

ДВНЗ «Донецький національний технічний університет»
факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації,
електроінженерії та радіоелектроніки

(повне найменування інституту, назва факультету)

кафедра електричної інженерії

(повна назва кафедри)

«До захисту допущено»

Завідувач кафедри

О.Ю. Колларов

(підпис)

(ініціали, прізвище)

“ ” 2021 р.

Дипломна робота

бакалавра

(освітній ступінь)

на тему Підвищення надійності роботи системи змащення парової турбіни

Виконав: студент 3 курсу, групи ТЕПп-18

(шифр групи)

напряму підготовки (спеціальності) 144 Теплоенергетика

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Колесніченко К.Л.

(прізвище та ініціали)

(підпис)

Керівник д.т.н., проф. Тімошенко С. М.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Рецензент:

канд. техн. наук, доц., доц. каф. ЕТ Штепа О. А.

(посада, науковий ступінь, вчене звання, прізвище та ініціали)

(підпис)

Нормоконтроль:

Любименко О. М.

(підпис)

Засвідчую, що у цій випускній кваліфікаційній роботі немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент

(підпис)

(дата)

(дата)

Покровськ – 2021 р.

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ДЕРЖАВНИЙ ВИЩИЙ НАВЧАЛЬНИЙ ЗАКЛАД
«ДОНЕЦЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ»

Факультет комп'ютерно-інтегрованих технологій, автоматизації,
 електроінженерії та радіоелектроніки

Кафедра електричної інженерії

Освітній ступінь: бакалавр

Спеціальність: (144) теплоенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ:
Завідувач кафедри

(Колларов О. Ю.)

« ____ » _____ 2021 р.

ЗАВДАННЯ
НА ДИПЛОМНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ
Колесніченку Кирилу Леонідовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Підвищення надійності роботи системи змащення
парової турбіни

керівник роботи Тімошенко С. М., д.т.н, проф.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навчального закладу від _____ № _____

2. Строк подання студентом роботи 12 червня 2021 року

3. Вихідні дані до роботи: Початкові параметри пара перед
стопорним клапаном: тиск – 12 МПа, температура – 560 °С, тиск пара за
турбоагрегатом – 3,5 кПа, коефіцієнт витоків пари крізь зовнішні
ущільнення – 0,008, питомий об'єм пари на виході з робочих лопаток
останнього ступеня – 33,082 м³/кг, відношення середнього діаметра до
довжини лопатки – 4, число потоків пара у частині низького тиску
турбіни – 2, коефіцієнт втрат енергії з вихідною швидкістю на останній
ступені – 0,04, загальний наявний теплоперепад турбіни – 2000 кДж/кг, кут
вектора абсолютної швидкості виходу пара з останнього ступеня – 70°.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які
 потрібно розробити) 1. Огляд загальних відомостей про теплові електричні
 станції з паровими турбінами.

2. Огляд загальних принципів маслопостачання парових турбін.

3. Тепловий та кінематичний розрахунок парової турбіни.

4. Моделювання процесів у системі змащення парової турбіни парової.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, якщо передбачається)

Одинадцять слайдів презентаційного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці	Колларов О. Ю.		
Розділи 1, 2	Колларов О. Ю.		
Нормоконтроль	Любименко О.М.		

7. Дата видачі завдання 30 квітня 2021 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів дипломного роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1.	Огляд загальних відомостей про теплові електричні станції з паровими турбінами.	01.05.2021 – 05.05.2021	
2.	Огляд принципів керування роботою теплових електричних станцій.	06.05.2021 – 11.05.2021	
3.	Огляд властивостей турбінних змащувальних рідин.	12.05.2021 – 18.05.2021	
4.	Огляд загальних принципів маслолопостачання парових турбін.	19.05.2021 – 24.05.2021	
5.	Тепловий та кінематичний розрахунок парової турбіни.	25.05.2021 – 30.05.2021	
6.	Моделювання процесів у системі змащення парової турбіни парової.	31.05.2021 – 05.06.2021	
7.	Огляд питань охорони праці. Оформлення.	06.06.2021 – 12.06.2021	

Студент

(підпис)

Колесніченко К.Л.
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Тімошенко С. М.
(прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

Колесніченко К.Л. Підвищення надійності роботи системи змащення парової турбіни / Випускна кваліфікаційна робота на здобуття освітнього рівня «бакалавр» за спеціальністю 144 Теплоенергетика – ДВНЗ ДонНТУ, Покровськ, 2021.

Дипломна робота складається зі вступу, основної частини, яка включає чотири розділи, висновків, списку використаних джерел та додатків.

У першому розділі наведено загальні відомості про теплові електричні станції з паровими турбінами – визначено принципи їх облаштування та керування роботою.

У другому розділі наведено загальні відомості про маслопостачання парових турбін: визначені застосовані змащувальні рідини та визначено загальні принципи маслопостачання.

У третьому розділі здійснено розрахунок паротурбінної установки.

У четвертому розділі проведено моделювання процесів у системі змащення парової турбіни парової турбіни шляхом створення наближеної та уточненої моделі системи змащування парової турбіни.

Ключові слова: електрична станція, парова турбіна, маслопостачання, гідравлічна система, змащувальна рідина, модель, моделювання

ЗМІСТ

	стор.
ВСТУП	7
1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ	
3 ПАРОВИМИ ТУРБІНАМИ	9
1.1 Принципи облаштування теплових електричних станцій	9
1.2 Принципи керування роботою теплових електричних станцій	13
2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО МАСЛОПОСТАЧАННЯ ПАРОВИХ ТУРБІН	17
2.1 Огляд турбінних змащувальних рідин	17
2.2 Загальні принципи маслोलопостачання парових турбін	21
3 РОЗРАХУНОК ПАРОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ	26
3.1 Тепловий розрахунок парової турбіни	26
3.2 Кінематичний розрахунок парової турбіни	35
4 МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ У СИСТЕМІ ЗМАЩЕННЯ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ	38
4.1 Визначення принципів функціонування гідравлічних систем змащування парових турбін	38
4.2 Створення наближеної моделі системи змащування парової турбіни	40
4.3 Створення уточненої моделі системи змащування парової турбіни	43
ВИСНОВКИ	48
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	49

	6
ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА	52
ДОДАТОК Б. ОГЛЯД ПИТАНЬ ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ	59
ДОДАТОК В. ПЕРЕЛІК ЗАУВАЖЕНЬ НОРМОКОНТРОЛЕРА ДО ДИПЛОМНОЇ РОБОТИ	74

ВСТУП

У парових турбінах пара, що утворилась у парогенераторі, перетворює вміщуючу теплову енергію у механічну енергію для приводу електричного генератора.

Загальна система містить ряд підсистем та компонентів, що забезпечують її нормальне функціонування: парогенератор, паропроводи, парову турбіну, система регулюючих клапанів, система змащування, запобіжні та перемикаючі клапани, конденсатор, блок керування та інші пристрої. У парогенераторі пара високого тиску перегрівається і через дросельні клапани та сопла подається у турбіну. Із соплової камери пара потрапляє на лопаті турбіни частини високого і низького тиску. Після виконання роботи, пара направляється до конденсатору і цикл замикається. У корпусі турбіни передбачено додаткові отвори, через які пара може направлятися для підігріву живильної води.

При огляді систем парових турбін необхідним завданням є опис основних компонентів системи та пояснення принципів їх роботи та керування. Система змащування та управління паровою турбіною містить наступні складові: система змащення підшипників, система керування, система охолодження та зберігання змащувального матеріалу. Системи управління паровими турбінами конструюються на основі останніх досягнень теплоенергетики, що дозволяє забезпечити її безпечну та надійну роботу. Правильний вибір системи управління паровою турбіною дозволяє з високою ефективністю здійснювати перетворення у системі для різних видів енергії.

Програмні засоби, такі як Matlab, дозволяють здійснити моделювання зміни різних параметрів роботи парової турбіни у прикладенні до гідравлічної системи (витрата, тиск, частоти обертання на інші), що залежать від параметрів навантаження.

Мета роботи – пошук шляхів підвищення надійності роботи системи змащення парової турбіни.

Задачі дослідження:

- підтримка надійної подачі мастила протягом всього часу її роботи,
- зменшення вірогідності потрапляння у мастило сторонніх субстанцій,
- збереження параметрів змащення при різних режимах,
- моделювання процесів у маслозмащувальних системах.

Об'єкт досліджень – технологічні процеси малопостачальної системи парової турбіни.

Предмет досліджень – параметри роботою гідравлічної системи маслопостачання турбіни.

Засоби дослідження – використання існуючих прогресивних методів моделювання за допомогою прикладних програм моделювання.

1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ТЕПЛОВІ ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ З ПАРОВИМИ ТУРБІНАМИ

1.1 Принципи облаштування теплових електричних станцій

Енергетичні станції, що працюють на викопному паливі, призначені для виробки електричної енергії. У них відбуваються перетворення хімічної енергії, що було накопичено у викопному паливі (вугілля, газ, нафта, торф) у інші види енергії – теплову, механічну, електричну [1].

Теплові електричні станції (ТЕС) є найрозповсюдженішими об'єктами у електроенергетичному секторі та відіграють важливу роль у енергетичній незалежності країни. Швидке зростання обсягів споживання електричної енергії викликає необхідність збільшення енергії за рахунок викопних палив, що посилює проблемами забруднення навколишнього середовища і більш ширшого застосування альтернативних та відновлюваних джерел енергії [2].

З огляду на важливість нормальної, продуктивної та ефективної роботи ТЕС, необхідно здійснювати постійний процес пошуку причин незадовільної роботи зазначеної системи та розробляти алгоритми і принципи підвищення її експлуатаційної надійності.

Завдяки постійному вдосконаленню ТЕС перетворилися у досить складну систему, окремі елементи яких працюють у надкритичних умовах (тиск до 30 МПа і температура до 700 °C) [1].

Існує безліч варіантів конфігурації та конструкції ТЕС, але основний принцип роботи є незмінним та характеризується наступними технологічними процесами [3]:

- викопне паливо спалюється у котлах,
- робоча вода перетворюється на пар з високими значеннями тиску і температури,
- пар, що розширився, направляється на турбіну і обертає останню,

– обертання передається на генератор, який виробляє електричну енергію.

Управління даною системою полягає у регулюванні процесів, що супроводжують її роботу. Це, насамперед, термодинамічні параметри – температура пари, тиск перед дросельною заслінкою, рівень води у барабані котла, робота агрегатів у межах заданих допусків, дотримання безпечної роботи та параметрів виробки електричної потужності.

Останні тенденції у електроенергетиці викликані збільшеними експлуатаційними та споживацькими чинниками [2]:

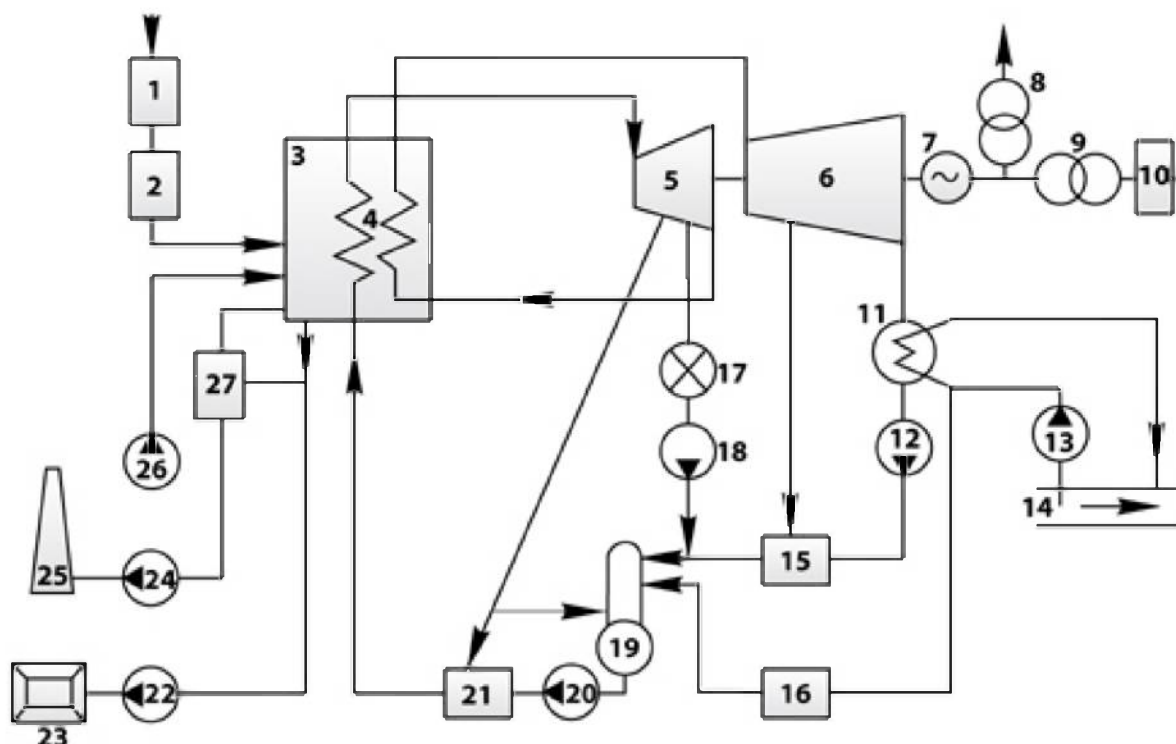
- зростання попиту на електричну енергію,
- нерівномірність споживання енергії,
- залежність виробки та споживання енергії від сезонних факторів,
- впровадження та інтеграції до існуючих мереж поновлюваних джерел (сонячної, вітрової, геотермальної та інших),
- необхідність регулювання потужності у широких межах з високою швидкістю.
- економічні чинники галузі – перехід енергетичного сектору у приватну власність,
- виникнення конкурентного середовища у галузі,
- збільшення розмірів та складності систем,
- необхідність сягання високих значень ефективності та ККД окремих елементів системи.

З огляду на це, проблеми управління для вирішення поточних проблем роботи ТЕС у широкому діапазоні роботи та суттєвої інерційності системи, повинні враховувати зв'язки між різними змінними її роботи. На допомогу у цьому питанні можуть прийти сучасні комп'ютерні програми та методи моделювання, засновані на репрезентативному представленні різноманітних стратегій управління з метою пошуку можливості забезпечення продуктивності з дотриманням параметрів якості на основі наукових знань та інженерного досвіду.

Сутність процесу виробки електричної енергії у всіх котлоагрегатах полягає у перетворенні енергії. У якості робочого тіла зазвичай використовується вода або пар, які переходять з одного стану в інший по черзі випаровуючись та конденсуючись при протіканні у замкнутому контурі шляхом протікання термодинамічного циклу [3].

У зазначеному циклі хімічна енергія з викопного палива перетворюється у теплову енергію пара, а турбіна перетворює цю енергію у механічну енергію обертання, яку споживає генератор, перетворюючи її у електричну енергію. У залежності від параметрів пари теплові станції класифікують на докритичні та надкритичні. На докритичних станціях параметри пара не перевищують максимальних значень по тиску до 22 МПа, а по температурі – до 375 °С. На рис. 1.1 представлено схематичне зображення «докритичної» теплової електричної станції [4].

У паливopідготовчій системі необроблене вугілля транспортується до вугільного бункера і надходить для подрібнення у млин. Подрібнені частки вугілля змішуються з потоком повітря і переносяться до пальника. У печі відбувається горіння суміші з утворенням гарячих газів з температурою понад 1000 °С. Повітря з вмістом кисню, необхідного для горіння, подається до млина і печі за допомогою дуттьових пристроїв. На шляху руху повітря встановлюють підігрівачі для його нагріву з використанням тепла від вихідних газів, що покращує ефективність процесу горіння. Під час цього процесу і відбувається перетворення хімічної енергії палива у теплову енергію вихідних газів. Вихідні гарячі гази передають теплову енергію воді, що рухається у конвективних поверхнях і пароперегрівачах, за рахунок випромінювання. Після виходу з пароперегрівача вихідні гази проходять через підігрівач, економайзер і підігрівач повітря, де тепло, що залишилося відбирається для підігріву пара або попереднього підігріву живильної води і вхідного повітря. Дуттьові пристрої втягують димові гази до електрофільтра та викидає їх через димову трубу. Шлаки та зола, що утворюються у процесі горіння, скидаються у зольний бункер [5].



1 – паливне господарство, 2 – паливopідготовка, 3 – парогенератор, 4 – проміжний пароперегрівач, 5 – циліндр високого тиску, 6 – циліндр низького тиску, 7 – генератор, 8 – трансформатор власних потреб, 9 – силовий трансформатор, 10 – розподільчий пристрій, 11 – конденсатор, 12 – конденсаційний насос, 13 – циркуляційний насос, 14 – джерело водопостачання, 15 – підігрівач низького тиску, 16 – відділення хімводопідготовки, 17 – споживачі теплової енергії, 18 – насос зворотного конденсату, 19 – деаератор, 20 – живильний насос, 21 – підігрівач високого тиску, 22 – система золошлаковидалення, 23 – золовідвал, 24 – димосос, 25 – димова труба, 26 – дутьовий вентилятор, 27 – золовловлювач

Рисунок 1.1 – Схематичне зображення «докритичної» теплової електричної станції

Живильна вода подається з конденсатора до котла живильними насосами. З метою підвищення ККД установки використовується ряд підігрівачів низького і високого тиску та економайзер для нагрівання живильної води паром, що відводиться з турбіни та залишковим теплом димових газів. У деаераторі відбувається видалення з живильної води

розчинених газів. У барабані шляхом поглинання тепла випромінювання утворюється насичена пара, яка пара додатково нагрівається через кілька ступенів пароперегрівача для досягнення більш високих значень температури і тиску. Водно-парова система працює за циклом Ренкіна [5].

Пар подається на лопаті турбіни і розширюючись уздовж руху через неї, обертає її з розрахунковою частотою обертання (близько 3000 об/хв). Турбіна приводить у рух генератор, який продукує електричну енергію. Турбіни у більшості випадків складаються з кількох ступенів, а для підвищення загального ККД установки пар після розширення у циліндрі високого тиску повторно нагрівається у котлі і тільки після цього подається до циліндрів середнього та низького тиску. Насичена пара після циліндра низького тиску конденсується у конденсаторі у рідкий стан [5].

Докритичні установки знаходять більш широкого застосування завдяки своїй простоті при експлуатації та управлінні, більш високому ступеню надійності та менших ризиків виникнення аварійних ситуацій. Натомість надкритичні установки мають більші ККД за загальне значення ефективності, характеризуються меншим споживанням викопних палив та меншими ж викидами у атмосферу. На шляху більш широкого впровадження надкритичних установок є технологічні проблеми використання матеріалів, які повинні працювати під високими термічними напруженнями, та більш високі витрати на технічне обслуговування.

1.2 Принципи керування роботою теплових електричних станцій

Теплові електричні станції є складними багатопараметричними об'єктами, у яких протікають складномодельовані процеси і які вимагають застосування найсучасніших систем управління для забезпечення належного їх функціонування. Основними параметричними величинами,

що потребують управління є: тиск перед дросельною заслінкою, температура пари до та після перегрівача, тиск у топці, рівень води у барабані і т.п., для забезпечення високих параметрів ефективності, довговічності та безпеки роботи системи [6].

Управління котлотурбінними установками на сучасних ТЕС застосовують ПІ- та ПІД-регулятори, у основі яких містяться контури управління з одним входом і одним виходом. Зазначені пристрої здійснюють координоване управління котлом і турбіною у залежності від задач управління для заданих параметрів генерації в залежності від навантаження у мережі. У більшості випадків регулятори узгоджують вихідну потужність пара з енергією, необхідною для обертання турбіни та виробки відповідної обертаючої потужності [7].

Система управління координує роботу котла, турбіни і генератора, як цілісної системи, враховуючи інерційність парогенератора зі швидким відгуком турбіни на зміну та коливання навантаження. Вихідна потужність намагається знайти баланс між виробництвом електричної енергії та потребами мережі.

Вихідна потужність на пряму залежить від значення тиску за дросельною заслінкою. Тиск за дросельною заслінкою контролює баланс між завантаженням котла та потребою у виробці електроенергії. Контроль цього процесу здійснюється контурами регулювання тиску пари і вихідної потужності, реалізуючи режим координованого управління або узгодженого стеження за роботою котла і узгодженого стеження за роботою турбіни.

Режимі стеження за роботою котла очікує реалізується на основі параметрів роботи турбіни. Регулюючі клапани турбіни змінюють витрату пари на турбіні у залежності від спожитої мережею потужності, а система управління котлом реагує на зміни витрати пари та значення тиску. Таким чином досягається швидка реакція на зміну навантаження, але лише за рахунок використання накопиченої теплової енергії і лише при незначній

зміні навантаження. Недоліком такого режиму регулювання є нестабільність регулювання тиску за дросельною заслінкою, оскільки можливо увійти у режим перерегулювання через наявність тривалого часу для узгодження з режимом роботи турбіни [7].

У режимі координованого управління турбіною, її робота визначається параметрами роботи котла, для забезпечення визначеного значення генерації. Споживана потужність впливає на процес горіння у котлі шляхом регулювання подачі палива і повітря в топку, а отже – зміни виробництва пара. Органи управління турбіною регулюють відкриття дросельної заслінки для підтримки тиску на визначеному рівні. Перевага цього підходу визначається стабільністю та відповідністю реакції на зміну навантаження за умови мінімальних коливань тиску пара, але при цьому не використовуються можливості акумульованої енергії у котлі.

Система управління горінням повинна забезпечити достатню кількість теплової енергії, забезпечуючи при цьому ефективність і безпечність роботи парогенератора, що здійснюється шляхом контролювання відповідних параметрів [8]:

- витрати палива для підтримання заданого значення тиску або вихідного значення електричної потужності,
- коефіцієнту надлишку повітря,
- швидкості руху повітря,
- тиску в топці.

Регулювання зазначених параметрів можна досягти шляхом впливу на роботу живильника, заслінки примусової тяги, регулятор тиску та інші елементи. Завданням регулювання подачі палива полягає в тому, щоб подавати достатню кількість палива для виробки теплової енергії з огляду на потреби навантаження.

Регулювання подачі повітря здійснюють для забезпечення ефективності процесу горіння при відповідному завданні співвідношення між паливом і повітрям: недостатність об'єму повітря не забезпечить

повного згорання палива, а його надлишок збільшить втрати тепла з вихідними газами. Ця вимога лежить у основі роботи регуляторів, які підтримують визначену витрату повітря у відповідності до витрати палива. Характерним параметром горіння є вміст кисню у вихідних газах, який характеризує умови горіння та параметри змін властивостей палива [8].

Перед регуляторами тиску стоїть завдання підтримки тиску в топці парогенератора, що за значенням дещо нижчим за атмосферний, для запобігання викидів з котла небезпечних газів та підсосу до топки холодного повітря.

Система контролю живильної води регулює її подачу у парогенератору залежності від значення швидкості випаровування та підтримання балансу між подачею живильної води і виробництвом пара. Ця вимога визначає безпечність роботи установки, виключити потрапляння води у паровий контур та ушкодження трубопроводів.

Система контролю температури пара є найважливішою при роботі парових електростанцій і яка здійснює суворий контроль зміни параметрів у незначному діапазоні: підвищене значення температури призведе до пошкодження паропроводів та пароперегрівача, низькі значення температури знижують ефективність роботи установки через низьке значення тиску та призводить до ерозії лопаток турбіни, значні коливання температури збільшують термічні напруги у матеріалах системи і загрожують параметрам безпеки установки. Регулювання значення температури пара у паропідігрівачі здійснюється шляхом регулювання заслінок, що впливають на потік димових газів через ряди труб підігрівача, шляхом розпилення води у аварійних режимах [8].

Отже, для керування та управління системою необхідно керуватися метою поліпшення характеристик системи у результаті цих дій для економічної і безпечної експлуатації.

2 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО МАСЛОПОСТАЧАННЯ ПАРОВИХ ТУРБІН

Маслопостачання турбоагрегатів парових турбін складається з пристроїв, завданням яких є подача мастила до підшипникових вузлів та до системи регулювання, контролю і захисту. Нормальне функціонування даної системи є запорукою надійної, безперебійної та безаварійної роботи турбоагрегату [9].

При роботі, система змащування забезпечує рідинне тертя у підшипникових вузлах турбіни, генераторів, живильних насосів та редукторів. У потужних паротурбінних агрегатах блочного типу масло є робочою рідиною гідромуфт живильних насосів [9].

2.1 Огляд турбінних змащувальних рідин

У системах маслопостачання паротурбінних установок важливу роль відіграє вибір змащувальних матеріалів та вогнестійких рідин у маслоохолоджувачах.

Не зважаючи на ретельну обробку поверхонь обертання, вони мають різне зношення шорсткості цих поверхонь від 0,05 до 200 мкм. Похибки, допущені при виготовленні деталей, викривлення їх форми під навантаженням та під дією нагрівання та наявні параметри шорсткості призводять до контактування поверхонь на малих площах, що супроводжується руйнування поверхонь, яке викликано розсіюванням енергії і зношуванням [10].

Для зменшення негативного впливу явища тертя, на поверхню матеріалів наносять змащувальні матеріали. Позитивний вплив цих

матеріалів полягає в утворенні на поверхнях тертя адсорбованих шарів поляризованих молекул, які призводять до зменшення тертя, зношення і подовження терміну служби.

При застосуванні рідких змащувальних матеріалів можна досягти повного розділення поверхонь тертя за рахунок утворення товстого шару, що демонструє об'ємні та в'язкі властивості. Змащувальні матеріали формуючи гідродинамічний та гідростатичний ефекти забезпечують розсіювання енергії при одночасному підвищенні зносостійкості деталей. На основі гідродинамічного ефекту у клиновий зазор затягується змащувальний матеріал у результаті чого утворюється вантажопідйомний шар між поверхнями ковзання без підвищення тиску. Для створення гідростатичного ефекту необхідно застосувати зовнішнє джерело тиску [11, 12].

Змащувальні матеріали, що застосовуються у системах змащування парових турбін, використовуються для запобігання зношування поверхонь тертя, зниження втрат потужності на тертя, відводу теплоти, що виділяється при терті і переданого тепла від гарячих деталей турбіни [13].

Теплота, яку повинна відводити система мастилоохолодження, формується у підшипникових вузлах, блоках регулювання, робочого тіла турбіни та корпусних деталей.

Турбінне масло є продуктом переробки нафти. Після вигону з нафти легкокиплячих бензинових та газових фракцій утворюється мазут, який шляхом вакуумної перегонки дозволяє отримати масляний дистилят. Після спеціального очищення цього дистиляту отримують турбінне масло. При його очищенні видаляються компоненти, що погіршують стабільність та підвищується корозійна агресивність, попутно знижуючи характеристику плинності. З метою підвищення експлуатаційних властивостей масел до них додають різноманітні присадки (табл. 2.1) [14].

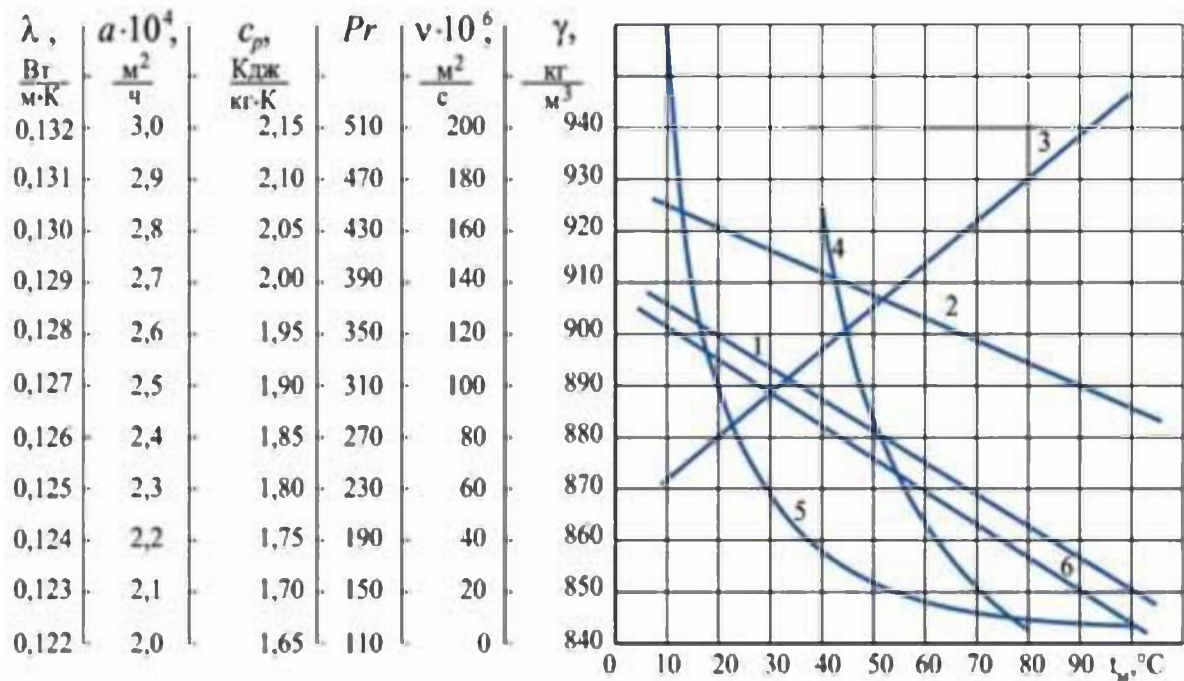
Таблиця 2.1 – Характеристики турбінних мастил та вогнестійких рідин

Фізико-хімічні властивості	ТП-22	ТП-30	ТП-46	ІВВІОЛЬ	ОМТИ
	нафтові мастила			вогнестійкі рідини	
Кінематична в'язкість при $t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	20-23	28-32	44-48	22-24	21-23
Кислотне число, мг КОН на 1 г. масла	0,02	0,5	0,5	0,02	0,03
Щільність, г/см ₃	0,89	0,89	0,89	1,17	1,17
Температура спалаху у відкритому тиглі, $^{\circ}\text{C}$	186	190	220	244	240
Температура спалаху на відкритому повітрі, $^{\circ}\text{C}$	370	380	440	730	720
Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$	- 15	- 10	- 10	- 15	- 17
Прозорість	прозорі				
Вміст водорозчинних кислот і лугів	ні	ні	ні	ні	ні
Вміст механічних домішок (не більше)	ні	0,01	ні	ні	0,01

В теперішній час на теплових електричних станціях в основному використовується турбінне мастило ТП-22С селективного очищення з додатковим гідроочищенням. Найважливішими фізико-хімічними характеристиками турбінного мастила є його щільність і в'язкість.

В'язкість визначає властивість рідини чинити опір відносному переміщенню її шарів, вона впливає на несучу здатність масляного шару у технологічних елементах – з підвищенням температури в'язкість мастила знижується, а при зниженні температури – відповідно збільшується. Величина, що характеризує підвищення в'язкості зі зниженням температури, називається індексом в'язкості. Під час експлуатації в'язкість мастила з часом змінюється через його окислення, забруднення, зашлаковування, гідратацію та аерацію. Ці процеси змінюють та

погіршують його властивості. На рис. 2.1 і 2.2 представлено фізичні характеристики мастила у залежності від його температури [15].



1 – теплопровідність (λ), 2 – температуропровідність (a), 3 – питома теплоємність (c_p), 4 – число Прандтля (Pr), 5 – кінематична в'язкість (ν), 6 – щільність (ρ)

Рисунок 2.1 – Залежність фізичних властивостей мастила Т-22 від температури

Серед важливих з точки зору нормальної роботи турбіни можна виділити наступні експлуатаційні характеристики мастила [15]:

- ступінь розчинності газів – можливість розчинення газів,
- деаеруємість – здатність звільнятися від розчинених газів,
- гігроскопічність – здатність поглинати воду та водяну пару,
- емульгуємість – здатність утворювати емульсію,
- старіння – зміна властивостей у процесі тривалої експлуатації,
- змащувальна здатність – сукупність фізико-хімічних властивостей, що обумовлюють зменшення сил тертя,
- горючість,

- зольність – кількість неорганічних речовин, що залишаються після спалювання проби мастила,
- температура спалаху – температура, до якої необхідно нагріти мастило, щоб його пари утворили з повітрям суміш, здатну спалахнути від відкритого вогню,
- температура самозаймання – температура, при якій мастило запалюється без піднесення до нього відкритого вогню.

2.2 Загальні принципи маслолопостачання парових турбін

У більшості випадків масляне господарство паротурбінної установки містить наступні системи [16]:

- змащування підшипників турбіни, генератора та малонасосу,
- ущільнення вала генератора,
- регулювання і захист турбіни,
- змащування та регулювання живильних пристроїв,
- прийому, зберігання та регенерації мастила.

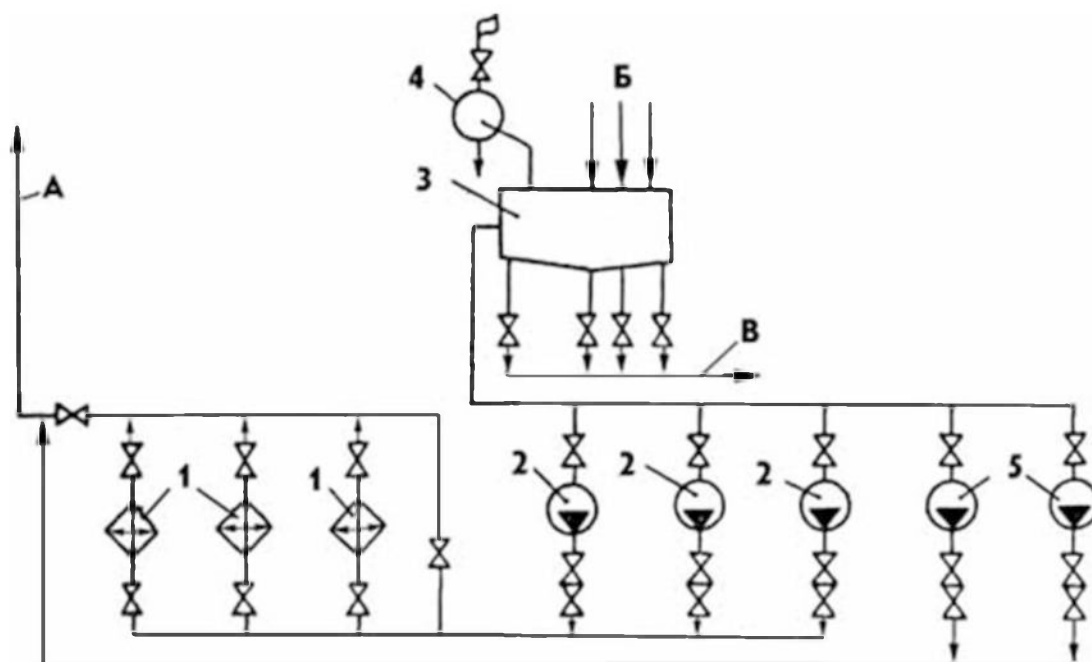
Іноді маслосистеми виділяють в окремі складові частини. Системи регулювання, що облаштовуються незалежно замість турбінного мастила «заряджені» вогнестійкою рідиною або конденсатом. У нових електрогенераторах обмотки, сердечник і конструкційні елементи статора охолоджуються ізоляційним маслом або водою, а порожнисті провідники ротора – водою, що виключає застосування системи маслоохолоджуючих ущільнень.

До змащувальної системи турбоагрегату входять головні та допоміжні маслонасоси, масляний бак, маслоохолоджувачі та елементи захисту, блокування і контролю. Основний тиск у цій системі створюється головним масляним насосом об'ємного типу (гвинтові або шестерні) або

відцентрові, встановлені на валу турбіни. Тиск у системі змащування регулюється за допомогою редукційного клапана [17].

Змащувальна система має напірну і зливну лінії. Мастило по напірній лінії підводиться до кожного підшипникового вузла, зливні лінії усіх підшипників утворюють загальну магістраль, по якій мастило самопливом повертається до масляного бака. Під час пуску, зупинки та аварійних ситуаціях у роботу можуть включатися допоміжні масляні насоси. Маслобак являє собою ємність, об'єм якої визначається необхідністю нормальної роботи систем регулювання та змащення і слугує додатково відстійником мастила від шламу та повітря. У масляних баках розміщують обладнання масляної системи (інжектори, запобіжні та редукційні клапани, елементи захисту) [17].

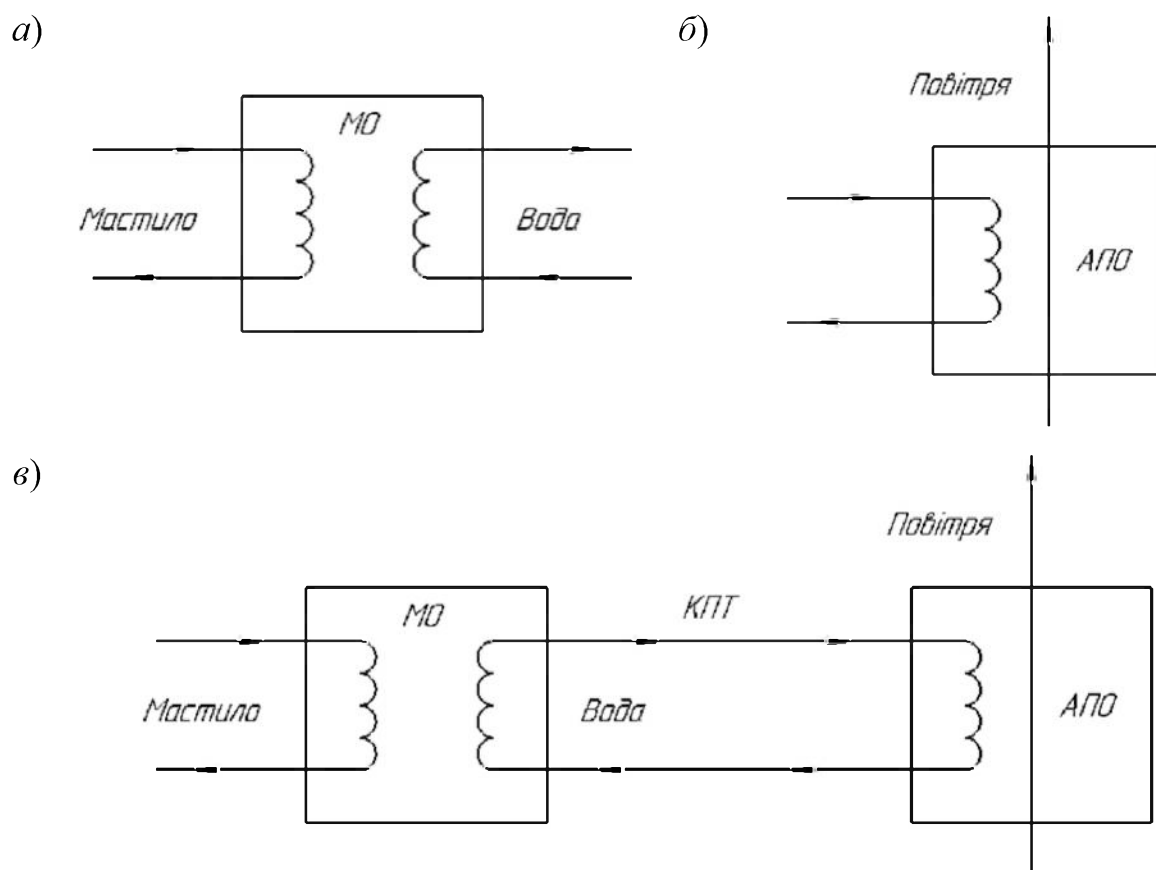
Типова схема маслопостачання парової турбіни наведено на рис. 2.2 [15].



А – лінія подачі мастила до підшипників, Б – зворотна лінія від підшипників, В – лінія зливу мастила. 1 – мастилоохолоджувачі, 2 – масляні насоси, 3 – масляний бак, 4 – вентиляційна група, 5 – резервні масляні насоси.

Рисунок 2.2 – Принципова схема маслопостачання парової турбіни

Нагріте мастило вимагає охолодження, типові схеми якого показано на рис. 2.3 [15].



а – пряме водяне охолодження, *б* – пряме повітряне охолодження, *в* – з проміжним теплоносієм і повітряним охолодженням: *МО* – маслоохолоджувач, *АПО* – апарат повітряного охолодження, *КПТ* – контур проміжного теплоносія

Рисунок 2.3 – Схеми варіантів охолодження мастила парової турбіни

Турбіна оснащена гідродинамічною системою регулювання, схема якої представлена на рис. 2.4 [15].

Регулюючі клапани циліндра високого тиску (ЦВТ) і циліндра середнього тиску (ЦСТ) переміщуються сервомоторами односторонньої дії.

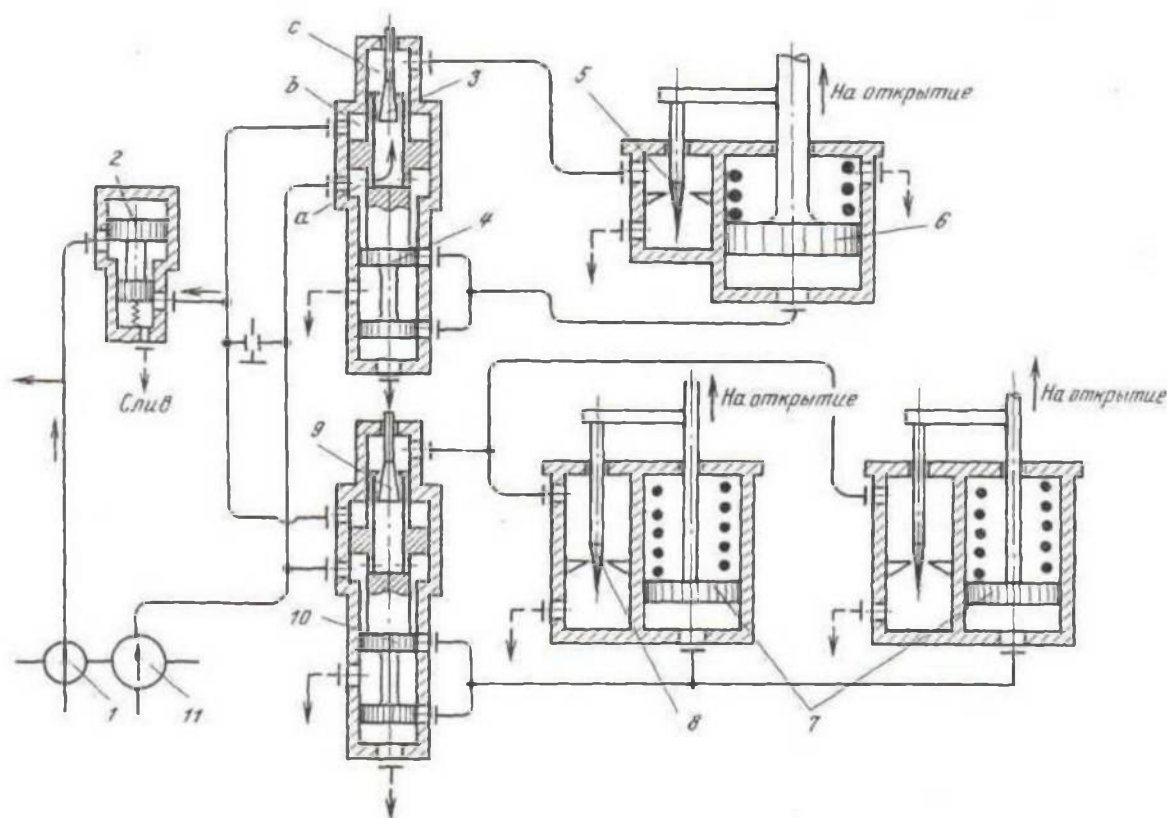


Рисунок 2.4 – Схема регулювання турбіни турбоагрегату К-160-130 (позначення у тексті)

У сталому режимі роботи турбіни регулюючі клапани нерухомі, а відсічні золотники 4 і 10 своїми крайками перешкоджають проході мастила від головного масляного насоса 11 до сервомоторів 6 і 7. При цьому кожен з них знаходиться в рівновазі під дією силового впливу тиску в камері *a*, імпульсного в камері *b* і тиску мастила в камері *c*, що пов'язані з гідравлічними вимикачем сервомоторів 5 або 8. При зміні імпульсного тиску мастила у камері *b* рівновага золотника порушується, що викликає його рух та зміщується, що відкриває прохід для силового мастила до сервомоторів для пересування регулюючих клапанів. Переміщення регулюючих клапанів викликає відновлення тиску в камері *c*, що призводить до нового сталого стану при даному положенні регулюючих клапанів. Зміну тиску імпульсного мастила можна здійснити за сигналами датчиків системи регулювання і захисту [15, 16].

У якості приладу контролю частоти обертання використовується гідравлічний тахометр 1, який безпосередньо приєднано до валу турбіни. Тиск за тахометром змінюється пропорційно квадрату частоти обертання, призводячи до зміщення золотника 2 регулятора частоти обертання, який у свою чергу змінює тиск мастила у імпульсній лінії. Дроселі 3 та 9 призначені для настроювання початку відкриття регулюючих клапанів циліндрів середнього і високого тисків.

3 РОЗРАХУНОК ПАРОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Тепловий розрахунок парової турбіни

Більшість сучасних паротурбінних установок працюють за циклом Ренкіна, а у якості робочого тіла використовують водяну пару, що впродовж протікання цього циклу змінює свій. В областях, що є близькими до зрідження, властивість пару сильно відрізняється від ідеального газу, що унеможлиблює застосування складених для них законів і формульних залежностей. Щоб мати можливість описувати процеси у паротурбінних установках можна користуватися зведеними таблицями та діаграми стану водяної пари.

Розглянемо паротурбінну установку (ПТУ), яка працює за оберненим циклом Ренкіна і визначимо параметри води і пара у характерних точках циклу, кількість підведеного та відведеного тепла, роботу пара, термічний ККД, теоретичні витрати пари і тепла.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані для розрахунку ПТУ

Параметр	Позначення	Од. виміру	Значення
Застосований турбоагрегат	—	—	К-160-130
Початкові параметри пара перед стопорним клапаном:			
тиск	P_0	МПа	12
температура	t_0	°С	560
Тиск пара за турбоагрегатом	P_κ	кПа	3,5

Технічні характеристики турбіни К-160-130 наведено у табл. 3.2, а характеристика регенеративних відборів пари при номінальних параметрах пари – у табл. 3.3 [18].

Таблиця 3.2 – Технічні характеристики турбіни К-160-130 [18]

Параметр	Од. виміру	Значення
Номінальна потужність	МВт	160
Тиск пара перед турбіною	МПа	13
Температура свіжої пари	°С	565
Температура живильної води	°С	228
Тиск пара в конденсаторі	КПа	3,5
Витрати пари при номінальній потужності	т/год.	436
Кількість циліндрів	–	2

Таблиця 3.3 – Характеристика регенеративних відборів пари [18]

Номер відбору і циліндр	Відбір за ступенню №	Тиск, МПа	Температура, °С
1-й відбір ПВТ №7	7	3,30	380
2-й відбір ПВТ №6/ деаератор	11	1,3/0,55	451
3-й відбір ПНТ №5	13	0,55	354
4-й відбір ПНТ №4	15	0,40	292
5-й відбір ПНТ №3	17	0,15	200
6-й відбір ПНТ №2	18	0,075	138
7-й відбір ПНТ №1	19	0,0345	80

Задаємося втратами у стопорному та сопловому клапанах на рівні 5% від P_0 і розрахуємо тиск перед соплами першого ступеня [19]:

$$P_c = 0,95 \cdot P_0 = 0,95 \cdot 12 = 11,4 \text{ МПа} \quad (3.1)$$

Тиск проміжного перегріву визначається тиском після першого відбору [19]:

$$P_{\text{пп}} = P_1 = 3,30 \text{ МПа} \quad (3.2)$$

Тиск пара після проміжного перегрівача розрахуємо за формулою [19]:

$$P_{\text{пп1}} = 0,9 P_{\text{пп}} = 0,9 \cdot 3,30 = 2,97 \text{ МПа} \quad (3.3)$$

Тиск перед соплами першої ступені після проміжного перегріву розрахуємо за формулою [19]:

$$P_{c1} = 0,97 P_{\text{пп1}} = 0,97 \cdot 2,97 = 2,88 \text{ МПа} \quad (3.4)$$

Тиск пара за останнім ступенем розрахуємо за формулою [19]:

$$P_{\text{ост.}} = 0,96 P_k = 0,96 \cdot 3,3 = 3,168 \text{ МПа} \quad (3.5)$$

Діаграма розширення пари у турбіні дозволяє визначити ентальпії та теплоперепад по ступеням.

Усі поверхневі підігрівачі живильної води можна поділити на два види: низького та високого тиску.

Температура конденсату з урахуванням його переохолодження на виході з конденсатора дорівнює температурі живильної води перед першим регенеративним підігрівачем низького тиску і може бути розрахована за формулою, °С [19]:

$$t_{\kappa} = t_n - 0,5 \quad (3.6)$$

де t_n – температура насичення пара у конденсаторі, яку можна визначити за таблицями властивостей води і водяного пара, $t_n = 26,107$ °C.

$$t_{\kappa} = t_n - 0,5 = 26,107 - 0,5 = 25,607 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Першим ступенем підігріву живильної води конденсаційних турбоагрегатів є підігрівач ежектора, у якому відбувається підвищення температури живильної води, яку можна розрахувати за формулою, °C [19]:

$$\Delta t_{ne} = 0,025 \cdot t_{\kappa} = 0,025 \cdot 25,607 = 0,64 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.7)$$

Крім підігрівача ежектора у схемі наявний охолоджувач пара з ущільнень турбіни, у якому від підвищення температури складає $\Delta t_{ox} = 2,5$ °C. Таким чином, температура живильної води після допоміжних теплообмінних пристроїв, що є температурою на вході у перший регенеративний підігрівач складе [19]:

$$t_{n\text{вх}} = t_k + \Delta t_{ne} + \Delta t_{ox} = 25,607 + 0,64 + 2,5 = 28,747 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3.8)$$

Визначимо температури живильної води після кожного поверхневого підігрівача, циліндрів низького та високого тисків та відборах [19]:

$$P_{\text{відб.}} = 0,95 \cdot P_{\text{відб. i}} \quad (3.9)$$

$$P_{\text{відб.1}} = 0,95 \cdot 3,3 = 3,135 \text{ МПа},$$

$$P_{\text{відб.2}} = 0,95 \cdot 1,3 = 1,235 \text{ МПа},$$

$$P_{\text{відб.3}} = 0,95 \cdot 0,55 = 0,5225 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{відб.4}} = 0,95 \cdot 0,40 = 0,380 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{відб.5}} = 0,95 \cdot 0,15 = 0,1425 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{відб.6}} = 0,95 \cdot 0,075 = 0,07125 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{відб.7}} = 0,95 \cdot 0,0345 = 0,03278 \text{ МПа}$$

За термодинамічними таблицями знаходимо температуру насичення гріючої пари на підігрівачах:

$$t_{\text{н1}} = 238,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н2}} = 192,87 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н3}} = 160,36 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н4}} = 150,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н5}} = 126,60 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н6}} = 115,62 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н7}} = 108,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Температуру живильної води на виході з підігрівачів розрахуємо за формулою:

$$t_{\text{гв вих}} = t_{\text{н i}} - 5 \quad (3.10)$$

$$t_{\text{н1}} = 238,07 - 5 = 233,07 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н2}} = 192,87 - 5 = 187,87 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н3}} = 160,36 - 5 = 155,36 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н4}} = 150,41 - 5 = 145,41 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н5}} = 126,60 - 5 = 121,60 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н6}} = 115,62 - 5 = 110,62 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{н7}} = 108,03 - 5 = 103,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Тиск живильної води в підігрівачі низького тиску після конденсаційного насоса визначимо за формулою [19]:

$$P_{\text{пв ПНТ}} = P_{\text{кн}} = 1,65 \cdot P_{\text{д}} = 1,65 \cdot 0,55 = 0,9075 \text{ МПа} \quad (3.11)$$

Тиск живильної води в підігрівачі високого визначимо за формулою [19]:

$$P_{\text{пв ПВТ}} = P_{\text{пн}} = 1,35 \cdot P_0 = 1,35 \cdot 12 = 16,2 \text{ МПа} \quad (3.12)$$

За таблицями термодинамічних властивостей води та водяного пару знаходимо ентальпії живильної води до та після кожного підігрівача:

$$h_{\text{пв1}} = 275,11 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв2}} = 348,32 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв3}} = 431,88 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв4}} = 551,54 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв5}} = 636,22 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв6}} = 779,31 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{пв7}} = 993,18 \text{ кДж/кг}$$

Ентальпія живильної води перед живильним насосом визначається за таблицями залежно від прийнятого тиску у деаераторі. Ентальпія живильної води на вході до підігрівача високого тиску після живильного насоса визначаємо з урахуванням її зростання внаслідок підвищення тиску в насосі.

Ентальпія гріючого пара для кожного підігрівача визначаємо за діаграмою $h-s$ на лінії процесу розширення пара у відповідній точці відбору.

$$h_{\text{відб.7}} = 3155 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.6}} = 3361 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.5}} = 3166 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.4}} = 3049 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.3}} = 2867 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.2}} = 2751 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{відб.1}} = 2672 \text{ кДж/кг}$$

Попередньо оцінюємо температуру конденсату у підігрівачі низького тиску без переохолодження:

$$t_{\text{к відб.1}} = 187,12 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.2}} = 168,51 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.3}} = 154,32 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.4}} = 136,01 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.5}} = 107,03 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.6}} = 87,81 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$t_{\text{к відб.7}} = 69,16 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

За таблицями знаходимо ентальпію конденсату гріючого пару на виході з підігрівача:

$$h_{\text{к відб.1}} = 802,12 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.2}} = 716,20 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.3}} = 685,34 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.4}} = 572,73 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.5}} = 451,29 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.6}} = 372,52 \text{ кДж/кг}$$

$$h_{\text{к відб.7}} = 293,18 \text{ кДж/кг}$$

Таблиця 3.4 – Вихідні розрахункові дані для складання рівнянь теплового балансу

Параметр	Підігрівачі						
	ПВТ7	ПВТ6	ПНТ5	ПНТ4	ПНТ3	ПНТ2	ПНТ1
1. Тиск, МПа:							
пара у відборі на турбіні	3,30	1,30	0,55	0,40	0,15	0,075	0,0345
пара в підігрівачі	3,135	1,235	0,5225	0,380	0,1425	0,07125	0,03278
2. Температура, °С:							
насичення гріючого пара	238,07	192,87	160,36	150,41	126,60	115,62	108,03
живильної води на виході з підігрівача	233,07	187,87	155,36	145,41	121,60	110,62	103,03
конденсату гріючої пари на виході з підігрівача	187,12	168,5	154,32	136,01	107,03	87,81	69,16
3. Ентальпія, кДж/кг:							
відібраного пара	3155	3361	3166	3049	2867	2751	2672
живильної води на виході з підігрівача	993,18	779,31	636,22	551,54	431,88	348,32	275,11
конденсату гріючої пари на виході з підігрівача	802,12	716,20	685,34	572,73	451,29	372,52	293,18

Складемо рівняння теплових балансів підігрівачів у кінцевій формі [19]:

$$\alpha_1 = \frac{\alpha_{не} \cdot (h_{не7} - h_{не6})}{(h_1 - h_{к1}) \cdot \eta} = \frac{1,02 \cdot (993,18 - 779,31)}{(3155 - 802,1) \cdot 0,98} = 0,0946 \quad (3.13)$$

$$\begin{aligned} \alpha_2 &= \frac{\alpha_{не} \cdot (h_{не6} - h_{не5}) - \eta \cdot \alpha_1 \cdot (h_{к1} - h_{к2})}{(h_2 - h_{к2}) \cdot \eta} = \\ &= \frac{1,02 \cdot (779,31 - 685,34) - 0,98 \cdot 0,0946 \cdot (802,12 - 716,20)}{(3361 - 716,20) \cdot 0,98} = 0,0339 \end{aligned} \quad (3.14)$$

$$\begin{aligned}
\alpha_3 &= \frac{(\alpha_{n6} - (\alpha_1 + \alpha_2)) \cdot (h_{n65} - h_{n64})}{(h_3 - h_{\kappa 3}) \cdot \eta} = \\
&= \frac{(1,02 - (0,0946 + 0,0339)) \cdot (636,22 - 551,54)}{(3166 - 636,22) \cdot 0,98} = \\
&= 0,0305
\end{aligned} \tag{3.15}$$

$$\begin{aligned}
\alpha_4 &= \frac{(\alpha_{n6} - (\alpha_1 + \alpha_2)) \cdot (h_{n64} - h_{n63}) - \eta \cdot \alpha_3 \cdot (h_{\kappa 3} - h_{\kappa 4})}{(h_4 - h_{\kappa 4}) \cdot \eta} = \\
&= \frac{(1,02 - (0,0946 + 0,0339)) \cdot (551,54 - 431,88)}{(3049 - 572,73) \cdot 0,98} - \\
&\quad - \frac{0,98 \cdot 0,0305 \cdot (685,34 - 572,73)}{(3049 - 572,73) \cdot 0,98} = 0,0426
\end{aligned} \tag{3.16}$$

$$\begin{aligned}
\alpha_5 &= \frac{(\alpha_{n6} - (\alpha_1 + \alpha_2)) \cdot (h_{n63} - h_{n62}) - \eta \cdot (\alpha_3 + \alpha_4) \cdot (h_{\kappa 4} - h_{\kappa 5})}{(h_5 - h_{\kappa 5}) \cdot \eta} = \\
&= \frac{(1,02 - (0,0946 + 0,0339)) \cdot (431,88 - 348,32)}{(2867 - 451,29) \cdot 0,98} - \\
&\quad - \frac{0,98 \cdot (0,0305 + 0,0426) \cdot (572,73 - 451,29)}{(2867 - 451,29) \cdot 0,98} = 0,0278
\end{aligned} \tag{3.17}$$

$$\begin{aligned}
\alpha_6 &= \frac{(\alpha_{n6} - (\alpha_1 + \alpha_2)) \cdot (h_{n62} - h_{n61}) - \eta \cdot (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5) \cdot (h_{\kappa 5} - h_{\kappa 6})}{(h_6 - h_{\kappa 6}) \cdot \eta} = \\
&= \frac{(1,02 - (0,0946 + 0,0339)) \cdot (348,32 - 275,11)}{(2751 - 372,52) \cdot 0,98} - \\
&\quad - \frac{0,98 \cdot (0,0305 + 0,0426 + 0,0278) \cdot (451,29 - 372,52)}{(2751 - 372,52) \cdot 0,98} = 0,0247
\end{aligned} \tag{3.18}$$

$$\begin{aligned}
\alpha_7 &= \frac{(\alpha_{n6} - (\alpha_1 + \alpha_2)) \cdot (h_{n61} - h'_{n61}) - \eta \cdot (\alpha_3 + \alpha_4 + \alpha_5 + \alpha_6) \cdot (h_{\kappa 6} - h_{\kappa 7})}{(h_7 - h_{\kappa 7}) \cdot \eta} = \\
&= \frac{(1,02 - (0,0946 + 0,0339)) \cdot (275,11 - 110,55)}{(2672 - 293,18) \cdot 0,98} - \\
&\quad - \frac{0,98 \cdot (0,0305 + 0,0426 + 0,0278 + 0,0247) \cdot (372,52 - 293,18)}{(2672 - 293,18) \cdot 0,98} = 0,0587
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Розраховуємо відносну витрату пара через окремі ступені турбіни (табл. 3.5).

Таблиця 3.5 – Відносні витрати пара через окремі відсіки турбіни

Номер відсіку	Розрахункова залежність і значення
0–1	1
1–2	$1 - \alpha_1 = 1 - 0,0946 = 0,9054$
2–3	$1 - \alpha_1 - \alpha_2 = 1 - 0,0946 - 0,0339 = 0,8715$
3–4	$1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 = 1 - 0,0946 - 0,0339 - 0,0305 = 0,8410$
4–5	$1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 = 1 - 0,0946 - 0,0339 - 0,0305 - 0,0426 = 0,7984$
5–6	$1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 = 1 - 0,0946 - 0,0339 - 0,0305 - 0,0426 - 0,0278 = 0,7706$
6–7	$1 - \alpha_1 - \alpha_2 - \alpha_3 - \alpha_4 - \alpha_5 - \alpha_6 = 1 - 0,0946 - 0,0339 - 0,0305 - 0,0426 - 0,0278 - 0,0247 = 0,7459$

3.2 Кінематичний розрахунок парової турбіни

Кінематичний розрахунок парової турбіни виконують з метою визначення вихідних величин, необхідних для детального теплового розрахунку проточних частин.

Регулююча ступінь турбіни виконується у вигляді однокільцевої ступені тиску з геометричним розміром по середньому діаметру ($D_{\text{сер}}$) лопатей дорівнюючим 1,2 м. Значення характеристичного коефіцієнту (X_1) для однокільцевої ступені приймаємо на рівні 0,520.

Колову швидкість на середньому діаметрі лопатей визначимо за залежністю [19]:

$$v_1 = \frac{\pi \cdot D_{сер} \cdot n}{60} = \frac{3,14 \cdot 1,1 \cdot 3000}{60} = 188,4 \text{ м/с} \quad (3.20)$$

Абсолютна швидкість витікання пара із сопел розрахуємо за формулою [19]:

$$c_1 = \frac{v_1}{X_1} = \frac{188,4}{0,520} = 362,31 \text{ м/с} \quad (3.21)$$

Теплоперепад, що припадає на сопла, визначається за залежністю [19]:

$$\Delta h_{01} = \left(\frac{c_1}{\varphi \cdot 44,7} \right)^2 = \left(\frac{362,32}{0,97 \cdot 44,7} \right)^2 = 69,82 \text{ кДж/кг} \quad (3.22)$$

Повний наявний теплоперепад на регулюючу ступень визначимо за залежністю [19]:

$$\Delta h_p = \frac{\Delta h_{01}}{1 - \rho} = \frac{69,82}{1 - 0,1} = 77,58 \text{ кДж/кг} \quad (3.23)$$

Уточнене значення середнього діаметра по лопатям визначимо за залежністю [19]:

$$D_{cp} = \sqrt{\frac{G \cdot (1 - \alpha_{еум.} - \sum \alpha) \cdot v_{2z} \cdot g_z}{k \cdot \pi \cdot 44,7 \cdot \sqrt{\xi_{enh/}} \cdot \Delta H_0 \cdot \sin \alpha_{2z}}} \quad (3.24)$$

де G – витрата пара на турбіну, $G = 142,02 \text{ кг/с}$,

$\alpha_{\text{внт.}}$ – коефіцієнт витоків пари крізь зовнішні ущільнення, $\alpha_{\text{внт.}} = 0,008$,

$\Sigma\alpha$ – сума коефіцієнтів відбору пара, $\Sigma\alpha = 0,2541$,

v_{2z} – питомий об'єм пари на виході з робочих лопаток останнього ступеня, $v_{2z} = 33,082 \text{ м}^3/\text{кг}$,

g_z – відношення середнього діаметра до довжини лопатки, $g_z = 4$,

k – число потоків пара у частині низького тиску турбіни, $k = 2$,

$\zeta_{\text{втр.}}$ – коефіцієнт втрат енергії з вихідною швидкістю на останній ступені, $\zeta_{\text{втр.}} = 0,04$,

ΔH_T – загальний наявний теплоперепад турбіни, $\Delta H_T = 2000 \text{ кДж/кг}$,

α_{2z} – кут вектора абсолютної швидкості виходу пара з останнього ступеня, $\alpha_{2z} = 70^\circ$.

$$D_{cp} = \sqrt{\frac{140,03 \cdot (1 - 0,008 - 0,2541) \cdot 33,082 \cdot 4}{2 \cdot 3,14 \cdot 44,7 \cdot \sqrt{0,04 \cdot 2000 \cdot \sin 70^\circ}}} = 2,4 \text{ м}$$

Уточнюємо значення колової швидкості на середньому діаметрі лопатей за формулою (3.20):

$$v_1 = \frac{3,14 \cdot 2,4 \cdot 3000}{60} = 376,8 \text{ м/с}$$

Тоді значення оптимального теплоперепаду ступені складе:

$$\Delta h_0 = \frac{v_1^2}{2000 \cdot X_0^2} = \frac{376,8^2}{2000 \cdot 0,625^2} = 181,73 \text{ кДж/кг}$$

4 МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСІВ У СИСТЕМІ ЗМАЩЕННЯ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ ПАРОВОЇ ТУРБІНИ

4.1 Визначення принципів функціонування гідравлічних систем змащування парових турбін

Маслосистеми парових турбін працюють за принципом гідравлічних систем через їх властивості передавати значні зусилля на незначних відстанях та мають високі показники потужності відносно масо-вагових значень. Гідравлічні системи в управлінні паровими турбінами забезпечують високу точність керування її роботою. Гідравлічні системи є механічно-жорсткими, забезпечують рівність зміни коефіцієнта посилення контурів керування та покращені динамічні характеристик приводів. Робоча рідина, що циркулює у гідравлічних системах має властивості до самоохолодження, відводячи тепло від приводних механізмів та регулюючих елементів. Недоліком гідравлічних систем, що проявляються при регулюванні, є нелінійність їх роботи, що може ускладнити процеси управління [20, 21].

Бажані рухи досягаються завдяки використанню системи управління зворотним зв'язком за замкнутим контуром, коли відбувається реєстрація фактичного значення контрольованого параметра і коригує його значення у відповідності до заданого значення.

З метою підвищення надійності роботи парових турбін необхідно визначити принципи підвищення надійності окремих вузлів. Це вимагає здійснення аналізу процесів, що протікають при різних експлуатаційних режимах, шляхом створення та аналізу моделей. Визначені моделі створюються за допомогою сучасних комп'ютерних програм та комплексів. Створені комп'ютерні моделі дозволяють здійснювати експериментальні дослідження систем без створення або використання натурних моделей [21].

У системі змащення парових турбін подає постійно необхідно підтримувати та контролювати відповідні параметри – температуру, тиск та витрату. Вірна підтримка та контроль цих параметрів у загальному випадку визначає безпеку роботи системи. Відключення або аварія у системі мастилоподачі може призвести до виходу з ладу турбінного агрегату. Тому, робота змащувальної системи повинна бути заснована на принципах автономності та незалежності від роботи будь-яких інших складових системи [22].

Змащувальна система характеризується параметрами застосованого змащувального матеріалу з визначеними розрахунковими значеннями температури і тиску. Ця система повинна здійснювати контроль свого стану, саме [23]:

- вихід з ладу складових частин системи,
- наявність витоків у напірній та зливній лініях,
- вихід контрольованих параметрів за визначені межі.

Після змащування відповідних вузлів та відбору тепла мастило повертається у масляний бак, попутно проходячи процедуру деаерації та видалення забруднень.

З огляду на вищесказане, система змащення парових турбін повинна обов'язково містити наступні підсистеми, що контролюють [23]:

- зниження тиску у системі,
- підвищення або зниження температури мастила у системі,
- зниження рівня мастила у масляному баку,
- вимкнення окремих елементів системи.

Значення робочих параметрів системи визначаються попередніми розрахунками та уточнені під час випробувань, які проводяться на режимах близьких або таких, що перевищують, номінальні.

4.2 Створення наближеної моделі системи змащування парової турбіни

У паровій турбіні можна виділити дві системи управління:

- систему захисту,
- технологічну систему.

Система захисту призначена для усунення вірогідності виходу з ладу турбіни або виникнення аварійної ситуації. Робота цієї системи направлена на захист турбіни від перевищення швидкості та контролю всіх критичних параметрів.

Технологічна система контролює роботу парової турбіни шляхом завдання стабільного її обертання за умов високих параметрів ефективності у залежності від навантаження.

Управління може бути здійснено механо-гідравлічним або електричним способом. Зазначена система містить контрольний клапан або контролер, який контролює роботу впускного клапану для підтримки заданої швидкості обертання вала.

Схема маслопостачання підшипників турбоагрегату К-160-130 показано на рис. 4.1 [24].

При роботі турбіни незначна частина мастила від головного масляного насоса надходить по лінії 1 для живлення інжекторів 9 і 7, розташованих у масляному баку 8. Інжектор 9 підсмоктує масло з бака і подає його до головного масляного насоса, що живить систему регулювання, і до інжектора 7 та через зворотний клапан 2 – до маслоохолоджувачів 6, а з них – до підшипників турбоагрегату [24].

Рівняння, що описують зміну тиску у гідравлічній системі, базуються на принципах збереження маси та енергії у гідроприводі. Можна буде використати для моделювання поведінки системи при різних ситуаціях.

Математична модель системи змашування парової турбіни повинна бути складена на основі реального фізичного об'єкта. У якості програмного комплексу оберемо стандартні блоки прикладного програмного середовища Matlab [26].

Спрощена модель маслозмашувальної системи наведено на рис. 4.2.

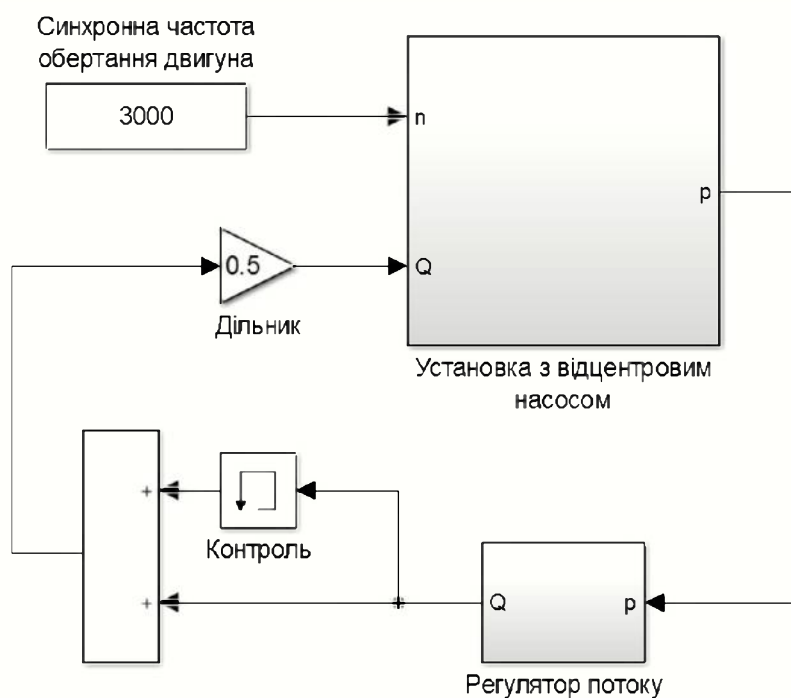
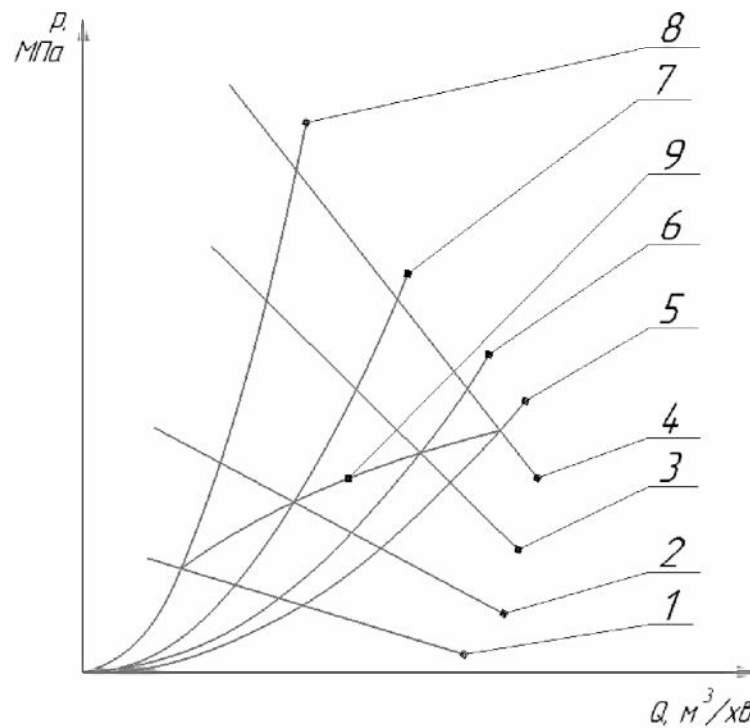


Рисунок 4.2 – Спрощена модель роботи масляної системи

Після запуску турбіни та за ступенем її розгону значення тиску робочої рідини збільшується до такого значення, при якому відкривається клапан для подачі робочої рідини до інжектора. Цей процес призводить до зростання витрати через інжектор і зменшенню перепадів тиску на дросельній діафрагмі. Цей процес є автоколивальним і призводить до зміни характеристики мережі до тих пір, поки турбіна не сягне номінальної частоти обертання (рис. 4.3).



1, 2, 3, 4 – характеристики інжектора, 5, 6, 7, 8 – характеристики мережі,
9 – лінія номінальних режимів

Рисунок 4.3 – Визначення лінії номінальних режимів

4.3 Створення уточненої моделі системи змащування парової турбіни

Падіння тиску у системі залежать від витрати через окремі елементи системи. При цьому необхідно забезпечити такі умови роботи, при яких забезпечується працездатність усіх елементів системи.

Створена модель повинна досить точно ілюструвати поведінку системи та враховувати усі фізичні закони. Крім зміни гідравлічних параметрів, необхідно враховувати вплив градієнтів температури.

На рис. 4.4 представлено гідравлічну маслостачальну систему у підпрограмі Simhydraulics. Будова моделі вимагає знань про вхідні та вихідні величини. Зовнішні команди визначають відповідну поведінку розподільвача [27].

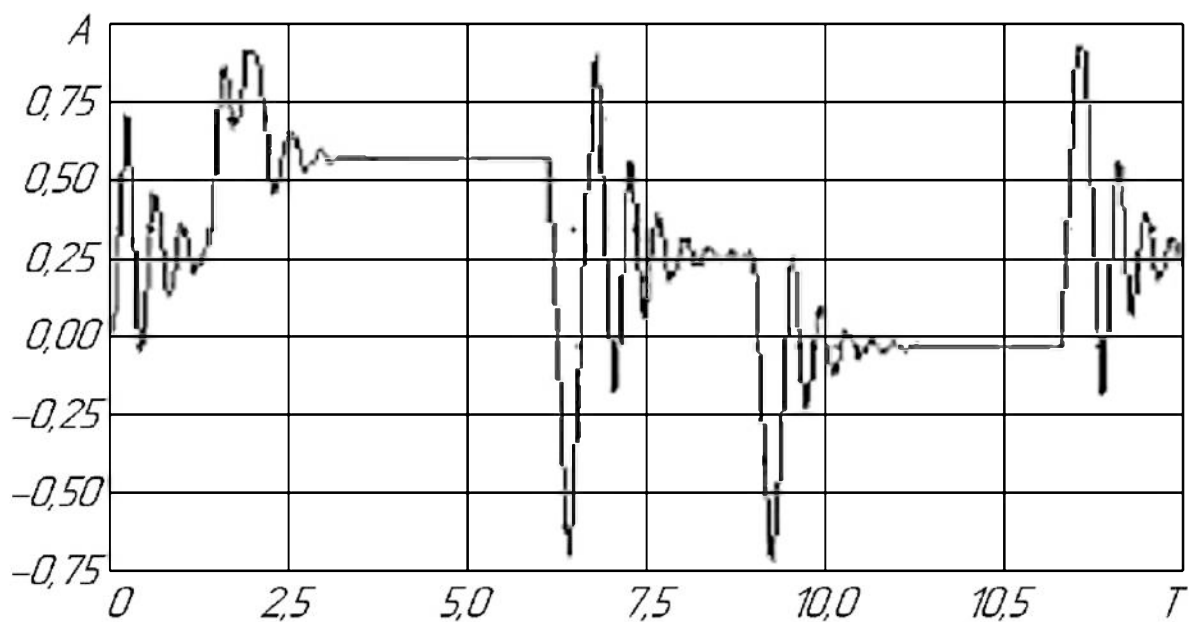


Рисунок 4.5 – Графік зміни положення золотника у системі

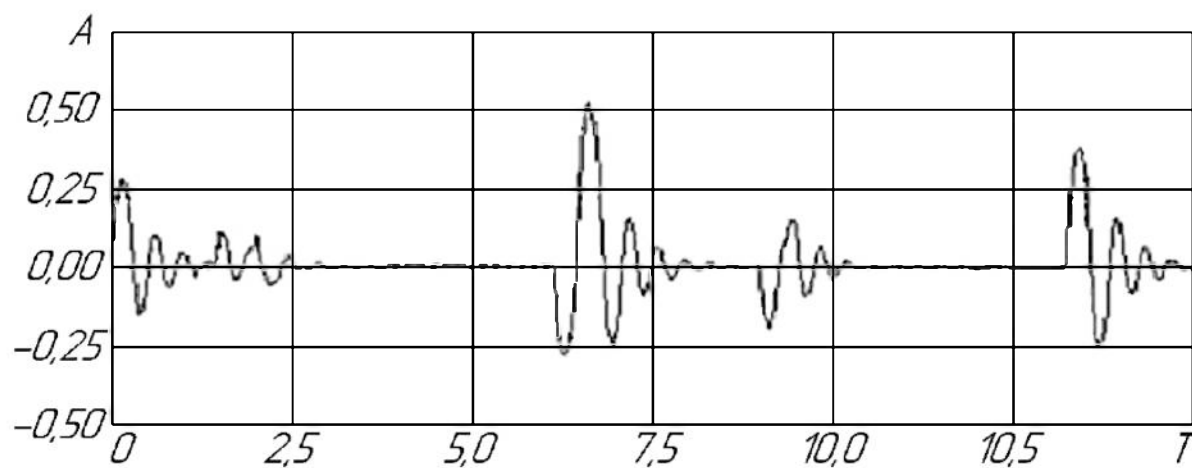


Рисунок 4.6 – Графік зміни положення сервоклапану у системі

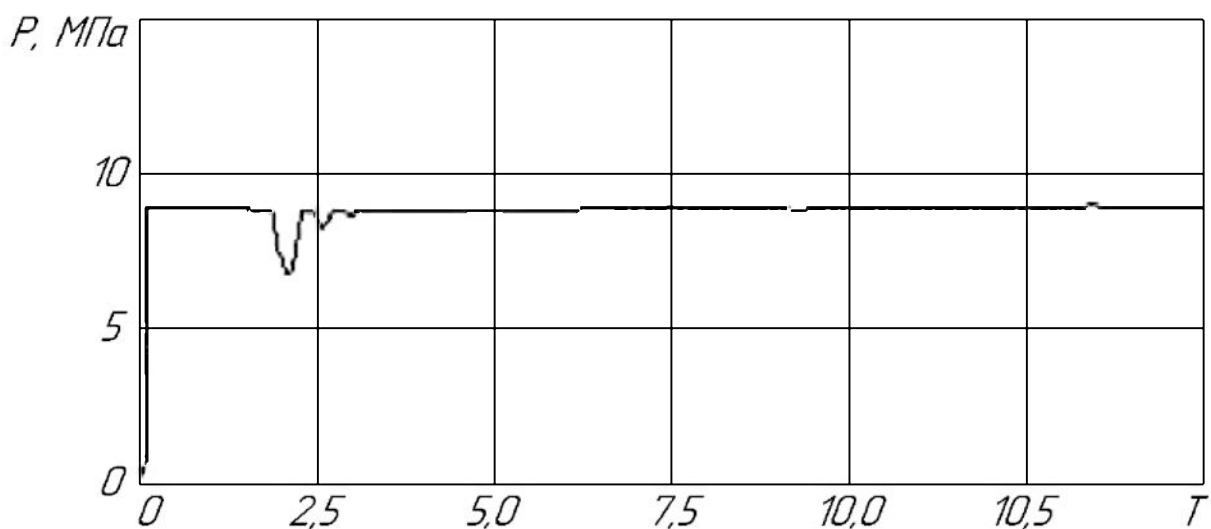


Рисунок 4.8 – Графік зміни тиску насоса у системі

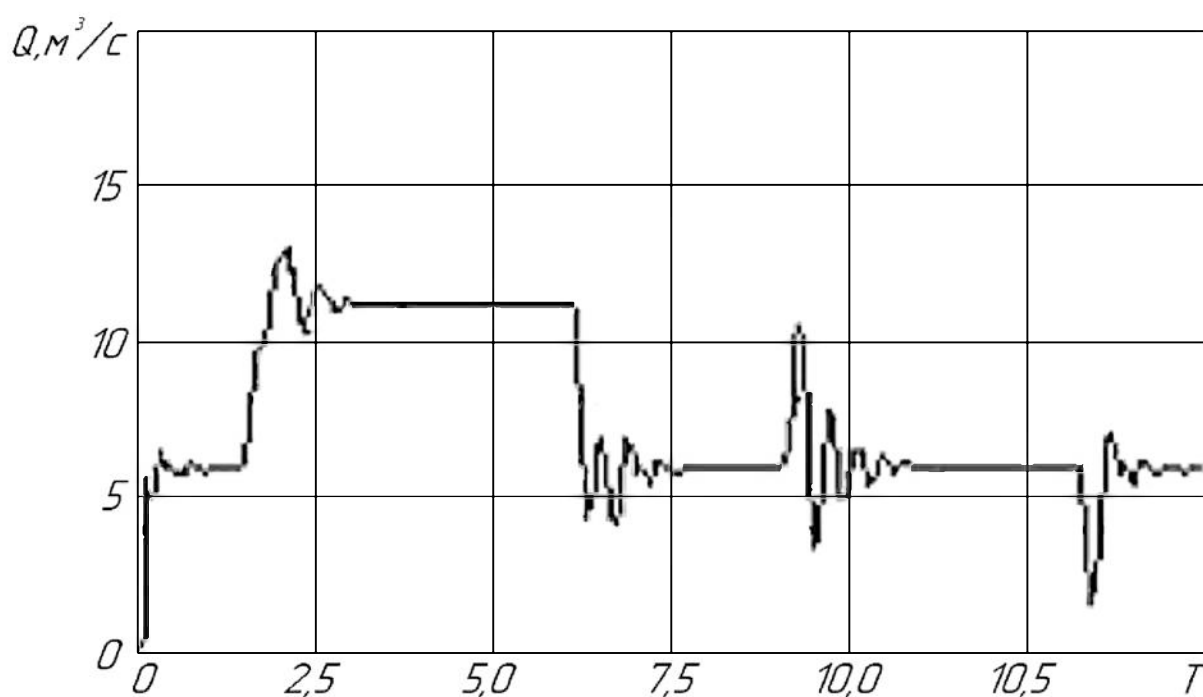


Рисунок 4.9 – Графік зміни продуктивності маслосистеми

Моделювання гідравлічних систем з використанням програмного комплексу Simhydraulics дозволяє дослідити зміну параметрів роботи системи при різних способах регулювання.

За результатами моделювання можна зробити наступні висновки:

– вхідний сигнал суттєво впливає на зміну вихідного, що визначається виглядом передатної функції,

- загальний опір системи впливає на продуктивність системи і характер зміни частоти обертання двигуна за умови збереження постійності значення тиску у системі,
- система є досить чутливою до перерегулювання.
- стан гідравлічної маслосистеми залежить від навантаження,
- при перехідних процесах спостерігаються коливання тиску у системі.

ВИСНОВКИ

Дослідження показали, що система маслоохолодження парових турбін відіграють важливу роль у продуктивній та безперебійній роботі енергетичних систем.

Маслосистема крім безпосереднього змащування компонентів тертя виконує охолодження системи та зменшення теплового навантаження на окремі компоненти, що у кінцевому випадку збільшує продуктивність парового циклу (циклу Ренкіна).

Огляд і розрахунок парової турбіни дозволило реалізувати принципи проектування та підвищення експлуатаційних показників системи змащування. Елементарні розрахункові моделі дозволили реалізувати конкретні питання проектування та налагодження елементів системи парової турбіни.

Задачами, що стоять перед проектуванням та покращенням роботи систем змащення, є висока швидкість реакції на зміни у роботі парової турбіни. Це викликає необхідність пошуку шляхів удосконалення типових вузлів і схем змащувальної системи.

У роботі рекомендується більш широке використання в системах змащування вогнестійких мастил.

Програмне середовище Symhidraulics дозволяє спростити роботу з проектування та дослідження гідравлічних систем, визначити шляхи їх покращення шляхом аналізу значень функціональних параметрів.

Результати моделювання дозволили визначити параметри залежності вихідного сигналу від вхідних параметрів у залежності від вигляду передатної функції. Було визначено, що продуктивність системи залежить від загального опору системи та динамічних параметрів її роботи, що визначаються умовою постійності значення тиску у гідравлічній системі маслопостачання.

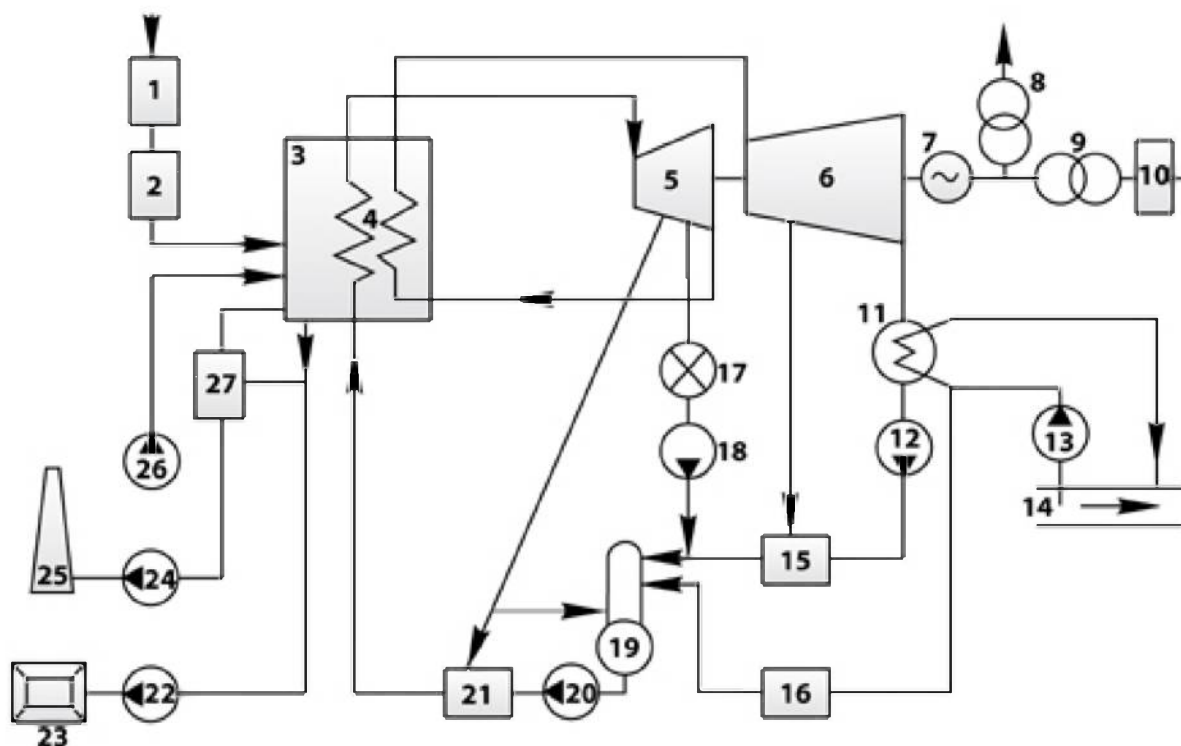
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Буров В.Д., Дорохов Е.В., Елизаров Д.П., Лавыгин В.М., Седов В.М., Цанев С.В. Тепловые электрические станции / Под ред. В.М. Лавыгина, А.С. Седлова, С.В. Цанева. Учебник для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 466 с.
2. Енергетична стратегія України на період до 2030 року: постанова КМУ від 15 березня 2006 р. №145-р. / Мінпаливенерго. – Київ, 2006. – 115 с.
3. Щегляев А.В. Паровые турбины. – М.: Энергия, 1978. – 368 с.
4. [Електронний ресурс] – Режим доступу: <https://cutt.ly/fnDOaVO>
5. Бойко Е. А., Шпиков А. А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов). – КГТУ, Красноярск, 2003. – 230 с.
6. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции: учебное пособие. 2-е изд. испр. / С.А. Михайленко, А.П. Цыганок. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2005. – 302 с.
7. Повышение энергоэффективности работы турбоустановок ТЭС и ТЭЦ путём модернизации, реконструкции и совершенствования режимов их эксплуатации // Ю.М. Мацевитый, Н.Г.Шульженко, В.Н.Голощанов и др.: под общ. ред. акад. Ю.М. Мацевитого; НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Киев: Наук. думка, 2008. – 366 с.
8. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции: Учебник для вузов / В.Я. Рыжкин – М.: «Энергоатомиздат», 1987. – 328 с.
9. Казанский В. Н. Системы смазки паровых турбин. – М.: Энергия, 1974. – 222 с.
10. Fa, Y.E., Gu, F., Ball, A., Condition monitoring of rolling element bearings using advanced acoustic emission signal analysis technique. COMADEM, 2004: p. 491-498.

11. Dykha, A. Determining the characteristics of viscous friction in the sliding supports using the method of pendulum [Text] / A. Dykha, V. Aulin, O. Makovkin, S. Posonskiy // Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. – 2017. – Vol. 3, Issue 7 (87). – P. 4–10.
12. Hamrock, B.J., Schmid, S.R. and Jacobson, B.O. Fundamentals of Film Fluid Lubrication. (Marcel Dekker Inc., New York, 2004).
13. Phillips W.D. The Use of Fire-Resistant Turbine Lubricant: Europe Looks to the Future. Proceedings of the ASME Conference Turbine Lubrication in the 21-st Century. West Conshohocken, PA, 2001.
14. Вилянская Е.Д., Куликовская Т.Н., Знаменская О.Н. Нефтяные масла для паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1987.
15. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cutt.ly/WnXisoh>
16. Фрагин М.С. Регулирование и маслоснабжение паровых турбин: настоящее и ближайшая перспектива. – СПб.: Энерготех, 2005. – 248 с.
17. Трухний, А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки: Учебное пособие для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2008.
18. Турбина паровая К-160-130 ЛМЗ. Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования. Дата введения – 11.01.2010.
19. Цыганок, А. П. Проектирование тепловых электрических станций: учеб.пособие / А. П. Цыганок, С. А. Михайленко. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 136 с.
20. Шубенко А. Л. Паровые турбины: малорасходные режимы ступеней низкого давления. СПб.: Изд-во «Энерготех», 2018 – 344 с. Серия «Вопросы энергетики», вып. 11.
21. Жаров А. П. Предупреждение аварий паровых турбин. – М.: Энергия, 1974. – 112 с.
22. Сафонов Л.П. Тепловое состояние высокоманевренных паровых турбин / Л.П. Сафонов, К.П. Селезнев, А.Н. Коваленко. – Л.: Машиностроение, Ленингр. Отдние, 1983. – 295 с.

23. Хоменок Л.А. Повышение эффективности эксплуатации паротурбинных установок ТЭС и АЭС. Том 2. Диагностика паровых турбин. СПб.: Изд. ПЭИпк, 2002 г. – 264 с.
24. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://cutt.ly/nnXpDW2>
25. Коростелёв А.А. Сравнительный анализ функциональных возможностей интеллектуальных нечетких и ПИ-регуляторов: мат-лы конф. «Первый открытый конкурс молодых специалистов ЗАО «СибКОЭС». – Томск: ТПУ, 2008.
26. Durak U., Öztürk A., Katircioglu M. Simulation Deployment Blockset for MATLAB/Simulink // Symposium on Theory of Modeling and Simulation (TMS-DEVS). – 2016.
27. Герман-Галкин С.Г. Matlab & Simulink. Проектирование мехатронных систем на ПК. – Санкт-Петербург: Корона-Век, 2008. – 368 с.
28. Паровые турбины сверхкритических параметров ЛМЗ. Под ред. А.П. Огурцова и В.К.Рыжкова. М.: Энергоатомиздат 1991.
29. Паротурбинные установки для ТЭС и АЭС. Отраслевой каталог. 37-93. М.: ЦНИИТЭИТЯЖМАШ, 1994 г. – 94 с.
30. Шелепов И.Г., Заруба В.К., Яцкевич С.В. Теплоэнергетические установки электростанций (исследование и расчет низкопотенциальных комплексов ТЭС и АЭС). УМКВО, 1993, – 200с.
31. Трухний А.Д. Атлас конструкций деталей турбин: учебное пособие для вузов: в двух частях – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

ДОДАТОК А. ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

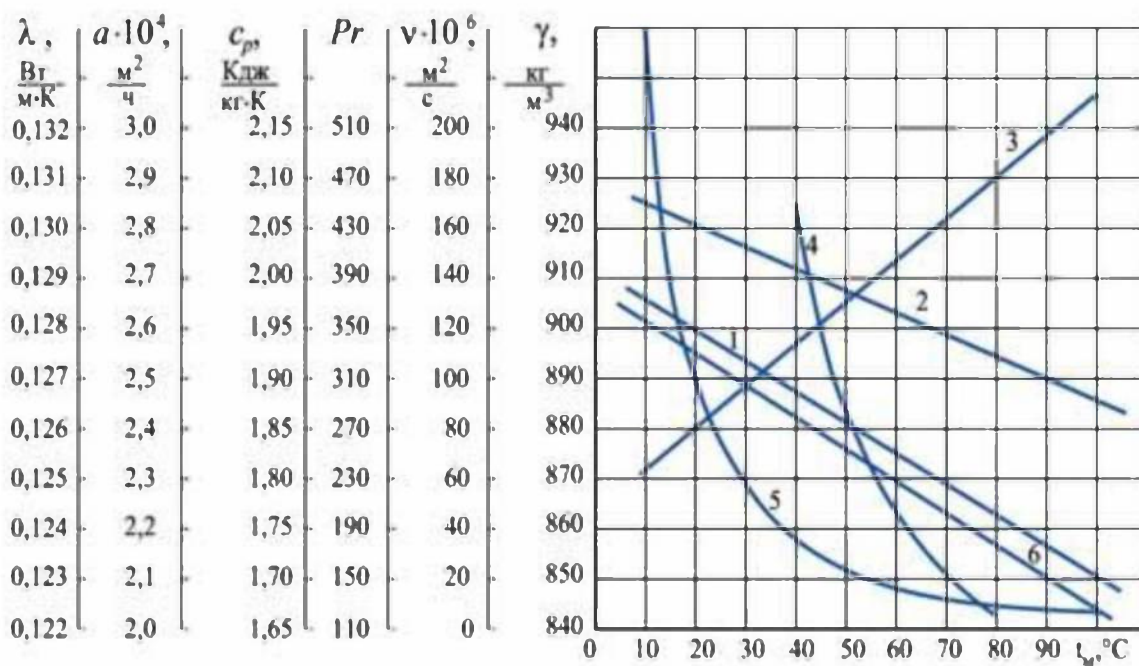


1 – паливне господарство, 2 – паливopідготовка, 3 – парогенератор,
 4 – проміжний пароперегрівач, 5 – циліндр високого тиску, 6 – циліндр
 низького тиску, 7 – генератор, 8 – трансформатор власних потреб,
 9 – силовий трансформатор, 10 – розподільчий пристрій, 11 – конденсатор,
 12 – конденсаційний насос, 13 – циркуляційний насос, 14 – джерело
 водопостачання, 15 – підігрівач низького тиску, 16 – відділення
 хімводопідготовки, 17 – споживачі теплової енергії, 18 – насос зворотного
 конденсату, 19 – деаератор, 20 – живильний насос, 21 – підігрівач високого
 тиску, 22 – система золошлаковидалення, 23 – золовідвал, 24 – димосос,
 25 – димова труба, 26 – дутьовий вентилятор, 27 – золовловлювач

Схематичне зображення «докритичної» теплової електричної станції

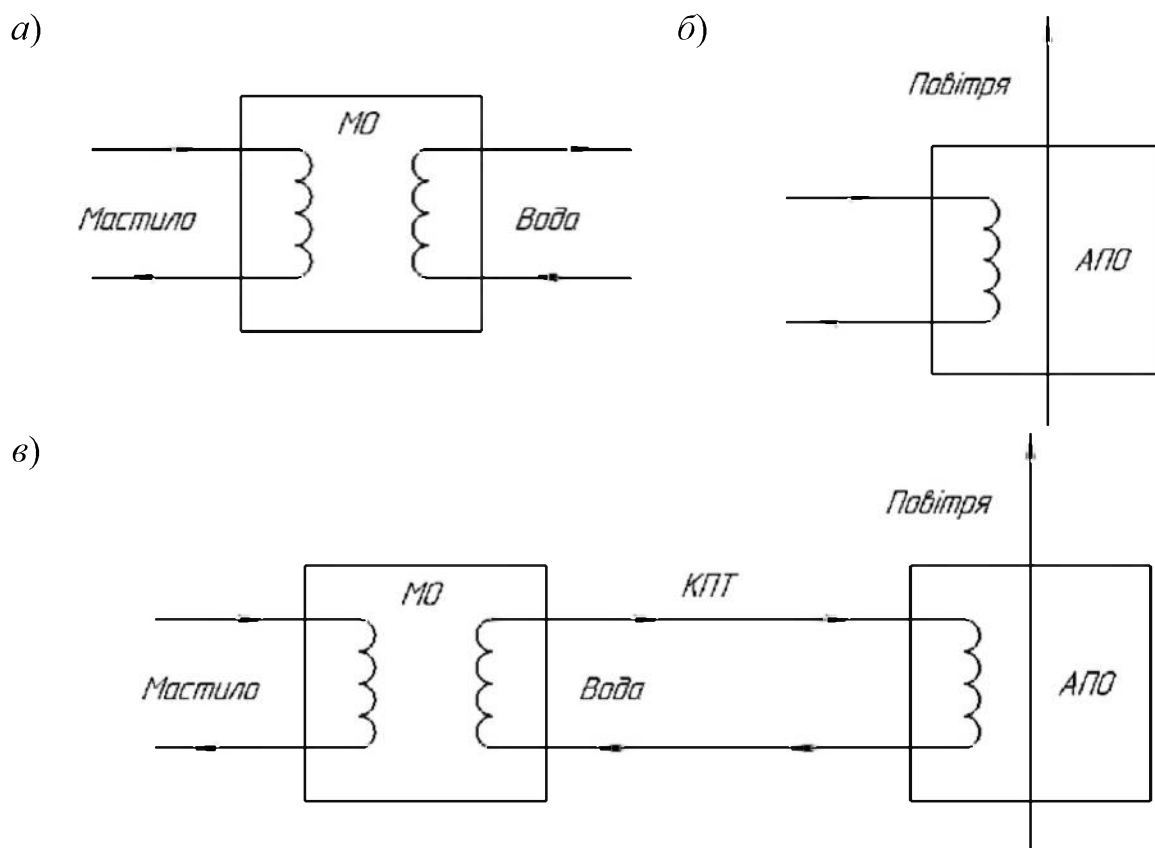
Характеристики турбінних мастил та вогнестійких рідин

Фізико-хімічні властивості	ТП-22	ТП-30	ТП-46	ІВВІОЛЬ	ОМТИ
	нафтові мастила			вогнестійкі рідини	
Кінематична в'язкість при $t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$	20-23	28-32	44-48	22-24	21-23
Кислотне число, мг <u>КОН</u> на 1 г. масла	0,02	0,5	0,5	0,02	0,03
Щільність, г/см ₃	0,89	0,89	0,89	1,17	1,17
Температура спалаху у відкритому тиглі, $^{\circ}\text{C}$	186	190	220	244	240
Температура спалаху на відкритому повітрі, $^{\circ}\text{C}$	370	380	440	730	720
Температура застигання, $^{\circ}\text{C}$	- 15	- 10	- 10	- 15	- 17
Прозорість	прозорі				
Вміст водорозчинних кислот і лугів	ні	ні	ні	ні	ні
Вміст механічних домішок (не більше)	ні	0,01	ні	ні	0,01



1 – теплопровідність (λ), 2 – температуропровідність (a), 3 – питома теплоємність (c_p), 4 – число Прандтля (Pr), 5 – кінематична в'язкість (ν), 6 – щільність (ρ)

Залежність фізичних властивостей мастила Т-22 від температури



а – пряме водяне охолодження, б – пряме повітряне охолодження,
в – з проміжним теплоносієм і повітряним охолодженням:

МО –маслоохолоджувач, *АПО* – апарат повітряного охолодження,
КПТ – контур проміжного теплоносія

Схеми варіантів охолодження мастила парової турбіни

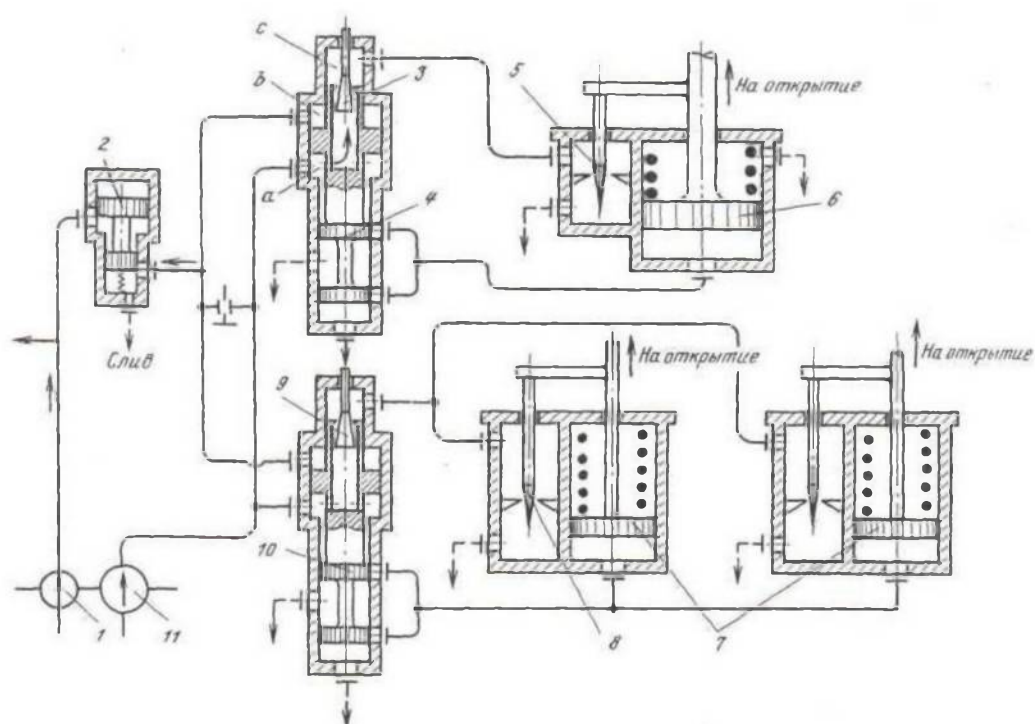


Схема регулювання турбіни турбоагрегату К-160-130

Вихідні розрахункові дані для складання рівнянь теплового балансу

Параметр	Підігрівачі						
	ПВТ7	ПВТ6	ПНТ5	ПНТ4	ПНТ3	ПНТ2	ПНТ1
1. Тиск, МПа:							
пара у відборі на турбіні	3,30	1,30	0,55	0,40	0,15	0,075	0,0345
пара в підігрівачі	3,135	1,235	0,5225	0,380	0,1425	0,07125	0,03278
2. Температура, °С:							
насичення гріючого пара	238,07	192,87	160,36	150,41	126,60	115,62	108,03
живильної води на виході з підігрівача	233,07	187,87	155,36	145,41	121,60	110,62	103,03
конденсату гріючої пари на виході з підігрівача	187,12	168,5	154,32	136,01	107,03	87,81	69,16
3. Ентальпія, кДж/кг:							
відібраного пара	3155	3361	3166	3049	2867	2751	2672
живильної води на виході з підігрівача	993,18	779,31	636,22	551,54	431,88	348,32	275,11
конденсату гріючої пари на виході з підігрівача	802,12	716,20	685,34	572,73	451,29	372,52	293,18

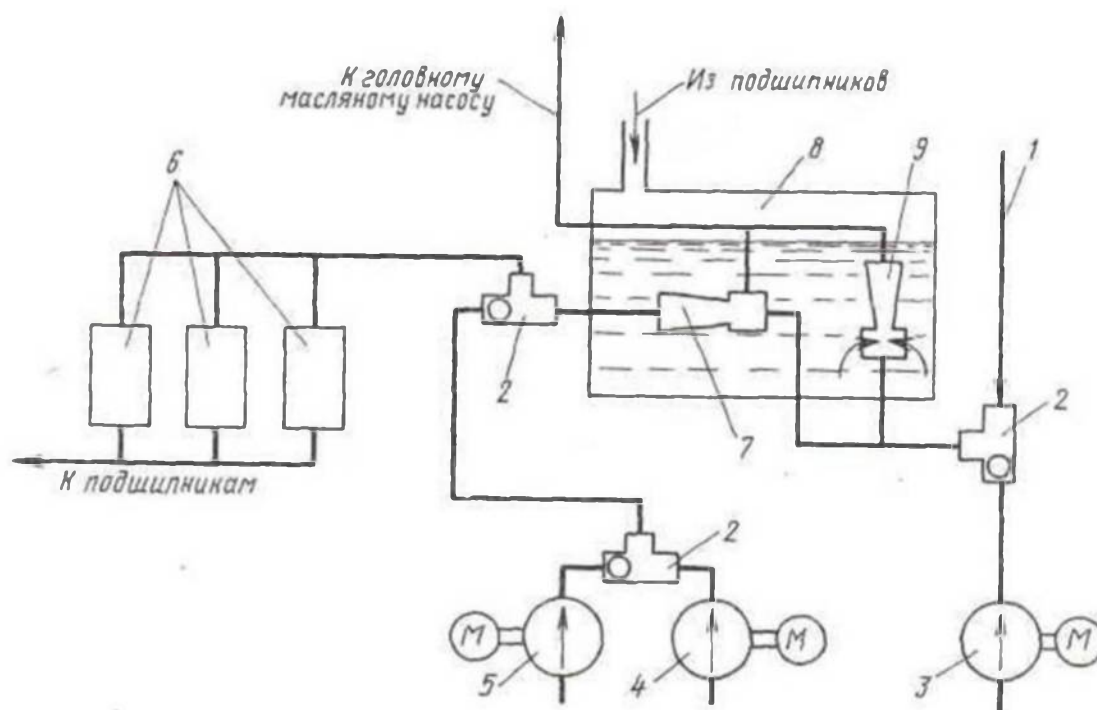
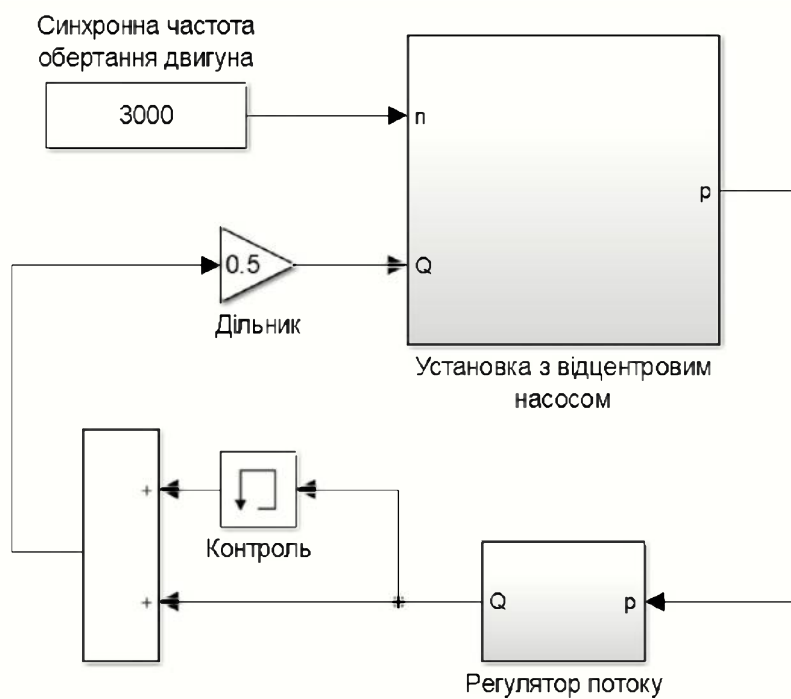
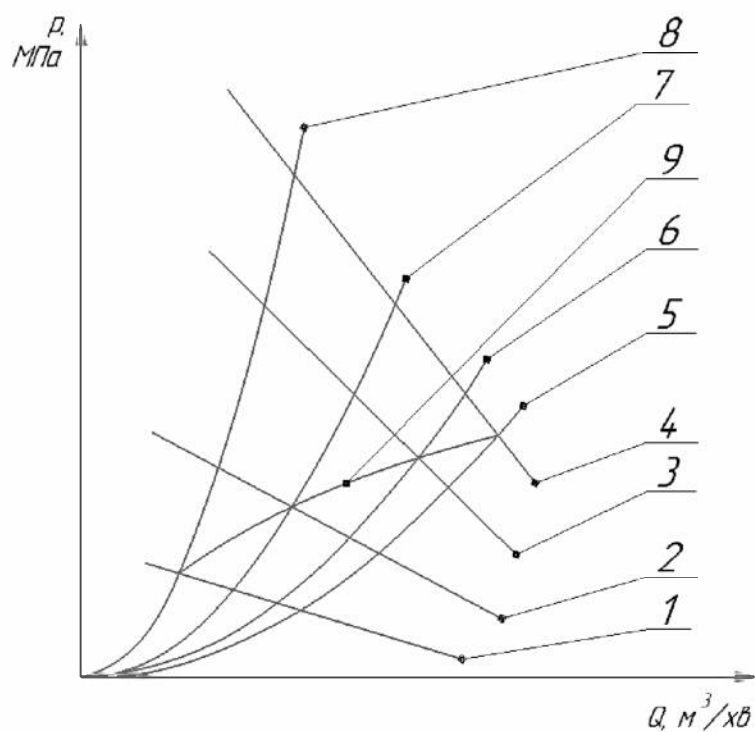


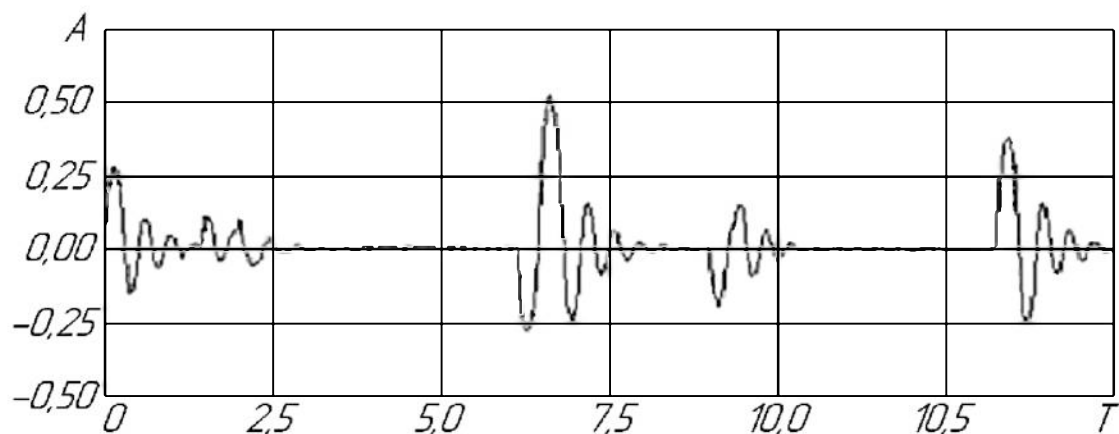
Схема маслопостачання підшипників турбоагрегату К-160-130



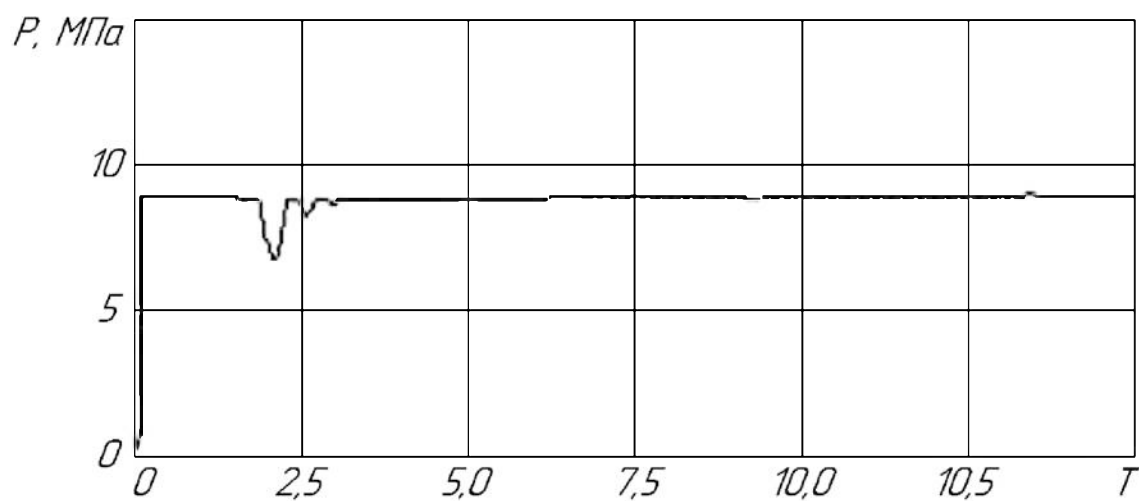
Спрощена модель роботи масляної системи



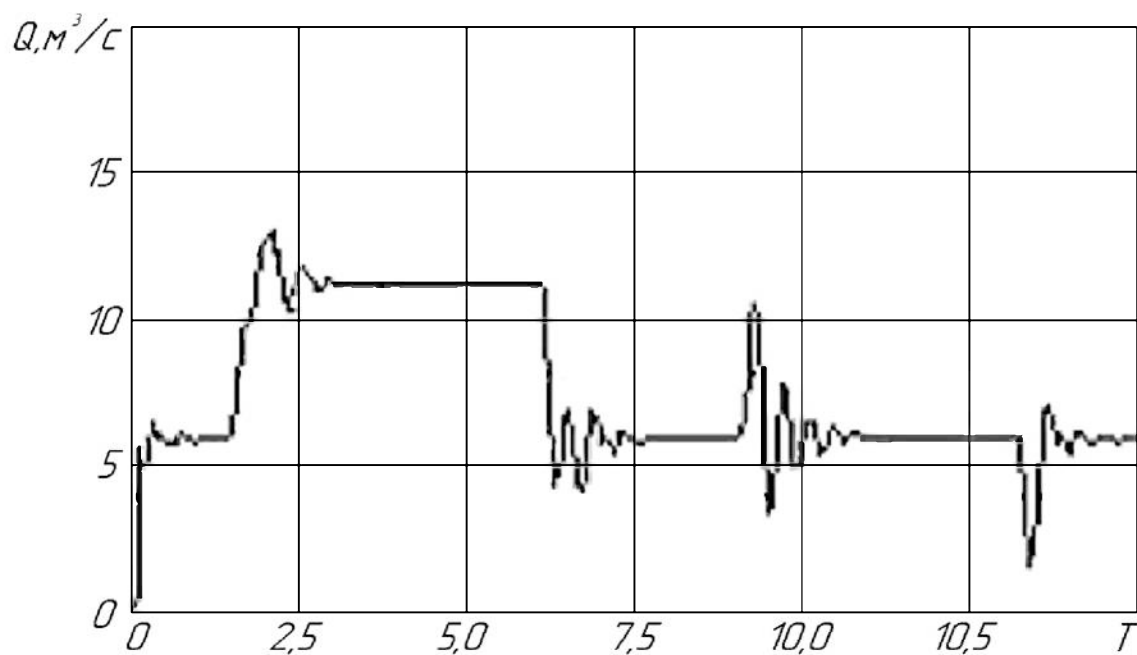
1, 2, 3, 4 – характеристики інжектора, 5, 6, 7, 8 – характеристики мережі,
 9 – лінія номінальних режимів
 Визначення лінії номінальних режимів



Графік зміни положення сервоклапану у системі



Графік зміни тиску насоса у системі



Графік зміни продуктивності маслосистеми

ДОДАТОК Б. ОГЛЯД ПИТАНЬ ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ

Роботи на обладнанні виробляються за письмовими нарядами-допусками і усним розпорядженням.

Організаційними заходами, що забезпечують безпеку робіт при ремонті обладнання, є:

- оформлення роботи нарядом–допуском або розпорядженням;
- допуск до роботи;
- нагляд під час роботи;
- переведення на інше робоче місце;
- оформлення перерв в роботі;
- оформлення закінчення роботи.

Залежно від обсягу ремонтних робіт і організації їх виконання бланк наряду може бути оформлений у вигляді:

- наряду на виконання будь-якої конкретної роботи на одному робочому місці або на послідовне виконання однотипних робіт на кількох робочих місцях однієї схеми приєднання тепломеханічного обладнання електростанції або теплової мережі;

- загального наряду на виконання роботи в цілому на агрегаті, на кількох робочих місцях або ділянках теплової мережі;

- проміжного наряду для виконання робіт на окремих вузлах агрегату та його допоміжному обладнанні, на окремих робочих місцях або ділянках теплової мережі. Проміжний наряд видається тільки при наявності загального наряду.

Газонебезпечні роботи повинні виконуватися під керівництвом та контролем керівника робіт. У процесі її проведення всі розпорядження видаються лише цією особою. Інші посадові особи і керівники можуть давати вказівки членам бригади тільки через керівника робіт.

Наряд (в тому числі, загальний наряд) видається на термін дії заявки на ремонт обладнання.

Якщо термін дії його закінчився, а ремонт не закінчений, заявка і наряд продовжуються. Наряд може продовжити особа, яка видала його, або особа, яка має право видавати наряди на ремонт даного обладнання, на термін до повного закінчення ремонту.

Термін дії проміжних нарядів при їх продовженні керівником робіт за загальним нарядом не повинен перевищувати терміну дії загального наряду.

За нарядом виконуються наступні роботи:

- ремонт котельних агрегатів (робота всередині топок, барабанів, на конвективних поверхнях нагріву, електрофільтрах, в газоходах, повітроводах, в системах пилоприготування, золоулавлювання і золовидалення);

- ремонт турбін і їх допоміжного обладнання (конденсаторів, теплообмінних апаратів, масляних систем);

- ремонт конвеєрів, пристроїв, що скидають паливо з стрічкових конвеєрів, живильників, елеваторів, дробарок, грохотів, вагоно-перекидачів, багер;

- ремонт електромагнітних сепараторів, вагів стрічкових конвеєрів, щепо- і корнеуловітелів, а також механізованих пробовідбірників твердого палива;

- ремонтні роботи в мазутному господарстві;

- ремонт насосів (живильних, конденсатних, циркуляційних, мережевих, підживлювальних та ін.) і мішалок, перелік яких встановлює роботодавець;

- ремонт обертових механізмів (дутьєвих і млинових вентиляторів, димососів, млинів та ін.);

- вогневі роботи на обладнанні, в зоні діючого устаткування і у виробничих приміщеннях;

- установка і зняття заглушок на трубопроводах (крім трубопроводів води з температурою нижче 45 °C);
- ремонт вантажопідіймальних машин (крім колісних і гусеничних самохідних), кранових візків, підкранових колій, скреперних установок, перевантажувачів, підйомників, фунікулерів, канатних доріг;
- демонтаж і монтаж обладнання;
- врізка гільз і штуцерів для приладів, установка і зняття вимірювальних діафрагм витратомірів;
- установка, зняття, перевірка і ремонт апаратури автоматичного регулювання, дистанційного керування, захисту, сигналізації та контролю, що вимагають зупинки, обмеження продуктивності та зміни схеми і режиму роботи обладнання;
- ремонт трубопроводів та арматури без зняття її з трубопроводів, ремонт або заміна імпульсних ліній (газо-, мазуто-, масло і паропроводів, трубопроводів пожежогасіння, дренажних ліній, трубопроводів з отруйними і агресивними середовищами, трубопроводів гарячої води з температурою вище 45 °C);
- роботи, пов'язані з монтажем і наладкою датчиків;
- роботи в місцях, небезпечних щодо загазованості, вибухонебезпечності та ураження електричним струмом і з обмеженим доступом відвідування;
- роботи в камерах, колодязях, апаратах, бункерах, резервуарах, баках, колекторах, тунелях, трубопроводах, каналах і ямах, конденсаторах турбін та інших металевих ємностях;
- дефектоскопія обладнання;
- хімічне очищення обладнання;
- нанесення антикорозійного покриття;
- теплоізоляційні роботи;
- складання і розбирання риштувань і кріплень стінок траншей, котлованів;

- земляні роботи в зоні розташування підземних комунікацій;
- завантаження, довантаження і вивантаження фільтруючого матеріалу, пов'язані з розкриттям фільтрів;
- ремонтні роботи в хлораторної, гідразинної і аміачної установках;
- водолазні роботи;
- роботи, що проводяться з плавучих засобів;
- ремонт водозабірних споруд (робота, при якій можливе падіння персоналу в воду);
- ремонт димових труб, градирень, споруд і будівель.

Виходячи з місцевих умов до переліку робіт, що виконуються за нарядами, можуть бути включені додаткові роботи. Перелік цих робіт затверджується головним інженером підприємства.

Право видачі нарядів надається інженерно-технічним працівникам цеху (ділянки), у віданні якого перебуває обладнання, які пройшли перевірку знань, допущеним до самостійної роботи і включеним до списку осіб, які мають право видачі нарядів.

У разі відсутності на підприємстві зазначених осіб право видачі нарядів надається начальникам змін електростанції і черговим диспетчерам теплової мережі, якщо вони не є допускають за виданими ними нарядами. Черговий персонал, який має право видачі нарядів, повинен бути внесений до списку осіб, які мають це право.

Списки осіб, які мають право видавати наряди, повинні затверджуватися головним інженером підприємства. Списки повинні коректуватися при зміні складу осіб.

Видача нарядів на ремонт обладнання, що належить іншим цехам (дільницям) підприємства (електродвигунів, обладнання теплового контролю і автоматики тощо), але пов'язаного з тепломеханічного обладнання або розташованого на теплосилових установках та поблизу них, проводиться особами, в веденні яких знаходиться обладнання, але з дозволу начальника зміни цеху, на території якого воно розташоване.

При комплексному ремонті устаткування персоналом ремонтного підприємства (цеху, дільниці) дозволяється видача загального наряду в цілому на агрегат, на кілька робочих місць або ділянок теплової мережі.

Перелік обладнання та ділянок схеми, на які дозволяється видача загального наряду, повинен бути складений керівником цеху (району), у віданні якого вони знаходяться, узгоджений з керівником ремонтного цеху (служби, дільниці) і затверджений головним інженером підприємства.

Право видачі загальних нарядів надається начальнику цеху (району) або його заступнику, у веденні якого знаходиться обладнання.

Керівниками робіт за загальними нарядами призначаються особи з числа інженерно-технічних працівників ремонтних цехів (служб, дільниць) електростанцій і теплових мереж. При відсутності ремонтних цехів (служб, дільниць) на електростанціях і в теплових мережах керівниками робіт за загальними нарядами призначаються особи з персоналу ремонтних підприємств.

При виконанні ремонтних робіт за загальним нарядом повинні видаватися проміжні наряди.

Право видачі проміжних нарядів надається керівнику робіт за загальним нарядом.

Списки осіб, які можуть бути керівниками робіт за загальними нарядами, керівниками і виконавцями робіт за нарядами, проміжним нарядами і розпорядженнями, повинні затверджуватися головним інженером підприємства і коригуватися при зміні складу осіб. Копії цих списків повинні знаходитися на робочому місці видає наряди, загальні наряди і начальника зміни цеху (диспетчера теплових мереж).

Списки працівників підрядних організацій, які можуть бути керівниками робіт за загальними нарядами, керівниками і виконавцями робіт за нарядами і проміжним нарядам, повинні бути затверджені головними інженерами цих організацій і передані підприємствам, у віданні яких перебуває обладнання.

Подання особам підрядних організацій права працювати в якості керівників і виконавців робіт повинно бути оформлено керівництвом електростанції або теплових мереж розпорядчим документом або нанесенням резолюції на листі організації, яка відряджає.

Перелік робіт, що виконуються за розпорядженням однією людиною, повинен бути визначений виходячи з місцевих умов і затверджений головним інженером підприємства.

Право видачі розпоряджень надається особам, які мають право видачі нарядів.

Розпорядження передаються безпосередньо або за допомогою засобів зв'язку і виконуються відповідно до вимог цих Правил.

Розпорядження мають разовий характер, термін їх дії визначається тривалістю робочого дня виконавців.

При необхідності продовження роботи розпорядження має віддаватися і оформлятися заново.

Облік і реєстрація робіт за нарядами і розпорядженнями виробляються в журналі обліку робіт за нарядами і розпорядженнями.

У зазначеному журналі реєструються тільки первинний допуск до роботи і повне закінчення її з закриттям наряду (розпорядження).

Журнал повинен бути пронумерований, прошнурований та скріплений печаткою. Термін зберігання закінченого журналу 6 міс. після останнього запису.

Первинні і щоденні допуски до роботи за нарядами оформляються записом в оперативному журналі, при цьому вказуються тільки номер наряду і робоче місце.

Проміжні наряди і розпорядження на виконання робіт, що видаються відповідальними особами ремонтного цеху (служби, дільниці) електростанції (теплових мереж) або підрядної організації, реєструються в журналах обліку робіт за нарядами і розпорядженнями, що ведуться цими підрозділами та організаціями.

Особи, яких приймають на роботу з обслуговування тепломеханічного обладнання, повинні пройти попередній медичний огляд і надалі проходити його періодично в терміни, встановлені для персоналу енергопідприємств.

Осіб, які не досягли 18-річного віку, забороняється залучати до наступних робіт з важкими і шкідливими умовами праці:

- котлоочістним;
- ремонту обладнання котлотурбінних і пилоприготувальних цехів, паливоподачі;
- експлуатації газотурбінних установок, обладнання пилоприготувальних цехів, паливоподачі, котлотурбінних цехів теплових електростанцій;
- обслуговування контрольно–вимірювальних приладів і автоматики в діючих цехах теплових електростанцій;
- обслуговування підземних теплопроводів і споруд теплових мереж, теплофікаційних вводів;
- експлуатації та ремонту обладнання в зоні іонізуючих випромінювань;
- газоелектрозварювальні;
- постійним земляних робіт;
- експлуатації рухомого складу, переїздів, стрілочних постів, шляхів і земляного полотна на залізничному транспорті паливно-транспортних цехів;
- обслуговування хлораторного обладнання;
- обслуговування вантажопідіймальних машин і механізмів як кранівників, машиністів, стропальників, такелажників;
- обслуговування газового обладнання та підземних газопроводів;
- обслуговування посудин і трубопроводів;
- водолазним і обслуговування водолазних і підводних робіт;
- водіння автотранспортних засобів, електро- і автотранспорту;

ремонту автомобілів, що працюють на етильованому бензині, по монтажу і демонтажу шин;

- рентгено-гама-дефектоскопії;
- верхолазним;
- зберігання, транспортування та застосування вибухонебезпечних речовин;
- із застосуванням пневматичного інструменту і будівельно–монтажного пістолета;
- з відкритою ртуттю;
- обслуговування спеціалізованих складів з паливно–мастильними та вибуховими матеріалами, отрутохімікатами, кислотами і лугами, хлором і хлорним вапном;
- з нафтопродуктами;
- пов'язаних з підйомом і переміщенням вантажів вище норм, встановлених для підлітків.

Жінки не допускаються до робіт, зазначених у Списку виробництв, професій і робіт з важкими і шкідливими умовами праці, на яких забороняється застосування праці жінок.

Особи, які обслуговують обладнання цехів електростанцій і теплових мереж, повинні знати і виконувати ці Правила стосовно до займаної посади або до професії.

Персонал, який використовує в своїй роботі електрозахисні засоби, зобов'язаний знати і виконувати Правила застосування та випробування засобів захисту, які використовуються в електроустановках, технічні вимоги до них.

У осіб, які обслуговують обладнання основних цехів електростанцій і теплових мереж, і осіб, допущених до виконання спеціальних робіт, повинна бути зроблена про це запис у посвідченні про перевірку знань.

Спеціальними роботами слід вважати:

- верхолазні;

- обслуговування посудин, що працюють під тиском;
- вогневі і газонебезпечні;
- роботи з ртуттю;
- роботи з електро-, пневмо- і абразивним інструментом;
- стропальні;
- обслуговування устаткування;
- роботи з вантажопідйомними механізмами, керованими з підлоги;
- переміщення вантажів із застосуванням авто- і електронавантажувачів;
- роботи на металообробних і абразивних верстатах.

Перелік спеціальних робіт може бути доповнений рішенням керівництва підприємства з урахуванням місцевих умов.

Навчання і підвищення кваліфікації персоналу електростанцій і теплових мереж повинно здійснюватися у відповідності з Правилами організації роботи з персоналом на підприємствах і в установах енергетичного виробництва, Правилами експлуатації тепловикористовуючих установок і теплових мереж споживачів і Правилами техніки безпеки при експлуатації тепловикористовуючих установок і теплових мереж. Персонал, що допускається до обслуговування тепломеханічного обладнання, в якому для технологічних потреб застосовуються горючі, вибухонебезпечні і шкідливі речовини, повинен знати властивості цих речовин і правила безпеки при поводженні з ними.

Персонал, який обслуговує обладнання в газонебезпечних місцях, а також дотичний з шкідливими речовинами, повинен знати:

- перелік газонебезпечних місць у цеху (районі);
- отруйну дію шкідливих речовин і ознаки отруєння ними;
- правила виконання робіт і перебування в газонебезпечних місцях;
- правила користування засобами захисту органів дихання;
- пожежонебезпечні речовини і способи їх гасіння;

– правила евакуації осіб, які постраждали від шкідливих речовин, з газонебезпечних місць і способи надання їм долікарської допомоги.

Персонал, який обслуговує котельні установки, що працюють на природному газі, і газове господарство, крім вимог, викладених в цих Правилах, повинен знати відповідні розділи Правил безпеки в газовому господарстві і виконувати їх вимоги.

Весь персонал повинен бути забезпечений за діючими нормами спецодягом, спецвзуттям та засобами індивідуального захисту відповідно до характеру виконуваних робіт і зобов'язаний користуватися ними під час роботи.

Персонал повинен працювати в спецодязі, застібнутому на всі гудзики. На одязі не повинно бути розвіваються частин, які можуть бути захоплені рухомими (обертовими) частинами механізмів. Засукувати рукави спецодягу і підгортати халяви чобіт забороняється.

При роботах з отруйними і агресивними речовинами, расшлаковке поверхонь нагріву котлів, спускання золи із бункерів, а також під час проведення електрогазозварювальних, обмурувальних, ізоляційних робіт, розвантаженні і навантаженні сипучих і курних матеріалів брюки повинні бути надіті поверх чобіт. При знаходженні в приміщеннях з діючим енергетичним обладнанням, у колодязях, камерах, каналах, тунелях, на будівельному майданчику і в ремонтній зоні весь персонал повинен надягати застібнуті Підборідний ременем захисні каски. Волосся повинні забиратися під каску. Застосування касок без Підборідний ременів забороняється. Працівник, який використовує таку каску або не застегнувши підборідний ремінь, від виконання роботи повинен бути відсторонений як не забезпечений засобом захисту голови.

Весь виробничий персонал повинен бути практично навчений прийомам звільнення людини, що потрапила під напругу, від дії електричного струму і надання йому долікарської допомоги, а також прийомам надання долікарської допомоги потерпілим.

До небезпечних виробничих факторів відносяться фактори, вплив яких на працюючого призводить до травми; до шкідливих – фактори, які призводять до захворювання.

Робота технологічного обладнання супроводжується виділенням таких шкідливих факторів як шум, вібрація теплове випромінювання, запилення повітря.

Основним джерелом в КТЦ є двигуни електроприводів всіляких механізмів, що обертаються, і вентиляторів, місця вигинів паропроводів і газопроводів, газові пальники і форсунки, турбогенератори. Технологія виробництва пара вимагає підтримки високих температур топки котла, внаслідок чого виникає теплове випромінювання по всій площі котлоагрегату та особливо відкритих місцях топки (вікна для візуального спостереження за процесом горіння). Так само, джерелами теплового випромінювання є паропроводи, турбогенератори, теплові механізми і посудини, що працюють під великим тиском і високими температурами. Запилення може виникати при витоку продуктів згоряння з регенеративних підігрівачів повітря, димоходів і димососів. Джерелами вібрації в КТЦ є двигуни, електроприводи засувки, турбогенератори, регенеративні підігрівачі повітря.

Для більш наочного показу перевищення гранично допустимих концентрацій шкідливих і небезпечних факторів на робочому місці в таблиці Б.1 приведена карта умов праці машиніста – обхідника з котельного та турбінного обладнання.

Також до небезпечних факторів належать: ураження електричним струмом, розташування робочого місця на висоті, можливість утворення вибухо- і пожежонебезпечних сумішей, посудини працюють під тиском, можливість травмування через поверхні обладнання, розриви паропроводів гострої пари.

Таблиця Б.1 – Карта умов праці

Шкідливі і небезпечні фактори робочого середовища	Нормативні значення	Фактична величина	Відповідність нормам
Сірчистий ангідрид, мг/м ³	20	–	відповідає
Пил, мг/м ³	4	71	не відповідає
Шум, дБА	80	92	не відповідає
Вібрація, дБ	92	62	відповідає
Температура повітря, °С	17 – 23	39	не відповідає

Згідно з даними обліковим карт, умов праці на робочому місці і виду робіт КТЦ відноситься до II групи робочих процесів. У цю групу входять санітарно-побутові приміщення, гардеробні і суміжні з ними душові. Згідно з обліковим штатом робітників, в гардеробній встановлюють шафи для одягу розмірами: висота 1650 мм, ширина 400 мм, глибина 300 мм і душові 1,8x0,9 м. Допоміжні приміщення повинні розміщуватися в прибудові виробничих приміщень з найменшим впливом шкідливих і небезпечних факторів.

КТЦ з пожежної безпеки відноситься до категорії Г (НАПБ Б.03.002-2007) тому в даному приміщенні застосовуються негорючі матеріали і речовини в гарячому стані, застосовуються горючі газу, рідини в якості палива. Приміщення КТЦ відносяться до III ступеня вогнестійкості.

Теплотехнічне обладнання КТЦ є об'єктом підвищеної пожежонебезпеки і вибухонебезпечності в зв'язку із застосуванням в якості палива газу і мазуту, нагрітих поверхонь обладнання, джерел вогню займистої ізоляції кабелів. У зв'язку з цим основними причинами виникнення пожежі може бути:

- неправильне ведення технологічного процесу;
- недоліки стану електроустановок та електропроводки;
- порушення правил ведення вогневих робіт в приміщенні.

Для розміщення первинних пристосувань пожежогасіння встановлюють спеціальні пожежні щити на площу 5000. Вогнегасники розміщуються на висоті не більше 1,5 м від рівня підлоги, на відстані не менше 1,2 м від дверей при їх відкритті та встановлюють так, щоб була видна інструкція на його корпусу. Для гасіння пожеж в приміщеннях застосовують вогнегасники марок ВП-5 і ВВП-10, вуглекислотні вогнегасники ВВК-8, ВВК-25, ВВК-80. Для гасіння великих пожеж застосовують піногенераторні установки типу ПГМ-50 і ПГМ-100.

Також для гасіння пожеж передбачена водопровідна система, на якій встановлюється протипожежне обладнання, яке створює необхідний напір струменя з витратою 15–50 л/с на відстань до 20 м. За водопровідною мережею, гідрантами, скрінклерними, дренажними та насосними установками встановлюється постійне технічне спостереження з метою забезпечення їх безвідмовного стану і постійної готовності до використання в разі пожежі. Пожежні крани внутрішніх пожежних водопроводів обладнані рукавами і стволами, укладеними в шафи. Кожна насосна станція забезпечується телефонним зв'язком, що пов'язує її з оперативним керівництвом ТЕС і пожежною охороною.

Всі приміщення побудовані за нормами пожежної безпеки. На випадок пожежі є три виходи із головного корпусу, рознесені в різні боки. Двері відкриваються назовні, велика площа віконного скла. Всі приміщення обладнуються пожежною сигналізацією, аварійним освітленням на випадок пожежі.

Вибухобезпека котла забезпечується охоронним і вибуховими планами котла, які мають відводи для відведення пароводяної суміші і вибухових газів за межі робочого приміщення в місця безпечні для обслуговуючого персоналу і огорожені щитами з боку знаходження людей.

У котлотурбінному цеху використовуються в процесі виробництва такі вибухонебезпечні речовини як водень, турбінні масла, природний газ,

і не виключена можливість виникнення аварій при збігу різних ситуацій. Для оперативного персоналу складені виробничі інструкції, в яких викладено заходи щодо запобігання і ліквідації аварійних ситуацій, розвиток яких може призвести до серйозних аварій. У плані ліквідації аварійних ситуацій дано повний опис ліквідації та локалізації аварійних ситуацій. Наприклад, якщо сталася розгерметизація або розрив елементів маслосистеми ущільнення вала генератора, то:

старший машиніст блоку (СМБ) повинен:

- повідомити про те, що трапилося начальнику зміни цеху (НСЦ);
 - оголосити по гучному зв'язку про аварію і надалі оголошувати через кожні 10 хвилин;
 - по селекторному зв'язку оповістити персонал турбінного і котельного відділень про такий обставині;
 - здійснює операції по зупинці блоку;
 - викликає ДЕМов і ДЕСов для витіснення водню з корпусу генератора з одночасною подачею інертного газу, розбирання електросхем механізмів, арматури, приладів КВП;
 - в разі руйнування ущільнюючих підшипників, на вибігу турбіни, при тиску в корпусі генератора 1 кг/см^2 деблокувати МНУ, дати команду машиністу-обхіднику турбіни закрити подачу масла з демпферних баків на підшипники генератора. При необхідності злити масло в аварійну ємність;
- начальник зміни цеху (НСЦ) повинен:
- повідомити про те, що трапилося начальнику зміни станції, керівництву цеху, в пожежну частину;
 - замовити включення насосів пенотушіння;
 - провести відключення блоку, механізмів згідно діючих інструкцій;
 - вжити заходів з порятунку людей, постраждалих при аварії;
 - забезпечити захисними засобами людей, які брали участь в ліквідації пожежі від можливого падіння конструкцій, ураження електричним струмом, отруєння, опіків;

Старший машиніст цеху повинен:

- вивести людей за межі аварійної ділянки;
- силами ваhti приступити до локалізації та гасіння пожежі, згідно табеля розрахунку ДПД;
- залучити персонал до зрошення перекриття механізму турбінного відділення за допомогою лафетних стволів;
- використовувати всі наявні в розпорядженні засоби пожежогасіння; машиніст-обхідник турбіни, машиніст-обхідник турбоживильних насосів повинні:
 - захищає небезпечну зону;
 - локалізує місце розливу масла не допускаючи його попадання в дренажні приямки і в промлівневну каналізацію;
 - закриває подачу масла до ущільнюючих підшипників від демпферних баків;
 - контролює постійну роботу ексгаустерів для виключення скупчення вибухонебезпечної суміші;
 - розгортає первинні засоби пожежогасіння;
 - бере участь в ліквідації і локалізації загоряння масла, використовуючи ЗІЗ;
 - відкриває ручні засувки зливу масла з маслобака в аварійну ємність.

ДОДАТОК В

Перелік зауважень нормоконтролера до дипломної роботи

Позначення документа	Документ	Умовне позначення	Зміст зауваження

Дата _____