

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

Методичні вказівки до проведення практичних занять
Частина 1

СУМИ – 2025

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
СУМСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-технологічний факультет
Кафедра енергетики та електротехнічних систем

ЕКСПЛУАТАЦІЯ **ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ**

Методичні вказівки щодо проведення практичних занять
Частина 1

для здобувачів 4 та 3 с.т. курсу
освітньої програми «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
денної та заочної форм здобуття освіти
ступеню вищої освіти «бакалавр»

СУМИ – 2025

УДК 621.18(072)
Ч 44

Укладачі: **Чепіжний А.В.**, к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Ч 44 Експлуатація теплоенергетичного обладнання :
методичні вказівки щодо проведення практичних занять. Частина
1 / укл. А. В. Чепіжний, – Суми, 2025 – 44 с.

В методичних вказівках щодо проведення практичних занять наведено основні принципи проведення розрахунків роботи енергетичних установок, що використовуються в різних галузях їх основні принципи експлуатації.

Рецензенти:

Лобода В.Б., к.т.н., професор кафедри охорони праці та фізики
Думанчук М.Ю., к.т.н., доцент кафедри технічного сервісу та галузевого машинобудування

Відповідальний за випуск:

Чепіжний А.В. к.т.н., доцент кафедри енергетики та електротехнічних систем

Рекомендовано до видання Радою із забезпечення якості освітньої діяльності та якості вищої освіти інженерно-технологічного факультету.

Протокол №6 від __.__.____ року

ЗМІСТ

ПРАКТИЧНА РОБОТА 1. ВИЗНАЧЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ МЕТАЛІВ.....	6
ПРАКТИЧНА РОБОТА 2. ВИВЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПУСКУ ТУРБІНИ З ХОЛОДНОГО СТАНУ.....	8
ПРАКТИЧНА РОБОТА 3. ВИВЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПУСКУ КОТЛІВ ВІДПОВІДНО ДО ПРАВИЛ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИХ.....	23
ПРАКТИЧНА РОБОТА 4. ВИВЧЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ МЕТАЛІВ КОТЛІВ.....	28
ПРАКТИЧНА РОБОТА 5. ВИЗНАЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ І ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	31
ПРАКТИЧНА РОБОТА 6. ОСНОВИ ВИПРОБУВАНЬ ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПАРОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ.....	35
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	43

ПРАКТИЧНА РОБОТА 1

ВИЗНАЧЕННЯ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ МЕТАЛІВ

Мета роботи: метою практичної роботи є оволодіння принципами визначення фізико-хімічних властивостей металів.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Опрацювати приклади типових задач і вправ.

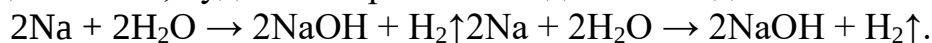
Необхідно знати: поняття стандартний електродний потенціал, окисновідновний потенціал, електрод, види електродів, рівняння Нернста, правила запису схеми гальванічного елементу.

Необхідно вміти: знаходити значення стандартного електродного потенціалу, розраховувати значення електродного потенціалу за рівняння Нернста, розраховувати ЕРС, визначати напрямок перебігу ОВР, складати схему гальванічного елемента та катодного й анодного процесів, що відбуваються під час його роботи.

Приклади розв'язування типових задач

Приклад 1. Які процеси будуть спостерігатися, якщо шматочок металевого натрію помістити у розчин мідного купоросу CuSO_4 ?

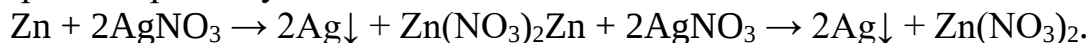
Розв'язок. Як впливає з електрохімічного ряду напруг металів, натрій є набагато активнішим від міді, однак при його контакті з розчином мідного купоросу Na взаємодіє не з CuSO_4 , а з водою. Отже, буде спостерігатися виділення водню:



Приклад 2. Як зміниться маса цинкової пластини при зануренні її у розчини таких солей: а) AgNO_3 ; б) $\text{Ni(NO}_3)_2$; в) $\text{Al(NO}_3)_3$?

Розв'язок. Необхідно зауважити, що у випадку взаємодії Zn з сіллю пластина почне розчинятися, але одночасно на ній буде осаджуватися відновлений метал із розчиненої солі, тому змінення маси цинкової пластини залежить від співвідношення еквівалентних мас цинку і металу. Позначимо вихідну масу цинкової пластини через m .

а) Згідно з положенням у електрохімічному ряді напруг більш активний цинк витісняє малоактивне срібло із розчину його солі:



З рівняння реакції випливає, що кількість речовини (ν) срібла вдвічі більша, ніж кількість речовини цинку.

Нехай:

$$\nu(\text{Zn}) = x,$$

тоді:

$$\nu(\text{Ag}) = 2\nu(\text{Zn}) = 2x,$$

а їх маси:

$$m(\text{Zn}) = \nu M = 65x,$$

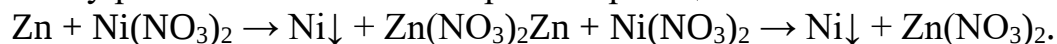
$$m(\text{Ag}) = \nu M = 108 \cdot 2x = 216x.$$

Кінцева маса пластини $m_{\text{кін}}$ визначається різницею між масою цинку, що розчинився, і масою осадженого на пластині срібла:

$$m_{\text{кін}} = m - m(\text{Zn}) + m(\text{Ag}) = m - 65x + 216x = m + 151x.$$

Отже, маса пластини зростає на величину $151x$, де x – кількість речовини цинку, що розчинився.

б) У електрохімічному ряді напруг цинк розміщується до нікелю, тому при зануренні цинкової пластини у розчин нікелевої солі протікає реакція



Нехай:

$$\nu(\text{Zn}) = x,$$

тоді:

$$\nu(\text{Ni}) = \nu(\text{Zn}) = x,$$

$$m(\text{Zn}) = \nu M = 65x,$$

$$m(\text{Ni}) = \nu M = 59x.$$

Кінцева маса пластини

$$m_{\text{кін}} = m - m(\text{Zn}) + m(\text{Ni}) = m - 65x + 59x = m - 6x.$$

У цьому випадку маса пластини зменшується.

в) Оскільки цинк у електрохімічному ряді напруг металів стоїть до алюмінію, він не може витіснити алюміній з розчину його солей, тому Zn не реагує з $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$ і маса пластини не змінюється.

ПРАКТИЧНА РОБОТА 2

ВИВЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПУСКУ ТУРБІНИ З ХОЛОДНОГО СТАНУ

Мета роботи: метою практичної роботи є оволодіння основними принципами та особливостями пуску турбін з холодного стану.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Вивчити особливості проведення робіт по пуску турбіни з холодного стану.

Необхідно знати: основні поняття та принципи експлуатації енергетичного обладнання, розуміти особливості роботи турбіни в різних робочих режимах.

Необхідно вміти: знаходити необхідну інформацію по експлуатації різноманітного електрообладнання та вміти читати гідравлічні та принципові схеми роботи енергетичного обладнання.

1. Теоретичні основи виконання пуску турбіни зі холодного стану

1.1. Основні несправності та дефекти, що перешкоджають пуску

У ПТЕ та у інструкціях з обслуговування кожної окремої турбоустановки передбачено спеціальний розділ, у якому наведені умови, при яких пуск заборонено. Незалежно від конструктивних особливостей турбін, пускових схем та іншого обладнання, існує визначений загальний перелік несправностей і дефектів, без усунення яких пуск турбіни заборонений.

Пуск турбіни забороняється при несправності основних приладів, що показують протікання теплового процесу у турбінному обладнанні та її механічний стан. До таких приладів належать тахометр, прилади для вимірювання температури і тиску свіжої пари і пари проміжного нагріву, а також вакуум і температуру у вихідному патрубку.

Несправність тахометра ускладнює безпечне розігрівання турбіни на допустимій швидкості обертання (далі від критичних частот і частот, що викликають резонанс робочих лопаток), синхронізацію частоти обертання з частотою мережі для плавного ввімкнення турбогенератора у мережу, створює небезпеку неконтрольованого підвищення частоти обертання та розгону турбіни.

Без знання параметрів пари перед ЦВТ і ЦСТ (для турбін з проміжним нагрівом) неможливо дотримуватися одного з головних вимог безпеки пуску – утримувати температурні напруження у безпечних межах. Володіння інформацією про температуру пари, що надходить у циліндри, дозволяє в певній мірі контролювати відносне розширення ротора.

Зростання температури вихідного патрубку та погіршення вакууму створює небезпеку зміни центрування ротора і корпусу ЦНТ з подальшими зіткненнями та викривленнями.

Пуск турбіни забороняється при несправності системи мастила, яка забезпечує змащення підшипників турбіни. Якість масла має відповідати стандарту, а його рівень у мастильному баку не повинен бути нижчим за допустимий з урахуванням заповнення маслом та системи регулювання (якщо системи мастила і регулювання об'єднані). Трубопроводи для масла мають бути герметичними і надійними, всі вимоги техніки безпеки суворо дотримуватися. Недосконалість герметичності труб може у кращому випадку призвести до падіння тиску в системі мастила і зупинки турбіни, а в гіршому – до

пожежі. У передбачених місцях на трубопроводах необхідно встановити манометри потрібного класу точності, що дозволяють досить точно вимірювати тиск масла під час роботи основних, допоміжних і аварійних насосів. Основні, допоміжні, резервні і аварійні насоси, арматура трубопроводів і зливний клапан мають бути справними. За електропостачанням насосів і особливо системами блокування і переключення насосів необхідна особлива увага.

Пуск турбіни забороняється при несправності системи захисту. Хоча система захисту має кілька незалежних контурів, пуск турбіни не дозволяється, якщо несправний хоча б один із контурів, що забезпечують припинення подачі пари у турбіни. Автомат безпеки турбіни (кожен з бойків або кожне з кілець) має бути правильно налаштований і бездоганно працювати.

Засувні клапани ЦВТ і ЦСТ не повинні заклинювати, затримуватися при закритті або щільно прилягати. Це також стосується зворотних клапанів з примусовим закриттям на лініях регульованих і нерегульованих відборів пари.

Весь ланцюг елементів, від датчиків захисту до виконавчих органів, повинна працювати швидко і надійно. Зокрема, це стосується реле осьового зсуву, вакуум-реле, електромагнітного вимикача.

Повинні бути справними атмосферні клапани або діафрагми, що захищають вихідну частину турбіни та відбори від розриву при підвищенні тиску.

Нарешті, запірні арматура на лініях свіжої пари, проміжного нагріву та відборів має бути в повній справності. Недобір герметичності арматури спричиняє надмірне охолодження окремих елементів установки при її короткочасній зупинці, накопиченню конденсату, який може бути внесений у турбіну при наступному пуску. Електропривод, встановлений на арматурі, також має бути справним.

Пуск турбіни забороняється при несправній системі регулювання. Якщо система регулювання відокремлена від системи мастила, подача мастила системи регулювання повинна бути такою самою надійною, як і постачання мастилом підшипників. Регульовальні клапани ЦВТ і ЦСТ не повинні заклинювати і мають щільно прилягати до своїх сідел. Варто пам'ятати, що система регулювання виконує не лише функцію регулювання електричного навантаження або відборів, а й є одним із контурів захисту турбіни від перегріву.

Регулювання має надійно працювати на «холостому ході», не допускаючи надмірних коливань частоти обертання. В іншому випадку синхронізація турбогенератора з мережею є значно складнішою, і стає неможливим утримувати частоту обертання в дозволених межах (без спрацювання автомату безпеки) при скиданні навантаження. Підтримання стабільного обертання турбіни на «холостому ході» і переходу на холостий хід при повному скиданні електричного навантаження – є обов'язковими вимогами до системи регулювання, без яких агрегат не допускається до експлуатації.

Пуск турбіни забороняється при несправності валу поворотного пристрою. Постачання пару на нерухомий ротор перед набором вакууму в турбіні неминуче спричинить теплову викривленість ротора, підвищену вібрацію і зношення ущільнень, що знижує економічність.

Необхідно, щоб теплофікаційна установка і всі прилади, що її характеризують, перебували у бездоганному стані.

1.2. Пуск неблочних ПТУ з холодного стану

Особливості пуску неблочних ПТУ. Основні характерні особливості пуску неблочної ПТУ впливають із схем паропроводів електростанції з поперечними зв'язками. Оскільки від парового колектору станції живляться інші турбіни, перед пуском конкретної турбіни у неї наявний пар номінальних параметрів. Тому головною особливістю пуску неблочної ПТУ є використання пара номінальних параметрів. При цьому в сферу обов'язків машиніста не входять турботи про паровий колектор електростанції і про параметри пара в ньому. Про це дбає персонал котельної установки.

Деаератори на неблочних ТЕС належать до загального господарства станції. Подача деаерованої води і пару, що здійснює прогрів у деаерація здійснюється з колекторів конденсату і прогриваючого пара, куди приєднані інші турбіни цієї ТЕЦ. Тому під час пуску конкретної турбіни машиніст ПТУ неблочної ТЕЦ не зобов'язаний турбуватися про роботу деаераторів. Лише після пуску турбіни її підключають до відповідних колекторів. Це ж відноситься і до роботи мережевих підігрівачів.

Таким чином, у сферу турбот машиніста при пуску неблочних ПТУ входять паропроводи від парового колектору електростанції до турбіни, сама турбіна разом із конденсаційною установкою, регенеративна система і, у загальному випадку, теплофікаційна установку.

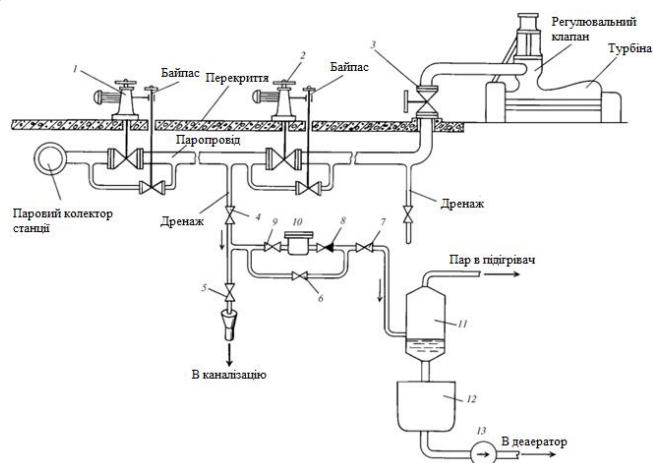


Рис. 1. Схема підвідного паропроводу та його дренажу

На рис. 1 зображена схема паропроводу від парового колектору електростанції до стопорного клапана турбіни. Безпосередньо у паровому колекторі встановлено магістральний засувку 1, а у стопорного клапана турбіни – головна парова засувка (ГПЗ) 2.

Прогрів паропроводу при пуску турбіни здійснюється по ділянках: спочатку прогривається ділянка від парового колектору до ГПЗ, а потім – від ГПЗ до стопорного клапана 3. Для прогріву паропроводу паром з параметрами, що поступово підвищуються, а також для відводу конденсату, що утворюється при подачі пара у холодний паропровід, його оснащують дренажами – трубопроводами малого діаметру, які з'єднують головний паропровід з пристроями, у яких підтримується менше тиску (зокрема, це може бути просто атмосфера). Дренажі приварюються у найнижчих точках паропроводу для вільного стоку конденсату, а сам паропровід має мати невеликий нахил у сторону дренажу.

Кожен дренаж обладнаний арматурою та спеціальними пристроями, що дозволяють йому працювати у трьох характерних режимах.

Спершу дренаж може працювати «на воронку»: для цього відкривають вентилі 4 і 5 і отриманий конденсат спускають у каналізацію. Такий режим використовується на перших

етапах прогріву паропроводу, коли конденсат забруднений оксидами заліза, що утворилися при простій турбіни.

Після достатнього промивання паропроводу здійснюється поступове переведення дренажу «з воронки» на розширювач 11 (з допомогою відкривання вентиля 7, обходу вентиля 6 відвідника конденсату 10 і закриття вентиля 5 «на воронку»). У розширювачі підтримується знижений тиск, тому відбувається часткове закипання дренажного конденсату. Утворений пар використовується у циклі, а конденсат спрямовується в дренажний бак 12 і потім дренажним насосом 13 подається у деаератор. Аналогічним чином працює дренаж і при закінченні конденсації, коли прогрів паропроводу ведеться вже «пролітним» паром.

Після повного прогріву паропроводу такі постійні дренажі закривають. Коли дренаж під'єднаний до порожнин, де можливо накопичення конденсату під час роботи турбіни або при коротких її зупинках, дренаж залишають у роботі, але дренування здійснюють через вентиля 8 і 9 та відвідника конденсату 10 – пристрій, що не пропускає пар, але періодично відводить конденсат з дренажної лінії. Обхідний вентиль відвідника конденсату у цьому випадку закривають.

Пускова схема неблочних ПТУ. На рис. 2 показана спрощена пускова схема турбіни, що складається з ЦВТ і двох потокового ЦНТ. Для того щоб не заважати розумінню процесів, що відбуваються на початковому етапі пуску, схематично показана система регенерації турбіни, схема ущільнень містить лише трубопроводи, необхідні для аналізу пускових операцій. Багато з цих елементів буде розглянуто нижче.

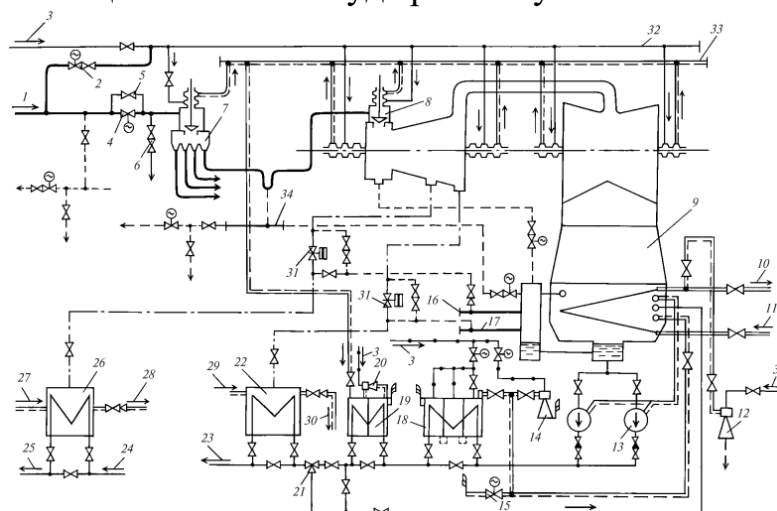


Рис. 2. Принципова пускова схема неблочної ПТУ: 1 – свіжий пар з колектору; 2 – вентиль для підмішування свіжого пару до ущільнюючого; 3 – пар із деаератора; 4 – ГПЗ (головна парова засувка); 5 – байпас ГПЗ; 6 – вентиль для зменшення піно утворення; 7 – стопорний клапан; 8 – регулювальний клапан; 9 – конденсатор; 10, 11 – відвід і підвід охолоджуючої води; 12 – ежектор циркуляційної системи; 13 – конденсаційний насос; 14 – пусковий ежектор; 15 – засувка для скидання вакууму; 16, 17, 34 – дренажні колектори відповідно для середнього, низького і високого тиску; 18 – пароструминний ежектор; 19 – ежекторний охолодник; 20 – ежектор ущільнень; 21 – клапан рециркуляції; 22 – перший ПНТ; 23 – конденсат у другий ПНТ; 24 – живильна вода із деаератора; 25 – живильна вода у другий ПНТ; 26 – перший ПНТ; 27, 29 – відсмоктування повітря з наступного підігрівача; 28, 30 – відсмоктування з підігрівачів; 31 – зворотні клапани з примусовим закриттям; 32 – колектор ущільнень пари; 33 – колектор відсмоктування пари-газової суміші із ущільнень

Для прогріву та пуску схема містить три дренажні колектори: високого, середнього та низького тисків. Таке поділ необхідний, оскільки інакше пар або конденсат із трубопроводу високого тиску буде виштовхувати конденсат із дренажу низького тиску. Всі три колектори з'єднані з розширювачем, паровий простір якого пов'язаний із паровим простором конденсатору, а водяний – із його збірником конденсату.

До колектору високого тиску підведені дренажі чотирьох перепускних труб від стопорного клапана до чотирьох регулюючих клапанів турбіни. Якщо конструкція паровипускної частини турбіни дозволяє скупчення конденсату в області випуску пару, то утворений конденсат також відводять у дренажний колектор високого тиску.

Дренажі ЦВТ (для простоти показаний один дренаж) спрямовані безпосередньо до розширювача, що практично виключає можливість потрапляння води в турбіну через дренажну лінію (це може статися тільки при переповненні конденсатом розширювача). У дренажний колектор середнього тиску зазвичай заводять дренажі перепускних труб від ЦВТ до ЦСТ (якщо він є), паровипускної частини ЦСТ і трубопроводів відборів на ПВТ (на рис. 2 для простоти показано лише один відбір на ПВТ). Дренажі трубопроводів відборів на ПНТ та на мережева підігрівники зазвичай спрямовують у колектор низького тиску.

Пуск неблочної ПТУ з холодного стану. Розпочинати пуск турбоустановки можна лише за умови відсутності заборон на пуск, наведені вище. Пуск конденсаційної турбіни складається з трьох основних етапів:

- 1) підготовчого, що охоплює період від перших перевірочних операцій до приведення ротора у обертання;
- 2) розвороту та доведення частоти обертання до синхронної;
- 3) синхронізації та навантаження турбіни.

Підготовка до пуску передбачає перевірку загального стану турбоустановки та відсутності необроблених робіт, справність приладів і сигналізації. Після переконання в готовності обладнання до пуску, приступають до прогріву паропровід від станційного парового колектору до ГПЗ (рис. 1).

Перед подачею пари у паропровід, що прогривається при пуску турбіни з холодного стану його температура дорівнює температурі навколишнього середовища, тобто кільком десяткам градусів. При подачі гарячої пари у паропровід відбувається миттєва конденсація. Інтенсивність теплообміну між плівкою утвореного конденсату та внутрішньою поверхнею дуже велика. Внутрішня поверхня практично одразу набуває температури конденсату, яка дорівнює температурі насичення. Зовнішні шари трубопроводу при цьому залишаються холодними.

Через це миттєво виникають дуже високі температурні напруження – відбувається тепловий удар. Циклічне повторення теплових ударів сприяє виникненню тріщин циклічної втоми, їх розвитку та руйнуванню паропроводу. Тому на перших етапах пуску у прогріваному паропроводі потрібно підтримувати низький тиск, який відповідає низькій температурі насичення та, відповідно, малим температурним напруженням у паропроводі. Це досягається відкриттям дренажів (клапани 4 і 5 на рис. 1) та поступовим відкриттям байпаса магістральної засувки 1.

Прогрів паропроводу на зниженому тиску (приблизно 0,5-1 МПа) триває до припинення масової конденсації, коли паропровід прогріється до температури насичення. Далі, поступовим відкриттям байпасу магістральної засувки, підвищують тиск у паропроводі (швидкість підвищення тиску оговорена в кожній інструкції і зазвичай становить 0,1-0,2 МПа/хв). Регулюючи дренажі паропроводу, як описано вище, доводять

тиск до номінального. Після цього відкривають магістральну засувку 1 та закривають її байпас.

Аналогічним чином прогрівають ділянку паропроводу (перепускні труби) від ГПЗ до стопорного клапана. Зазвичай час прогріву всього паропроводу залежить від параметрів пари і становить від 40 до 90 хвилин. Період прогріву паропроводів поєднують з іншими підготовчими операціями так, щоб до завершення прогріву паропроводу всі підготовчі роботи були закінчені (це економить витрати електроенергії та тепла на власні потреби ПТУ).

Однією з найбільш тривалих операцій є пуск конденсаційної установки (рис. 2), який розпочинається з пуску циркуляційних насосів. У простому випадку для цього потрібно заповнити їх водою й увімкнути. В багатьох випадках цього недостатньо: насоси піднімають охолоджувальну воду на певну висоту, але не можуть заповнити трубопроводи та перекачати воду через конденсатор. Щоб вони могли це зробити, потрібно заповнити циркуляційну систему за допомогою насосів технічної води, створити сифон і після цього запустити циркуляційний насос. Тоді вода, що рухається суцільним потоком у зливному циркуляційному трубопроводі, буде додатково створювати всмоктувальну дію й забезпечувати нормальну роботу циркуляційних насосів. З метою полегшення створення сифона вмикається ежектор 12 циркуляційної системи, робочий пар для якого беруть або з зрівнювальної лінії деаераторів, або з паропроводу свіжої пари. Після видалення повітря з водяної системи конденсатора її заповнюють циркуляційною водою (під дією атмосферного тиску), а потім увімкнути циркуляційні насоси. Далі запускають конденсаційні насоси 13. Для цього передню додатково у конденсаторі 9 додають хімічно очищену воду (до рівня, передбаченого інструкцією), відкривають повітропроводи насосів, що з'єднані з паровим простором конденсатора, і перевіряють роботу конденсаційні насосів і їх блокування на холостому ходу (при закритих напірних засувках). Після цього закривають засувку перед клапаном автоматичної рециркуляції 21 у конденсаторі, але відкривають засувку ручної рециркуляції. Це необхідно для того, щоб при відсутності подачі пари у конденсатор не сталася повна відкачка конденсату з подальшим зривом конденсаційних насосів. Після створення петлі рециркуляції конденсаційні насоси виходять на нормальний режим роботи. Далі приступають до створення у конденсаторі та турбіні вакууму. Для цього використовують пусковий 14 та основний 18 ежектори. Спочатку до пускового ежектора подають пар (або свіжий, або з зрівнювальної лінії деаераторів), а потім відкривають засувки на лінії відсмоктування пароповітряної суміші з конденсатора. Після створення пусковим ежектором у конденсаторі невеликого вакууму (близько 15-20 кПа) включають основний ежектор 18.

У період набору вакууму за допомогою пускових та основних ежекторів (і прогріву паропроводу) перевіряють роботу елементів систем мастила, змащення, захисту та регулювання. Перевіряється робота пускового масляного (якщо основний насос розміщений на валу турбіни), резервного та аварійного насосів, масляного реле тиску та справність електричних блокувань.

При роботі насосів систем змащення та гідропідйому роторів перевіряють роботу ВПУ, включно з його електродвигуном і з'єднанням шестерні пристрою та валу турбіни. Під час обертання ротора ВПУ «слухають» турбіну стетоскопом (перевіряють відсутність зачеплень у проточній частині та кінцевих ущільненнях). Після перевірки роботи ВПУ він відключається.

Перевірка систем захисту й регулювання виконується при закритих ГПЗ і її байпасі, а також відсутності тиску перед стопорним клапаном, щоб уникнути розгону турбіни.

Перевіряється закриття стопорного клапана й зворотних клапанів на лініях відборів при впливі на золотники автомату безпеки за допомогою кнопок у турбіні та кнопки дистанційного відключення, а також плавність ходу регулюючих клапанів під впливом механізму управління – як ручного, так і дистанційного.

Після перевірки роботи ВПУ з'являється можливість прискореного набору вакууму, при якому допускається подача пари у турбіну. Для цього знову приводять у рух ротор турбіни за допомогою ВПУ, з колектору ущільнень подають пар для ущільнень турбіни та вмикають ежектор ущільнень для відсмоктування пароповітряної суміші з останніх камер кінцевих ущільнень турбіни та штоків клапанів. Варто підкреслити, що подача пари на ущільнення при нерухомому роторі суворо заборонена, оскільки це спричинить неминучий тепловий вигин ротора та інтенсивну вібрацію при спробі збільшити частоту обертання.

Безпосередньо перед штовханням ротора слід встановити механізм управління турбіною у положення мінімальної частоти обертання; тоді при розвороті турбіни, коли почнеться дія системи регулювання, частота обертання буде нижчою за номінальну. Надалі механізмом управління можна плавно довести частоту до синхронної.

Приведення ротора у обертання (штовхання ротора) можна здійснювати різними способами. Найпростішим є штовхання відкриттям одного з регулюючих клапанів: у цьому випадку можна дуже тонко регулювати витрату пари та точно підтримувати необхідну частоту обертання. Однак цей спосіб поганий тим, що пар, що виходить з однієї групи сопел, несиметрично нагріває корпус, викликаючи його викривлення. Тому цей спосіб практично не застосовують.

Для турбін малої потужності та при помірних початкових параметрах пари для розвороту турбіни часто використовують стопорний клапан. Такий спосіб особливо зручний, коли стопорний клапан має спеціальний невеликий клапан для тонкого регулювання витрати пари.

Найчастіше для приведення турбіни у обертання використовують байпасну лінію ГПЗ, якою подають пару у турбіну через усі сегменти сопел. Це не тільки забезпечує симетричне нагрівання корпусу у зоні випуску пару, але й зменшує інтенсивність теплообміну між парою і внутрішньою поверхнею соплових коробок (оскільки та сама кількість пари проходить не через один сегмент, а через кілька, і тоді її швидкість буде меншою).

У момент початку обертання ротора, коли у турбіну починає надходити свіжий пар, у ній відбуваються ті ж теплові явища, що й у паропроводі. Оскільки корпус турбіни холодний, відбувається інтенсивна конденсація пара, тому конденсат необхідно відводити з корпусу через дренажі.

Інтенсивність теплового удару, що виникає при конденсації пара у холодній турбіні, залежить від тиску у ній. Цей тиск буде тим меншим, чим менше потрібно пари для початку обертання ротора. Поглиблення вакууму у турбіні перед подачею пари та достатній нагрів масла, яке йде до підшипників, зменшують сили тертя і тиск у камері регулюючої ступені, що виникає в момент початку обертання ротора. Це також сприяє гідростатичному підйому ротора.

Підвищення частоти обертання здійснюють відповідно до графіка пуску. Розгін ротора до номінальної частоти обертання проводять не безперервно, а згідно з наступними правилами:

1. У процесі розгону здійснюються витримки, при яких частота обертання залишається незмінною. Ці витримки необхідні для рівномірного прогріву ротора та

корпусу турбіни з метою підтримки в допустимих межах відносного подовження ротора та температурних напружень у роторі й корпусі. Особливо важлива необхідність прогріву ротора на малих частотах обертання для пуску з холодного стану, коли через високу критичну температуру крихкості матеріалу ротора існує небезпека крихкого руйнування. У початковий період пуску з холодного стану потрібна витримка для видалення з корпусу турбіни конденсату, що утворюється.

2. Критичні частоти валопровода слід проходити швидко, не даючи розвинутися інтенсивним коливанням.

3. При виникненні підвищеної вібрації слід знизити частоту обертання і прогріти турбіну при цій частоті. У більшості випадків підвищена вібрація під час пуску виникає через тимчасовий тепловий вигін валу або тимчасове викривлення корпусу внаслідок несиметричного прогрівання. Якщо при наступній спробі підвищити частоту вібрація не виникає, можна продовжувати збільшення частоти. Інакше потрібно зупинити турбіну і з'ясувати причину підвищеної вібрації.

4. У процесі розгону необхідно періодично «слухати» турбіну стетоскопом. При появі зачеплень потрібно знизити частоту обертання. При припиненні зачеплень слід додатково прогріти турбіну і знову підняти частоту. Якщо зачеплення не вдається усунути, потрібно зупинити турбіну і з'ясувати їх причину.

5. У процесі розгону слід уважно стежити за роботою всіх систем турбіни і конденсатора, за температурним станом корпусу турбіни. Особливо слід контролювати рівень конденсату у конденсаторі, не допускаючи його підвищення через збільшення витрати пари; зайвий конденсат слід зливати у деаератор, якщо аналіз підтверджує його стандартне якість.

Температура масла на вході та виході з підшипників має ретельно контролюватися. На першому етапі пуску, особливо при опробуванні системи змащення, охолоджуюча вода на маслоохолоджувач не подається, оскільки температура масла вже мала та його змащувальні властивості недостатні. Пуск турбіни дозволяється лише після досягнення температури масла не менше 30°C. Надалі температура масла буде підвищуватися через тертя у маслі під час обертання ротора, тому у певний момент слід подавати охолоджуючу воду на маслоохолоджувач. Зазвичай на виході з маслоохолоджувача підтримується температура масла близько 45°C, а на виході з підшипників – не більше 65°C.

Різниця температур між верхом і низом циліндра строго обмежується для кожної турбіни. Зазвичай допустиме максимально допустиме значення різниці температур верху і низу циліндра становить 50°C, і необхідно продовжувати прогрів до зменшення цієї різниці до 30-35°C. Так само строго обмежується різниця температур фланця і шпильки, зазвичай не перевищуюча 20-30°C.

Робота турбіни поблизу номінальної частоти обертання називається холостим ходом. При холостому ході турбіна не виробляє потужності, а вся енергія поданої пари витрачається на подолання тертя у масляному шарі підшипників та тертя ротора турбіни о пар. При такому режимі пара, що протікає через турбіну, значно нагрівається, а температура її вихідної частини підвищується. Це загрожує появою розцентровок і підвищенням вібрації. Тому час холостого ходу за можливістю обмежується.

За допомогою механізму управління доводять частоту обертання ротора турбіни до синхронної і на цій частоті проводять вторинну перевірку роботи систем захисту і регулювання.

У процесі всіх перевірок турбіна має працювати стабільно. При нестабільному холостому ході експлуатація турбіни заборонена. Випробується кнопка ручного

відключення турбіни і кнопки дистанційного відключення турбіни, розміщені на щиті. При цьому повинні закритися стопорні та регулюючі клапани, а частота обертання має повільно зменшуватися. Впливом на електричні контакти перевіряють спрацьовування реле осьового зсуву та роботу реле тиску. Впливом на механізм управління перевіряють плавність руху регулюючих клапанів.

Останньою операцією перед синхронізацією турбіни є перевірка спрацьовування автомата безпеки на холостому ході шляхом подачі масла до бойків для їх вибивання або зсуву кільця. Робота турбіни з несправним автоматом безпеки не допускається. Після синхронізації машини та її включення в мережу починається негайне набор навантаження відповідно до пускової інструкції. У процесі навантаження необхідно здійснювати контроль за всіма параметрами, перерахованими при розгляді етапу розвороту турбіни.

Потрібно підкреслити, що якщо для турбіни малої потужності найбільш відповідальним є етап початку обертання і прогріву на малій частоті, а процес набору навантаження не викликає великих труднощів, то для потужних турбін найбільш відповідальним є етап навантаження, коли з ростом витрати пари через турбіну різко збільшується інтенсивність теплообміну. При збільшених товщинах корпусу і діаметрі ротора це спричиняє у них значні температурні напруження, цей фактор обмежує швидкість набору навантаження. Тому машиніст турбіни повинен суворо дотримуватися графіка навантаження, складеного й перевіреного під час режимів налагодження. У процесі навантаження необхідно особливо уважно стежити за відносним подовженням ротора і при умовах, передбачених інструкцією, включати обігрів фланцевих з'єднань. При цьому слід так само уважно контролювати різницю температур фланця і шпильок, щоб, подаючи пару на обігрів шпильок, утримувати її у визначених межах.

У процесі розвороту і навантаження турбіни, коли витрата пари в конденсаторі безперервно зростає, необхідно прикривати ручний клапан рециркуляції конденсату в конденсаторі, переводячи його у ПНД і деаератор. При достатніх витратах пари вмикають у роботу автоматичний клапан рециркуляції 21 (рис. 2), а клапан ручної рециркуляції закривають. Надалі рівень конденсату у збірнику конденсату підтримується автоматично.

При визначеному навантаженні, передбаченій інструкцією, для теплофікаційних турбін потрібно вмикати регулятори тиску пари у відборі, потім після перевірки роботи зворотних клапанів відкривати засувки на лініях регульованих відборів і подавати пар на виробництво або у підігрівники. Цей етап однаковий для пуску неблочних і блочних турбін, і його ми розглянемо нижче.

1.3. Пуск блочних паротурбінних установок

Особливості пускових блоків пов'язані передусім із різницями у теплових схемах блоків і ПТУ неблочного типу. У блочній установці робота котла і турбіни тісно пов'язані: пар, що виробляється котлом, може використовуватися лише у турбіні цього блоку (або взагалі не використовуватися), а турбіна може отримати пар лише з котла цього конкретного блоку. Тому намагаються максимально зблизити час пуску котла та турбіни. Але умови надійної роботи турбіни і котла різняться: якщо турбіна здатна працювати навіть при дуже малих витратах пари, то надійна робота котла можлива лише при значному витраті живильної води. Таким чином, на окремих етапах пуску котел виробляє пар, який турбіна не може використовувати. Для цього передбачаються спеціальні пристрої для обводнення (байпасування) турбіни та скидання пари у конденсатор.

Пусковий обвід принципово дозволяє вести пуск блочних ПТУ так само, як і неблочних. Для цього потрібно скидати пару у конденсатор і підвищувати параметри пари

за котлом до досягнення номінальних значень. Однак, по-перше, це буде дуже не економічно, а по-друге – значно ускладнить обладнання станції, тому пуски блочних установок із холодного стану завжди здійснюються із змінними параметрами, коли під час усього пуску температура і тиск пари за котлом (перед турбіною) поступово зростають до своїх нормативних значень лише при номінальному або близькому до нього навантаженні.

У схему блоку органічно входить не лише котел, а й вест тракт з обладнанням: деаераторами, живильною установкою і ПВТ. Тому при пуску блока необхідно забезпечити пуск цього обладнання і його резервування зовнішніми джерелами пари, оскільки блок ще не працює.

Крім обмежуючих факторів, аналогічних діям неблочної ПТУ, під час пуску блоків виникають додаткові. Передусім, блочні ПТУ суттєво складніші за неблочні: у багатьох випадках вони виконуються з проміжним перегрівом, з більшою кількістю циліндрів і складною системою регенерації. У багатьох випадках режим пуску визначають не умови ЦВТ, а ЦСТ.

Важливе значення при пусках має забезпечення безпечного прогріву паропроводів і арматури, які, особливо за високого тиску, мають товсті стінки, через що в них виникають високі температурні напруження.

Режим пуску блока також може визначатися умовами роботи котла: надійністю роботи поверхонь нагріву, барабана, сепаратора, пароперегрівача тощо.

Пускові схеми блоків. До пускових схем блоків висувається низка жорстких вимог. Вони повинні забезпечувати можливість пуску блока з будь-якого стану, тобто після простою будь-якої тривалості. Для цього паропроводи блока і турбіни обладнуються великою кількістю дренажів, байпасів, системами прогріву паропроводів, фланців, шпильок тощо. Пуск повинен бути надійним і економічним. Необхідно забезпечити водний режим, при якому нормально працюють поверхні тепловіддачі котла, а турбіна не заноситься відкладенням.

Блоки будуються з барабанними і прямоточними котлами.

Пускові схеми зазвичай поділяють на одnobайпасні і двобайпасні. Двобайпасні пускові схеми (рис. 3, а) містять два обводи: швидкодіючий редуційно-охолоджувальний пристрій БРОУ-1, який перепускає пар із паропроводів свіжа пари у холодні нитки проміжного перегріву, і БРОУ-2, що спрямовує пар із гарячих ниток проміжного перегріву у конденсатор. При пуску турбіни в швидкодії БРОУ не потрібен. Однак ці пристрої використовуються не лише при пусках, а й при різких скиданнях навантаження та аварійних режимах, коли клапани ЦВТ і ЦСТ обмежують пропуск пари у турбіну, а котел продовжує її виробляти. У таких випадках і потрібно швидка дія. БРОУ, особливо для блоків із надкритичним тиском пари, є складним, дорогим і не завжди надійним пристроєм. Схема БРОУ показана на рис. 4. Витрата пари через БРОУ регулюється дросельним клапаном №1. Зниження тиску пари здійснюється у дросельних решітках №2, які встановлені всередині корпусу БРОУ. Для охолодження пари через регулюючий клапан №4 у БРОУ впроваджується конденсат через форсунки №3.

Більшість енергоблоків виконуються з одnobайпасною пусковою схемою (рис. 3, б).

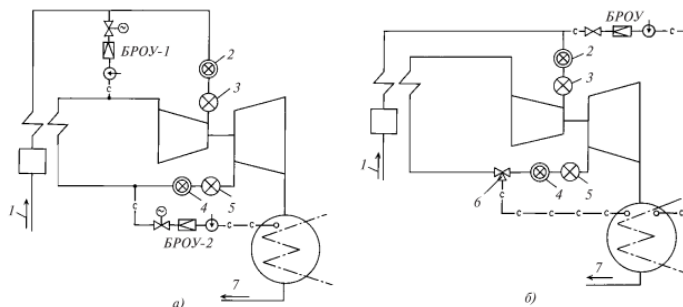


Рис. 3. Принципові пускові схеми блоків: а – двобайпасна; б – одnobайпасна; 1 – живильна вода у котел; 2, 3 – стопорний і регулюючий клапани ЦВТ; 4, 5 – те саме ЦСТ; 6 – скидний клапан; 7 – конденсат у систему регенерації

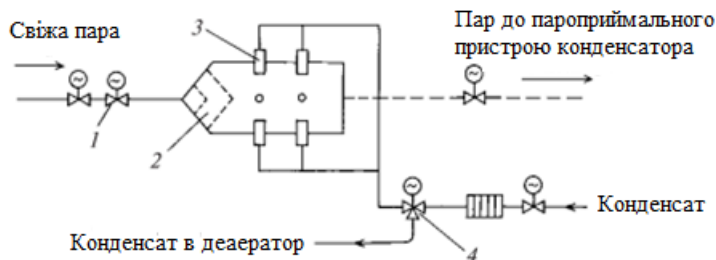


Рис. 4. Схема БРОУ

Пускова схема блока з барабанним котлом. На рис. 5 показана ускладнена двобайпасна пускова схема конденсаційного блоку з барабанним котлом. Для спрощення показано тільки одну нитку свіжого пара і пару проміжного перегріву, по одному стопорному і регулюючому клапану ЦВТ і ЦСТ, по одному ежектору і насосі конденсату. Не зображено регульовані відбори, схеми ущільнень (кінцевих і штоків клапанів) і конденсаційну установку, що відповідають схемам, наведених на рис. 2. Також не показано лінії відсмоктування повітря з підігрівачів.

Насичений пар, що надходить із барабана 1, перегрівається в пароперегрівачі і через паропровід направляється до стопорного клапана 8. На кожному паропроводі встановлено пусковий засувок 6 і його байпас 7. Між паропроводами свіжого пара зроблено перемичку, до якої підключена БРОУ-1, що перепускає свіжий пар у обхід турбіни в тракт холодного проміжного перегріву.

На виході з проміжного пароперегрівача 2 перед стопорно-регулюючими клапанами ЦСТ 25 на кожному з паропроводів встановлено по одній БРОУ-2, які спрямовують пар із тракту проміжного перегріву у конденсатор 15 турбіни (у його пусково-скидний пристрій 16).

При нормальній роботі блока пар для роботи основного ежектора 17 і ежектора ущільнень 13 береться із працюючого деаератора 3. При пуску турбіни вказані джерела пари не можуть використовуватися, і тоді потрібно брати пар із стороннього джерела (сусіднього блоку або загальної парової магістралі станції). Цей же пар використовується й для деаерації питної води під час пусків, роботи циркуляційних ежекторів системи циркуляції та пускового ежектора.

Для можливості прогріву паропроводів свіжого пара і проміжного перегріву, паропроводів подачі пари до БРОУ, стопорного клапана, перепускних труб до регулюючих клапанів, стопорно-регулюючих клапанів ЦСТ передбачені дренажі, які об'єднуються у колектор 26, підключений до розширювача дренажів так само, як і в схемі, наведеній на рис. 2.

Характерною особливістю схеми з барабанним котлом є відсутність необхідності зовнішньої циркуляції питної води під час його розігріву. Якщо барабан котла заповнений водою, а в його топці включені пальники, то починається природна циркуляція питної води із барабана по опускних трубах (розташованих поза топкою), а потім по піднімальних трубах (розташованих у топці) у барабан. За рахунок теплоти пального буде відбуватися утворення пари у барабані, і важливо, що за відсутності витрат пари із котла (на початку пуску) не потрібно подача питної води у нього.

Пускова схема з проточним котлом. На рис. 6 показана пускова схема одного об'єктного блоку з проточним котлом на надкритичному тиску пари та з одним обводом. БРОУ, встановлена на перемичці паропроводів свіжої пари, під час запусків і скидання навантаження спрямовує пару безпосередньо у пусковий пристрій конденсатора.

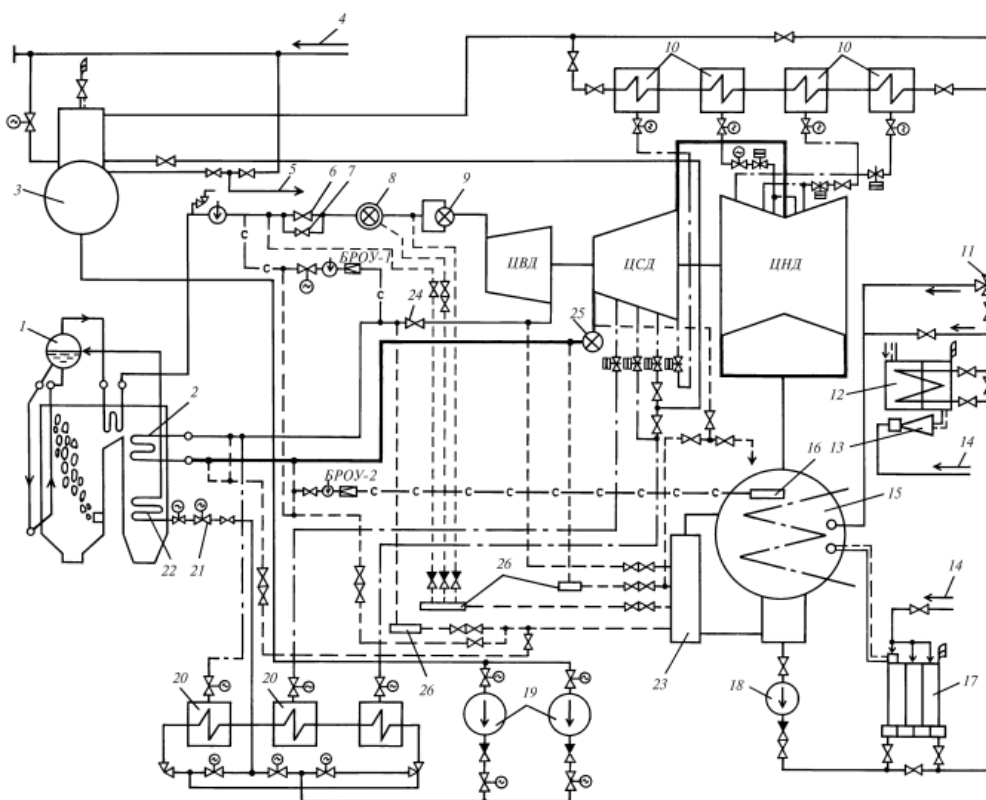


Рис. 5. Ускладнена пускова схема блоку з барабанним котлом: 1 – барабан; 2 – проміжний пароперегрівач; 5 – пар для ежекторів; 6 – ГПЗ (газовий паровий запір); 7 – байпас ГПЗ; 8 – стопорний клапан; 9 – регулюючий клапан; 10 – ПНТ (подачі живильної води); 11 – клапан рециркуляції; 12 – ежекторний охолоджувач; 13 – ежектор ущільнень; 14 – пар із деаератора; 15 – конденсатор; 16 – пусковий збірний пристрій; 17 – ежектор; 18 – насоси конденсату; 20 – ПВТ; 21 – живильний клапан; 22 – економайзер; 23 – розширювач; 24 – збірний засувка; 25 – комбінований стопорний-регулюючий клапан ЦСТ; 26 – дренажні колектори.

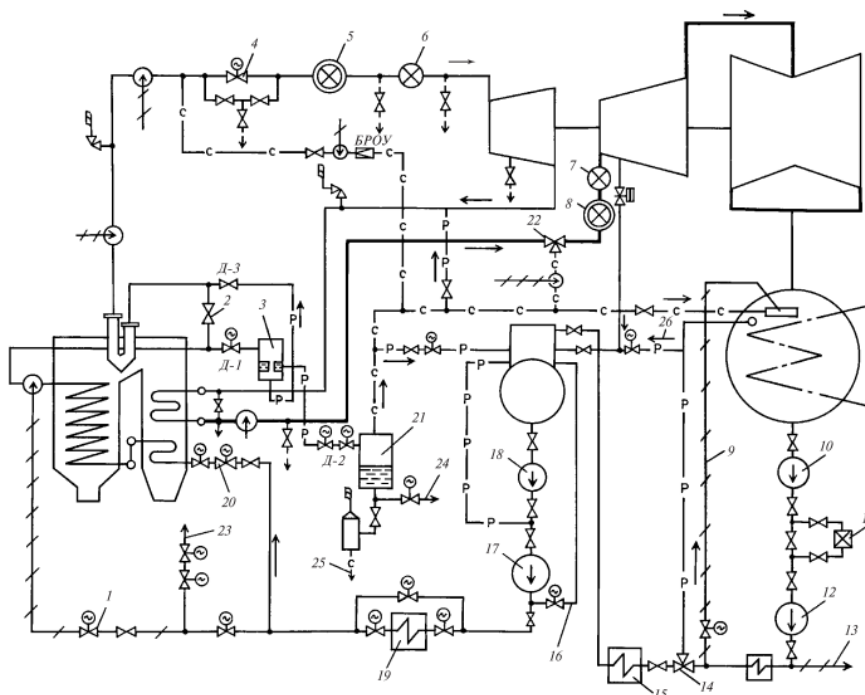


Рис. 6. Принципова пускова схема моноблока з проточним котлом: 1 – регулюючий клапан впорскування; 2 – вбудований засувка; 3 – вбудований сепаратор; 4 – ГПЗ (газовий паровий запір); 5, 6 – стопорний і регулюючий клапани ЦВТ; 7, 8 – стопорний і регулюючий клапани ЦСТ; 9 – лінія впорскування у конденсатор; 10, 12 – насоси конденсату; 11 – БОУ (блок обігріву); 13 – для впорскування у БРОУ; 14 – клапан рециркуляції; 15 – група ПНД (подача живильної води); 16 – лінія рециркуляції; 17 – питний насос; 18 – бустерний насос; 19 – група ПВТ (подача води в систему); 20 – регулюючий живильний клапан котла; 21 – розширювач розтопки; 22 – скидний клапан; 23 – живильна вода у деаератор; 24 – у конденсатор; 25 – скид у циркуляційний водовід; 26 – пар із стороннього джерела.

Для забезпечення розігріву тракту проміжного перегріву при скиданнях навантаження використовуються скидні клапани, що спрямовують пар також у конденсатор.

На відміну від барабанного, проточний котел не може працювати при малому споживанні питної води через топкові екрани. Нормальна робота проточного котла можлива лише при витраті води близько 30% номінальної і при достатньо високому тиску. Це вимагає створення під час пуску циркуляції нагрівального середовища. Тому котел обладнається спеціальним розігрівальним вузлом, що складається з вбудованої в тракт котла засувки, дросельного клапана Д-1, вбудованого сепаратора, дросельних клапанів Д-3 і Д-2 та розширювача розігріву, у якому підтримується тиск близько 2 МПа.

Вбудована засувка розділяє тракт котла на випарну та перегрівальну частини. Перед запуском котла замикають вбудовану засувку і дросельний клапан Д-3, кілька відкриваючи дросельний клапан Д-1, створюючи циркуляцію питної води по колу конденсатор – деаератор – питний насос – випарна частина котла – вбудований сепаратор – розширювач – конденсатор (один з можливих варіантів циркуляції). При увімкненні пальників котла спочатку нагрівається вода, а потім у вбудованих сепараторах утворюється пар. Потім, трохи відкриваючи дросельний клапан Д-3, подається пар у паропроводи свіжої пари.

Теплота конденсату розігрівального розширювача, спрямованого у конденсатор, віддається циркуляційній воді і тому втрачається, а утворюваний у розширювачі пар

використовується для різних цілей: дегазації питної води, прогріву паропроводу проміжного перегріву тощо.

Пускова схема обладнана дренажами (на рис. 6 вони не показані) для можливості доведення паропроводів і арматури до потрібної температури перед запуском турбіни. Дренажі підведені до колекторів, а колектори з'єднані з розширювачем дренажів аналогічно тому, як показано на рис. 5.

Під час пуску турбіни необхідно обов'язково прогрівати і паропроводи проміжного перегріву, щоб уникнути конденсації пари, що надходить із ЦВТ, і запобігти можливості повернення конденсату у ЦСТ. Раніше вже згадувалося про можливість прогріву тракту проміжного перегріву паром із розширювача розігріву, який широко використовується для цієї мети. У сучасній практиці ще не сформулювалось єдине підтверджене думка щодо найбільш доцільного джерела пари; найчастіше для цієї мети застосовують спеціальну редуційно-охолоджувальну установку (РОУ), що знижує параметри свіжого пару і подає його в тракт проміжного перегріву.

Зараз ширше впроваджується спосіб пуску, при якому до початку розгону ротора і прогріву тракту проміжного перегріву його не нагрівають, а починають після розвороту турбіни і ведуть її на малих обертах при закритих регулюючих клапанах ЦСД; пар, що проходить через ЦВД, надходить у тракт проміжного перегріву, прогріває його, а потім через скидний клапан ЦСД спрямовується у конденсатор. При цьому турбіна обертається паром з малою частотою, щоб не сталося сильного розігріву ЦСД і ЦНД за рахунок тертя.

Пуск блоків із холодного стану. Пуск блоку з будь-якого стану починається з виконання підготовчих операцій і перевірки можливості здійснення пуску.

Оскільки живлення котла здійснюється не з загального колектору питної води, у баках запасу конденсату має бути достатній запас хімічно безсолевої води і конденсату, бак деаератора має бути заповнений водою, а система хімічної очистки має забезпечувати безперервну подачу хімічно очищеної води. Це особливо важливо для блоків з прямоточним котлом, коли при гарячій мийці поверхонь нагріву питна вода певний час скидається у циркуляційний водовід, тому потрібна постійне підживлення.

Далі перевіряють роботу масляних насосів і системи змащення, пристроїв вакуумування (ВПУ), систем захисту і регулювання, так само, як і при пуску безбалансової установки. Одночасно з перевіркою цих систем включають у роботу конденсаційну установку, як і при пуску безбалансової системи. Варто підкреслити, що до початку розігріву котла потрібно підтримувати вакуум у конденсаторі приблизно 45-55 кПа, оскільки пар із котла через БРОУ спрямовується у конденсатор.

Після цього включають ВПУ, прогрівають паропроводи подачі пари на ущільнення і подають пар у них. Групу ПНТ готують до роботи, послідовно з'єднуючи їх парові простори та з паровим простором конденсатора для відсосу пароповітряної суміші. Вмикають у роботу регулятор рівня води у конденсаторі і подають питну воду у деаератор. Далі запускають деаераційну установку, підводячи пар у її деаераційні колонки з стороннього джерела, а також питальні насоси. Збирають схему каскадного скиду конденсату пари ПВД у конденсатор. Подальший спосіб пуску залежить від типу котла.

Пуск блока з барабанним котлом. Пуск здійснюють за пусковою схемою, наведеною на рис. 5. Перед пуском необхідно підготувати трубопроводи блока: закрити ГПЗ 6 і їх байпаси 7 на паропроводах свіжої пари, а також засувки 24 на холодних нитках проміжного перегріву, підготувати до роботи БРОУ, відкрити дренажі паропроводів свіжої пари, стопорного клапана і перепускних труб ЦВТ, холодних та гарячих ниток

проміжного перегріву, паропроводів регенеративних відборів, корпусу ЦВТ, а також паропроводів БРОУ.

При тиску в конденсаторі турбіни, рівному 45-55 кПа, запалюють пальники котла і через деякий час у паропроводи свіжої пари починає поступати пар. За допомогою БРОУ його спрямовують у конденсатор. У цей період потрібно уважно слідкувати за температурою вихідного патрубка, яка зростає через скидання пари високої температури (зазвичай температура скинутої пари обмежується 220°C, а допустима температура вихідного патрубка становить 120°C). На цьому етапі швидкість прогріву паропроводів обмежується значенням, що залежить від товщини стінок і конструкції (від початкових параметрів пари). Зазвичай швидкість прогріву обмежується значенням 3-4°C/хв; вона регулюється зміною температури свіжого пару і пари проміжного перегріву за допомогою обвідної засувки в котлі. При достатньому тиску у барабані (приблизно 0,2 МПа) відкривають байпас ГПЗ і прогрівають при закритих регулюючих клапанах, стопорному клапані і ГПЗ.

При збільшенні форсування котла параметри пару за ним зростають. При тиску перед ГПЗ близько 1-1,2 МПа і температурі 220-240°C, а в паропроводах проміжного перегріву при 0,15-0,2 МПа і 180°C допустимо подача пари у турбіну.

Запуск турбіни може здійснюватися різними способами. Найкращим методом для рівномірного прогріву корпусу є пуск із повністю відкритими стопорними та регулюючими клапанами ЦВТ і ЦСТ шляхом подачі пари через байпас ГПЗ. Такий спосіб розглянуто раніше і застосовувався при пусках безбалансових ТЕС. Однак для блоків цей спосіб має особливість, зумовлену низькими параметрами пари перед ГПЗ. Тому в окремих випадках пропускна здатність байпаса недостатня для розгону турбіни при зафіксованому форсуванню котла на період пуску. Тому поряд з цим методом застосовують спосіб розгону турбіни шляхом поступового одночасного відкриття регулюючих клапанів ЦВТ і ЦСТ (при повністю відкритих ГПЗ, стопорних і регулюючих клапанах ЦСТ).

Недоліком такого способу є те, що негативний ефект суттєво згладжується низькими параметрами пари, коли для приведення ротора у рух потрібно значне відкриття клапанів; зазвичай у цьому випадку при частоті обертання, близькій до номінальної, регулюючі клапани цілком відкриті.

Підвищення частоти обертання ротора до номінальної здійснюється за тими ж вимогами, що й при розгоні неблокової турбіни. Відмінність полягає в тому, що під час розгону змінюються параметри пари – тиск і температура. Важливо підкреслити, що виконання пускового графіка за температурою є досить складною операцією і можливе лише при справній автоматичній пусковій впорскуванні конденсату у паропровід свіжої пари та точному регулюванні температури проміжного перегріву. Зазвичай потрібно, щоб різниця між завданням температури і реальною температурою не перевищувала $\pm 20^{\circ}\text{C}$.

ПРАКТИЧНА РОБОТА 3

ВИВЧЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ ПУСКУ КОТЛІВ ВІДПОВІДНО ДО ПРАВИЛ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБЛАДНАННЯ КОТЕЛЬНИХ

Мета роботи: метою практичної роботи є оволодіння безпечною експлуатацією обладнання котельних при проведенні пуску котла.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Опрацювати опис порядку пуску котла.

Необхідно знати: основні поняття та будову обладнання котельних, а також розуміти основні режими роботи всього обладнання.

Необхідно вміти: знаходити параметри основних процесів в котлі, визначати необхідні параметри для регулювання при проведенні пуску котла.

Особливості пуск котлів на різних видах палива

Загальні положення. Роботи по пуску котлів і котелень повинні виконуватися за технічною документацією заводу-виготовлювача, проекту монтажу котла чи котельні, а також керівних нормативних документів.

Вказані роботи виконуються підприємствами, які мають ліцензії на ці роботи, працівники повинні бути атестовані. Пуску і наладці котельних установок передують такі підготовчі роботи: промивання котлів і систем від бруду, перевірка арматури і приладів контролю і автоматики, просушування обмурку, перевірка справності топкових пристроїв, механізмів вуглеподачі та золовидалення, насосних агрегатів, тягодуттьових машин та іншого обладнання.

У котельнях з чавунними водоگрійними котлами після випробування котлів і системи здійснюють промивання їх від сміття і бруду. Для цього з котлів знімають нижні глухі фланці і замінюють їх тимчасовими із штуцерами і запірною арматурою для скидання промивальної води. Систему промивають наповненням і спусканням води, повторюючи цю операцію 2-3 рази до появи освітленої води.

Під час наповнення системи і спуску води забезпечують таку швидкість руху її у системі (1-1,5 м/с), при якій бруд тягнеться потоком і виноситься із системи. Воду спускають у нижчій точці зворотної магістралі через спускную трубу, діаметр якої дорівнює діаметру зворотної магістралі у місці її вварювання.

Для забезпечення якісного і швидкого промивання системи рекомендується застосовувати гідропневматичний спосіб, при якому, крім води, подають ще стиснене повітря тиском на 0,2-0,3 МПа більшим ніж тиск промивальної води. Скидають промивальну воду до каналізації, водостічної мережі або на поверхню ґрунту, залежно від місцевих умов. Великі системи, які обслуговують будівлі понад 30 тис.м³, промивають окремими ділянками.

Передпускові роботи. Одночасно з промиванням котлів просушують обмурок. Протягом двох діб обмурок просушують повітрям на природній тязі без вогню, при відчинених топкових дверцятах, люках, піддувалах і шиберах. Після цього для утворення тяги прогрівають лежаки і димову трубу розведенням легкого вогню безпосередньо у лежаку і біля основи труби. Як тільки в трубі установиться тяга, котли розпалюють дровами, підтримуючи в них невеликий вогонь. Перед цим парові котли обов'язково

заповнюють водою. Водогрійні котли заповнюють водою разом з системою, оскільки у них нема водогрійних колонок і важко стежити за рівнем води та можливі випадки пошкодження котлів.

Обмурок просушують на слабкому вогні протягом 6-7 діб, підтримуючи температуру води в котлах 40-45°C. Після закінчення просушування палити припиняють, обмурку дають повільно охолонути при щільно зачинених шиберах і дверцятах. Обмурок, який охолонув, ретельно оглядають, а виявлені тріщини затирають розчином з вогнетривкої глини.

Одночасно з промиванням котлів та просушуванням обмурку перевіряють наявність, справність і правильність встановлення контрольно-вимірювальних приладів і приладів автоматики, а також перевіряють роботу насосів, включенням їх на 1,5-2 години при закритій засувці після них.

Під час підготовки до пуску районних, квартальних котелень великої потужності до початку опалення перевіряють справність вихідних вікон амбразур пальників, лазів, вічок, стан труб екранів і конвективної частини, правильність положення елементів контрольно-вимірювальних приладів та імпульсних точок систем автоматики всередині топки, відсутність у топці, лежах і газоходах сторонніх предметів, запас палива, тиск газу перед пальниками і справність газового обладнання, готовність і включення контрольно-вимірювальної арматури, автоматичного регулювання. Без справних контрольно-вимірювальних приладів і захисних автоматичних блоків пуск котла категорично забороняється.

Крім вказаних перевірок слід перевірити стан топкових пристроїв і наявність тяги, справність тягодутьових машин і живильних насосів короткочасним включенням їх у роботу, справність трубопроводів і арматури (при цьому треба звертати увагу на достатність сальникового ущільнювання і нормальний стан поверхні штоків, клапанів, вентилів і засувки), а напрямок руху розчинів повинен відповідати напрямку стрілок на корпусі арматури; справність арматури щодо герметичності і легкості ходу, справність дистанційного керування засувки і вентилів, наявність змащення, роботу електро- і пневмоприладів, справність запобіжних клапанів і надійність закріплення на них вантажів. Під час перевірки запірно-регулювальну арматуру треба включати у робоче положення.

Обмурок парових котлів для спалювання твердого, рідкого і газоподібного палива у теплий час року сушать протягом 5 діб на дровах, у зимовий час протягом 6-8 діб (котли у полегшеному обмурку просушують протягом 3 діб).

Кожний тип котла має свої особливості сушіння обмурку, зумовлені монтажем різних топкових пристроїв. Про це вказується у технічній документації заводу-виготівника, яка надходить у комплекті з котлом. Температура води у котлі на кінець сушіння не повинна перевищувати 80-90°C.

Лужиння парових котлів провадять після сушіння обмурку для очищення внутрішніх поверхонь від бруду, іржі, окалини і масних відкладів, що накопичилися під час виготовлення, транспортування, зберігання й монтажу котла. Перед лужинням провадять внутрішній і зовнішній огляди змонтованого котла і складають акт про стан його внутрішніх поверхонь. Для прискорення процесу лужиння, ще до початку монтажу, під час огляду, дуже пошкоджені іржею чи забруднені елементи очищують механічним способом.

Під час зовнішнього огляду перевіряють також правильність складання окремих елементів парових, водяних і дренажних труб, установки водовказівних приладів і позначок вищого і нижчого рівнів, нанесення позначок і міру відкривання і закривання

регулюючих і запірних пристроїв, справність роботи пристроїв для регулювання і подачі пари, води, повітря і палива (шиберів, заслінок, кранів, вентилів тощо).

Лужиння котла і одночасне підживлення провадять хімічно очищеною або живильною водою. Оптимальна температура води повинна бути в межах 40-70°C. Перед заповненням котла водою підклинюють один із запобіжних клапанів (при появі пари – його переводять у робоче положення) і відкривають повітряний клапан водяного економайзера (до появи з нього води), а також продувальний вентиль на камері перегрітої пари пароперегрівача. Пароперегрівачі лужинню не піддають і лужним розчином не заповнюють. Очищення їх провадять парою.

Заповнюють котел водою до рівня позначки нижнього водопоказчика. Лужиння супроводжується розпалюванням котла і підняттям тиску, внаслідок чого для економії часу й палива введення реагентів і початок лужиння провадять за три дні до закінчення сушіння обмурку. Реагенти вводять у котел тільки у вигляді готового розчину (1 кг реагенту на 8 л води) за допомогою дозатора або встановленого над котлом бачка місткістю 0,5 м³ через будь-який штуцер верхнього барабана за повної відсутності тиску в котлі. Для лужиння застосовують каустичну соду або кальциновану соду і тринатрійфосфат. Розчини вводять окремо, щоб уникнути кристалізації тринатрійфосфату в трубах котла.

Лужне число котлової води під час лужиння не повинно падати нижче ніж 200 мг/л: для чого через кожні 3-4 години відбирають проби котлової води з барабанів і камер екранів. Протягом усього процесу лужиння і випробування котла на парову щільність котел підживлюють до позначки верхнього показчика рівня. Вогневе обігрівання котла провадять обережно, щоб не допустити підвищення температури газів перед входом до пароперегрівача більше ніж 500-600°C.

Випробування котла на парову щільність треба провадити після лужиння і повної заміни котлової води, для чого піднімаються тиск у котлі. Після досягнення ним значення на 0,2-0,3 МПа, нижче від робочого перевіряють щільність і правильність посадки клапанів на свої місця, для чого від руки по черзі трохи піднімають важелі запобіжних клапанів, а також перевіряють робочий манометр внаслідок підключення контрольного. Якщо розходження в показах перевищать 0,025 МПа, то робочий манометр слід замінити. Після досягнення робочого тиску у котлі устатковують і надійно закріплюють вантажі на важілі запобіжних клапанів так, щоб вони змогли працювати. Після остаточного регулювання на контрольний клапан треба одягти металевий кожух і запломбувати його. Відрегульований клапан від легкого удару долонею руки знизу повинен вібрувати.

Достатня парова щільність характеризується відсутністю нещільностей і пропускання пари і води у місцях з'єднання окремих елементів, а також безвідмовною автоматичною роботою запобіжних клапанів. Сигналізатор і регулятор рівня регулюють і випробують на парову щільність зміною рівня води у барабані до контрольних позначок.

Після закінчення випробування і продування паропроводів тиск у котлі знижують до нуля, а після зниження температури води до 50-60°C її спускають з котла, відкривають лази барабанів і люки камер і ретельно промивають барабани, камери і труби струменем гарячої води під тиском 0,4-0,5 МПа, а також перевіряють стан спускної і продувальної арматури і водомірних колонок. Стан поверхні нагрівання після лужиння і промивання фіксується актом.

Операції сушіння обмурку, лужиння і випробування на парову щільність повинні виконуватися спеціалізованою пусконаладжувальною організацією, яка виконує її за відповідним графіком погодинного додержування технологічних операцій.

Пуск котлів на твердому паливі. Для кожного підготовленого до пуску котла, що працює у водогрійному чи паровому режимі, повинні бути складені робочі інструкції з пуску котла, зупинки та аварійної зупинки і тимчасова режимна карта на 50%, 75% і 100% навантаження.

На первинний пуск котла дається вказівка начальника котельні (майстра) з відповідним записом у змінному журналі. Оператори котла повинні бути проінструктовані на робочому місці. До призначеного часу розтоплювання зміна повинна перевірити усе допоміжне обладнання, паливоподачу, тягодуттвові машини, прилади контролю тиску, розрідження, систему повернення винесення, пневмомеханічні закидувачі, роботу рацітки, систему золошлаковидалення, живильні пристрої, наявність живильної води в деаераторі і систему автоматики безпеки.

Для первинного пуску котла добирається найбільш досвідчена бригада операторів. Розпалювання провадиться на деревному паливі. На першому пуску котла керівник котельні, крім операторів, до зміни включає електрика, слюсаря КВПіА, слюсарів по ремонту. Якщо пуск котла здійснюється за участю пусконаладжувальної організації, то всі роботи по пуску провадяться під керівництвом виділеного або закріпленого за цим об'єктом спеціаліста ІТП, який за своєю програмою провадить випробування котлоагрегату і усього допоміжного обладнання у різних режимах протягом 72 годин. Якщо за цей період серйозних хиб у роботі не сталося, то пуск вважається проведеним, про що складається відповідний акт.

Пуск котлів на рідкому паливі. Пуск котлів на рідкому паливі має свої особливості в тому, що на час пуску котлоагрегатів, що працюють на мазуті, треба його розігрівати. Для цього можна на час пуску завести пічне паливо (солярове масло), одержати тепло для розігрівання мазуту із сусідніх котелень по тимчасовому трубопроводу, одержати пару від транспортабельної чи пересувної котельної установки.

Котлоагрегати, що працюють на рідкому паливі, повинні бути обладнані досконалою автоматикою безпеки і регулювання живлення паливом і водою. Пусконаладжувальні роботи на них повинні виконувати атестовані фахівці з організацій і установ, які мають дозвіл на виконання цих робіт від Держнаглядохоронпраці України.

Першим етапом в пуску котлів (котелень), що працюють на рідкому паливі (мазуті), є подача тепла на мазутне господарство і створення циркуляційного робочого контуру - між сховищем мазуту (витратні місткості) і котельнею (котлоагрегатом). У схемах мазутопостачання слід передбачити двоступінчасте очищення (грубе й тонке) і безперервний рух мазуту через насос до форсунок котла. Мазутопроводи прокладаються з ухилом 0,01-0,015 за напрямком потоку спільно з супутнім паропроводом у загальній тепловій ізоляції.

Залежно від конструкції системи автоматики розпалювання котлоагрегату провадиться або від ЗЗП (захисно-запального пристрою) солярового факела, газового запальника або іншого запалюючого пристрою. Усі параметри на котлі виводяться за тимчасовою режимною картою і робочою інструкцією з експлуатації. Після досягнення сталого режиму роботи агрегату переходять на постійну схему роботи мазутного господарства, і після 72-годинного нормального безаварійного функціонування усіх систем, включаючи котлоагрегат, фіксують пуск його відповідним актом.

Пуск котлів на газоподібному паливі. Перед пуском в роботу газовикористовувальних установок їхні топки і газоходи повинні бути провітрені. Порядок і тривалість провітрювання встановлюється інструкцією з безпечного обслуговування установки. Закінчення вентиляції визначається за допомогою

газоаналізатора, при цьому вміст газу не повинен перевищувати 1/5 НМВ. До розпалювання газо використовуваної установки повинні бути послідовно продуті газом газопровід перед колектором агрегату, колектор агрегату і опуски до пальників. Продувка газопроводу і колектора повинна провадитися при закритій запірній арматурі перед пальниками.

Запірну арматуру безпосередньо перед пальником дозволяється відкривати тільки після включення запального пристрою або піднесення до нього палаючого запальника. Подача газу в топки, які обладнані автоматичними газовими пальниковими блоками, що працюють за програмою, визначається інструкцією заводу-виготовлювача блоку. Коли агрегати працюють на різних видах палива і мають спільні газоходи, то пуск агрегатів на газовому паливі повинен провадитися при непрацюючих агрегатах, які використовують інші види палива. Якщо зупинка цих агрегатів за технологією виробництва неможлива, допускається пуск агрегату на газовому паливі при працюючих агрегатах на інших видах палива тільки з додержанням спеціальної пускової інструкції, затвердженої керівником підприємства.

Пуск агрегату після тривалої зупинки або ремонту (зняття заглушки) дозволяється за наявності актів контрольного випробування газопроводів на герметичність, перевірки топок, газоходів, контрольно-вимірювальних приладів і систем автоматики і регулювання. Пусконаладжувальні роботи повинні виконуватися підприємствами, які мають дозволи, одержані та зареєстровані в органах Держнаглядохоронпраці України в установленому порядку.

Перед пуском котелень та інших агрегатів та установок повинно бути забезпечене приймання обладнання для комплексного опробування, введення в дію автоматичних засобів контролю і управління, передбачене проектом і паспортами обладнання, протиаварійні і протипожежні засоби. Персонал слід навчити методам і способам виконання газонебезпечних робіт, проінструктувати про можливі неполадки і засоби їх усунення, забезпечити потрібними схемами та інструкціями, а також засобами захисту і пожежогасіння, спецодягом, необхідними приладами і обладнанням.

На час комплексного опробування повинно бути організоване цілодобове чергування персоналу для спостереження за станом технологічного обладнання і вжиття заходів щодо своєчасного усунення несправностей і витоку газу, а також гарантування безпеки під час виконання пусконаладжувальних робіт.

ПРАКТИЧНА РОБОТА 4

ВИВЧЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ МЕТАЛІВ КОТЛІВ

Мета роботи: метою практичної роботи є оволодіння основними механічними властивостями металів котлоагрегатів.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Вивчити основні властивості металів, що використовуються в різних котлах.

Необхідно знати: основні поняття про метали їх характеристики та особливості при використанні в котлоагрегатах.

Необхідно вміти: знаходити значення залежностей внутрішніх напружень в металах від деформації, а також визначати вплив температури на механічні властивості металів.

Механічні властивості металів

Метал котлів знаходиться в умовах підвищеного тиску, підвищеної температури і впливу агресивних середовищ. При цьому в процесі експлуатації котла змінюється як структура металу, так і його механічні властивості, що може призвести до руйнування конструктивних елементів.

Механічні властивості металів визначають шляхом іспиту, результати якого представлені у вигляді діаграми $\sigma - \varepsilon$, де σ - внутрішні напруження в металі, а ε - деформація металу.

Пружні властивості металу зберігаються тільки до визначеної напруги σ_A . Починаючи з точки A , виявляються пластичні властивості металу, тобто після зняття навантаження залишаються залишкові деформації. Напруга, що відповідає точці B , називається межею текучості і позначається $\sigma_{0,2}$ - це напруга, при якій залишкова деформація складає 0,2 %. Точці C відповідає межа міцності σ_b , тобто та максимальна напруга, що витримує зразок до руйнування. Підвищення температури знижує механічні властивості (рис. 1).

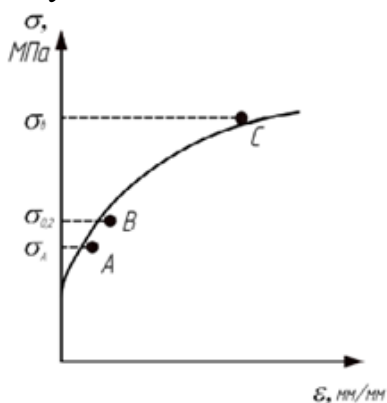


Рисунок 1 – Залежність внутрішніх напружень в металів від деформації

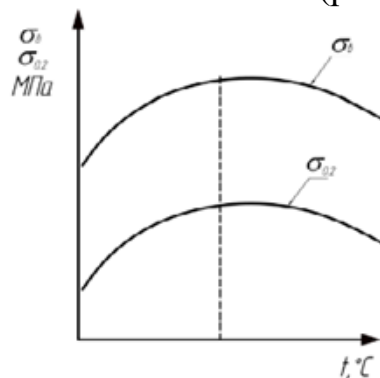


Рисунок 2 – Вплив температури на механічні властивості сталі

Із рисунку 2 видно, що межа міцності досягає максимуму приблизно при $t = 250^\circ\text{C}$ і далі знижується. Межа текучості зростом температури безупинно зменшується, причому найбільш різке зниження після 250°C .

Повзучість – це явище нагромадження пластичних деформацій при температурах вище 450°C , але при напругах нижче межі текучості. Це явище виявляється при тривалій експлуатації котла.

Діаграма повзучості сталі в залежності від температури при постійній напрузі представлена на рисунку 3.

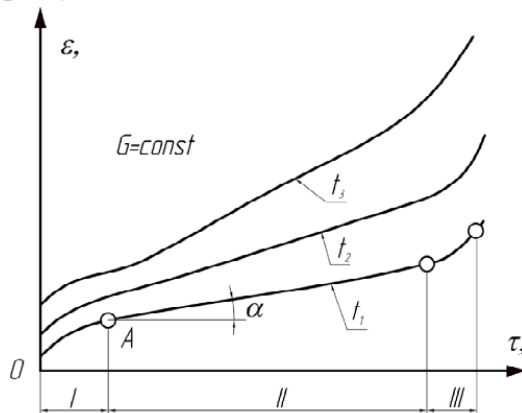


Рисунок 3 – Діаграма повзучості сталі в залежності від температури при постійній напрузі: I – період зміцнення металу; II – період повзучості, яка вже встановилася при незмінній її швидкості; III – період нарощення повзучості

З графіка видно, що можна виділити три ділянки з різною швидкістю повзучості. На ділянці I швидкість повзучості збільшується; на ділянці II швидкість повзучості постійна; на ділянці III швидкість збільшується до руйнування конструкції в точці C. Ділянка AB є основою і на ній визначається межа повзучості σ_n , тобто така напруга, що забезпечує при даній температурі експлуатації припустиму швидкість повзучості. Для котлів – 1 % за 100 тис. годин роботи.

У котлах використовують вуглицеві і леговані марки сталі. Вуглицеві сталі звичайно позначають: 10К; 12К; 18К, де К – котельна сталь, а цифра показує вміст вуглецю в сотих частках відсотка: 0,10 %; 0,12 %; 0,18 %.

Вуглицеві сталі застосовують при температурі металу менше 450°C .

Леговані сталі – це сталі, у яких відбувається добавка легуючих елементів. У якості легуючих добавок використовуються: Х – хром; Н – нікель; М – молібден; С – кремній; Т – титан; Г – марганець.

При маркіруванні легованих сталей застосовують буквенно-цифрову систему, де букви позначають легований елемент, а цифри за буквами – вміст цих елементів у %. Причому цифри застосовують тоді, коли вміст елемента більш 1 %.

Наприклад: 12Х18Н9Т (0,12 % - вуглецю; 18 % - хрому; 9 % - нікелю; титана – менш 1 %).

Добавки хрому понад 10 % підвищують жаростійкість сталі, тобто здатність сталі протистояти окалино утворенню. Добавки молібдену підвищують жароміцність сталі, тобто здатність сталі протистояти механічним навантаженням при підвищеній температурі.

5. Умови роботи металу елементів котла

Метал барабанів знаходиться під дією підвищеного тиску і температури, при чому, чим вище тиск, тим складніше умови роботи металу. При цьому для барабана застосовують низьколеговані сталі (вміст легуючих добавок менш 4 %). Середньо легуючі сталі – вміст добавок 4...10 %; низьколегована сталь – добавок більше 10 %.

При експлуатації котлів необхідно враховувати появу температурних напружень унаслідок невірного розширення як барабана, так і екранних труб.

Подовження Δl труб при їхньому нагріванні можна розрахувати по формулі:

$$\Delta l = a \frac{t_{cp}}{100} L$$

де a – коефіцієнт лінійного розширення ($a = 0,12$ мм/м – для вуглецевих сталей; $a = 0,18$ мм/м – для легованих сталей на кожні 100°C приросту температур);

t_{cp} – приймається рівній температурі насичення для екранних труб, а для труб пароперегрівника приймається рівній середній температурі середовища, яке протікає;

L – первісна довжина труб.

Для забезпечення вільного розширення барабана його опори виконують роликowymi, а підвіски на шарнірах. Для контролю переміщень на котлах встановлюють репери (показчики).

Метал пароперегрівників знаходиться в найбільш несприятливих умовах. Особливо небезпечні перекоси для металу пароперегрівників: газовий і паровий.

Газовий виникає внаслідок нерівномірного температурного поля по ширині газоходу, що є наслідком температурного перекосу в топці котла.

Паровий перекіс виникає внаслідок різного гідравлічного опору по парі, а накладення парового і газового перекосів приводить до перегріву окремих труб пароперегрівника і їхньому руйнуванню.

Нерівномірність розподілу температури по трубах пароперегрівника називається тепловим розгорненням.

Для металу труб економайзерів безпеку представляє нерівномірний розподіл води по окремих зміювиках, а також розморожування труб.

Для повітропідігрівників безпеку представляє витік повітря в продукти згоряння. Це може привести до загорання відкладень на трубах.

ПРАКТИЧНА РОБОТА 5

ВИЗНАЧЕННЯ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ПОКАЗНИКІВ РОБОТИ ТУРБОГЕНЕРАТОРІВ І ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ

Мета роботи: метою практичної роботи є визначення основних показників роботи турбогенераторів та електростанцій загалом.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Опрацювати методику визначення експлуатаційних показників роботи турбогенераторів та електростанцій загалом.

Необхідно знати: поняття особливості влаштування турбогенераторів та електростанцій, а також основні експлуатаційні показники їх роботи.

Необхідно вміти: застосовувати методику розрахунку експлуатаційних параметрів роботи турбогенераторів та електростанцій в загальному випадку.

Методика визначення експлуатаційних показників роботи турбоагрегату та електростанції

Такі показники характеризують умови, в яких працюють турбогенератори або теплові електростанції в цілому. Позначимо сумарну електричну потужність, яка установлена на ТЕС, через $N_{уст.}$. Середньодобова і середньорічна потужність буде дорівнювати, відповідно, МВт:

$$\bar{N}_д = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \cdot \tau_i}{24}; \bar{N}_р = \frac{\sum_{i=1}^Z N_i \cdot \tau_i}{8760} \quad (1)$$

де N_i – поточна потужність;

τ_i – термін роботи з певною поточною потужністю, год.

Добовий і річний коефіцієнти використання установленної потужності:

$$K_{вп}^д = \frac{N_д}{N_{уст}}; K_{вп}^р = \frac{N_р}{N_{уст}} \quad (2)$$

Аналогічно визначається коефіцієнт використання теплової потужності турбогенератора або ТЕС.

Кількість годин використання установленної потужності:

$$\tau_{вп}^д = K_{вп}^д \cdot 24; \tau_{вп}^р = K_{вп}^р \cdot 8760 \quad (3)$$

Коефіцієнтом використання робочих годин називають відношення терміну роботи устаткування $\tau_{роб}$ до певного терміну експлуатації τ , тобто

$$K_{рг} = \frac{\tau_{роб}}{\tau} \quad (4)$$

Якщо позначити річну кількість годин, коли турбогенератор перебуває в резерві, $\tau_{рез}$ і кількість годин, протягом яких він перебуває в ремонті, $\tau_{рем}$, то

$$8760 = \tau_{роб} + \tau_{рез} + \tau_{рем} \quad (5)$$

Показник, який характеризує надійність роботи турбогенератора, називають коефіцієнтом готовності:

$$K_{гот} = \frac{\tau_{роб} + \tau_{рез}}{8760} \quad (6)$$

Якщо відомий коефіцієнт робочих годин, то середній коефіцієнт завантаження устаткування дорівнюватиме:

$$f_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{вп}}}{K_{\text{пр}}} \quad (7)$$

Середня питома витрата пари, кг/(кВт·год):

$$d_{\text{ср}} = d_{\text{н}} \left(\frac{x}{f_{\text{ср}}} + 1 - x \right) \quad (8)$$

Середня витрата пари, кг/год[^]

$$D_{\text{ср}} = d_{\text{ср}} \cdot N_{\text{ср}} \quad (9)$$

Середнє завантаження парогенераторів, МВт:

$$\bar{Q}_{\text{пг}} = D_{\text{ср}} \frac{(h_0 - h'_{\text{жв}}) + \alpha_{\text{пр}}(h'_{\text{пр}} - h'_{\text{жв}})}{3,6} \quad (10)$$

Середня витрата умовного палива, кг/с:

$$B_{\text{ср}} = \frac{\bar{Q}_{\text{пг}}}{29,3 \cdot \eta_{\text{пг}}} \quad (11)$$

Середнє значення питомої витрати умовного палива, кг/ГДж:

$$b_{\text{ср}} = \frac{B_{\text{ср}} \cdot 10^3}{\bar{Q}_{\text{т}} + N} \quad (12)$$

Середнє значення коефіцієнта використання теплоти палива:

$$\bar{K}_{\text{втп}} = \frac{34,13}{b_{\text{ср}}} \quad (13)$$

Витрата палива може бути описана лінійною залежністю:

$$B = a \cdot K_{\text{вп}} + c \quad (14)$$

За умови:

$$N_{\text{н}} = 0; K_{\text{вп}} = 0 - B = C = B_{\text{хх}} \quad (15)$$

де $B_{\text{хх}}$ – витрата палива на холостий хід турбогенератора.

Тоді середня витрата умовного палива може визначатись за формулою:

$$B_{\text{ср}} = B_{\text{хх}} + b^* \cdot N_{\text{ср}} \quad (16)$$

де $b^* = \frac{B_{\text{н}} - B_{\text{хх}}}{N_{\text{уст}}}$ – так звана приведена витрата палива.

В процесі експлуатації завжди можна визначити витрати палива для номінальної $B_{\text{н}}$ і мінімальної B_{min} потужностей, яким відповідають $K_{\text{вп}}^{\text{н}}$ і $K_{\text{вп}}^{\text{min}}$.

Тоді можна записати рівняння:

$$\left. \begin{aligned} B_{\text{н}} &= a \cdot K_{\text{вп}}^{\text{н}} + c \\ B_{\text{min}} &= a \cdot K_{\text{вп}}^{\text{min}} + c \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Розв'язуючи дане рівняння визначають a і c , а потім – середню витрату палива, кг/с.

Приклад 1. Установлена потужність конденсаційного турбогенератора дорівнює 50МВт. З максимальною потужністю турбогенератор працює 4год; з потужністю 45МВт – 5год; з потужністю 40МВт – 8год; з потужністю 28МВт – 7год. ККД турбогенератора для максимальної потужності дорівнює 0,35, а для мінімального – 0,24. Визначити середньодобову витрату умовного палива.

Розв'язання

Середньодобова потужність, МВт:

$$N_d = \frac{N_1 \cdot \tau_1 + N_2 \cdot \tau_2 + N_3 \cdot \tau_3 + N_4 \cdot \tau_4}{24} = \frac{50 \cdot 4 + 45 \cdot 4 + 40 \cdot 8 + 28 \cdot 7}{24} = 39,2$$

Коефіцієнт використання потужності:

$$K_{\text{вп}} = \frac{\bar{N}_d}{N_{\text{уст}}} = \frac{39,2}{50} = 0,784$$

Коефіцієнт використання мінімальної потужності:

$$K_{\text{вп}}^{\text{min}} = \frac{N_{\text{min}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{28}{50} = 0,56$$

Питомі витрати умовного палива, кг/(кВт·год):

$$b_H = \frac{0,123}{\eta_H} = \frac{0,123}{0,35} = 0,351$$

$$b_{\text{min}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{min}}} = \frac{0,123}{0,24} = 0,512$$

Секундні витрати умовного палива, кг/с:

$$B_H = \frac{b_H \cdot K_{\text{вп}} \cdot N_{\text{уст}}}{3,6} = \frac{0,351 \cdot 1 \cdot 50}{3,6} = 4,875$$

$$B_{\text{min}} = \frac{b_{\text{min}} \cdot K_{\text{вп}}^{\text{min}} \cdot N_{\text{уст}}}{3,6} = \frac{0,512 \cdot 0,56 \cdot 50}{3,6} = 3,982$$

Лінійні залежності:

$$\left. \begin{aligned} 4,875 &= a \cdot K_{\text{вп}}^H + c = a \cdot 1 + c \\ 3,982 &= a \cdot K_{\text{вп}}^{\text{min}} + c = a \cdot 0,56 + c \end{aligned} \right\}$$

Із системи рівнянь визначаємо: $a = 2,0295$; $c = B_{\text{xx}} = 2,845$.

Приведена витрата умовного палива, кг/с:

$$B^* = \frac{B_H - B_{\text{xx}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{4,875 - 2,845}{50} = 0,0406$$

Середня витрата умовного палива, кг/с:

$$B_{\text{сер}} = B_{\text{xx}} + B^* \cdot N_d = 2,845 + 0,0406 \cdot 39,2$$

Середня питома витрата умовного палива, кг/с:

$$b_{\text{сер}} = \frac{3,6 \cdot B_{\text{сер}}}{N_d} = \frac{3,6 \cdot 4,435}{39,2} = 0,4047$$

Середньодобове значення ККД:

$$\eta_{\text{сер}} = \frac{0,123}{b_{\text{сер}}} = \frac{0,123}{0,4047} = 0,3018$$

Середньодобова витрата умовного палива, т/добу:

$$\bar{B}_d = 3,6 \cdot B_{\text{сер}} \cdot 24 = 3,6 \cdot 4,436 \cdot 24 = 383,27$$

Приклад 2. Турбіна Р-12-35/5 працює з протитиском 0,4МПа. При цьому добові завантаження турбіни становлять: термін роботи з максимальною електричною потужністю $N = 12\text{МВт}$ і тепловою потужністю $Q_m = 66,4\text{МВт}$ дорівнює 4год; з потужністю $N = 9,6\text{МВт}$ і $Q_T = 54\text{МВт}$ – 5год; з потужністю $N = 7,2\text{МВт}$ і $Q_T = 41,5\text{МВт}$ – 8год; з потужністю $N = 4,8\text{МВт}$ і $Q_T = 29\text{МВт}$ – 4год;

з потужністю $N = 3,6 \text{ МВт}$ і $Q_T = 22,8 \text{ МВт} - 3 \text{ год}$. Витрати умовного палива для максимального і мінімального завантажень становлять 10,89 і 3,67 т/год, відповідно. Визначити добову витрату умовного палива і середньодобові показники ефективності роботи.

Розв'язання

Середньодобова електрична потужність, МВт:

$$\bar{N}_d = \frac{12 \cdot 4 + 9,6 \cdot 5 + 7,2 \cdot 8 + 4,8 \cdot 3 + 3,6 \cdot 3}{24} = 7,65$$

Середньодобова теплова потужність, МВт:

$$\bar{Q}_d = \frac{66,4 \cdot 4 + 54 \cdot 5 + 41,5 \cdot 8 + 29 \cdot 4 + 22,8 \cdot 3,6}{24} = 43,83$$

Коефіцієнт використання потужності:

$$K_{\text{ВП}}^N = \frac{\bar{N}_d}{N_{\text{уст}}} = \frac{7,65}{12} = 0,6375$$

$$K_{\text{ВП}}^Q = \frac{\bar{Q}_d}{Q_{\text{уст}}} = \frac{43,83}{66,4} = 0,66$$

Коефіцієнт використання мінімальної потужності:

$$K_{\text{ВП}}^{N_{\min}} = \frac{N_{\min}}{N_{\text{уст}}} = \frac{3,6}{12} = 0,3$$

$$K_{\text{ВП}}^{Q_{\min}} = \frac{Q_{\min}}{Q_{\text{уст}}} = \frac{22,8}{66,4} = 0,343$$

Запишемо співвідношення:

$$10,89 = 1 \cdot a + c;$$

$$3,67 = 0,3 \cdot a + c,$$

звідки визначаємо $a = 10,314$; $c + B_{\text{xx}} = 0,5757$.

Приведена витрата умовного палива, т/год:

$$B^* = \frac{B_{\text{н}} - B_{\text{xx}}}{N_{\text{уст}}} = \frac{10,89 - 0,5757}{12} = 0,859$$

Середньодобова витрата умовного палива, т:

$$B_{\text{сер}} = B_{\text{xx}} + B^* \cdot \bar{N}_d = 0,5757 + 0,859 \cdot 7,65 = 7,151$$

Добова витрата умовного палива, т:

$$B_d = B_{\text{сер}} \cdot \tau_d = 7,151 \cdot 24 = 171,625$$

Середньодобова потужність спаленого палива, МВт:

$$\bar{Q}_{\text{пал}} = \frac{B_{\text{сер}} \cdot Q_{\text{н}}^p}{3,6} = \frac{7,151 \cdot 29,3}{3,6} = 58,2$$

Середньодобове значення коефіцієнта використання теплоти палива:

$$\bar{K}_{\text{ВТП}} = \frac{\bar{Q}_{\text{ТД}} + \bar{N}_d}{\bar{Q}_{\text{пал}}} = \frac{43,83 + 7,65}{58,2} = 0,884$$

Середньодобове значення питомої витрати умовного палива, кг/ГДж:

$$b_{\text{сер}} = \frac{34,13}{\bar{K}_{\text{ВТП}}} = \frac{34,13}{0,884} = 38,585$$

ПРАКТИЧНА РОБОТА 6

ОСНОВИ ВИПРОБУВАНЬ ДОПОМІЖНОГО ОБЛАДНАННЯ ПАРОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ

Мета роботи: метою практичної роботи є визначення основних параметрів для проведення випробування обладнання паротурбінної установки.

Задачі:

1. Оволодіти лекційним матеріалом відповідно до теми заняття.
2. Опрацювати методику проведення випробування паротурбінної установки.

Необхідно знати: будову основного та допоміжного обладнання паротурбінної установки.

Необхідно вміти: застосовувати методику проведення випробувань паротурбінної установки.

Випробування турбоустановки здійснюється з метою перевірки гарантійних характеристик, а також для виявлення впливу відхилення окремих параметрів на показники її роботи. Практика показує, що характеристики заводів-виготовлювачів, в основному, можна використовувати для орієнтовного експлуатаційного контролю. Більш достовірні та зручні для експлуатації дані можна отримати в разі зняття та побудови характеристик на даній турбоустановці для конкретних умов її роботи. Рекомендується будувати характеристики залежно від електричної потужності турбогенератора. При цьому вони набувають приблизно прямолінійну форму, що спрощує їх побудову.

Перед зняттям характеристик кіловатметр (мегаватметр) має бути ретельно перевірений. Перевіряється також точність приладів контролю турбоустановки (манометрів, термометрів датчиків температури). Для випробувань використовують контрольно-вимірювальні прилади з класом точності 0,2-0,5. В процесі зняття характеристик повинні підтримуватись сталі параметри свіжої пари, а їх коливання не повинні перевищувати $\pm 5\%$. Не слід допускати коливання протитиску. Якщо спостерігаються коливання, то перед вимірюванням можна трохи здроселювати вихлопну пару засувкою з тим, щоб підігнати тиск до точної величини. Для отримання достовірних даних з витрати пари на турбіну користуються записами приладів самозаписувачів. За допомогою цих записів визначається середнє значення витрати пари за інтервал вимірювання, коли параметри пари наближались до сталого значення. Для побудови характеристики достатньо зняти чотири-шість груп точок через рівні інтервали потужності. В кожній групі має бути п'ять – десять точок вимірювань. Точки, які відхиляються від середнього значення величини, відкидаються. Зняття характеристик здійснюється за умови чистої проточної частини турбіни.

В паспортних даних турбіни наведена діаграма режимів, а також поправкові коефіцієнти на відхилення початкових параметрів P_o , t_o і температури охолодної води для турбін, які мають конденсатор. Потужність турбогенератора в разі відхилення цих параметрів від паспортних даних визначають за формулою:

$$N_e = k_p \cdot k_t \cdot k_{ov} \cdot N_{eo} \quad (1)$$

де k_p , k_t і k_{ov} – поправкові коефіцієнти, які враховують відхилення початкового тиску, початкової температури та охолодної води від гарантійних даних;

N_{eo} – паспортна електрична потужність.

В процесі випробувань турбоустановки визначають зміну цих коефіцієнтів і будують залежності їх зміни (рис. 1).

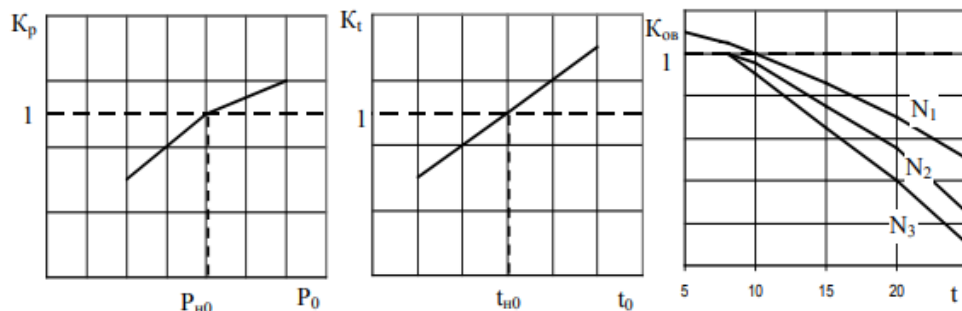


Рисунок 1 – Приклади зміни поправкових коефіцієнтів (індексом «н» позначені номінальні значення величин)

В разі відхилення цих параметрів від гарантійних визначають також поправкові коефіцієнти до витрати пари на турбіну, яка визначається за формулою:

$$D_o = D_{он} (1 + \alpha_p + \alpha_t + \alpha_{ov}) \quad (2)$$

де α_p , α_t , α_{ov} – поправкові коефіцієнти.

Приклади зміни поправкових коефіцієнтів наведені на рис. 2.

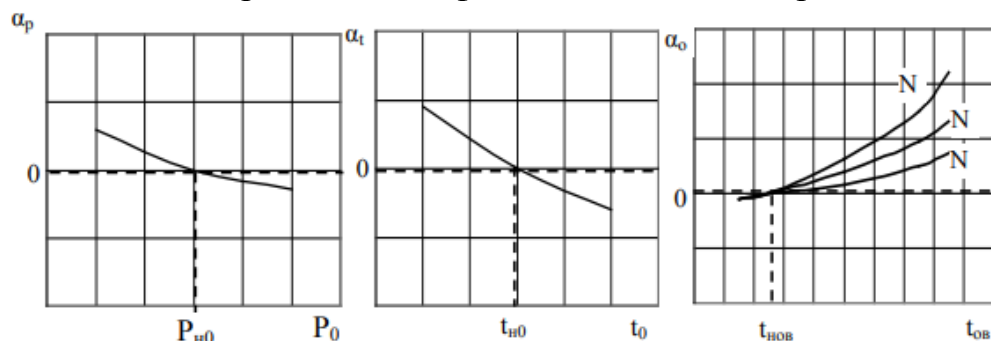


Рисунок 2 – Характерні зміни поправкових коефіцієнтів

Окрім зазначених поправкових коефіцієнтів визначають поправкові коефіцієнти на відхилення температури живильної води, кінцевого тиску за турбіною (протитиску). На рис. 3 для прикладу показано зміну поправкового коефіцієнта K_n , який враховує відхилення тиску в протитиску турбіни, P_n , МПа.

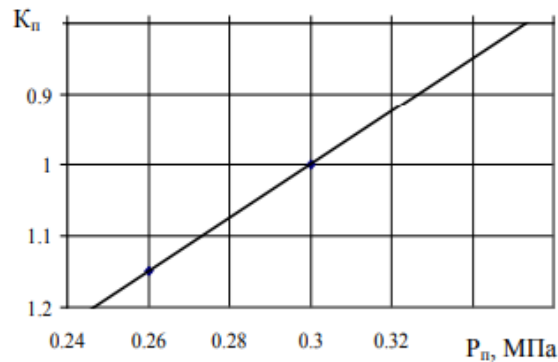


Рисунок 3 – Значення поправкового коефіцієнта K_n залежно від протитиску в турбіні

Як зазначалось раніше, зняття характеристики зміни тиску пари в регулювальному східці турбіни дозволяє визначити допустиме забруднення проточної частини турбіни. Після установлення певного тиску в регулювальному східці протягом 2–3 хвилин здійснюють вимірювання електричної потужності турбогенератора і визначають її середню величину. Крім того, визначають середню витрату пари на турбіну за цей проміжок часу, а також величину відкриття клапанів за показниками, що установлені безпосередньо на кожному клапані. Визначену величину електричної потужності корегують за величинами початкових параметрів пари:

$$N_e = \frac{N_{ei} \cdot H_{oi}}{H_o} \quad (3)$$

де N_e – потужність для побудови характеристик;

N_{ei} – потужність, яка отримана під час вимірювання;

H_o – теоретичний теплоперепад в турбіні в разі стандартних параметрів пари;

H_{oi} – теоретичний теплоперепад в турбіні, який відповідає виміряним початковим параметрам пари.

Характеристику будують, проводячи пряму лінію через виміряну групу точок. Лінію $P_p = f(N_e)$ продовжують до перетину з лінією тієї потужності, яка за даними заводу-виготовлювача є гранично допустимою (рис. 4).

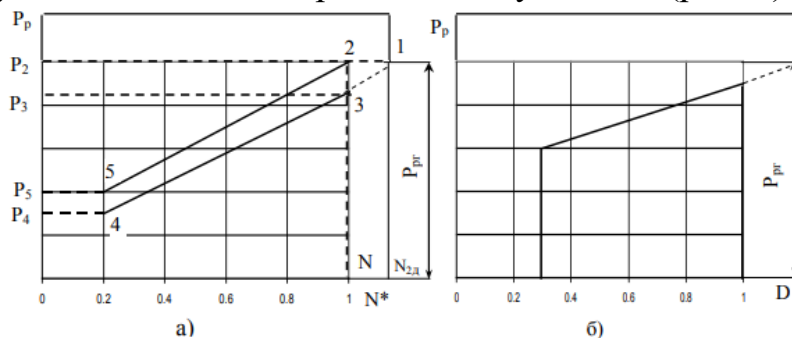


Рисунок 4 – Побудова залежності тиску в регулювальному східці турбіни: а) від безрозмірної потужності $N^* = N_i/N_n$; б) від безрозмірної витрати пари $D^* = D_i/D_n$

Точці 1 перетину цих ліній відповідає гранично допустимий тиск в камері регулювального східця. Зручніше характеристику будувати за надлишковим

(манометричним) тиском. Якщо є паспортні дані про гранично допустиму витрату пари на турбіну D_{ep} , то, продовжуючи пряму $P_p = f(D)$ до перетину зі значенням D_{ep} , також визначають і перевіряють гранично допустимий тиск в камері регулювального східця P_{pz} . Отримані дані порівнюють з фірмовими і в разі необхідності вносять корективи.

Вважають, що допустимому забрудненню проточної частини турбіни відповідає навантаження, яке становить 75–80% від гранично допустимого N_{zd} , тобто $N_i^* = 0,8N_{гд}^*$. Для отримання характеристики, яка відповідає допустимому забрудненню проточної частини проводять пряму 1–2 і визначають тиски P_2 і P_3 (рис. 4, а). Різниця тисків $\Delta P = P_2 - P_3$ є гранично допустимим збільшенням тиску в камері регулювального східця турбіни. Частка допустимого збільшення тиску дорівнює $\alpha_p = P_3/P_2$. Якщо помножити тиск в точці 4 (для потужності $N_n^* = 0,2N_n^*$) на цю частину, то одержимо тиск в точці 5. З'єднавши прямою лінією точки 2 і 5 і будемо мати характеристику допустимих забруднень проточної частини турбіни. Якщо вимірний тиск в камері регулювального східця не виходить за межі чотирикутника 4-3-1-2-5, то забруднення проточної частини турбіни перебуває в допустимих межах.

В процесі експлуатації протитискових турбін тиск за турбіною може суттєво відрізнятись від паспортного. В разі роботи зі зниженим протитиском максимально допустима витрата пари має бути обмежена, щоб уникнути перезавантаження робочих лопаток останнього східця турбіни, яке виникає в разі роботи зі значною електричною потужністю внаслідок збільшення витрати пари і збільшення робочого теплоперепаду. Крім того, зі зменшенням протитиску зростають питомі об'єми пари, які потребують більшої різниці тисків до і після східця турбіни. Обмеження за витратою пари може бути визначено за формулою:

$$D_{об} = D_o \left(\frac{v_{no}}{v_n} \right)^{0,333} \quad (4)$$

де $D_{об}$ – обмежена витрата пари через зменшення протитиску;

D_o – максимальна паспортна витрата пари;

v_{no} – питомий об'єм пари за паспортними даними тиску;

v_n – питомий об'єм пари в разі зменшеного протитиску.

Для визначення v_{no} і v_n будується робочий процес пари в турбіні на h - S діаграмі (рис. 5). Для цього необхідно знати (виміряти) температуру пари в протитиску t_{no} або t_n . Продовжуючи лінію процесу до ізобари, в протитиску P_n визначають точки h_o або Π залежно від того, яка температура вимірюється. Із діаграми визначаються питомі об'єми пари в точках v_{no} і v_n , які підставляються в (4). За визначеною величиною обмеженої витрати із характеристики $P_p = f(D^*)$ визначають обмежену величину тиску в камері регулювального східця турбіни. Це значення P_p заносять в інструкцію. В процесі випробувань знімають характеристики за температурою відбірної або вихлопної пари. Для зняття даних характеристик необхідний час для певного режиму становить 10–15 хвилин.

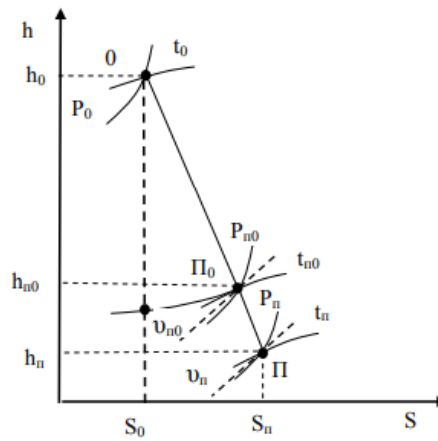


Рисунок 5 – Робочий процес розширення пари в турбіні на h - S діаграмі

Вимірювання потужності та витрати пари здійснюється тільки за показаннями приладів самозаписувачів, оскільки за умови $P_o = const$ і $t_o = const$ потужність і витрата пари коливаються (рис. 6).

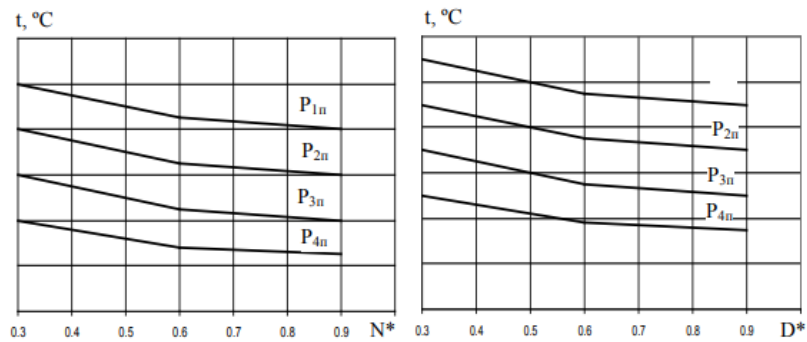


Рисунок 6 – Вигляд залежностей температури пари вихлопу або відбору турбіни від електричного навантаження і витрати пари

Характеристики, що наведені на рис. 6, мають криволінійну форму. Тому для їх побудови необхідна значна кількість точок. Зрозуміло, що з підвищенням тиску пари у відборі або в протитиску турбіни температура збільшується. Більш зручними характеристиками є характеристики зміни вихлопної (відбірної) температури пари залежно від тиску в регульовальному східці (рис. 7).

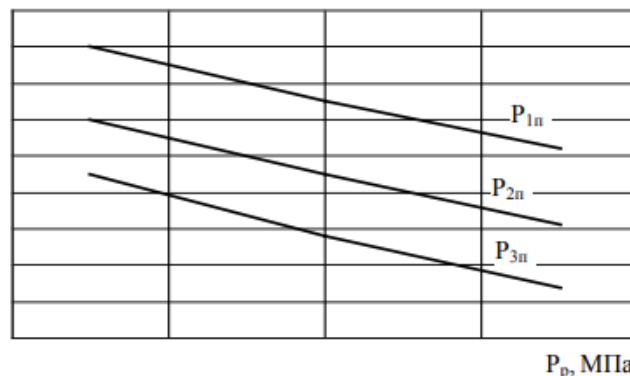


Рисунок 7 – Вигляд залежностей температури вихлопної пари від тиску в регульовальному східці для різних протитисків

Для зняття такої характеристики можна користуватись даними стрілкових приладів. Це зумовлено тим, що обидва показники мають певну інерцію. Крім того, спрощується збіг параметрів, що контролюються з параметрами характеристики. Характеристики на рис. 7 будуються на базі характеристик $P_p = f(N_e^*)$, $P_p = f(D^*)$ і характеристик, наведених на рис. 6. Отже, контроль чистоти проточної частини турбіни, який є одним із найважливіших експлуатаційних показників роботи турбіни, забезпечується подвійною перевіркою. Для турбіни з конденсатором знімають характеристики конденсатора (рис. 8).

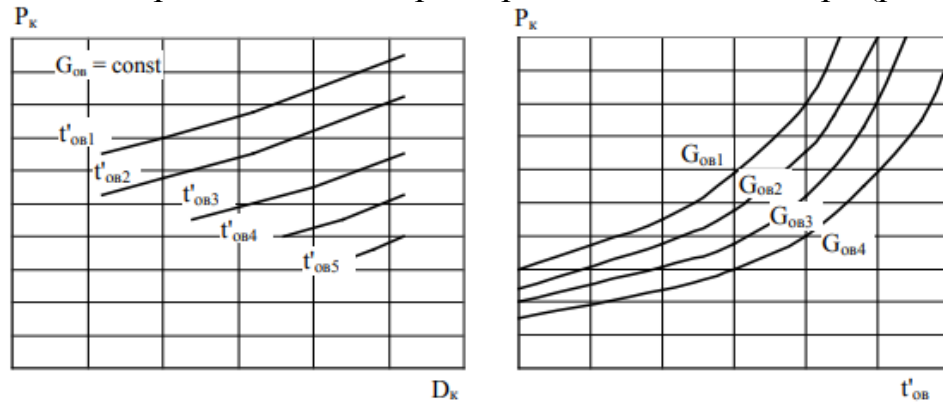


Рисунок 8 – Вигляд характеристик конденсаторів

Під характеристиками конденсатора розуміють залежності тиску в конденсаторі від витрати пари, температури охолодної води на вході в конденсатор $t'_{ов}$ і витрати охолодної води.

Для побудови характеристик визначають температуру конденсації пари, °C:

$$t_{кп} = t'_{ов} + \Delta t + \delta t \quad (5)$$

де $\Delta t = t''_{ов} - t'_{ов}$ – підігрів охолодної води в конденсаторі турбіни;
 δt – поправка.

Величина δt визначається за формулою А. В. Щегляєва:

$$\delta t = \frac{n}{31,5 + t'_{ов}} \left(\frac{D_k}{F_k} + 7,5 \right) \quad (6)$$

де n – коефіцієнт, величину якого визначають за формулою (6) для відомих умов (наприклад, для номінального режиму);

D_k – витрата конденсату;

F_k – поверхня нагріву конденсатора.

Величина Δt або вимірюється, або визначається із рівняння теплового балансу конденсатора, °C:

$$\Delta t = \frac{D_k(h_k - C_{рв} \cdot t_k)}{G_{ов} \cdot C_{рв}} \quad (7)$$

де h_k – ентальпія пари на вході в конденсатор;

$C_{рв}$ – теплоємність води;

t_k – температура конденсату;

$G_{ов}$ – витрата охолодної води.

Для визначеної температури конденсації пари $t_{кп}$ із термодинамічних таблиць насиченої пари визначають тиск в конденсаторі P_k .

Для зняття статичної характеристики турбогенератора необхідно забезпечити умови:

- система регулювання повинна утримувати холостий хід;
- параметри свіжої пари і пари на виході з турбіни мають бути якомога ближчими до стандартних, а їх коливання не повинно перевищувати $\pm 2\%$;
- регулювання має бути налагоджено таким чином, щоб коливання частоти не перевищувало $0,25\text{Гц}$, а найбільш достовірні результати досягаються в разі коливання частоти $0,1\text{ Гц}$;
- для вимірювання частоти рекомендується застосовувати частотомір класу 0,2 зі шкалою $45\text{--}55\text{ Гц}$.

Під час роботи на холостому ході установлюють синхронізатор в положення, яке відповідає 110% стандартної кількості обертів. Зняття статичної характеристики здійснюють для паралельної роботи турбогенератора з електромережею. Турбіни з протитиском працюють за електричним графіком, а турбіни з регульованим відбором пари – в конденсаційному режимі. За допомогою синхронізатора поступово підвищують навантаження від нуля до максимально допустимого. Таких станів підвищення навантаження має бути більше $10\text{--}15$. На кожному етапі має установитись усталений режим, в якому коливання параметрів не перевищує допустимих меж. Тривалість кожного етапу становить 10 хвилин.

Під час установленого режиму вимірюють електричну потужність, кількість обертів, параметри та витрату пари, визначають їх середні значення за інтервал вимірювань. За даними вимірювань будуються статичні характеристики (рис. 9).

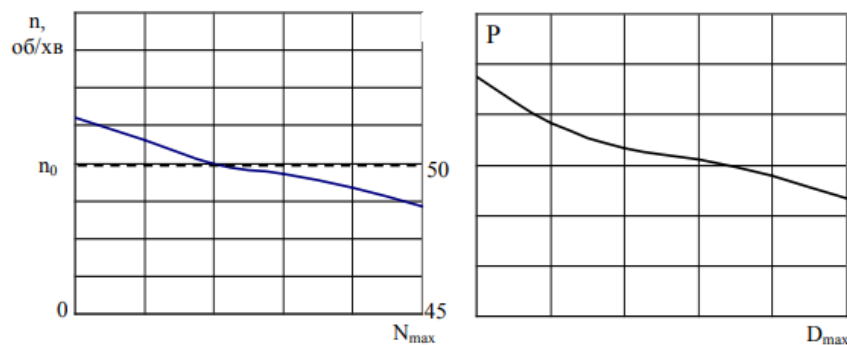


Рисунок 9 – Вигляд статичних характеристик регулювання

На підставі отриманої характеристики $n = f(N)$ визначається міра нерівномірності регулювання δ і міра нечутливості регулювання.

Для протитискових турбін, які працюють за тепловим графіком, зняття характеристик здійснюється також за умови роботи під управлінням регулятора тиску. Для промислових турбогенераторів, які працюють в умовах змінного навантаження паралельно з електромережею, рекомендується загальну міру нерівномірності установлювати не меншою 5% , а верхня міра її становить $5,6\%$, оскільки скидання повного навантаження з меншою мірою нерівномірності не витримується. Установлено, що збільшення питомої витрати пари на турбіну підвищує міру нерівномірності регулювання.

Збільшення витрати пари на турбіну зумовлено зменшенням робочого теплоперепаду. Величина останнього зменшується в разі зменшення початкових параметрів пари та збільшення кінцевих параметрів пари. Такий самий ефект досягається у випадку забруднення проточної частини турбіни (погіршення її економічності). Цим явищем не можна нехтувати під час експлуатації турбогенераторів на ТЕЦ. За умови роботи таких турбін з великою мірою нерівномірності регулювання у випадках різкої зміни постачання пари за тепловим графіком призводить до роботи зі змінною мірою регулювання. Під час експлуатації примусовий перехід на роботу за електричним графіком викликає необхідність працювати зі зниженими параметрами протитиску. Ця вимога викликана вимогами технології та не забезпечена діапазоном роботи регулятора протитиску. За умови такої роботи турбіна працює зі зниженою мірою нерівномірності, а коливання навантаження в енергосистемі сприймаються малопотужною турбіною як пікові. Це викликає аварії або неполадки турбіни. Зміна міри нерівномірності регулювання може бути викликана вимушеною роботою турбіни з високою температурою. Наведені випадки підтверджуються експериментально. Тому в разі зміни умов роботи необхідно введення поправок і корегувань в систему регулювання для того, щоб підтримувати міру нерівномірності регулювання на заданому рівні.

В процесі випробувань перевіряють вібраційний стан турбогенератора. Вібрація підшипників вимірюється за допомогою вібрографа в трьох напрямках: вертикальному, горизонтальному і горизонтально-поперечному. Виміряна амплітуда коливань не повинна перевищувати нормативну.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Базова:

1. Експлуатація промислового теплоенергетичного устаткування : електронний навчальний посібник комбінованого (локального та мережного) використання [Електронний ресурс] / Резидент Н. В., Ткаченко С. Й., Чепурний М. М. – [Вид. 2-е, перероб. і доп.]. – Вінниця : ВНТУ, 2023. – 142 с.
2. Експлуатація теплоенергетичних установок і систем: Підручник. / За редакцією професора Б.Х. Драганова: - Київ: ЦП «Компринт», - 2017 – 338 с.
3. Правила безпечної експлуатації тепломеханічного обладнання теплових мереж: Затв.-15.11.2001№ 485/Мін. праці України. - Х.: Форт, 2003. – 336 с.

Допоміжна:

4. РД 34.35.615-76 Норми технічного обслуговування технологічних захистів теплоенергетичного обладнання на теплових електростанціях.
5. Клімов С.В. Експлуатація і обслуговування машин: навч. посібник. Рівне: НУВГП, 2010. 218 с.
6. Романовський Г.Ф., Султанський Ю.О., Харченко В.І. Будова, правила технічної експлуатації та обслуговування газотурбінних двигунів: навч. посібник. Миколаїв: Вид-во НУК, 2011. 156 с.
7. Ельтельман Е.М., Ельтельман Л.Е. Експлуатація вентиляційних систем хімічних виробництв. - Л.: Хімія, 2016. – 112 с.
8. Налагодження і регулювання систем вентиляції та кондиціонування повітря: Довід. посібник / Б.А. Журавльов, Г.Я. Загальський, П.А. Овчінніков: Під ред. Б.А. Журавльова. - К.: Будівельник, 2015. – 448 с.
9. Волков О.Д. Проектування вентиляції промислової будівлі. - Харків: Вища шк. 2015. –239 с.
10. Наладка і експлуатація водяних теплових мереж: Довідник/ В.І. Манюк, Я.І. Каплінський, Е.Б. Хиж. - К.: Будівельник, 2016. –432с.
11. Експлуатація теплових пунктів і систем теплоспоживання: Довідник / В.П. Вітальєв, В.Б. Ніколаєв, Н.Н. Сельдін. - К.: Будівельник, 2015. – 623 с.
12. Борщов Д.Я. Експлуатація опалювальної котельні на газоподібному паливі. – К.: Будівельник, 2017. –240с.
13. Драганов Б.Х., Буляндра О.Ф., Міщенко А.В. Теплоенергетичні установки і системи в сільському господарстві / За ред. Б.Х. Драганова. – Київ: Урожай, 1995. – 224 с.

Інтернет ресурси:

14. <https://profiteh.ua/tekhnichna-ekspluatatsiia-teplovyykh-ustanovok-ta-merezh/>
15. <https://profiteh.ua/ekspluatatsiia-teplomekhanichnoho-obladnannia/>
16. <https://vzo.com.ua/ua/content/kotelni-ustanovki>
17. <http://energetika.in.ua/ru/books/book-3/part-1/section-2/2-13>
18. <https://bio.ukr.bio/ua/articles/11016/>

Чепіжний Андрій Володимирович

ЕКСПЛУАТАЦІЯ ТЕПЛОЕНЕРГЕТИЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

**Методичні вказівки щодо проведення практичних занять
Частина 1**

Суми РВВ, Сумський національний аграрний університет, вул. Г. Кондратьєва, 160

Підписано до друку: січень, 2025р. Формат А5: Гарнітура Times New Roman
Тираж: 50 примірників Замовлення _____ Умов. друк. арк. 2,1
