

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	
ВСТУП.....	
1 ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ.....	
1.1 Призначення і склад системи компенсації тиску.....	
1.2 Компенсатор тиску.....	
1.3 Постановка задачі	
2 МОДЕЛЮВАННЯ АВТОМАТИЧНОЇ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ В КОМПЕНСАТОРІ ТИСКУ.....	
2.1 Автоматичне регулювання в компенсаторі тиску.....	
2.2 Математичний опис компенсатора тиску по рівню води.....	
2.3 Математичний опис компенсатора тиску по тиску.....	
3 РОЗРАХУНОК І ВИБІР РЕГУЛЮЮЧОГО ОРГАНУ.....	
3.1 Розрахунок регулюючого органу для регулювання витрати живильної води в КТ.....	
3.2 Вибір регулюючого органу.....	
4 СИНТЕЗ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ.....	
4.1 Налаштування регулятора рівня в КТ за методикою Кона.....	
4.2 Моделювання замкнутої АСР рівня в компенсаторі тиску.....	
4.3 Налаштування регулятора тиску в КТ за методикою Кона.....	
4.4 Моделювання замкнутої АСР тиску в компенсаторі тиску.....	
5 ОПИС ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ РІВНЯ В КОМПЕНСАТОРІ ТИСКУ.....	
6 ВИБІР КОМПЛЕКСУ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ.....	
6.1 Дифманометр-рівнемір ДМЕУ-МП.....	

6.2 Зрівняльні судини.....	
6.3 Вторинний прилад типу КСД 3.....	
6.3 Термометр опору ТСП-1088.....	
6.4 Термоелектричний термометр типу ТХА-2076.....	
7 ПРИНЦИПИ ВИМІРЮВАННЯ ТА РЕГУЛЮВАННЯ РІВНЯ В	
КОМПЕНСАТОРІ	
8 МЕТРОЛОГІЧНИЙ РОЗРАХУНОК.....	
8.1 Розрахунок звужучого пристрою.....	
8.1.1 Визначення номінального перепаду тиску дифманометра.....	
8.1.2 Визначення параметрів сопла.....	
9 ОХОРОНА ПРАЦІ.....	
9.1 Стисла характеристика об'єкта дослідження з точки зору охорони	
праці.....	
9.1.1 Забезпечення безпеки роботи АЕС.....	
9.1.2 Протипожежний захист.....	
9.2 Виявлення та аналіз небезпечних та шкідливих виробничих	
факторів.....	
9.2.1 Виробничий шум.....	
9.2.2 Вібрація.....	
9.3 Мікроклімат виробничих приміщень.....	
9.3.1 Виробнича вентиляція.....	
9.3.2 Джерела штучного освітлення.....	
9.4 Розробка заходів, спрямованих на усунення або зниження	
шкідливого впливу виявлених факторів.....	
9.4.1 Методи і засоби захисту від шуму.....	
9.4.2 Захист від вібрацій.....	
9.4.3 Нормування мікроклімату.....	
9.4.4 Забезпечення пожежної безпеки.....	

9.5 Розрахунок системи захисного заземлення місцевого щита управління.....	
10 РОЗРАХУНОК ЕФЕКТИВНОСТІ ВІД МОДЕРНІЗАЦІЇ АСР.....	
10.1 Визначення капітальних вкладень.....	
10.2 Розрахунок річних експлуатаційних витрат.....	
10.2.1 Річні витрати на ЗП.....	
10.2.2 Амортизаційні нарахування.....	
10.2.3 Річні витрати на ремонт.....	
10.2.4 Витрати електроенергії на живлення.....	
10.2.5 Інші витрати.....	
10.3 Річна економія експлуатаційних витрат.....	
ВИСНОВКИ.....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
Додатки.....	

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ

АСР	– автоматична система регулювання
ББ	– барботажний бак
БЩУ	– блочний щит управління
ГЦК	– головний циркуляційний контур
ГЦН	– головний циркуляційний насос
ГЦТ	– головний циркуляційний трубопровід
ВВЕР	– водо-водяний енергетичний реактор
ДМЕ	– диференціальний манометр електроконтактний
ЗС	– зрівняльна судина
ІЗП	– імпульсний запобіжний пристрій
ІОС	– інформаційні обчислювальні системи
КТ	– компенсатор тиску
КТЗ	– комплекс технічних засобів
ММ	– математична модель
ПК	– паровий клапан
РО	– регулюючий орган
РУ	– реакторна установка
РЩУ	– резервний щит управління
СВ	– собівартість
СПУ	– система групового та індивідуального управління
ТВЕЛ	– тепловиділяючий елемент
ТЕН	– трубчастий електронагрівач
ЦП	– циркуляційна петля
ЯР	– ядерний реактор

ВСТУП

Автоматизація виробничих процесів приводить до збільшення випуску продукції, зниження собівартості й поліпшення якості продукції, зменшує чисельність обслуговуючого персоналу, підвищує надійність і довговічність машин, дає економію матеріалів, поліпшує умови праці й техніки безпеки.

Вона звільняє людину від необхідності безпосереднього керування механізмами. В автоматизованому процесі виробництва роль людини зводиться до налагодження, регулювання, обслуговування засобів автоматизації й спостереження за їхньою дією. Якщо автоматизація полегшує фізичну працю людини, то вона також має мету полегшити і розумову працю.

У наш час стрімкий розвиток атомної енергетики, популяризація використання радіоактивних речовин і джерел іонізуючих випромінювань в промисловості, що засноване на бажанні отримання безпечним чином електричної енергії, призвело до впровадження стратегії розвитку ядерної енергетики до 2030 року.

Для нормальної стійкої роботи енергоблоків АЕС необхідно підтримку цілого ряду теплотехнічних параметрів в заданих межах. Зазначені функції реалізуються системами автоматичного регулювання теплотехнічних параметрів, від надійної, ефективної та сталої роботи яких значною мірою залежить робота енергоблоку в цілому.

У загальній складності на одному енергоблоці АЕС налічується близько 150 локальних систем автоматичного регулювання (регуляторів), з яких приблизно 30-35 можна віднести до найбільш важливих, при відмові яких енергоблок, як правило, відключається захистами, або відбувається зниження навантаження енергоблоку.

Підтримання параметрів вручну протягом тривалого часу складно, трудомістко і вимагає певних навичок у оперативного персоналу.

Метою дипломної роботи є розробка автоматичної системи регулювання рівня в компенсаторі тиску.

Перший контур з реактором ВВЕР-1000 заповнений водою під тиском. Зі зміною навантаження енергоблоку змінюється температура теплоносія, що призводить до зміни об'єму і відповідно тиску теплоносія. Для компенсації цих змін в першому контурі встановлюється компенсатор тиску.

Помилки в регулюванні компенсатора тиску можуть привести до розриву першого контуру й зупинці блоку в цілому.

1 ОПИС ОБ'ЄКТА АВТОМАТИЗАЦІЇ

1.1 Призначення і склад системи компенсації тиску

Система компенсації тиску є системою нормальної експлуатації, важливої для безпеки й належить до першої категорії сейсмостійкості.

Система КТ призначена для:

- підтримки тиску в першому контурі;
- створення тиску в першому контурі при пуску реактора;
- зниження тиску в першому контурі при розхолоджуванні;
- підтримки постійного тиску в першому контурі при роботі реактора на потужності в номінальному режимі;
- обмеження відхилення тиску в першому контурі в аварійних режимах;
- компенсації змін об'єму в першому контурі, викликаних зміною температурного режиму роботи РУ;
- обмеження відхилень тиску в першому контурі, викликаних зміною температурного режиму реакторної установки;
- захисту першого контуру від перевищення тиску вище допустимого в аварійних режимах.

До складу системи компенсації тиску входять:

- компенсатор тиску;
- барботажний бак;
- імпульсні запобіжні пристрої КТ;
- трубопроводи та арматура.

Умовно систему компенсації тиску можна розбити на 4 підсистеми:

- підсистема компенсатора тиску вбудованими пристроями. Підсистема призначена для підтримки тиску в першому контурі та компенсації об'єму теплоносія при зміні його середньої температури. Для підтримки тиску в

компенсаторі встановлені ТЕН, які управляються регулятором тиску;

– підсистема імпульсно-запобіжних пристроїв. Підсистема призначена для виключення підвищення тиску в першому контурі вище уставок. Підсистема складається з трьох імпульсно-запобіжних пристроїв, встановлених паралельно на трубопроводі Ду-200 скидання пара із парового об'єму компенсатора тиску в ББ;

– підсистема вприскування в КТ. Підсистема включає в себе трубопровод вприскування Ду-200, блок подачі на вприск в КТ води від «холодної» нитки петлі, лінію вприскування ТК32 від системи підпитки продувки. Підсистема призначена для вприскування в компенсатор тиску з метою підтримки заданого тиску в першому контурі;

– підсистема локалізації скидання пару з КТ. Підсистема включає в себе барботажний бак (ББ) і його обв'язку. ББ забезпечує конденсацію течій насиченого пару з ПК КТ і насиченого пару, що скидається з КТ через ПК при їх підриві.

Технологічна схема системи компенсації тиску представлена на рисунку 1.1.

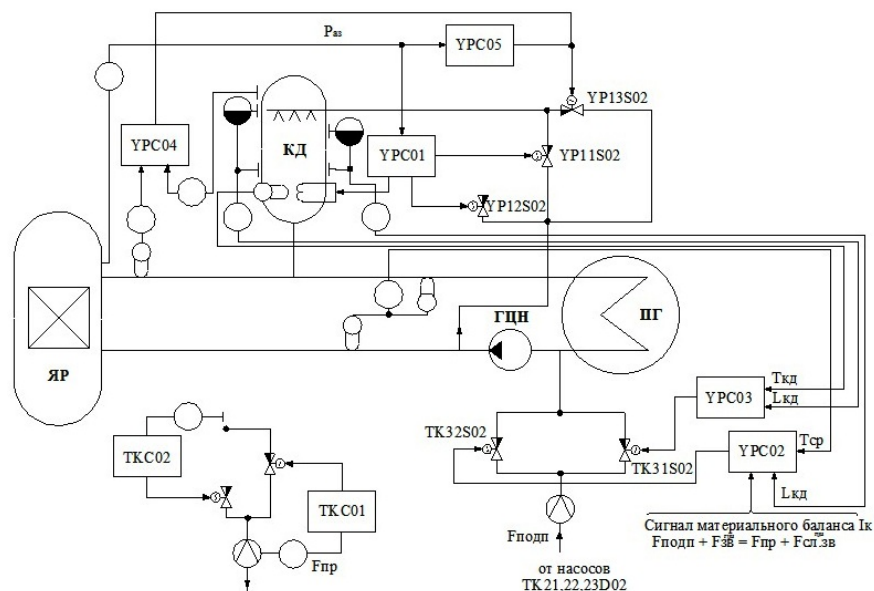


Рисунок 1.1 – Технологічна схема системи компенсації тиску.

1.2 Компенсатор тиску

Компенсатор тиску являє собою вертикальну ємність, встановлену на циліндричній опорі, закріплену у верхній частині й оснащену блоками трубчатих електронагрівачів.

КТ працює на підтримку тиску в першому контурі при проектних порушеннях умов нормальної експлуатації та проектних аварійних ситуаціях, перерахованих за винятком некомпенсованих течій першого контуру, течі з першого контуру у другий і помилкового вприскування в КТ з системи підживлення при температурі води 60 – 70 °С. Співвідношення водяного та парового об'ємів КТ вибрано з умови, що ні в одному з проектних режимів, за винятком режимів аварійного розушільнення першого і другого контурів, не відбувається закидання пару в перший контур з КТ й оголення електронагрівачів КТ.

КТ спільно з системою підпитки продувки забезпечує зниження тиску в першому контурі при розхолоджуванні. Для скидання парогазової суміші з КТ в ББ в період пуску РУ передбачена лінія сдувок з двома нормально закритими вентилями з електроприводом YA64S01,02. Для скидання парогазової суміші з КТ в ББ в період пуску РУ передбачена лінія сдувок з двома нормально закритими вентилями з електроприводом YA64S01,02 та дросельним пристроєм.

В трубопровід подачі пару з КТ до ІЗП врізана лінія відведення газових сдувок ТУ02, для відведення сдувок високого тиску й скидання їх по лінії ТУ03 в ББ в обхід ІЗП. Корпус компенсатора тиску складається з циліндричної обичайки, зони нагрівачів і двох еліптичних днищ.

Зона нагрівачів виконана у вигляді циліндричної обичайки з двома рядами отворів під блоки ТЕН (трубчатих електронагрівачів).

Еліптичні днища КТ виконані штампованими. На верхньому днищі є лаз і штуцери під трубопровід вприскування, трубопровід скидання. На

патрубку люка є штуцер під рівнемір і штуцер скидання парогазової суміші (воздушник). На нижньому днищі є патрубок під трубопровід, що з'єднує КТ з «гарячою» ниткою першого контуру. На патрубку розташовані три штуцера під рівнеміри і один штуцер відбору проб. На зовнішній поверхні днища приварені чохли під поверхневі термодатчики.

До нижнього еліптичного днища КТ приварений дихальний патрубок Ду350, що з'єднує компенсатор тиску частиною «гарячої» нитки петлі УА40, що не відсікається.

Паровий об'єм компенсатора тиску з'єднаний з наступними системами:

- трубопроводом вприскування Ду-200, на якому встановлена арматура регулювання вприскування в КТ, з частиною «холодної» нитки петлі УА10, що не відсікається;
- трубопроводом вприскування Ду-50 від системи підпитки продувки;
- трубопроводом Ду-200 скидання пару через запобіжні клапани КТ в бак барботер;
- трубопроводом здування парогазової суміші Ду32 в бак барботер;
- трубопроводом подачі азоту від системи ТР по лінії ТР12.

Скидання парогазової суміші з компенсатора тиску, а також з-під кришки реактора та колекторів парогенераторів здійснюється в ББ по трубопроводу Ду-200.

Всередині КТ встановлені:

- розбризкуючий пристрій, що складається з колектора й чотирьох знімних насадок;
- захисний екран, розташований у верхній частині корпусу, що захищає корпус КТ при вприскуванні холодної води;
- опорна обичайка ТЕН;
- тепловий екран, що захищає днище від різкого перепаду температур;
- драбини та площадки;

– 28 блоків електронагрівачів.

Всі вузли внутрішньо корпусних пристроїв виконані з нержавіючої сталі аустенітного класу.

Розбризкуючий пристрій складається з колектора, який роздає, та чотирьох розбризкуючих насадок, кожна з яких має 565 отворів діаметром 4 мм. Колектор з допомогою хомутів кріпиться до швелерів, які приварені до верхнього днища. З'єднання колектора і насадок зварне. З'єднання колектора і насадок зварне. Розбризкуючі пристрої кріпляться на різьбі до патрубків колектора, що роздає.

Захисний екран служить для захисту корпусу КТ від попадання «холодної» води з розбризкуючого пристрою. Захисний екран виконаний з знімних листів, що вільно висять на кронштейнах розміром 219х19.

Опорна обичайка ТЕН призначена для фіксації в горизонтальному положенні блоків ТЕН, запобігання їх від різких поперечних потоків середовища при позитивних і негативних збурювань за обсягом першого контуру, а також для організації контуру природної циркуляції при роботі електронагрівачів. Обичайка виконана з листа й кріпиться зваркою до нижнього днища корпусу.

Потужність електричних нагрівачів забезпечує проектну швидкість розігріву КТ в період пуску ЯПВУ і підтримка тиску під час роботи на потужності.

Кожен блок ТЕН складається з дев'яти U-образних трубчастих електронагрівачів ввареними в кришку. Кришка виконана у вигляді фланця з кільцевими виступами для ущільнення блоку ТЕН в корпусі компенсатора тиску.

Загальний вигляд компенсатора тиску представлений на рисунку 1.2.

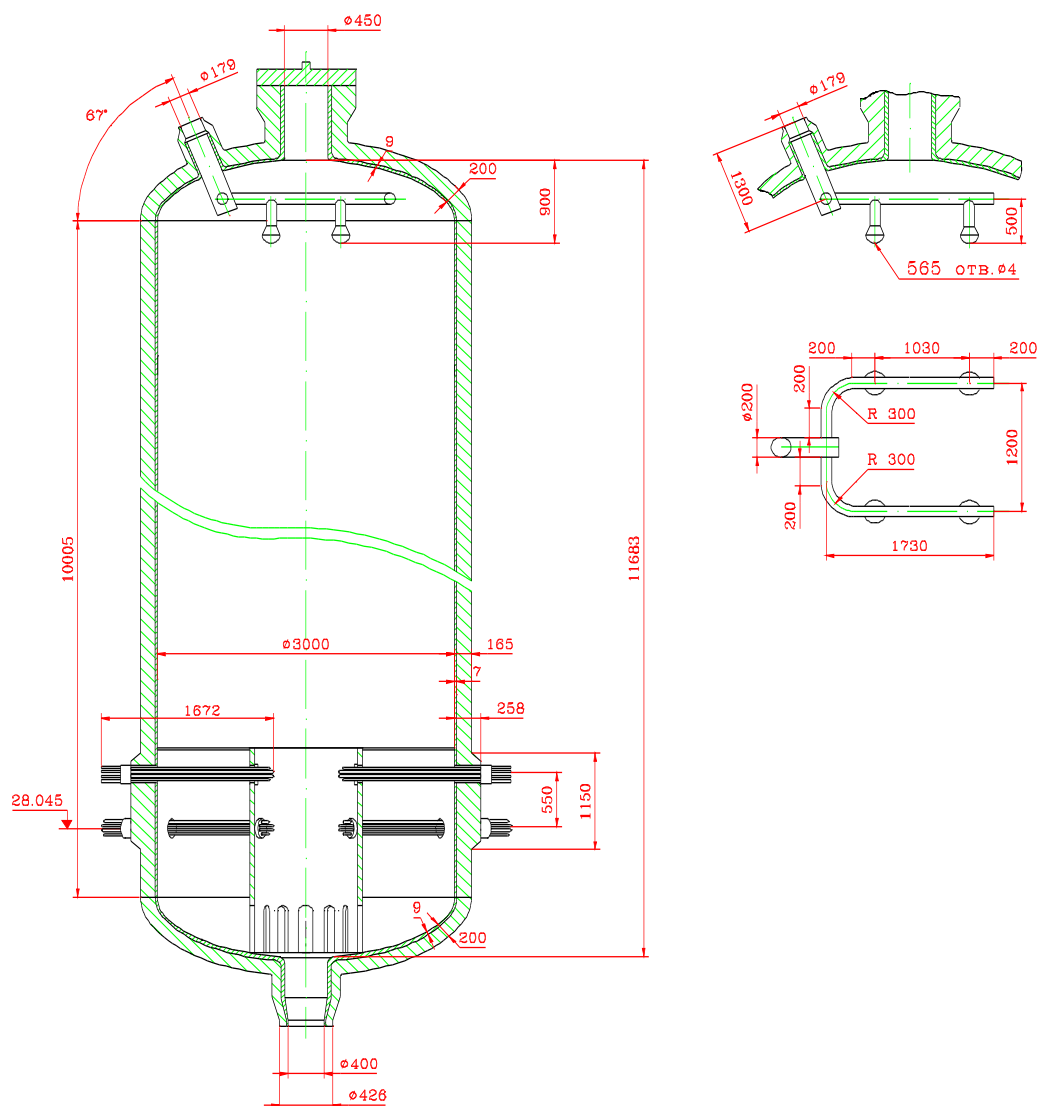


Рисунок 1.2 – Загальний вигляд компенсатора тиску.

Основні технічні й геометричні характеристики КТ наведені в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні технічні характеристики КТ

Характеристика	Одиниця виміру	Технологічний параметр
1	2	3
Робоче середовище	—	вода і пароводяна суміш
Робочий тиск	кгс/см ²	160±3
Робоча температура	°C	346±2

Об'єм:		
- Води в номінальному режимі	м ³	55
- пара в номінальному режимі	м ³	24
Потужність груп електронагрівачів:		
- група 1	кВт	180
- група 2	кВт	360
- група 3	кВт	720
- група 4	кВт	1260
- загальна	кВт	2520
Кількість блоків ТЕН	шт.	28
Кількість ТЕН в блоці	шт.	9
Потужність одного блоку ТЕН	кВт	90
Маса блоку ТЕН	кг	132
Витрата вприскування:		
- при працюючих ГЦН	кг/с	145,5
- мінімальний	м ³ /час	1
Номінальний рівень теплоносія (відлік відрізу нижнього патрубку Ду350)	мм	8870 ± 150
Матеріал:		
- корпус		10ГН2МФА
- наплавка		08Х18Н10Т
Маса компенсатора тиску	т	21,2

1.3 Постановка задачі

Система компенсації тиску грає одну з ключових ролей на всіх етапах життєвого циклу атомної станції. При зміні середньої температури теплоносія першого контура в перехідних режимах, які пов'язані з порушеннями в роботі обладнання і при зміні потужності, частина його перетікає з компенсатора в перший контур чи навпаки по «дихальному» трубопроводу. Обмеження відхилень тиску від номінального значення досягається за рахунок стиснення або розширення парової подушки в компенсаторі тиску. Збільшення тиску відбувається за рахунок випару води при включенні трубчастих електронагрівачів, а зниження тиску відбувається при конденсації пари за рахунок вприску «холодної» води в паровий простір компенсатора тиску. В залежності від перехідного процесу подача

«холодного» теплоносія уповільнює або повністю притиняє зростання тиску в першому контурі. При роботі в стаціонарному режимі в роботі знаходяться перша і періодично друга група трубчастих електронагрівачів, які необхідні для компенсації теплових витрат і підігріва води, яка використовується для підігріва трубопроводів вприску. В режимах розігріву чи розхолодження першого контура в роботі можуть знаходитися усі групи трубчастих електронагрівачів. Підтримка тиску в цьому випадку здійснюється за рахунок створення в компенсаторі тиску азотної подушки, яка в подальшому замінюється на парову.

Навіть незначні відхилення в роботі КТ, такі як невеликі теплоносія через клапани компенсатора тиску течі або перевищення рівня в ньому можуть привести до підвищення температури в скидному трубопроводі, а далі до катастрофічних наслідків.

Недоліки існуючої системи автоматизації роботи компенсатора тиску, які потребують усунення шляхом модернізації АСР:

- відсутній показчик фактичного положення запірного органу клапана;
- існуюча лампа на панелі управління сигналізує про наявність живлення на його приводі, відповідно, сигнал вказує лише на те, що клапан закритий або відкритий;
- недосконала автоматична система регулювання рівня в компенсаторі тиску;
- КТ не має регулювання зниження рівня, він навпаки зростає із-за видавлення тиском води з реактора, відсутні дублюючі регулятори;
- існуюча АСР рівня в КТ не має вхідним сигналом в регуляторі матеріальний баланс КТ;
- рівень води в контурі визначається по датчиках на КТ, на реакторі не має таких датчиків;

– відсутня сигналізація про підвищений рівень радіації в атмосфері гермооболочки.

2 МОДЕЛЮВАННЯ АВТОМАТИЧНОЇ СИСТЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ В КОМПЕНСАТОРІ ТИСКУ

2.1 Автоматичне регулювання в компенсаторі тиску

Перший контур з реактором ВВЕР-1000 заповнений водою під тиском. Зі зміною навантаження енергоблоку змінюється температура теплоносія, що призводить до зміни об'єму і відповідно тиску теплоносія. Для компенсації цих змін в першому контурі встановлюється компенсатор тиску.

Компенсатор тиску являє собою вертикальну судину, висотою 13,66 м і діаметром 3,5 м встановлену на циліндричній опорі. Нижня частина КТ заповнена водою при температурі насичення, верхня – насиченим паром.

Розглянемо процеси при зміні температури теплоносія. При зниженні температури теплоносія, частина його переходить з КД в контур, пар в КД розширюється і тиск його падає. Для відновлення його необхідно збільшити потужність ТЕНів. При підвищенні температури теплоносія останній розширюється, перетікає в КД і тиск в ньому підвищується. Для відновлення тиску необхідно зменшити потужність ТЕНів. При великих і швидких підвищеннях тиску застосовують уприскування води з холодної нитки циркуляційного контуру. Подача води здійснюється внаслідок різниці тиску в холодній та гарячій нитках циркуляційної системи, яка визначається гідравлічним опором активної зони реактора. Якщо після відкриття клапанів уприскування тиск в КТ продовжує зростати, то пар скидається в барботер.

Таким чином, однією з регульованих величин в КТ є тиск теплоносія. Основними збурюючими величинами на тиск є: зміна навантаження блоку, скидання навантаження, відключення турбоживильного насоса, відключення ГЦН, відключення підігрівачів високого тиску (ПВТ). Іншою регульованою величиною в КТ є рівень води. Причинами зміни рівня можуть бути: протікання води через нещільності, попадання води через ущільнення ГЦН, зміна температури теплоносія.

Зниження рівня води в КТ може призвести до оголення й пережогу трубчастих електронагрівачів, а збільшення рівня призводить до зменшення парового об'єму і зниження компенсує здатності КТ по тиску. Для компенсації протікання служать підживлювальні насоси. У сучасних енергоблоках витрата підживлення регулюється плавно насосами. При підвищенні рівня води частина теплоносія зливається.

Тиск в першому контурі вимірюється за допомогою манометра 1, сигнал тиску подається на логічний пристрій 2, що виробляє дискретні сигнали, що керують силовими пристроями 3 електронагрівачів 4, або клапанами упорскування води 6 через пускові пристрої 5.

Схема автоматичного регулювання тиску і рівня в КТ зображена на рисунку 2.1.

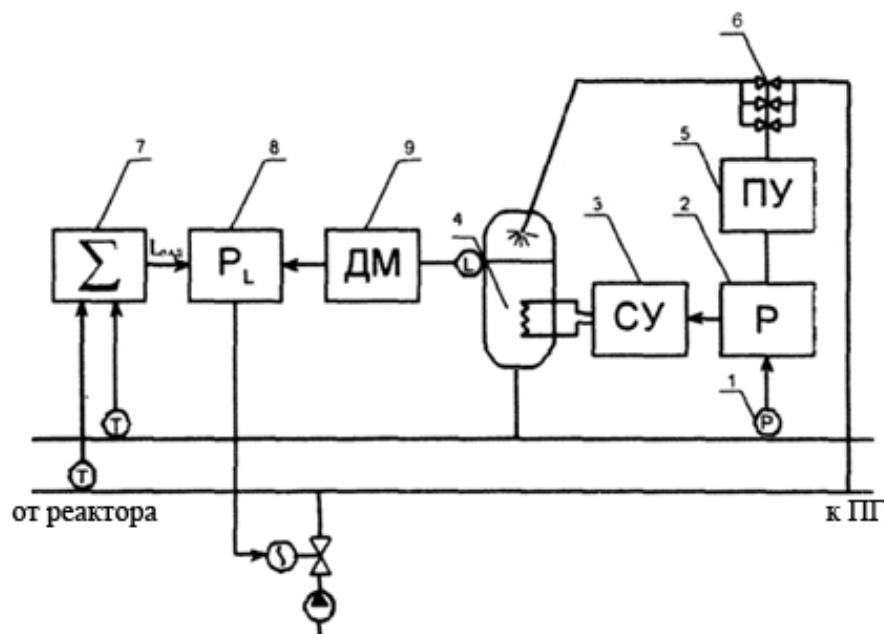


Рисунок 2.1 – Принципова схема АСР тиску і рівня в КД.

Логічний пристрій 2 являє собою два регулятора. Перший регулятор, який має ПД-закон регулювання, впливає на регулюючий клапан вприску води. П-закон реалізований охопленням ПІ-регулятора, з диференціальною складовою. Другий багатоканальний регулятор – позиційний з диференціальною складовою, управляє двома швидкодіючими засувками і чотирма групами електронагрівачів.

Застосування диференціальної складової викликано тим, що при відкритті клапанів уприскування тиск в КТ знижується з більшою швидкістю і для запобігання значного зниження тиску при скидах навантаження необхідно з попередженням закрити клапани уприскування і включити ТЕНи.

Потужність нагрівачів змінюється дискретно, ступенями по кількасотень кіловат, що спрощує систему і робить її більш надійною в порівнянні з пристроями плавного регулювання потужності.

Кількість ступенів потужності нагрівачів визначається конструкцією нагрівачів і динамікою об'єкта управління.

Включення і відключення однієї і тієї ж секції відбувається при різному тиску.

Криві розгону КТ при різних збуреннях показані на рисунку 2.2.

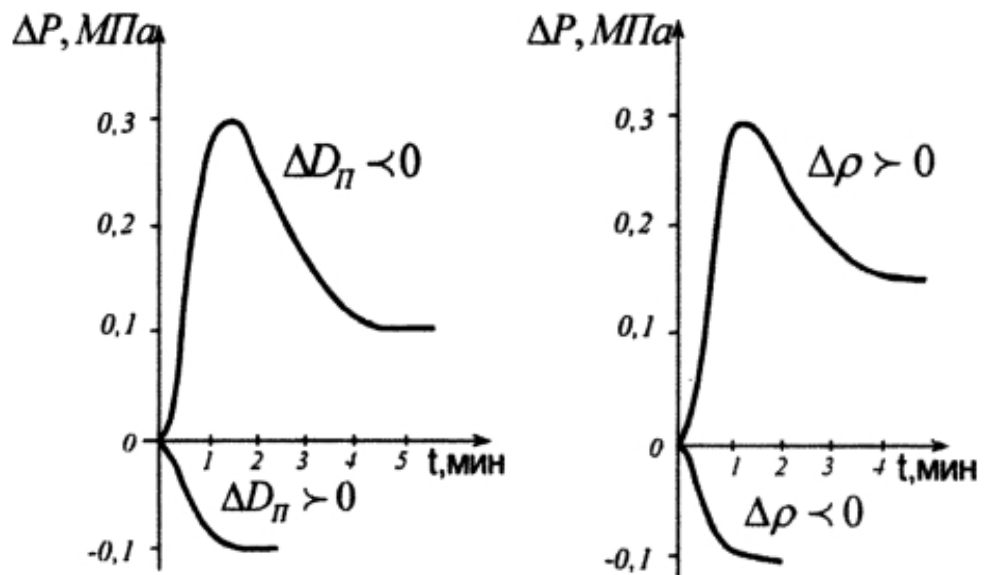


Рисунок 2.2 – Криві розгону КД по тиску.

Як видно, об'єкт по тиску нелінійний. Уставки спрацьовування клапанів уприскування і включення ТЕНів для одного з енергоблоків з ВВЕР-1000 наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Уставки спрацьовування клапанів

Тип клапана або групи ТЕНів	Відкриття Р, МПа	Закриття Р, МПа
<u>Перший регулятор</u> Клапан 1	ПД-регулятор зі статичною нерівномірністю 0,3 МПа в діапазоні 16,1 – 16,4 МПа	
<u>Другий регулятор</u> <u>Засувка 1</u>	16,4	16,3
<u>Засувка 2</u>	16,6	16,5
<u>Нагрівачі</u>		

I гр. 270 кВт	15,85	16,1
II гр. 270 кВт	15,7	15,95
III гр. 720 кВт	15,5	15,8
IV гр. 1260 кВт	15,3	15,7

Якщо після включення групи, тиск на протязі певного часу не відновлюється, то з витримкою часу надходить команда на включення наступної групи. Витримка часу на включення II групи становить 3 хвилини, на включення III групи – 2 хвилини, на включення IV групи 1 хвилина.

Для підвищення надійності АСР датчик тиску дублюється, із застосуванням схеми контролю справності. При відхиленні сигналу основного датчика за межі 14,0 – 20 МПа, що свідчить про його несправність, до регуляторів підключається сигнал резервного датчика. Точність підтримки тиску в сталому режимі становить 16,0 МПа.

Розглянемо роботу регулятора рівня в КТ. Зі зміною навантаження енергоблоку середня температура теплоносія змінюється, що призводить до зміни рівня води в КТ. Для того, щоб не змінювати масу води в КТ, задане значення рівня $L_{\text{зад}}$ змінюється відповідно з середньою температурою води в гарячій та холодній нитках.

Розглянемо роботу регулятора рівня в КД. Зі зміною навантаження енергоблоку середня температура теплоносія змінюється, що призводить до зміни рівня води в КТ. Для того, щоб не змінювати масу води в КТ, задане значення рівня $L_{\text{зад}}$ змінюється відповідно з середньою температурою води в гарячій та холодній нитках.

Наближено залежність $L_{\text{зад}} = f(T_{\text{ср}})$ можна визначити з таких міркувань. Для незмінної маси води в контурі справедливо рівність:

$$\Delta G_{\text{кд}} + \Delta G_{\text{к}} = 0 \quad (2.1)$$

де $\Delta G_{\text{кд}}$ – зміна маси води в КТ;

$\Delta G_{\text{к}}$ – зміна маси води в іншому контурі (реакторі, ПГ, трубопроводах).

Оскільки тиск (щільність) води в КТ підтримується постійним, то можна записати:

$$\Delta G_{\text{кд}} = \rho' S_{\text{кд}} \cdot \Delta H_{\text{кд}},$$

де ρ' – щільність води в КД;

$S_{\text{кд}}$ – площа поперечного перерізу КД;

$\Delta H_{\text{кд}}$ – зміна рівня в КТ.

Для зміни маси води в контурі:

$$\Delta G_{\text{кд}} = V_k \cdot \frac{d\bar{\rho}}{dt} \Delta T_{\text{ср}},$$

де V_k – об'єм першого контуру (без КТ);

$\frac{d\bar{\rho}}{dt}$ – зміна щільності води при зміні температури;

$\Delta T_{\text{ср}}$ – зміна середньої температури води в контурі.

Для наведених рівнянь отримуємо:

$$\Delta H_{\text{кд}} = \frac{V_k}{\rho' S_{\text{кд}}} \cdot \frac{d\bar{\rho}}{dt} \Delta T_{\text{ср}}. \quad (2.2)$$

Оскільки $\frac{d\bar{\rho}}{dt} < 0$, то рівень води із зростанням температури підвищується. Для енергоблоку з ВВЕР-1000 задане значення рівня приймає такі значення: при $\Delta T_{\text{ср}} = 280^\circ \text{C}$ $L_{\text{зад}} = 5700$ мм, при $\Delta T_{\text{ср}} = 300^\circ \text{C}$ $L_{\text{зад}} = 8770$ мм, проміжні значення змінюються за лінійним законом.

Сигнал середньої температури формується в АСР вісьмома термопарами типу ТХА, з нормуючий перетворювач в суматорі 7.

Сигнал середньої температури кожної петлі надходить в схему селектування, де виділяється максимальний сигнал з чотирьох, після чого поступає в регулятор рівня 8. Рівень в КТ вимірюється дифманометром 9 (база вимірювання 6,3 м).

Керуючий вплив – зміна витрати підживлення.

У модернізованій АСР рівня в КТ вхідним сигналом в регулятор, крім рівня і завдання, є матеріальний баланс КТ.

Сигнал матеріального балансу теплоносія складається з 4-х сигналів: витрати підживлення, витрати продувки, витрати ущільнюючої води на ГЦН, витрати ущільнюючої води з ГЦН.

Сигнал витрати підживлення є сигналом жорсткого зворотного зв'язку регулятора рівня. При цьому реалізується ПІ-закон регулювання у внутрішньому контурі стабілізації витрати підживлення і П-закон у зовнішньому контурі регулювання рівня. Решта сигнали є впливами по обуренню, забезпечуючи інваріантність системи. У зв'язку зі зміною температури змінюється також показання рівнеміра, тому в регулятор вводиться температурна корекція. Властивості об'єкта по каналу витрати живильної води описується інтегральною ланкою з передавальної функцією $W(S) = K/S$.

2.2 Математичний опис компенсатора тиску по рівню води

Схема КТ з регулюючими органами та насосом підживлення представлена на рисунку 2.3.

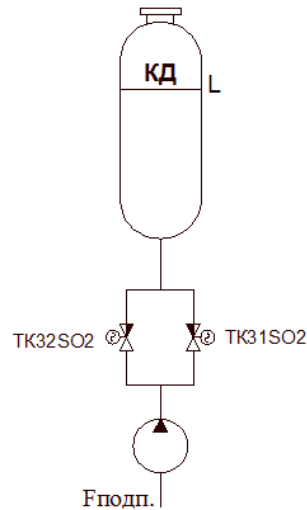


Рисунок 2.3 – Схема КТ з регулюючими органами
та насосом підживлення.

Передавальна функція компенсатора тиску по каналу «витрата води»:

$$W_{КТ}(S) = K / S, \quad (2.3)$$

$$W_{КТ}(S) = -K / S, \quad (2.4)$$

де

$$K = \frac{1}{F_{КТ} \cdot \rho}, \quad (2.5)$$

де $F_{КТ}$ – площа дзеркала компенсатора тиску.

ρ – щільність води, ($\rho = 999 \text{ кг/м}^3$).

$$F_3 = \frac{\pi d^2}{4}, \quad (2.6)$$

де d – діаметр, ($d = 3,5 \text{ м}$).

Знайдемо площу дзеркала компенсатора тиску:

$$F_3 = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 3,5^2}{4} = 9,61 \text{ м}^2,$$

тоді

$$K = \frac{1}{9,61 \cdot 999} = 0,00010416.$$

Визначимо передавальну функцію компенсатора тиску по каналу витрати води:

$$W_{KT}(S) = 0,00010416/S,$$

$$W_{KT}(S) = -0,00010416/S.$$

Побудуємо схему математичної моделі по каналу витрати води в КТ в системі Simulink.

Схема математичної моделі по каналу витрати води в КТ в системі Simulink представлена на рисунку 2.3.

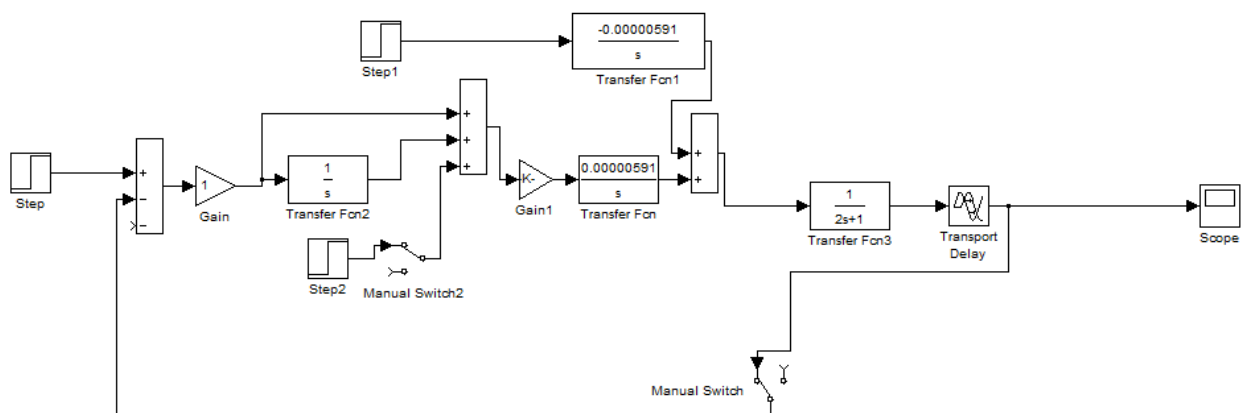


Рисунок 2.3 – Схема математичної моделі по каналу витрати води в КТ

Зі схеми математичної моделі побудованої в Simulink отримаємо криву розгону, яка представлена на рисунку 2.4.

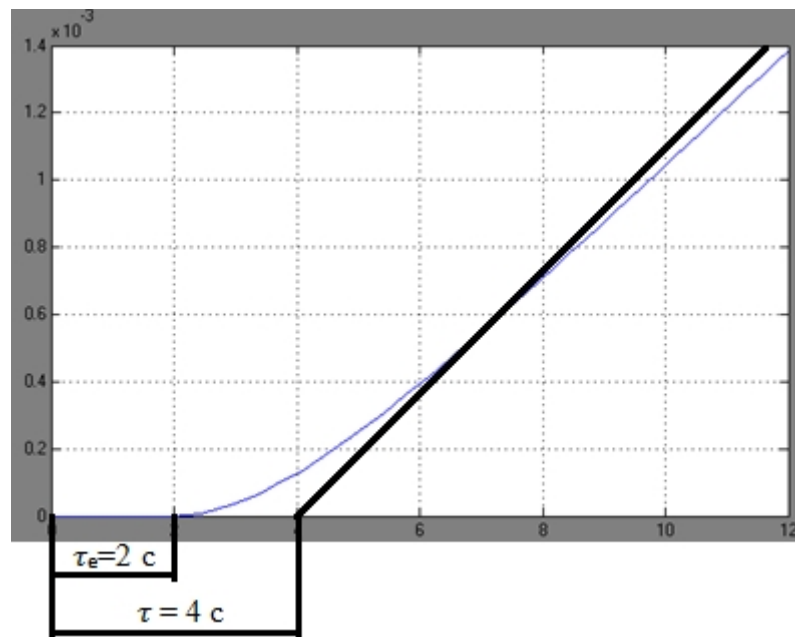


Рисунок 2.4 – Розгонна крива по каналу витрата води.

З графіку розгонної кривої визначимо коефіцієнти τ , і τ_e :

$$\tau = 4 \text{ с},$$

$$\tau_e = 2 \text{ с}.$$

2.3 Математичний опис компенсатора тиску по тиску

Структурна схема моделі компенсатора тиску по каналу витрати пари представлена на рисунку 2.5.

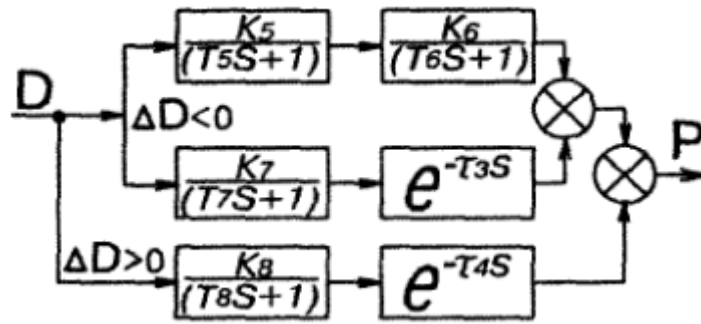


Рисунок 2.5 – Структурна схема моделі компенсатора тиску по каналу витрати пари.

Використаємо наступні значення передавальних функцій:

$$K_5 = -197 \cdot 10^4 \quad T_5 = 22 \text{ с}$$

$$K_6 = 1 \quad T_6 = 14 \text{ с} \quad \tau_3 = 106 \text{ с}$$

$$K_7 = -12 \cdot 10^3 \quad T_7 = 48 \text{ с} \quad \tau_4 = 7 \text{ с}$$

$$K_8 = -6 \cdot 10^{-3} \quad T_8 = 20 \text{ с}$$

Побудуємо схему математичної моделі КТ по каналу витрати пари (рисунок 2.6.)

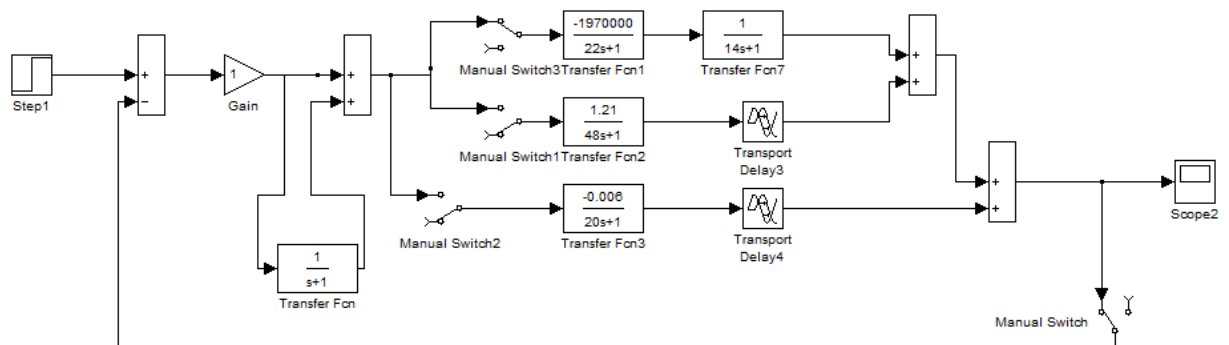


Рисунок 2.6 – Схема математичної моделі по каналу витрати пари в КТ.

Зі схеми математичної моделі побудованої в Simulink отримаємо криву розгону, рисунок 2.7.

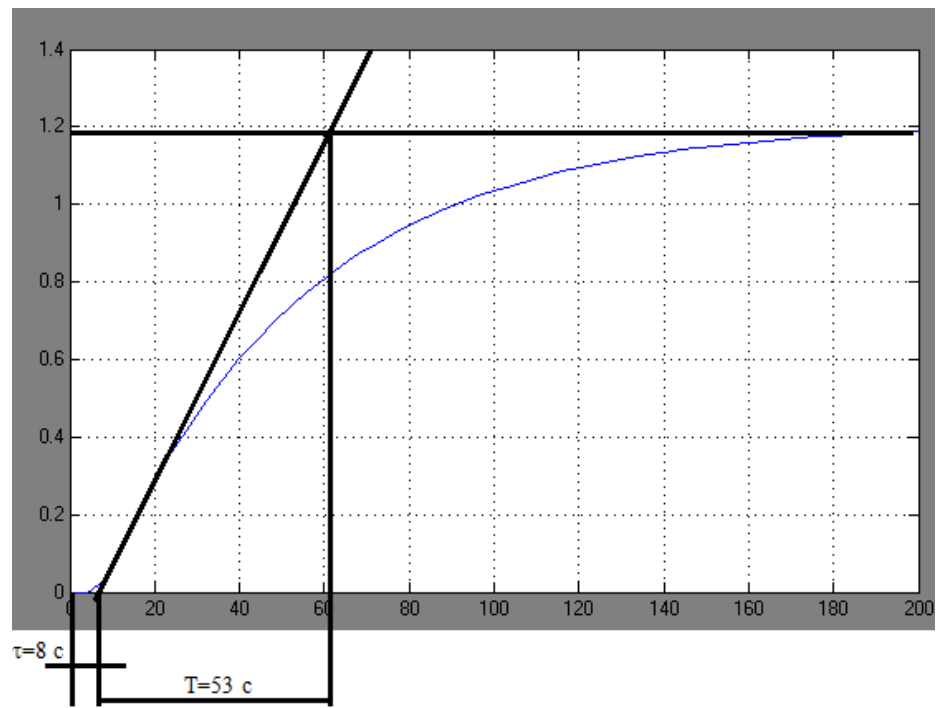


Рисунок 2.7 – Розгонна крива по каналу витрати пару.

З графіку розгонної кривої визначимо коефіцієнти τ , і τ_e :

$$\tau = 8 \text{ с},$$

$$T = 53 \text{ с}.$$

3 РОЗРАХУНОК І ВИБІР РЕГУЛЮЮЧОГО ОРГАНУ

3.1 Розрахунок регулюючого органу для регулювання витрати живильної води в КТ

Таблиця 3.1 – Дані для розрахунку

Параметри	Позначення	Одиниці виміру	Значення
Максимальна витрата	$Q_{\max}$	м ³ /г	60
Тиск перед РО	P1	кгс/см ²	159
Температура	T1	°C	320
Щільність	ρ	кг/м ³	666,89

Розрахуємо площу трубопроводу:

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{31415}{4} = 0,936 \quad (3.1)$$

Швидкість течії рідини:

$$w = \frac{Q}{F} = \frac{0,17}{0,936} = 0,174 \quad (3.2)$$

Визначимо характер течії рідини за критерієм Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (3.3)$$

де μ - динамічна в'язкість, вибрана за таблицями води і водяного пару при температурі 320°C, ($\mu = 0,065$).

$$Re = \frac{0,174 \cdot 0,01689}{0,065} = 0,439$$

Таким чином видно, що характер течії рідини турбулентний ($Re > 10000$) і можна приступити до розрахунку регулюючого органу.

Визначимо перепад тиску:

$$\Delta P < \frac{P_1}{2} = 79,5 \text{ кгс/см}^2.$$

Визначимо максимальну пропускну здатність РО:

$$K_{v\max} = Q \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P}}, \quad (3.4)$$

тоді

$$K_{v\max} = 60 \sqrt{\frac{669}{79}} = 177,3 \text{ м}^3/\text{Г}.$$

Визначаємо умовну пропускну здатність РО:

$$K_y = 1,77358 \text{ м}^3/\text{Г}.$$

За значенням умовної пропускну здатності $K_y = 2,98 \text{ м}^3/\text{Г}$ вибираємо РО:

$$K_{v\max} = 300 \text{ м}^3/\text{Г}, D_y = 350 \text{ мм}.$$

3.2 Вибір регулюючого органу

Клапан регулюючий шиберний з вбудованим електроприводом D_y 350, з максимальною пропускною здатністю $κ v_{max}=300 \text{ м}^3/\text{г}$ призначений для роботи під оболонкою і поза оболонкою 1 контуру блоків ВВЕР-1000, служить в якості регулятора витрати підживлювальної і продув очній води.

На рисунку 3.1 наведена типова конструкція клапанів.

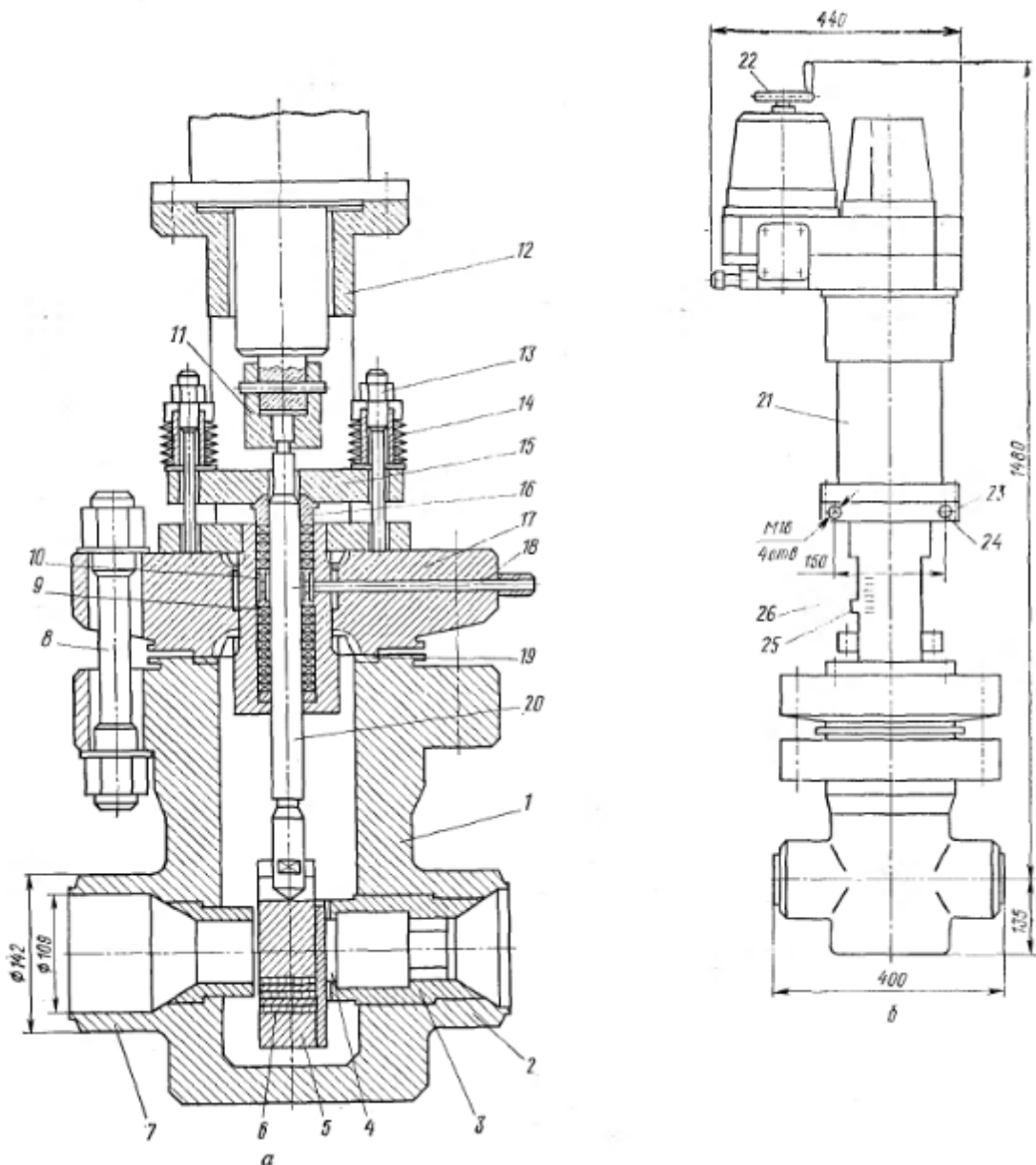


Рисунок 3.1 – Клапан шиберний D_y350.

Клапан містить корпус 1 з приєднувальними патрубками 2 і 7, кришку 17, що має прокладочне ущільнення 19 і шпилькові з'єднання 8 з корпусом, сідло 4 з гвинтовим завихрювачем 3, приварене до корпусу 1, шибер 5 з набором багатоступеневих дросельних каналів 6, перекриваюче сідло 4 і встановлений в Т-подібне з'єднання з штоком 20, сальникове ущільнення 9 з ліхтарним кільцем 10 для відведення протікань середовища в дренаж через патрубок 18, силовий вузол ущільнення, що містить ґрундбуксу 16, натискну планку 15 і шпилькові з'єднання 13 з пакетом тарілчастих пружин 14, бугель 12, встановлений на кришці 17 і має з нею шпилькові з'єднання, привід 21 прямоходні типу з маховиком ручного дублера 22, вбудований на бугелі 12 і з'єднаний зі штоком 20 за допомогою гайки і опори 23 з отворами 24 для розкріплення клапана від крутящих коливань.

Клапан забезпечен показчиком положення у вигляді пластинчастої скоби 25, закріпленої на гайці 11, зі шкалою 26, нанесеної на стійці бугеля 12.

Клапан управляється дистанційно (автоматично) від електроприводу 21 і вручну від маховика 22.

При відкритті клапана силовий шток приводу піднімається вгору і тягне за собою шток 20 з шибером 5. При цьому дросельні канали 6 поєднуються з сідлом 4 і завдяки цьому робоче середовище під дією перепаду тиску починає перетікати з патрубка 7 через дросельні канали 6 в патрубок 2, і клапан таким чином відкривається. При цьому регулювання витрати середовища забезпечується за рахунок зміни прохідного перетину, що визначається профілем каналів 6 і ходомшибера 5.

Клапан закривається в зворотному порядку.

Конструктивна характеристика клапану наведена на рисунку 3.2.

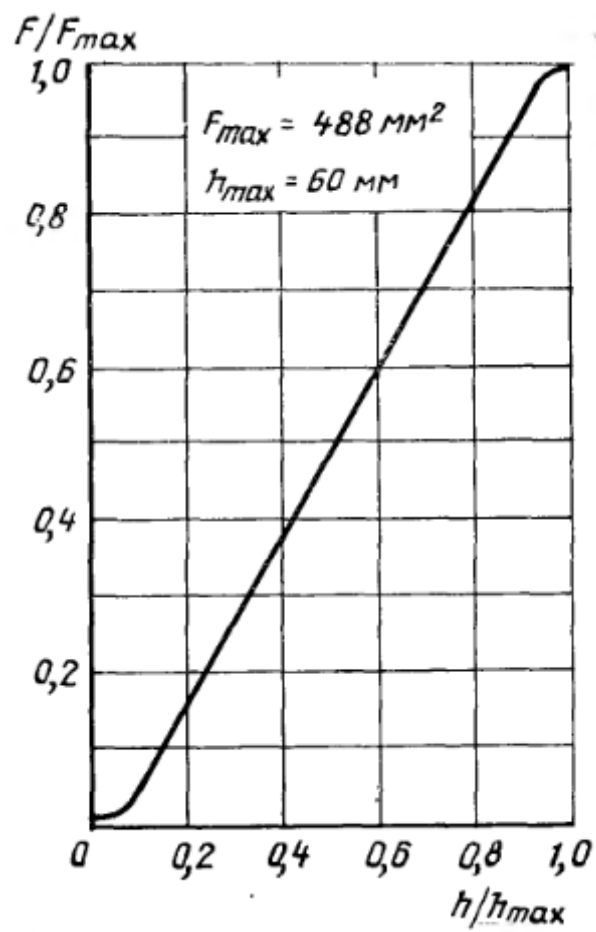


Рисунок 3.2 – Конструктивна характеристика клапану Dy 350.

4 СИНТЕЗ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ

4.1 Налаштування регулятора рівня в КТ за методикою Кона

Для налаштування регулятора використовуємо таблицю Кона додаток А.1.

Знаходимо частку ємкісного запізнювання в повному:

$$f_{\tau} = 0,5$$

З таблиці Кона при $f = 0,5$ підбираємо коефіцієнти:

$$K = 0,66; c = 3,54.$$

Коефіцієнт передачі $\bar{K}_M$ обчислюється за формулою:

$$\bar{K}_M = K_P \cdot W(S), \quad (4.1)$$

Тоді

$$\bar{K}_M = 0,66 \cdot 0,66041890$$

Визначаємо настройки ПІ-регулятора:

$$K = K_M \cdot K_P \cdot \tau, \quad (4.2)$$

$$C = \frac{T_H}{\tau}, \quad (4.3)$$

тоді коефіцієнт передачі регулюючого органу:

$$K_P = \frac{\bar{K}}{K_M \cdot \tau},$$

підставляємо і отримаємо:

$$K_P = \frac{0.66}{0.001429 \cdot 56} = 954.56.$$

Знайдемо час ізодрома:

$$T_H = c \cdot \tau,$$

підставляємо і отримаємо:

$$T_H = 341.46 \text{ сек.}$$

4.2 Моделювання замкнутої АСР рівня в компенсаторі тиску

Побудуємо структурну схему АСР з урахуванням коефіцієнтів, по каналу управління витрати води.

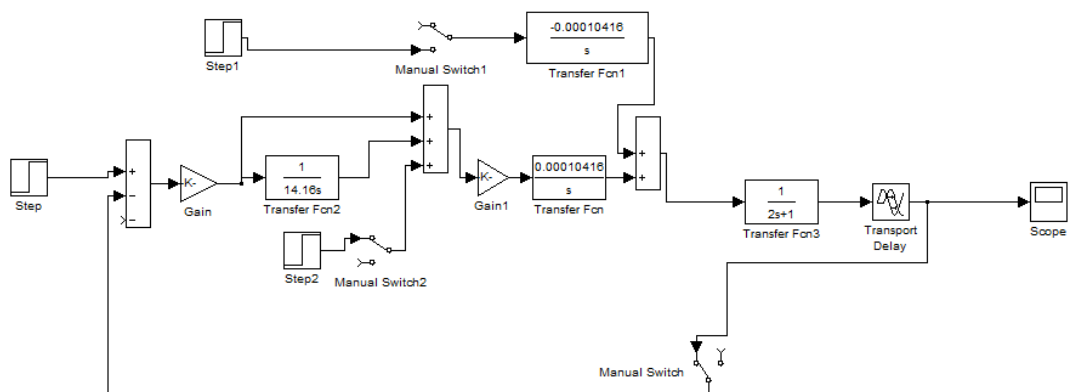


Рисунок 4.1 – Схема математичної моделі по каналу управління витрати води

Графік перехідного процесу по каналу управління витрати води представлений на рисунку 4.2.

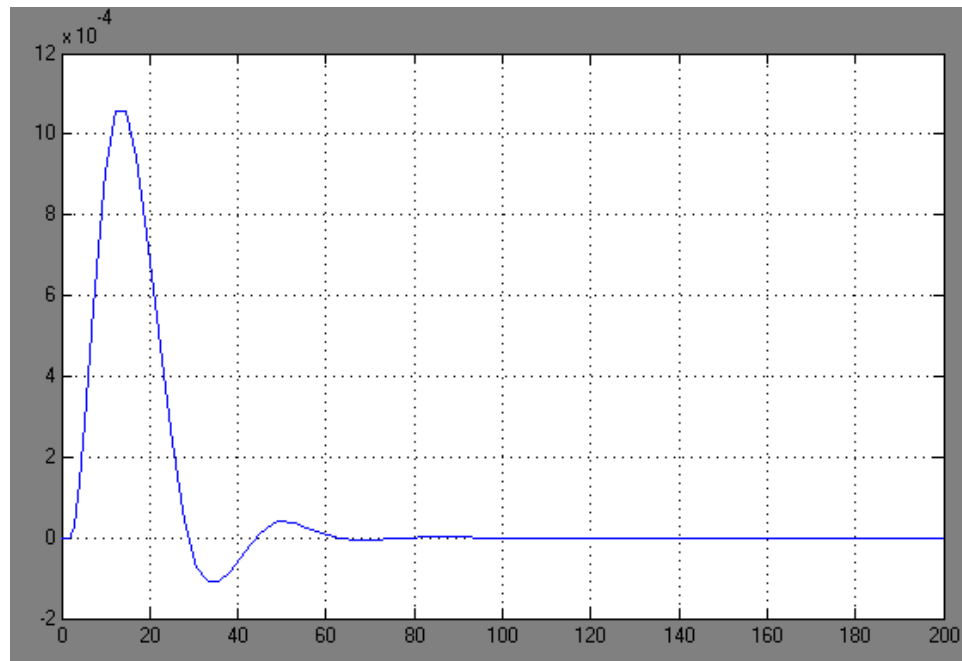


Рисунок 4.2 – Графік перехідного процесу по каналу управління витрати води.

Побудуємо схему математичної моделі з урахуванням коефіцієнтів, по каналу витрати води:

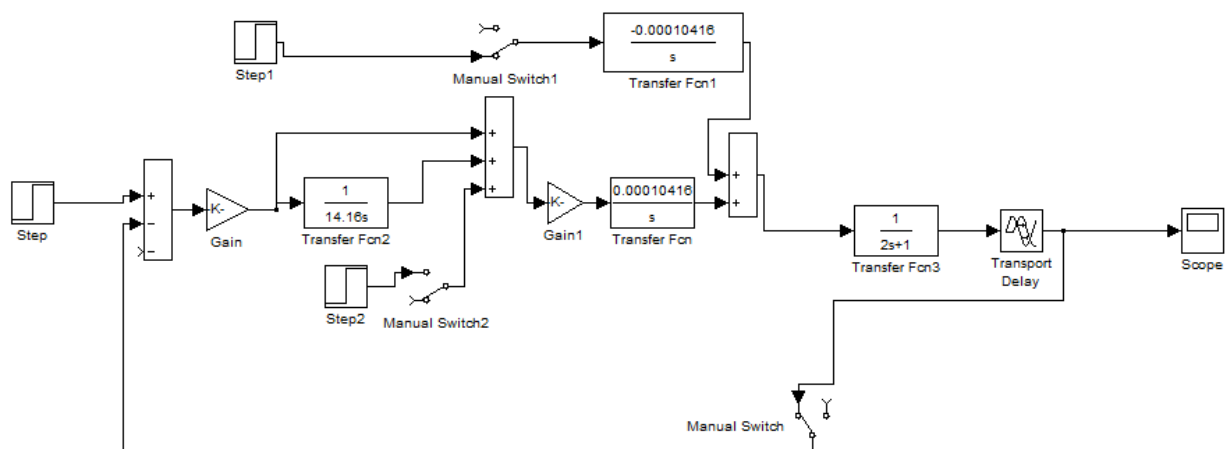


Рисунок 4.3 – Схема математичної моделі по каналу збурення витрати води.

Задамося збуренням (10; 10).

Графік перехідного процесу по каналу витрат із збуренням (10;10) представлений на рисунку 4.4.

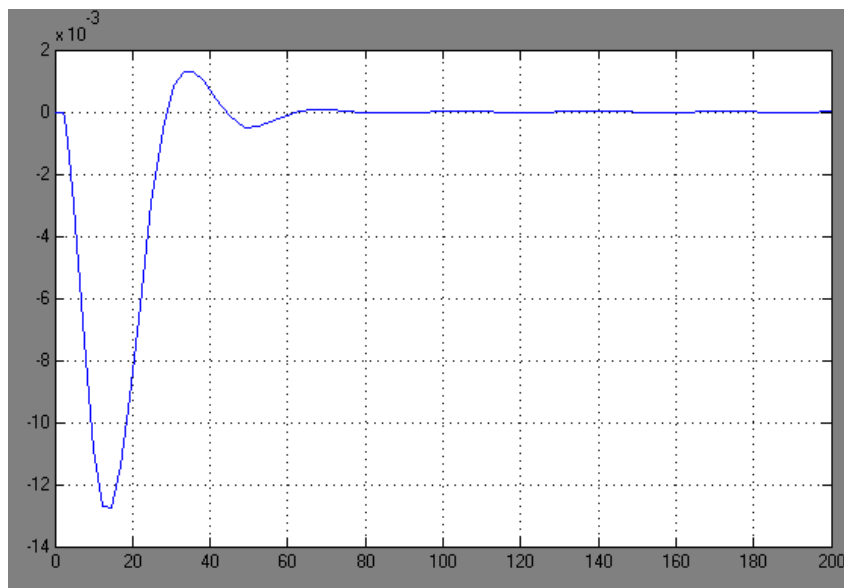


Рисунок 4.4 – Графік перехідного процесу по каналу витрати води із збуренням (10;10).

З графіків перехідних процесів видно, що система вертається в початковий стан. Система працює добре.

4.3 Налаштування регулятора тиску в КТ за методикою Кона

Для налаштування регулятора використовуємо таблицю Кона додаток А.

Знаходимо частку ємкісного запізнювання в повному $\epsilon = 1$.

$$f_{cr} = 859,51.$$

З таблиці Кона при $f = 0,150$ підбираємо коефіцієнти $k = 4,85$; $c = 2,45$.

Визначаємо настройки ПІ-регулятора:

$$\bar{K} = K_M \cdot K_P,$$

$$C = \frac{T_H}{\tau},$$

тоді коефіцієнт передачі регулюючого органу:

$$K_P = \frac{\bar{K}}{K_M},$$

підставляємо і отримаємо:

$$K_P = \frac{485}{12} = 40,41\bar{6} \frac{\%}{\text{м}}.$$

Знайдемо час ізодрома:

$$T_H = c \cdot \tau,$$

підставляємо і отримаємо:

$$T_H = 2481,9 \text{ сек.}$$

4.4 Моделювання замкнутої АСР тиску в компенсаторі тиску

Побудуємо схему математичної моделі з урахуванням коефіцієнтів, по каналу витрати пару ($D>0$).

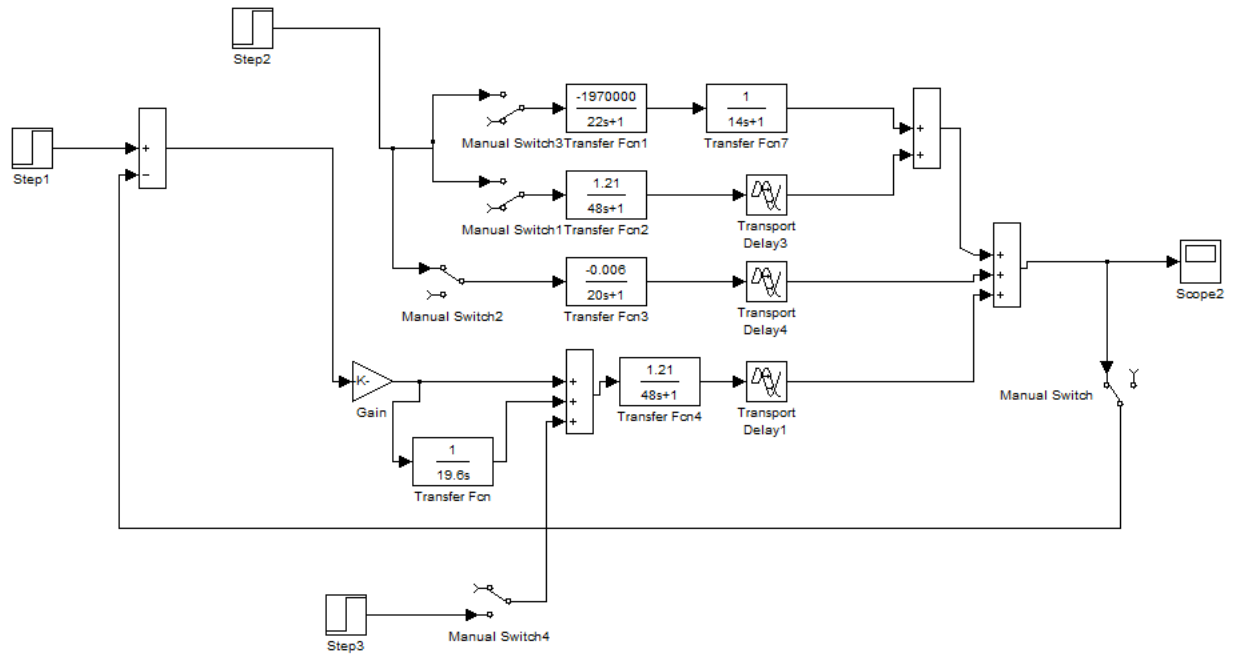


Рисунок 4.5 – Схема математичної моделі по каналу збурення витрати пару ($D>0$).

Задамося збуренням (6; 6).

Графік перехідного процесу по каналу збурення витрати пару ($D>0$) представлений на рисунку 4.6.

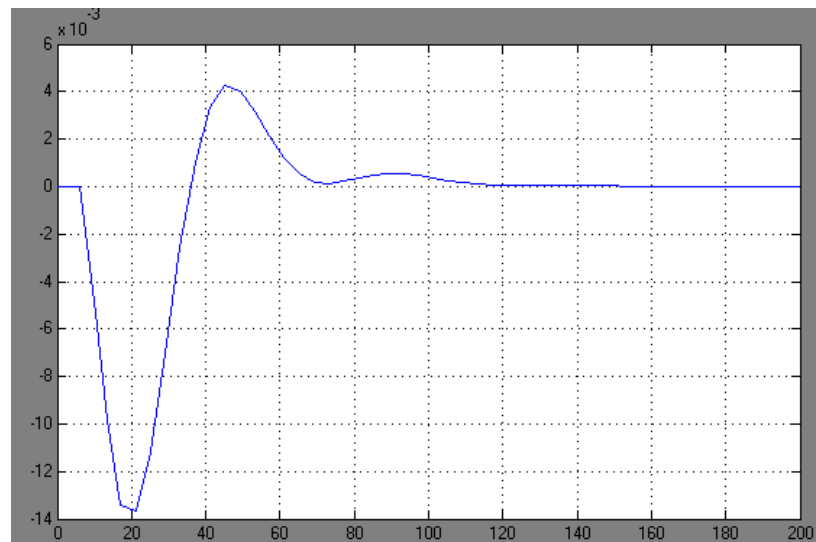


Рисунок 4.6 – Графік перехідного процесу по каналу збурення витрати пару ($D>0$).

Побудуємо схему математичної моделі з урахуванням коефіцієнтів, по каналу витрати пару ($D<0$).

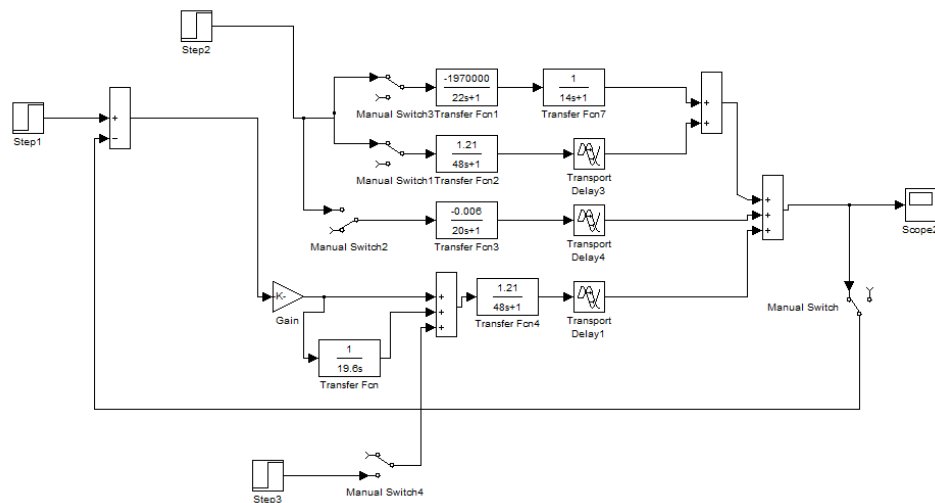


Рисунок 4.7 – Схема математичної моделі по каналу збурення витрати пару ($D<0$).

Задамося збуренням (6; 6).

Графік перехідного процесу по каналу збурення витрати пару ($D<0$) представлений на рисунку 4.8.

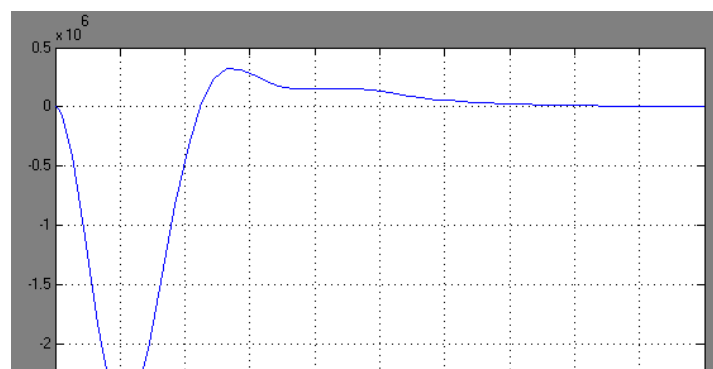


Рисунок 4.8 – Схема математичної моделі по каналу збурення витрати пару
($D < 0$).

З графіків перехідних процесів видно, що система вертається в початковий стан, отже система працює добре.

5 ОПИС ФУНКЦІОНАЛЬНОЇ СХЕМИ РЕГУЛЮВАННЯ РІВНЯ В КОМПЕНСАТОРІ ТИСКУ

Функціональна схема автоматизації системи регулювання рівня в компенсаторі тиску представлена на рисунку 5.1.

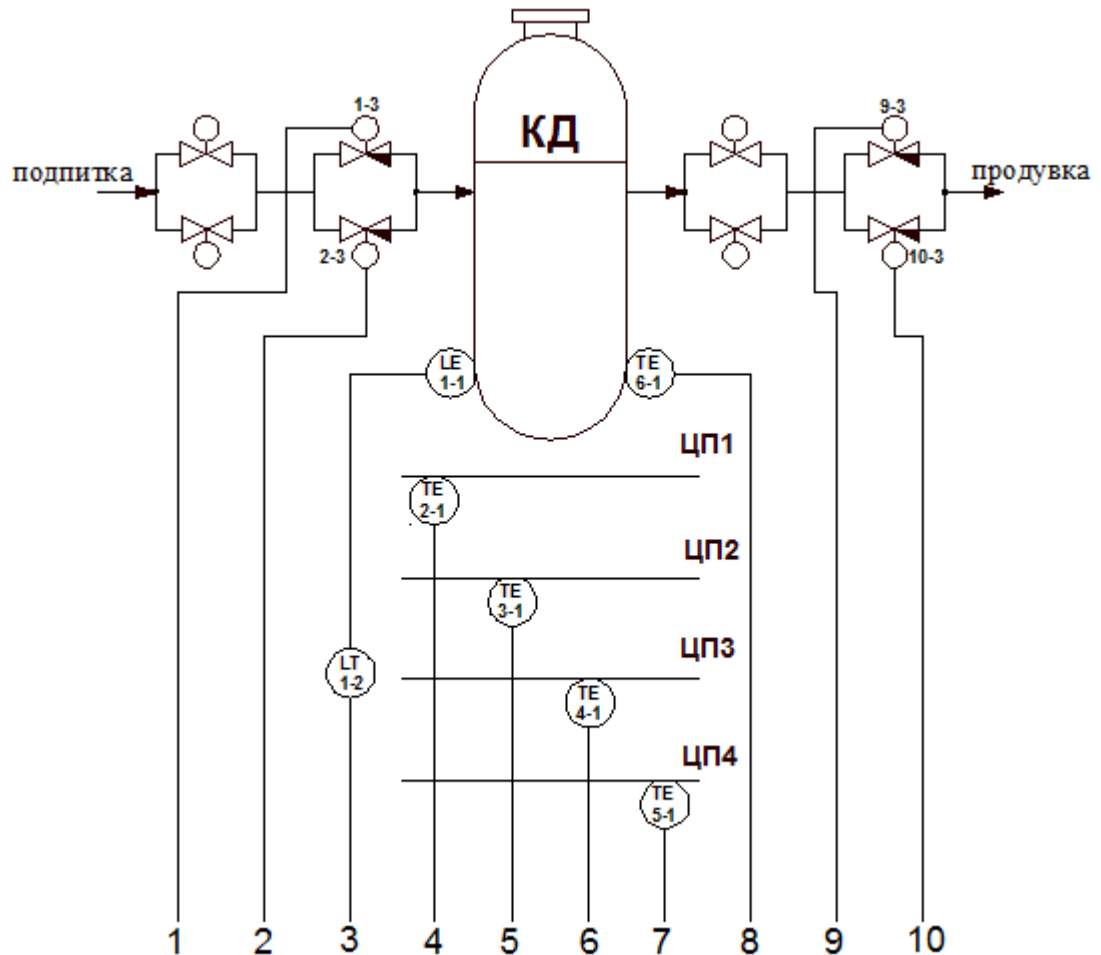


Рисунок 5.1 – Функціональна схема автоматизації системи регулювання рівня в компенсаторі тиску.

Регулювання рівня в КТ необхідно для підтримки заданих значень рівня в компенсаторі тиску зміною витрати підживлення першого контуру через клапани ТК31S02, ТК32S02 в режимах:

- розігрів або розхолодження (пускозупинний регулятор);

– несення навантаження (штатний регулятор).

Алгоритм регуляторів рівня в КТ наведено в додатку Б.

Виконавчі механізми клапанів ТК31S02, ТК32S02 можуть підключатися до регулюючого пристрою YPC03 (пускозупинному регулятору) або до регулюючого пристрою YPC02 (штатного регулятора).

Вибір регулюючого пристрою здійснюється взводом тригера пам'яті блоку логічних перетворень (БЛП).

Обраний регулюючий пристрій підключається до виконавчих механізмів при положенні «А» перемикачів блоків ручного управління БРУ-32 регуляторів (для дистанційного керування виконавчими механізмами перемикачі обох БРУ-32 необхідно перевести в положення «Р»).

Положення ключа «SA» визначає вибір робітника (ведучого) і резервного (відомого) клапанів. При повному відкритті «ведучого» клапана обраний регулюючий пристрій підключається до «відомого». При повному закритті «відомого» клапана вбрання регулюючий пристрій підключається до «ведучого» клапану.

Штатний регулятор рівня в КТ YPC02 підтримує задане значення рівня в КТ залежно від середньої температури теплоносія чотирьох петель і забезпечувати підтримку постійної маси теплоносія в контурі, шляхом впливу на регулюючі клапани підживлення ТК31S02, ТК32S02.

Регулятор реалізує пропорційний закон регулювання за рахунок введення зворотного зв'язку з матеріального балансу теплоносія першого контуру.

Вхідні сигнали штатного регулятора:

- основний сигнал – рівень у КТ;
- коригуючий сигнал – матеріальний баланс теплоносія першого контуру;

Сигнал матеріального балансу складається з сигналів:

- підживлення І-го контура;

- продувки І-го контура;
- ущільнення води до ГЦН;
- ущільнення води від ГЦН.

Сигнал матеріального балансу теплоносія служить для підвищення динамічної точності регулювання (зменшення динамічної нерівномірності регулювання).

– корегуючий сигнал – середня максимальна температура теплоносія першого контуру.

Регулятор підтримує рівним нулю розбаланс:

$$E = a_1 \cdot T_{\text{ср}} - L_{\text{КД}} + a_2 \cdot (F_{\text{под.}} - F_{\text{прод.}} + F_{\text{на ГЦН}} - F_{\text{от ГЦН}}) + L_{\text{кор.}}, \quad (5.1)$$

де $T_{\text{ср}}$ – середня температура теплоносія петель;

$L_{\text{КД}}$ – рівень води в компенсаторі тиску;

$L_{\text{кор.}}$ – корекція заданого значення рівня для компенсації статичної нерівномірності;

$F_{\text{прод.}}$ – витрата продувки теплоносія, т/г;

$F_{\text{под.}}$ – витрата підживлення теплоносія, т/г;

$F_{\text{на ГЦН}}$ – витрата ущільнюючої води на ГЦН, т/г;

$F_{\text{від ГЦН}}$ – витрата ущільнюючої води від ГЦН, т/г;

a_1, a_2 – коефіцієнти.

Для підтримки постійної кількості теплоносія завдання рівня, в КТ проводиться корекція по середній температурі 1 контуру. Номінальне значення рівня в КТ залежно від середньої температури теплоносія 1 контуру наведено в додатку В.

За допомогою сигналу середньої максимальної температури теплоносія формується задане значення рівня теплоносія таким чином, щоб кількість (маса) теплоносія у першому контурі зберігалася постійним при температурних змінах його об'єму.

Пусковий регулятор рівня в компенсаторі тиску YPC03 повинен підтримувати задане значення рівня в КТ, шляхом впливу на регулюючі клапани підживлення TK31S02, TK32S02.

Регулятор повинен реалізовувати пропорційний закон регулювання за рахунок введення зворотного зв'язку з матеріального балансу теплоносія першого контуру.

При включенні регулятор повинен балансуватися на поточне значення рівня в КТ.

Вхідні сигнали пускового регулятора:

- основний сигнал – рівень води в КТ;
- корегуючий сигнал – матеріальний баланс теплоносія першого контуру;
- підживлення I-го контура;
- продувки I-го контура;
- ущільнення води до ГЦН;
- ущільнення води від ГЦН.

Регулятор підтримує рівним нулю розбаланс:

$$E = L_{\text{зад.}} - L_{\text{факт.}} - a_1 \cdot (F_{\text{под.}} - F_{\text{прод.}}) + a_2 \cdot (F_{\text{на ГЦН}} - F_{\text{від ГЦН}}) + L_{\text{кор.}} \quad (5.2)$$

де $L_{\text{зад.}}$ – встановлене значення пускового рівня теплоносія в КТ, см;

$L_{\text{факт.}}$ – пусковий рівень води в КТ з температурною корекцією, см;

$L_{\text{кор.}}$ – корекція заданого значення рівня для компенсації статичної нерівномірності;

$F_{\text{прод.}}$ – витрата продувки теплоносія, т/г;

$F_{\text{под.}}$ – витрата підживлення теплоносія, т/г;

$F_{\text{на ГЦН}}$ – витрата ущільнюючої води на ГЦН, т/г;

$F_{\text{від ГЦН}}$ – витрата ущільнюючої води від ГЦН, т/г;

a_1, a_2 , – коефіцієнти.

Пусковий вимірювальний перетворювач рівня води в КТ повинен бути

розігнаний на номінальні параметри теплоносія.

Температурна корекція пускового рівня води в КТ повинна проводитися по температурі теплоносія в КТ і обчислюватися по формулі

$$L_{ф.а.к.т.} = a + b \cdot L_{ур} \quad (5.3)$$

де a, b – поправочні коефіцієнти;

$L_{факт}$ – пусковий рівень води в КТ з температурною корекцією;

$L_{ур}$ – поточне показання рівнеміра, м;

$$a = \frac{L_{факт} - L_{ур}}{\rho' - \rho''}, \quad (5.4)$$

$$b = \frac{(\rho'_0 - \rho''_0)}{\rho' - \rho''}, \quad (5.5)$$

де ρ', ρ'' – щільності теплоносія і парової подушки КТ відповідно при поточних параметрах, кг/м³;

ρ'_0, ρ''_0 – щільності води і пари теплоносія в КТ при нормальних умовах, кг/м³ ($P_{кд} = 159,0$ кгс/см², $t_{кд} = 346,0$ °С, $\rho'_0 = 590,60$ кг/м³, $\rho''_0 = 103,9$ кг/м³);

$\rho'_{уc0}$ – щільність води в зрівняльний судині при нормальних умовах, кг/м³ ($P_{кд} = 159,0$ кгс/см², $t_{кд} = 40,0$ °С, $\rho'_{уc0} = 999,0$ кг/м³);

$\rho'_{уc}$ – щільність води, в зрівняльний судині при поточних параметрах (при $t_{уc} = 40,0$ °С і змінюваному тиску), кг/м³.

Розрахункові значення поправочних коефіцієнтів «а» і «в» залежно від температури теплоносія в КТ наведені в додатку Г.

6 ВИБІР КОМПЛЕКСУ ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ

6.1 Дифманометр-рівнемір ДМЕУ-МІ

Дифманометр-рівнемір ДМЕУ-МІ застосовується для вимірювання різниці тиску, а також рівня рідини і безперервного перетворення вимірюваного параметра в уніфікований струмовий вихідний сигнал.

Перетворювач тиску може застосовуватися в комплекті з вторинними приладами та іншими пристроями автоматики і контролю в системах управління працюють від стандартного вхідного сигналу (0 – 5) або (4 – 20) мА.

ДМЕУ-МІ складається з наступних вузлів:

- вимірювального блоку;
- магніто-модуляційного перетворювача;
- підсилювального пристрою.

В основі принципу дії даного перетворювача тиску лежить перетворення чутливим елементом тиску в пропорційне переміщення постійного магніту, який створює керуючий вплив у вигляді магнітного потоку і викликає зміна намагніченості сердечників.

При цьому виникає, керуючий вихідним сигналом підсилювача, сигнал неузгодженості. Посилений сигнал надходить в лінію дистанційної передачі і одночасно в обмотку зворотного зв'язку, яка створює магнітний потік, що компенсує вплив керуючого магнітного потоку.

Технічні характеристики дифманометра представлені в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики дифманометра

Характеристики	Значення
Граничні номінальні перепади тиску, кгс/м ²	400; 630; 1000; 1600; 2500; 4000; 6300
Гранично допустимий робочий надлишковий тиск, кгс/см ²	25; 100; 160; 250; 320; 400
Межі вимірювання рівня	0 – 1000 см
Клас точності	1; 1,5
Кліматичні виконання	В4.1, УХЛ4.2 або О4.2; Т2,3
Вихідний сигнал, мА	(5 - 0); (20 - 4)
Приєднувальна різьба штуцера	М22×1,5
Середнє напрацювання на відмову, г	100000
Міжповірочний інтервал, років	1
Повний термін служби, років	12

Загальний вигляд дифманометра-рівнеміра ДМЕУ-МІ з габаритними і приєднувальними розмірами представлений на рисунку 6.1.

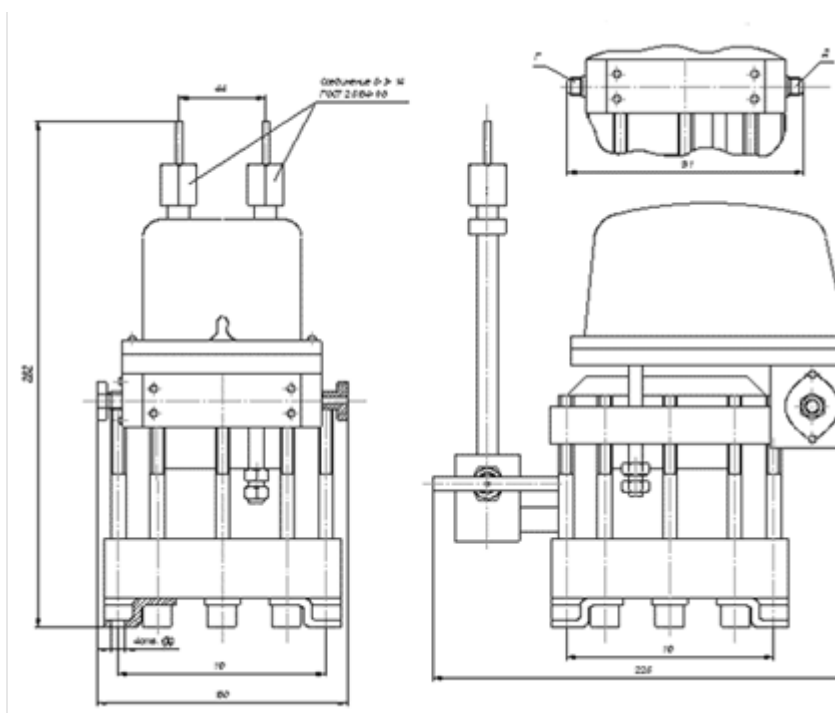


Рисунок 6.1 – Дифманометр-рівнемір ДМЕУ-МІ.

6.2 Зрівняльні судини

Зрівняльні судини призначені для виключення впливу висоти стовпа рідини в імпульсній лінії на показанні дифманометрів шляхом підтримки постійного рівня рідини в посудині по відношенню до вимірюваної змінної висоті рівня в резервуарі.

Крім того, судини призначені для забезпечення рівності щільності рідини в імпульсних лініях при вимірюванні дифманометрами перепаду тисків або витрати рідини з температурою понад 120 °С.

Конструкція судин ЗС представлена на рисунку 6.2

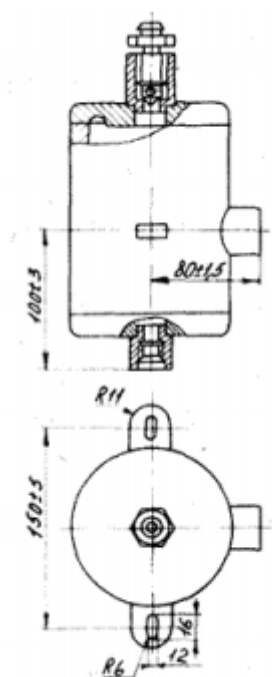


Рисунок 6.2 – Конструкція зрівняльних судин.

Судини ЗС виготовляються наступних типорозмірів, зазначених в таблиці 6.2.

Таблиця 6.2 – Характеристики однокамерних судин

Найменування	Типорозмір судини	Виконання	Умовний тиск, МПа
Судина зрівняльна	СУ-6. 3	1, 2, 3, 4	6.3
	СУ-16	2	16

Судини в залежності від місця приєднання імпульсних ліній і від конструкції приєднувальних штуцерів повинні виготовлятися наступних виконань:

- судина для нижнього та бокового приєднань імпульсних ліній, що мають приєднувальні штуцери з прокладочним ущільненням;
- судина для нижнього та бокового приєднань імпульсних ліній, що мають приєднувальні штуцери з ущільненням кульової поверхні по конічній;
- судина для нижнього приєднання імпульсної лінії, що має приєднувальний штуцер з прокладочним ущільненням;
- судина для нижнього приєднання імпульсної лінії, що має приєднувальний штуцер з ущільненням кульової поверхні по конічній.

6.3 Вторинний прилад типу КСД 3

Прилад КСД 3 являє собою стаціонарний одно точковий показуючий і реєструючий прилад із записом на діаграмному диску.

Прилад типу КСД 3 призначений для автоматичного контролю та регулювання таких неелектричних величин як: тиск, витрата, рівень, натиск, які перетворюються чутливими елементами первинного приладу в лінійне переміщення сердечника (плунжера) диференційно-трансформаторного перетворювача.

Для роботи з не взаємозамінними первинними датчиками в приладі передбачено блок подільника напруги.

В якості компенсуючого елемента в приладі використовується диференціальна трансформаторна котушка з переміщається в ній сердечником.

Прилад працює в комплекті з первинними взаємозамінними приладами, що перетворюють вимірювальну неелектричну величину в комплексну взаємодуктивність, тобто є датчиками взаємної індуктивності.

Прилади можуть широко застосовуватися у всіх галузях промисловості при температурі навколишнього повітря від 5 до 50 °С і відносній вологості від 30 до 80%.

Прилади випускаються в наступних варіантах:

- без вихідних пристроїв;
- з вихідними пристроями.

Диференційно-трансформаторна схема приладу показана на рисунку 6.3.

Технічні характеристики:

Межа основної зведеної похибки показань приладу на всіх відмітках шкали при температурі навколишнього повітря 20 °С не перевищує 0,5% від нормуючого значення вимірюваної величини.

За нормуюче значення вимірюваного вхідного сигналу приймають:

- верхнє кінцеве значення діапазону вимірювань, якщо нульове значення знаходиться на краю діапазону вимірювання;
- сума абсолютних кінцевих значень діапазону вимірювань, якщо нульові значення знаходиться всередині діапазону вимірювання.

Нормуюче значення або діапазон вимірювання вхідного сигналу виражається в одиницях взаємної індуктивності, мГ.

Межа основної зведеної похибки записи на всіх відмітках діаграмного диска при температурі навколишнього повітря 20 лютого С не перевищує 1% від нормирующего значення вимірюваної величини.

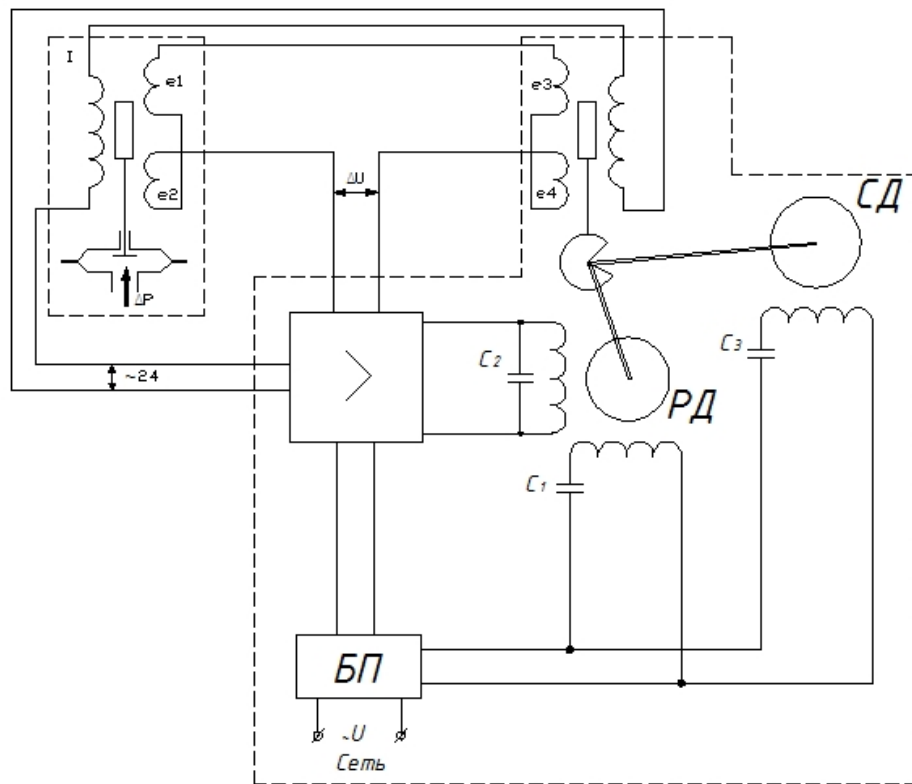


Рисунок 6.3 – Схема диференційно-трансформаторного приладу.

Варіація показань приладу не перевищує абсолютного значення межі допустимої основної зведеної похибки.

Для приладів з початковим не робоча ділянкою шкали основна похибка показань, записи, варіації на цій ділянці не нормується крім нульової позначки.

- час проходження покажчиком всієї шкали 5 і 16 с;
- циферблат приладу круглий, білого кольору;
- довжина шкали 0,6 м;
- диск діаграмний із зовнішнім діаметром 250 мм і довжиною відлікової дуги 95 мм;
- прилади мають пристрій тривалої багатоступінчастої записи;

- привід діаграми від синхронного електродвигуна;
- час одного обороту діаграмного диска 24 год 7 хв;
- при частоті живлення 50 Гц;
- живлення силової частини приладу $220 \pm 22/33$ В, 50 ± 1 Гц;
- споживна потужність приладу не перевищує 35 ВА.

Живлення первинної обмотки диференційно-трансформаторного перетворювача приладу і включеної послідовно з ним первинної обмотки диференціального трансформатора первинного приладу напругою змінного струму 24 В (50 Гц) здійснюється від обмотки силового трансформатора підсилювача. Хід сердечника диференційно-трансформаторного перетворювача 4 мм.

Характер заспокоєння приладів з лінійною залежністю повинен бути таким, щоб показчик встановлювався в положення рівноваги не більше ніж після двох напівколивань. У приладів з квадратичною залежністю – після трьох напівколивань.

Величина викиду пишу чого пристрою не повинна перевищувати 1,5% від нормирующего значення вимірюваної величини.

Прилад має пристрій для контролю справності його роботи.

6.3 Термометр опору ТСП-1088

Принцип дії термометрів опору засновано на здатності різних матеріалів (в першу чергу металів) змінювати своє електричний опір зі зміною температури.

Термоелектричний чутливий елемент термоперетворювача виготовлений з мідного дроту і являє собою спіраль, вміщену в канали керамічного каркаса.

З боку вивідних кінців термоперетворювач ТСП-1088 має водозахищену голівку.

Зовнішній вигляд термометра представлений на рисунку 6.4.

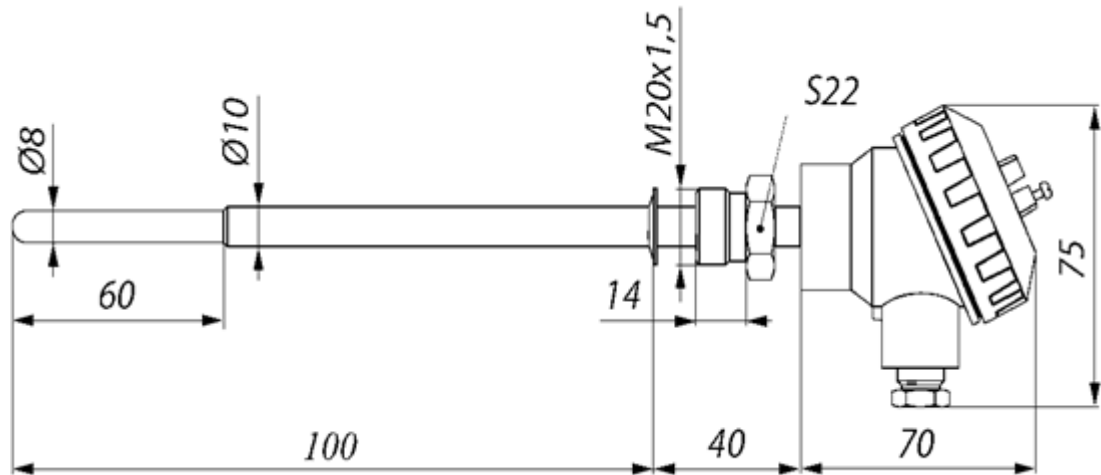


Рисунок 6.4 – Термометр опору ТСП – 1088.

Технічні характеристики термопреобразователя представлені в таблиці 6.3.

Таблиця 6.3 – Основні технічна характеристики ТСП – 1088

Найменування параметру	Значення
Номінальна статична характеристика	100М
R^0 , Ом	100
Основна похибка, %	0,15
Межі виміру,	0....+400
Довжина монтажної частини, мм	60
Діаметр, мм	8
Час термічної реакції, з	20
Умовний тиск, МПа	6,3
Номінальний вимірювальний струм, мА	1

6.4 Термоелектричний термометр типу ТХА-2076

Термоелектричний термометр складається з двох спаяних і ізольованих по довжині термоелектродів, захисного чохла і головки з зажимами для підключення сполучної лінії, є первинним перетворювачем.

Дія термоелектричних термометрів засноване на властивості металів і сплавів створювати термоелектродвигуючу силу, залежну від температури, місця з'єднання кінців двох різнорідних провідників, що утворюють чутливий елемент термометра – термопару.

Зовнішній вигляд термопары ТХА-2076 представлений на рисунку 6.5.

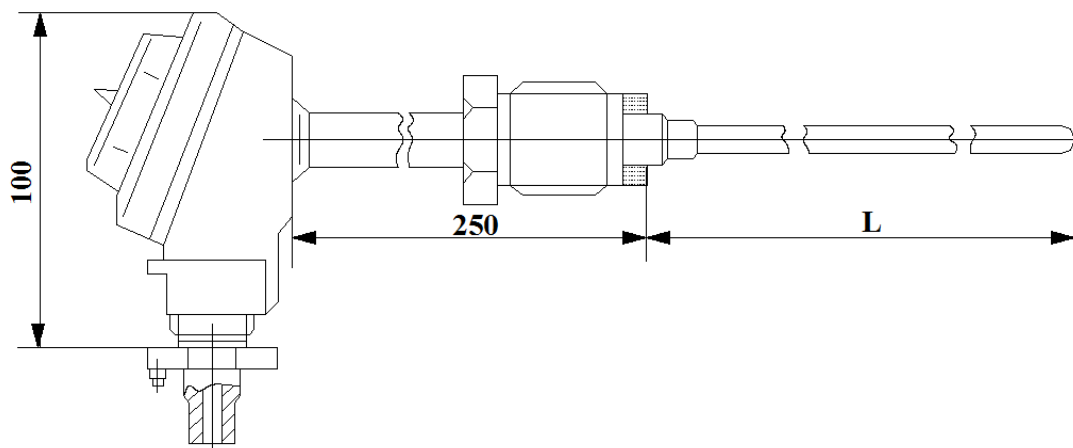


Рисунок 6.5 – Термопара ТХА-2076.

Таблиця 6.3 – Основні технічні характеристики ТХА-2076

Найменування параметру	Значення
Номинальна статична характеристика	ХА
Діапазон вимірювання температури	-40...+600 °C
Похибка вимірювання	2,5 °C
Умовний тиск	25 МПа
Клас доступу	2
Середня наработка на відказ	не менше 60 000 годин;
Середній строк служби	не менше 10 років

7 ПРИНЦИПИ ВИМІРЮВАННЯ ТА РЕГУЛЮВАННЯ РІВНЯ В КОМПЕНСАТОРІ

Контроль заповнення до робочого рівня і спорожнення КТ здійснюється трьома гідростатичними рівнемірами з межами виміру 0 – 10000 мм, в комплект двох рівнемірів входять дифманометр типу ДМЕ з однокамерною зрівняльною ємністю і вторинним показуючим приладом. У третій комплект входять зрівняльна ємність і два дифманометра з вторинними приладами, розташованими в оперативному контурі БЩУ і в приміщенні КВП II, які видають сигнал на формування блокувань першого контуру. Вимірювання рівня теплоносія в КТ при роботі РУ в потужності здійснюється 8 диференціальними манометрами типу ДМЕ в межу вимірювання 0 – 6300 мм і 3 однокамерними з рівняльними судинами.

Сигнали від основного і резервного ДМЕ надходять в регулятор рівня в КТ. Сигнали від трьох ДМЕ надходять в вторинні прилади. Сигнали від двох ДМЕ надходять в вторинний прилад БЩУ, і вторинний прилад, розташований в приміщенні КВП II системи безпеки. Тут формуються сигнали блокувань першого контуру на закриття арматури ТК30,31S01 при підвищенні рівня в КТ, і її відкриття при зниженні рівня. Сигнал від восьмого ДМЕ надходить на ІОС.

Контроль при повному заповненні КТ здійснюється комплектом рівнеміра, що складається з однієї зрівняльної ємності, і 3-х ДМЕ з межею вимірювання 0 – 12600 мм. Сигнал від одного ДМЕ заводиться на ІОС, від іншого – на вторинний прилад оперативного контуру БЩУ, від третього – на вторинний прилад в приміщенні КВП II.

Вторинні прилади видають сигнали в систему блокувань першого контуру на відключення і включення грілок.

Контроль температури корпусу КТ здійснюється у двох точках, температури поверхні трубопроводу діаметром 426×40 в одній точці. В

якості датчиків температури застосовані платинові термометри опору типу ТСП-1088 градування 100 класу Пз межею вимірювання 0 – 400 °С. Сигнали від термометрів заводяться на ІОС.

Контроль температури теплоносія в чотирьох точках, пара в одній точці КТ і теплоносія в трубопроводі діаметром 426×40 у двох точках здійснюється за допомогою термометрів опору типу ТСП-1088. Сигнали від термометрів заводяться на ІОС і вторинний прилад, розташований на РЩУ.

Вимірювання швидкості зміни температури корпусу КТ здійснюється термометром термоелектричним типу ТХК-2076 з межею вимірювання 0 – 400 °С. Вторинний прилад розташований на БЩУ на не оперативних панелях.

Вимірювання рівня рідини полягає у вимірюванні висоти її рівня від положення, прийнятого за нульовий.

Основний метод вимірювання рівнів в ємностях заснований на вимірюванні перепаду тиску між лінією постійного тиску (базою) і лінією змінного тиску, пов'язаного з рівнем в ємності.

При вимірюванні рівня в ємностях також використовуються первинні перетворювачі Сапфір-22ДД. Як правило, при вимірюванні витрати пару та рівня води первинні перетворювачі Сапфір 22ДД підключені через зрівняльні і конденсаційні судини.

Виходячи з базового рівня L_6 температури і тиск в ємності, розраховується перепад тиску ΔP для кожного конкретного однокамерного рівнеміра за формулою:

$$\Delta P = \{H_{\text{баз.}} \cdot \rho_{\text{в.х.}} - [H_{\text{изм.}} \cdot \rho_{\text{в.г.}} + (H_{\text{баз.}} - H_{\text{изм.}}) \cdot \rho_{\text{пар}}]\} \cdot g, \quad (7.1)$$

де ΔP – перепад тиску, Па;

$H_{\text{баз.}}$ – рівень води холодної, рівний L_6 рівнеміра, м;

$H_{\text{изм.}}$ – рівень води гарячої в ємності, м;

$\rho_{в.г.}$ – щільність води гарячої в ємності, кг/м³;

$\rho_{в.х.}$ – щільність води в зрівняльній судині, кг/м³;

$\rho_{пар}$ – щільність пара, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння м/с², $g = 9,8095$ м/с².

Для двокамерного рівнеміра за формулою:

$$\Delta P = \{H_{баз.} \cdot \rho_{в.г.} - [H_{изм.} \cdot \rho_{в.г.} + (H_{баз.} - H_{изм.}) \cdot \rho_{пар}]\} \cdot g, \quad (7.2)$$

де ΔP – перепад тиску, Па;

$H_{баз.}$ – рівень води холодної, рівний L_6 рівнеміра, м;

$H_{изм.}$ – рівень води гарячої в ємності, м;

$\rho_{в.г.}$ – щільність води гарячої в ємності, кг/м³;

$\rho_{пар}$ – щільність пара, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння м/с²;

На ЗАЕС взагалі застосовуються дифманометричні рівнеміри, принцип дії яких заснований на вимірюванні за допомогою дифманометра-рівнеміра типу «Сапфір» перепаду тиску, обумовленого різницею висот стовпів рідини, в судині, в якій проводять вимірювання, й в зрівняльній судині з постійним рівнем рідини.

У випадку, якщо посудина перебуває під надлишковим тиском, застосовується схема вимірювання рівня з верхнім розташуванням зрівняльної судини, як показано на рисунку 7.1.

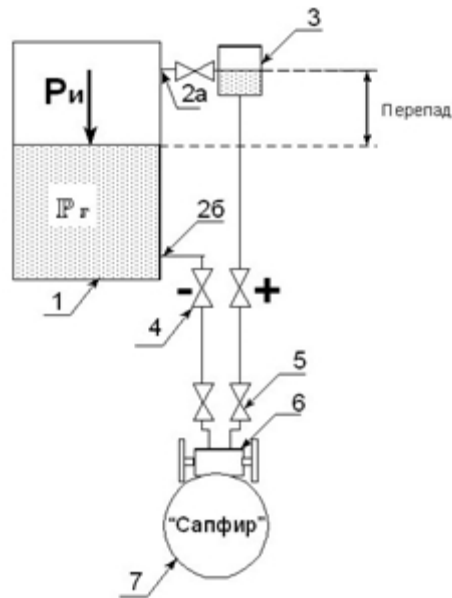


Рисунок 7.1 – Схема вимірювання рівня в ємності, що перебуває під надлишковим тиском:

1 – судина під тиском; 2 – імпульсні лінії; 3 – зрівняльна судина;
4, 5, 6 – арматура; 7 – дифманометр-рівнемір типу «Сапфір».

При даній схемі вимірювання рівня перепад тиску на дифманометр дорівнює:

$$\Delta P = (P_{\text{н}} + P_{\text{г}}) - P_{\text{н}} = P_{\text{г}}, \quad (7.2)$$

де $P_{\text{н}}$ – надлишковий тиск в ємності;

$P_{\text{г}}$ – гідростатичний тиск рідини.

Відбори 2а і 2б дифманометру встановлюють вгорі та знизу ємності, зрівняльну судину 3 – на рівні відбору 2а і заливають в нього вимірювану рідину. Для того щоб компенсувати вплив надлишкового тиску в плюсовій і мінусовій камерах «Сапфіра» зрівняльну судину з'єднують з відбором 2а.

Зрівняльну судину і імпульсні лінії заповнюють рідиною, рівень якого вимірюється. При конденсації пару або газів, в судині рівень залишається постійним, так як надлишки конденсату зливаються в ємність через

імпульсну лінію і відбір 2а.

При верхньому розташуванні судини нульового перепаду тиску відповідає максимальне значення вимірюваного рівня, і шкала дифманометру буде зворотною, тобто максимальному перепаду (мінімальному рівню) відповідає мінімальний вихідний сигнал.

Недоліком дифманометричних рівнемірів є похибка вимірювання при зміні температури і щільності вимірюваної рідини і навколишнього середовища.

8 МЕТРОЛОГІЧНИЙ РОЗРАХУНОК

8.1 Розрахунок звужуючого пристрою

Таблиця 8.1 – Дані для розрахунку

Параметри	Позначення	Одиниці виміру	Значення
Витрата води	Q	м ³ /с	60
Температура	T	°C	320
Щільність	ρ	кг/м ³	666,89
Динамічна в'язкість	μ	Па·с	$8,06 \cdot 10^{-5}$
Діаметр трубопроводу	D	мм	350

8.1.1 Визначення номінального перепаду тиску дифманометра

Приймемо значення відносної площі сопла рівним 0,3.

Допоміжна величина:

$$C_1 = \frac{Q \sqrt{\rho}}{0,125 D^2}, \quad (8.1)$$

$$C_1 = \frac{60 \sqrt{666,89}}{0,125 \cdot 350^2} = 1,6$$

Визначимо по номограмі граничний номінальний перепад тиску дифманометра:

$$\Delta P = 0,29 \text{ кгс/см}_2 = 2900 \text{ кгс/м}^2.$$

Максимальний перепад тиску дифманометра:

$$\Delta P = 2900 \text{ кгс/м}^2,$$

Перше наближене значення модулю відносної площі сопла $m^1 = 0,3$.

Максимальне число Рейнольдса:

$$Re = \frac{0,174 d \cdot \rho}{\mu}, \quad (8.2)$$

$$Re = \frac{0,174 \cdot 0,005 \cdot 8060}{0,0005} = 3030$$

8.1.2 Визначення параметрів сопла

Допоміжна величина:

$$\eta_{\text{пр}} = \frac{c_1}{\sqrt{\Delta P}} = \frac{1,6}{\sqrt{2900}} = 0,18$$

Визначимо коефіцієнт витрати a при m_1 :

$$\left[\frac{1}{\sqrt{1,4}} \right] \cdot 0,005 \cdot 0,18 \cdot 3030 \cdot 0,35 = 0,00349 \text{ Re} \quad (8.3)$$

$$\left[\frac{1}{\sqrt{1,4}} \right] \cdot 0,005 \cdot 0,18 \cdot 3030 \cdot 0,35 = 0,00349$$

- 0,73

Допоміжна величина:

$$m_1 = 0,19.$$

Відносне відхилення:

$$\delta_{m1a} = \left(\frac{\frac{m \cdot \alpha}{c_1} - 1}{\sqrt{\Delta P}} \right) \cdot 100 = \left(\frac{0,219}{0,218} - 1 \right) \cdot 100 = 0,459 \% \quad (8.4)$$

Оскільки $|\delta_{m1a}| > 0,2\%$, вибираємо наступне наближене значення відносної площі звужуючого пристрою:

$$\frac{\delta_{m1a}}{\Delta P} = \frac{0,459}{100} = 0,00459 \quad (8.5)$$

Повторимо розрахунок коефіцієнта витрати:

$$\left[\frac{1}{\sqrt{\frac{m \cdot \alpha}{c_1} - 1}} \right] \cdot 100 = 1,00012.$$

$$m = 0,00218391,$$

$$\left(\frac{\frac{m \cdot \alpha}{c_1} - 1}{\sqrt{\Delta P}} \right) \cdot 100 = \left(\frac{0,21839}{0,218} - 1 \right) \cdot 100 = 0,18\%$$

Оскільки $|\delta_{m1a}| > 0,2\%$, розрахунок припиняємо.

Поправочний множник на теплове розширення матеріалу сопла $\kappa^t = 1,0004$.

Діаметр отвору сопла при $t = 20^\circ \text{C}$.

$$d_0 = \left(\frac{D}{\kappa} \right) \cdot \left(\frac{350}{10004} \right) = 0,1843 \text{ мм.}$$

9 ОХОРОНА ПРАЦІ

9.1 Стисла характеристика об'єкта дослідження з точки зору охорони праці

Охорона праці – це система законодавчих, соціально-економічних, технічних, санітарно-гігієнічних і організаційних заходів, що забезпечують безпеку, збереження здоров'я і працездатності людини в процесі праці. Охорона праці включає організаційно-правові питання, техніку безпеки, виробничу санітарію і пожежну профілактику.

Закон України «Про охорону праці» зобов'язав власника за свої засоби організувати проведення при прийомі на роботу медичних оглядів і протягом трудової діяльності лікарський контроль за поляганням здоров'я робочих, зайнятих на важких роботах, роботах з шкідливими і небезпечними умовами праці або таких, де є необхідність в професійному відборі, а також обов'язковий щорічний медичний огляд осіб у віці до 21 року незалежно від того, в яких умовах вони працюють.

У системі законодавства щодо гігієни праці ключове місце займає Закон України «Про забезпечення санітарного і епідемічного благополуччя населення». Положення, які мають пряме відношення до захисту здоров'я робітників і службовців якнайповніші освітлені в статті 7 «Обов'язку підприємств, установ і організацій». Ця стаття передбачає розробку і здійснення адміністрацією підприємств санітарних і протиепідемічних заходів; здійснення в необхідних випадках лабораторного контролю за дотриманням вимог санітарних норм щодо рівнів шкідливих чинників виробничого середовища; інформування органів і установ державної санепідеміологічної служби при надзвичайній події і ситуації, які представляють небезпеку для здоров'я населення; відшкодування в

установленому порядку працівникам і громадянам збитків, які нанесені їх здоров'ю в результаті порушення санітарного законодавства.

9.1.1 Забезпечення безпеки роботи АЕС

Головне в забезпеченні безпеки роботи АЕС – це забезпечити умови, перешкоджаючі виходу продуктів розподілу при ядерній ланцюговій реакції. Для цього все паливо на АЕС завантажується в реактор в ТВЕЛах – герметично заварених чохлах з неіржавіючої сталі. В цих чохлах-складках залишається основна частина продуктів розподілення урану, що утворюються при роботі реактора. Коли ТВЕЛ відпрацював свій термін, його витягують з реактора, і відправляють на спеціальний завод для переробки і витягання цінних елементів. Ніякого істотного витоку радіоактивних речовин не відбувається.

В цьому і полягає одне з істотних переваг ядерної енергетики перед іншими видами електростанцій викиди (відходи) яких у вигляді золи, шлаків і газів у багатьох випадках викидаються в оточуючу середовище без належного очищення.

На АЕС передбачені фізичні бар'єри безпеки, застережливі можливий викид радіоактивних речовин – продуктів розподілу урану (рис. 9.1):

1) Паливна таблетка: затримує в собі рух практично все уламків поділу. (Радіоактивність під оболонкою тепловиділяючих елементів в 10 000 разів менше радіоактивності в паливній таблетці).

2) Стінки оболонки тепловиділяючого елементу – ТВЕЛ (виконані з цирконієвого сплаву, усередині якого розміщено ядерне паливо), перешкоджає виходу радіоактивних уламків ядерного поділу з паливних таблеток в теплоносій І-го контура (радіоактивність теплоносія І-го контура в 1000 разів менше радіоактивності під оболонковою Твела).

3) Устаткування I-го контура: конструкція реакторної установки, корпус реактора, трубопроводи, парогенератори, насоси, фільтри першого контура, а також компенсатори тиску і місткості системи аварійного охолодження реактора, виконані з легованої сталі.

4) Контеймент – герметична залізобетонна заздалегідь напружена оболонка енергоблока реакторного відділення, що вкриває в собі реактор і примикаюче до нього устаткування, здатна локалізувати радіоактивні речовини при виникненні максимальної проектної аварії. Товщина залізобетонна стінки оболонки - 1,2 м. З внутрішньої сторони має герметичне металеве облицювання завтовшки 6 мм.

5) Гермооболочка виконана з армованого бетону, яка витримає:

- падіння літака типу «Мить»;
- землетрус силою 7 балів;
- дія ударної хвилі від вибуху 5 т. тротилу на відстані 200 м.

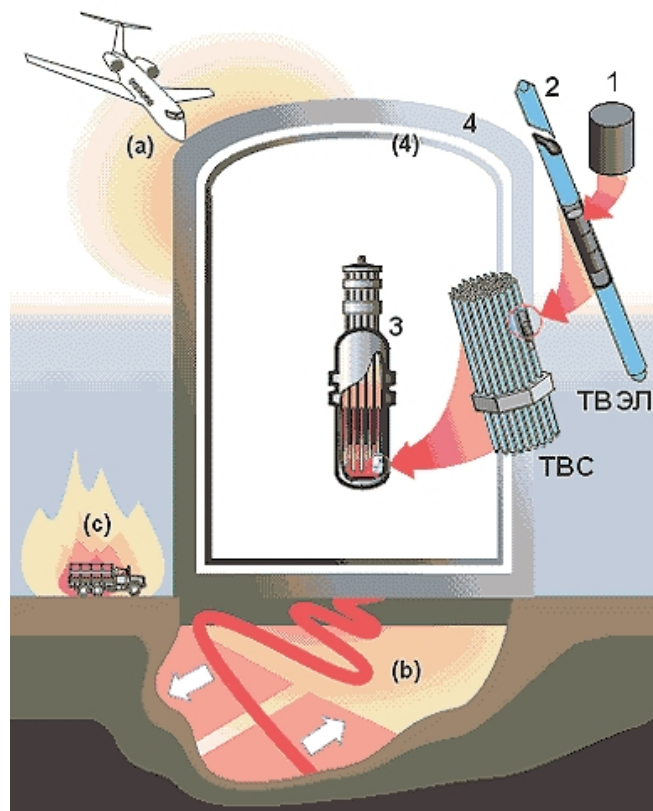


Рисунок 9.1 – Фізичні бар'єри безпеки.

Також на АЕС застосовується принцип резервування систем, тобто при виході однієї системи з ладу по якій або причині тут же буде включена резервна система, наприклад одного насоса достатньо для виконання функцій, але встановлюються два насоси (або більш) на випадок відмови або виведення в ремонт першого. А також різнотипність устаткування, яка має на увазі вживання різних за принципом систем, що виконують одні і ті ж функції, наприклад насос може мати електро- або турбопривод.

9.1.2 Протипожежний захист

На АЕС створені воєнізовані пожежники частини по охороні електростанцій. Існують також системи, що забезпечують внутрішньо і зовнішня пожежогасіння, а також система стаціонарних установок водяної пожежогасінні. Для підтримки постійної готовності раз на квартал проводяться протипожежні тренування по відробітку дій персоналу при пожежі.

9.2 Виявлення та аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів

Виходячи з показників умов праці можна виділити небезпечні і шкідливі виробничі чинники, які істотно впливають на здоров'я і працездатність людини процесі праці.

9.2.1 Виробничий шум

Виробничим шумом називається шум на робочих місцях, на ділянках або на територіях підприємств, який виникає під час виробничого процесу. Санітарно-гігієнічні вимоги до виробничого шуму пред'являються відповідно до ГОСТу 12.1.003-83 «Шум. Загальні вимоги безпеки».

Наслідком шкідливої дії виробничого шуму можуть бути професійні захворювання, підвищення загальної захворюваності, зниження працездатності, підвищення ступеня ризику травм і нещасних випадків, пов'язаних з порушенням сприйняття попереджувальних сигналів, порушення слухового контролю функціонування технологічного устаткування, зниження продуктивності праці.

Дія шуму на організм людини.

Область чутних звуків обмежується не тільки певними частотами (16 – 20 кГц), але і певними граничними значеннями звукового тиску і їх рівнів. На рисунку ці граничні значення рівнів звукового тиску зображені двома кривими. Нижня крива відповідає порогу (початку) чутності.

Верхня крива відповідає порогу болювого відчуття ($L = 120 - 130$ дБ). Звуки, що перевищують по своєму рівню цей поріг, можуть викликати болі і пошкодження в слуховому апараті.

Область за частотною шкалою, що лежить між цими кривими, називається областю слухового сприйняття представлена на рисунку 9.2

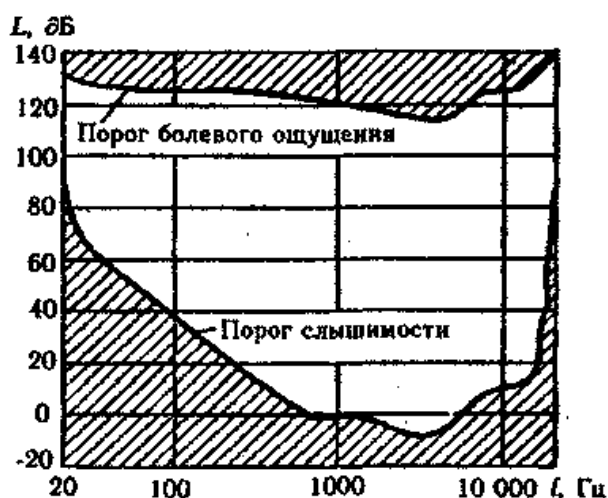


Рисунок 9.2 – Слухове сприйняття людини.

Під впливом шуму, що перевищує 85 – 90 дБ, в першу чергу знижується слухова чутливість на високих частотах. Впливаючи на кору головного мозку, шум надає дратівливе дію, прискорює процес стомлення, ослабляє увагу і уповільнює психічні реакції.

Таблиця 9.1 – Оптимальні рівні звуку на робочих місцях для робіт різних категорій тяжкості і напруженості

Категорія напруженості праці	Категорія тяжкості праці			
	Легка I	Середньої тяжкості II	Важка III	Дуже важка IV
Мало напружена I	80	80	75	75
Помірно напружена II	70	70	65	65
Напружена III	60	60	-	-
Дуже напружена IV	50	50	-	-

9.2.2 Вібрація

Серед всіх видів механічних дій для технічних об'єктів, найбільш небезпечна вібрація. Знакозмінні напруги, викликані вібрацією, сприяють накопиченню пошкоджень в матеріалах, появі тріщин і руйнуванню. Частіше всього і досить швидко руйнування об'єкту настає при вібраційних впливах в умовах резонансу. Вібрація викликає також і відмови машин, приладів.

Під вібрацією розуміють явище механічних коливальних рухів робочої системи. Міждержавний стандарт безпеки праці ГОСТ 12.1.012-90 «Вібраційна безпека. Загальні вимоги» визначає основні положення для робіт пов'язаних з вібрацією.

За способом передачі на тіло людини вібрацію розділяють на загальну, яка передається через опорні поверхні на тіло людини, і локальну, яка

передається через руки людини. У виробничих умовах часто зустрічаються випадки комбінованого впливу вібрації – загальної і локальної.

9.3 Мікроклімат виробничих приміщень

Виробничим мікрокліматом називається фізичне полягання повітряного середовища виробничих приміщень, яке визначається температурою, вологістю, рухом повітря і тепловим випромінюванням нагрітих поверхонь устаткування, що в сукупності впливає на теплове полягання організму людини. Основні вимоги пред'являються до виробничого мікроклімату висловлені в нормативному документі ГОСТ 12.1.005-88 «Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони».

Температура повітря виробничих приміщень визначається величиною тепловиділень від виробничих джерел і людей, від інсоляції, від теплопередачі через зовнішні огорожі, від повітрообміну.

Таблиця 9.2 – Оптимальні і допустимі норми температури повітря в робочій зоні виробничих приміщень

Період року	Категорія робіт	Температура, °С				
		оптимальна	допустима			
			верхня межа		нижня межа	
			постійних	непостійних	постійних	непостійних
Холодний	Легка - Іа	22-24	25	26	21	18
	Легка - Іб	21-23	24	25	20	17
	Середньої тяжкості - Іа	18-20	23	24	17	15
	Середньої тяжкості - Іб	17-19	21	23	15	13
	Важка - ІІІ	16-18	19	20	13	12
Теплий	Легка - Іа	23-25	28	30	22	20
	Легка - Іб	22-24	28	30	21	19
	Середньої тяжкості - Іа	21-23	27	29	18	17
	Середньої тяжкості - Іб	20-22	27	29	16	15
	Важка - ІІІ	18-20	26	28	15	13

Зміна температурних умов виробничого середовища супроводжується зміною обмінних процесів. При високій температурі порушується водний обмін у зв'язку із значним потовиділенням. Якщо звична втрата вологи через випаровування для осіб, що не виконують фізичної роботи, складає 0,8-1,2 г/хв, то при високій температурі вона може скласти 2,35 – 3,10 г/хв. Загальна втрата маси за робочий день може скласти 4 – 8 кг. При цьому разом з водою відбувається видалення з організму солей, головним чином хлористого натрію (30 – 40 г замість 10 г).

9.3.1 Виробнича вентиляція

Виробнича вентиляція – це організований обмін повітря між атмосферою і виробничими приміщеннями.

Санітарно-гігієнічні вимоги до виробничої вентиляції висловлені в між-державному стандарті 21.602-79 СПДС. «Опалювання, вентиляція і кондиціонування повітря робочих приміщень».

Природна вентиляція промислових будівель обумовлена поєднанням ефекту вітрового і теплового натиску.

Місцева механічна вентиляція, як правило, є витяжною і вирішує задачу уловлювання шкідливих виділень (пилу, пари) на місці їх освіти.

9.3.2 Джерела штучного освітлення

Як джерела штучного освітлення широко використовуються лампи розжарювання і газорозрядні лампи.

Основним недоліком газорозрядних ламп є пульсація світлового потоку, яка може зумовити виникнення стробоскопічного ефекту. В результаті такого ефекту спотворюється зорове сприйняття предметів, що пересуваються і

обертаються, що може збільшити небезпеку травматизму. До недоліків цих ламп можна також віднести складність схеми включення, шум дроселів, значний час між включенням і запаленням ламп, відносно дорожнечу.

При незадовільному освітленні зорова здатність очей знижується і можуть розвинути такі захворювання, як короткозорість, катаракта, ністагм. Надмірно яскраве освітлення викликає засліплення, роздратування, та різь в очах.

9.4 Розробка заходів, спрямованих на усунення або зниження шкідливого впливу виявлених факторів

9.4.1 Методи і засоби захисту від шуму

Засоби захисту від шуму підрозділяють на засоби колективного і індивідуального захисту.

Заходи щодо зниження шуму слід передбачати на стадії проектування промислових об'єктів і устаткування.

Зниження шуму звукоізоляцією Суть цього методу полягає в тому, що шумовипромінюючий об'єкт або декілька найбільш шумних об'єктів розташовуються окремо, ізолювано від основного, менш галасливого приміщення звукоізолюваною стіною або перегородкою. Звукоізоляція також досягається шляхом розташування найгаласливішого об'єкту в окремій кабіні. При цьому в ізолюваному приміщенні і в кабіні рівень шуму не зменшиться, але шум буде впливати на менше число людей. Звукоізоляція досягається також шляхом розташування оператора в спеціальній кабіні, звідки він спостерігає і керує технологічним процесом. Звукоізолюючий ефект забезпечується також встановленням екранів і ковпаків. Вони

захищають робоче місце і людину від безпосереднього впливу прямого звуку, проте не знижують шум в приміщенні.

Звукопоглинання досягається за рахунок переходу коливальної енергії в теплоту унаслідок втрат на тертя в звукопоглинувачі. Звукопоглинальні матеріали і конструкції призначені для поглинання звуку як в приміщеннях з джерелом, так і в сусідніх приміщеннях.

Звукопоглинання дозволяє понизити шум на 8 дБА.

Глушники шуму застосовуються в основному для зниження шуму різних аеродинамічних установок і пристроїв.

У практиці боротьби з шумом використовують глушники різних конструкцій, вибір яких залежить від конкретних умов кожної установки, спектру шуму і необхідного ступеня зниження шуму.

Глушники розділяються на абсорбцію, реактивні і комбіновані. Глушники абсорбції, що містять звукопоглинальний матеріал, поглинають звукову енергію, що поступила в них, а реактивні відображають її назад до джерела. В комбінованих глушниках відбувається як поглинання, так і віддзеркалення звуку.

Класифікація засобів колективного захисту від шуму показана на рисунку 9.3.

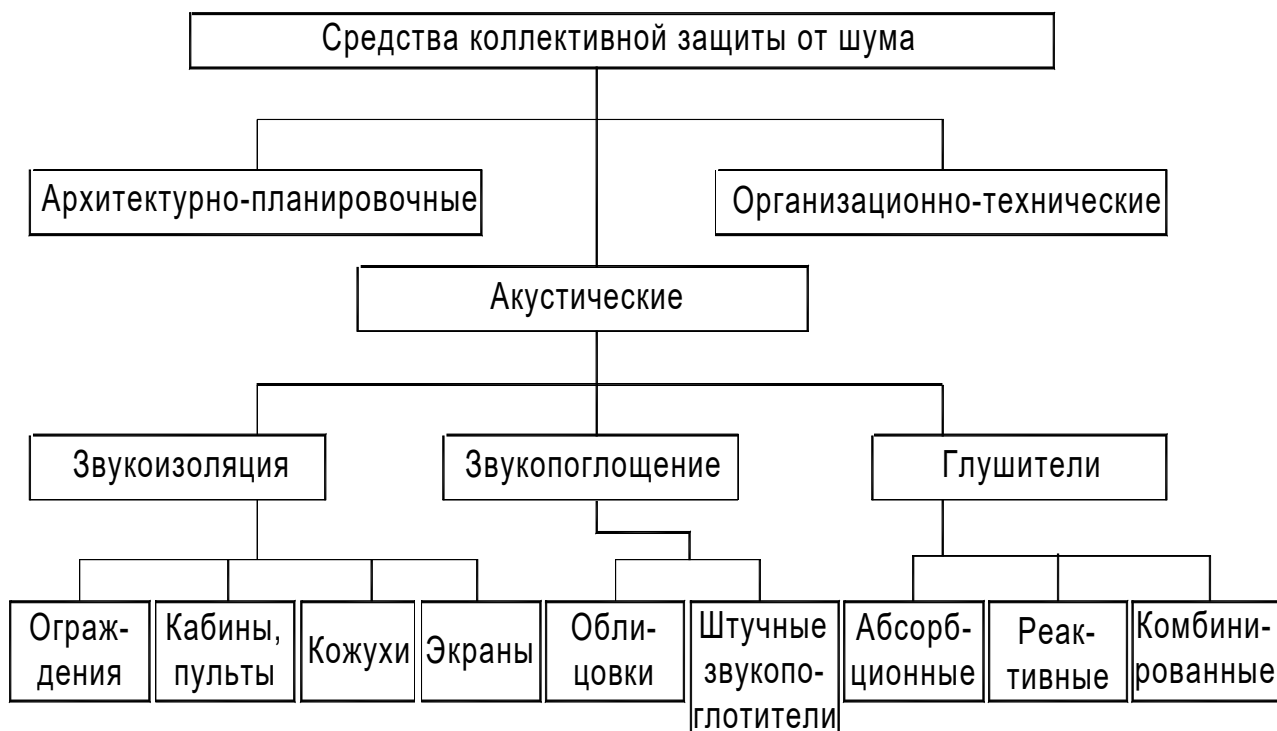


Рисунок 9.3 – Класифікація засобів колективного захисту.

9.4.2 Захист від вібрацій

Загальні методи боротьби з вібрацією базуються на аналізі рівнянь, які описують коливання машин у виробничих умовах і класифікуються таким чином:

- зниження вібрацій в джерелі виникнення шляхом зниження або усунення збудливих сил;
- вібродемпфування – зниження вібрації за рахунок сили тертя демпферного пристрою, тобто переклад коливальної енергії в теплову;
- динамічне гасіння – введення в коливальну систему додаткової маси або збільшення жорсткості системи;
- віброізоляція – введення в коливальну систему додаткового пружного зв'язку з метою ослаблення передачі вібрацій суміжному елементу, конструкції або робочому місцю;

– використання індивідуальних засобів захисту.

Класифікація методів і засобів захисту від вібрації показана на рисунку 9.4.

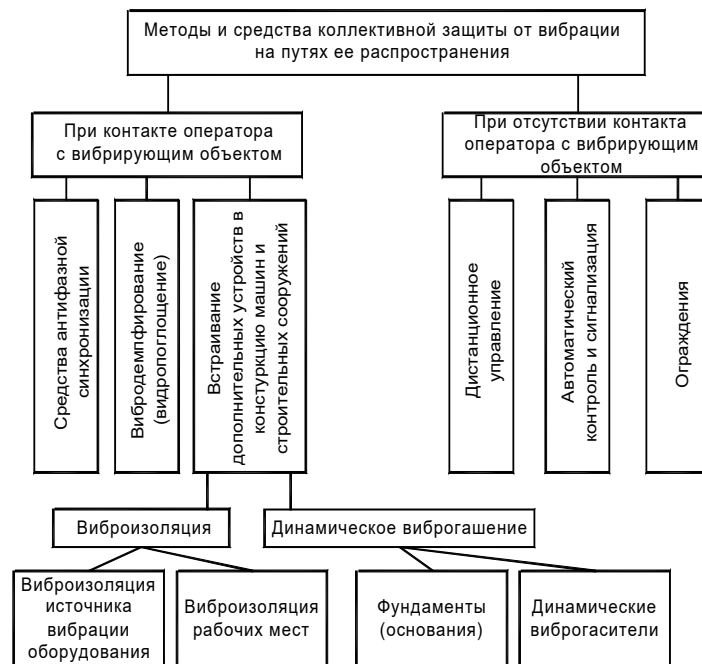


Рисунок 9.4 – Класифікація методів і засобів захисту від вібрації.

9.4.3 Нормування мікроклімату

Основний принцип нормування мікроклімату – створення оптимальних умов для теплообміну тіла людини з навколишнім середовищем. В санітарних нормах СН встановлені величини параметрів мікроклімату, що створюють комфортні умови. Нормалізація мікроклімату здійснюється за допомогою вентиляції як додаткового оздоровчого заходу.

Основна вимога до пристрою місцевої вентиляції – достатня швидкість руху повітря в перетині отвору витяжного пристрою, що виключає викидання шкідливості в повітря приміщення. Необхідна швидкість руху повітря досягається розрідженням в мережі (забезпечується продуктивністю, потужністю мотора) і таким пристроєм периферичних органів місцевої вентиляції (кожухів, камер, кабін), який би створював мінімальний зазор (відстань) між зовнішнім краєм витяжного пристрою і виробничим

устаткуванням, що вкривається їм. При цьому необхідна швидкість в перетині отвору вентиляційного пристрою досягатиметься при мінімальному об'ємі витяжки, так що концентрація пилу (пара) в повітрі, що видаляється вентиляцією, буде максимальною.

Установка місцевої витяжки показана на рисунку 9.5.

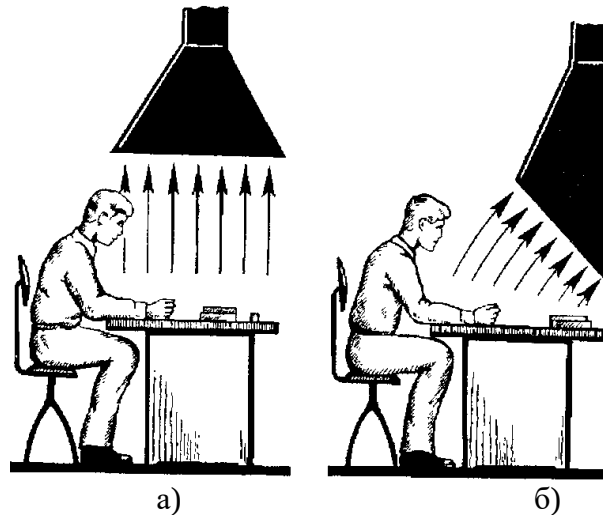


Рисунок 9.5 – Установка місцевої витяжки: а – неправильна; б – правильна.

9.4.4 Забезпечення пожежної безпеки

Забезпечення пожежної безпеки енергетичних підприємств повинне вестися відповідно до Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБ А.01-001 «Правила пожежної безпеки в Україні», ГKD 34.03.303 «Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах і в організаціях енергетичної галузі України» і іншими державними і галузевими нормативними актами, що регламентують окремі питання пожежної безпеки.

Забезпечення пожежної безпеки є складовою частиною виробничої діяльності всіх працівників енергооб'єктів і покладається на керівників і уповноважених ними осіб.

На кожному енергооб'єкті залежно від кількості працівників і пожежонебезпечних об'єктів повинна бути створена служба пожежної безпеки або призначено особу, відповідальну за пожежну безпеку.

Розташування і експлуатація устаткування, будівель і споруд повинні відповідати вимогам НД по пожежній безпеці.

Будівлі, споруди і територія енергооб'єктів повинні бути обладнані мережами протипожежного водопостачання, установками виявлення і гасіння пожежі відповідно до вимог НД. Територія енергооб'єктів, а також будівлі, споруди, приміщення повинні бути забезпечені відповідними знаками безпеки згідно діючого НД.

На кожному енергооб'єкті, з урахуванням пожежної небезпеки, наказам (інструкцією) повинен бути встановлений відповідний протипожежний режим, а також складені інструкції по пожежній безпеці:

- загальнооб'єктна;
- для окремих цехів, ділянок, лабораторій, приміщень і т.п.;
- експлуатації систем водопостачання, установок виявлення і гасіння пожежі;
- проведенню пожежнебезпечних видів робіт, експлуатації технологічних установок, устаткування і т.п.

Працівники енергооб'єктів повинні проходити протипожежний інструктаж, удосконалювати знання по пожежній безпеці, регулярно брати участь в протипожежних тренуваннях і проходити перевірку знань ППБ відповідно до вимог діючих НД по підготовці персоналу і справжніх правил.

Керівником гасіння пожежі на енергооб'єкті до прибуття першого пожежника підрозділу є особа, визначена інструкцією по пожежній безпеці.

До прибутті першого пожежника підрозділу ця особа повинна інформувати про особливості об'єкту, на якому виникла пожежа, і про вжитих заходів по гасінню пожежі старший посадовець пожежного підрозділу, передати йому керівництво гасінням пожежі, видати письмовий допуск на проведення пожежогасінні і надавати максимально можливу допомогу в ліквідації пожежі силами і засобами енергооб'єкту.

На всіх енергооб'єктах з кількістю працюючих 50 і більш людина за рішенням трудового колективу повинні бути створені пожежно-технічні комісії, очолювані технічним керівником, а також добровільні пожежники дружини, які проводять свою роботу згідно з чинними нормативними актами.

Роботи, пов'язані з відключенням ділянок протипожежного водопроводу, перекриттям доріг і проїздів, ремонтом технологічного устаткування протипожежного водопостачання, а також з відключенням протипожежної

автоматики і сигналізації, повинні проводитися за узгодженням з особою, відповідальною за пожежну безпеку і експлуатацію відповідних ділянок (установок), тільки на підставі письмового дозволу технічного керівника енергооб'єкту і повідомлення пожежної охорони енергооб'єкту (при її наявності).

Зварювальні і інші вогненебезпечні роботи на енергооб'єкті, у тому числі, вироблювані ремонтними, монтажними і іншими підрядними організаціями, повинні проводитися відповідно до вимог ППБ і відповідних інструкцій.

Кожний випадок пожежі (загоряння) повинен розслідуватися спеціально призначеною комісією для встановлення причин, збитків, винуватців виникнення пожежі (загоряння) і розробки протипожежних заходів для інших об'єктів галузі згідно ГКД 34.20.801 «Інструкція із службового розслідування, первинного обліку та аналізу пожеж, які сталися на об'єктах МІНПАЛИВЕНЕРГО України».

9.5 Розрахунок системи захисного заземлення місцевого щита управління

При розрахунку заземлюючого пристрою визначають тип заземлення, їх кількість і місце розміщення.

Розрахунок проводиться у відповідності з існуючими нормами. У проекті проводиться розрахунок заземлюючого пристрою цехової підстанції 10/0,4 кВ. на стороні з напругою 10 кВ нейтраль ізольована, на стороні з напругою 0,4 кВ нейтраль глухо заземлена. Загальна протяжність кабельних ліній напругою 10 кВ становить $l_k = 1,35$ км.

Сила струму однофазного замикання на землю при напрузі 10 кВ, I_3 , А:

$$I_3 = \frac{U \cdot l_k}{10}, \quad (9.1)$$

де U – напруга кабельної лінії, кВ;

l_k – довжина кабельної лінії, км.

$$I_3 = \frac{10 \cdot 135}{10} = 135 \text{ А}$$

Опір заземлювального пристрою:

$$R_3 = \frac{250}{I_3} \quad (9.2)$$

$$R_3 = \frac{250}{135} = 1.85 \text{ Ом}$$

Опір заземлювального пристрою для мережі 0,4 кВ з глухозаземленою нейтраллю повинен бути не більше 4 Ом. Приймається опір заземлюючого пристрою 4 Ом. Заземлюючий пристрій виконаний з круглих сталевих електродів діаметром 12 мм і довжиною 5 м.

Опір одного електрода $R_{o.e.}$, Ом:

$$R_{o.e.} = 0,003 \cdot \rho \cdot K_M \quad (9.3)$$

Для суглинку $\rho = 1 \cdot 10^4 \text{ Ом} \cdot \text{см}$, $K_M = 1,5$:

$$R_{o.e.} = 0,003 \cdot 1,5 \cdot 10^4 = 45 \text{ Ом.}$$

Приймаємо відношення $a/l=1$; Для $n = 30$ коефіцієнт використання $\eta = 0,43$.

Відстань між електродами приймається $a = 6 \text{ м}$.

Сумарний опір всіх електродів R_B , Ом.

$$R_B = \frac{R_{o.e.}}{\eta \cdot n} \quad (9.4)$$

$$R_B = \frac{45}{0,43 \cdot 30} = 349 \text{ Ом.}$$

Довжина заземлювального пристрою l_r , м

$$l_r = (n-1) \cdot a \quad (9.5)$$

$$l_r = (30-1) \cdot 5 = 145 \text{ м.}$$

Опір заземлювальної смуги з урахуванням екранізування R_r , Ом:

$$R_r = \frac{0,366}{l_r} \cdot \rho \cdot K_M \cdot \lg \frac{2l_r}{bt}; \quad (9.6)$$

$$R_r = \frac{0,366}{145} \cdot 10000 \cdot 1,5 \cdot \lg \frac{2 \cdot 145}{1 \cdot 0,05} = 3,4 \text{ Ом.}$$

Опір заземлювального пристрою R_3 , Ом:

$$R_3 = (R_B \cdot R_r) / (R_B + R_r); \quad (9.7)$$

$$R_3 = (3,49 \cdot 36,4) / (3,49 + 36,4) = 3,18 \text{ Ом.}$$

що менше допустимої величини 4 Ом.

Висновки. У цій частині дипломного проекту була розглянута організація праці на Запорізькій АЕС. Проаналізувавши умови праці, виділили такі чинники, як виробничий шум, вібрація, температура повітря, вентиляція та освітлення, які перевищують гранично допустимі рівні, встановлені документами, які суттєво впливають на здоров'я персоналу. Були зазначені заходи зниження впливу небезпечних і шкідливих факторів.

Була розрахована система захисного заземлення місцевого щита управління. Дану систему можна впроваджувати у виробництво, оскільки система не порушує правил техніки безпеки.

10 РОЗРАХУНОК ЕФЕКТИВНОСТІ ВІД МОДЕРНІЗАЦІЇ АСР

10.1. Визначення капітальних вкладень

У зв'язку з модернізацією автоматизованої системи регулювання (АСР) турбінного відділення енергоблока №3 Запорізької АЕС проводиться заміна устаткування АСР («АСУТ», «Каскад-2») на ПТК АСР (ТСА М2002) виробництва ХГПЗ ним. Т. Г. Шевченко (сумісно з Львів ОРГРЕС), побудованого на сучасних технічних і програмних засобах, який має значно більш високі технічні і експлуатаційні можливості.

До складу ПТК АСР ТВ входять 16 шаф управління (ШУ) на базі технічних засобів ТСА М2002 ТУ У 33.3-14315500-028-2003 вартістю 50000 грн. за одиницю.

Сума капіталовкладень ($K_{об}$) на устаткування без урахування ПДВ включає вартість придбаного устаткування ($V_{уст}$) та витрати на транспортні ($V_{тр} = 6\%$) і заготівельно-складські ($V_{зс} = 5\%$) операції у визначених відсотках від $V_{уст}$.

$$K_{об} = V_{уст} + V_{тр} + V_{зс}, \quad (10.1)$$

де $V_{уст} = V_{шу}$

$$B = 50000000$$

$$B = 50000000$$

$$B = 50000000$$

тоді сума капіталовкладень дорівнюватиме:

$$K = 84500000$$

Додаткові капіталовкладення K_{ACP} на модернізацію АСР складаються з таких витрат:

$$K_{ACP} = K_{DM} + K_{BЛ} + K_M \quad (10.2)$$

де K_{DM} – витрати на демонтаж існуючої апаратури ($K_{DM} = 0,05 \cdot K_{об}$, грн);

K_M – витрати на монтаж нового устаткування ($K_M = 0,4 \cdot K_{об}$, грн).

$$K_{DM} = 0,05 \cdot 8880000 = 444000$$

$$K_M = 0,4 \cdot 8880000 = 3552000$$

тоді сума капіталовкладень K_{ACP} на модернізацію АСР буде дорівнює:

$$K_{ACP} = 444000 + 3552000 = 3996000$$

Дані обчислень приведені в таблиці 10.1.

Таблиця 10.1 – Визначення капітальних вкладень

Визначення капітальних вкладень		
Вартість придбаного обладнання	800000	грн.
Сума капіталовкладень	888000	грн.
Додаткові капіталовкладення на модернізацію АСР	1110000	грн.
Витрати на демонтаж існуючої апаратури	44400	грн.
Витрати на монтаж нового обладнання	177600	грн.

10.2 Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Експлуатаційні витрати (B_{ACP}), пов'язані з обслуговуванням нової АСР складаються з річних витрат на:

- зарплату персоналу ($B_{зп}$);
- амортизацію нового обладнання (B_a);
- поточний ремонт нового обладнання (B_p);

- електричну енергію для живлення нового обладнання ($B_{\text{ел}}$);
- інші експлуатаційні витрати ($B_{\text{ін}}$).

$$B_{\text{АСР}} = B_{\text{зп}} + B_{\text{а}} + B_{\text{р}} + B_{\text{ел}} + B_{\text{ін}} \quad (10.3)$$

10.2.1 Річні витрати на ЗП

Річні витрати на ЗП обслуговуючого персоналу визначається за формулою:

$$B_{\text{зп}} = n \cdot \text{ФОП} \quad (10.4)$$

де n – чисельність обслуговуючого персоналу ($n = 100$ роб.);

ФОП – середньорічний фонд оплати праці одного робітника з обов'язковими нарахуваннями на соціальні збори.

Річні витрати на ЗП обслуговуючого персоналу визначається за формулою:

$$\text{ФОП} = \Phi_{\text{зп}} \cdot K_{\text{ін}}, \quad (10.5)$$

де $K_{\text{ін}} = 1,1$.

$\Phi_{\text{зп}}$ – щорічна витрата на зарплату робітника з урахуванням нарахувань на ФОП, грн.

$$\Phi_{\text{зп}} = 12 \cdot \text{ЗП} \cdot N_{\text{зп}} \quad (10.6)$$

де ЗП – середня місячна зарплата робітника ($\text{ЗП} = 1100$ грн);

$N_{\text{зп}}$ – нарахування на ФОП складають близько 40%.

тоді

$$\Phi_{\text{ЗП}} = 12 \cdot 1100 \cdot (1 + 0,4) = 18480 \text{ грн.}$$

$$\Phi_{\text{ОП}} = 18480 \cdot 1,1 = 20328 \text{ грн.}$$

Річні витрати на зарплату обслуговуючого персоналу:

$$B_{\text{ЗП}} = 100 \cdot 20328 = 2032800 \text{ грн.}$$

10.2.2 Амортизаційні нарахування

Величина річних амортизаційних нарахувань (B_a) визначається за формулою:

$$B_a = K_{\text{АСР}} \cdot \text{НА} / 100 \quad (10.7)$$

де НА – річна норма амортизації на реновацію (НА = 24%)

$$B_a = 1287600 \cdot 24/100 = 309024 \text{ грн.}$$

10.2.3 Річні витрати на ремонт

Ці витрати обчислюють через коефіцієнт $K_p = 3\%$ від загальної суми капіталовкладень.

$$B_p = K_p \cdot K_{\text{АСР}} \quad (10.8)$$

тоді

$$B_p = 0,03 \cdot 1287600 = 38628 \text{ грн.}$$

10.2.4 Витрати електроенергії на живлення

Річні витрати на живлення АСР визначаються так:

$$B_{\text{ел}} = P_{\text{ел}} \cdot T_{\text{ф}} \cdot K_{\text{з}} \cdot \text{СВ}_{\text{ел}}^{\text{ол}} \quad (10.9)$$

де $P_{\text{ел}}$ – встановлена електрична потужність АСР ($P_{\text{ел}}=3,5$ кВт);

$T_{\text{ф}}$ – фактичний термін роботи АСР за рік ($T_{\text{ф}} = 7800$ год.);

$K_{\text{з}}$ – коефіцієнт для врахування реального споживання ($K_{\text{з}} = 0,8$);

$\text{СВ}_{\text{ел}}^{\text{ол}}$ – собівартість виробленого 1 кВт · год ($\text{СВ}_{\text{ел}}^{\text{ол}} = 11$ коп.).

тоді

$$B_{\text{ел}}=3,5 \cdot 7800 \cdot 0,8 \cdot 0,0413 = 799,344 \text{ грн.}$$

10.2.5 Інші витрати

Інші витрати визначаються так:

$$B_{\text{ін}} = 0,25 \cdot (B_{\text{а}} + B_{\text{зп}} + B_{\text{р}}) = 0,25 \cdot (309024 + 2032800 + 38628) = 595,113 \text{ грн.}$$

Підставивши отримані значення, отримуємо загальну суму річних експлуатаційних витрат:

$$B_{\text{АСР}} = 2032800 + 309024 + 38628 + 799,344 + 595,113 = 2976364,344 \text{ грн.}$$

Дані по розрахунку зведені в таблиці 10.2.

Таблиця 10.2 – Розрахунок річних експлуатаційних витрат

Розрахунок річних експлуатаційних витрат		
Експлуатаційні витрати	2563144,58	грн.
Зарплата пурсоналу	1980000	грн.
Амортизація нового обладнання	309024	грн.
Поточний ремонт нового обладнання	33300	грн.
Електроенергія на харчування нового обладнання	240240	грн.
Інші експлуатаційні витрати	58058	грн.

10.3 Річна економія експлуатаційних витрат

Економія (Е) від модернізації АСР визначається за формулою

$$E = E_{\pi} + E_{\text{н}} + E_{\text{вп}} - B_{\text{АСР}}, \quad (10.10)$$

де E_{π} – економія від зменшення кількості пусків блока через зниження відмов АСР, грн;

$E_{\text{н}}$ – економія у зв'язку з підвищенням надійності роботи ЕС і додатковим виробленням електроенергії, грн;

$E_{\text{вп}}$ – економія у зв'язку зі скороченням витрат електроенергії на власні потреби через модернізацію АСР, грн;

$B_{\text{АСР}}$ – вартість річних експлуатаційних витрат.

Економія (E_{π}) від зменшення кількості пусків блока через зниження відмов АСР визначається за виразом:

$$E_{\pi} = (1 - K_{\text{від}}) \cdot P_{\text{в}} \cdot t_{\text{від}} \cdot c_{\text{п}} \cdot C_{\text{В}}^{\text{од}}_{\text{ел}} / 100 \quad (10.11)$$

де $P_{\text{в}}$ – встановлена електрична потужність ($P_{\text{в}} = 10^6$ кВт);

$t_{\text{від}}$ – відрізок часу виведення енергоблока з мережі при його відключенні ($t_{\text{від}} = 1$ год.);

сп – число скорочених пусків (сп = 1);

СВ^{од}_{ел} – собівартість 1 кВт · год виробленої електроенергії (СВ^{од}_{ел}=11 коп);

К_{від} – коефіцієнт корисного навантаження за час t_{від} (К_{від} = 0,7).

$$E_{\pi} = (1 - 0,7) \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 11/100 = 33000 \text{ грн.}$$

Економія (Е_н) у зв'язку з підвищенням надійності роботи ЕС і додатковим виробленням електроенергії (dЕв) визначається за виразом

$$E_{\pi} = (СВ^{\text{од}}_{\text{ел}} - СВМ^{\text{од}}_{\text{ел}}) \cdot (W_{\text{в}} + dW_{\text{в}})/100 \quad (10.12)$$

де dW_в – додаткове вироблення електроенергії;

$$dW_{\text{в}} = P_{\text{уст}} \cdot h_{\text{пр}}$$

h_{дод} – тривалість простою, (h_{дод} = 50 год.);

$$dW_{\text{в}} = 10^6 \cdot 50 = 50000000 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

СВМ^{од}_{ел} – собівартість 1 кВт · год з урахуванням додаткової роботи блока після модернізації АСР визначається за виразом

$$ВМ^{\text{од}}_{\text{ел}} = СВ^{\text{од}}_{\text{ел}} (1 - A_{\pi} \cdot (1 - W_{\text{в}} / (W_{\text{в}} + dW_{\text{в}}))),$$

де A_п – доля умовно-постійних витрат в собівартості 1 кВт·год.

$$A_{\pi} = 1 - В_{\pi} / СВ_{\pi},$$

$$В_{\pi} = 167,83 \cdot 10^6 \text{ грн,}$$

$$СВ_{\pi} = 193,3 \cdot 10^6 \text{ грн,}$$

$$A_{\pi} = 1 - 167,83 \cdot 10^6 / 193,3 \cdot 10^6 = 0,132$$

$$W_B = 7,8 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{час}$$

$$CBM_{\text{ел}}^{\text{од}} = 11 \cdot (1 - 0,132 \cdot (1 - 7,8 \cdot 10^9 / (7,8 \cdot 10^9 + 50 \cdot 10^6))) = 10,96 \text{ коп.}$$

тоді

$$E_H = (11 - 10,96) \cdot (7,8 \cdot 10^9 + 50 \cdot 10^6) / 100 = 314000 \text{ грн.}$$

Економія (Евп) у зв'язку зі скороченням витрат електроенергії на власні потреби через модернізацію АСР визначається за виразом

$$E_{\text{вп}} = (CP_{\text{ел}}^{\text{од}} - CPM_{\text{ел}}^{\text{од}}) / 100 \cdot W_{\text{Мр}}, \text{ грн.} \quad (10.13)$$

де $W_{\text{Мр}}$ – річний обсяг реалізованої ел.енергії зі скороченими витратами на власні потреби на 5%:

$$W_{\text{Мр}} = W_B \cdot (1 - q_{\text{Мвп}}^{\text{вп}} / 100), \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

де

$$q_{\text{Мвп}}^{\text{вп}} = 0,8 q_{\text{АЕС}}^{\text{вп}},$$

$$q_{\text{АЕС}}^{\text{вп}} = 4,22\%.$$

$$W_{\text{Мр}} = 7,8 \cdot 10^9 \cdot (1 - 3,376 / 100) = 7,53 \cdot 10^9, \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

Собівартість реалізованого 1 кВт · год з урахуванням зменшення витрат на власні потреби $CPM_{\text{ел}}^{\text{од}}$ визначається за виразом:

$$CPM_{\text{ел}}^{\text{од}} = CP_{\text{ел}}^{\text{од}} (1 - A_{\text{п}} \cdot (1 - W_{\text{р}} / W_{\text{Мр}})),$$

$$CPM_{\text{ел}}^{\text{од}} = 11 \cdot (1 - 0,132 \cdot (1 - 6,795 \cdot 10^9 / 7,53 \cdot 10^9)) = 10,84 \text{ коп.}$$

$$E_{\text{сн}} = (11 - 10,84) / 100 \cdot 7,53 \cdot 10^9 = 6529852,3 \text{ грн.}$$

Підставляючи числові значення, розрахуємо економію (Е) від модернізації АСР:

$$E = 33000 + 314000 + 6529852,3 - 2563144,58 = 4313707,72 \text{ грн.}$$

Приріст чистого прибутку визначається за формулою:

$$d\Pi = K_e \cdot E, \text{ грн.} \quad (10.14)$$

де K_e – коефіцієнт економічної ефективності ($K_e = 0,7$).

$$d\Pi = 0,7 \cdot 4313707,72 = 3019595,4 \text{ грн.}$$

Термін окупності додаткових капіталовкладень ($dK = K_{ACP}$) визначається за формулою:

$$T_{ок} = K_{ACP} \cdot (1 + \alpha_a + \alpha_p + \alpha_{зсв}) / d\Pi,$$

де α_a – дополнительные начисления на амортизацию ($\alpha_a = 0,14$);

α_p – дополнительные начисления на текущий ремонт ($\alpha_p = 0,01$);

$\alpha_{зсв}$ – доля загальностанційних витрат, визначена додатковими капіталовкладеннями ($\alpha_{осб} = 0,05$).

$$T_{ок} = 1110000 \cdot (1 + 0,14 + 0,01 + 0,05) / 3019595,4 = 0,44 \text{ года}$$

Дані по розрахунку зведені в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Річна економія експлуатаційних витрат

Розрахунок економічного ефекту від модернізації АСР АЕС		
Економія від модернізації АСР	4313707,72	грн.
Економія від зменшення кількості пусків блоку	33000	грн.
Економія в зв'язку з підвищення надійної роботи	314000	грн.
Економія в зв'язку з скороченням витрат ел. енергії на СН	6529852,3	грн.
Економія витрат на паливо	5530303,03	грн.
Частина умовно-постійних витрат у собівартості	0,132	
Додаткове вироблення ел. енергії	50000000	кВт
Собів. 1 кВт · год урах. додат. роб. блоку після модерн. АСР	10,96	коп/кВт · год
Річний об'єм реал.ел. ен. зі скороч. витр. на СН на 5%	753667200	кВт · год
Собівартість реаліз. 1 кВт · год з урах. зменш. витрат на СН	10,84	коп.
Приріст чистого прибутку	3019595,4	грн.
Термін окупності додаткових капіталовкладень	0,44	року

ВИСНОВКИ

Дипломний проект виконаний у повному обсязі відповідно до завдання.

В дипломному проекті була розглянута АСУТП компенсатора тиску АЕС з ВВЕР-1000. В результаті дипломного проектування дана коротка характеристика об'єкта управління.

Розроблено математичну модель компенсатора тиску по рівню і тиску, з яких було знайдено передавальну функцію.

На основі отриманих математичних моделей були створені моделі компенсатора тиску по каналам витрати води і пару в програмному пакеті MatLab системі Simulink. Отримана крива розгону, з якої були визначені коефіцієнти τ , і τ_e , проведений синтез системи управління, визначені налаштування регулятора рівня та тиску в КД за методом Кона, побудовані графіки перехідних процесів, з яких можна зробити висновок, що система працює добре, тому що система повертається в початковий стан.

Виконан розрахунок, обраний регулюючий орган клапан шибєрний з вбудованим електроприводом Ду350.

Розроблена функціональна схема автоматизації регулювання рівня в компенсаторі тиску, обран комплекс технічних засобів, представлені принципи вимірювання та регулювання рівня в КТ.

Виконаний метрологічний розрахунок звужувача пристрою, вибрано сопло з модулем 0,3, визначені параметри сопла.

Розглянуто організацію охорони праці, проаналізувавши умови праці, були визначені заходи зниження впливу небезпечних і шкідливих факторів.

Зроблено розрахунок захисного заземлення місцевого щита управління. Виконаний розрахунок економічного обґрунтування проекту, визначено економічну ефективність від модернізації АСУ.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Агій Я.Ю. Охорона праці у галузі: навч. пос. / Я.Ю. Агій, І.М. Лях. – Ужгород: ПП «АУТДОР – ШАРК», 2015. – 200 с.
2. Андрушечко, С.А. та ін. АЕС з реактором типу ВВЕР-1000. Від фізичних основ експлуатації до еволюції проекту [Текст] / С.А. Андрушечко, А.М. Афров, Б.Ю. Васильєв, В.М. Генералів, К.Б. Косоуров, Ю.М. Семченков, В.Ф. Українців. – М.: Логос, 2010. – 604 с.
3. Арзуманов, Эдуард Семенович. Расчет и выбор регулирующих органов автоматических систем. – Москва: Энергия, 1971. – 112с.
4. Артюх С.Ф., Пантелеева И.В. Электрические станции, сети и системы, г. Харьков, 2001 г.
5. Атаманчук П.С. Основы охорони праці: навч. посіб. / П.С. Атаманчук, В.В. Мендерецький, О.П. Панчук, О.Г. Чорна. – К.: Центр учбової літератури, 2011. – 224 с.
6. Бескрестнов Н.В. Охрана труда на атомных станциях: Учеб. пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 168 с.
7. Беляев Г.Б., Кузищин В.Ф., Смирнов Н.И. Технические средства автоматизации в энергетике. Москва. Энергоиздат, 1982.
8. Бундюк А.М. Комп'ютерні системи АНАЛІЗУ ефективності в енергетиці. Конспект лекцій.: Одеса, 2006.
9. Гандзюк М.П. Основы охорони праці: підруч. / М.П. Гандзюк, Є.П. Желібо, М.О. Халімовський; 5-те видання / За ред. М.П. Гандзюка. – К.: Каравелла, 2011. – 384 с.
10. Голінько В.І. Основы охорони праці: підручник / В.І. Голінько; М-во освіти і науки України; Нац. гірн. ун-т. – 2-ге вид. – Д.: НГУ, 2014. – 271 с.
11. Демченко В.А., Автоматизація та моделювання технологічних процесів АЕС і ТЕС: навчальний посібник. – Одеса: Астропринт, 2001. – 308с.

12. Денісов В.П., Драгунов Ю.Г. Реакторні установки ВВЕР для атомних електростанцій. М.: Вид.АТ, 2012. – 480 с.
13. Загальні положення безпеки атомних станцій. НП 306.2.141 – 2008.
14. Зорін, В.М. Дослідження і математичне моделювання АЕС на основі системного підходу [Текст] / В.М. Зорін. - М .: Видавництво МЕІ, 2002. – 88с.
15. Инструкция по эксплуатации систем автоматического регулирования 123456.ТА.ОО.ИЭ.01.02Д.
16. Инструкция по эксплуатации системы компенсации давления 1 контура. 123456.1234.РО.УР.ИЭ.31Б
17. Инструкция по эксплуатации систем дистанционного управления. ТА.00.ИЭ.01.02.Г.
18. Норми радіаційної безпеки України (НРБУ-97), Державні гігієнічні нормативи ГДП 6.6.1.-6.5.001-98. видання офіційне. 2003 р. – 45 с.
19. Охорона праці в галузі [текст]: навчальний посібник / П.С. Атаманчук, В.В. Мендерецький, О.П. Панчук, Р.М. Білий – К.: «Центр учбової літератури», 2017. – 322 с.
20. Реактори і парогенератори енергоблоків АЕС: схеми, процеси, РЗІ матеріали, конструкції, моделі / О. В. Єфімов, М. М. Пилипенко, Т. В. Потаніна та ін.; за ред. О.В. Єфімова. – Харків : ТОВ «В справі», 2017. – 420 с.
21. Технологічний регламент безпечної експлуатації енергоблоку Запорізької АЕС. 03.ГТ.00.РГ.01.
22. Технічний опис та інструкція з експлуатації. Блок з реактором ВВЕР-440/1000. Споруди обробки додаткової води. Система предочистки. Енергоблок 1-4 »171-36-Е-ХЦ.
23. Третій том збірника тез доповідей ІХ Міжнародної науково-технічної конференції студентів, аспірантів та молодих вчених «Хімія та сучасні технології». Дніпро. – 2019. – Т. ІІІ. – 98 с.

24. Закон України «Про охорону праці» [Електронний ресурс].– Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/2694-12>.

ДОДАТОК А

Таблица А.1 – Таблица параметрів настройки по методу Кона

ПИ и П регулятор					Объект нейтральный, четырёхзвенная модель										q=2	
m=0.22					m=0.37					m=0.48						
b	k	c	λ	i_m	b	k	c	λ	i_m	b	k	c	λ	i_m		
0,70	0,59	2,12	7,03	6,44	0,55	0,50	2,67	5,54	7,50	0,40	0,39	3,31	7,05	11,70	$f=\omega/\omega_0=0,5$	
0,75	0,64	2,17	5,95	5,75	0,60	0,54	2,67	4,61	6,60	0,45	0,44	3,18	5,55	9,10		
0,80	0,69	2,25	5,01	5,25	0,65	0,58	2,70	3,83	6,00	0,50	0,48	3,10	4,50	7,90		
0,85	0,75	2,35	4,16	4,85	0,70	0,63	2,77	2,96	5,50	0,55	0,52	3,08	3,63	7,00		
0,90	0,80	2,49	3,47	4,55	0,75	0,67	2,89	2,52	5,16	0,60	0,56	3,10	2,92	6,40		
0,95	0,84	2,68	2,88	4,33	0,80	0,70	3,05	2,07	4,96	0,65	0,60	3,18	2,32	5,95		
1,00	0,89	2,94	2,33	4,20	0,85	0,74	3,30	1,64	4,90	0,70	0,63	3,32	1,86	5,70		
1,05	0,94	3,30	1,84	4,20	0,90	0,77	3,66	1,28	4,96	0,75	0,66	3,54	1,47	5,62		
1,10	0,98	3,83	1,43	4,33	0,95	0,80	4,22	0,97	5,27	0,80	0,69	3,89	1,12	5,75		
1,15	1,02	4,67	1,06	4,65	1,00	0,83	5,12	0,70	6,20	0,85	0,71	4,44	0,84	6,24		
1,20	1,06	6,19	0,72	5,86	1,05	0,85	6,80	0,46	8,01	0,90	0,73	5,35	0,60	7,33		
1,25	1,09	9,60	0,42	8,80	1,10	0,87	10,90	0,31	12,60	0,95	0,74	7,10	0,39	9,54		
1,33	1,14	∞	0,00	∞	1,17	0,89	∞	0,00	∞	1,07	0,76	∞	0,00	∞		

ДОДАТОК Б

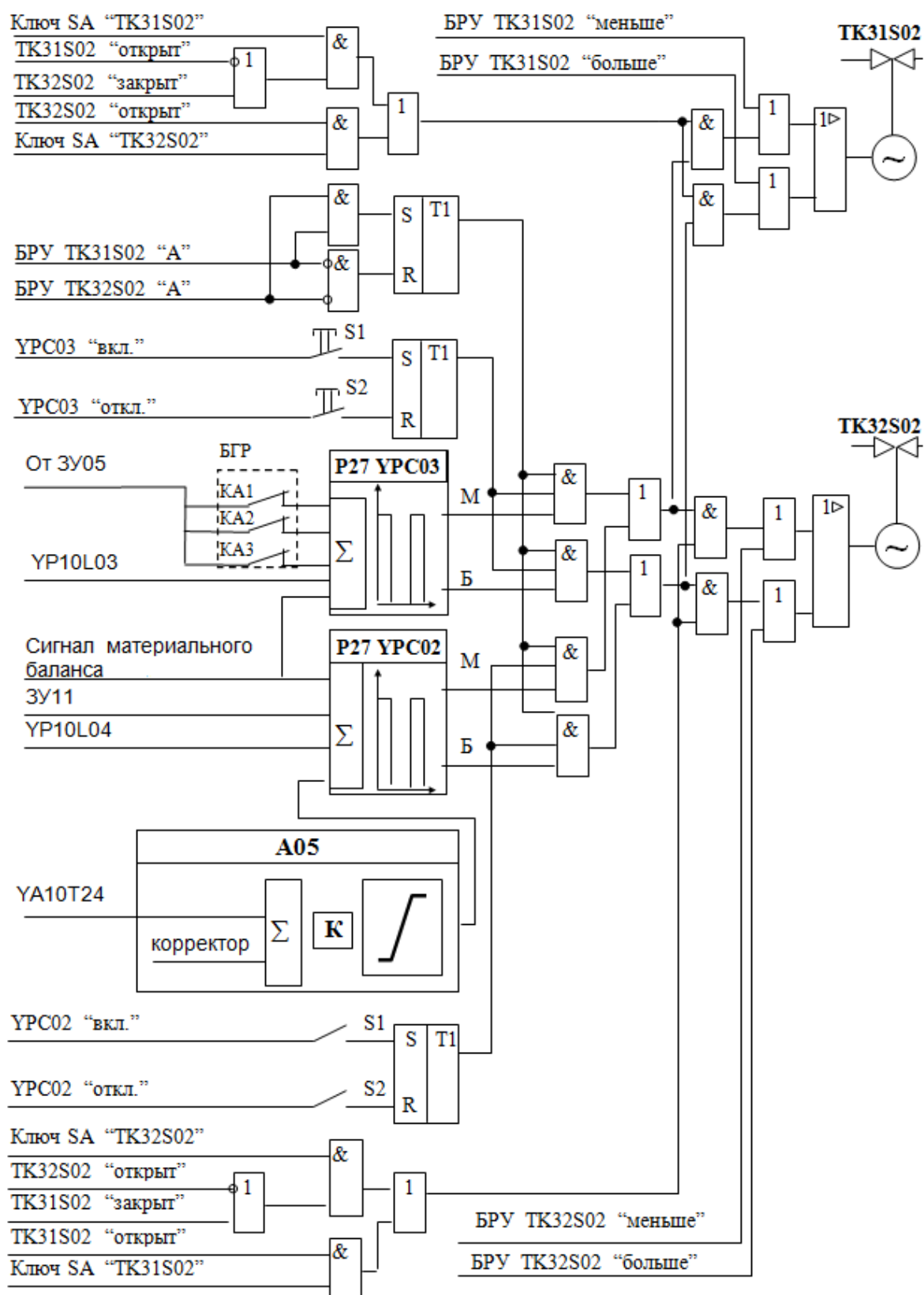


Рисунок Б.1 – Алгоритм регуляторів рівня в КД.

ДОДАТОК В

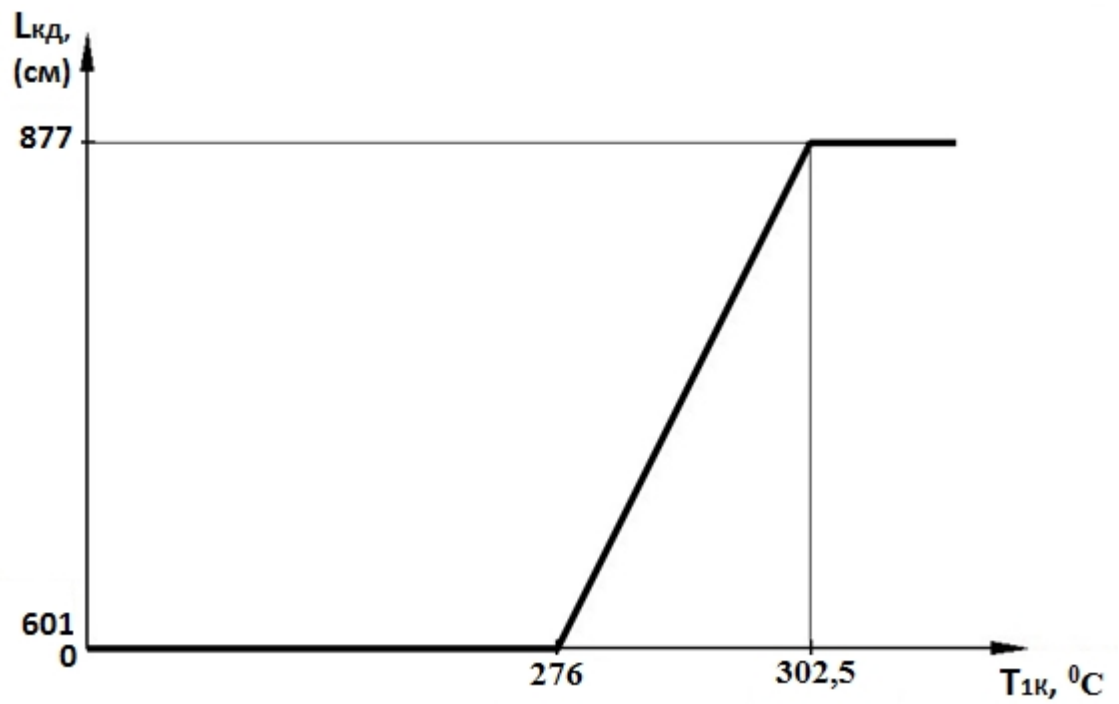


Рисунок В.1 – Номінальне значення рівня в КД залежно від середньої температури теплоносія 1 контуру.

ДОДАТОК Г

Таблиця Г.1 – Розрахункові значення поправочних коефіцієнтів «а» і «в»
залежно від температури теплоносія в КТ

$t_{KD},$ °C	ρ_{yc}' кг/м ³	ρ' кг/м ³	ρ'' кг/м ³	a м	b м
60	984,155	983,190	0,13024	0,8050	0,4951
80	983,190	971,628	0,29300	0,8044	0,5011
100	983,280	958,130	0,59700	0,8140	0,5083
110	983,280	950,660	0,82600	0,8185	0,5124
120	983,280	942,860	1,12100	0,8227	0,5168
130	983,280	934,579	1,49600	0,8268	0,5216
140	983,280	925,840	1,96600	0,8305	0,5268
150	983,380	916,758	2,54700	0,8346	0,5324
160	983,480	907,280	3,25600	0,8380	0,5384
170	983,570	897,340	4,12200	0,8404	0,5449
180	983,670	886,920	5,16000	0,8418	0,5520
190	983,770	876,040	6,39400	0,8420	0,5597
200	983,960	864,680	7,86500	0,8413	0,5680
210	984,060	852,810	9,59500	0,8376	0,5772
220	984,250	840,340	11,62500	0,8325	0,5873
230	984,450	827,330	13,99200	0,8245	0,5984
240	984,730	813,600	16,76700	0,8138	0,6108
250	985,030	799,170	19,99000	0,7988	0,6246
260	985,320	783,940	23,74200	0,7783	0,6402
270	985,610	767,750	28,11360	0,7508	0,6580
280	986,100	750,525	33,22300	0,7168	0,6785
290	986,490	732,120	39,20030	0,6703	0,7024
300	987,070	712,200	46,25300	0,6109	0,7308
310	987,560	690,610	54,67470	0,5288	0,7653
320	988,240	666,890	64,76700	0,4193	0,8083
330	988,830	640,450	77,16000	0,2618	0,8640
340	989,610	610,130	92,76000	0,0301	0,9407
346	990,000	589,588	104,34060	-0,0000	1,0000
350	990,490	574,480	113,35300	-0,3466	1,0555
360	991,280	528,260	143,47000	-1,0938	1,2648
370	992,360	450,450	202,83900	-3,7948	1,9656