРУ-А

Annotation. The purpose of this work is to consider the issue of analyzing the operation of the V - 1000 reactor in emergency modes.

Keywords: core, water-to-water power reactor, emergency cooling systems of the Reactor, steam generator, Bru-a

Вступ

Атомна енергетика, що бурхливо розвивалася до 1986 року, була поставлена у важкі умови після аварії на Чорнобильській АЕС. У травні 1987 року було оголошено про зупинку будівництва 2 нових блоків Чорнобильської АЕС. Потім у листопаді під натиском громадськості було анульовано замовлення на Одеську АЕС. У жовтні 1989 року було змінено призначення 2 реакторів Кримської АЕС, готових до введення в експлуатацію. Тепер ці реактори використовуються як Тренажери, і ніколи не будуть виробляти електроенергію. У серпні 1990 року Верховна Рада України проголосила мораторій на спорудження та введення в експлуатацію нових атомних енергоблоків. В результаті чого нові енергоблоки Хмельницької та Запорізької АЕС, пуск яких планувався на 1990 рік, були заморожені до 1995 року. Після скасування Верховною Радою України мораторію стали вирішуватися питання щодо відновлення та реконструкції недобудованих енергоблоків, які простояли більше чотирьох років. За попередніми оцінками готовність блоків до введення в експлуатацію становить понад 90%, внаслідок чого роком пуску енергоблоків названо 2004 рік, за умови достатнього фінансування. Спорудження і введення необхідні, перш за все, для компенсації потужностей відпрацьованих свій ресурс енергоблоків або заміни блоків, що не задовольняють нинішнім вимогам безпеки. Пріоритетним завданням на АЕС є забезпечення безпеки діючого енергоблоку з

реактором ВВЕР-1000. Одним із шляхів підвищення безпеки та ефективності роботи діючих блоків є модернізація та удосконалення працюючого обладнання.

Заходи безпеки

При ущільненому 1 контурі перед включенням в роботу каналів САОЗ (активна частина) в режим планового розхолодження розібрати електричні схеми силового живлення електродвигунів приводів засувок (3) в закритому положенні. Складання електричного живлення засувок закрити на замки. Приводи засувок перевести в режим ручного управління. Штурвали приводів засувок взяти на ланцюги і замкнути на замки. На штурвали приводів і ключі управління на БЩУ вивісити попереджувальні плакати "не відкривати - загрожує аварією". При неможливості виконання вищевказаних вимог, скинути тиск в ГЕ САОЗ до менше 10 кгс / см². При проведенні огляду або ремонтних робіт всередині ГЕ САОЗ необхідно провести ретельну вентиляцію гідроємності, що забезпечує безпечне проведення робіт, розібрати електросхеми ТЕН ГЕ САОЗ.

Обладнання та трубопроводи повинні бути відключені:

- при виявленні тріщин або свищів в основному металі і зварних з'єднаннях обладнання і трубопроводів;
- при руйнуванні опор і підвісок;
- при підвищенні тиску понад робочого більш ніж на 15% і подальшому його підвищенні, незважаючи на дотримання всіх вимог, зазначених в інструкції;
- при несправності 50% запобіжних пристроїв;
- при несправності всіх пристроїв вимірювання тиску або рівня.

Експлуатація системи в режимі використання за прямим призначенням

При аварійній ситуації і зниженні тиску в I контурі нижче тиску в ГЕ САОЗ необхідно контролювати:

- відкриття зворотних клапанів (4) по сигналізації положення клапанів на мнемосхемі БЩУ (РЩУ);
- зниження тиску і рівня в гідроємності (1), закриття засувок (4) при зниженні рівня до 120 см і після їх закриття стабілізацію рівня і тиску в ГЕ САОЗ;
- відкриття вентилі (6);
- відключення ТЕН ГЕ САОЗ при зниженні рівня в ГЕ САОЗ менше 400 см.

Кінцевий стан обладнання системи САОЗ низького тиску:

- тиск в гідроємності (1) близько 10 кгс / см²;
- рівень в гідроємності (1) не менше 120 см;
- закриті швидкодіючі запірні засувки і відкриті зворотні клапани.

3.2. Опис системи і характеристика обладнання САОЗ низького тиску

Призначення системи

САОЗ (активна частина) низького тиску призначена для:

- аварійного розхолодження активної зони реактора і подальшого тривалого відведення залишкових тепловиділень від активної зони при аваріях, пов'язаних з розущільненням контуру, включаючи обрив трубопроводу головного циркуляційного контуру (ГЦТ) Ду 850 повним перетином з безперешкодним двостороннім закінченням теплоносія (режим аварійного охолодження активної зони);

- планового розхолодження I контуру під час зупинки реакторної установки і відведення залишкових тепловиділень активної зони при проведенні перевантаження активної зони (режим планового розхолодження I контуру і відведення залишкових тепловиділень активної зони при ППР і/або перевантаження активної зони);

- відведення залишкових тепловиділень активної зони при проведенні ремонтних робіт на обладнанні I контуру і системах безпеки, пов'язаних з необхідністю зниження рівня теплоносія в реакторі нижче осі "гарячих" патрубків (відмітка 25,70 м) і до осі "холодних" патрубків ГЦК (відмітка 23,90 м.) (режим відведення залишкових тепловиділень активної зони при зворотній циркуляції теплоносія I контуру).

Опис аварії.

Розуцільнення кришки колектора парогенератора, однією з причин якого може послужити корозія шпильок кріплення кришки в результаті порушення норм водно-хімічного режиму другого контуру, призводить до течі з першого контуру в другій.

Тиск в першому контурі різко знижується, що тягне за собою спрацьовування аварійної захист реактора. Відбувається автоматичний запуск насосів САОЗ високого тиску.

Потужність реактора падає, в результаті чого знижується тиск в неаварійних парогенераторах. Рівень води в пошкодженому парогенераторі зростає. По високому рівню котлової води закривається стопорний клапан турбогенератора, відповідний аварійному парогенератору. Розбаланс підводиться і знімається з турбогенератора потужностей, а також, можливо, перехідні процеси в електричних ланцюгах призводять (з великою ймовірністю) до закриття всіх залишилися стопорних клапанів, відключення турбогенераторів від мережі і, в кінцевому підсумку, до знеструмлення станції.

Заборона на відкриття БРУ-К за фактом знеструмлення і непрацездатність конденсатно-живильної системи призводить до неможливості розхолодження реакторної установки через другий контур через зриву вакууму в технологічному конденсаторі і подачі живильної води в парогенератори.

Тепловідвід від першого контуру призводить до підвищення тиску в парогенераторах і відкриття БРУ-а всіх парогенераторів. Через БРУ-а аварійного ПГ відбувається викид радіоактивного теплоносія першого контуру в навколишнє середовище. Тиск в парогенераторах знижується до уставки закриття БРУ-а.у той же час теплоносій першого контуру, що надходить через текти в аварійний парогенератор, заливає сепаратор ПГ. Утворена пароводяна суміш закінчується через відповідний БРУ-а.в результаті вищевикладеного можливий механічний відмова БРУ-а на закриття.

Подальше падіння тиску в першому контурі і запуск аварійних дизель - генераторів приводить в дію режим роботи систем аварійного охолодження на першій контур. Втрата в текти теплоносія першого контуру і аварійного запасу розчину бору, що подається в перший контур насосами САОЗ ВД, потім насосами САОЗ НД, може привести до вичерпання доступного запасу борного концентрату в Баку-прямку ГА-201, що в підсумку призведе до оголення активної зони, перевищення допустимої температури твелів і їх розплавлення. У зв'язку з вищевказаним необхідно визначити розмір можливого максимального викиду середовища з першого контуру через пошкоджений ПГ і відповідний БРУ-а в навколишнє середовище.

Результати аналізу.

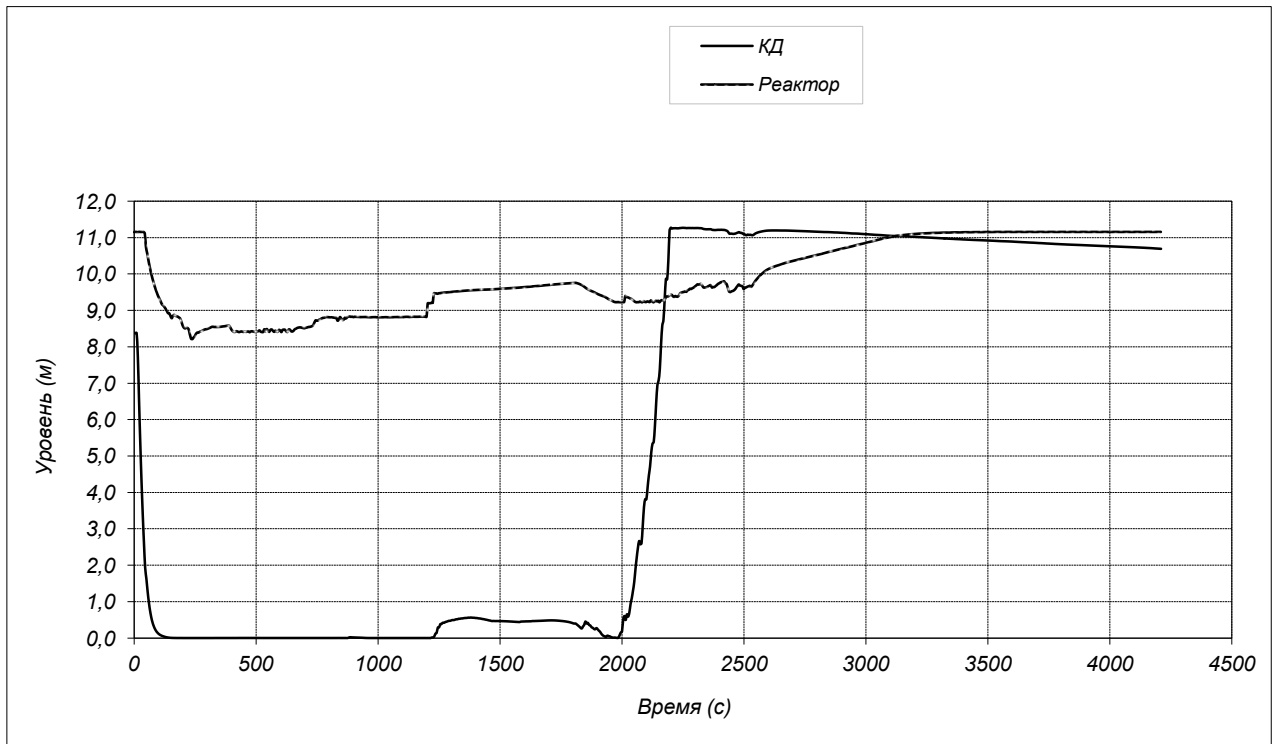
У таблиці 1 представлена хронологічна послідовність розвитку процесу для даної вихідної події аварії.

На графіках 1-13 представлені результати аналізу перехідного процесу аварії, пов'язаного з розуцільненням кришки колектора парогенератора, відмовою в закритому стані БРУ-а аварійного ПГ і знеструмленням енергоблоку. Знеструмлення енергоблоку в момент спрацьовування аварійного захисту за технологічними параметрами ру призводить до найбільш важкої ситуації з точки зору зміни теплофізичних параметрів по першому і другому контурах і роботи ПГУ ПГ.

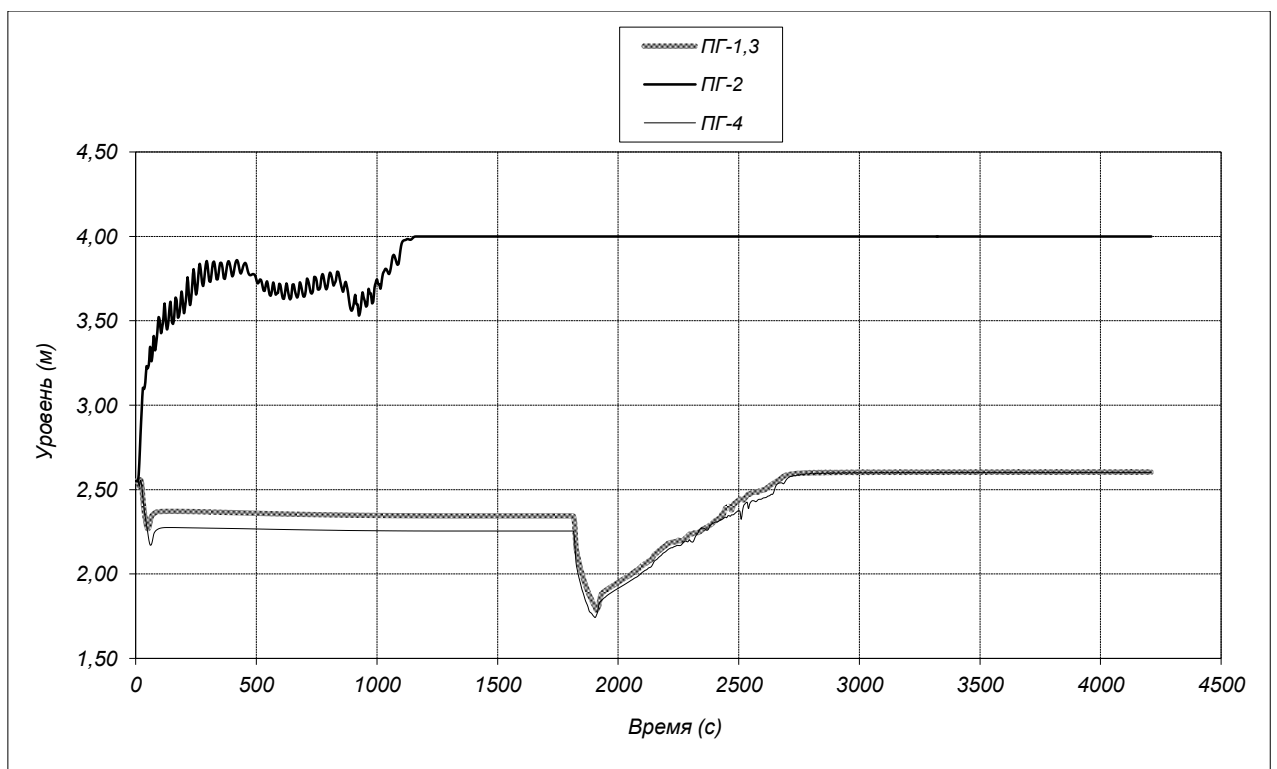
Таблиця 1 Хронологічна послідовність розвитку аварії

№ п/п	Время с	Наименование события
1	2	3
1	0	Открытие течи из отверстия эквивалентным диаметром 100мм в ПГ-2. Снижение давления в первом контуре и повышение давления и уровня котловой воды в ПГ-2.
2	4,0	Потеря внешнего энергоснабжения. Закрытие СК ТГ. Начало выбега ГЦН. Рост давления в неаварийных ПГ-1,3,4. Ступенчатый запуск механизмов систем безопасности.
3	6,0	Начало открытия БРУ-А неаварийных ПГ-1,3,4. Срабатывание АЗ по факту отключения двух ГЦН из 4-х работающих при мощности реактора более 75 % $N_{ном}$.
4	10	Начало открытия ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
5	32	Начало подачи борного раствора насосами САОЗ ВД в первый контур. Давление в первом контуре менее 10,8МПа.
6	37	Закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
7	47	Закрытие БРУ-А неаварийных ПГ-1,3.
8	60	Закрытие БРУ-А неаварийного ПГ-4 (петля ГЦТ с КД).
9	68-91	Второе открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
10	100-105	Стабилизация давления в неаварийных ПГ-1,3,4 на уровне 6,8-6,9 МПа. Закрытие БЗОК на паропроводе аварийного ПГ-2.
11	120	Опорожнение КД. Минимальное давление в первом контуре 7,35МПа.
12	130	Начало повторного заполнения КД. Рост давления в первом контуре и аварийном ПГ-2.
13	220-240	Третье открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
14	270	Полное заполнение аварийного ПГ-2 теплоносителем первого контура.
15	325-345	Четвертое открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
16	430-450	Пятое открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
17	510-530	Шестое открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
18	560-580	Седьмое открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
19	600-620	Восьмое открытие и закрытие ИПУ (К) аварийного ПГ-2.
20	650-1790	Стабилизация теплофизических параметров по первому и второму контурам. Срабатывание ИПУ (К) аварийного ПГ-2 с периодом один раз в 36 с (общее число циклов -32). Колебания давления первого контура в интервале 8,0-8,3 МПа, давления в аварийном ПГ-2 в интервале 6,7-8,2 МПа, уровня в КД в интервале 1,70 ± 0,15 м.
22	1800-2750	Нагрев теплоносителя первого контура. Повышение давления по первому контуру и в аварийном ПГ-2. Срабатывание ИПУ (К) аварийного ПГ-2 с периодом один раз в 200 с (четыре цикла).
23	2750-3975	Срабатывание БРУ-А неаварийных ПГ-1,3,4. Последние циклы срабатывания ИПУ(К) аварийного ПГ-2 (два цикла). Начало отвода тепла от активной зоны реактора с использованием БРУ-А неаварийных ПГ-1,3,4.
24	3980-4475	Срабатывание БРУ-А неаварийных ПГ-1,3,4. Стабилизация

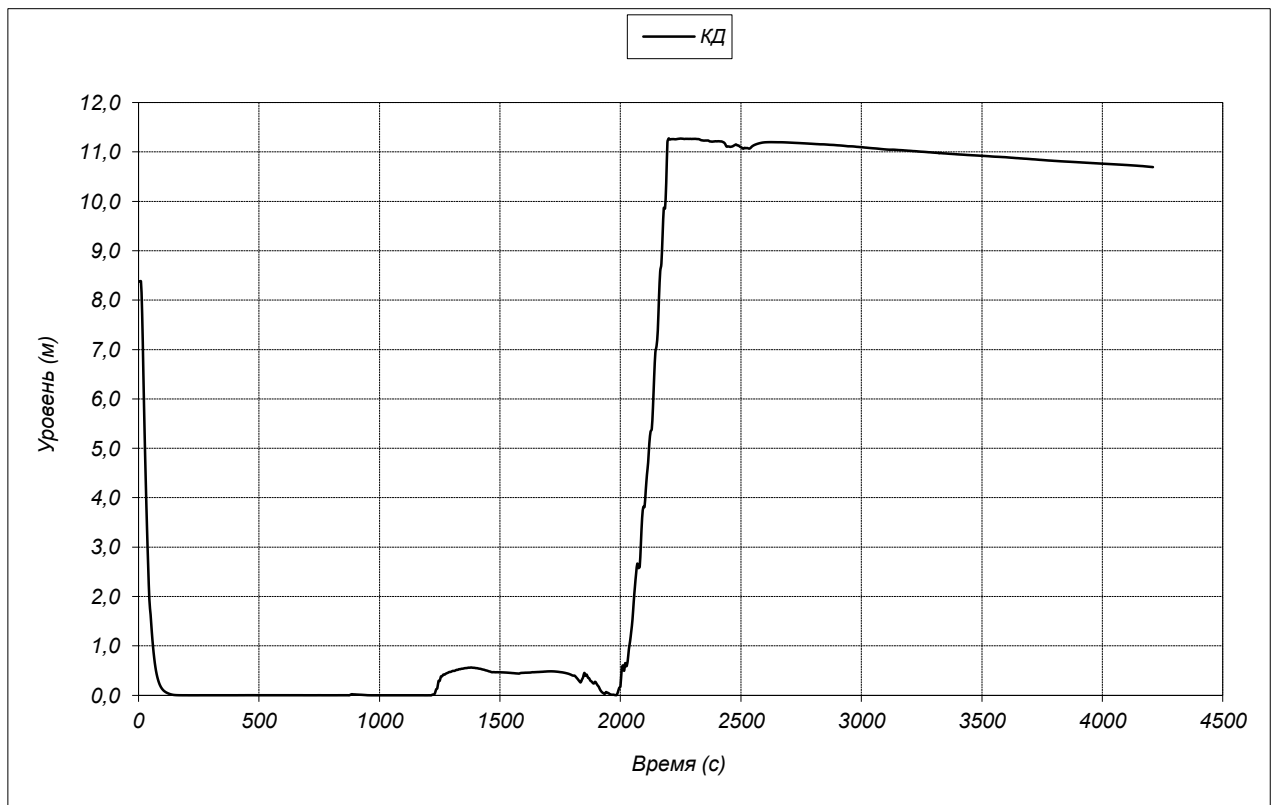
		теплофизических параметров по первому и второму контурам. Стабилизация давления в аварийном ПГ-2 на уровне 7,5 МПа, в неаварийных ПГ-1,3,4 на уровне 6,67 МПа.
--	--	--



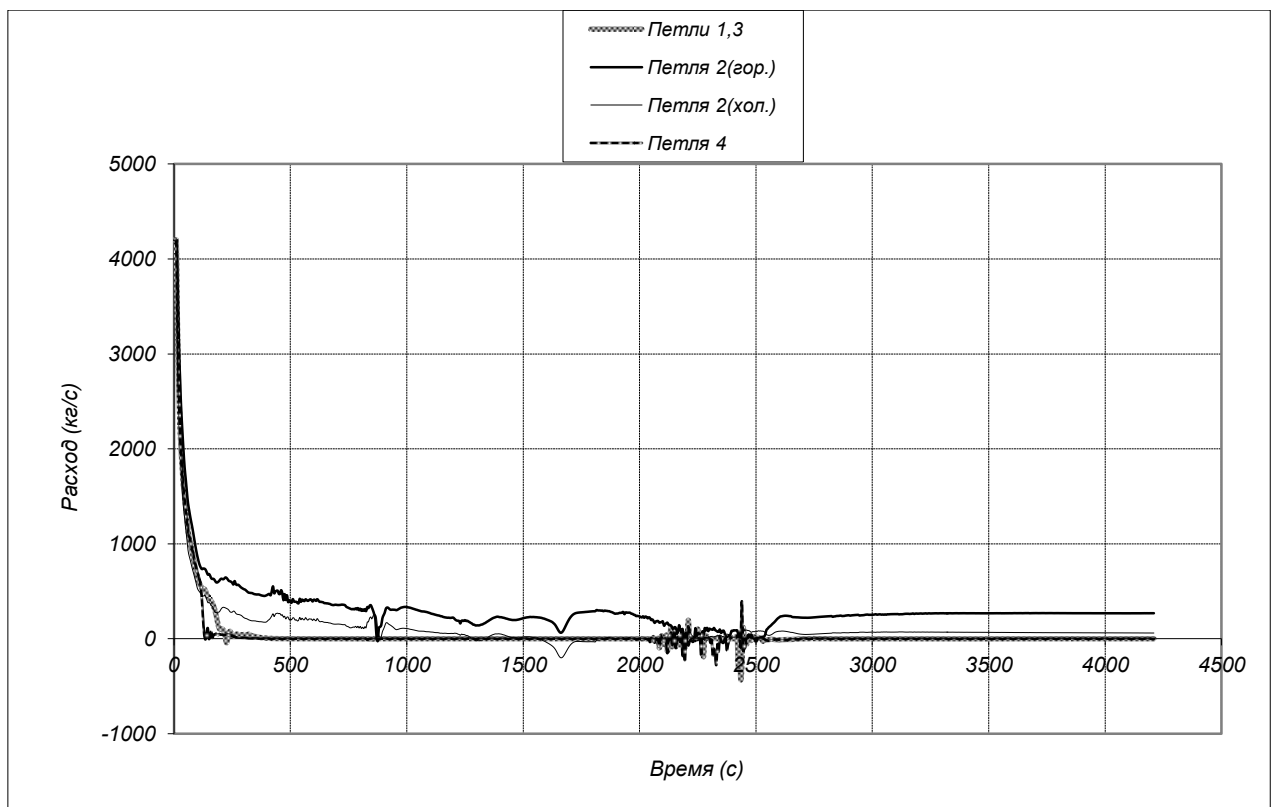
Графік 1 рівні теплоносія першого контуру



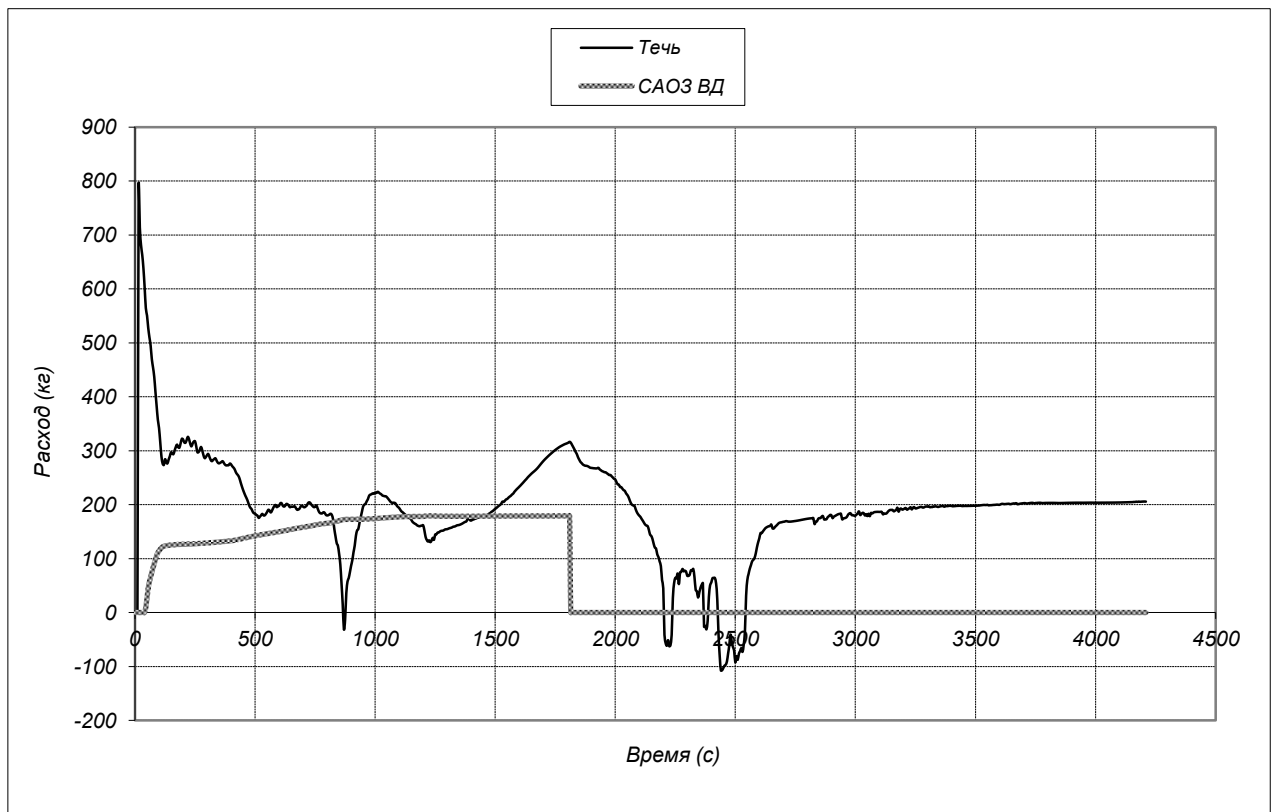
Графік 2 рівні котлової води в ПГ



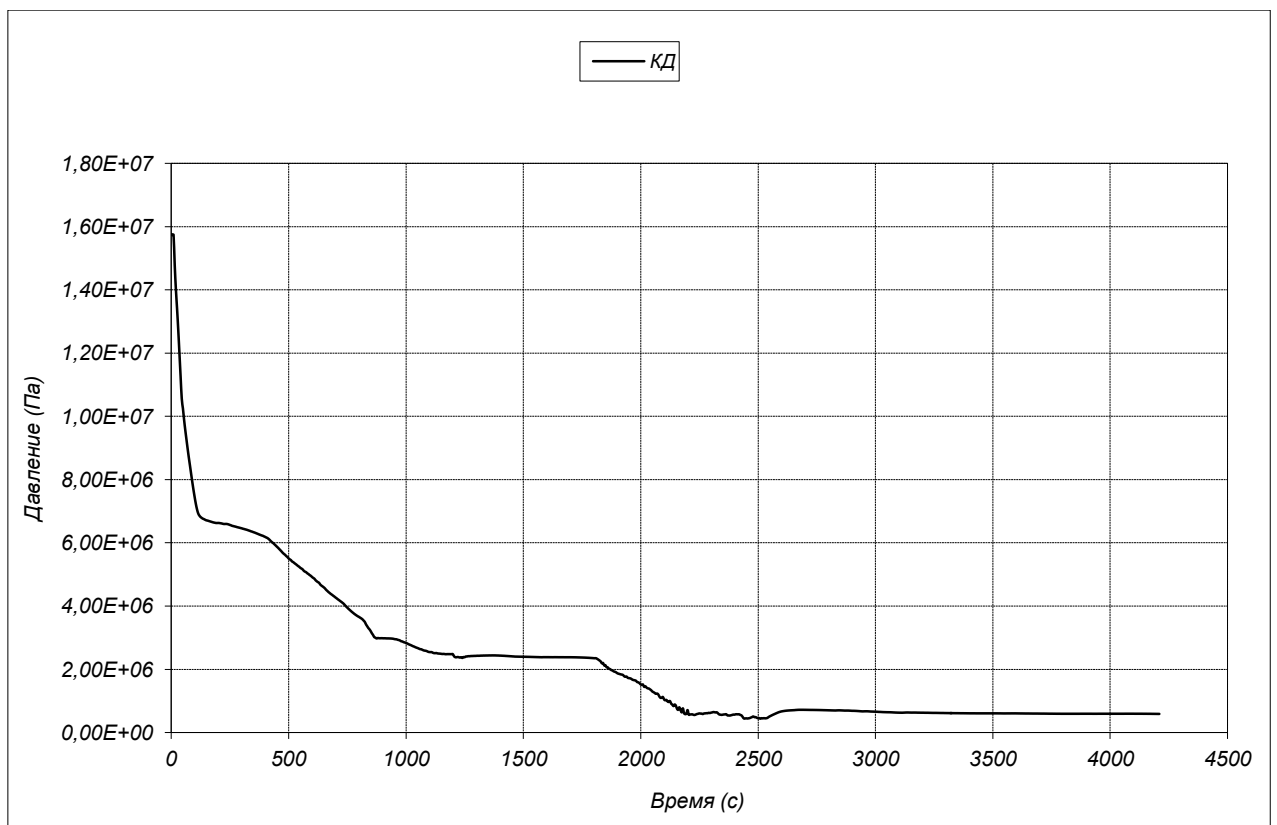
Графік 3 Рівні теплоносія в КД.



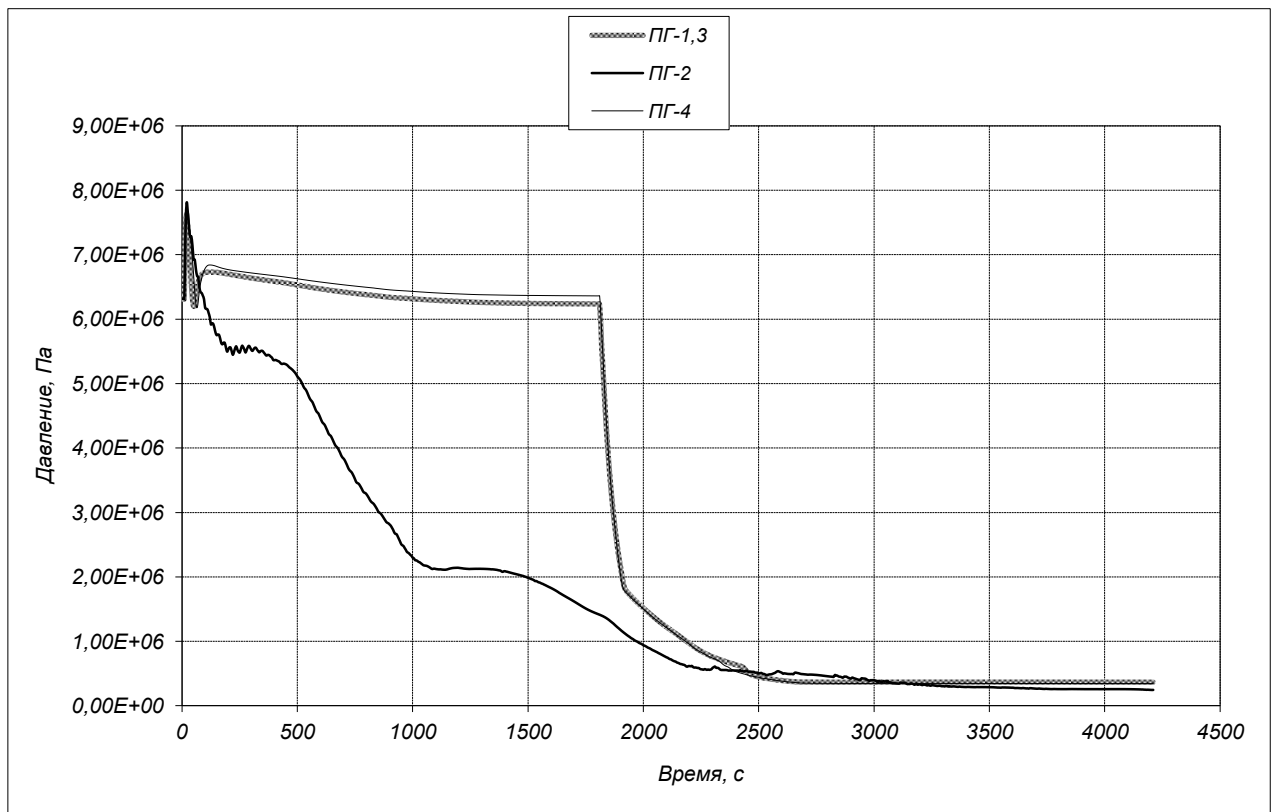
Графік 4 Витрата т / н 1-го контуру в петлях



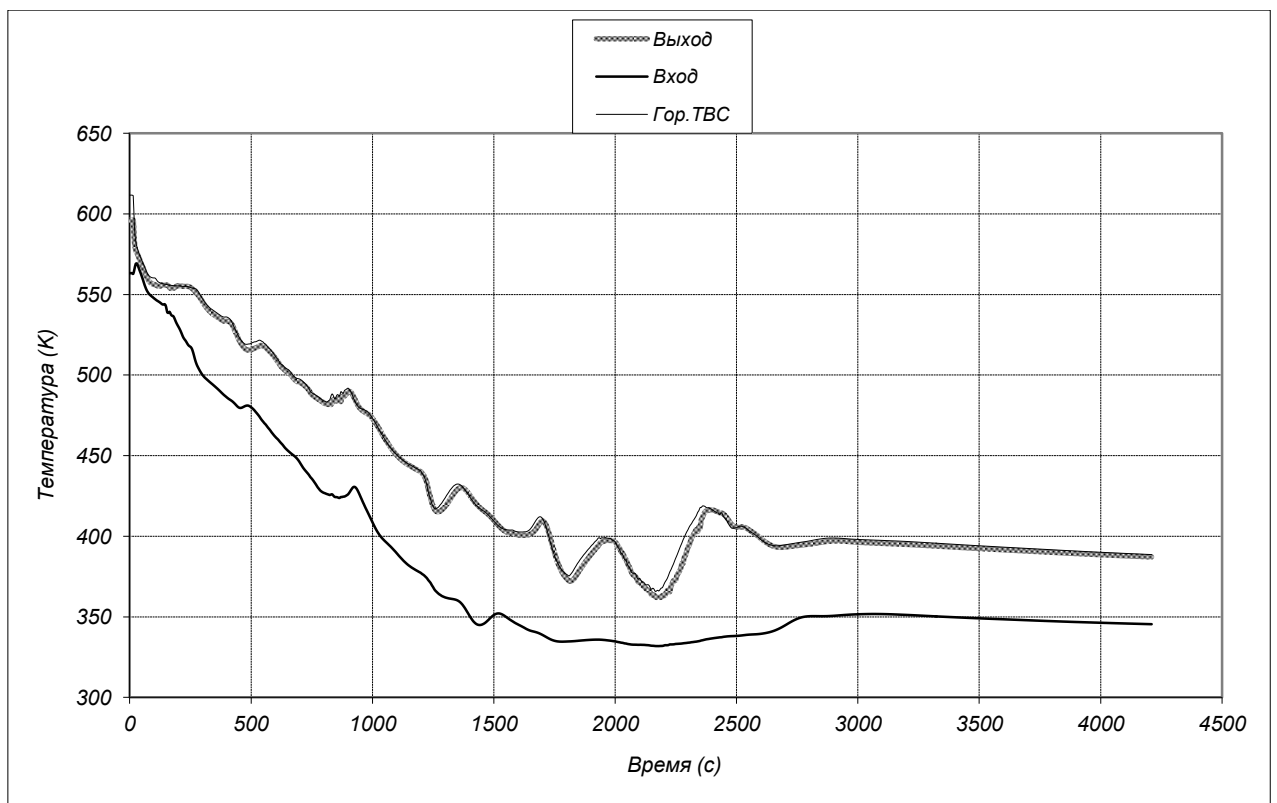
Графік 5 Баланс мас теплоносія 1-го контуру



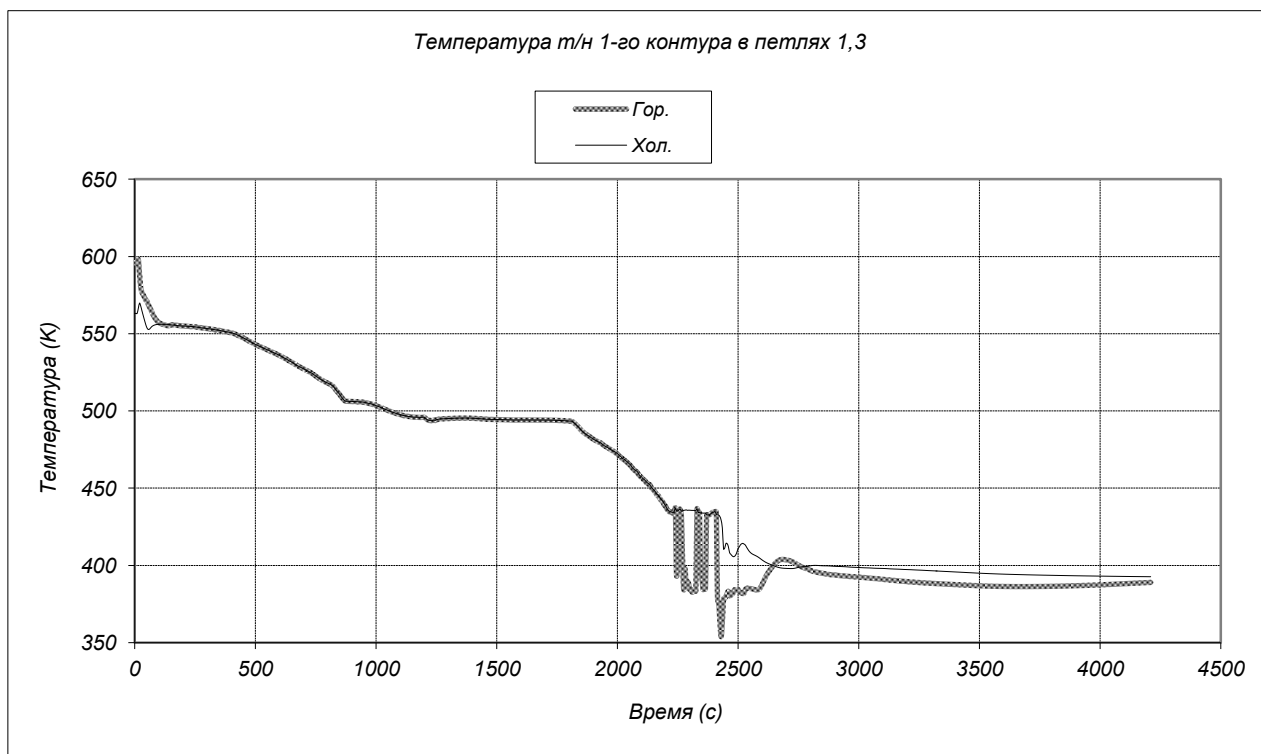
Графік 6 Тиск в першому контурі



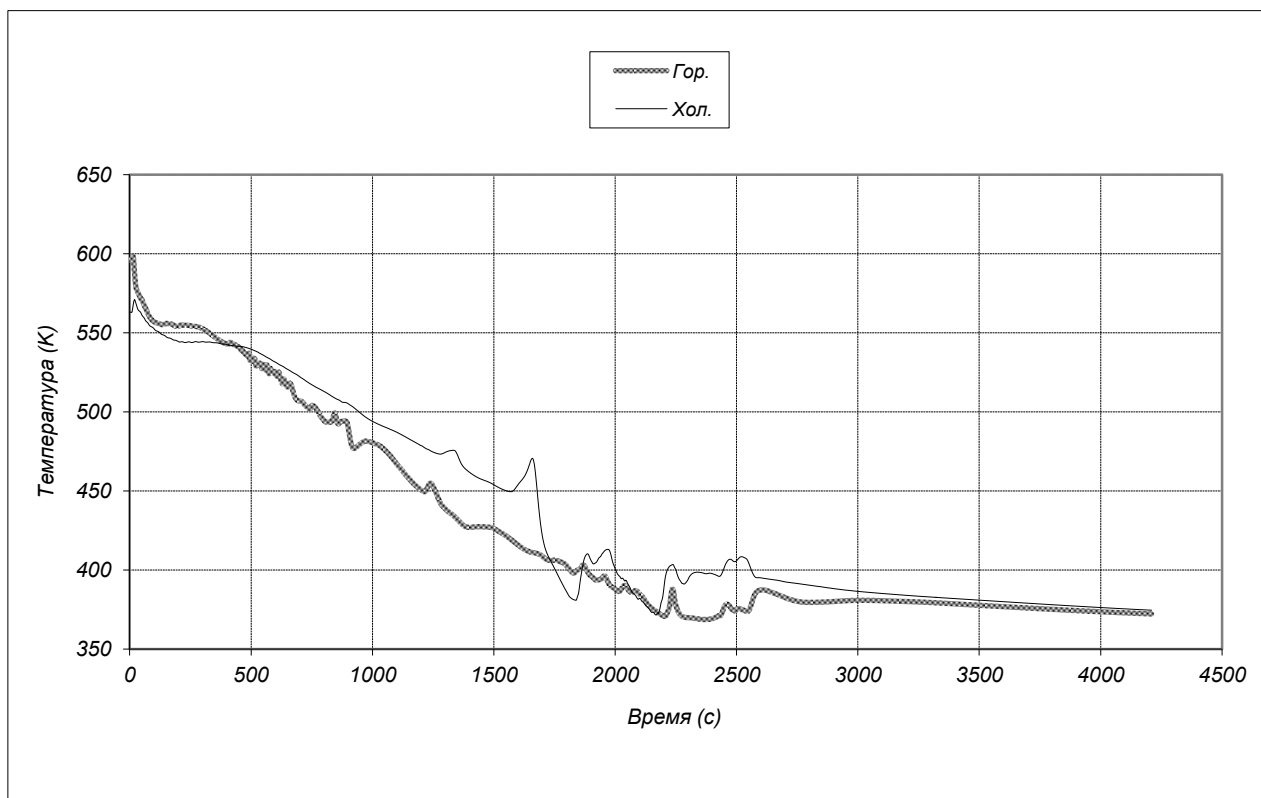
Графік 7 Тиск в ПГ по другому контуру



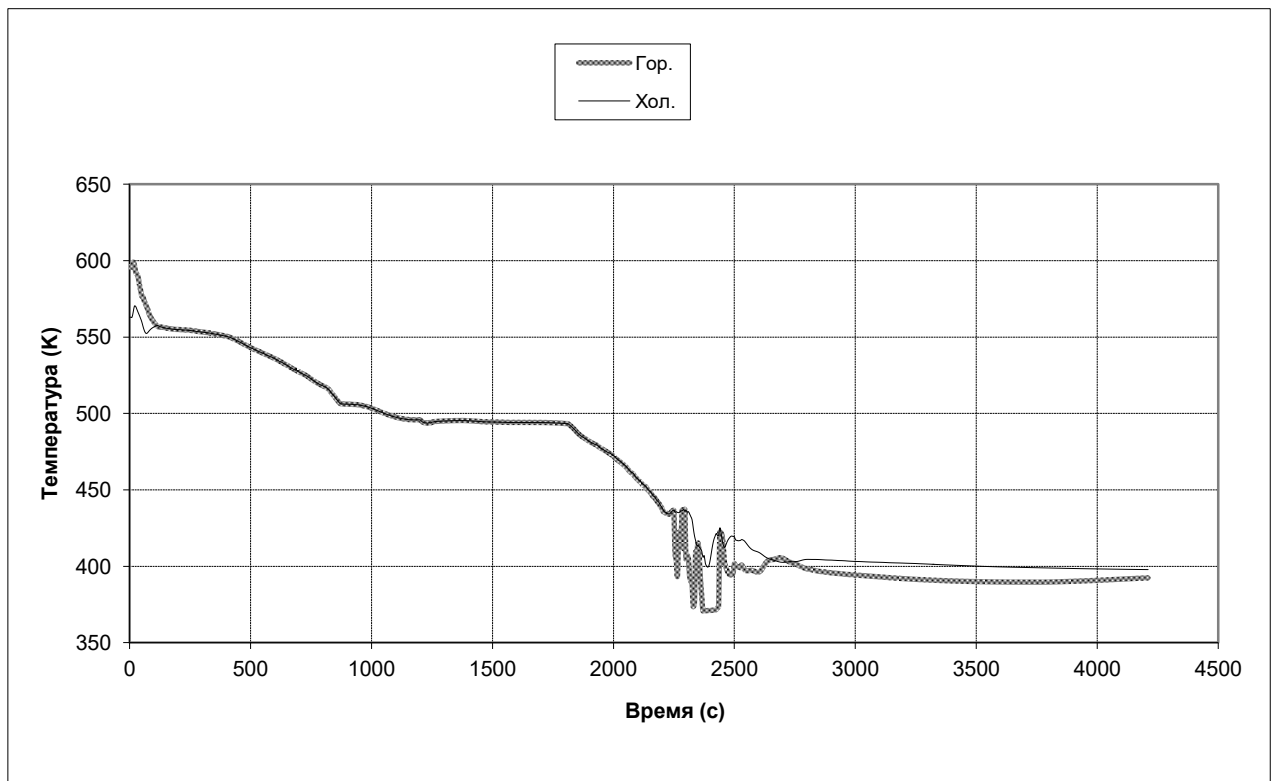
Графік 8 Температура т / н в активній зоні



Графік 9 Температура т/н 1-го контуру в петлях 1,3.



Графік 10 Температура т / н 1-го контуру в петлі 2



Графік 11 Температура т / н 1-го контуру в петлі 4 (з КД)

В результаті закінчення теплоносія з першого контуру в другій через разуцлотненную кришку колектора аварійного ПГ-2 відбувається різке зниження тиску в першому контурі і різке підвищення тиск і рівня котлової води в аварійному ПГ-2. В результаті втрати зовнішнього енергопостачання електродвигуни ГЦН відключаються і ГЦН працюють в режимі вибігу. Спрацьовування АЗ відбувається на 6с за фактом відключення двох ГЦН з 4-х працюючих при потужності реактора більше 75% $N_{ном}$. Останов ГЦН і закриття СК ТГ призводить до зростання тиску в неаварійних ПГ-1,3,4 до уставки спрацьовування БРУ-а - 6,67 МПа.

За сигналом знеструмлення енергоблоку відбувається запуск механізмів систем безпеки від джерел надійного живлення (дизель-генераторів). Потужність реактора зменшується до рівня залишкових тепловиділень . Так як в аналізі прийнята відмова на відкриття БРУ-а аварійного ПГ-2, то до 10С розвитку процесу відбувається перше спрацьовування контрольного ПУ ПГ-2. Тиск в неаварійних ПГ-1,3,4 підтримується роботою БРУ-а .

При тиску в першому контурі 10,8 МПа насоси САОЗ ВД починають подавати розчин бору з температурою 60оС. В аналізах враховується робота трьох насосів САОЗ ВД. Максимальна витрата теплоносія першого контуру в текти становить 850 кг / сек в момент заповнення аварійного ПГ-2.

Після 100С розвитку процесу відбувається стабілізація тиску в неаварійних ПГ-1,3,4 на рівні 6,8-6,9 МПа. Тиск в першому контурі знижується нижче 7,84 МПа, що дозволяє оператору закрити БЗОК аварійного ПГ-2. Мінімальний тиск в першому контурі 7,35 МПа досягається на 120 С. За рахунок функціонування насосів САОЗ ВД відбувається компенсація втрати теплоносія першого контуру в текти, заповнення КД, що призводить до зростання тиску в першому контурі і аварійному ПГ-2.

Тиск в аварійному ПГ-2 підтримується роботою контрольного ПУ. На 270 С відбувається повне заповнення аварійного ПГ-2. У наступних спрацьовуваннях ПУ (К) ПГ-2 працює на закипає воді.

Починаючи з 650 з розвитку процесу відбувається стабілізація теплофізичних параметрів по першому і другому контурах. Тиск в першому контурі і аварійному ПГ-2 підтримується циклічною роботою ПУ (К). Дебаланс теплоносія по першому контуру компенсується роботою трьох насосів САОЗ ВД.

Коливання тиску в першому контурі відбуваються в інтервалі 8,0-8,3 МПа, а в аварійному ПГ-2 в інтервалі 6,7-8,2 МПа.

Активна зона реактора надійно охолоджується розчином борної кислоти, що подається насосами САОЗ ВД.

При цьому подача кожного з насосів САОЗ ВД становить 35,0 кг/сек. Спрацьовування ПУ (К) аварійного ПГ-2 з періодом один раз в 36 с підтримує рівень теплоносія в КД в інтервалі 1,70 ± 0,15 м.

Режим відведення тепла від РУ, здійснюваний роботою насосів САОЗ ВД і періодичною роботою ПУ (К) ПГ-2, визначається аварійним запасом розчину бору в Баку-прямку (ГА-201). Однак через 30 хв після початку аварії оператор може управляти процесом розвитку аварії, а саме повинен відключити насоси САОЗ ВД. В аналізах враховується таке відключення насосів САОЗ ВД на 1800 С.

За час роботи насосів САОЗ ВД теплоносій першого контуру був охолоджений до температури 520 к.після відключення насосів САОЗ ВД відбувається розігрів теплоносія першого контуру, що призводить до підвищення тиску в першому контурі і в аварійному ПГ-2 до уставки спрацьовування ПУ (К). Процес має циклічний характер, до моменту підвищення тиску в неаварійних ПГ-1,3,4 до уставки спрацьовування БРУ-а - 7,16 МПа.

На 4475 с відбувається стабілізація теплофізичних параметрів по першому і другому контурах. Відведення тепла від активної зони реактора здійснюється скиданням пари через БРУ-а НЕАВАРІЙНИХ ПГ. Підживлення НЕАВАРІЙНИХ ПГ - 1,3,4 здійснюється насосами подачі аварійної живильної води (Апен) в ПГ з баків запасу хімобессоленної води, загальним об'ємом 1500 м3. Таке розхолодження РУ не призводить до спрацьовування ПУ аварійного ПГ-2.

В результаті проведеного аналізу було отримано, що в усьому часовому діапазоні розвитку перехідного процесу забезпечується надійне охолодження активної зони реактора і не відбувається додаткової (непроектної) розгерметизації оболонок ТВЕЛ, що підтверджується виконанням приймальних критеріїв. У порівняльній таблиці 3.6 наведені приймальні критерії до результатів аналізу.

Таблиця 2 Порівняльна таблиця приймальних критеріїв і результатів аналізу.

№ п/п	Наименование приемочного критерия	Величина приемочного критерия	Величина по результатам анализа
1	2	3	4
1	Коэффициент запаса до кризиса теплообмена	не менее 1,5	не менее 3,0
2	Температура топлива, К	не более 2975	2000*
3	Давление по первому контуру, МПа	не более 20,3	15,9*
4	Давление в парогенераторе, МПа	не более 9,0	8,2
5	Температура оболочки ТВЭЛ, К	не более 1473	633

6	Температура повторной критичности для рассматриваемой активной зоны, К	не менее 453	520
---	--	--------------	-----

Максимальне значення параметра дано при роботі РУ на потужності 103,5% Nном.
В аналізах використовувалися такі основні характеристики ППУ ПГ:

тиск відкриття / закриття контрольного ППУ ПГ, МПа.....8,2/6,9;
тиск відкриття / закриття робочого ППУ ПГ, МПа.....8,4/7,1;
пропускна здатність по пару ППУ ПГ, кг / с.....222.

В результаті аналізів були отримані наступні цикли спрацьовування контрольного ППУ аварійного ПГ з урахуванням відключення насосів САОЗ ВД через 30 хв після початку вихідної події:

- 3 циклу на насиченому парі;
- 45 циклів на закипаючій воді (після заповнення аварійного ПГ).

Максимальна пропускна здатність ППУ ПГ по закипає воді повинно бути не менше 750 кг/с при щільності середовища 780 кг/м³.

Висновок

Результати аналізу показали, що САОЗ повністю задовольняє існуючим вимогам, що пред'являються до систем аварійного охолодження активної зони реактора типу ВВЕР-1000.В даному проекті проведений економічний розрахунок, - розрахована собівартість проведених робіт з аналізу роботи САОЗ а аварійних режимах

Використані джерела

1. Гребенник В. Н. , Кухаркин Н.Е. , Пономарев-Степной Н.Н. Высокотемпературные газоохлаждаемые реакторы – инновационное направление развития атомной энергетики. – Москва, Энергоатомиздат. -2008. -136 с.
2. Бедениг Д. Газоохлаждаемые высокотемпературные реакторы / Пер. с нем. Гурьева. - М.: Атомиздат, 1975. – 223 с.
3. В. А. Дубковский Рациональные процессы, циклы и схемы энергоустановок – Одесса. Наука и техника, 2003. – 224 с.
4. В. А. Дубковский Энерготехнологическое использование нетрадиционных и атомных энергоустановок. Дисс. на соискание уч. степ. докт. техн. наук. -1998.- 336 с.
5. Корчевой Ю. П., Майстренко А. Ю. Разработка чистых энергосберегающих технологий сжигания и газификации твердых топлив для энергетики.// Проблемы энергосбережения. – 1995. - №4-6. – С. 88-91.
6. Shulten R., Kugeler M. Design consideration on high temperature reactors for procesis heat application.// Gas – cooled reactors with emghasis on advanced systems. Vienna, 1976. –V.2.- P. 299-318.
7. Столяревский А. Я Аккумуляирование вторичной энергии. Атомно-водородная энергетика и технология. – М., 1982. – Вып.4. –С. 60-125.

Дубковський В`ячеслав Олександрович, dubkovskyy.v@opu.ua
Дубковский Вячеслав Александрович,
Dubkovsky Vyacheslav,
Федько Максим Сергійович,
Федько Максим Сергеевич
Fedko Maxim