



Національний університет
водного господарства
та природокористування

Міністерство освіти і науки України

**Національний університет водного господарства
та природокористування**

Ю.Ю.Філіпович

**«МЕХАНІЧНЕ І ДОПОМІЖНЕ
ОБЛАДНАННЯ
ГІДРОЕНЕРГЕТИЧНИХ
УСТАНОВОК. ПРАКТИКУМ»**

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

**Для студентів напрямку підготовки
6.050602 – «Гідроенергетика»**

Рівне – 2016



*Затверджено вченою радою Національного університету водного господарства та природокористування.
(Протокол № 9 від 31 жовтня 2014 р.)*

Рецензенти:

Волков О. В., доктор технічних наук, професор Запорізької державної інженерної академії;

Хланук М. М., доктор технічних наук, професор Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне;

Волощук В. А., кандидат технічних наук, доцент Національного університету водного господарства та природокористування, м. Рівне.

Філіпович Ю. Ю.

Ф 51 Механічне і допоміжне обладнання гідроенергетичних установок. Практикум: Навчальний посібник.— Рівне: НУВГП, 2016.— 211 с.

Наведено опис сучасних типів механічного та допоміжного обладнання гідроенергетичних установок (ГЕУ). Описано види та схеми гідроенергетичних установок, місце розташування допоміжного обладнання у них, призначення та склад допоміжних приміщень ГЕУ.

Викладено методику підбору та розрахунків механічного та допоміжного обладнання гідроенергетичних установок.

Навчальний посібник відповідає затвердженій робочій програмі дисципліни «Механічне та допоміжне обладнання ГЕС» та призначений для студентів вищих навчальних закладів, які навчаються за галуззю знань 0506 – «Енергетика та енергетичне машинобудування» за напрямом підготовки 6.050602 – «Гідроенергетика».

Табл. 31. Іл. 85. Бібліогр. 10 назв.

УДК 621.311.21 (073)

ББК 31.57 (я 7-6)

© Філіпович Ю.Ю., 2016

© Національний університет
водного господарства та
природокористування, 2016



ПЕРЕДМОВА

Робота фахівців-гідроенергетиків на гідроенергетичних об'єктах потребує ґрунтовних знань структури, складу та робочих параметрів гідросилового, механічного та допоміжного обладнання енергетичних установок (ГЕС, ГАЕС, насосних станцій). Тому вивчення дисципліни «Механічне і допоміжне обладнання гідроенергетичних установок» є важливою ланкою в системі підготовки спеціалістів у галузі гідроенергетики.

Курс «Механічне і допоміжне обладнання гідроенергетичних установок» є інженерним предметом і має на меті формування знань у бакалаврів напрямів підготовки «Гідроенергетика» та «Будівництво» (професійне спрямування «Гідротехнічне будівництво») щодо складу сучасного механічного і допоміжного обладнання та допоміжних приміщень гідроенергетичних установок, що необхідно для прийняття оптимальних рішень при проектуванні будівель ГЕУ.

У результаті вивчення даного курсу студент повинен:

знати: сучасні типи та види механічного та допоміжного обладнання ГЕУ; їх призначення і принцип роботи; види та схеми гідроенергетичних установок, місце розташування допоміжного обладнання у них; призначення та склад допоміжних приміщень;

вміти: підбирати тип та марку допоміжного обладнання ГЕУ в залежності від функціонування гідроенергетичного об'єкта; розраховувати робочі параметри механічного та допоміжного обладнання; визначати габаритні розміри допоміжних приміщень ГЕУ і розміщувати у них необхідні установки, агрегати та інструменти; використовувати техніко-економічні розрахунки при виборі способів використання механічного та допоміжного обладнання при проектуванні ГЕУ.

Навчальний посібник призначений для студентів ВНЗ, які навчаються за галуззю знань 0506 – «Енергетика та енергетичне машинобудування» за напрямом підготовки 6.050602 – «Гідроенергетика».



1. МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИВЧЕННЯ ТЕМ ЗМІСТОВИХ МОДУЛІВ

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ № 1

«Механічне і вантажопідйомне обладнання»

Тема 1. Характеристика механічного, вантажопідйомного та допоміжного обладнання

До складу **механічного обладнання** гідроенергетичних установок (ГЕУ) включають сміттєзатримуючі решітки та затвори (аварійний та аварійно-ремонтний водоприймача і ремонтний відсмоктувальної труби, а також передтурбінні затвори).

Підйомно-транспортне обладнання призначене для монтажу гідротурбінного і електричного устаткування ГЕС, ГАЕС та насосних станцій, маневрування затворами водоприймачів і водовипускних отворів, а також для проведення ремонтних робіт [1]. Основними типами підйомно-транспортного обладнання ГЕУ є мостові і козлові (рідше напівкозлові) крани, гідропідйомники та засоби малої механізації.

Мостовий кран – це ферма, що пересувається підкрановими балками. Для переміщення деталей, що монтуються, у поперечному напрямку, по верхньому поясу ферми рухається візок, обладнаний тросовим підйомником (лебідкою). Лебідка, як правило, обладнана двома гаками – головним і допоміжним (меншої вантажопідйомності). Головний гак крана призначений для підйому найбільш важких елементів обладнання, маса яких визначається прийнятою схемою монтажу. Мостові крани використовуються у машинних залах закритого типу, і розташовуються на висоті, що забезпечує перенесення найбільш габаритних вузлів і деталей обладнання під час монтажу агрегата або його ремонту, без зупинки інших агрегатів станції.

Козловий кран - це об'ємна конструкція, що опирається на чотири опори, обладнані ходовою частиною для пересування крана підкрановими балками. На верхній частині крана розташовується вантажний візок з гаками. Козловий кран не вимагає влаштування підкранових опор та балок, і часто використовується на майданчиках над машинним залом відкритих ГЕС і ГАЕС, у водоприймачах, водоскидних спорудах та ін.



Гідропідйомник - це циліндр, до поршня якого приєднаний шток, що з'єднується у свою чергу із обладнанням, що переміщує затвор. Гідропідйомники використовуються як підйомні механізми аварійних затворів водоприймачів, що вимагають примусового опускання у проточну воду при аваріях на гідроагрегаті. Зусилля, що розвивається гідропідйомниками, залежить від тиску масла у ньому (до 40 МПа) і складає 6 МН та більше [3].

Мала механізація широко використовується на ГЕУ у процесі монтажних і ремонтних робіт, що не потребують переміщення великих і важких вузлів та деталей. Для вертикального переміщення використовуються ручні та електричні талі вантажопідйомністю до 10 т, гідравлічні домкрати (для підйому головних трансформаторів при повороті їх ходових коліс), кран-балки (у турбінній шахті агрегата для розбирання системи регулювання турбіни або витягування окремої ушкодженої лопатки направляючого апарату). Для горизонтального переміщення вузлів і деталей широко використовуються візки та електрокари.

Допоміжне обладнання ГЕУ складається із систем масляного господарства, технічного водопостачання, пневматичного господарства, відкачування води із проточної частини агрегатів та дренажних колодязів. *Масляне господарство* призначене для забезпечення гідротурбінного та генераторного обладнання турбінним маслом, а також для забезпечення ізоляційним маслом головних силових трансформаторів. *Технічне водопостачання* забезпечує роботу охолоджувачів гідрогенераторів, охолодження ванни під'ятника, змащення турбінного підшипника, охолодження великих компресорних установок та силових трансформаторів з водяним охолодженням. *Пневматичне господарство* призначене для забезпечення гідросилового і електричного обладнання станції стисненим повітрям. *Система відкачування води* призначена для видалення води із проточного тракту агрегатів при проведенні ремонтів і оглядів. Також до складу допоміжного обладнання відносяться *система протипожежного водопостачання та трансформаторні майстерні*.

Для забезпечення нормальної експлуатації ГЕС, ГАЕС і насосних станцій передбачаються також *система дренажу* (для видалення фільтраційних вод), *системи вентиляції, опалення*, а також необхідні *протипожежні і санітарно-технічні пристрої*.



Масляне господарство. На ГЕУ використовуються два сорти масла: *турбінне* (для змащення) та *ізоляційне* (трансформаторне), змішування яких не допустиме. Тому передбачаються окремі ємкості для їх збереження і маслопроводи для транспортування цих масел [1]. Найбільша кількість масла знаходиться у системі регулювання турбіни. Орієнтовно її можна визначити за формулою

$$G = k \cdot \frac{N \cdot \sqrt{D_1}}{\sqrt{H}}, \quad (1.1)$$

де G – кількість масла, кг; N – номінальна потужність гідротурбіни, кВт; D_1 – діаметр робочого колеса турбіни, м; H – максимальний напір, м; k – коефіцієнт, рівний для поворотно-лопатевої турбіни $0,9 \div 1,1$, для радіально-осьової турбіни — $0,45 \div 0,65$ і для ківшевої турбіни $1,35 \div 1,8$.

Кількість масла у системах змащення агрегата складає $25 \div 35\%$ від кількості, що міститься у системі регулювання. Кількість масла, що заливається у трансформатори, становить близько 3 кг на кожні 1000 кВ·А його потужності [3]. Термін служби масла у середньому становить $12 \div 15$ тис.год у системі регулювання, $500 \div 1000$ год у системі змащення.

З протипожежних міркувань зберігати значну кількість масла безпосередньо у будівлі ГЕУ не дозволяється. Існуючими нормами [3] на території ГЕС дозволяється зберігати у наземних резервуарах не більше 300 т, у підземних – до 500 т. У резервуарах масляного господарства будівлі ГЕС можна зберігати не більше 100 т масла. Інші запаси масла повинні зберігатися у спеціальних ємкостях, розташованих на відгороджених і пожежобезпечних майданчиках.

Продуктивність **системи технічного водопостачання** (СТВ) визначається температурою води, що надходить до неї, і приймається рівною 20°C для північних районів країни і 25°C – для південних. На попередніх стадіях проектування витрата води у системі СТВ може визначатися за такими формулами

- для охолодження генератора, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q = \frac{0,36 \cdot P \cdot (1 - \eta_g)}{\Delta t}, \quad (1.2)$$

де P – номінальна потужність гідрогенератора, кВт; η_g – ККД гідрогенератора; Δt – перепад температури охолоджуючої води, що



приймається рівною 10°C при температурі води на вході у СТВ меншій 20°C , і 5°C при температурі води на вході більше 25°C ;

- для охолодження підп'ятника генератора, $\text{м}^3/\text{с}$,

$$Q = \frac{0,86 \cdot \Delta P}{\Delta t}, \quad (1.3)$$

де $\Delta P = A \cdot P_z^{3/2} \cdot n^{3/2} \cdot 10^{-4}$ – втрати потужності генератора, кВт; P_z – повне осьове зусилля на п'яту, МН; n – частота обертів агрегата, об/хв; $A=0,5$ для генератора зонтичного виконання, $A=3,5$ для генератора підвісного типу; $\Delta t=5 \div 8^{\circ}\text{C}$ різниця температур для охолоджуючої води.

Живлення СТВ здійснюється із верхнього або нижнього б'єфів ГЕУ. У залежності від напору рекомендується приймати наступні схеми живлення [2, 3]: при напорах до 15 м або понад $40 \div 50$ м – насосне живлення із нижнього б'єфу; при напорах більших, ніж $40 \div 50$ м може застосовуватися живлення із верхнього б'єфу або турбінних водоводів із наступним пониженням тиску редукторами або діафрагмами; при напорах від 10 до 50 м – самоплинна система із забором води із верхнього б'єфу, а у пригреблевих будівлях ГЕС – із турбінних водоводов. Водозабірні пристрої розташовуються у бичках або устоях будівлі ГЕС зі сторони верхнього або нижнього б'єфів (руслів ГЕС), або на турбінних водоводах, або у турбінних камерах (пригреблеві і дериваційні ГЕС).

Система водяного пожежегасіння призначається для гасіння пожеж у гідрогенераторах та приміщеннях будівлі ГЕС і принципово не відрізняється від системи технічного водопостачання.

Система пневматичного господарства призначена для забезпечення гідросилового і електричного обладнання станції стисненим повітрям і складається із компресорних установок, ресиверів, магістральних повітряпроводів і розподільчих ліній до споживачів повітря. Тиск повітря для системи регулювання турбіни на великих агрегатах досягає $4 \div 6$ МПа, для інших споживачів – $0,6 \div 0,7$ МПа, у зв'язку з чим використовуються компресори високого і низького тиску.

Орієнтовно загальна витрата повітря у системі пневматичного господарства ГЕС (при атмосферному тиску) складає $13 \text{ м}^3/\text{хв}$ на кожні 1000 кВт установленної потужності [1, 3].

**Система осушення проточної частини агрегатів.**

При ремонтах і оглядах проточної частини гідроагрегатного блоку і турбіни необхідно спорожнити турбінні камери, відсмоктувальні труби або відвідні лотоки ківшевих турбін. Частина проточного тракту, що розташована вище рівня нижнього б'єфу, осушується самоплином, а вода із підвідної частини повинна відкачуватися спеціальними насосами.

Система осушення проектується таким чином, щоб тривалість осушення проточного тракту становила 4÷8 год.

Можливі декілька схем відкачування, що застосовуються на ГЕС різної потужності із різним числом агрегатів:

1) індивідуальними насосами для кожного агрегата, що збільшує їх загальну кількість і вимагає високої продуктивності;

2) влаштування центральної насосної станції, що дозволяє зменшити кількість насосів, але вимагає прокладання додаткових трубопроводів і установки на них засувки переключення;

3) схема із переносним насосом може бути застосована тільки на агрегатах малих ГЕС при невеликій їх кількості;

4) для ГЕС великої потужності із великою кількістю агрегатів центральні насосні станції розташовуються на нижніх поверхах блоку монтажної площадки, причому вода до них підводиться водоріймальною патерною або магістральним колектором.

Напірні зливні лінії від насосів виводяться у нижній б'єф (на низьконапірних ГЕС – з метою скорочення довжини ліній, можливий вивід у верхній б'єф) під найнижчий рівень води із установкою зворотнього клапана. Для видалення фільтраційної води, що надходить у будівлю ГЕУ через деформаційні шви, масив бетону і т.п., передбачається **дренажна система**, що складається із приямків, розташованих на низьких відмітках, і спеціальних дренажних насосів, включення і виключення яких виконується автоматично за допомогою поплавкового реле.

Службові приміщення будівлі ГЕС. Допоміжні системи та обладнання для обслуговування і проведення періодичних планово-попереджувальних і капітальних ремонтів основного обладнання ГЕУ вимагають спеціальних службових і виробничих приміщень. Значна їх частина знаходиться безпосередньо у будівлі, де розташовуються також службові кабінети і місця загального користування. У будівлях високонапірних дериваційних ГЕС, що



мають невеликі розміри турбінного обладнання, частину службових приміщень виносять у спеціальну будівлю, розташовану поблизу будівлі ГЕС. На руслових ГЕС із великими розмірами гідротурбін і розвиненою підвідною частиною, у ній, як правило, вдається розмістити усі службові приміщення.

Основними **допоміжними приміщеннями** ГЕУ є [1, 5]: приміщення управлінського персоналу, гідротехнічний і електротехнічний цехи, складські приміщення, механічна майстерня, інструментальна, центральний пульт управління, акумуляторна, зарядна станція, щити постійного струму і релейні щити, масляне і пневматичне господарства, насосна станція технічного водопостачання, насосна установка системи осушення проточної частини агрегата.

При проектуванні нових ГЕС під час компонування гідроагрегатних блоків і монтажної площадки необхідно використовувати приміщення всередині будівлі станції.

Контрольні запитання:

1. Що відносять до механічного обладнання ГЕУ?
2. Що входить до складу допоміжного обладнання ГЕУ?
3. Призначення і склад обладнання масляного господарства.
4. Які функції технічного водопостачання ГЕУ?
5. Призначення і склад обладнання пневматичного господарства.
6. Яке призначення системи осушення проточної частини?
7. Призначення та розташування службових приміщень ГЕУ.

Тема 2. Сміттєзатримуючі решітки.

Сміттєочисні пристрої

Сміттєзатримуючі решітки призначені для захисту гідроагрегатів від плаваючих тіл або від тіл, що переносяться потоком по дну (лід, сміття, що затонуло, деревина, торф і т.п).

На ГАЕС сміттєзатримуючими решітками обладнуються водоприймачі-водовипуски і всмоктувально-відсмоктувальні труби [4, 5]. Решітки всмоктувально-відсмоктувальних труб призначені для захисту агрегатів від потрапляння сміття при роботі ГАЕС у насосному режимі. При роботі ГАЕС у турбінному режимі, решітки всмоктувально-відсмоктувальних труб піднімають над рівнем нижнього б'єфу, що зменшує гідравлічний опір турбінного блоку.



У процесі експлуатації ГЕУ виконується періодичне піднімання сміттєзатримуючих решіток із порогу для їх огляду, ремонту, фарбування, очищення від сміття і продуктів корозії. Решітки опускають на поріг або піднімають із нього у зібраному вигляді за допомогою захватної балки або штанг у спокійній воді при зупиненому гідроагрегаті. Транспортування решіток у сховище або на площадку антикорозійного захисту здійснюються посекційно, для чого решітки після підйому роз'єднують на окремі секції.

Сміттєзатримуючі решітки можуть установлюватися як вертикально, так і похило. Вертикальна установка зручніша у тому випадку, коли очікується засмічення водоприймачів і решіток затонулою деревиною та торфом, оскільки дозволяє проводити їх очищення грейферами. Похила установка доцільна при очікуваному засміченні решіток дрібним сміттям, оскільки їх похил значно підвищує ефективність роботи решіткоочисної машини. Крім того, при однакових швидкостях води перед ними, похилі решітки мають менший гідравлічний опір, ніж вертикальні.

Вартість споруди при вертикальній установці решіток дещо нижча у порівнянні із вартістю при похилій компоновці. Вертикальні решітки при відповідному обґрунтуванні можуть встановлюватися у пази ремонтних затворів, що дешевше, але при експлуатації, у цьому випадку, виникають деякі незручності.

Водоприймачі мають мінімальні гідравлічні втрати, якщо стеля і поріг їх початкових ділянок окреслені за еліптичними кривими.

Способи боротьби із зледенінням решіток. Обігрів решіток у період зимової експлуатації є надійним способом запобігання кристалізації переохолодженої води і прилипания до них шуги. Але обігрів не може призупинити процес обмерзання решіток, який уже почався, і розтопити утворений на них лід (*шугу*). Обігрів не може також зберегти решітку від механічного забивання її льодом, що підпливає. Налипання шуги, що пливе водою, і кристалізація переохолодженої води на решітках не спостерігаються, якщо їх температура становить $t_{\text{РЕШ}}=0,01\ldots0,03\text{ }^{\circ}\text{C}$, а температура переохолодженої води $t_{\text{ВОД}}=(-0,07)\ldots(-0,1)\text{ }^{\circ}\text{C}$ [1]. Система обігріву повинна бути увімкнена до початку переохолодження води і до появи шуги перед решітками. Для цього на станціях установлюють шугосигнализатори і спеціальну систему контролю температури води [1, 3], що вчасно вмикають систему обігріву решіток. Витрати



енергії на обігрів решіток є досить великими. Вони становлять від 2,0 до 4,5 кВт на кожен 1 м² перекритого отвору або 4÷7 кВт на 1 м³ витрати турбіни [1]. При визначенні потужності системи електрообігріву, її розрахункове значення збільшують на 30÷50%.

Решітки, що не обігріваються. Сміттєзатримуючі решітки із каркасом із суцільних елементів найбільш доцільно застосовувати на водоприймачах ГЕУ, що характеризуються незначними змінами кутів натікання потоку у вертикальній площині (у межах від 0 до 10°), оскільки при цих умовах забезпечуються мінімальні втрати напору. Решітка по висоті може складатися із декількох секцій, з'єднаних між собою зчепленими. Кожна секція складається із сміттєзатримуючих стержнів, каркасу і опорно-ходових частин.

Втрати напору на стержнях становлять близько 30% загальних втрат на решітці [3]. Для їх зменшення застосовують стержні обтічної форми, гідравлічний опір яких у 1,5 рази менший гідравлічного опору стержнів прямокутного перерізу.

Відстань між стержнями у світлі вибирається такою, щоб вона не перевищувала найменшого зазору між лопатками турбіни. Орієнтовні відстані у світлі між стержнями приймаються у межах від 60 до 200 мм у залежності від типорозміру турбіни.

Для поворотно-лопатевих і пропеллерних турбін

рекомендується відстань, рівна $\frac{1}{20} D_1$ (D_1 — діаметр робочого

колеса), але не більше 200 мм; для радіально-осьових і діагональних

$\frac{1}{30} D_1$, але не більше 100 мм; для ківшевих – від 20 до 65 мм, у

відповідності із вихідним діаметром сопла.

Решітки із електрообігрівом. Найбільш розповсюдженими способами обігріву решіток є електрообігрів трьох видів: шинний, індукційний і комбінований.

Решітки із *шинним електрообігрівом* мають досить просту конструкцію. Провідниками струму є ізольовані один від одного та від несучого каркасу сміттєзатримуючі стержні. Такі решітки можуть експлуатуватися навіть тоді, коли їх верхня частина під час спрацювання водосховища опиняється над водою.



У решітках із індукційним електрообігрівом, обігрів здійснюється за рахунок виділення тепла при циркуляції вихрових струмів, що індукуються магнітним полем у сталевих елементах решітки. У решітках із індукційним обігрівом, на відміну від решіток із шинним обігрівом, стержні приварюються до ригелів – і поперечних зв'язків не мають, тому ККД обігріву вищий.

У решітках із комбінованим електрообігрівом передбачається шинний обігрів стержнів та індукційний обігрів каркасу [1]. Переваги обігріву цих решіток полягають у наступному: крім стержнів обігрівається також каркас (на відміну від решіток із шинним обігрівом), застосовуються стержні більш простої конструкції і менш підвладні впливу динамічних навантажень (на відміну від решіток з індукційним обігрівом).

Сміттєочисні пристрої призначені для очищення сміттєзатримуючих решіток і передрешіткового простору. Для очищення решіток від дрібного сміття застосовують самохідні решіткоочисні машини, робочим органом яких є ківш, а також повнопрольотні грейфери і механічні граблі. Для очищення передрешіткового простору від великих предметів (дерев, торфу і т.п.) застосовують багатозахватні грейфери типу «Поліп».

Очищення решіток проводять у спокійній воді, для чого водовід попередньо перекидають затворами. Цілковито механізувати процес очищення, у зв'язку із труднощами видалення великих тіл, що перешкоджають проходженню захватів грейфера між стержнями решітки, вдається не завжди. У цьому випадку решітку або виймають із пазів і проводять її очищення вручну, або виконують цю операцію за допомогою водолазної служби.

Решіткоочисні машини. На водоприймачах невеликих ГЕУ, при відсутності козлових і мостових кранів, очищення сміттєзатримуючих решіток, що встановлені як вертикально, так і з похилом, виконується решіткоочисними машинами.

Грейфери типу «Поліп» (рис.П.4) виконуються трьох типів: для захоплення дрібного сміття - шестизахватними, для захоплення сміття середньої крупності — чотирьохзахватними, і для захоплення великих предметів — трьохзахватними [3].

Повнопрольотні грейфери (рис.П.5) мають такі ж прольоти, як і решітки, що ними очищаються. Вони виконуються двох- і багатозахватними [3]. У першому випадку грейфер має один



нерухомий і один поворотний захват. У другому випадку – поворотний захват розділений на кілька секцій, що можуть повертатися незалежно одна від одної.

Контрольні запитання:

1. Які вимоги висуваються до вибору окреслення напірних водоприймачів?
2. Назвіть умови роботи сміттєзатримуючих решіток.
3. Які є способи установки сміттєзатримуючих решіток?
4. Які є способи боротьби із зледенінням решіток?
5. Конструкції сміттєзатримуючих решіток.
6. Яке призначення і умови роботи сміттєочисних пристроїв?
7. Конструкція та принцип роботи решіткоочисних машин.

Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб

Класифікація затворів, їх розташування. За призначенням затвори водоприймачів поділяються на:

- 1) *ремонтні затвори* застосовують для перекриття отворів під час ремонту аварійно-ремонтних затворів, що знаходяться за ними, а також їх заставних частин, гідроагрегатів та водовідов;
- 2) *аварійно-ремонтні затвори водоприймачів та відсмоктувальних труб* призначені для припинення подачі води у турбінні водоводи.

Умови роботи затворів. Нормальна робота аварійно-ремонтних затворів і турбінних водоводів у значній мірі залежить від правильного вибору площі поперечного перерізу *аераційних труб*, призначених для впуску повітря при спорожненні, і випуску повітря при наповненні водоводів, а також для зриву вакууму за затвором при аварійному його перекритті. Мінімальна площа поперечного перерізу аераційної труби повинна бути рівна

$$F \geq \frac{Q}{v_{\text{доп}}}, \quad (3.1)$$

де Q – найбільша витрата повітря у аераційній трубі; $v_{\text{доп}}$ – допустима швидкість повітря (як правило приймається до 50 м/с, а для прямолінійних труб із плавним обкресленим входом – до 60 м/с).

При опусканні затвора у потік найбільша витрата повітря рівна

$$Q = Q_T - Q_{\Pi} + Q_B \quad (3.2)$$



де Q_T – максимальна витрата води через гідротурбіну при спорожнюванні водоводу при напорі, що відповідає рівню води на відмітці вищої точки трубопроводу за затвором; Q_{Π} – витрата води, що надходить у водовід з-під затвора при відкритті 10%; $Q_B \approx 0,4 \cdot Q_{\Pi}$ – витрата повітря, що захоплюється вальцем води.

Отже, для попередніх розрахунків можна користуватися співвідношенням $Q \approx Q_T - 0,6Q_{\Pi}$.

Конструкція затворів водоприймачів.

Ремонтні затвори (одиначні або секційні), як правило, виконують плоскими ковзаючими, ригельної конструкції (рис.ІІ.6). Обшивка і контур ущільнень, у залежності від конструкції водоприймача, можуть бути розташовані як з напірної, так і з безнапірної сторони [3]. Пролітна частина будівлі ГЕУ забезпечується бічними і зворотними упорами (зворотними буферними розпірками), а також байпасами. Відкриття *байпаса* здійснюється у такій послідовності: на затвор опускається захватна балка, що зчіплюється із зчіпним пристроєм, байпас піднімається на висоту, визначену розміром овальних отворів - і при цьому відбувається заповнення водою міжзатворного простору.

Аварійно-ремонтні затвори (одиначні або секційні) виконують плоскими ковзаючими, ригельної конструкції, іноді колісними (рис.ІІ.7). Ущільнення кріпляться на самому затворі. Обшивка і нижнє ножове ущільнення розташовуються з напірної сторони, а верхні і вертикальні ущільнення — із безнапірної. Така конструкція дозволяє виконувати посадку затвора на поріг у потоці за рахунок тиску стовпа води на затвор і його власної маси.

Кранове обладнання. У якості обслуговуючих механізмів, як правило, застосовують мостові або козлові крани, що мають механізми головного і допоміжного підйомів, а також механізми пересування візка і самого крана. За допомогою механізму головного підйому здійснюється монтаж і транспортування габаритного механічного обладнання і металоконструкцій (сміттєзатримуючі решітки, ремонтні затвори, аварійно-ремонтні затвори, гідроциліндри і т.д.), а також обслуговування ремонтних затворів і сміттєзатримуючих решіток при їх експлуатації. Механізми допоміжного підйому призначені для обслуговування грейферів, захватних балок і для монтажу дрібного обладнання.

Мостові крани, як правило, встановлюються на водоприймачах гідроелектростанцій, що розташовуються у районах із суворим



кліматом у закритих опалювальних приміщеннях. Найбільш поширені крани з такими характеристиками [1, 3, 5]: проліт $8,5 \div 14,5$ м, вантажопідйомність $40 \div 250$ т, швидкість підйому $2 \div 5$ м/хв, швидкість пересування візка $5 \div 6$ м/хв, швидкість пересування крана $6 \div 12$ м/хв.

Козлові крани є найбільш розповсюдженими підйомно-транспортними механізмами при обслуговуванні водоприймачів. Один козловий кран може обслуговувати механічне обладнання як водоприймача, так і водозливної греблі. Портали кранів можуть бути бесконсольні, одноконсольні і двохконсольні. Використовують крани із наступними характеристиками [3]: проліт $7,5 \div 14,5$ м, вантажопідйомність $80 \div 700$ т, швидкості: підйому $0,5 \div 3$ м/хв, пересування візка $5 \div 13$ м/хв, пересування крана $10 \div 20$ м/хв.

Індивідуальні підйомні механізми. Аварійно-ремонтні затвори у разі потреби обслуговуються канатними механізмами або гідроприводами, що забезпечують швидке опускання затворів за командами, що надходять від приладів автоматичного захисту при розриві турбінного водоводу або при розгоні гідроагрегата.

Канатні механізми зі швидким спуском затворів (рис.ІІІ.2) застосовуються у ряді випадків на малоагрегатних ГЕС.

Гідроприводи (рис.ІІІ.3) для обслуговування аварійно-ремонтних затворів одержали широке поширення завдяки їх перевагам: малих габаритах і масі, простоті і зручності управління, можливості здійснення руху за заданою програмою і безступінчастому регулюванні швидкості, плавності роботи. До недоліків гідроприводів відносяться: витікання робочої рідини, що знижує точність роботи і ККД системи, необхідність збору і відведення зовнішніх витікань з метою уникнення забруднення водотоку, технологічна складність виготовлення вузлів, необхідність застосування високоякісної термічно обробленої сталі.

Гідроприводом виконуються наступні операції [1, 3]: відкриття байпаса, підйом і опускання затвора у спокійну воду, опускання затвора у текучу воду, утримання затвора у піднятому положенні.

Ремонтні затвори відсмоктувальних труб призначені для перекриття отвору зі сторони нижнього б'єфу при ремонті гідроагрегатів. Затвори можуть бути розташовані як на виході із відсмоктувальних труб, так і у прорізах їх дифузорів. Затвори, що встановлюються у пази, отримали найбільше поширення на ГЕС [1,



3, 5]. Вони виконуються плоскими ковзаючими, ригельної конструкції. Обшивка розташовується зі сторони нижнього б'єфу (з напірної сторони), контур ущільнення знаходиться зі сторони верхнього б'єфу. Пролітна будівля затвора оснащується бічними і зворотними упорами, висувними підхватами, а у окремих випадках – байпасами та підвісом для зчеплення із захватною балкою.

Механізми для обслуговування затворів відсмоктувальних труб. У якості механізмів для маневрування затворами використовуються мостові, напівкозлові або козлові крани, стаціонарні канатні механізми (для малоагрегатних ГЕС), а при обмеженому габариті споруди над відсмоктувальними трубами — підвісні візки, що пересуваються монорейками.

Плавучі затвори працюють як стійкова конструкція. Нижньою опорою затвора служить поріг, верхньою — перекриття відсмоктувальної труби. Їх плавучість забезпечується коробчастою формою пролітної будівлі і двома циліндричними поплавками [3]. Затвор має систему затоплення і продування поплавків (водяні і повітряні крани) та засувку затоплення пролітної будівлі.

Контрольні запитання:

1. Класифікація затворів, їх розташування.
2. Назвіть умови роботи затворів.
3. Опишіть конструкцію затворів водоприймачів.
4. Які механізми використовують для обслуговування водоприймачів?
5. Які є конструкції затворів відсмоктувальних труб?
6. Які механізми використовуються для обслуговування затворів відсмоктувальних труб?

Тема 4. Передтурбінні затвори

Передтурбінні затвори на турбінних водоводах пригреблевих і дериваційних ГЕС та ГАЕС призначені для: припинення доступу води до гідротурбіни при нормальних умовах експлуатації, а також при виконанні огляду і ремонту її вузлів; припинення доступу води до гідротурбіни або у турбінний водовід при аварійних випадках (при розгоні турбіни і виході з ладу направляючого апарату, розриві турбінного водоводу або падінні тиску масла у котлі маслонапірної установки нижче допустимого; для припинення доступу води до



гідроагрегата ГАЕС при необхідності зміни напрямку обертання ротора у процесі переходу із одного режиму на інший).

Якщо через один водовід подається вода для декількох турбін, то на кожному відгалуженні ставлять затвор. Необхідність установки такого затвора визначається необхідністю продовження роботи інших турбін при відключенні однієї турбіни.

Передтурбінні затвори поділяються на дві групи: *шарові і дискові*. Затвори маркують трьома індексами, що позначають групу затворів, розмір прохідного перерізу у сантиметрах та статичний максимальний напір у метрах водяного стовпа.

Групу затворів позначають двома великими літерами (ЗШ — затвор шаровий; ЗД — затвор дисковий; ЗК — затвор кільцевий), і однією або двома малими літерами, що позначають тип клапана або диска (с — плоскоскошений диск; б — біплановий диск; бс — біплановий симетричний диск; пс — проточний плоскоскошений диск; т — тарілчастий клапан; кр — кільцевий клапан на роторі; кк — кільцевий клапан у корпусі затвора) [3].

Приклад умовного позначення затвора: ЗШт 300-500 (затвор шаровий з тарілчастим клапаном із розміром прохідного перерізу 300 см, розрахований на максимальний статичний напір 500 м).

Шарові затвори розрізняються конструкцією корпусу, ротора, запірних органів (робочого і ремонтного ущільнень) або приводом затвора. Вони використовуються, як правило, при статичних напорах понад 200 м і установлюються перед спіральною камерою турбіни або насоса-турбіни високонапірних ГЕС або ГАЕС.

Дискові затвори розрізняються формою диска, конструкцією ущільнення, розташуванням осі повороту (вертикальним або горизонтальним). Дискові затвори із плоскоскошеним або із біплановим диском однорядного ущільнення застосовують при статичних напорах до 170 м, а із симетричним біплановим диском дворядного ущільнення — при статичних напорах до 230 м.

Затвори повинні закриватися при швидкостях води, що виникають при аварійних випадках (розрив турбінного водоводу, розгін гідроагрегата). Максимальний час аварійного закриття передтурбінного затвора встановлюється у межах 30÷120 с [2], мінімальний — визначається за допустимим значенням гідравлічного удару у турбінному водоводі.



Дисковий затвор із плоскоскошеним диском показано на рис. 4.1. Параметри і розміри затворів наведені у таблицях 4.1 і 4.2.

Корпус затвора виконується литим, зварно-литим або зварним. Затвори із діаметром 2600 мм і більше мають роз'ємний корпус, що складається із двох або більше частин [3]. Він має лапи для установки на фундамент, фланці для з'єднання із турбінним водоводом і спіральною камерою турбіни, втулки для установки підшипників, патрубки для приєднання байпаса і клапанів.

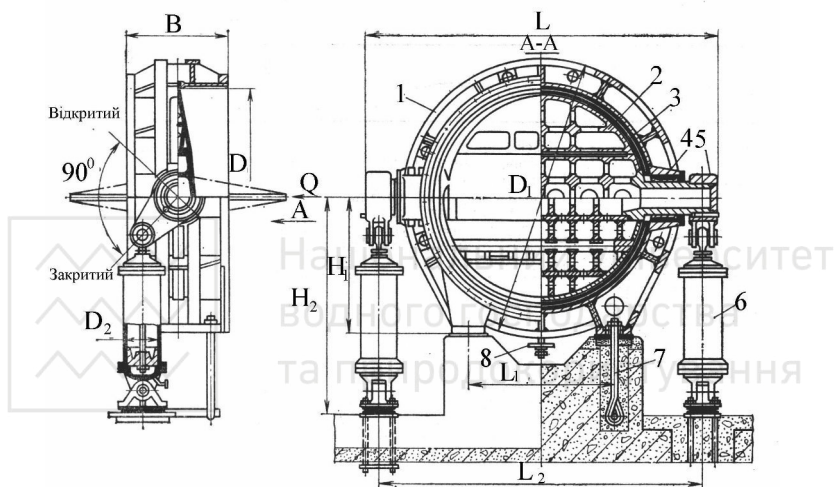


Рис. 4.1. Затвор дисковий із плоскоскошеним диском типу ЗДс:
1 – корпус; 2 – диск; 3 – вузол ущільнення; 4 – підшипники; 5 – важелі;
6 – серводвигуни; 7 – фундаментні болти; 8 – стопорний пристрій

Диск затвора виконується литої, зварної або зварно-литої конструкції, має плоскоскошену форму, завдяки чому втрати напору у відкритому положенні затвора можуть бути зведені до мінімуму.

Дискові затвори ущільнюються гумовими профільними шнурами. Поворот диска виконується серводвигунами через важіль. Диск стопориться у закритому і відкритому положеннях, або тільки у закритому положенні, у залежності від схеми управління та конструкції затвора.



Таблиця 4.1

Параметри дискових затворів із плоскоскошеним диском

Тип затвора	Діаметр затвора, мм	Напір статичний, м	Розрахункова витрата, м ³ /с	Діаметр серводвигуна, мм	Кількість серводвигунів	Час закривання- відкривання, с	Маса затвора, т
ЗДс120-25*	1200	25	1,8	-	-	60	2,7
ЗДс130-120	1300	120	13,0	350	1	45	4,4
ЗДс160-115	1600	115	7,0	400	1	120	5,7
ЗДс220-75	2200	75	10,0	350	1	180	12,2
ЗДс240-60	2400	60	32,0	350	2	180	17,1
ЗДс260-120	2600	120	29,0	600	1	90	20,5
ЗДс320-80	3200	80	82,0	500	2	120	33,0
ЗДс360-46	3600	46	58,0	400	2	120	18,2
ЗДс550-75	5500	75	144	600	2	180	82,0
ЗДс600-120	6000	120	180	800	2	120	135

Таблиця 4.2

Основні розміри дискових затворів із плоскоскошеним диском, мм

Тип затвора	D_1	H_1	H_2	L	L_1	L_2	B
ЗДс120-25	1357	-	-	2270	-	1200	500
ЗДс130-120	1650	650	1800	2250	1450	1200	900
ЗДс160-115	1915	800	1920	2815	1720	1425	900
ЗДс220-75	2530	1000	1795	3650	2350	1800	1100
ЗДс240-60	2730	1100	2555	4135	2470	2065	1200
ЗДс320-80	3740	1400	2870	5370	3500	2500	1500
ЗДс360-46	4180	1555	-	4860	3300	3300	1000
ЗДс550-75	6500	3000	3565	7800	4000	3675	1800
ЗДс600-120	7000	2800	3800	8380	6000	4410	2000

На даний час широке застосування знаходять **біпланові або решітчасті дискові затвори**. Назва затворів пішла від форми диска, що представляє собою просторову решітку у вигляді двох пластин, з'єднаних ребрами. Проточний дисковий біплановий затвор показаний на рис. 4.2, а параметри та розміри дискових біпланових затворів наведені у таблицях 4.3 і 4.4.



Дискові біпланові затвори поділяють на дві групи:

- 1) з однією силовою пластиною і одним рядом ущільнень, що застосовуються при напорах до 170 м – позначаються ЗДб;
- 2) із двома силовими пластинами і двома рядами ущільнень, що застосовуються при напорах до 230 м – позначаються ЗДбс.

Коефіцієнт гідравлічного опору затворів першої групи знаходиться у межах $0,06 \div 0,09$, другої групи - у межах $0,09 \div 0,12$.

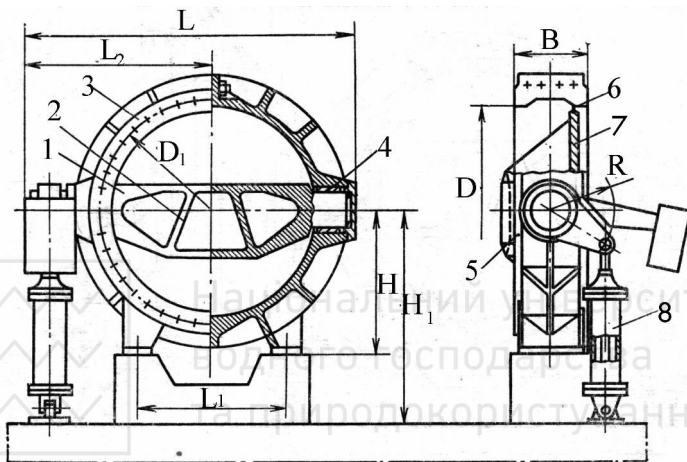


Рис. 4.2. Затвор дисковий із біплановим диском типу ЗДб:

1 – диск; 2 – ребра; 3 – корпус; 4 – підшипники; 5, 7 – пластины;
6 – робоче ущільнення; 8 – серводвигун

Затвори другої групи мають перевагу, що полягає у герметичності закритого затвора, тому що їх конструкція передбачає наявність другого (резервного) ущільнення і дренажу між ущільненнями. При включенні обох рядів ущільнення і відкритому дренажі, протікання через затвор другої групи у 2÷3 рази менша, ніж через затвор першої групи [3]. При виборі типу затвора враховуються обидва фактори.

Біпланові затвори мають такі переваги [1, 3]: гідравлічні втрати складають 70÷80 % від втрат у дискових затворах із плоскоскошеним диском; проточні затвори створюють менший вплив на стаціонарність потоку за затвором; вони мають можливість ущільнення затвора по усій периферії диску; рівношвидкісні затвори, виконані за принципом постійної



швидкості у турбінному водоводі і затворі, та звичайні затвори, що мають той самий діаметр із турбінним водоводом, мають одне значення коефіцієнта гідравлічного опору; коефіцієнт гідравлічного опору у режимі зворотного потоку (ГАЕС, насосні станції) на 5-10% більший, ніж при прямому потоці; коефіцієнт гідравлічного опору проточного затвора із обтікачами цапф на 10% менший коефіцієнта опору без обтікачів.

Таблиця 4.3

Параметри проточних дискових біпланових затворів

Тип затвора	Діаметр затвора, мм	Напір статичний, м	Розрахункова витрата, м ³ /с	Діаметр серводвигуна, мм	Кількість серводвигунів	Час закривання-відкривання, с	Маса затвора, т
ЗДбс260-115	2600	115	32	500	2	120	25
ЗДбс400-230	4000	230	140	900	2	120	140
ЗДбс450-125*	4500	125	133	-	1	120	105
ЗДбс760-75	7600	75	309	900	2	120	195

Таблиця 4.4

Основні розміри проточних дискових біпланових затворів, мм

Тип затвора	D_1	H	L	L_1	L_2	B	R
ЗДбс260-115	2870	1500	4340	2000	1950	1400	700
ЗДбс400-230	4400	2700	7400	3400	3300	1750	1300
ЗДбс450-125*	4770	2700	6935	3400	3360	1400	1300
ЗДбс760-75	7900	4250	10500	6500	4850	1800	1200

Шаровий затвор із тарілчастим клапаном типу ЗШт показано на рис. 4.3. Корпус затвора виконується, як правило, литим, і має вертикальний або горизонтальний роз'єм. Затвори діаметром понад 3,0 м, за умов технології збирання і транспортування, мають розєм корпуса у двох взаємно перпендикулярних площинах [1, 3].



Параметри шарових затворів із тарілчатим клапаном

Тип затвора	Діаметр затвора, мм	Напір, м	Розрахункова витрата, м ³ /с	Діаметр серводвигуна, мм	Кількість серводвигунів	Час закривання- відкривання, с	Маса затвора, т
ЗШТ130-950	1300	950	-	400	2	60	43
ЗШТ180-375	1800	375	41	500	2	120	64
ЗШТ260-280	2600	280	71	600	2	120	128
ЗШТ300-550	3000	550	90	800	2	120	270
ЗШТ420-400	4200	400	160	1000	2	120	570

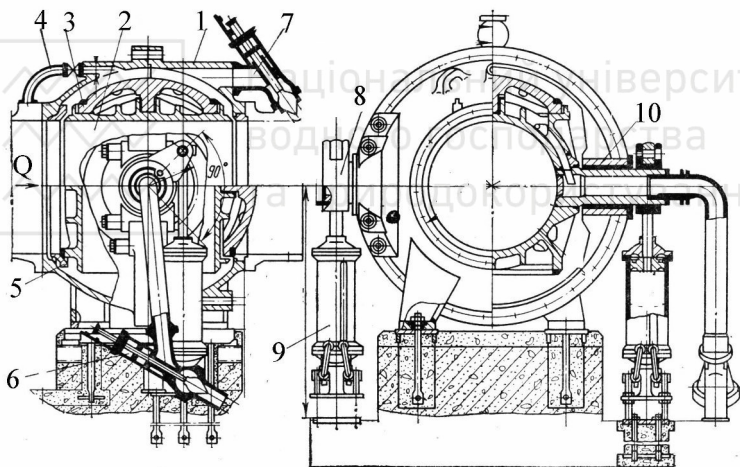


Рис. 4.3. Затвор шаровий типу ЗШТ :

- 1 – корпус; 2 – ротор із цапфами; 3 – клапан робочого ущільнення;
4 – обвідний трубопровід; 5 – вузол ремонтного ущільнення;
6 – гідроқлапан; 7 – байпас; 8 – важелі; 9 – серводвигуни;
10 – підшипники ковзання

На нижній частині корпусу виконуються чотири лапи для установки затвора на фундамент. У корпусі виконуються розточки під підшипник по осі обертання ротора, із вхідної сторони — під рухоме кільце ремонтного ущільнення, із вихідної сторони — для



установки кільця робочого ущільнення. На корпусі виконуються три наплавлення із отворами: одне із вхідної сторони вгорі (для приєднання обводу розвантаження ремонтного ущільнення); два із вихідної сторони (угорі — для приєднання байпаса, унизу — для випуску води із корпусу затвора).

Розміщення затворів на турбінних водоводах визначається вимогами надійності експлуатації гідротурбін і турбінних водоводів в умовах їх нормальної роботи та при аварійній ситуації, а також економічними факторами компонування будівлі ГЕС і гідровузла у цілому [1, 3, 5, 7].

Шаровий затвор розташовується у будівлі ГЕС і примикає через вихідний патрубок із компенсатором до вхідного патрубка спіральної камери турбіни. До трубопроводу затвор приєднується через вхідний патрубок. Затвор оснащується серводвигуном, гідроклапаном відведення води із підклапанної порожнини робочого ущільнення, обвідним трубопроводом для розвантаження ремонтного ущільнення та трубопроводом, що призначений для спорожнювання затвора при ремонті [3]. Перед відкриттям затвора, тиск перед затвором і за ним вирівнюється через клапан робочого ущільнення затвора, повітря із спіральної камери випускається через повітряний клапан. Закриття і відкриття затвора здійснюється подачею масла під тиском від маслонапірної установки гідротурбіни або автономної МНУ затвора. Монтаж і обслуговування затвора виконується краном машинної зали ГЕС, для чого над затвором передбачаються необхідні прорізи, або автономним краном у приміщенні затворів.

Установка *дискового затвора* на початку турбінного трубопроводу дериваційної ГЕС відповідає схемі управління закриття затвора вантажним приводом і відкриттям його подачею тиску масла від маслососного агрегата у серводвигун. Затвор розташовується у спеціальному приміщенні перед анкерною опорою турбінного водоводу, на яку передається осьове зусилля, що виникає від тиску води на закритий затвор. Із турбінним водоводом затвор з'єднується зі сторони верхнього б'єфу через вхідний патрубок із компенсатором, з іншого боку — через вихідний патрубок. Затвор комплектується байпасом для заповнення водою нижньої частини ділянки водоводу перед відкриттям затвора.



Компенсатори (рис. 4.4) призначені для усунення напружень у турбінному водоводі і корпусі затвора від видовження або скорочення водоводу, що зумовлюються добовим або сезонним перепадом температури, осьовими навантаженнями на затвор від тиску води, а також для можливості монтажу і демонтажу затвора і секцій водоводу. Вони установлюються перед або за затвором, в залежності від розташування анкерних опор, і з'єднуються із затвором або із спіральною камерою турбіни через вхідний або вихідний патрубок. Компенсатор затвора складається із корпусу, вхідного (вихідного) патрубка, і ущільнюється гумовим шнуром круглого перерізу. У процесі монтажу і експлуатації набивка із чотирьох-шести кілець підтягується різьбовими шпильками через натискне кільце (буксу) для усунення зазорів і протікання води. Корпус компенсатора може бути зварним або литим, у залежності від діаметра турбінного водоводу і діючого напору. Компенсатор з'єднується заврюванням із водоводом через з'єднувальну ланку і корпус.

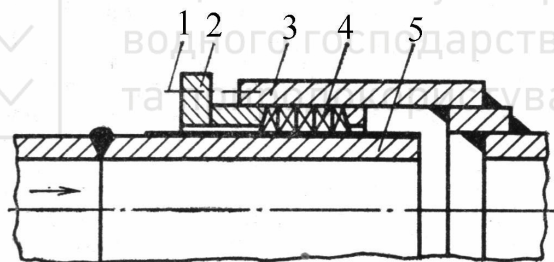


Рис. 4.4. Компенсатор турбінного водоводу:
1 – різьбова шайба; 2 – натискне кільце; 3 – корпус;
4 – набивка; 5 – з'єднувальна ланка

Компенсатор цього типу має вільний хід $150 \div 200$ мм, і дозволяє усувати неточності монтажу секцій турбінного водоводу та компенсувати його температурні деформації. Сальникова набивка дозволяє ущільнювати зазори до $5 \div 8$ мм і допускає зміщення осей секцій водоводу (в межах цього зазору) із урахуванням осьового переміщення корпусу відносно ланки, що приєднується [1, 3].

Клапан зливу вакууму (рис. 4.5) призначений для впуску повітря у зону зниженого тиску з метою зменшення кавітаційних явищ при закритті затвора у потоці, а також для захисту металевого

турбінного водоводу від деформацій у випадку зниження тиску менше розрахункового значення на ділянці трубопроводу, що знаходиться нижче затвора. Він, як правило, установлюється за дисковим затвором, що знаходиться на початку турбінного водоводу із значним об'ємом води. Рациональними місцями для впуску повітря в область зниженого тиску за затвором є [3]: стінка корпусу вихідного патрубку ближче до осі затвора та пустотілий вал затвора і отвори, розташовані на вихідній стороні пустотілого диска затвора, що перша зустрічає потік.

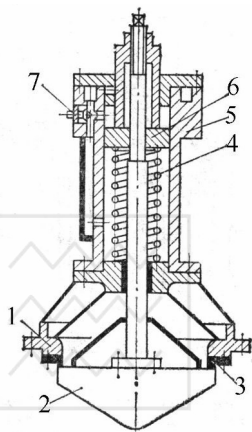


Рис. 4.5. Клапан зливу вакууму:

- 1 - корпус;
- 2 - клапан;
- 3 - сидло;
- 4 - пружинний вузол;
- 5-7 - гідравлічний демпфер

Клапан зливу вакууму нормально закритий при надлишковому тиску води і атмосферному тиску повітря у водоводі. Клапан відкривається лише у випадку зниження тиску нижче атмосферного (виникнення вакууму) у турбінному водоводі за рахунок різниці тисків над і під клапаном. Величина вакууму при нестационарних процесах аварійного закриття затвора нестійка, тому, щоб уникнути коливального руху, клапан обладнаний гідравлічним демпфером.

Клапан випуску повітря (рис. 4.6) призначений для випуску повітря зі спіральної камери гідротурбіни при заповненні її водою через байпас затвора. При спорожнюванні спіральної камери (трубопроводу) від води, клапан-поплавок під дією сили ваги відкривається і з'єднує спіральну камеру (трубопровід) із атмосферою. При заповненні спіральної камери (трубопроводу) водою через байпас, повітря витісняється через відкритий клапан. При досягненні водою сидла клапана, останній спливає – і



надлишковим тиском води притискається до сидла. Встановлюється він за затворами у верхній точці турбінного водоводу.

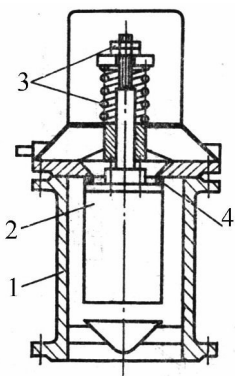


Рис. 4.6. Клапан випуску повітря:

- 1 – корпус;
- 2 – клапан-поплавець;
- 3 – пружинний вузол;
- 4 – сидло

Байпас (обвідний трубопровід) призначений для заповнення перед відкриттям затвора ділянки трубопроводу, що знаходиться нижче, і для вирівнювання тиску води з обох сторін диску затвора. Конструктивно байпас виконується у вигляді стандартної засувки із електроприводом або у вигляді гідроклапана зручної для обтікання форми, що управляється гідроприводом. Засувка і гідроклапан обладнані покажчиками крайніх положень. Байпас у вигляді стандартної засувки, як правило, використовується при напорах до 100м. Байпас із гідроприводом конструюється на заводі-виробнику затвора і виконується за двома схемами: із тарілчатим (рис. 4.7.а) або голчатим (рис. 4.7.б) клапанами. Байпас із тарілчатим клапаном застосовується при напорах до 200 м, а із голчатим - до 1000 м.

Схеми управління затворами виконуються у залежності від цільового призначення затвора, і можуть мати блокування різних типів (гідравлічне, електричне, електрогідравлічне, механічне) [3]. Приводи затворів приводяться у дію тиском масла, води, від акумуляторів або від електричного приводу.

Гідромеханічна схема управління шаровим затвором тиском масла від маслонапірної установки здійснює наступні операції: дистанційне відкриття і закриття затвора із центрального пульта; ручне відкриття і закриття із місцевого поста управління; автоматичне аварійне закриття при виході гідротурбіни у розгінний режим при скиданні навантаження або відмові у роботі направляючого апарату.

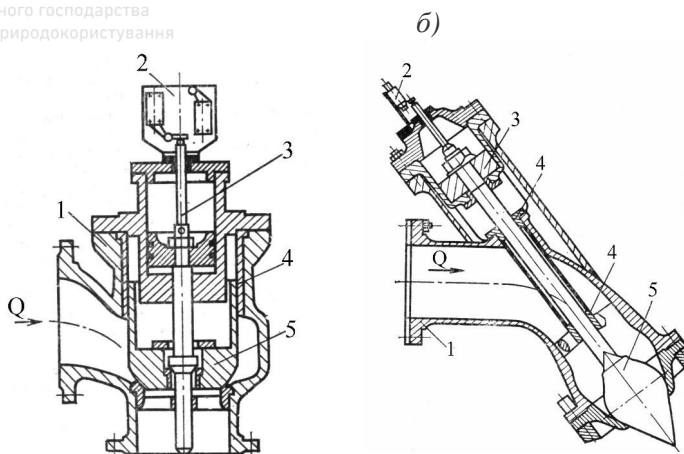


Рис. 4.7. Байпас із тарілчатим клапаном (а)
та із голчатим клапаном (б):

1 – корпус; 2 – блок кінцевих вимикачів; 3 – гідропривід;
4 – направляючі втулки; 5 - клапан

Дистанційне відкриття затвора виконується за імпульсом від ключа управління або від реле пуску турбіни. Дистанційне закриття затвора виконується ключем із пульта управління ГЕС.

Автоматичне аварійне закриття затвора виконується: при скиданні навантаження з гідроагрегата і виході його у розгінний режим, внаслідок відмови у роботі направляючого апарата (при цьому імпульс на закриття подається від реле частоти обертів агрегата через реле аварійного закриття затвора) та при зниженні тиску масла у котлі маслонапірної установки до аварійного значення (імпульс на закриття подається від реле тиску МНУ).

Автоматичне аварійне закриття затвора відбувається при розриві турбінного трубопроводу і збільшенні витрати води на 20÷30 % вище максимального розрахункового.

Втрати напору у відкритому затворі (нормальний експлуатаційний режим) описуються залежністю

$$\Delta H_3 = \varepsilon(0) \cdot \frac{v_3^2}{2 \cdot g} = \varepsilon(0) \cdot \frac{Q_T^2}{2 \cdot g \cdot F_3^2}, \quad (4.1)$$



де $\varepsilon(0)$ – коефіцієнт гідравлічного опору відкритого затвора; v_3 – швидкість води у вихідному перерізі затвора, м/с; Q_T – витрата води через гідротурбіну, м³/с; F_3 – площа отвору, що перекривається затвором, м².

Із умови рівноваги суми моментів сил, що діють на ротор, і сил зі сторони гідроприводу при положенні ротора, близькому до закриття затвора, отримуємо

$$M_G \pm M_{TP} \mp z \cdot P_c \cdot \cos \alpha_p \cdot R_p = 0, \quad (4.2)$$

де M_G – гідравлічний момент, кН; M_{TP} – сумарний коефіцієнт тертя, кН; z – кількість серводвигунів; P_c – осьове зусилля, що розвивається серводвигуном, кН; α_p – кут установки важіля серводвигуна у закритому положенні затвора; R_p – довжина важіля серводвигуна, м.

Зусилля на серводвигуні, при якому виникає умова рівноваги, визначається рівнянням

$$P_c = \frac{M_G \pm M_{TP}}{z \cdot R_p \cdot \cos \alpha_p}, \quad (4.3)$$

де знак “-” використовується при закриванні затвора, знак “+” – при відкриванні затвора.

Виходячи із наведеного рівняння (4.3) і величини мінімального необхідного тиску масла у системі управління P_M , визначається робоча площа серводвигуна

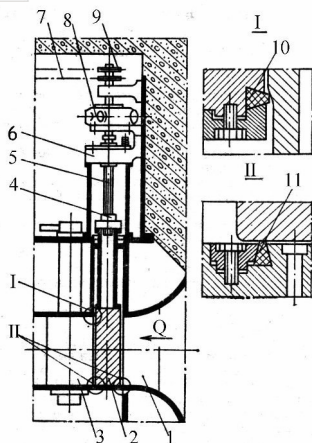
$$F_c = \frac{P_c}{P_M}. \quad (4.4)$$

Повний хід поршня серводвигуна (S_C) визначається із рівняння

$$\begin{aligned} \sqrt{R_p^2 \cdot (7 + \sin 2\alpha_p) + 4 \cdot \alpha_c \cdot R_p (\sin \alpha_p + \cos \alpha_p) + a_c^2} - S_c = \\ = \frac{R_p \cdot (\sin \alpha_p + \cos \alpha_p) - a_c}{3}, \end{aligned} \quad (4.5)$$

де α_c – конструктивний розмір, що являє собою різницю відстаней від осі коливання до осі шарнірного з'єднання важіль-тяга при повністю втягнутому у циліндр поршні і повному ході поршня серводвигуна; $\alpha_c \approx 1,8 \cdot D_C$; D_C – діаметр серводвигуна.

Кільцевий турбінний затвор (рис. 4.8) виконується у вигляді кільця, що вільно рухається у осьовому напрямку. Воно охоплює направляючий апарат гідротурбіни зі сторони вхідних країв лопаток апарата, і перекриває прохідний переріз направляючого апарата при закритті затвора.



*Рис. 4.8. Конструктивна схема
кільцевого турбінного затвора:*

- 1 – колони статора;
- 2 – кільце;
- 3 – направляючий апарат гідротурбіни;
- 4 – гайка;
- 5 – гвинт;
- 6 – опорний підшипник;
- 7 – ланцюг;
- 8 – гідродвигун;
- 9 – синхронізатор;
- 10, 11 – ущільнювачі

На відміну від затворів інших типів, кільцевий турбінний затвор безпосередньо зв'язаний із конструкцією статора затвора [3]. Конструктивні елементи гідротурбіни є в той же час і конструктивними елементами затвора.

Основним елементом конструкції затвора є кільце, що перекриває потік. При відкритті затвора кільце піднімається нагору, всередину кільцевої порожнини кришки турбіни, що знаходиться на рівні із внутрішньою її поверхнею (у випадку верхнього розташування приводу затвора) або опускається вниз, всередину кільцевої порожнини між статором і нижнім кільцем направляючого апарата (у випадку нижнього розташування приводу затвора). Кільце центрується на механічно оброблені краї колон статора, або іншим способом, що охороняє кільце від заклинювання при його перекосі. Приводом кільця служать низькооборотні гідродвигуни або прямоосні серводвигуни. Для уникнення перекосу кільця під час його руху, в управління затвором вводиться синхронізація приводів.

Кільцевий турбінний затвор, на відміну від дискових затворів, у відкритому положенні не впливає на енергетичні характеристики турбіни. Відсутність гідравлічних втрат і турбулентності потоку у кільцевому затворі збільшує ККД установки на величину від 0,25 до 1,5 % [3].



Контрольні запитання:

1. Назвіть призначення і типи передтурбінних затворів.
2. Які ви знаєте конструкції дискових затворів?
3. Які існують конструкції шарових затворів?
4. Назвіть способи установки затворів на турбінних водоводах.
5. Яке призначення і принцип роботи компенсаторів?
6. Яке призначення і принцип роботи повітряних клапанів?
7. Яке призначення і принцип роботи байпасів?
8. Опишіть схему управління затворами.
9. Методика визначення втрат напору на затворах і вибір потужності приводу затвора.
10. Яке призначення і принцип роботи кільцевого турбінного затвора?

Тема 5. Кранове обладнання машинних залів ГЕУ.

Засоби малої механізації

Для машинних залів ГЕУ крани із вантажними візками-лебідками, у тому числі із навісними захватми, рекомендується використовувати із групою режимів не нижче 2 К. Мостові електричні крани загального призначення (**ГОСТ 6711—81**), що встановлюються, як правило, у машинних залах гідроелектростанцій, мають групу режимів роботи 3 К (легкий режим роботи). Крім режимів роботи, при замовленні повинні обумовлюватися кліматичні умови місця установки кранів (**ГОСТ 15150—69**). Крани, що працюють в умовах помірного клімату у закритому приміщенні третьої категорії розміщення, мають позначення У3.

Усі вантажопідйомні машини і зйомні вантажозахватні пристрої повинні бути виготовлені і експлуатуватися у повній відповідності із “Правилами влаштування і безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів”. При необхідності використання машин для роботи у більш суворих умовах, вони повинні замовлятися у спеціальному північному виконанні. За розрахункову температуру приймається зимова температура зовнішнього повітря у районі експлуатації крана за найбільш холодною п'ятиденкою відповідно до вказівок **СНиП 2.01.01-82** «Будівельна кліматологія і геофізика». У паспорті крана вказується мінімальна температура, при якій допускається його робота.



Експлуатація кранового обладнання. Кабіни управління кранами повинні розташовуватися так, щоб кранівник, керуючи краном, міг спостерігати за стропуванням вантажів, а також за вантажозахватним органом і вантажем протягом усього циклу роботи крана. Майданчики і сходи для посадки у кабіни кранів машинної зали, як правило, розташовують у торці монтажноі площадки і протилежному кінці машинної зали. Ширина майданчика приймається не меншою 700 мм. При довжині машинної зали більше 300 м рекомендується передбачати площадки і сходи для посадки у кабіни кранів через 200÷300 м [3].

Для ремонту кранів, з кожної сторони підкранових колій необхідно передбачати ніші для знімання ходових коліс.

При установці крана необхідно враховувати те, що підтягування вантажів при похилому положенні вантажних канатів не допускається. При переміщенні вантажів, вертикальний зазор між ним і установленим обладнанням або іншою перешкодою за шляхом руху допускається не менше 500 мм, зазор у горизонтальній площині влаштовується не меншим 1000 мм.

Ширина проходу між виступаючими частинами крана, що пересувається наземними рейковими шляхами, і будівельними конструкціями на висоті не менше 2,0 м від рівня підлоги або робочими площадками, встановлюється не менше 700 мм, а на висоті вище 2,0 м зазор повинен бути не меншим 400мм [3]. Прохід обгороджують поруччями.

Випробування кранового обладнання. Зібраний і установлений на підкранових коліях кран підлягає статичному, а потім динамічному випробуванням. При статичному випробуванні візок крана установлюється посередині прольоту, а сам кран — над опорами підкранових колій. Траверси, що використовуються рідко, випробують збільшеним вантажем тільки на заводі-виробнику.

Випробування кранів великої вантажопідйомності на гідроелектричних станціях, як правило, виконується за допомогою *уніфікованого гідродинамометра ДГ-630*, що має наступні характеристики [3]:

- навантаження динамічного випробування – 88÷550 т;
- максимальний робочий тиск – 25 МПа;
- хід поршня: повний – 2150 мм; робочий – 2000 мм;



- робоча рідина – масло індустріальне 30;
- робочий об'єм масла у системі – $0,75 \text{ м}^3$;
- маса установки – 18 т.

При динамічному випробовуванні барабан вантажопідйомного механізму повинен повернутися не менше, ніж на один повний оберт. При проведенні статичного випробовування крана за допомогою насоса і блоку клапанів створюється необхідний тиск, що відповідає навантаженню, рівному 1,25 номінального. Під цим навантаженням кран має знаходитися 10 хв.

При динамічному випробовуванні шток встановлюється у крайнє нижнє положення, і за допомогою насоса і блоку клапанів створюється тиск, що уточнюється за інструкціями заводу-виробника [3]. Потім включається механізм підйому – і за допомогою блоку клапанів у циліндрі підтримується тиск, що відповідає динамічному навантаженню, рівному 1,1 від номінального.

Мостові крани. Для виконання підйомно-транспортних операцій при монтажі і ремонті гідроагрегатів і допоміжного обладнання, а також для перенесення і установки затворів, сміттєзатримуючих решіток і механізмів їх очищення застосовують *електричні мостові крани* (рис. 5.1) різноманітної конструкції і вантажопідйомності. Вони у більшості випадків використовуються у машинних залах будівель станцій для виконання монтажних і ремонтних робіт.

Вантажопідйомність кранів, що обслуговують машинні зали, визначається найбільшою масою нерозбірного елемента обладнання, що переноситься. При значній масі нерозбірного елемента (ротора генератора, робочого колеса гідромашини) монтажні роботи проводяться двома спареними мостовими кранами однакової вантажопідйомності. У цьому випадку крани жорстко з'єднуються між собою спеціальним зчіпним пристроєм, а елемент, що монтується, переноситься із використанням *балки-траверси*, до якої він підвішується за допомогою захватного пристрою (див. рис. 9.3, 9.4). Сумарна вантажопідйомність кранів у випадку застосування траверси і захватного пристрою повинна бути збільшена на $10 \div 15\%$.

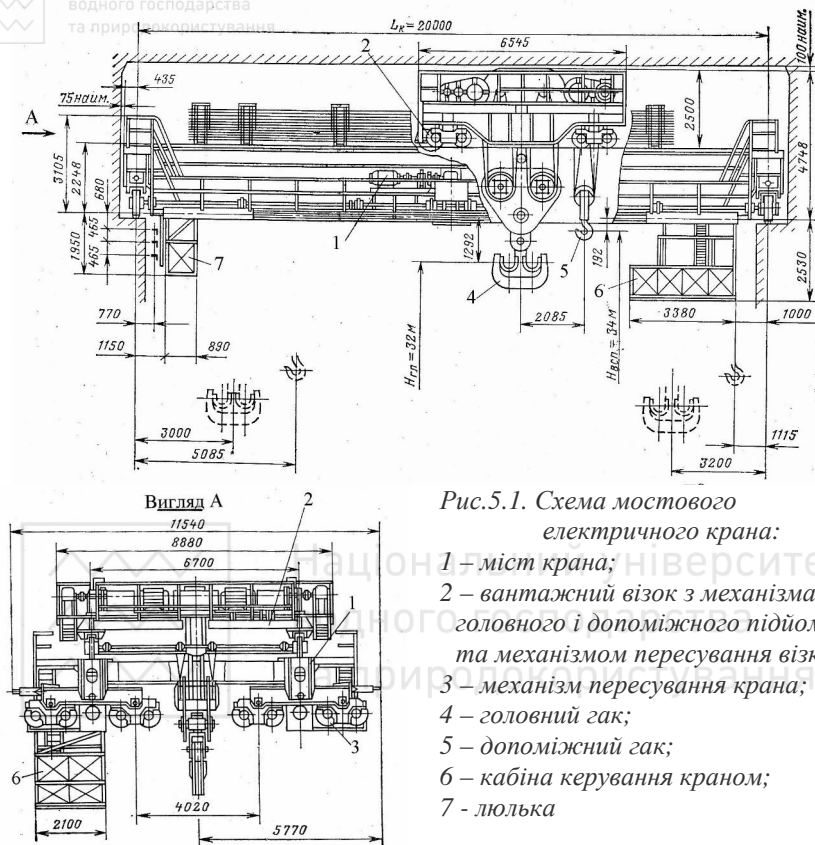


Рис.5.1. Схема мостового
електричного крана:

- 1 – міст крана;
- 2 – вантажний візок з механізмами
головного і допоміжного підйому
та механізмом пересування візка;
- 3 – механізм пересування крана;
- 4 – головний гак;
- 5 – допоміжний гак;
- 6 – кабіна керування краном;
- 7 - люлька

За трьома основними параметрами крана - вантажопідйомністю, прольотом та висотою підйому, у відповідності із нормативами визначають габарити крана, зону дії гаків, масу крана, швидкість підйому гаків, число ходових коліс і схему їх розташування та тиск коліс на підкранові рейки [8, 9].

Мостові електричні крани загального призначення вантажопідйомністю від 80 до 500 т мають основні параметри, установлені **ГОСТ 6711—81**. Ці крани працюють при трифазному струмі напругою 380 В і призначені для експлуатації у районах із помірним кліматом при температурі не вище +40 і не нижче -45 °С.



При необхідності можуть використовуватися крани із збільшеною висотою підйому (відповідно 32 і 34 м), але габарити і маса їх дещо більші. Усі механізми крана мають електродвигуни, працюють незалежно один від одного і оснащені гальмівними пристроями замкненого типу.

Вантажний візок крана являє собою зварну раму, на якій установлені механізми пересування і механізми підйому із підвісками для головного і допоміжного гаків. Рама обладнується майданчиками обслуговування із поруччями і сходами.

Механізм головного підйому має триступеневий редуктор, що передає оберти вала електродвигуна на барабан.

Міст крана складається із двох пролітних і двох кінцевих балок коробчатого перерізу. З'єднання балок у жорстку раму виконується під час монтажу зварюванням або заклепками.

Зона обслуговування крана біля торцевих стін визначається із урахуванням його автоматичної зупинки при наближенні до кінцевих упорів. Кінцеві вимикачі налаштовуються на відключення електродвигунів механізмів пересування крана і включення гальм при наближенні буферів крана до упорів із урахуванням гальмівного шляху.

Гальмівний шлях S , м, для кранів, що працюють у приміщеннях, попередньо можна визначити за формулою

$$s = \frac{v}{k}, \quad (5.1)$$

де v – швидкість пересування крана, м/хв; k – коефіцієнт, рівний 8400 при усіх привідних колесах, 4200 при половині привідних коліс, 2100 при четвертині привідних коліс.

Козлові крани (див. рис. III.1) застосовуються для маневрування затворами водоприймачів, обслуговування сміттєзатримуючих решіток, виконання операцій із очищення передрешіткового простору від сміття та колод, що плавають і затонули, для виконання робіт із маневрування затворами відсмоктувальних труб і водоскидів суміщених будівель станцій. У більшості випадків козлові крани, що обслуговують водоприймачі руслових будівель, використовуються також і для маневрування затворами водозливних гребель, що примикають до будівлі ГЕС.

Козлові крани бувають різної конструкції: із опорними ногами однакової і різної висоти, без консолей, із однією або двома



консолями, на які виходять вантажні візки. Параметри козлових кранів для різних станцій відрізняються один від одного, тому вони виконуються за індивідуальними проектами.

Швидкості пересування козових кранів, вантажних візків, підйому гаків такі ж, як і у мостових кранів. Маса козлового крана приблизно на 15÷20% більша, ніж мостового тієї ж вантажопідйомності і того ж прольоту.

Напівкозлові і козлові крани як модифікація звичайних мостових електричних кранів використовуються у машинних залах ГЕУ як для внутрішнього, так і для зовнішнього використання.

Однобалкові мостові крани. Поряд із основними засобами механізації монтажних робіт - мостовими і козовими кранами на ГЕУ застосовуються підйомно-транспортні засоби малої механізації. У турбінних шахтах для проведення ремонтних робіт, як правило, установлюються тельфери, що пересуваються кільцевою рейкою, у деяких випадках застосовуються пересувні кран-балки із кішками або тельферами, що дозволяють обслуговувати усю зону турбінної шахти. При наявності на станції необхідної кількості засобів малої механізації (талей, домкратів, електрокарів, переносного пневматичного та електричного інструменту) створюються умови для забезпечення високої продуктивності праці при виконанні монтажних і ремонтних робіт.

Радіальні і хордові крани обертаються відносно однієї із своїх опор і мають довжину прольоту, що рівна радіусу кільцевої осьової площадки, яку він обслуговує.

Поворотний кран має довжину моста рівну діаметру кільцевою рейкою [3]. Візок рухається балками моста і обслуговує більшу площу, ніж радіальні крани, оскільки може піднімати вантажі у центрі майданчика.

Підвісні однобалкові мостові крани загального призначення (див. рис. III.5) вантажопідйомністю 0,5÷5 т (**ГОСТ 7413—80**) мають ручні приводи механізмів підйому і пересування. Вони можуть експлуатуватися при температурі навколишнього середовища від -40 до +40 °С. Тягове зусилля на ланцюзі мехнізму пересування вантажного візка не перевищує 245 Н.

Крани вантажопідйомністю 0,5 т із несучою балкою загальною довжиною до 6,5 м можуть виготовлятися без приводу механізму пересування. Висота підйому крана становить 3, 6, 9 та 12 м [3].



Механізм підйому оснащений вантажним гальмом. Для крайніх положень вантажного возика на мості передбачено тупикові упори.

Електричні талі (тельфери) використовуються як самостійні машини для переміщення вантажів (див. рис. III.6). За конструкцією електроталі є різновидом реверсивних привідних лебідок. Приводом електроталей є електродвигун, що через редуктор і вал передає оберти на барабан. Один кінець троса закріплюється на барабані, а інший огинає блок вантажної обойми і закріплюється на корпусі електроталі. Для попередження удару обойми із корпусом, установлюється кінцевий вимикач. Магнітне гальмо, що, як правило, знаходиться у замкненому стані, під'єднане до мережі електродвигуна. Під час пуску магнітне гальмо розмикає гальмівні диски, що дозволяє вільно обертатися робочому валу. Електричні талі вантажопідйомністю від 0,5 до 5 т (ГОСТ 22584—77) пересуваються монорейкою.

Управління електроталями відбувається або із кабіни, або із підлоги - кабелем, оснащеним кнопочною коробкою для пуску і зупинки електродвигунів. Постачання електродвигунів струмом виконується або гнучким кабелем або троплями. Випускаються електроталі вантажопідйомністю від 0,25 до 10,0 т із швидкістю підйому вантажу до 8 м/хв., та із висотою підйому до 35 м [3].

Пересувні вантажопідйомні засоби. Під час монтажу і капітальних ремонтів обладнання гідроенергетичних установок використовуються пересувні вантажопідйомні засоби [3]: автомобільні, пневмоколісні і гусеничні крани.

Пневмоколісні крани випускаються вантажопідйомністю 16, 25, 40 і 63 т із стрілою, що має виліт від 8 до 38 м.

Самохідні гусеничні крани мають базу на гусеничному шасі. Хоча це понижує можливості транспортування, але дозволяє досягати більшої висоти підйому і збільшити масу піднятого вантажу. Вони складаються із ходової і поворотної частин, лебідки, механізму обертів, генераторної і дизель-електричної станцій, монтажної стійки, кабіни, опорно-поворотного пристрою, стрілового обладнання, вантажної підвіски і гакової обойми. Гусеничні крани можуть працювати як від власного дизель-електричного агрегата, так і від зовнішньої мережі. При будівництві і монтажі обладнання гідровузлів використовуються гусеничні крани двох типів: Е-2508 вантажопідйомністю до 60 т і КС-8161



вантажопідйомністю до 100 т. Довжина стріли цих кранів 15, 30 та 40 м, найменша довжина стріли крана КС-8161 становить 20 м [3].

Крани на рейковому ходу в основному виготовляються із стрілою довжиною 15 м і вантажним гаком для пересування вантажів, але можуть бути укомплектовані додатковою вставкою стріли довжиною 5 м, грейферами та ін. Крани випускаються із повноповоротною стрілою та із стаціонарною неповоротною баштою, що вільно стоїть на опорній рамі або безпосередньо закріплена на фундаменті.

Настінно-консольні крани використовують у машинних залах для зменшення об'єму робіт мостових кранів.

Портальні крани використовуються для перевантажувальних і монтажних робіт у портах і доках та для будівництва гідротехнічних споруд. Навантажувальні крани виготовляються грейферного або гакового типу, а монтажні – гакового типу.

Плавучі крани представляють собою підйомні крани, встановлені на понтоні. Виконуються крани повноповоротними і неповоротними. Вантажопідйомність плавучих кранів досягає 600 т, корисний виліт стріли – 30 м.

Контрольні запитання:

1. Назвіть умови роботи кранового обладнання?
2. Яка конструкція і принцип роботи мостових кранів?
3. Яка конструкція і принцип роботи козлових і напівкозлових кранів?
4. Які вимоги висуваються до експлуатації кранового обладнання?
5. Методика випробування кранового обладнання.
6. Яка конструкція і принцип роботи однобалкових мостових кранів?
7. Яка конструкція і принцип роботи електричних талей?
8. Які пересувні вантажопідйомні засоби застосовуються на гідроенергетичних установках?



ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ №2

«Допоміжне обладнання»

Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів

Масляне господарство (рис. 6.1) призначене для постачання та обслуговування маслом турбін, генераторів, трансформаторів, масляних вимикачів та іншого обладнання ГЕУ. **Станційне масляне господарство (СМГ)** повинне забезпечувати: прийом, очищення і підсушування свіжого масла; зберігання запасу чистого масла; прийом, очищення, підсушування і часткове відновлення масла, що було у вживанні; збирання відпрацьованого масла і його відправлення; заповнення обладнання чистим маслом та періодичне його доливання; дегазацію масла; контроль за якістю і хімічним складом масла; миття тари з-під масла та мастильних матеріалів; відновлення адсорбентів і сушіння фільтрувального паперу.

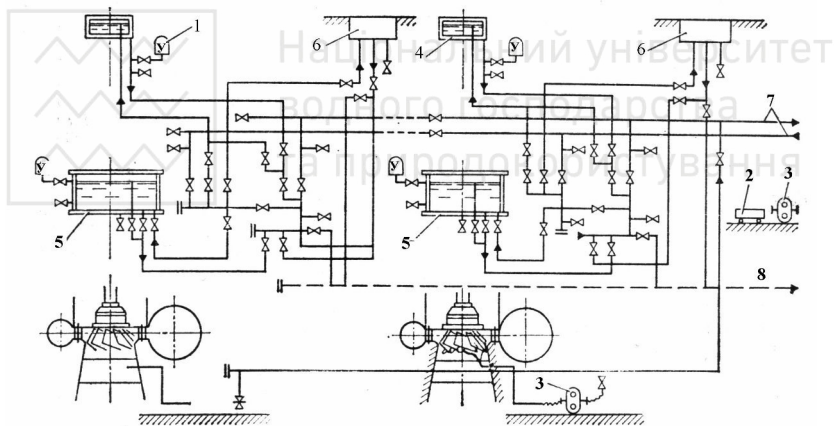


Рис. 6.1. Схема маслопроводів для подачі масла у гідроагрегат:

1 – показчик рівня; 2 – фільтр-прес; 3 – насос; 4 – ванна підшипника;
5 – ванна під'ятника; 6 – бак маслонапірної установки; 7 – у бакове
приміщення і апаратну турбінного масла; 8 – у бак аварійного зливу масла

Для виконання перерахованих вище функцій СМГ включає: склад масла (бакові приміщення); апаратну із комплексом стаціонарно встановленого обладнання (маслоочисні машини, насоси, фільтри, пристрої для регенерації і дегазації масла, арматура і трубопроводи); маслохімічну лабораторію; транспортні і



вантажопідйомні засоби (ручні візки, електрокари, електроталі); комору для інвентарю із кімнатою майстра; верстат із комплектом інструментів; шафу із набором апаратури; приміщення для зберігання тари і мийку; установку для відновлення адсорбентів; шафу для сушіння фільтрувального паперу.

Масло, що надходить із заводів, і відповідає за якістю вимогам державних стандартів, називається *свіжим сирым маслом*. Масло, що було у використанні, але відновлене до відповідних норм, називається *регенерованим маслом*. Свіже і регенероване масло, що не містить вологи та механічних домішок і відповідає вимогам, називається *чистим сухим маслом*. Масло, що залите у обладнання, називається *експлуатаційним*, а масло, що хоча б за одним показником не відповідає експлуатаційним нормам, називається *відпрацьованим*.

Сорти масел, що використовуються на гідроенергетичних установках, наведено у табл. 6.1.

Турбінне масло марок Тп-3 і Тп-46 [3] застосовується для заливання у систему регулювання гідротурбін, а також для змащення під'ятників і підшипників гідрогенераторів і гідротурбін. Воно повинне мати присадки, що покращують антиокислювальні, деемульгуючі, протикорозійні і протипінні властивості. Чисте сухе масло за своїми фізико-хімічними показниками повинне відповідати вимогам **ГОСТ 9972—74**, зокрема температура спалаху повинна бути не нижчою $+186^{\circ}\text{C}$.

Компресорне масло марок К-12 і К-19 за своїми фізико-хімічними властивостями повинне відповідати вимогам **ГОСТ 1861—73 [3]**. Воно використовується для змащування компресорів високого і низького тисків із повітряним охолодженням. При роботі компресора масло нагрівається до високої температури (160°C) і піддається високому тиску (до 23 МПа), тому воно повинне бути стійким проти окислювання і мати високу температуру спалаху — не нижче $+216^{\circ}\text{C}$.

Індустріальне масло застосовується для змащування підшипників ковзання електродвигунів, насосів, мостових кранів, лебідок, металообробних верстатів і т.п. За своїми фізико-хімічними властивостями індустріальне масло повинно відповідати вимогам **ГОСТ 20799—75**. Індустріальне масло вибухобезпечне, температура спалаху становить вище $+250^{\circ}\text{C}$.



Консистентна змазка має універсальне призначення, наприклад, солідол і консталін застосовуються для змащення шарнірів, підшипників ковзання.

Консерваційна змазка використовується для антикорозійного захисту металу. Її можна застосовувати при низькій температурі до -50°C . Вона не є пожежонебезпечною, вибухонебезпечна, температура спалаху вище 200°C [3].

Робочі рідини для гідросистем. У гідроприводах плоских і сегментних затворів водоприймачів та водоскидів у північних районах у якості робочої рідини застосовується масло типу ВМГЗ, що має хороші антиокислювальні, антикорозійні і протипінні властивості. Це масло працює при високих робочих тисках (до $20\div 25$ МПа). Оптимальний температурний режим його роботи знаходиться у широких межах — від -40°C до $+20^{\circ}\text{C}$ [3].

Основними перевагами **ізоляційного масла** є стійкість до окислення, відсутність механічних домішок і води. Для заливання масла у трансформатори, масляні вимикачі та інше високовольтне обладнання в умовах помірного клімату використовується **трансформаторне масло** марки ТК.

У процесі експлуатації масло у системах і обладнанні втрачається у результаті випаровування його із поверхні негерметичних ємкостей, витікання через нещільності у апаратах і з'єднаннях трубопроводів, видалення із масла води і сміття та відбору проб. Втрати масла у процесі експлуатації поповнюються доливанням чистого сухого (а для трансформаторів — ще й дегазованого) масла. Найбільша кількість масла втрачається у агрегатах діючих ГЕУ через нещільності, особливо через ущільнення цапф лопатей робочого колеса поворотного-лопатевих гідротурбін. Кількість масла, що витрачається щорічно на доливання, становить для агрегатів із радіально-осьовими турбінами від 4 до 10 %, а з поворотного-лопатевими $14\div 15$ % від загальної ємкості масляної системи агрегата.

На даний час освоєна нова конструкція корпусу робочого колеса - безмасляна, що дозволило знизити протікання масла у кілька разів. Кількість масла, що заливається у маслonaповнені вузли обладнання, і витрата його у процесі експлуатації визначаються проектами та інструкціями.



Таблиця 6.1

Масла і змазки, що використовуються при експлуатації
енергетичного обладнання

Марка масла або змазки	Позначення нормативного документа	Вид обладнання
Змашувальні масла		
Турбінне Т-22	ГОСТ 32-74	Змашувальні системи гідротурбін і генераторів, системи регулювання гідротурбін, компресори, нагнітачі
Турбінне Тп-22	Ст.СЕС 2880-81	Те ж
Турбінне Тп-30	ГОСТ 9972-74	Те ж
Турбінне Т-30	ГОСТ 32-74	Компресори, нагнітачі, димовідсмоктувачі
Компресорне К-12, К-19	ГОСТ 1861-73	Компресори
МГ15В	ТУ 38-101479-74	Гідропідіймники
Індустріальне	ГОСТ 20799-75	Підшипники насосів, електродвигунів, мостових кранів, лебідки, металообробні станки
Ізоляційні масла		
Трансформаторне	ГОСТ 982-80	Трансформатори
Арктичне АТМ-65	ТУ 38.101-169-71	Трансформатори
Змазки пластичні, антифрикційні		
Солідол Ж	ГОСТ 1033-79	Вантажопідійомні механізми, дистанційні приводи і т.п.
Солідол С	ГОСТ 4366-76	Те ж
Літол-24	ГОСТ 21150-75	Те ж
Графітна змазка	ГОСТ 3333-80	Те ж
ГОІ-54п	ГОСТ 3276-74	Механізми маслонапірних установок гідротурбін
ЦИАТИМ-201	ГОСТ 6267-74	Компресори, нагнітачі, вентилятори, підіймники, насоси
Уніон-1	ТУ38.УРСР-201-150-78	Трубопровідна арматура
Лімомл	ТУ 38.УРСР-201148-81	Трубопровідна арматура



Термін служби масла визначається його якістю і температурним режимом роботи обладнання. Гарантійний термін зберігання масла становить 5 років із дня виготовлення. Після закінчення терміну зберігання масла, воно перед використанням повинне бути перевірене на відповідність вимогам стандартів.

Для забезпечення тривалої роботи масляних систем, необхідно вести постійний контроль за його станом. Перед заливанням масла у обладнання, потрібно ретельно очистити і промити системи, вчасно видалити із масла воду і механічні домішки. Для збільшення терміну служби масла, до нього додають присадки.

Обробка масла. Приймання і зливання свіжого масла у баки виконується безпосередньо із залізничних цистерн, автоцистерн і бочок самоплином або за допомогою насосів. Свіже масло підлягає очищенню. Значну частину механічних домішок, води і продуктів старіння масла можна видалити після тривалого відстоювання масла у баках. Швидкість осідання сторонніх домішок у маслі залежить від питомої ваги, форми і розміру часток, а також від питомої ваги і в'язкості масла. Швидкість осідання C , м/с, можна визначити за формулою Стокса

$$C = k \cdot \frac{d^2 \cdot (\gamma_{\text{ч}} - \gamma_{\text{м}})}{\nu}, \quad (6.1)$$

де d – діаметр часток, м; $\gamma_{\text{ч}}$ – щільність часток, Н/м³; $\gamma_{\text{м}}$ – щільність масла, Н/м³; ν – кінематична в'язкість масла, (Н·с)/м; k – емпірична стала (для часток сферичної форми $k=2,25$).

Відстоювання масла у **відстійниках** ємкістю до 500 л бажано проводити при температурі не вище +80°C. Відстоювання масла, навіть із підігрівом для прискорення процесу, відбувається дуже повільно, і не завжди забезпечує достатній ступінь очищення, але є досить корисним, тому що значно скорочує і здешевлює остаточне очищення масла спеціальними установками, фільтр-пресами або центрифугами.

У **фільтр-пресах** очищення виконується пропуском масла під тиском 0,4÷0,7 МПа через фільтрувальний папір або тканину. Масло фільтрують при температурі +70÷80 °C [3]. Відділення від масла механічних домішок і води здійснюється також у **центрифугі** (барабані-сепараторі) під дією відцентрової сили двома способами: *очищенням* (пурифікацією), при якому безперервно із барабана-сепаратора відбувається відбір очищеного масла і видалення з нього



води із домішками, та освітленням (кларифікацією), при якому відокремлювані від масла домішки залишаються у барабані-сепараторі, і їх видалення відбувається періодично.

При обробці масла широко застосовуються **цеолітові установки**. Сушіння масла у них здійснюється шляхом фільтрування через молекулярні сита — штучні цеоліти, у яких відбувається адсорбція води. Цеоліти завантажують у адсорбери (рис. 6.2), і при температурі $+20^{\circ}\text{C}$ через них проганяють масло. За один цикл вміст води знижується з 0,01 % до 0,001 %, тобто у 10 разів. Продуктивність такої установки близько $2,5 \text{ м}^3/\text{год}$.

Очищення масла, як правило, виконується на території масляного господарства, але можливе очищення і поблизу обладнання, тому маслоочисні установки на ГЕУ повинні бути як стаціонарними, так і пересувними.

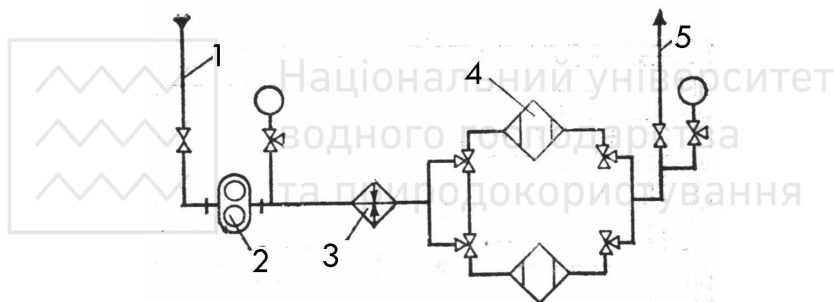


Рис. 6.2. Схема установки для регенерації масла із застосуванням адсорберів:

1 – вхід масла на регенерацію; 2 – насос; 3 – маслопідігрівач;
4 – адсорбер; 5 – у бак регенованого масла

Зберігається масло у металевих баках, призначених для установки як усередині приміщень, так і на відкритому повітрі або під землею [3]. Необхідно передбачати окремі баки для свіжого, чистого і експлуатаційного масла. Ємкість кожного бака повинна бути не меншою 110% повного об'єму масла даної марки для одного гідроагрегата. Для ізоляційного трансформаторного масла передбачаються також три баки, місткістю не менше 110% робочого об'єму найбільш великого трансформатора. Для масляних вимикачів і маслонеповнених кабелів передбачаються два баки для чистого і експлуатаційного ізоляційного масла.



Маслопроводи для подачі і зливу масла із маслonaповнених вузлів обладнання повинні бути стаціонарними. Для кожного виду масла (чистого, експлуатаційного) і сорту масла (трансформаторне, турбінне) необхідно передбачати окремі трубопроводи. Маслопроводи прокладаються із нахилом у бік їх спорожнювання.

Апаратна масляного господарства складається із основного маслоочисного обладнання і розподільчих частин, що дозволяють виконувати усі операції із маслом і роздачу масла споживачам.

Тривалість підготовки масла, а отже, і вибір величини подачі маслоочисної апаратури визначається тривалістю ремонту обладнання. У середньому ремонт гідроагрегата становить 20÷22 дні, трансформатора - 20÷25 днів. Час підготовки масла t , год, можна визначити за формулою

$$t = 1,3 \cdot \frac{V \cdot m}{q}, \quad (6.2)$$

де V – об'єм масла, залитого у гідроагрегат або трансформатор, л; m – кількість циклів при очищенні; q – продуктивність маслоочисного обладнання, л/год; 1,3 – коефіцієнт, що враховує час, необхідний для зміни паперу у фільтр-пресі, для очищення барабанів-сепараторів, і т.д.

Регенерацію відпрацьованого масла можна виконувати силікогелем, цеолітом або алюмогелем. Більш глибока регенерація практично не потрібна. Установка для регенерації масла складається із двох адсорберів, насоса і підігрівача.

Установка для вакуум-сушіння і дегазації масла. Заводовиробники трансформаторів висувають підвищені вимоги до трансформаторного масла, зокрема до його діелектричних властивостей. Масло повинно бути винятково чистим, тобто вміст вологи повинен бути не більшим 0,001 % від початкового об'єму, газовміст не більший 0,1 %. Заливка масла у бак трансформатора повинна виконуватися із інтенсивністю не більше, ніж 3 т/год.

Підсушування і дегазацію масла виконують глибоким вакуумуванням масла (рис. 6.3).

На першому етапі в установці для сушіння трансформаторного масла здійснюється підсушування і часткова дегазація, на другому - остаточна дегазація масла.

Для монтажу і ремонту головних трансформаторів на деяких гідроелектростанціях, де не можливе використання для цієї мети монтажної площадки, передбачається створення



трансформаторної майстерні. Як правило, вона розташовується на рівні трансформаторної площадки, що дозволяє пересувати трансформатори із цієї площадки у трансформаторну майстерню і назад рейковими шляхами.

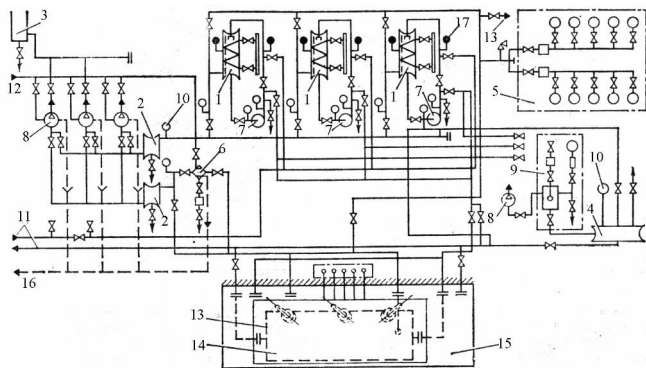


Рис. 6.3. Схема вакуумної установки для сушіння масла:

- 1 – дегазаційний бак; 2 – буферний бак для вловлювання масла;
3 – розширювальний бак для вловлювання масла; 4 – бак для зливу масла;
5 – азотна установка; 6 – конденсатор; 7 – насос; 8 – вакуумний насос;
9 – прилад для визначення вмісту повітря; 10 – вакуумметр;
11 – приміщення баків; 12 – підвід технічної води; 13 – трансформатор;
14 – сушильна камера; 15 – трансформаторна майстерня; 16 – злив
технічної води; 17 – електротермометр

У трансформаторній майстерні передбачається установка мостового електричного крана, вантажопідйомність і висотне положення якого повинні забезпечити підйом верхньої частини бака. Для дегазації масла перед заливанням його у трансформатор, передбачається спеціальна стаціонарна або пересувна установка для вакуумної обробки і азотування трансформаторного масла [3]. Крім того, у трансформаторній майстерні установлюються пересувні маслоочисні установки (центрифуга, фільтр-прес, цеолітова установка), маслонасоси, вакуум-насоси та інше обладнання.

У приміщення трансформаторної майстерні підводяться маслопроводи трансформаторного масла із станційного масляного господарства. Передбачається розміщення двох додаткових операційних баків об'ємом по $5 \div 10 \text{ м}^3$. Ці баки використовуються для проміжного збереження масла під час його дегазації.



Компонування приміщень масляного господарства. Масляне господарство, як правило, розташовується у блоці монтажної площадки ГЕУ. Розташування приміщень станційного масляного господарства над і під трансформаторами, кабельними спорудами і іншими пожежо- та вибухонебезпечними приміщеннями не допускається. У приміщеннях для установки баків допускається розміщувати масляних баків загальним об'ємом до 150 м^3 у одному ізольованому відсіку.

Маслохімічна лабораторія повинна забезпечувати періодичні аналізи турбінного, ізоляційного масла і змазок. Лабораторія оснащується набором обладнання, приладами, посудом і реактивами, що розміщуються у аналітичній (із окислювальною), ваговій, термічній, мийочній лабораторіях та у складі.

Аналітична лабораторія повинна мати хороше освітлення, площа її визначається із розрахунку $10 \div 12 \text{ м}^2$ на одне робоче місце, а із урахуванням необхідного місця під обладнання, кімната повинна мати загальну площу $30 \div 35 \text{ м}^2$ [3]. У ній розташовуються: витяжні шафи; лабораторні столи для аналітичних і титрувальних робіт; установки для окислення масла і перегонки води; шафи для збереження хімічного посуду і матеріалів; меблі для персоналу; вогнегасник, шухляда із піском та асбестове покривало.

У *термічній лабораторії* площею $20 \div 25 \text{ м}^2$ розташовують: витяжну шафу; верстат під залізним ковпаком (із тягою для установки муфельних і тигельних печей); термостати; установки для виміювання пробивної напруги масла; складувний верстат; вогнегасник, ящик із піском та асбестове покривало.

Вагова кімната площею $5 \div 6 \text{ м}^2$ оснащується аналітичними, технічними і торгівельними вагами. *Мийочна кімната* площею $8 \div 10 \text{ м}^2$ обладнується мийочними столами і термостатом. *Склад маслохімічної лабораторії* влаштовується площею $10 \div 15 \text{ м}^2$.

Контрольні запитання:

1. Яке призначення масляного господарства?
2. Які сорти масел використовуються на ГЕУ?
3. Як визначаються витрата і об'єм масел, необхідних на ГЕУ?
4. Чому рівний термін служби масла різних сортів і типів?
5. Як виконується обробка масла на ГЕУ?
6. Призначення і склад обладнання трансформаторних майстерень.
7. Компонування приміщень масляного господарства.



Тема 7. Пневматичне господарство

Споживачами стисненого повітря на ГЕУ є механізми і пристрої, що працюють при тиску від 0,4 до 6,4 МПа. При робочому тиску від 0,4 до 0,9 МПа працюють пневматичні інструменти, піскоструменеві і фарбуючі пристрої, система гальмування ротора гідроагрегата, пневмогідравлічні прилади, система створення ополонки. У деяких випадках стиснене повітря з тиском 0,9 МПа застосовується для пневматичних ущільнень турбіни, системи відтиснення води із камери робочого колеса турбіни при переведенні гідроагрегата у режим синхронного компенсатора. З робочим тиском від 2,1 до 4,1 МПа працюють вимикачі і роз'єднувачі високої напруги. При робочому тиску від 4,1 до 6,4 МПа працюють гідроаккумулятори маслonaпоірних установок системи регулювання гідроагрегатів і, у деяких випадках, системи відтиснення води із камери робочого колеса при переведенні гідроагрегата у компенсаторний режим або пуску агрегата ГАЕС у насосний режим, а також пневматичні ущільнення затворів.

Гальмівні пристрої (рис.V.1) призначені для скорочення тривалості циклу зупинки гідроагрегата і часу його обертання з малою частотою при недостатньому змащенні підп'ятника і підшипників. Вони передбачаються у конструкції генератора (двигуна-генератора), і складаються із гальмовного диска, укріпленого під ротором, поршневих гальм, що спираються на фундамент, шафи із апаратурою гальмування і проміжних вузлів.

Витрата повітря на один цикл гальмування залежить від кількості установлених гальм. Орієнтовна витрата повітря при кількості гальм до 24 рівна 500 л, а понад 32 гальм - 700 л [3].

Пневматичні інструменти застосовуються при виконанні ремонтних робіт на агрегатах і гідротехнічних спорудах. Стиснене повітря також застосовується для піскоструменевого очищення металоконструкцій і кам'яного лицювання будівель, барботажного очищення підвідних споруд, цементації, фарбувальних робіт і т.п.

Орієнтовно витрата повітря, необхідна для роботи пневматичних інструментів, приймається у залежності від кількості агрегатів: $z=2\div4 - Q_n=5 \text{ м}^3/\text{хв}$, $z=5\div8 - Q_n=10 \text{ м}^3/\text{хв}$, $z=9\div12 - Q_n=15 \text{ м}^3/\text{хв}$, $z=3\div15 - Q_n=20 \text{ м}^3/\text{хв}$. Уточнена витрата визначається проектом.



Система створення ополонки (див. рис. V.2) є захистом від передачі тиску льоду на затвори водоскидів гідроенергетичних і гідротехнічних споруд. Температура води на глибині декількох метрів завжди вища 0°C . Тому, перемішуючи її із поверхневим шаром, можна забезпечити танення криги, що утворилася, або запобігти її творенню.

Пневмогідравлічна апаратура працює за принципом вимірювання тиску стисненого повітря у імпульсній трубці, зануреній у воду. Трубка опускається у воду на глибину не менше 1 м із урахуванням максимально можливих коливань рівня.

Відтиснення води із камери робочого колеса агрегатів ГЕС або ГАЕС необхідне у тих випадках, коли гідроагрегат переводиться у компенсаторний режим, а також при пуску агрегата ГАЕС у насосний режим [1, 2]. Впуск стисненого повітря здійснюється через кришку турбіни, або через конус відсмоктувальної труби. Він починається після закриття направляючого апарату і припиняється після відтиснення води до мінімального рівня. Після відтиснення води до мінімального рівня впуск повітря припиняється.

Гідроакумулятори маслonaпірних установок використовують у системі управління і регулювання гідромашин ГЕС і ГАЕС, а також для маневрування передтурбінними затворами. Тиск у гідроакумуляторах рівний 4,1 МПа (**ГОСТ 8339—84**).

Вимикачі і роз'єднувачі високої напруги використовують стиснене повітря для гасіння дуги, що виникає між контактними поверхнями у момент розриву електричного ланцюга (повітряні вимикачі), і для пневматичного приводу контактів розподільників при включенні і відключенні. Масляні вимикачі і роз'єднувачі із пневматичним приводом працюють при тиску 2,1 МПа.

Схеми пневматичного господарства. На ГЕУ у складі пневматичного господарства можуть створюватися незалежні системи: низького тиску – до 0,9 МПа, середнього тиску 4,2÷6,4 МПа та високого тиску – до 23,1 МПа.

Оперативними споживачами, що не допускають навіть короткочасної перерви у повітряпостачанні, є: система гальмування гідроагрегата, а також електричні повітряні і масляні вимикачі високої напруги. При виборі компресорного обладнання враховується можливість тривалого виходу із ладу або відключення



для ремонту одного із компресорів кожного типу. Однотипних компресорів на об'єкті повинно бути не менше двох. Постачання повітрям кожного із видів споживачів, як правило, повинне здійснюватися від самостійних повітрязбірників.

Система управління компресорними установками для підтримання заданого рівня тиску у повітрязбірниках проектується повністю автоматизованою. При виборі компресорних агрегатів перевага надається машинам із повітряним охолодженням, автоматизувати які простіше. При водяному охолодженні вода не повинна містити рослинних і механічних домішок більше 40 мг/л, а загальна жорсткість води не допускається більше 7 моль/л.

На нагнітальному повітряпроводі кожного компресора, з метою відключення його від мережі при ремонті, установлюються зворотній і запірний клапани. На кожній ланці стиснення у компресорі повинен установлюватися запобіжний клапан.

Повітрязбірники оснащуються запобіжними клапанами, манометрами і пристроями для періодичної продувки конденсату. При відключенні одного або групи повітрязбірників, безперерйне постачання повітрям споживачів повинне забезпечуватися обхідною лінією. Кожен компресорний агрегат оснащується контрольно-вимірювальними приладами. Компресорна установка низького тиску виконується спільною для усіх споживачів або складається із двох установок — однієї у будівлі ГЕУ, а іншої - у приміщенні на гребені греблі.

Компресорні установки високого тиску застосовуються на ГЕС і ГАЕС для обслуговування електричних вимикачів високої напруги з робочим тиском 2,7 МПа і вище [3]. У випадках, коли термодинамічне осушення стисненого повітря недостатнє, для забезпечення надійної роботи повітряних вимикачів допускається застосування фізико-хімічних вологопоглиначів.

У комплекті із вимикачами постачаються блоки осушення із наступними параметрами [3]: пропускна здатність 400 м³/год; тиск повітря, що осушується – до 20 МПа; точка роси повітря, що осушується -65⁰С. Пропускні клапани із електромагнітними приводами відкриваються при пониженні тиску у буферних повітрязбірниках і закриваються після відновлення тиску до номінального.



Компресорні агрегати. У пневматичному господарстві ГЕУ використовуються поршневі, гвинтові і ротаційні компресорні агрегати загального призначення.

Компресори автоматично вмикаються при пониженні тиску у балонах, і відключаються після відновлення номінального тиску. Повітря подається через клапани постійного тиску. Робочий і резервний компресори можуть вмикатися одночасно (режим неявного резерву) або за ступенями тиску.

Повітрязбірники загального призначення для робочого (надлишкового) тиску 0,8 МПа виготовляються за **ГОСТ 26-01—87**.

Трубопроводна арматура приймається у залежності від робочого тиску і температури у повітряпроводах.

Запірні клапани установлюються, як правило, фланцеві: для тиску до 2,5 МПа — із ковкого чавуну, для тиску 4,1 і 6,4 МПа — сталеві прямоточні. Для більш високого тиску (до 32 МПа) при діаметрі умовного проходу 10÷15 мм застосовуються сталеві кутові запірні клапани. При діаметрі більш 50 мм рекомендується застосовувати засувки [3].

На ГЕУ застосовуються *зворотні клапани* підйомного типу, що установлюються на горизонтальних ділянках трубопроводів.

Компонування пневматичних установок. Компресорні установки ГЕУ повинні відповідати «Правилам влаштування і безпечної експлуатації стаціонарних компресорних установок, повітряпроводів і газопроводів» та «Правилам влаштування і безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском». Компресорні установки на ГЕС, як правило, розташовуються на нижніх поверхах блоку монтажної площадки.

У приміщенні компресорної необхідно мати площадку для проведення ремонтів обладнання, вантажопідйомні пристрої і засоби механізації. Повітряні компресори із подачею більше 10 м³/хв повинні бути оснащені кінцевими охолоджувачами.

Забір повітря компресорами виконується, як правило, зовні приміщень на висоті не менше 3,0 м від землі. Для компресорів із подачею до 10 м³/хв, що мають власні фільтри, допускається забирати повітря безпосередньо із приміщення компресорної.

Трубопроводи, що приєднуються до компресорного агрегата, забезпечуються компенсуючими пристроями. Ділянка між усмоктувальним колектором компресорної і компресором



оснащується гнучкою вставкою. Інші повітряпроводи (до теплообмінників, водомасловидалення і т.п.) також повинні мати достатню гнучкість для того, щоб компенсувати вібрацію.

На рис. 7.1 наведено приклад компоновання компресорного обладнання у приміщенні під монтажну площадкою будівлі ГЕС.

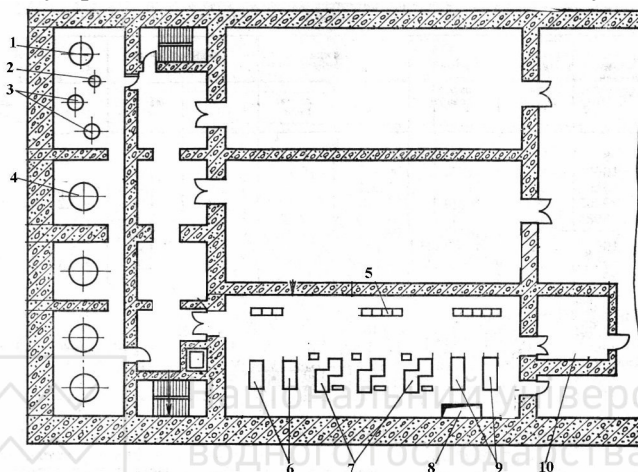


Рис. 7.1. Компоновання компресорного обладнання у будівлі ГЕС:

1, 2, 3, 4 – повітрязбірники; 5 – шафа управління;
6, 7, 9 – компресори; 8 – прямок; 10 – ремонтна майстерня

У приміщенні розташовуються: два компресори 6 типу КСЕ-5м для обслуговування системи гальмування агрегатів, технічних потреб і пневмогідравлічної апаратури; три компресори 7 типу 302ВП-5/70 для зарядки гідроаккумуляторів МНУ і обслуговування системи відтиснення води із камери робочого колеса; два компресори 9 типу ВШВ-2,3/230 для обслуговування повітряних вимикачів ВРП 220 кВ; шафи управління 5. Приміщення компресорної обслуговується підвісною кран-балкою вантажопідйомністю 2 т. До компресорної примикає ремонтна майстерня 10. У прямку 8 розташовуються глушники вихлопів компресорів. Повітрязбірники розташовані у приміщенні під шандоросховищем, що має залізобетонні стіни і перекриття. Для доставки обладнання перекриття виконане зйомним. Тут розташовуються чотири повітрязбірники 4 ємністю по 25 м³, розраховані на тиск 6,4 МПа для системи відтиснення води; один



повітрязбірник 1 ємкістю 8 м^3 на тиск 4,1 МПа для підзарядки гідроаккумуляторів, два повітрязбірники 3 ємкістю по 4 м^3 із тиском 9 МПа для технічних потреб та системи гальмування і один повітрязбірник 2 ємкістю $0,5 \text{ м}^3$ із тиском 9 МПа для обслуговування пневмогідравлічної апаратури.

Контрольні запитання:

1. Що є споживачами стисненого повітря на ГЕС?
2. Які існують схеми пневматичного господарства?
3. Яке обладнання входить до складу пневматичних установок?
4. Приклади компонування пневматичних установок.

Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів

Споживачами системи технічного водопостачання (СТВ) на ГЕС і ГАЕС є [3]: у *гідромашині* — водопостачання для змащення підшипників, лабіринтних та інших ущільнень, охолоджувачі масла у ваннах підшипників із масляним змащенням та у системі регулювання; у *гідрогенераторі* (двигуні-генераторі) — охолоджувачі масла та системах змащення під'ятників та підшипників, — повітряохолоджувачі, теплообмінники системи внутрішньопровідникового рідинного охолодження статора і ротора, системи охолодження теристорних випрямлювачів; у *трансформаторі* - маслоохолоджувачі; у *компресорному агрегаті* — проміжні і кінцеві охолоджувачі; у *насосному агрегаті* — водопостачання підшипників із гумовими вкладишами; інше технологічне обладнання. Схема системи технічного водопостачання наведена на рис. 8.1.

Повітряохолоджувачі генератора призначені для охолодження повітря, що циркулює у замкнених системах охолодження електричних машин. Дія повітряохолоджувача ґрунтується на принципі теплопередачі між охолоджуючою водою, що тече по трубках, і гарячим повітрям, що їх обтікає. Різниця температур вхідної води для охолодження і охолодженого повітря приймається рівною 10°C . Повітряохолоджувачі розташовуються по зовнішній стороні корпусу статора, навпроти вікон для пропуску нагрітого повітря.

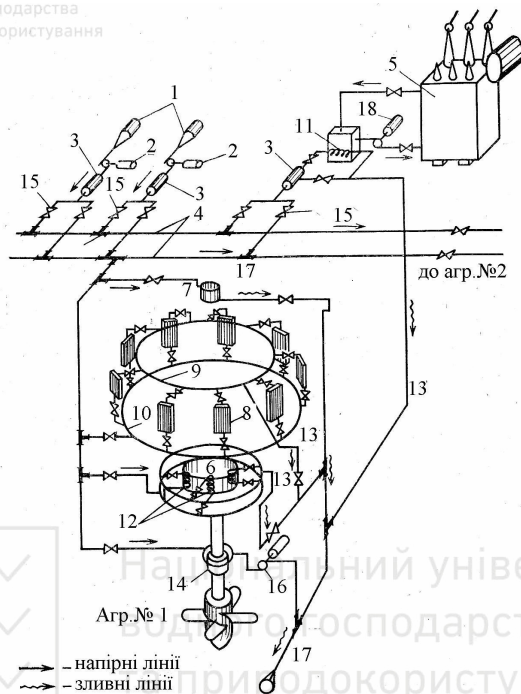


Рис. 8.1. Принципова схема технічного водопостачання
гідроагрегата і трансформатора:

1 – водозабірний пристрій; 2 – насоси підкачки; 3 – фільтрувальні установки; 4 – магістралі технічного водопостачання; 5 – силовий трансформатор; 6 – підп'ятник агрегата; 7 – верхній направляючий підшипник агрегата; 8 – охолоджувачі генератора; 9 – напірне кільце системи охолодження гідрогенератора; 10 – зливне кільце системи охолодження гідрогенератора; 11 – змійовик водяного охолодження трансформатора; 12 – змійовик охолодження підп'ятника агрегата; 13 – зливні лінії; 14 – нижній направляючий підшипник турбіни; 15 – засувки; 16 – відкачка води з кришки турбіни; 17 – місця під'єднання (трійники); 18 – насос циркуляції масла

Маслоохолоджувачі підп'ятника розташовуються безпосередньо у його масляній ванні, у зоні циркуляції масла. Необхідну подачу води до маслоохолоджувачів визначають заводи-виробники генераторів на основі теплових розрахунків.

**Маслоохолоджувачі генераторних і турбінних підшипників**

розташовуються у їхніх масляних ваннах і з'єднуються послідовно у дві групи. Подача води для охолодження орієнтовно приймається рівною 30÷35 % від подачі до маслоохолоджувачів підшипника. Маслоохолоджувач розрахований на відвід 40 кВт теплових втрат при витраті води для охолодження 20 м³/год із початковою температурою 16°C та її нагріванні на 2°C.

Теплообмінники для системи внутрішньопровідникового рідинного охолодження застосовуються на найбільш потужних вертикальних, а також на деяких капсульних агрегатах. Кількість теплообмінників визначається витратами тепла, що відводиться, із урахуванням температури води для охолодження. Установлюються вони поза електричною машиною, і зв'язані із охолоджуючими елементами трубопроводами із нержавіючої сталі і діелектричними шлангами для циркуляції теплоносія – знесоленої води.

Маслоохолоджувачі трансформаторів із водяною системою охолодження виконуються виносними, і зв'язуються із баком трансформатора трубопроводами для циркуляції теплоносія (трансформаторного масла). Зміна подачі води при сезонних змінах її температури, а також сезонних змінах температури навколишнього повітря, як правило, здійснюється включенням у роботу певного числа маслоохолоджувачів.

Способи і схеми технічного водопостачання. Вода у системі технічного водопостачання повинна бути неагресивною до матеріалів, із яких виготовлені охолоджувачі, трубопроводи, фільтри та інші елементи. У ній не повинно бути великої кількості зважених часток, особливо із абразивними властивостями. Температура води на вході не повинна перевищувати 30°C [1, 3]. У системах технічного водопостачання ГЕС і ГАЕС, як правило, використовується річкова вода із верхнього або нижнього б'єфів.

Водоприймачі, що виходять у верхній або нижній б'єф, розташовуються нижче мінімальних рівнів води на відмітках, що не піддаються закупоренню шугою або льодом. Вони оснащуються сміттєзатримуючими решітками, що перешкоджають потраплянню у трубопроводи плаваючого сміття.

При заборі води із нижнього б'єфу ГЕС, якщо вода при виході із відсмоктувальних труб з великою швидкістю аерується, необхідно передбачити можливість видалення повітря із системи.



У залежності від напору, на ГЕУ використовуються наступні системи технічного водопостачання технологічного обладнання [3]: *самоплинна* (рис. 8.2) – при напорах 10÷60 м (із забором води з верхнього б'єфу); *насосна* – при напорах нижче 15 і вище 200 м (із забором води з нижнього б'єфу); *ежекторна* (рис. 8.3) – при напорах 50÷250 м (із забором води із верхнього або нижнього б'єфів). Для ГАЕС при значних коливаннях рівня верхнього б'єфу, як правило, застосовується насосна система із забором води із нижнього б'єфу.

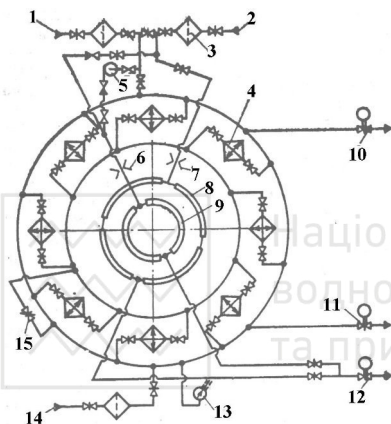


Рис. 8.2. Самоплинна схема технічного водопостачання:

- 1, 14 – водозабори із спіральної камери;
2 – резервний водозабір;
3 – сітчатий фільтр;
4 – повітряохолоджувачі;
5 – насос для зарядки сифона;
6, 7 – вимірювальні шайби;
8 – маслоохолоджувачі підп'ятника;
9 – маслоохолоджувачі підшипника генератора;
10, 11, 12, 15 – засувки

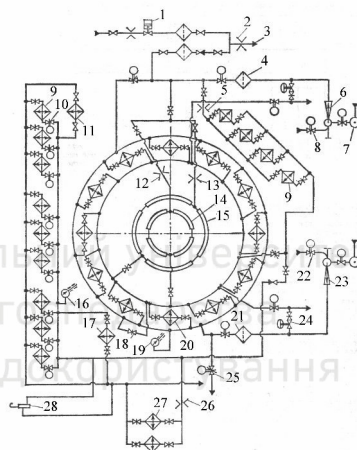


Рис. 8.3. Схема ежекторного технічного водопостачання:

- 1 – гідроклапан; 2, 5, 12, 13, 26 – вимірювальні шайби; 3, 9, 14, 15, 17, 27 – споживачі; 4, 21 – фільтри; 6, 23 – ежектори; 7 – деаератор; 8, 10, 22 – засувки; 11 – кондиціонер;
14 – маслоохолоджувачі підшипника генератора; 15 – маслоохолоджувачі підп'ятника; 16, 19 – електроконтактні манометри; 18, 25 – засувки; 20 – повітряохолоджувачі генератора; 24 – запобіжні пристрої; 28 – переливний пристрій

Схема технічного водопостачання може виконуватися поагрегатною, груповою (на електричний блок або іншу групу агрегатів) або загальностанційною.



Вибір способу і схеми технічного водопостачання для кожного конкретного об'єкта здійснюється на підставі техніко-економічного порівняння варіантів із урахуванням [3]: надійності експлуатації і витрат на ремонт та обслуговування системи; вартості обладнання і його монтажу; наявності вільних площ для розміщення обладнання і вартості створення додаткових приміщень; вартості електроенергії для електродвигунів насосів, або величини втрат від використання води із верхнього б'єфу для роботи ежекторів.

Розрахункова витрата технічної води при виборі обладнання приймається рівною сумі витрат усіх споживачів при роботі усіх агрегатів ГЕС і ГАЕС із повним навантаженням при максимальній температурі води у водоймі на глибині водозаборів.

У системі охолодження головних трансформаторів автоматизації підлягають процеси подачі води до маслоохолоджувачів після увімкнення трансформатора у мережу із попереднім увімкненням циркуляційних маслонасосів при температурі масла не нижче 15°C.

Обладнання для технічного водопостачання.

Насосне обладнання. У системах технічного водопостачання ГЕС і ГАЕС застосовуються переважно відцентрові горизонтальні одноступеневі насоси двостороннього входу типу Д із напівспіральним підведенням води до робочого колеса.

Допустиму геометричну висоту усмоктування насоса (різницю відміток осі насоса і рівня води) при нормальних умовах, тобто атмосферному тиску 0,1 МПа і температурі води 20 °С, можна визначити за формулою

$$H_{BC} = 10 - 0,1 \cdot h_{II} - \Delta h_K, \quad (8.1)$$

де h_{II} – сумарний гідравлічний опір в усмоктувальній лінії насоса при максимальній подачі, кПа; Δh_K – допустимий кавітаційний запас, м.

Насоси технічного водопостачання розташовуються у приміщеннях, де при будь-якому рівні водойми, із якої забирається вода, насоси будуть знаходитися під заливом без установки прийомних клапанів. Якщо це неможливо, то потрібно застосувати надійні автоматичні пристрої для заповнення водою усмоктувальної лінії при пуску насоса, наприклад вакуум-насоси, ежектори та ін.

Ежектори. Для систем технічного водопостачання застосовуються як *нерегульовані*, так і більш складні *регульовані ежектори*. Останні доцільно застосовувати на об'єктах, де потрібна



значна зміна подачі при великих коливаннях напору ГЕС і значних сезонних змінах температури води для охолодження. Ежектори для систем технічного водопостачання серійно не виготовляються, у зв'язку з чим доводиться виготовляти їх за індивідуальними проектами. На рис. 8.4 показано нерегульований ежектор із соплом діаметром 72 мм і змішувальною камерою діаметром 170 мм [3, 6]. При тиску робочої води 1,94 МПа і тиску підсмоктуваної води 0,13 МПа він забезпечує подачу $1900 \text{ м}^3/\text{год}$ із тиском 0,4 МПа.

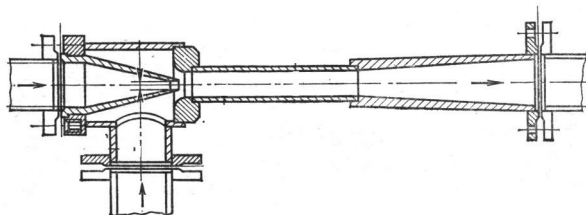


Рис. 8.4. Нерегульований ежектор

На рис. 8.5. показаний регульований ежектор із соплом діаметром 75 мм і змішувальною камерою діаметром 170 мм, хід голки 50 мм. Регульований ежектор призначений для роботи у діапазоні значень тиску [3]: робочої води $0,7 \div 2,3 \text{ МПа}$, підсмоктуваної води $0,13 \div 0,25 \text{ МПа}$.

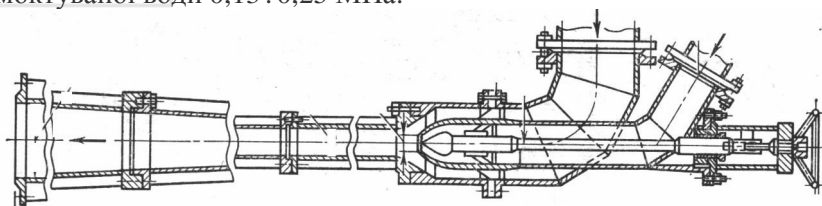


Рис. 8.5. Регульований ежектор

Ежектор оснащується стандартним електроприводом від засувки для дистанційного або автоматичного пересування голки при необхідності зміни подачі води.

Фільтри. Найбільше поширення у системах технічного водопостачання одержали *сітчасті фільтри* різних типів.

Фільтр конструкції ЛМЗ типу ФС має три типорозміри. Фільтруючим елементом є поворотний барабан, розділений на вісім секторів. По черзі один із секторів установлюється над отвором у дні фільтра, що сполучений із зливним трубопроводом, що



забезпечує промивання сітки зворотним потоком води. Фільтр конструкції Гідропроекту типу Ф розроблений на шість типорозмірів [3]. Робочий тиск 0,6 МПа. Фільтруючим елементом є конічний стакан із багатьма отворами діаметром 4 або 6 мм.

Засувки. У системах технічного водопостачання найбільше поширення одержали *фланцеві засувки*, призначені для закриття і відкриття прохідних отворів трубопроводів і частково для регулювання подачі води до споживачів.

Щоб уникнути гідравлічного удару, необхідно перевірити прийнятну швидкість закривання засувок, і у разі потреби змінити редуктор електроприводу або установити у гідроприводі дросель. Тривалість закривання засувки, при якій тиск у трубопроводі не перевищує гранично допустимого, орієнтовно приймається рівною

$$T_s = \frac{10 \cdot l \cdot v_0}{g \cdot (H - H_0)} \sqrt{\frac{H}{H_0 - h_T}}, \quad (8.2)$$

де T_s – тривалість закривання засувки, с; l – довжина трубопроводу, м; v_0 – швидкість води у трубопроводі до початку закривання засувки, м/с; H – гранично допустимий тиск у трубопроводі, кПа; H_0 – початковий тиск у трубопроводі, кПа; h_T – втрати тиску на тертя у трубопроводі при швидкості v_0 , кПа.

Засувки із електроприводом випускаються для трубопроводів із умовним діаметром 100 мм та більше [3]. У системах технічного водопостачання, як правило, застосовуються засувки із висувним шпинделем, у яких ходовий вузол розташований поза робочим середовищем, у зв'язку з чим полегшується його обслуговування. Це забезпечує більшу надійність у порівнянні із засувками, що мають невисувний шпиндель.

У якості **витратомірів** у системах технічного водопостачання ГЕС і ГАЕС, як правило, застосовуються дискові діафрагми у комплекті із дифманометрами.

Діафрагма створює місцеве звуження потоку, внаслідок чого частина потенційної енергії тиску переходить у кінетичну. Середня швидкість потоку у звуженому перерізі підвищується – і статичний тиск стає меншим, ніж до діафрагми. Різниця цих тисків пропорційна подачі води, що протікає по трубопроводу і може служити мірою витрати. У залежності від номінального перепаду тиску дифманометра і діаметра трубопроводу підбирається діаметр діафрагми. Як правило, використовуються дифманометри на



перепад тиску 25 або 40 кПа із урахуванням запасу по вимірюваній подачі 25÷30 % номінальної витрати трубопроводу.

Велику точність вимірювання мають **камерні діафрагми**, що краще ніж плоскі, згладжують перекручування потоку при його проходженні через коліна, засувки ті інші місцеві опори. **Дискові діафрагми** можна установлювати на горизонтальних, вертикальних або похилих ділянках трубопроводів. Втрата тиску у вимірювальній діафрагмі не перевищує 15÷25 кПа (50÷60 % від розрахункового перепаду тиску).

Дифманометри рекомендується встановлювати нижче діафрагми, а з'єднувальні лінії прокладати із похилом вниз від діафрагми [3]. Для горизонтальних і похилих трубопроводів у місці установки діафрагми з'єднувальні трубки приєднуються до нижньої частини діафрагми. Довжина з'єднувальних трубок не повинна перевищувати 50 м. Найчастіше на ГЕС застосовуються **дифманометри-витратоміри** типу ДМЕР, що діють за принципом перетворення переміщень чутливої мембрани під дією перепаду тиску води в уніфікований вихідний сигнал 0÷5 мА [3].

При відсутності постійних витратомірних пристроїв із діафрагмами, у системі технічного водопостачання під час випробувань і налагодження іноді застосовуються **індукційні витратоміри** у вигляді вставки у трубопровід.

Об'єктами автоматичного водяного пожежегасіння на ГЕС і ГАЕС є синхронні машини — гідрогенератори ГЕС, двигуни-генератори ГАЕС та трансформатори потужністю більше 63 МВ·А, напругою 110 кВ і більше, підпультові поверхи, кабельні споруди (коридори, шахти, галереї та ін.). У якості вогнегасної речовини у гідрогенераторах, двигунах-генераторах і допоміжних генераторах, використовується вода.

Поблизу обмоток лобових частин статора генератора або двигуна-генератора розміщують дренчерні кільцеві трубопроводи, у яких виконано отвори, оснащені спеціальними насадками, вісь яких спрямована у бік обмоток. Крок отворів приймається 80÷100 мм, що забезпечує щільні водяні струмені, що створюють водяну завісу. Тиск води перед дренчерним отвором повинен бути у межах від 0,2 до 0,5 МПа. Розрахункова тривалість пожежегасіння приймається 5÷10 хв. Пожежегасіння синхронних машин повинне виконуватися автоматизовано - для цього на підвідному трубопроводі кожної



машини, установлюється запірно-пусковий пристрій, а у самій машині - спеціальні пожежні датчики. Трансформатори на ГЕС є головними об'єктами пожежної небезпеки, оскільки вони містять значну кількість трансформаторного масла. Пожежегасіння їх автоматизовано здійснюється розпиленою водою. З цією метою по периметру і висоті трансформатора на електрично безпечній відстані монтуються водяні трубопроводи, на яких установлюються дренчерні зрошувачі. Розрахунковий час пожежегасіння трансформатора, не враховуючи час на відкриття засувки і заповнення трубопроводів, приймається 10 хв.

Запірно-пусковий вузол (ЗПВ) пожежегасіння трифазних трансформаторів відкритої установки вмикається від диференціальних і газових захистів, що виконані у одному блоці із спеціальними пристроями виявлення пожежі.

Кабельні споруди ГЕУ, у залежності від призначення, обладнуються **системами автоматичного водяного пожежегасіння**. Система трубопроводів складається із окремих секцій за кількістю ізольованих відсіків кабельних споруд, що потрібно захистити. У якості пожежних датчиків використовуються димові або комбіновані сигналізатори, що реагують на дим та підвищення температури. Найбільш надійним джерелом протипожежного водопостачання ГЕУ є верхній б'єф. Необхідно віддавати перевагу самоплинній системі, якщо за умови транспортування обладнання, що захищається, забезпечується розрахунковий тиск перед пристроями розпилення води.

Самоплинне протипожежне водопостачання повинне здійснюватися не менше, ніж від двох водозаборів, рознесених по фронту, безпосередньо із верхнього б'єфу. Кожен водозбір обладнується решітками, запірною арматурою і фільтром із комірки не більше 3÷4 мм [3].

Насосне протипожежне водопостачання застосовується у тому випадку, коли тиск води із верхнього б'єфу недостатній або занадто великий для пожежегасіння. Забір води може здійснюватися із верхнього або нижнього б'єфів.

Для протипожежного водопостачання використовуються відцентрові насоси, загальнопромислового виготовлення.

Розрахункова витрата води для системи протипожежного водопостачання приймається за найбільшою витратою для одного



об'єкта автоматичного пожежегасіння, що співпадає із витратою води на внутрішнє пожежегасіння від пожежних кранів і витратою на зовнішнє пожежегасіння від гідрантів згідно **СНиП 2.04.02-84 «Водопостачання. Зовнішні мережі і споруди»**.

Насосні установки можуть розташовуватися на перших або у підвальних поверхах ГЕС і ГАЕС, як правило, у блоці монтажної площадки. Ці приміщення повинні знаходитися нижче мінімального рівня води у водозаборі (відповідно, верхнього або нижнього б'єфу), для того, щоб корпуси насосів знаходилися під заливом стовпа води не менше 0,5 м.

Запірно-пускові вузли встановлюються по одному на кожен об'єкт пожежегасіння без резерву. Для автоматичної подачі води при пожежегасінні застосовується засувка із приводом від електродвигунів або спеціальний швидкодіючий клапан.

Запірно-пускові вузли рекомендується з'єднувати у вузол управління – **станцію водяного автоматичного пожежегасіння (СВПГ)** із урахуванням розташування об'єктів пожежегасіння і магістральних трубопроводів. Станція водяного пожежегасіння і окремі ЗПВ розташовуються безпосередньо у виробничих приміщеннях ГЕУ або у окремих приміщеннях.

У **насосній станції** автоматизується: запуск робочих насосів одночасно із відкриттям будь-якого ЗПВ за імпульсом, що надходить від пожежних датчиків об'єктів, що захищаються; запуск резервного насоса у випадку відмови робочих насосів або при неможливості виходу системи пожежегасіння на режим протягом установленого часу за імпульсом від електроконтактного манометра на живильному трубопроводі; зупинка насосів після припинення пожежегасіння і закриття ЗПВ через визначений час (якщо це передбачено проектом).

Відкачувальні пристрої призначені для видалення води із спіральних камер і відсмоктувальних труб, турбінних водоводів, тунелів, водозливних камер та водоскидів. Об'єм води, що необхідно відкачати, складається із об'єму води, що знаходиться у зазначених елементах після установки ремонтних затворів, а також із об'єму води, що просочується через ущільнення затворів та закриті засувки агрегатів, що залишилися у роботі.

Відкачування води виконується при оглядах і ремонтах проточної частини гідроагрегата, а також підводних залізобетонних



і металевих конструкцій. Для забезпечення повного видалення води з проточної частини турбін, водозабори слід розташовувати у найнижчій точці ємкості, що осушується.

Згідно **СНиП III-18-75** «Металеві конструкції», питома фільтрація води на 1 м периметру ущільнення затворів повинна бути не більшою: для металевих ущільнень – 0,8 л/с; для нерухомих гумових ущільнень – 0,3 л/с; для гумових ущільнень при регулюванні їх притиснення під напором – 0,1 л/с. У системі відкачування повинно бути не менше двох відкачувальних пристроїв: насосів або ежекторів. Для забезпечення більшої маневреності при відкачуванні рекомендується використовувати відкачувальні пристрої із різною подачею. Сумарна подача відкачувальних пристроїв повинна забезпечити відкачування води із проточної частини гідротурбіни за час не більше 6 год. При відкачуванні води із довгих напірних трубопроводів, водоскидів і водобійних колодязів, час осушення може бути збільшений до 12 год.

Схеми відкачування води. Відкачування води із проточної частини турбін влаштовується із застосуванням стаціонарних водонасосних установок. Вибір схеми, у залежності від компонування будівлі ГЕС, визначається техніко-економічним порівнянням варіантів насосної установки із горизонтальними та із вертикальними насосами. У деяких випадках можливе застосування переносних заглиблених насосів.

Горизонтальні насоси рекомендується застосовувати у тих випадках, коли за умовами компонування можуть бути виділені приміщення достатніх розмірів на відмітках, що забезпечують допустиму висоту усмоктування. Недоліком застосування таких насосів є необхідність їх розміщення у приміщеннях нижче рівня нижнього б'єфу, що створює небезпеку їх затоплення.

Вертикальні насоси рекомендується застосовувати при відкачуванні великих об'ємів води і відсутності приміщень достатніх розмірів на рівні дна відсмоктувальних труб. Значною перевагою застосування насосів цього типу є можливість розташування електродвигунів на незатоплюваних відмітках, недоліком — довга трансмісія і вища вартість у порівнянні із горизонтальними насосами.



Занурені насоси застосовуються у якості допоміжних пристроїв основних насосів при відкачуванні протікань через ущільнення затворів. Варто враховувати, що ці насоси не можуть знаходитися у воді у неробочому стані більше 5 діб, тому що ізоляція електродвигунів стає вологою - і вони можуть вийти із ладу.

Ежекторні установки у системі відкачування застосовуються як допоміжні пристрої до насосів (рис. 8.6). На підземних ГЕС їх використовують у якості аварійних відкачуючих пристроїв.

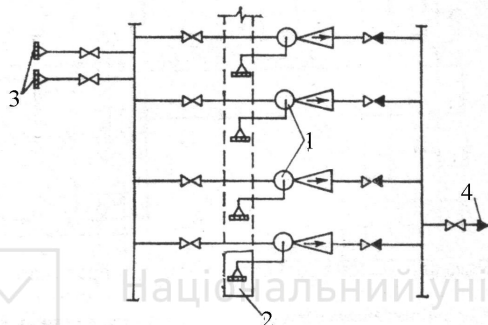


Рис. 8.6. Схема аварійного відкачування води із використанням ежекторів:

1 – ежектори; 2 – водоприймальна патерна;

3 – водозабір із верхнього б'єфу; 4 – злив води у нижній б'єф

У системі осушення проточного тракту гідротурбіни найбільше поширення одержала схема із водоприймальною патерною і зливним колодязем. При цьому для спорожнювання відсмоктувальної труби установлюється тарілчатий клапан із гідроприводом, а для спорожнювання спіральної камери - засувка із ручним або електричним приводом.

Приміщення насосних установок. Установка горизонтальних насосів вимагає висоти приміщення близько трьох, а для вертикальних артезіанських насосів — близько п'яти метрів. Відстань між виступаючими частинами насосів повинна бути не меншою 1,0 м. Горизонтальні відцентрові насоси встановлюються нижче дна відсмоктувальної труби для того, щоб насос знаходився під заливом до повного відкачування води. Дренажні насоси установлюються вище рівня води, що необхідно відкачати. На усмоктувальних трубопроводах необхідне влаштування прийомних клапанів.



Контрольно-вимірювальні прилади. Управління і контроль за роботою відкачувальних і дренажних пристроїв повинні бути автоматизовані. Насоси повинні включатися і відключатися у залежності від рівнів у прийомних колодезях. Контролю підлягають рівні води у колодезях і подача води на змащення підшипників і ущільнення артезіанських насосів (рис. 8.7).

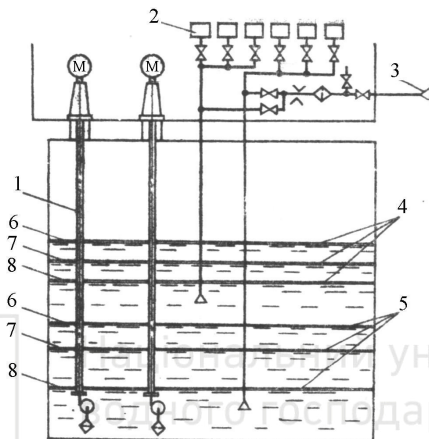


Рис. 8.7. Вимірювання рівнів у зливному колодезі за допомогою пневмогідравлічної апаратури:

- 1 – артезіанський насос; 2- контрольно-вимірювальні прилади; 3 – із повітрязбірника; 4 – рівні води при частковому відкачуванні; 5 – рівні води при повному відкачуванні; 6 – увімкнення резервного насоса і сигналу; 7 – увімкнення робочого насоса; 8 – відключення насосів

Рівні води можуть вимірюватися трьома видами датчиків: електродними, поплавковим і манометричними. Конструкція електродного датчика досить проста і він надійно працює у чистій воді, однак у замасленій воді датчик дає збої. Поплавкові датчики працюють надійно, але через наявність контактної системи їх важко використовувати у схемах із мікропроцесорами АСУ.

Технічні дані датчиків, що застосовуються на ГЕУ [3] такі: *датчик напору ДН* має межі вимірювання рівня 0,4÷4; 1÷10; 1,6÷16; 2,5÷25; 4÷40 м; клас точності 2,5; живлення постійним або змінним струмом 220 В; *датчик тиску типу ДД* має межі вимірювань рівня 0,6÷6; 1÷10; 1,6÷16 м; клас точності 2,5; живлення постійним або змінним струмом 220 В; *датчики типів ДН і ДД* випускаються двох



модифікацій: із двохпозиційними і трьохпозиційними вихідними сигналами (можуть бути безшкальними, із оцифрованими шкалами установок, із оцифрованими шкалами установок та інформаційними шкалами зони нечутливості); *рівнемір РДУ-10* поплавкового типу має межі вимірювань $0 \div 12$ і $0 \div 20$ м (покази за допомогою селесфійного пристрою передаються на показуючий прилад); *рівнемір РБ-Е* буйкового (поплавкового) типу має межі вимірювань $0,02 \div 16$ м (покази передаються на вторинний прилад – амперметр); *рівнемір РУС* ємнісного типу має межі вимірювань $0,4 \div 20$ м (покази передаються на вторинний прилад – амперметр); *рівнеміри ЕХО-3* акустичного типу мають межі вимірювань $0 \div 1,6$; $0 \div 2,5$; $0 \div 4$; $0 \div 6$; $0 \div 10$; $0 \div 20$; $0 \div 30$ м (прилади мають уніфікований вихідний сигнал $0 \div 5$ або $0 \div 20$ мА; вторинний прилад — амперметр).

Контрольні запитання:

1. Які є споживачі холодної води на ГЕУ?
2. Які існують способи і схеми технічного водопостачання?
3. Яке обладнання використовують у системах технічного водопостачання?
4. Яке призначення протипожежного водопостачання обладнання?
5. Яке призначення відкачувальних пристроїв?
6. Які існують схеми відкачування води?
7. Які контрольно-вимірювальні прилади використовуються на ГЕУ?

Тема 9. Компонування допоміжного обладнання.

Експлуатація і ремонт обладнання ГЕУ

Будівля гідроелектростанції є складною спорудою, у якій розміщується комплекс основного і допоміжного обладнання та допоміжні господарства.

У нижній частині будівлі ГЕУ розміщується проточний тракт агрегата (турбінна камера, відсмоктувальна труба, а у руслових будівлях – також і водоприймальна частина), гідромашинне обладнання і ряд допоміжних систем, що називається агрегатною частиною (іноді - підводною частиною). У межах верхньої будівлі розташовується машинний зал із гідрогенераторами, підйомно-транспортним та іншим обладнанням. Особливою частиною будівлі ГЕС і ГАЕС є *монтажна площадка*, що відрізняється конструкцією від агрегатних блоків.



Довжина будівлі станції може досягати декількох сотень метрів. Тому, при наявності в основі нескельних ґрунтів, неминучі нерівномірні осідання споруд. У зв'язку з цим, а також у зв'язку із можливістю виникнення у будівлі великих температурних напруг, влаштовують поперечні *температурні та осадові шви*, що розрізають будівлю вертикальними площинами на окремі секції. У кожній секції можна розташувати від одного до чотирьох агрегатів.

У агрегатній частині будівлі станції знаходяться системи масляного господарства, технічного водопостачання, осушення проточної частини агрегатів, дренажу будівлі та ін. Ці системи розташовуються у приміщеннях над дифузорами відсмоктувальних труб та між агрегатами. *Блок монтажної площадки* за навантаженнями і розмірами істотно відрізняється від будівлі ГЕС. У будівлях, що зводяться на нескельних ґрунтах, монтажна площадка (за умовами виробництва робіт) має однакові із агрегатними блоками розміри підводної частини. Оскільки кранове обладнання є загальним, верхня будівля у зоні монтажної площадки має однакові розміри і конструкцію з агрегатними блоками. У *надагрегатній частині* будівлі розташовуються гідрогенератори, силові трансформатори, кранове обладнання машинної зали, водоприймальних пристроїв і ремонтного загородження відсмоктувальних труб, різне допоміжне обладнання.

Планування машинної зали, конструкція і розміри верхньої будівлі взаємопов'язані між собою (рис. 9.1).

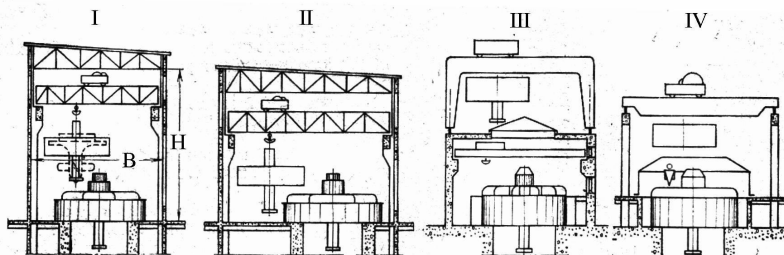


Рис. 9.1. Типи верхньої будівлі ГЕС:

В – ширина машинної зали; Н – висота машинної зали

Розміри верхньої будівлі закритої машинної зали (рис. 9.1, схема I) визначаються із умови, що все обладнання, включаючи вантажопідйомні крани, повинне знаходитися під дахом. Висота і



ширина верхньої будівлі визначаються як розмірами обладнання, так і умовами його транспортування у агрегатний блок або на монтажну площадку. У залежності від схеми транспортування обладнання призначається ширина машинної зали B та її висота H . Транспортування ротора над генераторами дозволяє зменшити ширину машинного залу, але вимагає деякого збільшення його висоти. У цьому випадку вдається зменшити значення ширини машинної зали із $(1,5 \div 2,0) \cdot D_{ГЕН}$ приблизно до $(1,2 \div 1,3) \cdot D_{ГЕН}$ [1]. Для прискорення монтажних робіт і зменшення витрати електроенергії на станціях із великою кількістю агрегатів, виправданою є установка крана меншої вантажопідйомності [1], що пересувається додатковими шляхами, розташованими на більш низьких відмітках. Вантажопідйомність таких кранів, як правило, не перевищує $15 \div 30$ т.

При зміщенні обладнання, що транспортується, щодо осі будівлі (рис.9.1, схема II) верхня будівля розташовується несиметрично щодо поздовжньої осі будівлі станції. При наявності на підвідних водоводах предтурбінних затворів, обслуговування яких здійснюється основним краном, вісь агрегата зміщується у бік нижнього б'єфу. Верхня будівля напіввідкритого типу (рис. 9.1, схема III) має найменші розміри: за межі закритого приміщення виноситься лише основний кран, а інше обладнання розташовується у машинній залі пониженої висоти. Монтаж і демонтаж агрегатів виконується через зйомне перекриття, розміщене над кожним агрегатом, що знімається краном або на катках відсовується убік. Така ж зйомна кришка влаштовується над монтажною площадкою.

Відкриті будівлі (рис. 9.1, схема IV) не мають машинної зали. Генератор розташовується під зйомним ковпаком, допоміжне обладнання — на різних поверххах агрегатної частини будівлі і під монтажною площадкою. Ремонт обладнання на відкритій монтажній площадці незручний, у зв'язку із цим даний тип верхньої будівлі не одержав широкого поширення.

Конструкція верхньої частини будівлі станції складається із несучого каркасу, підкранових конструкцій і заповнення. Каркас складається із системи колон, на які спираються ферми перекриття і підкранові балки, розрізані у місцях розташування осей і швів. Балки і колони можуть бути виконані із металу, монолітного або збірного залізобетону. Простір між колонами заповнюється



цегляною кладкою, блоками, залізобетонними плитами або віконними прорізами, що влаштовуються вище підкранових балок. Не дозволяється розташування віконних прорізів у місцях установки силових трансформаторів, а також зі сторони відкритих станційних трубопроводів на дериваційних станціях.

Температурні і осадові шви. Для зменшення напруг, що виникають у конструкціях будівлі станції, спеціальними швами (площинами, перпендикулярними подовжній осі будівлі) вона розрізається на окремі секції [1]. Довжина секції призначається таким чином, щоб напруги не перевищували допустимих значень. Шви бувають осадові (деформаційні) і температурні.

Температурні шви, як правило, влаштовуються через 20÷30 м (до 90 м). *Осадкові шви*, відстань між якими залежить від якості основи і допустимих осідань, виконуються через 20÷60 м. Для зменшення загальної кількості швів, їх часто об'єднують. Такі шви називаються — температурно-осадовими і розташовуються у розподільчих бичках. При ширині агрегатного блоку від 10 до 30 м, шви розташовуються, як правило, через один або два агрегати, утворюючи секції будівлі довжиною 20÷60 м. При значних коливаннях температури відстань між температурними швами повинна бути зменшена.

Для виключення можливості протікання води по шву, у ньому влаштовуються *протифільтраційні шпонки*, що забезпечують повну водонепроникність. Як правило, товщина бичка, через який проходить температурно-осадковий шов, складає не менше 3,0÷4,0 м [1, 4]. У надрагратній частині деформаційний шов проходить по осі підкранових колон, розрізаючи їх на дві рівні частини. Переріз колони, якою проходить деформаційний шов, подвоюється. Шов підкранової балки сполучається із швом колони.

Монтажна площадка призначена для збирання на станції обладнання під час будівництва або проведення ремонтних робіт. На монтажній площадці, у більшості випадків, виконуються також роботи із збирання і ревізії силових трансформаторів.

Розміри постійної монтажної площадки розраховуються на одночасне збирання або розбирання одного агрегата (при кількості агрегатів менше 8÷10) або двох агрегатів (при кількості агрегатів більше десяти). Монтажна площадка майже завжди обслуговується краном машинної зали, розташовується, як правило, у торці будівлі



ГЕУ і має однакову із нею ширину. У межах монтажно́ї площадки розташовуються: верхня хрестовина генератора, збуджувач, ротор генератора, підп'ятник, кришка турбіни із регулюючим кільцем, серводвигуни, робоче колесо турбіни, площадка для в'їзду транспортної платформи, а також площадка для ревізії трансформаторів або трансформаторна яма. На більшості побудованих станцій довжина монтажно́ї площадки не перевищує $(1,0 \div 1,2) \cdot B_{БЛ}$, однак, якщо агрегатні блоки сильно обтиснені, вона може досягати $(1,3 \div 1,5) \cdot B_{БЛ}$, де $B_{БЛ}$ — відстань між осями агрегатів [1]. Висота монтажно́ї площадки (до крана) залежить від відмітки під'їзних колій. При розташуванні шляхів на відмітках вищих, ніж підлога машинної зали, відмітка монтажно́ї площадки може бути піднята таким чином, щоб кранами машинної зали можна було виконати усі необхідні операції.

Для доставки на монтажну площадку обладнання і укочування силових трансформаторів, влаштовуються спеціальні ворота.

У будівлях станцій напіввідкритого типу доставка обладнання до агрегатів, що монтуються, здійснюється через спеціальний проріз у перекритті, що закривається кришкою.

Під монтажною площадкою розташовується ряд допоміжних приміщень, що використовуються для зберігання різних матеріалів, розміщення майстерень, насосного обладнання системи осушення та ін. Якщо будівля станції зводиться на нескельних ґрунтах, то за умовами виконання робіт фундамент монтажно́ї площадки розташовується на одній відмітці із підшовою будівлі. При зведенні будівлі станції на скельних породах, фундамент монтажно́ї площадки може бути закладений вище підшови агрегатної частини.

Гідроенергетичне обладнання сучасних ГЕС і ГАЕС має габарити, що не дозволяють збирати його цілком у заводських умовах, і доставляти у зібраному вигляді на місце установки. Підприємства виконують контрольне збирання окремих вузлів і, як правило, тільки для головних зразків гідроагрегатів. Після контрольного збирання вузли розбираються на частини, що за масою і розмірами можна транспортувати залізницею. Деякі деталі гідроагрегата (при наявності технічних можливостей і економічної доцільності) перевозять на будівельний майданчик водним транспортом. Це, наприклад, робочі колеса великих радіально-осьових турбін, ванни підп'ятників і т.п.



На багатоагрегатних об'єктах, у ряді випадків, передбачають дві монтажні площадки – із обох торців машинної зали, або виконується подовжений блок останнього агрегату, найбільш віддаленого від монтажної площадки. Підлога монтажної площадки проектується, як правило, на рівні підлоги машинної зали [1, 4]. Однак, у зв'язку із топографічними умовами у створі споруд, рівнем розташування під'їзних колій та ін., монтажна площадка може розташовуватися і вище, і нижче машинної зали.

Під час монтажу, а особливо, демонтажу, для розкладки деяких вузлів і деталей агрегату, разом із монтажною площадкою використовується вільна площа машинної зали, для чого вона розраховується на відповідні навантаження. Розміри монтажної площадки повинні бути достатні для розташування ротора генератора, кришки турбіни, робочого колеса, вала, ванни підп'ятника. При відсутності спеціальної трансформаторної майстерні, передбачається місце для ревізії трансформаторів.

Збирання робочих коліс поворотно-лопатевих гідротурбін і розбірних робочих коліс радіально-осьових гідротурбін виконується на чавунних монтажних плитах, закріплених на перекритті монтажної площадки.

Для ревізії трансформаторів, на монтажній площадці виділяється певне місце у межах під'їзних колій для їх переміщення на власних катках. Тут же, у разі потреби, виконується поворот трансформатора краном машинної зали із транспортного положення у робоче. Для виймання або підняття сердечника трансформатора, у випадку недостатнього висотного положення кранів, під монтажною площадкою передбачається трансформаторна яма, що перекивається зйомними плитами.

На монтажній площадці у зоні дії вантажопідйомних кранів машинної зали повинні розміщуватися відповідні транспортні засоби, що доставляють сюди вантажі [3]: залізнична платформа нормальної колії 1524 мм, залізничні транспортери для доставки трансформатора та інших вантажів відповідної вантажопідйомності; автомашини, автотрейлери і причеми вантажопідйомністю згідно із максимальною масою вантажів, що перевозяться; спеціальний залізничний візок для доставки великогабаритного робочого колеса із розвантажувального причалу.



Під'їзні шляхи. В'їзд на монтажну площадку, в залежності від розташування під'їзних колій відносно машинної зали, може бути торцевий або фронтальний. При фронтальному в'їзді більш доцільно розташовувати під'їзні колії максимально наближеними до торцевої стіни. При цьому розвантаження транспортних засобів не буде заважати монтажним роботам на іншій частині монтажної площадки. При торцевому в'їзді під'їзні колії бажано розташовувати не по центру, а ближче до однієї зі стін монтажної площадки.

Ворота для в'їзду повинні мати розміри, ув'язані із вантажами, що доставляються. Якщо обладнання доставляється залізницею, то розміри воріт приймаються за допустимою негабаритністю вантажів. При доставці деталей і укрупнених вузлів із розвантажувального причалу або із зовнішньої збіркової площадки, розміри воріт повинні враховувати габарити цих вантажів.

Деталі і вузли, що відвантажуються підприємствами-виробниками обладнання, як правило, транспортуються залізницею. Якщо немає залізниці, то вантажі доставляються автотранспортом із використанням великовантажних автомобілів та автопричепів, трейлерів і спеціальних автопоїздів із багатокісними тягачами.

Якщо можливий хоча б сезонний зв'язок підприємства-виробника із будівельним майданчиком, то для перевезення великогабаритних деталей доцільно використовувати водний транспорт. Для розвантаження суден, як правило, у нижньому б'єфі гідровузла, передбачається розвантажувальний причал із необхідними вантажопідйомними пристроями.

При доставці деталей залізничним транспортом, габарити будівель приймаються за **ГОСТ 9238—83** «Габарити наближення будівель і пересувного складу залізниць з коліями 1520 (1524 мм)» для ліній із швидкістю руху потягів не вище 100 км/год. Залізничні колії на території ГЕС і ГАЕС проектується у відповідності із **СНиП II-2-80**. Ці шляхи відносяться до IV категорії, для якої характерний поїздний і маневровий характер руху потягів при швидкості не більше 50 км/год і обсяг перевезень не більше 2 млн. т.

Автомобільні дороги на території ГЕУ проектується, виходячи із розрахункової швидкості руху 60 км/год. При цій швидкості радіус заокруглення дороги повинен бути не меншим 400 м.



Деталі гідроагрегатів, що прибувають на будівельний майданчик, зберігаються, в основному, на базі обладнання, звідки за необхідністю доставляються на монтажну площадку.

Усі складські приміщення і площадки бази основного обладнання повинні знаходитися у зоні обслуговування стаціонарних або пересувних вантажопідйомних засобів. База обладнання зв'язана із монтажною площадкою автодорогою і, якщо є можливість, залізничною гілкою. Деталі, доставлені водним транспортом, як правило, зберігаються на розвантажувальному причалі, і звідти доставляються на монтажну площадку.

Вибір вантажопідйомності і кількості кранів. Монтаж гідроенергетичного обладнання виконується вантажопідйомними електричними кранами, що обслуговують як монтажну площадку, так і машинну залу ГЕС або ГАЕС. Використовуються в основному крани закритої установки.

Для закритої установки застосовуються мостові, напівкозлові і козлові крани, для відкритої установки – переважно козлові. Вантажопідйомність кранів приймається відповідно до маси монтажних вузлів гідроагрегата. Визначальною, як правило, є маса ротора гідрогенератора із пристроями для його захватів.

Проліт кранів приймається із урахуванням підйому і перенесення найбільшого по ширині монтажного вузла, як правило, ротора або статора гідрогенератора і робочого колеса поворотно-лопатевої турбіни. При цьому наближення деталей, що транспортуються кранами, повинне бути не меншим 1000 мм по горизонталі до конструкцій і встановленого обладнання.

Висота машинного залу зумовлюється висотним розташуванням підйомних механізмів кранів, і повинна бути мінімальною, для чого рекомендуються жорсткі захвати, роздільне транспортування вала і робочого колеса, перенесення вала та інших довгих деталей у горизонтальному положенні із кантуванням їх у кратері гідроагрегата. При транспортуванні вантажів кранами, зазор по вертикалі до будівельних конструкцій або обладнання має становити не менше 500 мм [3]. Для збільшення площі підлоги машинної зали і монтажною площадки на крайніх фермах мостів кранів доцільно встановлювати електричну таль, що пересувається монорейкою. Вантажопідйомність талі приймається $5 \div 10$ т.



На рис. 9.2 показана **траверса** вантажопідйомністю 900 т для спареної роботи двох кранів вантажопідйомністю по 500 т кожний при підніманні ротора генератора (масою 800 т), із захватом за ступицю ротора. Маса траверси становить 58,77 т.

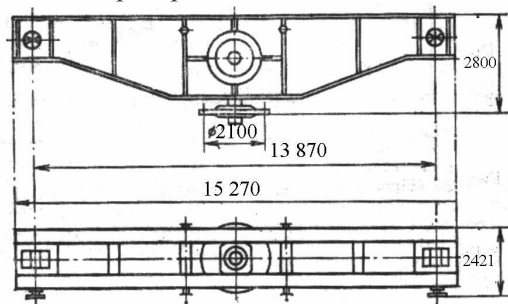


Рис. 9.2. Траверса для спареної роботи двох кранів

Пристрій для перенесення кришки турбіни (рис. 9.3) використовується для установки робочого колеса поворотно-лопатевої турбіни із валом. Особливістю цього пристрою є використання підставок різної довжини [3], що дозволяє переносити робоче колесо і укрупнений вузол кришки турбіни у машинний залі при мінімальній її висоті. Цим же пристроєм після перестропування установлюється кришка турбіни із опорою під'ятника на робоче місце із урахуванням виступаючого кінця турбінного вала.

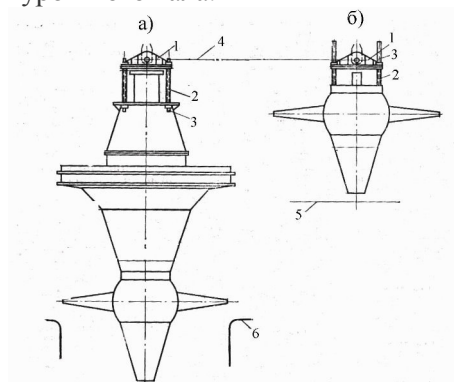


Рис. 9.3. Пристрій для перенесення укрупненого вала гідротурбіни (а) і робочого колеса (б):

- 1 – траверса;
- 2 – підставки;
- 3 – шпильки;
- 4 – верхнє положення осі крана;
- 5 – підлога машинної зали;
- 6 – нижнє кільце направляючого апарату



Вимоги до ремонту обладнання. З метою створення оптимальних умов при ремонті гідроагрегатів, а також для зменшення простой обладнання, передбачаються такі заходи [3]:

1) розміщення у зоні дії кранів машинної зали не тільки гідроагрегата, але і, по можливості, його допоміжного обладнання (для подачі вантажів на усі висотні відмітки передбачаються швидкокорозбірні люки);

2) забезпечення доступу для оглядів і ремонтів на місці установки усіх вузлів при високому рівні механізації (обладнання, що розташовується поза зоною дії стаціонарних вантажопідйомних засобів, обслуговується інвентарними пересувними засобами);

3) обслуговування обладнання, розташованого на висоті 1,5 м і більше виконувати, як правило, із обгороджених стаціонарних площадок;

4) розташовувати комунікації трубопроводів, кабельних трас, обладнання таким чином, щоб не було перешкод при транспортуванні вантажів і використанні засобів малої механізації;

5) здійснення зливу масла із ванн підп'ятника і підшипників, а також із робочих коліс поворотно-лопатевої турбіни у баки станційного маслогосподарства стаціонарними трубопроводами, виконувати, бажано, самоплином;

6) покриття підлоги виконувати із матеріалів, що не вимагають спеціального захисту від пролитого масла і бруду та застосовувати обладнання, що легко очищається після закінчення ремонту;

7) здійснювати енергетичні розводки (електропостачання, стисненого повітря, технічної води) у всіх основних місцях виробництва ремонтних робіт;

8) застосування вантажопідйомного обладнання із електро- або пневмоприводом (ручний привід допускається, як виняток, при вантажопідйомності до 1 т, а при спеціальному обґрунтуванні - 3 т);

9) здійснення вертикального переміщення на усі основні відмітки людей і вантажів вантажнопасажирськими ліфтами (поза зоною обслуговування кранами машинної зали) – до них передбачається під'їзд транспорту із заїздом у кабінку ліфта.

У шахті турбіни передбачаються вантажопідйомні пристрої із електричним або механічним приводом, що забезпечують підйом і переміщення вантажів по окружності та у радіальному напрямку із



доставкою до виходу із шахти для навантаження на візок, або під люк, що обслуговується краном машинної зали.

Для доступу у проточну частину гідромашини і доставки вантажів під час ремонту, кожен гідроагрегат повинен мати: у спіральній камері – лаз діаметром не менше 650 мм і люк діаметром 150÷200 мм для подачі шлангів і труб; у конусі відсмоктувальної труби – лаз розміром не менше 650х1000 мм.

На ГЕС у достатній кількості повинні бути запасні частини, інструменти, верстатне, зварювальне та ремонтне обладнання. Вузли і деталі однотипного обладнання агрегатів, що піддаються підвищеному зносу, повинні бути взаємозамінними.

Обслуговування обладнання, що розташовується поза зоною дії кранів машинної зали, виконується інвентарними пересувними вантажопідійомними механізмами - електронавантажувачами, або місцевими вантажопідійомними пристроями стаціонарного або переносного типу.

В усіх випадках вантажопідійомними засобами повинне забезпечуватися вертикальне і горизонтальне переміщення вантажів масою більше 50÷100 кг для доставки до місця роботи або навантаження на транспортні засоби (електрокар, візок) [3]. На електростанціях відповідно до правил технічної експлуатації (ПТЕ) діє система планово-попереджувальних ремонтів обладнання.

Система планово-попереджувальних ремонтів (ППР) – це комплекс робіт, що виконуються згідно планових термінів, які спрямовані на забезпечення надійної експлуатації та підтримання техніко-економічних показників роботи основного обладнання на рівні проектних або нормативних вимог. Терміни і визначення основних понять щодо технічного обслуговування і ремонту встановлені **ГОСТ 18322—78** «Система технічного обслуговування і ремонту техніки. Терміни і визначення».

Плановий ремонт обладнання гідроелектростанцій включає капітальний та поточні ремонти. Період часу, протягом якого послідовно виконується один капітальний ремонт і встановлена нормативами кількість поточних ремонтів, називається *ремонтним циклом*. Відрізок часу між двома капітальними ремонтами називають *міжремонтним періодом*.

Капітальний ремонт обладнання здійснюється з метою відновлення його справності і забезпечення надійної та економічної



роботи у міжремонтний період. При капітальному ремонті виконується повне розбирання гідроагрегата, детальний огляд, перевірка, вимірювання, випробування, регулювання, усунення виявлених дефектів, заміну і відновлення зношених вузлів і деталей. **Поточний ремонт** виконується для забезпечення працездатності обладнання до наступного планового ремонту. При поточному ремонті повинні проводитися роботи з огляду обладнання, очищення, ущільнення, регулювання і ремонт окремих вузлів та деталей із усуненням дефектів, що виникли у процесі експлуатації. Поточний ремонт, що передує капітальному, повинен максимально використовуватися для виявлення усіх вузлів гідроагрегата, що потребують ремонту або заміни, та обсягів робіт, що підлягають виконанню під час капітального ремонту.

Відповідно до ПТЕ, капітальний ремонт гідротурбін і гідрогенераторів проводиться один раз на 4÷6 років [3].

Збільшення або зменшення періодів між ремонтами, а також збільшення тривалості ремонту у порівнянні із нормативами допускається в залежності від стану обладнання і обсягу проведення наднормативних робіт тільки при відповідному технічному обґрунтуванні. Тривалість міжремонтного періоду на деяких ГЕС збільшена до 8÷10 років [3].

На гідроелектростанції повинна бути розроблена технічна документація на типовий капітальний ремонт обладнання кожного виду із урахуванням терміну служби окремих вузлів і деталей, досвіду і місцевих умов експлуатації.

Виробничі об'єднання енергетики, електрифікації та окремі електростанції складають *перспективні* (п'ятирічні) і *поточні* (річні, квартальні, щомісячні) *плани ремонтного обслуговування*.

Плани ремонтного обслуговування включають у себе заходи щодо модернізації. Щомісячні графіки капітальних і поточних ремонтів основного обладнання складаються електростанціями на основі річного плану, узгоджуються із ремонтними організаціями та об'єднаним диспетчерським управлінням. Приймання із капітального ремонту основного обладнання проводить комісія під керівництвом головного інженера ГЕС (каскаду ГЕС), а приймання допоміжного обладнання із капітального ремонту і усього обладнання із поточного ремонту — комісія під керівництвом начальника відповідного цеху електростанції.



Випробування основного обладнання повинне виконуватися при нормальній потужності та напорі і при постійній або почерговій роботі усього допоміжного обладнання за нормальною експлуатаційною схемою. Обладнання перевіряється у роботі під навантаженням протягом 24 год. При відсутності дефектів, комісією дається попередня оцінка якості ремонту. Остаточна оцінка якості ремонту дається електростанцією після одного місяця роботи обладнання під навантаженням.

Якість капітального ремонту оцінюється незадовільно, якщо: техніко-економічні показники гідроагрегата погіршилися у порівнянні із тими показниками, що були до ремонту, або протягом місяця пробної експлуатації потрібна зупинка гідроагрегата для усунення дефектів ремонту, виявлених у цей період [3, 4].

Розширення діючих ГЕС – це спорудження додаткових або розширення раніше побудованих будівель ГЕС у складі гідровузла з установкою додаткових гідроагрегатів, або установка додаткових агрегатів у побудовані раніше кратери в існуючій будівлі ГЕС.

Реконструкція діючих ГЕС полягає в: установці нового основного обладнання без будівництва нових споруд із демонтажем старого обладнання (заміна гідроагрегатів в існуючій будівлі ГЕС, напірних турбінних і дериваційних водоводів та ін.); нарощуванні висоти греблі для підвищення напору із одночасним збільшенням потужності і виробітку електроенергії на ГЕС; виконанні заходів, пов'язаних із використанням гідроагрегатів у режимі синхронного компенсатора (якщо основним проектом таке використання не було передбачено); заміні основного обладнання у зв'язку із зміною напору або коригування стоку води і висоти споруд; будівництві нових діючих розподільчих пристроїв, маслогосподарств, очисних споруд та інших підсобно-допоміжних будівель і споруд.

Технічне переозброєння – це впровадження нових систем управління гідроагрегатами і гідроелектростанціями у цілому із модернізацією регуляторів гідротурбін; заміна обмоток гідрогенераторів із модернізацією ізоляції; впровадження технічних засобів АСУ ТП та інші заходи.

Ремонтні майстерні турбінних цехів ГЕС і ГАЕС використовуються при проведенні планових і позапланових ремонтів гідроагрегатів та допоміжного обладнання. Тут можуть



виконуватися розбирання і збирання окремих вузлів основного обладнання, виготовлення або підгонка окремих деталей та запасних частин, що не виявилися у комплекті. Склад ремонтних майстерень визначається із урахуванням ролі та розташування ГЕС у енергосистемі, потужності, розмірів і кількості агрегатів, а також можливостей проведення централізованого ремонту та інших факторів. Ремонтна майстерня повинна містити механічний, слюсарний, електрогазозварювальний і ковальський цехи у повному обсязі. Поблизу майстерні повинні передбачатися склади для інструментів, пристроїв, матеріалів, запчастин, такелажу. Передбачаються також кімнати для майстрів.

Крім майстерні турбінного цеху, можуть передбачатися спеціалізовані електротехнічні майстерні, майстерні гідроцеху та ін.

Усі дільниці майстерні повинні бути зв'язані із виробничими приміщеннями зручними транспортними зв'язками: шляхами для електрокарів — електронавантажувачів, вантажними ліфтами, вантажними люками у зоні дії кранів і т.п.

Ковальську дільницю, обладнану електропеччю, ковадлами і пневмомолотом або гідропресом, доцільно розташовувати у окремому приміщенні на нижньому поверсі блоку монтажно-площадки або у одному із приміщень на господарському дворі гідровузла. *Механічна і слюсарна дільниці* повинні обслуговуватися електричним однобалковим краном вантажопідйомністю $1\div 2$ т у залежності від маси вантажів, що піднімаються. На *зварювальній дільниці* рекомендується встановлювати: два однопостових зварювальних трансформатори ПСГ-500-1 і ПСГ-300; стіл для електрозварювальних робіт ССН-3; зварювальний перетворювач ПСМ-1000; секційний стелаж МІ-317.000; шафи для сушіння електродів і інструментальні шафи; комплект газозварювального обладнання (шланговий напівавтомат АС-765, ацетиленовий генератор АСДН-Ща-1,05). Балони з газом розташовують поза зоною зварювального посту.

Приклад компонування майстерні, що складається із механічної, слюсарної і зварювальної дільниць, показаний на рис. 9.4, компонування ковальської дільниці — на рис. 9.5.

У основних приміщеннях, де розташовується обладнання, що підлягає ремонту, передбачається стаціонарна розводка стисненого повітря і змінного струму для під'єднання переносних світильників

I - шліфувально-заточувальна дільниця площею 30 м²; II — механічна дільниця площею 130 м²; III — слюсарна дільниця площею 30 м²; IV — зварювальна дільниця площею 25 м²; V — склад приладів площею 30 м²; VI — інструментальний склад площею 15 м²; 1 - точильний двохсторонній верстат 3С-2-300; 2 — точно-шліфувальний двохсторонній верстат 3 Б 634; 3 — універсально-заточувальний верстат 3 В 642; 4 — поперечно-струзальний верстат 7307 Д; 5 - ножовий верстат 8Б72К; 6 — вертикально-сверлильний верстат 2Н135; 7 — повірочно-розміточна плита 1000х630 мм; 8 — інструментальні шафи типу Б58; 9 — піч електрична ЕПС для сушіння електродів; 10 - зварювальний випрямлювач ВКСМ-1000; 11 — зварювальний стіл і витяжні пристрої; 12 — установка ТВЧ для пайки і загартування різців; 13 — верстат із настільно-сверлильним станком 2М12; 14 — сверлильний верстат із лекалами; 15 — трубозгинальний верстат К-02А; 16 — радіально-сверлильний верстат 8Б72К; 17 — токарно-гвинторізний верстат 16Б16

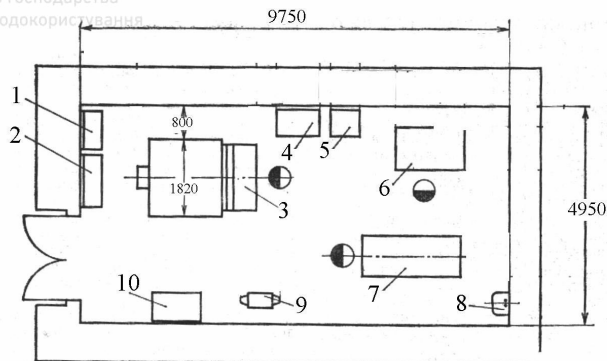


Рис.9.5. Компонівка ковальської ділянки:

- 1 – силова шафа; 2 – електрична шафа; 3 – електродіч;
4 - автотрансформатор; 5 – щит управління електродіччю;
6 – повірочно-розміточна плита; 7 – пневматичний ковальський молот;
8 – водопровідна раковина; 9 – наковальня; 10 – термічна ванна

У центральному інструментальному складі влаштовують стелажі для зберігання необхідного запасу ріжучих інструментів (напилків, шаберів, різців, фрез, свердл, зубил, ножівкових полотен і ін.), вимірювальних інструментів (мікрометрів, штангенциркулів, кронциркулів, шабрувальних плиток та ін.), спеціальних інструментів, що постачаються разом із турбіною, а також наборів гайкових ключів, викруток, молотків та інших інструментів [3]. Тут же зберігаються пневматичні і електрифіковані інструменти.

Бажано передбачати самохідні або збірно-розбірні легкі ліси, що використовуються при очищенні та фарбуванні технологічного обладнання і будівельних конструкцій та митті вікон.

Монтаж допоміжного обладнання. Проектування та монтаж допоміжного обладнання і технологічних трубопроводів ГЕС виконуються відповідно до СН 527-80 «Інструкція з проектування технологічних сталевих трубопроводів», довідником до неї, а також СНиП 3.05.05-84 «Технологічне обладнання і технологічні трубопроводи».

До початку монтажу обладнання та трубопроводів складається і затверджується проект виконання робіт [3]. До початку монтажу у необхідному обсязі повинна бути виконана будівельна частина ГЕС і споруджені фундаменти під обладнання; змонтоване, налагоджене



і здане у встановленому порядку, передбаченому проектом, експлуатаційне обладнання, а при потребі - тимчасове підйомно-транспортне обладнання.

Укрупнення вузлів і окремих секцій перед установленням їх у проектне положення потрібно виконувати на підлозі приміщення із наступним підйомом їх краном або такелажним способом.

При випробуванні на міцність трубопроводів, подається випробувальний тиск відповідно до **ГОСТ 356—80** «Арматура і деталі трубопроводів»; при робочому тиску від 0,4 до 23 МПа рівний $1,25 \cdot P_p$ (де P_p – робочий тиск). Тиск для випробування витримується 5 хв, потім він знижується до робочого, після чого виконується огляд трубопроводів. Зварні шви сталевих трубопроводів можуть обстукуватися молотком масою до 0,8 кг. Для випробування на щільність запірною пристроєм подається робочий тиск, при цьому герметичність повинна бути не нижчою передбаченої **ГОСТ 9544—75*** «Арматура трубопроводна запірна. Норми герметичності засувки».

Обладнання, як правило, установлюється на фундамент із наступним підливанням будівельного розчину. При цьому фундамент виконується на 50÷60 мм нижче проектної опорної поверхні обладнання або виступаючих униз ребер [3]. Під навантаженням обладнання випробується спільно дирекцією ГЕС, що будується, і генпідрядною організацією за участю монтажною організацією. Після цих випробувань робоча комісія повинна прийняти обладнання для комплексного випробування. Комплексне випробування виконується замовником вхолосту і під навантаженням за участю будівельної, проектної і монтажною організацій, а у разі потреби – і заводів-виробників обладнання.

Контрольні запитання:

1. Яке призначення та конструкція температурно-осадових швів?
2. Яке призначення монтажних площадок ГЕУ?
3. Розташування і габарити монтажних площадок.
4. Призначення та вимоги до баз зберігання обладнання.
5. Яка методика вибору вантажопідйомності і кількості кранів?
6. Які вимоги висуваються до ремонту обладнання?
7. Призначення та склад обладнання ремонтних майстерень?
8. Який порядок монтажу допоміжного обладнання?



Тема 10. Автоматизація роботи агрегатів

допоміжного обладнання

Сучасні електростанції проектуються із урахуванням повної автоматизації роботи основного і допоміжного обладнання. Основною метою автоматизації роботи обладнання є [3]: підвищення надійності експлуатації; досягнення максимальної оперативності управління; підвищення ефективності використання обладнання шляхом автоматичного вибору найбільш вигідного режиму роботи; можливість включення обладнання ГЕУ у систему автоматичного управління більш високого рівня (каскаду, енергосистеми, об'єданого диспетчерського управління регіону); звільнення персоналу від постійного спостереження за станом обладнання.

Об'єктами автоматизації є [3]: гідротурбіни (оборотні гідромашини), гідрогенератори (двигуни-генератори) із системою збудження, трансформатори, генераторні і лінійні вимикачі струму, системи електричного живлення власних потреб і оперативного струму, системи технічного та протипожежного водопостачання, пневматичне господарство та інші вузли обладнання.

З метою підвищення якості експлуатації, ГЕС і ГАЕС оснащуються контрольно-вимірювальними приладами для контролю за режимом водотоку і роботою турбін, положенням затворів греблі та інших механізмів. Застосовуються дистанційні показники рівнів і напору, витратоміри турбін, шугосигналізатори, мікроелектрометри, показчики-сигналізатори засмічення решіток.

Автоматизовані електростанції мають таку **структуру управління**: режими роботи визначаються диспетчером районного енергоуправління (РЕУ) або об'єданого диспетчерського управління (ОДУ), а для електростанцій, що працюють у каскаді — диспетчером каскаду; оперативне управління технологічним процесом при наявності на ГЕС оперативного персоналу здійснюється черговим інженером (начальником зміни) із центрального пункту управління (ЦПУ); начальник зміни несе відповідальність за правильну експлуатацію працюючого обладнання і споруд під час своєї зміни та за своєчасність і правильність заходів щодо попередження та ліквідації аварій; основне обладнання електростанцій (гідроагрегати, вимикачі лінії,



автотрансформатори) може перебувати в оперативному підпорядкуванні диспетчера.

Управління ГЕС потужністю до 200 МВт із числом агрегатів до чотирьох здійснюється, як правило, без втручання чергового персоналу (може бути організоване чергування вдома).

Гідроелектричні станції проектуються із постійним чергуванням оперативного персоналу та без постійного чергування. В обох випадках у машинному залі ГЕС розташовуються засоби вузлового управління окремими технологічними системами гідроагрегата, що забезпечують їх випробування після ремонтів та при періодичних перевірках. Як правило, тут же встановлюються панелі електрообладнання регулятора частоти обертів гідромашини, електропанелі управління маслонапірною установкою і електропанелі автоматики турбіни. Засоби технологічної автоматики потрібно розташовувати поблизу елементів обладнання, якими необхідно управляти. Гідромеханічну колонку управління регулятора частоти, МНУ, щит гальмування розташовують у нижньому приміщенні на відмітці входу у шахту турбіни.

Особливості гідромеханічних схем автоматики визначаються [3]: типом і конструкцією гідроагрегата, регулятора частоти обертів, МНУ, передтурбінного затвора; системою охолодження активних частин генератора; системою змащення підп'ятника і підшипників гідроагрегата; необхідністю відтиснення води із камери робочого колеса при роботі гідроагрегата у компенсаторному режимі; способом захисту гідроагрегата від розгону; способом гальмування; системою збудження генератора; способом підключення генератора до мережі.

Автоматизації підлягають системи гідромеханічного обладнання гідроагрегатного блоку: регулювання частоти обертів (із маслонапірною установкою); змащення направляючого підшипника гідромашини; подачі води до ущільнення вала; видалення фільтраційної води із кришки гідромашини; видалення протікання масла у системі регулювання; відтиснення води із камери робочого колеса гідромашини стисненим повітрям при роботі у компенсаторному режимі, а також при пуску у насосний режим; змащення підп'ятника і підшипників генератора (двигуна-генератора); змащення підп'ятника при пуску та зупинці гідроагрегата; температурного контролю гідроагрегата;



гальмування ротора гідроагрегата; внутрішньопідшипникового рідинного охолодження активних частин електричної машини; охолодження випрямлювачів збудження електричної машини; подачі води для охолодження до водо- і маслоохолоджувачів агрегата; управління оперативним затвором водоприймача турбінного водоводу; управління предтурбінним затвором; управління затворами холостих випусків води із гідромашини; сигналізації про засмічення решіток водоприймача та про шугоутворення у ріці; пожежегасіння електричної машини.

Із загальностанційного допоміжного гідромеханічного обладнання автоматизуються такі об'єкти [3]: компресорні установки для систем гальмування, зарядки МНУ, компенсаторного режиму, підтримання ополонки перед гідротехнічним обладнанням, живлення повітряних вимикачів та інших потреб; насосні установки для технічного і протипожежного водопостачання, відкачування фільтраційної води, відкачування води із проточної частини гідромашини; система охолодження головних трансформаторів; система водопідготовки знесолоної води та інші системи.

Пуск гідроагрегата і переведення із одного режиму у інший здійснюється від одного командного імпульсу. Пуск гідроагрегата повинен бути блокований при спрацюванні або несправності одного із захистів, що впливають на зупинку гідроагрегата.

Засоби управління гідроагрегатом, як правило, концентруються у *шафах і колонках* [3]: щиті управління, автоматизації і сигналізації гідроагрегата, у шафі управління турбіною і генератором, шафі електрообладнання та гідромеханічної колонки регулятора частоти обертів, шафі управління допоміжними механізмами турбіни і генератора, шафі теплоносія, шафі безперебійного живлення змінним і постійним струмом; щиті релейного захисту генератора; щиті збудження генератора; щиті релейного захисту головних трансформаторів; пульті управління МНУ; шафі гальмування генератора; шафах місцевого управління окремими механізмами турбіни і генератора.

Експлуатаційний персонал необхідно забезпечити сучасними засобами обробки і представлення інформації про роботу і стан обладнання, що необхідно як для оперативного управління режимами роботи, так і для ліквідації аварійних ситуацій. Це досягається застосуванням **управляючих обчислювальних**



алгоритмів контролю параметрів дозволяють підвищити точність контролю та значно покращити прогноз і попередження аварій. Потрібне забезпечення впливу від однієї команди на зміну режиму усіх або групи агрегатів ГЕС. Забезпечення оперативною інформацією верхнього (по відношенню до ГЕС) рівня вимагає централізованого збору та обробки інформації. Реалізація вимог до систем контролю і централізованого управління режимами роботи обладнання і його станів можлива за допомогою ЕОМ, що забезпечують високий рівень надійності і економічність побудови систем управління.

У єдиній енергетичній системі (ЄЕС) великі об'єднані енергосистеми з'єднані лініями електропередач. Часто пропускна здатність ліній електропередач обмежена, тому дуже важливо надійно контролювати перерозподіл енергії, зберігаючи межу допустимої стійкості паралельної роботи енергосистем. ГЕС і ГАЕС є найбільш маневреними джерелами електропостачання у енергосистемах. АСУ ТП повинні працювати у режимі спостереження, тобто мати інформацію про поточний режим роботи енергосистеми [3]: перерозподіл активної і реактивної потужності високовольтними лініями, рівні напруги, стан основного обладнання, вироблену потужність.

Автоматизована система управління технологічним процесом ГЕС або ГАЕС є нижчою ланкою автоматизованої системи управління всією галуззю. АСУ ТП отримує завдання і видає необхідну інформацію на верхній рівень АСУ, забезпечує оптимальний режим роботи енергосистеми. Критерієм ефективності АСУ ТП є забезпечення надійності і якості електроенергії за рахунок оперативності енергосистеми, зниження питомих витрат водних ресурсів на 1 кВт·год виробленої електроенергії та зниження її собівартості. *Основним призначенням АСУ ТП є підвищення надійності електропостачання і економічності роботи енергосистеми, збільшення виробітку електроенергії, підвищення надійності роботи обладнання та всієї ГЕС у цілому, полегшення умов роботи персоналу, підвищення продуктивності праці і культури виробництва.*

Задачі, що розв'язує АСУ ТП, за функціональною ознакою можна об'єднати в основні групи підсистем [3]: інформаційного



забезпечення; оперативно-технологічного управління; виробничо-технологічного управління. До першої групи відносяться задачі збирання, обробки і відображення інформації, зв'язку оператора з управляючою обчислювальною машиною (УОМ), а також зв'язку із верхнім рівнем АСУ ТП. До другої групи відносяться задачі, безпосередньо пов'язані із формуванням і реалізацією управляючих впливів. До третьої групи відносяться задачі діагностики стану обладнання і формування звітної документації. Для вирішення задач управління АСУ ТП необхідно організувати збір технологічної інформації, що включає первинне опитування датчиків (з оптимальним часом опитування і за визначеним алгоритмом) та наступну обробку цієї інформації із перевіркою її на ймовірність.

Користувачами інформації про параметри технологічного процесу і стану обладнання є: черговий інженер ГЕС; черговий машинного залу; оперативний і експлуатаційний персонал, який виконує роботи на високовольтих розподільчих пристроях; працівники виробничо-технічного відділу; головний інженер ГЕС.

Черговий машинної зали повинен одержувати повну інформацію про режими і стан гідроагрегатного обладнання, розташованого у машинній залі ГЕС і на території, пов'язаній із нею. Оперативний або експлуатаційний персонал, який виконує роботи на розподільчих пристроях, повинен одержувати інформацію про режими і стан обладнання, розташованого на відповідному пристрої.

Працівники виробничо-технічного відділу повинні одержувати узагальнену статистичну інформацію про роботу обладнання, про водні режими роботи ГЕС, про використання обладнання і т.п.

Головний інженер ГЕС повинен одержувати узагальнену інформацію про роботу і режими обладнання, а також статистичну і довідкову інформацію, що характеризує стан ГЕС та її обладнання.

Розрахунок плану. Планування складу гідроагрегатів, що працюють у генераторному режимі, виконується завчасно за добу згідно заданого планового графіка. План виводиться на друк і записується у пам'ять УОМ, звідки із настанням нової доби, переходить в управляючі параметри, за якими здійснюється його відпрацьовування. Наявність попереднього плану використання обладнання дозволяє оперативному персоналу вчасно виконувати



підготовчі операції до пуску або зупинки гідроагрегатів, планувати їх поточні огляди. *Коригування складу гідроагрегатів за активною потужністю*: плановий графік навантаження часто є лише прогнозом, тому фактична потужність ГЕС може значно відрізнятись від запланованої. Коригування складу і режиму гідроагрегатів здійснюється у темпі технологічного процесу, якщо навантаження ГЕС відрізняється від планового.

Контроль фактичних параметрів виконується з періодичністю $15 \div 20$ хв із усередненням потужності за цей період. При відхиленні фактичної потужності від планової понад допустимі значення, виконується коригування режиму і складу гідроагрегатів.

Коригування складу гідроагрегатів за реактивною потужністю здійснюється для вибору їх роботи у режимі *синхронних компенсаторів* (СК). Вимогу на пуск або зупинку агрегата у режимі СК висуває підсистема групового регулювання реактивної потужності.

Контроль оперативного резерву активної потужності служить для прискореного вибору агрегатів, що включаються при дефіциті резервів і видачі повідомлень про наявність дефіциту резерву черговому інженеру. Періодичність контролю близько 4 хв.

Комплекс технічних засобів АСУ ТП гідроелектростанцій повинний задовольняти наступним вимогам [3]: мати високу надійність; мати достатню номенклатуру пристроїв зв'язку із об'єктом, що забезпечує введення всіх типів сигналів, що формують датчики стану, положення і режимів обладнання ГЕС, а також виведення управляючих і регулюючих команд у схеми станційної автоматики; мати достатню номенклатуру терміналів, що забезпечують надійний зв'язок оперативного персоналу із УОМ; мати високу здатність до ремонту і розвинену систему діагностики; допускати можливість тиражування прийнятих технічних рішень для інших ГЕС, що оснащуються аналогічними системами; мати розвинену систему внутрішнього математичного забезпечення, що дає широкі можливості управління обчислювальним процесом, а також роботу системи у реальному масштабі часу.

Зазначеним вимогам задовольняють сучасні *управляючі обчислювальні машини*. У загальному випадку УОМ складається із декількох функціональних пристроїв. *Процесор*, що виконує логічні і арифметичні операції, керує роботою усього комплексу пристроїв



УОМ, тобто визначає послідовність виконання операцій, здійснює операцію вибірки із пам'яті, формування сигналів, що визначають ритм роботи машини.

При виборі комплексу технічних засобів для АСУ ТП ГЕС передбачене дублювання, а у деяких випадках потрібне (мажоритарне) резервування відповідальних елементів.

Програмне забезпечення (ПЗ УОМ) складається із системної частини (внутрішнє програмне забезпечення), що включає операційні системи, мови програмування і тестові програми технічного обслуговування та прикладної частини (зовнішнє програмне забезпечення), що включає у себе індивідуальні програми різних технологічних підсистем.

Для АСУ ТП ГЕС застосовують такі принципи розробки програмного забезпечення [3]: програмна система повинна забезпечувати можливість незалежної розробки окремих програм, вона повинна бути відкритою; зміна складу технічних засобів не повинна призводити до зміни програмного забезпечення; система повинна забезпечувати можливість тиражування для об'єктів, що обслуговуються; допускати для окремих дискреидентних задач; усі зв'язки між задачами із функціонування здійснюються через супервізор; безпосереднє звертання однієї задачі до іншої заборонено; усі інформаційні зв'язки між задачами і окремими програмними модулями різних задач здійснюються через уніфіковані масиви; окремі програмні модулі оформляються як бібліотечні підпрограми і включаються до складу бібліотеки при генерації системи; програми, що вирішують задачі технологічного управління, безпосередньо не залежать від конфігурації технічних засобів УОМ (кількості і складу терміналів зв'язку із персоналом, способу їхнього підключення до процесора і фізичній або логічній адресації); програмна система АСУ ТП ГЕС будується таким чином, що усі константи і параметри вводяться як зовнішні дані.

Контрольні запитання:

1. Які основні принципи автоматизації роботи ГЕУ?
2. Як признається необхідний обсяг автоматизації?
3. Які основи побудови автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) гідроенергетичних установок?
4. Яке призначення і основні задачі АСУ ТП?
5. Що включає у себе технічне забезпечення АСУ ТП?



2. ПРАКТИЧНІ ЗАНЯТТЯ

Плани практичних занять

№ з/п	Теми практичних занять	Кількість годин	
		денна	заочна
1	Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ	2	-
2	Підбір та розрахунок сміттєзатримуючих решіток водоприймача ГЕС	2	1
3	Підбір та розрахунок затворів водоприймача і відсмоктувальних труб ГЕС	2	1
4	Підбір та розрахунок передтурбінних затворів	2	-
5	Підбір і конструювання мостового крана	2	0,5
6	Підбір і конструювання козлових кранів	2	0,5
7	Підбір і конструювання засобів малої механізації	2	0,5
8	Розрахунок елементів масляного господарства	2	1
9	Розрахунок елементів пневматичного господарства	2	1
10	Розрахунок елементів обладнання технічного водопостачання	4	1
11	Конструювання машинного залу ГЕУ із розташуванням у ньому механічного і допоміжного обладнання	2	1
12	Підбір обладнання і конструювання ремонтних майстерень та допоміжних приміщень ГЕУ	2	0,5
Всього:		26	8



Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ

Визначаємо напори на гідроенергетичну установку:
максимальний $H_{\max} = \nabla НПР - \nabla НБ_{\min}$, м; мінімальний

$$H_{\min} = \nabla РМО - \nabla НБ_{ГЕС}, \text{ м; розрахунковий } H_p = \frac{H_{\max} + 2 \cdot H_{\min}}{3}, \text{ м,}$$

де $\nabla НБ_{\min}$, $\nabla НБ_{ГЕС}$ – відмітки нижнього б'єфу, відповідно, мінімальна та при роботі ГЕУ /приймаються графічно із вихідних даних/.

Підбір гідротурбіни. Визначаємо потужність турбіни, МВт

$$N_T = \frac{N_y}{z \cdot \eta_r}, \quad (I.1)$$

де N_y – установлена потужність ГЕУ, МВт; z – кількість агрегатів, шт;
 $\eta_r = 0,96 \div 0,98$ – коефіцієнт корисної дії генератора.

За частковими графіками номенклатури гідротурбін при визначеному $H_{\max}$ приймаємо тип турбіни. За відомими значеннями розрахункового напру H_p та потужності турбіни N_T визначаємо її параметри: діаметр робочого колеса D_I , м; частоту обертів n_0 , об/хв; висоту відсмоктування h_s , м.

Витрата турбіни, $\text{м}^3/\text{с}$, рівна

$$Q_T = \frac{N_T}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T},$$

де N_T – потужність турбіни, кВт; $\eta_T = 0,90 \dots 0,92$ – коефіцієнт корисної дії турбіни.

Відмітка осі турбіни, ∇T , м, приймається конструктивно із поперечного перерізу будівлі ГЕС, або визначається розрахунками [1, 8]. За додатком 6 [8] при визначеній марці турбіни та відомому діаметрі робочого колеса D_I визначаємо масу турбіни G_T , т. Маса робочого колеса турбіни рівна: для ПЛ-турбіни – $G_{PK}^{ПЛ} = (0,15 \dots 0,25) \cdot G_T$; для РО-турбіни – $G_{PK}^{РО} = (0,10 \dots 0,16) \cdot G_T$.

Підбір гідрогенератора. При частоті обертів $n_0 > 200$ об/хв приймаємо підвісний генератор, при $n_0 < 150$ об/хв приймаємо зонтячний генератор. При $n_0 = 150 \dots 200$ об/хв можливе використання як підвісного, так і зонтячного генераторів.

Визначаємо діаметр розточки статора:

$$D_i = \frac{K}{n_0}, \quad (I.2)$$

де K – коефіцієнт, що приймається рівний: $K=750\dots975$ для ПЛ-турбін, $K=1350\dots1500$ для РО-турбін.

Приймаємо стандартний діаметр D_i , см, (заокруглюємо в більшу сторону) згідно із рядом стандартних діаметрів [1, 10]: 250, 325, 425, 550, 650, 750, 900, 1000, 1100, 1250, 1400 см.

Активна потужність генератора, N_G , кВт, рівна

$$N_G = \frac{N_y}{z}, \quad (I.3)$$

Довжина активної сталі, l_a , м, рівна

$$l_a = \frac{N_G}{c \cdot D_i^2 \cdot n_0 \cdot \cos \varphi}, \quad (I.4)$$

де C – коефіцієнт, що рівний: $C=5\dots7$ – при повітряному охолодженні генератора, $C=11\dots13$ – при водяному охолодженні; $\cos \varphi=0,8\dots0,85$ – коефіцієнт потужності.

Приймаємо стандартну довжину активної сталі l_a , см, (заокруглюємо в більшу сторону) згідно із рядом стандартних довжин [1, 10]: 33, 36, 40, 45, 50, 55, 60, 67, 75, 82, 90, 100, 110, 122, 135, 150, 165, 182, 200, 220, 245, 270, 300 см.

Визначаємо загальну масу генератора, G_T , т

$$G_T = \psi \cdot D_i \cdot l_a, \quad (I.5)$$

де $\psi=48\dots58$ – для зонтних генераторів, $\psi=44\dots50$ – для підвісних генераторів; D_i , l_a – розміри генератора, м.

Визначаємо масу ротора генератора, т

$$G_P = (0,5\dots0,55) \cdot G_T. \quad (I.6)$$

Підбір трансформатора. Необхідна потужність трансформатора, МВ·А, рівна

$$S_T = \frac{N_G}{\eta_{TP} \cdot \cos \varphi}, \quad (I.7)$$

де $\eta_{TP}=0,97\dots0,98$ – коефіцієнт корисної дії трансформатора.

Приймаємо напругу на виводах трансформатора: при $N_y \leq 150$ МВт напруга $U=110$ кВ, при $N_y > 150$ МВт $\rightarrow U=220$ кВ.

За необхідною потужністю і напругою на виводах трансформатора, за додатком 13 [8] приймаємо трифазний трансформатор відповідної марки, та визначаємо основні його параметри: габаритні розміри l , b , h , м; масу (транспортну, роз'ємної частини, масла, повну), т; ширину колії, мм.



Практичне заняття №2. Підбір механічного обладнання ГЕУ

2.1. Окреслення водоприймача. Сміттєзатримуючі решітки

Основною метою при виборі окреслення енергетичних водоприймачів є максимальне зменшення втрат напору, вартості будівництва та обладнання. Отвори напірних водоприймачів розташовують вище розрахункового рівня замулення і нижче рівня спрацювання водосховища. При цьому мінімальне перевищення порога водоприймача над рівнем замулення водосховища складає, як правило, $3 \div 5$ м. Мінімальне занурення верху отворів під рівень спрацювання водосховища (V_{PMO}) повинне виключати можливість утворення воронки, що може бути викликане несприятливим розташуванням і невдалим конструктивним оформленням водоприймача. Попередньо мінімальне занурення верху вхідного перерізу водоприймача під рівень спрацювання можна приймати у діапазоні $0,5 \div 2$ м. Допустимі середні швидкості на решітці залежать від її заглиблення та засміченості водотоку. На засмічених водотоках (за умови очищення решітки) швидкості можуть прийматися у межах від $1,0 \div 1,2$ м/с при заглибленні порога водоприймача під $V_{НПР}$ менше, ніж на $20 \dots 25$ м, та $0,5$ м/с (до $0,6 \div 0,8$) м/с при більш значному заглибленні порога. На слабозасмічених водотоках швидкості перед решіткою можуть дещо збільшуватися.

Сміттєзатримуючі решітки (СЗР) призначені для захисту гідроагрегатів від потрапляння у них плаваючих тіл або від тіл, що переносяться потоком по дну. У водоприймачі проектуємо вертикальні плоскі сміттєзатримуючі решітки, що встановлюються у пазах бичків. Площа решітки, що перекриває отвір турбінного водоводу, m^2 , рівна

$$F_p = \frac{Q_T}{v_{дон}}. \quad (II.1)$$

Q_T – витрата турбіни, m^3/c ; $v_{дон}$ – допустима швидкість ($v_{дон}=0,8 \div 1,2$ м/с – для руслових водоприймачів, $v_{дон}=0,5 \div 0,8$ м/с – для глибинних водоприймачів).

Ширина турбінної камери приймається рівна: для бетонних турбінних камер – $B_{cn}=R_{ex}+R_{\varphi-180}^0$, для металевих турбінних камер –



$B_{cn} = B_{cn}' \cdot D_1$, де R_{ex} , $R_{\varphi-180^\circ}$, B_{cn}' – конструктивні розміри турбінних камер [8], D_1 – діаметр робочого колеса, м.

Якщо $B_{cn} > 10 \div 12$ м, конструктивно влаштовуємо проміжний бичок товщиною $\delta_\sigma = 1,5 \div 2,0$ м.

Визначаємо висоту решітки (висоту входу у водоприймач), м:

$$a_{ex} = H_p = \frac{F_p}{B_{cn}}. \quad (\text{II.2})$$

Приймаємо висоту решітки кратною 0,5 м (у більшу сторону).

Відмітка входу у водоприймач, ∇B , м, рівна

$$\nabla B = \nabla \text{PMO} - (0,5 \dots 2,0 \text{ м}) - a_{ex}. \quad (\text{II.3})$$

Глибина затоплення порогу водоприймача, h_t , м, рівна

$$h_t = \nabla \text{НПР} - \nabla B. \quad (\text{II.4})$$

Складаємо розраункову схему (рис. II.1).

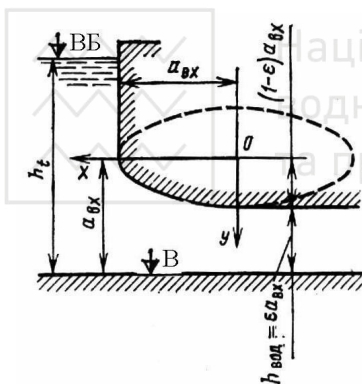


Рис. II.1. Схема до розрахунку окреслення водоприймача:

∇B – відмітка верхнього б'єфу ($\nabla \text{НПР}$);

a_{ex} – висота входу у водоприймач;

h_t – заглиблення порога

водоприймача;

$h_{\text{вод}}$ – висота водопровідної частини;

ϵ – коефіцієнт стиснення потоку у вертикальній площині

Водоприймачі мають мінімальні гідравлічні втрати, коли стеля і поріг їх початкових ділянок окреслені за еліптичними кривими.

Коефіцієнт стиснення потоку у вертикальній площині

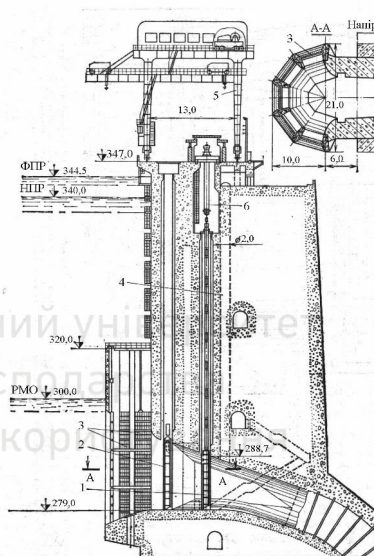
$$\epsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - \eta}, \quad (\text{II.5})$$

де коефіцієнт $\eta = \frac{a_{ex}}{h_t}$;

Окреслення водоприймача визначається залежністю

$$\frac{x^2}{a_{ex}^2} + \frac{y^2}{(1-\epsilon)^2 a_{ex}^2} = 1, \text{ звідки } y = \sqrt{(1-\epsilon)^2 \cdot a_{ex}^2 \cdot \left(1 - \frac{x^2}{a_{ex}^2}\right)}. \quad (\text{II.6})$$

6)

[illegible]

5 – козловий кран; 6 - гідропривід

$B_{, M}$	2	4	6	8	10	15	20
$b_{n, M}$	0,5	0,7	0,9	1,1	1,2	1,4	1,5
$t_{n, M}$	0,25	0,4	0,5	0,6	0,65	0,75	0,9
$b_{u, M}$	0,12	0,18	0,20	0,22	0,25	0,30	0,40



З рис. П.2 графічно визначаємо висоту ремонтного $H_{pз}$ та аварійно-ремонтного $H_{арз}$ затворів.

Визначаємо відстань між стержнями сміттєзатримуючої решітки l . Для поворотно-лопатевих і пропелерних турбін рекомендується відстань, рівна $D_l/20$ (D_l – діаметр робочого колеса), але не більше 200 мм; для радіально-осьових і діагональних $D_l/30$, але не більше 100 мм.

Визначаємо кількість стержнів решітки по висоті $n_1 = \frac{a_{ex}}{l}$.

Визначаємо кількість стержнів решітки по ширині $n_2 = \frac{B_{cn}}{l}$.

Приймаємо стержні товщиною $t=10...12$ мм напівциркульного окреслення. Коефіцієнт гідравлічного опору рівний

$$\sum \xi_p = \left(\frac{1}{\varphi_c^2} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - C_p - C_\varepsilon} \right)^2 + \psi \left(\frac{1}{1 - C_p - C_\varepsilon} - 1 \right)^2, \quad (\text{П.7})$$

де φ_c – коефіцієнт швидкості ($\varphi_c=0,97$); C_ε – коефіцієнт відтиснення потоку від елементів решітки ($C_\varepsilon=0,06...0,08$); ψ – коефіцієнт повноти удару при раптовому розширенні ($\psi=1,1...1,2$);

C_p – коефіцієнт затінення решітки елементами конструкції

$$C_p = \frac{\omega_p}{\Omega}, \quad (\text{П.8})$$

Ω – площа отвору, що перекриває решітка, $\Omega = a_{ex} \cdot B_{cn}$, м²;

ω_p – площа затінення решітки $\omega_p = \omega_{cm.в} + \omega_{cm.г}$, м²;

$\omega_{cm.в}$ – площа вертикальних стержнів $\omega_{cm.в} = n_1 \cdot a_{ex} \cdot t$, м²;

$\omega_{cm.г}$ – площа горизонтальних стержнів $\omega_{cm.г} = n_2 \cdot B_{cn} \cdot t$, м².

Втрати напору на решітці рівні

$$h_{реш} = \sum \xi_p \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (\text{П.9})$$

де v – швидкість руху води на решітці, $v = \frac{Q_T}{\Omega}$, м/с.

Визначаємо *потужність*, необхідну для обігріву одного квадратного метра сміттєзатримуючої решітки

$$N_{об} = k_{зап} \cdot 0,00116 \cdot \alpha \cdot (t_{реш} - t_{вод}), \quad (\text{П.10})$$



де $k_{зап}$ – коефіцієнт запасу, $k_{зап} = 1,5 \dots 2$; $t_{реш}$ – температура стержнів решітки, $t_{реш} = (0,01 \dots 0,03) \text{ } ^\circ\text{C}$; $t_{вод}$ – температура переохолодженої води, $t_{вод} = (-0,07) \dots (-0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$; α – коефіцієнт тепловіддачі від металу решітки до води, $\text{кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

Для зменшення витрати енергії на обігрів, приймаємо диференціальний спосіб обігріву, при якому коефіцієнт тепловіддачі рівний

$$\alpha = 2400 \frac{\nu^{0,8}}{\chi^{0,2}}, \quad (\text{П.11})$$

де χ – периметр поперечного перерізу стержнів на один квадратний метр решітки, м

$$\chi = \frac{2 \cdot (t+1)}{l}, \quad (\text{П.12})$$

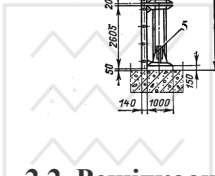
де t – товщина стержнів сміттєзатримуючої решітки, приймаємо стержні товщиною $t = 10 \dots 12$ мм напівциркульного окреслення.

Загальна потужність системи обігріву, кВт, рівна $N_{об}^{реш} = z \cdot \Omega \cdot N_{об}$.
Із урахуванням запасу, потужність системи електрообігріву сміттєзатримуючих решіток на ГЕУ рівна $N_{об}^{ГЕУ} = (1,3 \dots 1,5) \cdot N_{об}^{реш}$.

Решітка по висоті може складатися із декількох секцій, з'єднаних між собою зчепленнями (рис. П.3).

Кожна секція складається із сміттєзатримуючих стержнів, каркасу та опорно-ходових частин. У процесі експлуатації ГЕУ виконується періодичне піднімання сміттєзатримуючих решіток із порогу для їх огляду, ремонту, фарбування, очищення від сміття і продуктів корозії. Решітки опускають на поріг або піднімають із нього у зібраному вигляді за допомогою захватної балки або штанг, у спокійну воду при зупиненому гідроагрегаті.

Транспортування решіток у сховище або на площадку антикорозійного захисту здійснюється посекційно, для чого решітки після підйому роз'єднують на окремі секції.



5 – розкоти ферм жорсткості

Швидкості підйому та опускання ковша, як правило, приймаються рівними 22 м/хв, час повороту ковша - 3 с. Швидкість пересування машини шляхами, прокладеними уздовж фронту решітки, складає 25÷30 м/хв. [5]. Наприкінці шляху влаштовується лотік, у який скидається сміття із бункера машини.

Найбільше поширення одержали грейфери із індивідуальним гідравлічним приводом на кожний захват. Це дозволяє захоплювати предмети різної конфігурації і утримувати сміття різної крупності.

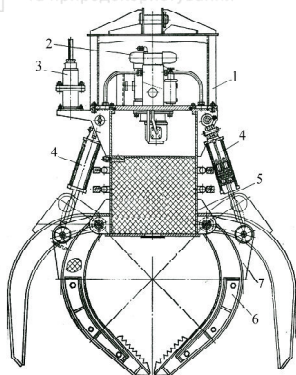


Рис. П.4. Шестизахватний грейфер типу «Поліп»:

- 1 – ковпак;
- 2 – привід насосної установки;
- 3 – штепсельний роз'єм;
- 4 – гідроциліндр;
- 5 – бетонний баласт;
- 6 – черпак;
- 7 – захват

Зусилля при підйомі грейфера приймається у $2\div 2,5$ рази більшим, ніж сумарна маса грейфера зі сміттям. Цим враховується початковий опір сміття і опір при підйомі великих тіл.

Повнопролітні грейфери. Найбільше поширення одержали грейфери із гідравлічним приводом (рис. П.5), що складаються із грабелів та несучої рами із робочими і бічними колесами.

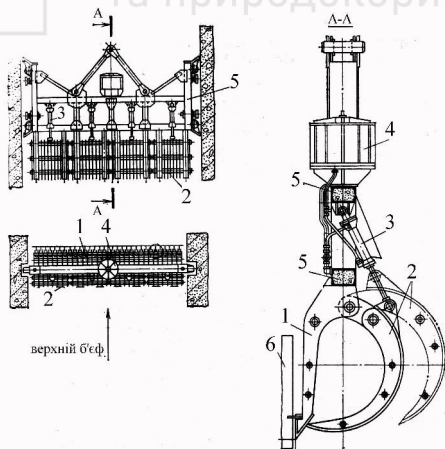


Рис. П.5. Повнопролітний грейфер із гідроприводом:

- 1 – граблі;
- 2 – поворотний захват;
- 3 – гідроциліндр;
- 4 – насосна установка;
- 5 – бетонний баласт;
- 6 – стержні решітки



Між граблями та поверхнею, що очищається, передбачений зазор 15÷20 мм. Під час руху вниз граблі своїм ножем зрізають і зсовують до порогу решітки сміття, що знаходиться на її поверхні. Бічні поверхні стержнів очищуються шматками сталевго каната, закріпленими на ножі.

Механізм підйому і опускання грейфера може бути установлений на кранових візках мостових і козлових кранів, або на ходових балках козлових кранів разом із поворотною стрілою і механізмом повороту стріли. Оптимальна швидкість підйому та опускання повнопролітного грейфера 8÷10 м/хв, швидкість підйому грейфера - 15 м/хв, швидкість опускання - 22 м/хв [5].

Підйомний механізм повинен бути оснащений вантажним реле, що захищає його від перевантаження і ослаблення канатів.

2.3. Затвори водоприймача

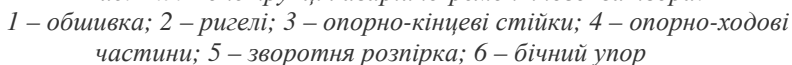
За призначенням затвори водоприймачів поділяються на ремонтні та аварійно-ремонтні.

Підйом і опускання **ремонтних затворів** виконується у спокійній воді. Вирівнювання тиску води на затвори водоприймачів здійснюється за допомогою байпасів, вмонтованих у прольоти будівлі ГЕС. Час вирівнювання тиску багато у чому залежить від надійної роботи ущільнень. Згідно норм [3], після триразової установки затвора у робоче положення, фільтрація води на 1 м периметра ущільнення для нерегульованих ущільнень не повинна перевищувати 0,3 л/с.

Аварійно-ремонтні затвори можуть мати індивідуальні механізми підйому або обслуговуватися загальним краном. Час опускання затвора з індивідуальним механізмом приймається у межах від 2 до 5 хв [3]. У курсовому проєкті у водоприймачі встановлюємо ремонтний та аварійно-ремонтний затвори – плоскі, ковзаючі, ригельної конструкції.

Ширину затвора приймаємо рівною ширині спіральної камери $L_{оме} = B_{сн}$. Якщо $B_{сн} \geq 10 \dots 12$ м, встановлюємо проміжний бичок із товщиною $\delta_6 = 1,5 \dots 2,0$ м, тоді ширина затвора приймається рівною половині ширини турбінної камери $L_{оме} = B_1 = \frac{B_{сн}}{2}$.

Висоту ремонтного $H_{рз}$ та аварійно-ремонтного $H_{арз}$ затворів визначаємо графічно із рис. П.2.





Визначаємо масу затворів, т

$$G_{затв} = \left(\frac{Q \cdot L_{омг}}{a} \right)^b, \quad (II.13)$$

де a, b – коефіцієнти, для глибинних ковзаючих затворів приймаємо $a=49$, $b=0,7$ [8]; Q – розрахункове навантаження на затвор, кН

$$Q = \frac{H_{нз}^2 - H_{вз}^2}{2} \cdot B_z, \quad (II.14)$$

де $H_{нз}, H_{вз}$ – напори на низ та верх отвору, що перекривається, м; B_z – ширина затвора (розрахунки ведуться на 1 м ширини).

Визначаємо необхідну вантажопідйомність (тягове зусилля) [3, 8] підйомних механізмів для маневрування затворами за формулою

$$T = 1,1 \cdot G_{затв} + 1,2 \cdot T_{он}, \quad (II.15)$$

де $T_{он}$ – сила тертя в опорно-ходових частинах

$$T_{он} = f_{он} \cdot Q, \quad (II.16)$$

де $f_{он}$ – максимальний коефіцієнт тертя у опорах ($f_{он}=0,1$ для каткових ходових частин, $f_{он}=0,13 \dots 0,23$ для ковзаючих ходових частин).

Розрахунки виконуються окремо для ремонтного і аварійно-ремонтного затворів.

2.4. Ремонтний затвор відсмоктувальної труби

Приймаємо плоский ковзаючий затвор ригельної конструкції із наступними розмірами, м

$$L_{зат} = B_5 \cdot D_1; \quad h_{зат} = h_5 \cdot D_1; \quad h = \bar{h} \cdot D_1, \quad (II.17)$$

де $B_5, h_5, \bar{h}$ – конструктивні розміри відсмоктувальної труби, приймаються за таблицею 2.7 [8].

Визначаємо відмітку верху фундаментальної плити, м

- для ПЛ-турбіни: $\nabla B\Phi\Pi = \nabla T + h_1 - h$;

- для РО-турбіни: $\nabla B\Phi\Pi = \nabla T - \frac{b_0}{2} - h$,

де ∇T – відмітка осі турбіни, м; h_1, b_0 – конструктивні розміри турбіни, приймаються за додатком 5.1 [8].

Визначаємо напір на низ затвора, м

$$H_{нз} = \nabla HБ_{ГЕС} - \nabla B\Phi\Pi. \quad (II.18)$$

Визначаємо напір на верх затвора, м

$$H_{вз} = H_{нз} - h_{зат} - 0,5 м. \quad (II.19)$$



Розраховуємо навантаження на затвор, кН

$$Q_{BT} = 0,5 \cdot (H_{H3}^2 - H_{B3}^2) \cdot L_{зет}, \quad (II.20)$$

розрахунки ведуться на 1 м ширини затвора, $L_{зет}=1,0$ м.

Маса затвора, т

$$G_3^{BT} = \left(\frac{Q_{BT} \cdot L_{зет}}{a} \right)^b, \quad (II.21)$$

де $L_{зет}$ – повна ширина затвора відсмоктувальної труби, м.

Визначаємо тягове зусилля, т

$$T_{звТ} = 1,1 \cdot G_3^{BT} + 1,2 \cdot T_{оп}, \quad (II.22)$$

$$T_{оп} = f_{оп} \cdot Q_{BT}. \quad (II.23)$$

Практичне заняття №3.

Підбір вантажопідйомного обладнання

3.1 Козлові крани

Вантажопідйомність козлового крана водоприймача (рис. III.1) приймаємо за необхідною вантажопідйомністю найважчого його обладнання – ремонтного затвора T_{pz} .

За додатком 16 [8] за аналогом приймаємо козловий кран, виписуємо його марку та основні розміри і складаємо схему. Козловий кран водоприймача оснащується головним і допоміжним підйомниками (гаками) та грейфером для очищення сміттєзатримуючих решіток. Складаємо схему крана.

За необхідністю вантажопідйомністю (вагою затвора відсмоктувальної труби) $T_{звТ}$ за додатком 16 [8] приймаємо козловий кран, виписуємо його марку та основні розміри.

3.2. Індивідуальні підйомні механізми

На малоагрегатних ГЕУ застосовуються у ряді випадків *канатні механізми* із швидким спуском затворів.

Основними елементами *канатного механізму* (рис. III.2.) є рама 1 і двохсекційний барабан 2 для намотування канатів [3]. Механізм оснащений гальмівним генератором 6. При спрацьовуванні приладів автоматичного захисту, гальмо 3 розмикається – і затвор під дією власної ваги починає опускатися.

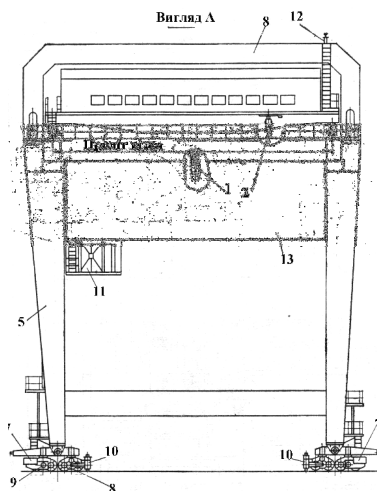
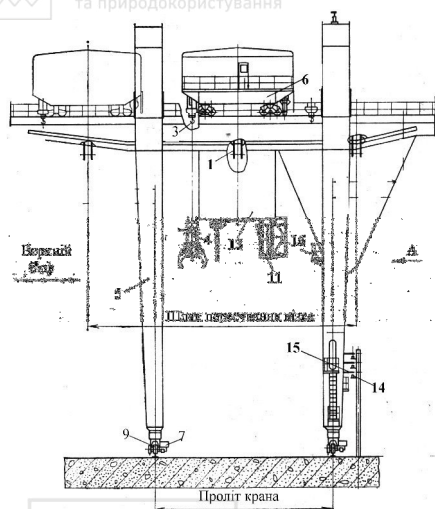


Рис. III.1. Козловий кран:

- 1 – головний гак; 2, 3 – допоміжні гаки; 4 – грейфер; 5 – портал;
6 – вантажний візок; 7 – механізм пересування крана; 8 – холостий
балансир; 9 – привідний балансир; 10 – електропривід; 11 – кабіна
кранівника; 12 – анемометр; 13 – приміщення; 14 – тролей;
15 – кронштейни струмознімачів; 16 – посадочна площадка

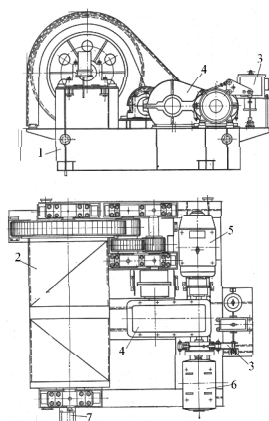


Рис. III.2. Канатний механізм із
гальмівним генератором:

- 1 – рама;
2 – двосекційний барабан;
3 – гальмівний механізм;
4 – редуктор;
5 – електродвигун;
6 – гальмівний генератор;
7 – апарат управління



Наприкінці опускання затвора, апаратом управління 7 розривається ланцюг живлення струмом гальмівного магніта - і гальмо під дією пружини замикається та зупиняє механізм.

Для обслуговування аварійно-ремонтних затворів, у курсовому проекті передбачено установлення індивідуальних підйомних механізмів – **гідроприводів з гідроциліндром**, що призначені для підйому і утримування затвора при опусканні. Приймаємо вертикальний гідроциліндр із одностороннім сприйняттям навантаження. Марка його визначається за вагою аварійно-ремонтного затвору $T_{арз}$, МН (див. табл. III.1).

За значенням $T_{арз}$ приймаємо вертикальний гідроциліндр із одностороннім сприйняттям навантаження з наступними параметрами (табл. III.1): теоретичне тягове зусилля, МН; номінальний тиск у штоковій порожнині, МПа; діаметр штока, мм; граничний хід поршня, м; діаметр поршня, мм.

Основним елементом гідроприводу є *гідроциліндр* (рис. III.3), що призначений для створення зусиль для підйому і утримування затвора при опусканні. Він складається із цільнокованого циліндра 1 із фланцями, штока 2 із поршнем 3 і з'єднувальною гайкою 4, ущільнень поршня і штока 5 і 6, верхньої та нижньої голівок 7 і 8 та ряду інших деталей.

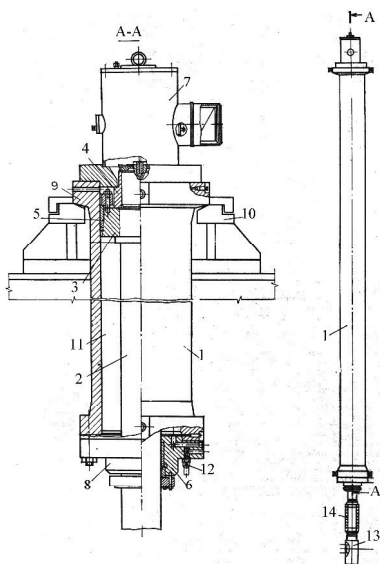


Рис. III.3. Гідроциліндр гідроприводу:

- 1- циліндр;
- 2 – шток;
- 3 – поршень;
- 4 – з'єднувальна гайка;
- 5, 6 – ущільнення поршня і штока;
- 7, 8 – верхня і нижня голівки;
- 9 – опорний фланець;
- 10 – опора;
- 11 – штокова порожнина;
- 12 – дросель;
- 13 – петля;
- 14 – муфта



Таблиця III.1

Параметри вертикальних гідроциліндрів [3]

Діаметр поршня, мм	Граничний хід поршня, м	Діаметр штока, мм	Номінальний тиск у штоковій порожнині, МПа	Теоретичне тягове зусилля, МН
320	7,5	125	10	0,68
			16	1,09
		140	20	1,30
400	10,6	160	10	1,06
			16	1,69
			20	2,21
			25	2,64
		180	20	2,00
450	14	180	25	3,34
		200	20	2,55
		220	32	3,87
500	15	250	20	2,95
32			4,72	
560		250	20	3,94
			25	4,92
630		280	32	5,90
			20	5,00
			32	8,00
710		320	32	7,40
			20	6,95
			28	9,72
			32	10,1
			360	20
800		360	32	9,40
			32	12,50
			400	20
32		12,0		

3.3. Мостовий кран

Мостові крани, як правило, установлюються у машинних залах та на водоприймачах гідроенергетичних установок, що розташовуються у районах із суворим кліматом у закритих опалювальних приміщеннях. Найбільш поширені крани із такими характеристиками [3]: проліт 8,5÷14,5 м, вантажопідйомність 40÷250 т. Для обслуговування обладнання машинної зали і виконання монтажно-демонтажних робіт, у курсовому проекті приймаємо мостовий електричний кран. Вантажопідйомність крана визначається за масою найбільш важкого обладнання



(див. практичне заняття № 1). На ГЕС це може бути робоче колесо турбіни (G_{PK}) або ротор генератора (G_P).

За масою найбільш важкого елемента, за додатком 16 [8] підбираємо марку мостового крана, та виписуємо основні його параметри і складаємо його схему (рис. III.4).

Проліт крана приймаємо рівним ширині машинної зали

$$L_K = B_{MЗ} = D_{КТ} + 2 \cdot b_{ПР}, \quad (III.1)$$

де $D_{КТ}$ – діаметр кратера генератора, м: $D_{КТ} = (1,5 \dots 1,85) \cdot D_i$ – для підвісних генераторів, $D_{КТ} = (1,4 \dots 1,5) \cdot D_i$ – для зонтних; D_i – діаметр розтки статора, м; $b_{ПР}$ – ширина експлуатаційних проходів між колоною і генератором, $b_{ПР} = 1,5 \dots 2,0$ м.

Використовують електричні мостові крани загального призначення вантажопідйомністю 80/20; 120/20; 125/20; 160/32; 200/32; 250/32 і 320/32 т та ін., різних прольотів від 13 до 34 м із нормальною та збільшеною висотою підйому, а також мостові крани більшої вантажопідйомності 360, 400, 450, 500, 560, 630,, 1000 т, виготовлені за індивідуальними проектами [1, 3]. Мостові крани ГЕС відносяться до кранів легкого режиму роботи, оскільки вони характеризуються малою тривалістю роботи, невеликим числом включень у годину, незначними швидкостями роботи механізмів. Швидкості робочих рухів крана [3]: підйому головного гака $0,4 \div 1,1$ м/хв; підйому допоміжного гака $2 \div 8$ м/хв; пересування візка $5 \div 25$ м/хв; пересування крана $12 \div 40$ м/хв.

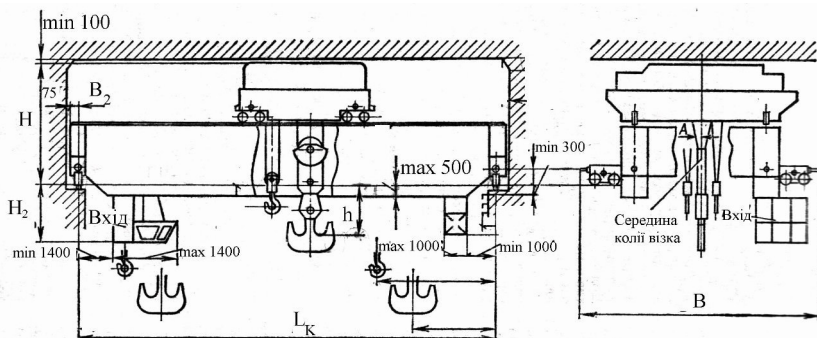


Рис. III.4. Мостовий електричний кран:
 L_K, B, H, h, H_2 – конструктивні розміри крана
(приймаються за додатком 16 [3])



Головними елементами мостового крана (рис.ІІІ.4) є: металлоконструкція моста, візок та механізм пересування крана. Основними вантажозахватними пристроями кранів загального призначення є головний і допоміжний гаки, що можуть переміщатися вертикально уздовж та впоперек приміщення, що обслуговується краном. Зона дії гаків крана визначається зоною переміщення моста крана підкрановими коліями уздовж приміщення і зоною переміщення візка рейками, установленими на верхньому поясі головних балок моста. До нижнього пояса головної балки кріпиться кабіна управління краном.

3.4. Засоби малої механізації

Мала механізація широко використовується на ГЕУ у процесі монтажних і ремонтних робіт, що не потребують переміщення великих та важких вузлів і деталей [3]. Для вертикального переміщення використовуються ручні та електричні талі вантажопідйомністю до 10 т, гідравлічні домкрати, кран-балки. Для горизонтального переміщення вузлів і деталей використовуються візки та електрокари. Для підйому невеликих деталей і вузлів обладнання у процесі його монтажу та експлуатації використовують однобалкові мостові крани, тельфери і ручні талі.

Підвісні однобалкові мостові крани із вантажопідйомністю 0,5...5 т мають ручний привід механізмів підйому і пересування (рис.ІІІ.5), основні параметри їх наведені у таблиці ІІІ.2.

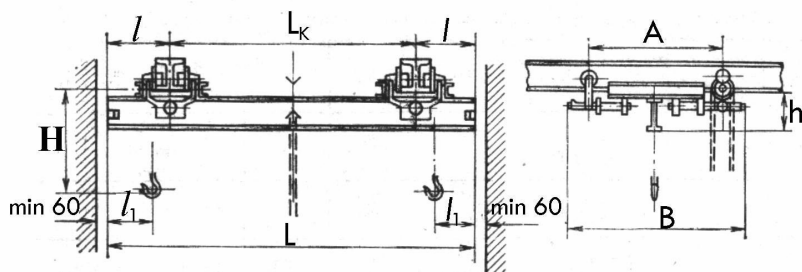


Рис. ІІІ.5. Однобалковий кран із ручним приводом:
 L_k , B , H , l , A , h – конструктивні розміри однобалкового крана



Таблиця III.2

Параметри однобалкових ручних кранів вантажопідйомністю 0,5÷5 т

Вантажо- підйомність крана, т	Проліт L_K , м	H, мм	h, мм	L_1 , мм	Номер профіля шляху (за ГОСТ 19425-74*)
0,5	3,6-9,3	690	220	150	18 м; 24 м; 30 м
	10,2-11,4	730	280		
1,0	3,6-6,6	690	220	150	18 м; 24 м; 30 м
	7,2-11,4	780	280		
2,0	3,6-7,2	1020	280	200	24 м; 30 м; 36 м; 45 м
	8,1-11,4	1080	340		
3,2	3,6-5,7	1020	280	200	24 м; 30 м; 36 м; 45 м
	6,6-9,3	1080	340		
	10,2-11,4	1110	400		
5,0	3,6-5,7	1240	340	220	30 м; 36 м; 45 м
	6,6-9,3	1270	400		
	10,2-10,8	1316	440		

Електрична канатна таль вибирається із табл. III.3 та III.4 за вагою допоміжного обладнання, т

$$G_{\text{доп.об}} = (0,1 \dots 0,15) \cdot G_{PK} \quad (\text{III.2})$$

де G_{PK} – вага робочого колеса турбіни, т.

Візок, до якого підвішується електроталь, оснащується механізмом пересування – електродвигуном і редуктором [3]. Електричні талі вантажопідйомністю від 0,5 до 5 т (ГОСТ 22584-77) пересуваються монорейкою (рис. III.6).

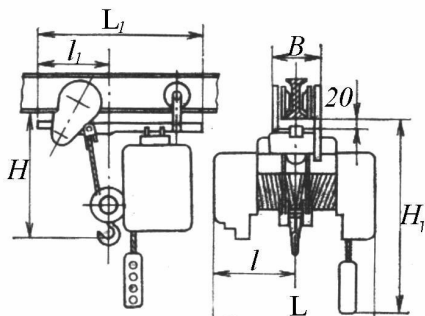


Рис. III.6. Електрична таль:

L, L_t, H, l, B –
конструктивні розміри
електричної талі



Таблиця III.3

Параметри електричних канатних талей вантажопідйомністю 0,5÷5 т

Тип талі	Вантажопідйомність, т	Висота підйому, м	Швидкість, м/хв		Номер профіля шляху (за ГОСТ 19425-74*)	Маса талі, кг
			підйому	пересу- вання		
TE 050-611	0,5	3	8	20; 32	18 м; 24 м	100
TE 100-611	1,0	4			18 м; 24 м;	190
TE 100-621		9			30 м; 36 м	210
TE 200-611	2,0	3			24 м; 30 м;	300
TE 200-621		6		40	36 м	330
TE 320-611	3,2	3		20; 32	30 м; 36 м; 45 м	495
TE 320-621		6				535
TE 500-611	5,0	3				775
TE 500-621		6				825

Таблиця III.4

Розміри електричних канатних талей вантажопідйомністю 0,5÷5 т, мм

Тип талі	b	H	H_l	L	L_l	l	l_l
TE 050-611	450	470	2400	560	735	310	310
TE 100-611	325	530	3400	655	790	330	360
TE 100-621			8400	870		440	
TE 200-611	370	680	2500	800	900	400	450
TE 200-621			5500	1020		500	
TE 320-611	390	800	2700	915	1055	480	500
TE 320-621			5700	1145		600	
TE 500-611	400	840	2700	1040	1150	530	600
TE 500-621			5700	1240		630	



3.5. Пересувні вантажопідйомні засоби

Автомобільні крани, що застосовуються під час будівництва та експлуатації ГЕУ, випускаються наступних типів:

Таблиця III.5

Параметри автомобільних кранів

Тип	Вантажопідйомність, т	Виліт стріли, м
К-4в	4,0	2,5 – 5,5
КС-1562	4,0	3,5 – 10,0
КС-2561	6,3	3,3 – 11,0
КС-3562	10,0	1,8 – 10,0
К-162	16,0	3,9 – 6,0

Пневмоколісні крани виконуються вантажопідйомністю 16, 25, 40 та 63 т із стрілою, що має виліт від 8 до 38 м.

Під час будівництва та монтажу обладнання гідровузлів використовуються самохідні гусеничні крани двох типів: Е-2508 вантажопідйомністю до 60 т та КС-8161 вантажопідйомністю до 100 т. Довжина стріли кранів 15, 30 та 40 м, найменша довжина стріли крана КС-8161 становить 20 м [3].

Крани на рейковому ходу виготовляються із стрілою довжиною 15 м і вантажним гаком для пересування вантажів, але можуть бути укомплектовані додатковою вставкою стріли довжиною 5 м, грейферами та ін.

Практичне заняття №4. Масляне господарство ГЕУ

Схема масляного господарства наведена на рис. IV.1.

За табл.IV.1 для турбін з відомим діаметром робочого колеса D_1 приймаємо кількість масла у системі регулювання турбіни, м^3 [3]: у маслоповітряному котлі; у зливному баку; у серводвигунах, трубопроводах, маслоприймачі; загальну кількість масла.

При потужності турбіни N_T , за рис. IV.2 приймаємо необхідну кількість масла, що заливається в один гідроагрегат.

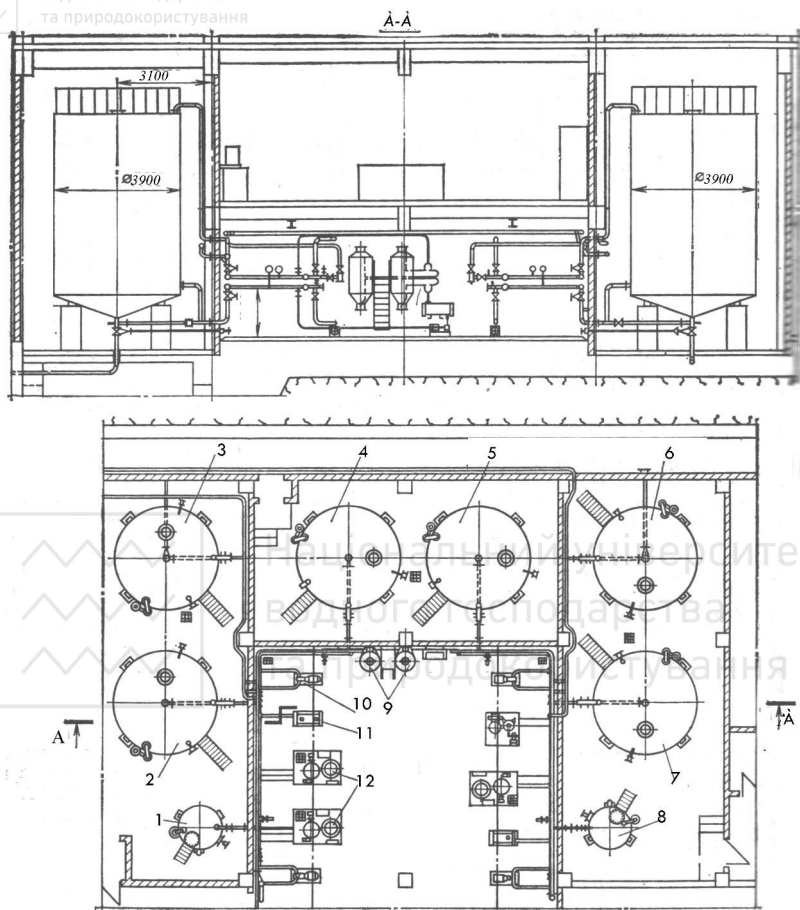


Рис. IV.1. Стационарное масляное хозяйство:

1 – бак очищения трансформаторного масла; 2 – бак эксплуатационного трансформаторного масла; 3 – бак відпрацьованого трансформаторного масла; 4 – бак чистого трансформаторного масла; 5 – бак чистого турбінного масла; 6 – бак відпрацьованого турбінного масла; 7 – бак эксплуатационного турбінного масла; 8 – бак порційного очищення турбінного масла; 9 – дегазифікаційна установка; 10 – насос; 11 – фільтр-прес; 12 – маслоочисна установка



Кількість масла у системі регулювання гідротурбіни

Вузол турбіни	Кількість масла у вузлах турбіни, м ³									
	радіально-осьової із робочим колесом з діаметром D_I , м					поворотно-лопатєвої із робочим колесом з діаметром D_I , м				
	4,0	4,5	6,0	7,5		5,0	6,0	7,5	8,5	10
Маслоповітряний котел	2,0	2,8	5,6	7,0		3,2	8,0	8,0	14,4	12,0
Зливний бак	2,8	2,8	5,6	7,0		3,2	6,4	8,0	12,8	12,8
Трубопроводи, серводвигуни направляючого апарату	5,2	8,4	8,8	8,0		-	-	-	-	-
Серводвигуни, трубопроводи і маслоприймач	-	-	-	-		4,6	10,0	11,0	12,8	25,2
Разом:	10	14	20	22		11	22,4	27	40	50

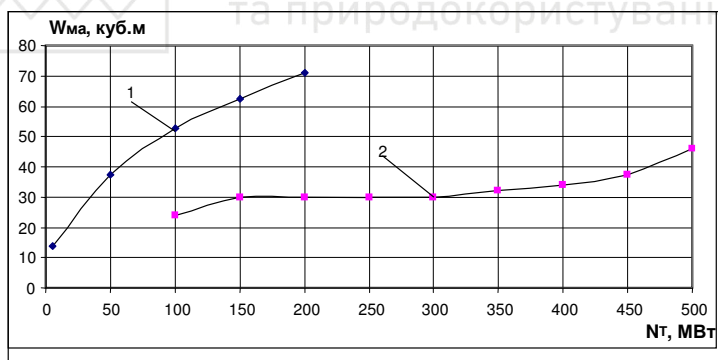


Рис. IV.2. Залежність кількості масла, що заливається у гідроагрегат W_{MA} , м³, від потужності N_T , МВт, і типу турбіни: 1 – поворотно-лопатєві турбіни; 2 – радіально-осьові турбіни

За табл. 5.4 [3] приймається витрата масла у підшипниках, г/год, та витрата консистентної змазки, г/год.



Витрата змазки у підшипниках в залежності від діаметра вала

Діаметр вала, мм	Витрата, г/год	
	масла	консистентної змазки
10-15	1,5	0,5
25-50	2,5	0,9
50-75	3,3	1,2
75-100	4,5	2,0

Кількість масла, що витрачається у системі змащення одного гідроагрегату, кг, рівна

$$G_m = k \cdot \frac{N_r \cdot \sqrt{D_l}}{\sqrt{H_{\max}}}, \quad (\text{IV.1})$$

де k – коефіцієнт, $k=0,9 \dots 1,1$ для ПЛ-турбін, $k=0,45 \dots 0,65$ для РО-турбін; N_r – номінальна потужність гідроагрегата (генератора), кВт; D_l – діаметр робочого колеса турбіни, м (визначені у практичному занятті № 1).

Загальна кількість змащувального масла, кг, рівна

$$G = z \cdot G_m, \quad (\text{IV.2})$$

Об'єм масла у системі змащування, м^3

$$W_{zm} = \rho_{zm} \cdot G, \quad (\text{IV.3})$$

де ρ_{zm} – густина змащувального масла, $(0,874 \dots 0,912) \text{ т/м}^3$.

Визначаємо кількість ізоляційного трансформаторного масла, т

$$G_{TM} = z \cdot G_{mp.a}, \quad (\text{IV.4})$$

де $G_{mp.a}$ – маса масла у одному трансформаторі за додатком 13 [8].

Об'єм трансформаторного масла, м^3 , рівний

$$W_{tm} = \rho_{tm} \cdot G_{TM}, \quad (\text{IV.5})$$

де ρ_{tm} – густина трансформаторного масла $(0,885 \dots 0,895) \text{ т/м}^3$.

Максимальна тривалість роботи маслоочисної апаратури при двозмінній роботі складає для турбінного масла – 11 днів, для трансформаторного масла – 13 днів.

Необхідна продуктивність маслоочисних установок, $\text{м}^3/\text{год}$:

- для турбінного масла:

$$P_{zm} = \frac{W_{zm}}{t_{zm}}, \quad (\text{IV.6})$$



- для трансформаторного масла:

$$P_{TM} = \frac{W_{TM}}{t_{TM}}, \quad (IV.7)$$

де $t_{зр}$, t_{TM} – тривалість роботи маслоочисної апаратури, год.

За таблицю IV.3 приймаємо маслоочисне обладнання для турбінного і трансформаторного масла, та виписуємо його параметри. Гарантійний термін зберігання масла становить 5 років із дня його виготовлення.

На ГЕС дозволяється зберігати не більше 100 т турбінного масла. На території ГЕУ у наземних резервуарах - до 300 т, у підземних - до 500 т. Для зберігання турбінного масла у будівлі ГЕС розміщуємо вертикальні циліндричні баки (приймаються за таблицею 5.6 довідника [3]).

Трансформаторне масло зберігаємо на території станції у горизонтальних підземних циліндричних баках (приймаються за таблицею 5.8 довідника [3]).

Конструкція вертикальних і горизонтальних баків для зберігання масла наведена на рис. 5.4-5.6 довідника [3]. Складаємо схему стаціонарного масляного господарства (рис. IV.1).

Практичне заняття №5

Пневматичне господарство ГЕУ

Система гальмування (рис. V.1). Ємність повітрязбірника гальмівного пристрою розраховується на двократний цикл гальмування усіх агрегатів, з'єднаних у один електричний блок

$$V_{в.г.} = \frac{2 \cdot q_T \cdot z}{10 \cdot (p_1 - p_2)}, \quad (V.1)$$

де q_T – об'єм повітря приймається рівним $0,5\text{ м}^3$ при кількості гальм у генераторі до 24, або $0,7\text{ м}^3$ при кількості гальм у генераторі 32; z – кількість агрегатів, з'єднаних у один електричний блок, $z=1$; p_1 – тиск, при якому вмикається компресор $p_1=0,8$ МПа; p_2 – мінімальний допустимий тиск $p_2=0,7$ МПа.



Технічні характеристики маслоочисного обладнання [3]

Обладнання	Тип, марка	Подача, м ³ /год	Тиск, МПа	Потужність, кВт
Маслоочисна установка у комплекті із сепаратором, фільтр-пресом, масляними насосами, вакуум-насосом, електродвигуном і вакуумним бачком	ПСМ 1-3000	3,0	-	44,6
Маслоочисна машина у комплекті із сепаратором, електropідігрівачем і насосами	СМ 1-3000	3,0	-	44,5
Фільтр-прес у комплекті із насосом і фільтром	ФП 2-3000	3,0	-	17
Установка пересувна вакуумної обробки і азотування трансформаторного масла	УВМ-1	2,0	-	100
Установка пересувна для підсушування повітря	«Суховій-СВ-3/50»	0,05	-	42
Установка для низькотемпературної обробки ізоляції силових трансформаторів	«Іній-1»	-	-	350
Регенераційна установка у комплекті із насосом і електropідігрівачем	-	1,4	1,6	14,5
Пересувна цеолітова установка для сушіння трансформаторного масла	МОО-2	2,5	-	50
Вакуумний насос із електродвигуном	НВ3-50Д	3,5	-	7,5
Насос шестерневий із електродвигуном	Ш40-6	18	0,4	5
Насос шестерневий із електродвигуном	Ш8-25-2,8/2,5	5,8	0,25	2,5
Насос відцентровий із електродвигуном	2КМ-66	10	0,22	2,2
Маслонасос ручний	БКФ-2	1,2	0,3	-
Нагрівач масла електричний із насосом	ЕНМ-80	3,0	-	82,4
Нагрівач масла електричний	ТЕН-140Б13/1,25І220	-	-	1,25
Фільтр механічний	ФГН-30М	30	-	-

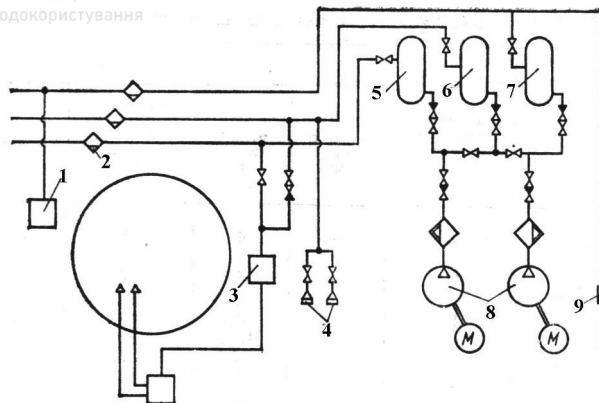


Рис. V.1. Схема пневматичного господарства для систем гальмування, технічних потреб і пневмогідравлічної апаратури:

1 – пневмогідравлічна апаратура; 2 – збірник конденсату;
3 – щит гальмування; 4 – відводи для підключення інструментів;
5, 6, 7 – повітрязбірники; 8 – компресори; 9 – редукційний клапан

Подача компресорів визначається повітряпостачанням інших споживачів стисненого повітря низького тиску.

Повітряпостачання пневматичних інструментів. Подача компресора визначається витратою повітря на одночасну роботу розрахункової кількості інструментів певного типу.

$$Q_k = q_1 \cdot z_1 + q_2 \cdot z_2 + \dots + q_n \cdot z_n, \quad (V.2)$$

де q_n – витрата повітря на роботу інструментів певного типу; z_n – кількість інструментів даного типу, що працюють одночасно.

Із таблиці V.1 вибираємо інструменти та виписуємо витрату повітря, необхідну для їх роботи. Визначаємо загальну кількість повітря, необхідну для роботи усього пневматичного обладнання.

Ємкість повітрязбірника для вирівнювання тиску стисненого повітря, що живиться поршневими компресорами, m^3 , рівна

$$V_{с.з} = 1,6 \cdot \sqrt{Q_k}. \quad (V.3)$$

Із таблиці 6.7 довідника [3] підбираємо повітряний компресор та виписуємо його параметри: частоту обертів, об/хв; тиск нагнітання, МПа; потужність електродвигуна, кВт; масу агрегата, кг; кількість залитого масла, л; внутрішній діаметр трубопроводів, мм.



Параметри пневматичних інструментів [3]

Найменування	Тип	Технічна характеристика	Робочий тиск, МПа	Витрата повітря, м ³ /хв	Маса, кг
Машина ручна свердлильна пневматична	ПІ-1019	Діаметр сверла 12 мм	0,6	0,9	1,7
	ПІ-1020	Те ж	0,6	0,9	1,7
	ПІ-1024	Діаметр сверла 13 мм	0,6	1,0	2,8
	ПІ-1016А	Діаметр сверла 32 мм	0,6	1,95	8,3
Те ж кутова	ПІ-1103А	Те ж	0,6	2,0	7,5
Те ж по залізобетону	ПІ-1023	Діаметр сверла 25 мм Глибина сверління 220мм	0,6	1,2	5,3
Машина ручна шліфувальна пневматична	ПІ-2009А	Діаметр круга 63 мм	0,6	0,9	1,9
	ПІ-2203	Діаметр круга 125 мм	0,6	1,6	7,5
	ПІ-2015	Діаметр круга 150 мм	0,6	1,2	3,5
Гайковерт ручний пневматичний ударний реверсивний прямий	ПІ-3112А	Діаметр різьби 14 мм	0,6	0,6	2,2
	ПІ-3131А	Діаметр різьби 18 мм	0,6	0,7	2,7
	ПІ-3114	Діаметр різьби 20 мм	0,6	0,9	4,5
	ПІ-3105А	Діаметр різьби 36 мм	0,6	1,05	9,2
	ПІ-3115	Діаметр різьби 52 мм	0,6	1,6	14,5
Ножиці ручні пневматичні ножові	ПІ-5401А	Товщина розрізного металу 2,5 мм, швидкість різання 2 м/хв	0,5	0,8	2,9
Те ж вирубні	ПІ-5502	Товщина розрізного металу 2,5 мм, швидкість різання 1,2 м/хв	0,5	0,9	3,2
Молоток рубильний пневматичний	ПІ-4119	Енергія удару 12,5 Дж, частота ударів 38 Гц	0,5	2,5	5,5
Лом ручний пневматичний	ПІ-4604	Енергія удару 90 Дж, частота ударів 13 Гц	0,5	1,8	18
	ПІ-4607	Енергія удару 90 Дж, частота ударів 10 Гц	0,5	1,6	18
Пневмопробійник	ПІ-4603	Діаметр пробитих отворів без розширювача 130 мм, із розширювачем 200 мм	0,6	4,5	90



Повітряпостачання системи створення ополонки.

Система створення ополонки показана на рис. V.2.

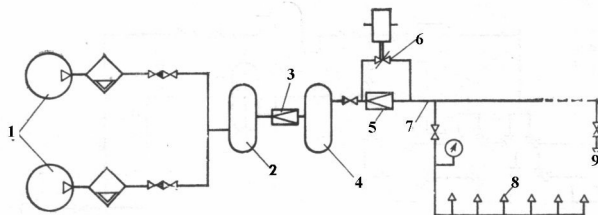


Рис. V.2. Схема пневматичного господарства для створення ополонки:

1 – компресори; 2, 4 – повітрязбірники; 3 – редукційний клапан;
5 – байпас; 6 – соленоїдний клапан; 7 – магістральний повітряпровід;
8 – сопла; 9 – кран спуску конденсату

Визначаємо подачу компресора

$$Q_{\text{ком}} = q_n \cdot L, \quad (\text{V.4})$$

де q_n – питома витрата повітря на 1 м фронту ополонки, $(0,02 \div 0,03 \text{ м}^3/\text{хв})$;
 L – довжина фронту ополонки, $L = z \cdot B_{\text{бл}}$, м; $B_{\text{бл}}$ – ширина блока ГЕУ, м;
 z – кількість блоків, шт.

Тиск повітря, необхідний для підтримання ополонки, становить $0,4 \div 0,9$ МПа. За таблицями 6.7 довідника [3] приймаємо марку компресора та виписуємо його параметри: частоту обертів, об/хв; тиск нагнітання, МПа; потужність електродвигуна, кВт; масу агрегата, кг; витрату масла для змащування, г/год; кількість масла, що заливається, л.

Повітряпостачання пневмогідравлічної апаратури.
Визначаємо об'єм повітрязбірника

$$V_{\text{a.n.}} = \frac{q \cdot z \cdot t}{10 (p_1 - p_2)}, \quad (\text{V.5})$$

де q – витрата повітря на 1 датчик тиску, $q = 0,015 \text{ м}^3/\text{год}$; z – кількість датчиків; t – інтервал часу між включенням і виключенням, $t = 2 \div 3$ год;
 p_1 – номінальний тиск у повітрязбірнику, $p_1 = 0,8$ МПа; p_2 – тиск при якому вмикається компресор, $p_2 = 0,7$ МПа.

Система відтиснення води із камери робочого колеса. За методикою Гідропроекту визначаємо об'єм повітрязбірника для даного циклу відтиснення, м^3



$$V_{\text{в.в.}} = \frac{V_K \cdot P_K \cdot \alpha_{\text{в}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_n \cdot \alpha_{\text{ад}}}{P_{\text{в}}}, \quad (\text{V.6})$$

де V_K – об'єм стисненого повітря у камері робочого колеса, приймається за таблицею 6.2 довідника [3], м³; P_K – тиск у камері в кінці циклу відтиснення, $P_K = 0,14$ МПа для ПЛ-турбін, $P_K = 0,22$ МПа для РО-турбін; $P_{\text{в}} = 4,1$ МПа – номінальний тиск у повітрязбірнику; $\alpha_{\text{в}}$, α_i , α_n , $\alpha_{\text{ад}}$ – відповідно, коефіцієнт холостого викиду повітря у атмосферу, коефіцієнт співвідношення температур у повітрязбірнику та у камері робочого колеса, коефіцієнт використання номінального тиску $P_{\text{в}}$, коефіцієнт адіабатичності (приймаються за таблицею 6.5 [3]).

Визначаємо подачу компресора, м³/хв

$$Q_K = \frac{1,09 \cdot V_K \cdot P_K \cdot \alpha_{\text{в}} \cdot z}{0,1 \cdot t_1}, \quad (\text{V.7})$$

де z – кількість агрегатів, що одночасно працюють із відтисненням води, шт; t_1 – тривалість відтиснення води, $t_1 = 60$ хв.

За таблицею 6.6 довідника [3] при тиску $P_{\text{в}} = 4,1$ МПа приймаємо відповідний діаметр магістральних повітряпроводів.

Повітряпостачання гідроаккумуляторів маслonaпірних установок. Визначаємо подачу робочого компресора

$$Q_k = \frac{V_{\text{в}} \cdot P_{\text{в}}}{6 \cdot t}, \quad (\text{V.8})$$

де $P_{\text{в}}$ – номінальний тиск у гідроаккумуляторі $P_{\text{в}} = 4,1$ МПа; t – тривалість зарядки акумулятора до номінального тиску $t = 4$ год; $V_{\text{в}}$ – об'єм стисненого повітря у гідроаккумуляторі, м³, приймається за таблицею 6.3 [3].

Крім робочих компресорів передбачається установка одного резервного компресора. Склад обладнання пневматичних установок наведено у [3, с. 83-89].

На рис. V.3 наведено приклад компонування компресорного обладнання у приміщеннях під монтажною площадкою. У них розташовуються: компресори 6 для обслуговування систем гальмування, технічних потреб і пневмогідравлічної апаратури; компресори 7 для зарядки гідроаккумуляторів МНУ і обслуговування системи відтиснення води; компресори 9 для обслуговування повітряних вимикачів ВРП; шафи управління 5. Приміщення компресорної обслуговується підвісною кран-балкою. До компресорної примикає ремонтна майстерня 10. У примітку 8 розташовуються глушники вихлопів компресорів.

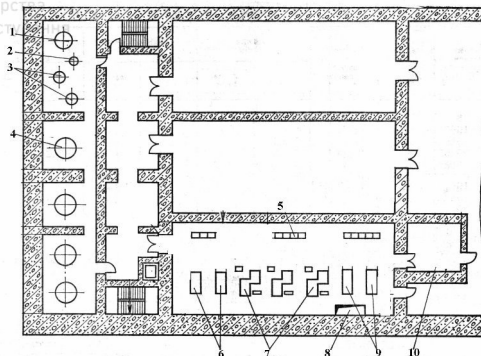


Рис. V.3. Компонування компресорного обладнання у будівлі ГЕУ:

1, 2, 3, 4 – повітрязбірники; 5 – шафи управління;
6, 7, 9 – компресори; 8 – прямок; 10 – ремонтна майстерня

Повітрязбірники розташовані у приміщенні під шандоросховищем, що має залізобетонні стіни і перекриття. Для доставки обладнання, перекриття виконане зйомним. Тут розташовуються повітрязбірники 4, розраховані на тиск 6,4 МПа для системи відтиснення води; повітрязбірник 1, розрахований на тиск 4,1 МПа для підзарядки гідроаккумуляторів, повітрязбірники 3 із тиском 9 МПа для технічних потреб та системи гальмування і повітрязбірник 2 із тиском 9 МПа для обслуговування пневмогідравлічної апаратури.

Практичне заняття №6. Система технічного водопостачання

Технічне водопостачання забезпечує роботу охолоджувачів генераторів, охолодження ванни підп'ятника, компресорних установок та ін. Приклад схеми загальстанційного насосного технічного водопостачання показаний на рис. VI.1.

Наведена схема обслуговує чотири гідроагрегати, що вимагають сумарної подачі охолоджуючої води 2000 м³/год. Передбачена установка трьох насосів 1 із подачею по 1000 м³/год, кожен із яких може бути резервним. Водозабори кожного із насосів незалежні, виконані безпосередньо із нижнього б'єфу ГЕС. Усі насоси підключені до двох паралельних магістралей, на початку кожної із яких є сітчастий фільтр.

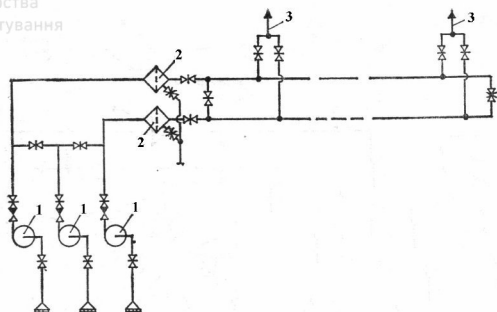


Рис. VI.1. Схема насосного технічного водопостачання:
1 – насоси; 2 – сітчасті фільтри; 3 – відводи до гідроагрегатів

Пропускна здатність магістралі та кожного із фільтрів достатня для охолодження усіх гідроагрегатів при відключенні другої нитки. Від магістралей виконані відводи до кожного гідроагрегата.

При пуску першого гідроагрегата автоматично вмикається один із робочих насосів, подача якого достатня для охолодження двох гідроагрегатів. При пуску третього гідроагрегата вмикається другий робочий насос. У зимовий період для охолодження усіх чотирьох гідроагрегатів досить роботи одного насоса.

Технічне водопостачання на ГЕС та ГАЕС призначене для постачання водою наступного устаткування:

- в гідромашині – водопостачання для змащування підшипників, ущільнювань, охолоджувачів масла у ваннах підшипників з масляним змащуванням та у системах регулювання;
- в гідрогенераторах (двигунах-генераторах) - охолоджувачі масла в системах змащування під'ятників і підшипників, повітряохолоджувачі, теплообмінники системи рідинного охолодження тиристорних випрямлювачів;
- у трансформаторі – маслоохолоджувачі;
- у компресорних агрегатах - проміжні і кінцеві охолоджувачі;
- в насосних агрегатах – водопостачання підшипників;
- в іншому технологічному обладнанні.

Підшипники гідромашин із обгумованими вкладишами або із покриттям із металопластику для змащення і охолодження потребують безперервної подачі води. Вода надходить на підшипники гідромашин для їх охолодження та змащування безперервно. Орієнтовно подача води, л/с, рівна



$$Q_{II} = (0,7 \dots 1,0) \cdot d_g, \quad (VI.1)$$

де d_g – діаметр турбінного (генераторного) вала, см,

$$d_g = (10 \dots 12) \cdot \sqrt[3]{\frac{N_g}{n_0}}, \quad (VI.2)$$

де N_g – потужність генератора, кВт; n_0 – частота обертів, об/хв.

Приймаємо діаметр вала генератора кратним 5 см (при діаметрах від 60 до 100 см), і кратним 10 см – при $d_g > 100$ см.

Діаметр трубопроводу, що підводить воду до підшипника, мм, рівний

$$d_{TP} = (2,5 \dots 3,0) \cdot \sqrt{d_g}, \quad (VI.3)$$

де d_g – діаметр турбінного вала, мм.

Діаметр трубопроводу d_{TP} приймається стандартним.

Подача води здійснюється окремим водозабором безпосередньо із спіральної камери (інколи – із системи технічного водопостачання).

Подача води для повітряохолоджувачів генератора рівна

$$Q_{по} = \frac{0,86 \cdot N_g \cdot (1 - \eta_g)}{\Delta t}, \quad (VI.4)$$

де $Q_{по}$ – подача води до повітряохолоджувача, м³/год; N_g – номінальна потужність гідрогенератора, кВт; η_g – ККД гідрогенератора при номінальному навантаженні; Δt – температурний перепад води для охолодження на вході і виході із повітряохолоджувача, рекомендується приймати $\Delta t = 5^\circ\text{C}$ при розрахунковій температурі на вході до 20°C .

У залежності від розрахункової температури води для охолодження, подача змінюється згідно розподілу, наведеного у таблиці VI.1.

Таблиця VI.1

Зміна температури води у залежності від подачі

Температура води, $^\circ\text{C}$	30	25	20	15	10	5
Подача води, %	140	115	100	85	78	70

При сезонному зниженні температури води, її подачу (з метою уникнення запотівання повітряохолоджувачів) необхідно зменшувати. Подачу води можна також знижувати при зменшенні навантаження генератора нижче розрахункового значення (табл. VI.2).



Таблиця VI.2

Зміна подачі води у залежності від навантаження гідроагрегата

Навантаження, %	100	75	50	Холостий хід
Подача води, %	100	82	70	60

Отже, доцільно передбачати автоматичне регулювання подачі води до повітряохолоджувачів. Методика розрахунку системи охолодження генератора наведена у [3], основні параметри охолоджувачів генератора наведено у таблиці VI.3.

Таблиця VI.3

Параметри охолоджувачів генератора

Параметри охолоджувача	Корисна площа охолоджувача f_{ox} , м ²					
	0,85	1,1	1,7	2,05	2,8	4,9
Довжина, l , мм	1428	1928	1928	2928	2925	2915
Ширина, a , мм	1025	1025	1325	1025	1325	2376
Товщина, t , мм	350	350	350	350	350	375
Маса охолоджувача, кг	468	634	768	760	1007	1920
Маса охолоджувача з водою, кг	524	702	862	852	1133	2160

У якості повітряохолоджувачів використовують радіатори, що встановлюються рівномірно по окружності генератора.

Необхідна кількість охолоджувачів рівна

$$z_{ox} = \frac{Q_{пов}}{v_{сер.ox} \cdot f_{ox}}, \quad (VI.5)$$

де $v_{сер.ox} = 3 \dots 4$ м/с – середня швидкість повітря; f_{ox} – корисна площа охолоджувачів, м²; $Q_{пов}$ – необхідна витрата повітря, м³/с,

$$Q_{пов} = \frac{0,796 \cdot N_r \cdot (1 - \eta_r)}{\Delta t}, \quad (VI.6)$$

де Δt – перепад температур вхідного і вихідного повітря, $\Delta t = 25 \dots 40^\circ\text{C}$.

Застосовуються повітряохолоджувачі серії ВО (таблиця 7.1 [3]). Приклад маркування: ВО-76/1010-58: ВО – повітряохолоджувач; 76 кВт – максимальний тепловий потік; 1010 мм – висота повітряохолоджувача; 58 – заводська марка (умовний індекс).

Кількість охолоджувачів повинна бути не меншою шести.

Під'ятник сприймає значне навантаження від ваги елементів генератора, що обертаються, та осьових сил, що виникають у турбіні (вага робочого колеса і гідродинамічне навантаження на нього).



Маслоохолоджувачі підп'ятника розташовуються безпосередньо у його масляній ванні, у зоні циркуляції масла.

Подача приймається рівна, м³/год

$$Q_{MO} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot A \cdot G_{oc}^{3/2} \cdot n^{3/2}}{\Delta t}, \quad (VI.7)$$

де Q_{MO} – подача води до маслоохолоджувача, м³/год; A – коефіцієнт, $A=5$ для зонттичного генератора і $A=3,5$ для підвісного генератора; G_{oc} – розрахункове навантаження на підп'ятник, т; n – номінальна частота обертів вала, об/хв; Δt – температурний перепад води для охолодження на вході і виході із маслоохолоджувача, як правило, приймається 1,5÷2°C.

Розрахункове навантаження на підп'ятник, т, рівне

$$G_{oc} = G_{рот} + G_{вал} + G_{PK} + G_{г.н.} + G_{о.д.}, \quad (VI.8)$$

де $G_{рот}$ – вага ротора, т; $G_{вал}$ – вага вала, т; G_{PK} – вага робочого колеса, т; $G_{о.д.}$ – вага інших деталей, що обертаються, т, $G_{о.д.} \approx 0,1 \cdot (G_{рот} + G_{вал} + G_{PK})$; $G_{г.н.}$ – гідродинамічне навантаження на робоче колесо, т

$$G_{г.н.} = k \cdot \frac{\pi \cdot \rho \cdot g \cdot D_1^2 \cdot H_{макс}}{4}, \quad (VI.9)$$

де k – коефіцієнт, що залежить від типу турбіни, (для ПЛ-турбін $k=0,85 \div 0,95$, для РО-турбін $k=0,34 \div 0,7$); D_1 – номінальний діаметр робочого колеса, м; $H_{макс}$ – максимальний напір, м.

У ванні підп'ятника встановлюють від 8 до 20 секцій, що з'єднуються послідовно по 4÷5 секцій у паралельні групи.

Генераторні підшипники радіального типу призначені для сприйняття навантажень, направлених перпендикулярно до осі вала. Маслоохолоджувачі підшипників розташовуються у їхніх масляних ваннах, і з'єднуються послідовно у дві групи. Подача води для охолодження орієнтовно приймається рівною 30÷35 % подачі до маслоохолоджувачів підшипника.

$$Q_{МП} = (0,3 \dots 0,35) \cdot Q_{MO}, \quad (VI.10)$$

де Q_{MO} – подача води до маслоохолоджувача, м³/год.

Втрати води на охолодження масла у ванні підшипника, м³/год, можна також визначити за залежністю

$$Q_{МП} = 0,1 \cdot \Delta N_{ген}, \quad (VI.11)$$

де $\Delta N_{ген}$ – втрати потужності генератора, $\Delta N_{ген} = \frac{P_{ген}}{\eta_{Г}} (1 - \eta_{Г})$, кВт; $P_{ген}$ – номінальна потужність генератора, кВт; $\eta_{Г}$ – ККД генератора.



Під час роботи трансформатора виникають електричні і магнітні втрати енергії, що виділяються у вигляді тепла. Воно повинно бути відведене до оточуючого середовища. При незначних потужностях охолоджувачами є стінки баку. При потужностях трансформатора більше $25 \div 40$ кВ·А, зовнішня поверхня штучно збільшується шляхом встановлення ребер або навісних охолоджувачів. У трансформаторів потужністю більше $10 \div 16$ тис.кВ·А охолодження підсилюється вентиляторами.

Маслоохолоджувачі трансформаторів. На попередніх стадіях проектування можна приймати подачу рівну $0,7 \div 0,8$ м³/год на 1 МВ·А потужності при температурі води для охолодження 25°C

$$Q_{TP} = 0,75 \cdot S_T, \quad (\text{VI.12})$$

де S_T – потрібна потужність трансформатора, МВ·А, (див. практичне заняття № 1).

Серійний маслоохолоджувач типу МО-53-4 застосовується у системах охолодження великих трансформаторів [3]. Поверхня охолодження маслоохолоджувача рівна 53 м², тиск – до 0,4 МПа. Він розрахований на відведення 1000 кВт теплових втрат при подачі води для охолодження 72 м³/год і перевищенні температури масла над температурою води на 40°C. Компресорні агрегати із подачею більшою 10 м³/хв, як правило, мають водяне охолодження рубашок циліндрів, проміжних і кінцевих охолоджувачів, а у деяких випадках і маслоохолоджувачів.

Розрахункове число маслоохолоджувачів і подача води задаються у технічній документації на трансформатор.

Визначається кількість маслоохолоджувачів серії МО-53-4 на один трансформатор за залежністю

$$z = \frac{Q_{TP}}{72}, \quad (\text{VI.13})$$

де Q_{TP} – витрата води на маслоохолоджувачі, м³/год; 72 м³/год – подача води для охолодження.

Компресорні агрегати. У пневматичному господарстві ГЕУ використовують компресорні агрегати із водяним охолодженням. Розрахункова витрата води для охолодження компресорних агрегатів відбувається наступним чином. Визначається (приймається) величина подачі повітря компресором (м³/хв). За таблицею 6.7 [3] при визначеній подачі повітря та прийнятому тиску компресора визначається витрата води для охолодження Q_K .



Застосовуються наступні схеми технічного водопостачання:

- 1) самотічна (див. рис. 8.2) – із забором води із верхнього б'єфу при напорах $10 \div 60$ м;
- 2) насосна (див. рис. VI.1) – із забором води із нижнього б'єфу при напорах менших 15 м і більших 200 м;
- 3) ежекторна (див. рис. 8.3) – із забором води із верхнього і нижнього б'єфів при напорах $50 \div 250$ м.

Схема технічного водопостачання може бути: *поагрегатна* при витратах до 1,5 тис. м³/год на один агрегат; *групова* (водою постачається група агрегатів); *загальностанційна* при витратах на усі агрегати 2,5...3,0 тис.м³/год і кількості агрегатів до шести.

Гідравлічний розрахунок системи технічного водопостачання виконується у наступній послідовності.

1. Визначається вертикальна схема технічного водопостачання:
 - маслоохолоджувача генераторного підшипника (∇ верху);
 - повітряохолоджувачів генератора (∇ ПГ);
 - маслоохолоджувача підп'ятника (∇ ПП);
 - маслоохолоджувача турбінного підшипника (∇ ТП);
 - маслоохолоджувачів трансформаторів (∇ ТР).
2. У залежності від напору обираємо спосіб технічного водопостачання.
3. У залежності від потужності та кількості агрегатів обираємо схему технічного водопостачання.
4. Обираємо схему забору води:
 - із верхнього б'єфу (із спіральної камери, із тунелю, із підвідного трубопроводу);
 - із зрівнювального резервуару;
 - з артезіанських свердловин;
 - із гідроциклонів;
 - із нижнього б'єфу;
 - із порожнини під кришкою РО-турбіни;
 - для ГАЕС – забір із нижнього б'єфу.
5. Використовуючи поперечний, плановий і поздовжній перерізи блоку ГЕС, визначаємо шлях подачі технічної води від водозаборів до обладнання та обираємо елементи мережі (фільтри, засувки, насоси і т.п.) – розподільчу мережу.



6. Складаємо розрахункову схему системи технічного водопостачання в наступному порядку.

6.1. Нумеруємо ділянки трубопровода для різних ліній водопостачання.

6.2. Призначаємо на кожній ділянці швидкість у трубопроводах:

- при насосній системі 1,5...2,0 м/с;
- при самотічній: в залежності від напорів (до 15 м – 1,5 м/с; від 15 до 60 м – 1,5÷7,0 м/с; при більших напорах до 10 м/с);
- при ежекторній системі з напорами більше 100 м: на лінії подачі води – до 10 м/с; на лінії підсмоктування – 1,5 м/с; у іншій частині системи – 1,5÷5,0 м/с;

Розрахунки ведемо у табличній формі – див. приклад.

6.3. За відомою подачею трубопроводів та швидкістю за рис. VI.2 визначаємо діаметри трубопроводів.

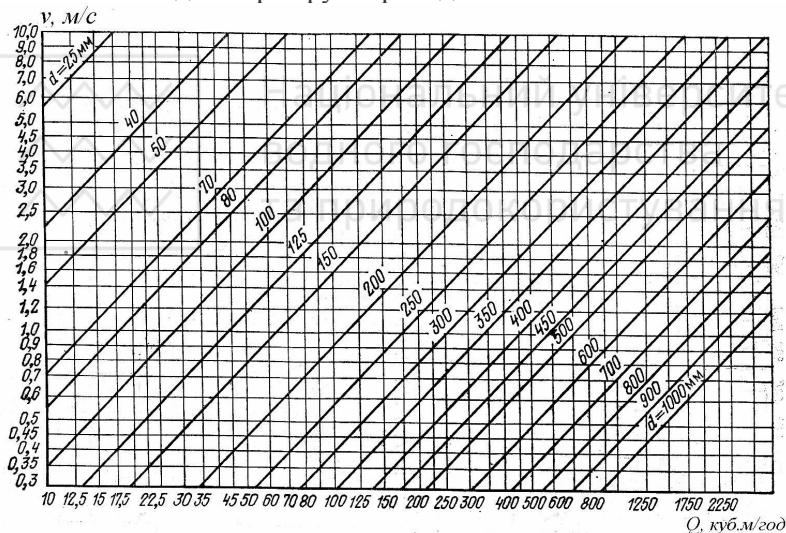


Рис. VI.2. Залежність швидкості води у трубопроводі від її витрати

6.4. За кресленнями електростанції визначаємо довжину кожної ділянки.

6.5. На кожній ділянці визначаємо елементи мережі, що створюють місцевий гідравлічний опір, і заносимо їх в таблицю.

6.6. Використовуючи таблицю 7.2 довідника [3], визначаємо коефіцієнт місцевого гідравлічного опору для кожного елемента мережі ζ і заносимо їх у таблицю.

**6.7. Визначаємо коефіцієнт опору по довжині трубопроводу**

$$\xi_i = k \cdot \frac{L}{d}, \quad (\text{VI.14})$$

де d – внутрішній діаметр трубопроводу, м; k – коефіцієнт ($k=0,03$ при $d \leq 100$ мм, $k=0,025$ при $d=100 \div 250$ мм, $k=0,02$ при d від 250 мм до 600 мм); L – довжина труби.

6.8. Визначаємо суму коефіцієнтів опорів місцевих і по довжині для кожної ділянки $\sum \xi$.

6.9. Визначаємо втрати напору на кожній ділянці:

$$\Delta h = \sum \xi \cdot \frac{10 \cdot v^2}{2 \cdot g}. \quad (\text{VI.15})$$

6.10. Визначаємо втрати напору на кожній лінії технічного водопостачання, як суму втрат напорів на ділянках.

7. За даними розрахунків будуємо характеристику системи.

8. Перевіряємо, чи буде забезпечена потрібна подача води на охолодження і чи забезпечується достатність тиску у системі.

Практичне заняття №7.**Протипожежне водопостачання технологічного обладнання**

Орієнтовна розрахункова витрата води на пожежогасіння через одне дренчерне кільце (різних діаметрів) для труби із найбільш розповсюдженим діаметром 50 мм при двохсторонньому підведенні до нього води і мінімальному тиску перед найбільш віддаленим дренчерним отвором 0,25 МПа [3] наведена у таблиці VII.1.

Таблиця VII.1

Розрахункові витрати води на пожежогасіння

Діаметр кільця, мм	8	9	10	12	14	16	18
Мінімальний тиск у точці підведення, МПа	0,27	0,27	0,27	0,28	0,29	0,31	0,33
Витрата води, л/с	26	28	32	34	44	48	56

Розрахункова тривалість пожежогасіння приймається $5 \div 10$ хв.
Розрахункова інтенсивність зрошення $\geq 0,2$ л/с на 1 м^2 .
Розрахунковий час пожежогасіння трансформатора, не враховуючи час на відкриття засувки і заповнення трубопроводів – 10 хв.



Найбільш надійним джерелом протипожежного водопостачання ГЕУ є верхній б'єф. При цьому, якщо за умови транспортування обладнання, що захищається, забезпечується розрахунковий тиск перед пристроями розпилення води, необхідно віддавати перевагу самоплинній системі.

Самоплинне протипожежне водопостачання (рис. VII.1) повинне здійснюватися не менше, ніж від двох водозаборів, рознесених по фронту, безпосередньо із верхнього б'єфу. Кожен водозабір обладнується решітками, запірною арматурою і фільтром.

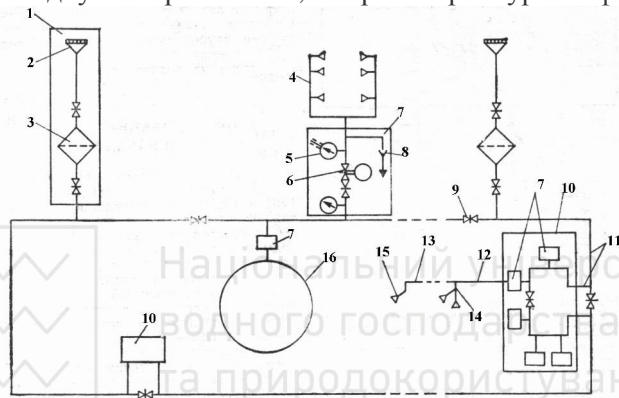


Рис. VII.1. Схема самоплинної системи протипожежного водопостачання:

- 1 – джерело води; 2 – водозабір із решіткою; 3 – сітчастий фільтр;
- 4 – трубопроводи пожежогашіння трансформатора;
- 5 – електроконтактний манометр; 6 – автоматична засувка;
- 7 – запірно-пусковий вузол; 8 – дренажна воронка; 9 – ремонтна засувка; 10 – станція водяного пожежогашіння; 11 – підвідні трубопроводи;
- 12 – живильний трубопровід; 13 – розподільчий трубопровід; 14 – відгалуження розподільчого трубопроводу;
- 15 – зрошувачі; 16 – дренчерні трубопроводи пожежогашіння генератора

Насосне протипожежне водопостачання (рис. VII.2) застосовується тоді, коли тиск води із верхнього б'єфу недостатній або занадто великий для пожежогашіння. Забір води може здійснюватися із верхнього або нижнього б'єфів, але вимоги до водозаборів висуваються ті ж, що й для водозаборів самоплинної системи.

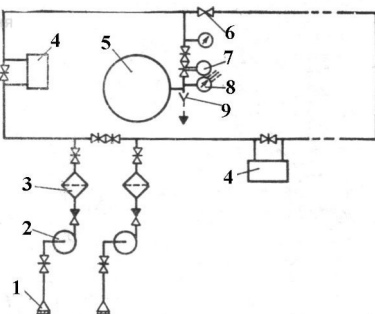


Рис. VII.2. Схема насосної системи протипожежного водопостачання:

- 1 – водозабір із решіткою; 2 – насос; 3 – сітчастий фільтр;
4 – станція водяного пожежогасіння; 5 – трубопровід пожежогасіння генератора; 6 – ремонтна засувка; 7 – автоматична засувка;
8 – електроконтактний манометр; 9 – дренажна воронка

Зрошувачі рекомендується використовувати трьох типів [3]: ДВ за **ГОСТ 14630-80*** — для установки у підщитових приміщеннях і шахтах, а також для захисту місць проходів кабелів через перекриття; ДВМ — модифікація зрошувача ДВ із перевернутою розеткою — для установки у кабельних тунелях, шахтах, галереях; ОПД за **ГОСТ 13815-82Е** — для пожежогасіння трансформаторів. Найбільш ефективна робота зрошувачів спостерігається при тиску води $0,3 \div 0,4$ МПа для ДВ і ОПД, та $0,2 \div 0,4$ МПа для ДВМ.

Практичне заняття № 8.

Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів. Монтажна площадка та допоміжні приміщення

Визначення об'єму води, що підлягає відкачуванню, виконується за кресленнями проточної частини турбіни із урахуванням сталого рівня води у проточному тракті на розрахунковому рівні нижнього б'єфу.

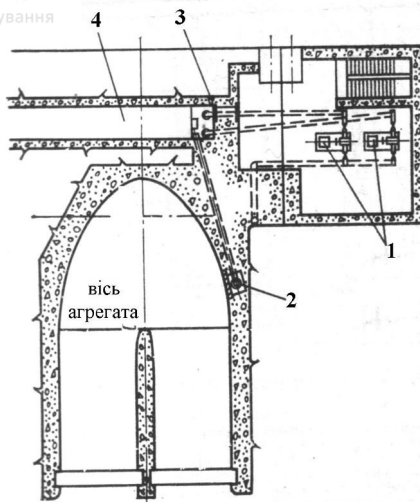


Рис. VIII.1. Система відкачування води горизонтальними насосами:
1 – насоси; 2 – спускний клапан; 3 – герметичні двері;
4 – водозливна галерея

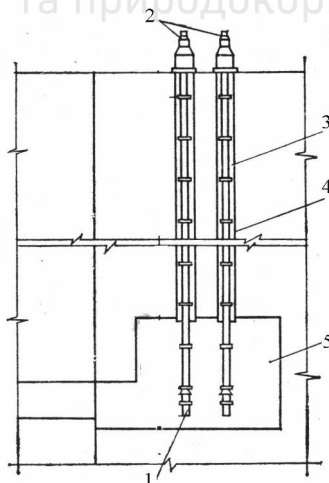


Рис. VIII.2. Система відкачування води вертикальними насосами:
1 – насос; 2 – електродвигун; 3 – трансмісія;
4 – шахта (обсадна труба); 5 – колодязь



Подача насосів, м³/год, визначається за формулою

$$Q = \frac{V}{t} + q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2, \quad (\text{VIII.1})$$

де V – сумарний об'єм води у напірному водоводі, спіральній камері та відсмоктувальній трубі, м³, визначається за рис. VIII.3; t – тривалість відкачування води із проточної частини турбіни, $t=4\ldots 8$ год; q_1, q_2 – розрахункові значення протікань на 1 м довжини ущільнення затворів, $q_1=q_2=0,5$ л/с; l_1, l_2 – периметр ущільнення затворів, відповідно, зі сторони верхнього і нижнього б'єфів, м:

- для верхнього б'єфу: $l_1 = 2 \cdot (H_{pz} + B_{cn})$;

- для нижнього б'єфу: $l_2 = 2 \cdot (L_{зет} + h_{зет})$,

де $H_{pz}, B_{cn}, L_{зет}, h_{зет}$ – розміри затворів, визначені у практ. занятті № 1.

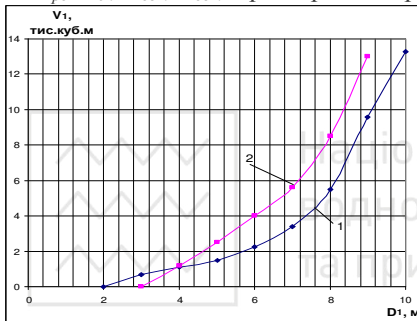


Рис. VIII.3. Залежність об'єму води, відкачаної із спіральної камери і відсмоктувальної труби V_1 від діаметра робочого колеса D_1 поворотно-лопатєвої (1) і радіально-осьової (2) турбін

Встановлюємо не менше двох насосів, причому подача одного із них приймається рівною не меншою годинної фільтраційної витрати води через ущільнення затворів після відкачування.

Необхідний тиск насосів p , кПа, визначається за формулою

$$p = H + h, \quad (\text{VIII.2})$$

де H – тиск, що залежить від відстані між основою відсмоктувальної труби і максимальним експлуатаційним рівнем води у нижньому б'єфі, кПа; h – сума втрат тиску на тертя і подолання місцевих опорів в усмоктувальній і напірній лініях насоса, кПа.

Втрати напору h , м, складаються із втрат напору на тертя по довжині трубопроводів $h_l=2,5\ldots 4,0$ м та місцевих втрат $h_M=0,7\ldots 2,0$ м.

За таблицею 7.4 довідника [3] приймаємо відцентровий насос двостороннього входу типу Д та виписуємо його параметри.



Монтажна площадка

Розміри *монтажної площадки* розраховуються на одночасне збирання або розбирання одного агрегата (при числі агрегатів менше $8 \div 10$) або двох агрегатів (при числі агрегатів більше 10).

Розташовується монтажна площадка біля берега. До неї підводяться під'їзні шляхи зі сторони магістральної дороги. Під'їзд до монтажної площадки влаштовується фронтально через ворота (рис. VIII.4), розміри яких визначаються габаритами обладнання, що транспортується (максимальний розмір – це діаметр ротора генератора D_i).

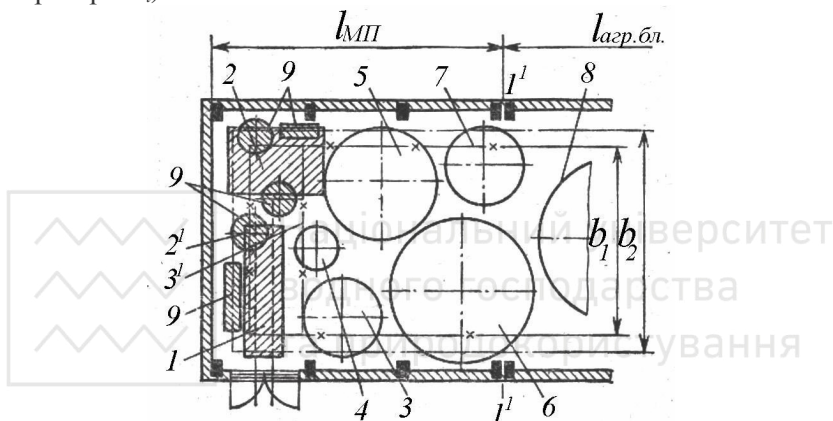


Рис. VIII.4. Схема розташування обладнання на монтажній площадці:

- 1 – трансформаторна платформа; 2 – трансформаторна яма;
- 3 – робоче колесо турбіни; 4 – під'їзник із опорою; 5 – ротор генератора; 6 – хрестовина генератора; 7 – кришка турбіни;
- 8 – агрегат; 9 – дзеркало п'яти, збуджувач, вал турбіни та інші деталі;
- 1' – осадковий шов; 2' – зона дії основного крана; 3' – зона дії спареного крана; b_1 – зона дії головного гака; b_2 – зона дії допоміжного гака

Спеціальні ворота передбачені для доставки трансформатора. Трансформаторна платформа розташовується у зоні дії гаків крана. Ширина монтажної площадки приймається рівною ширині машинної зали: $B_{МП} = B_{МЗ}$.

Відмітка підлоги монтажної площадки, як правило, приймається рівною відмітці машинної зали $V_{МП} = V_{МЗ}$. Довжина монтажної площадки визначається із умови розкладки обладнання одного агрегату, при z до 10 шт $L_{МП} = (1,2 \dots 1,5) \cdot B_{аг}$, та при z більше 10 шт –



$L_{мп} = (1,5...2,0) \cdot B_{ол}$, де $B_{ол}$ – ширина блоку ГЕС, $B_{ол} = B_{СП} + 2 \cdot \delta$, або визначається графічно.

Висота монтажної площадки (до гака крана) залежить від відмітки під'їзних колій. При розташуванні шляхів на відмітках вищих, ніж підлога машинної зали, відмітка монтажної площадки також може бути піднята таким чином, щоб кранами машинної зали можна було здійснювати усі необхідні операції.

Допоміжні приміщення

Основні засоби контролю і управління обладнанням розташовані на *центральному пункті управління*. Тут знаходиться: головний пункт управління, пристрої вмикання-вимикання, засоби контролю роботи обладнання, щити автоматики і телемеханіки, релейного захисту, сигналізації та власних потреб. Приміщення службового персоналу розташовується у службово-виробничому корпусі. У блоці монтажної площадки розташовані: турбінний цех площею $140 \div 150 \text{ м}^2$; електротехнічний цех площею $120 \div 160 \text{ м}^2$; складські приміщення $20 \div 60 \text{ м}^2$; механічні майстерні – $40 \div 100 \text{ м}^2$; акумуляторна – $40 \div 60 \text{ м}^2$; інструментальна – $20 \div 30 \text{ м}^2$; зарядна станція – $20 \div 60 \text{ м}^2$; масляне господарство – $30 \div 40 \text{ м}^2$; пневматичне господарство – $30 \div 40 \text{ м}^2$.

У агрегатних блоках розташовуються насосні станції технічного водопостачання і системи осушення проточної частини агрегата.

Розміщення обладнання у майстернях повинне забезпечувати вільні проходи шириною не менше 1,0 м. Відстань від крайніх точок верстата до стіни – не менше 700 мм. При масі встановлюваних на верстат деталей більше 50 кг, верстат повинен знаходитися у зоні, що обслуговується краном. Двері і головний прохід у майстерні приймаються шириною 1,5 м.

Енергорозводка повинна виконуватися на монтажній площадці, у компресорній, майстернях, насосних, галереях греблі та інших приміщеннях. У місці відводів передбачається приєднання світильників ремонтного освітлення 12 або 36 В, електросилова збірка 380/220 В, стиснене повітря $0,6 \div 0,9 \text{ МПа}$.

Ремонтні майстерні турбінних цехів ГЕС і ГАЕС використовуються при проведенні планових та позапланових ремонтів гідроагрегатів і допоміжного обладнання.



3. Методичні рекомендації до виконання курсового проекту з дисципліни “Механічне та допоміжне обладнання гідроенергетичних установок”

Навчальним планом та робочою програмою дисципліни “Механічне і допоміжне обладнання ГЕУ” передбачено курсовий проект фаховий, що має своєю метою закріплення теоретичних знань і розвивання навичок із підбору та компонування механічного та допоміжного обладнання гідроенергетичної установки (ГЕС, ГАЕС). Обсяг курсового проекту – 25...35 сторінок із необхідними схематичними кресленнями і графіками.

Графічна частина виконується на ватмані формату А1.

Кількість годин на індивідуальну роботу студента – 36 год.

Вихідні дані до виконання курсового проекту з дисципліни «Механічне і допоміжне обладнання ГЕУ»

Параметри	Остання цифра залікової книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Установлена потужність ГЕУ $N_{\text{в}}$, МВт	400	480	520	560	600	640	680	720	760	800
Параметри	Передостання цифра залікової книжки									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кількість агрегатів, z , шт.	16	6	8	10	15	7	9	11	14	12



Оцінювання курсового проекту:

- розділ 1 «Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ» – 5 балів;
- розділ 2 «Підбір механічного обладнання ГЕУ» – 10 балів;
- розділ 3 «Підбір вантажопідйомного обладнання» – 5 балів;
- розділ 4 «Масляне господарство ГЕУ» – 10 балів;
- розділ 5 «Пневматичне господарство ГЕУ» – 10 балів;
- розділ 6 «Система технічного водопостачання» – 10 балів;
- розділ 7 «Протипожежне водопостачання технологічного обладнання» – 5 балів;
- розділ 8 «Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів. Монтажна площадка та допоміжні приміщення ГЕУ» – 5 балів;
- захист курсового проекту – 40 балів.

РОЗПОДІЛ БАЛІВ, ЩО ПРИСВОЮЮТЬСЯ СТУДЕНТАМ

(Форма контролю – курсовий проект, максимальна сума балів – 100)

Пояснювальна записка	Ілюстративна частина	Захист роботи	Сума
До 30	До 30	До 40	100

Поточний контроль знань студентів з навчальної дисципліни проводиться у письмовій формі. Контрольні завдання за змістовим модулем включають комплект контрольних робіт (ККР), що складаються із теоретичних та практичних питань.

Контроль самостійної роботи проводиться:

- з лекційного матеріалу – шляхом перевірки конспектів;
- з практичних занять – за допомогою перевірки виконаних завдань;
- за індивідуальним завданням – за допомогою перевірки та захисту курсового проекту.

Підсумковий контроль відбувається у вигляді заліку.

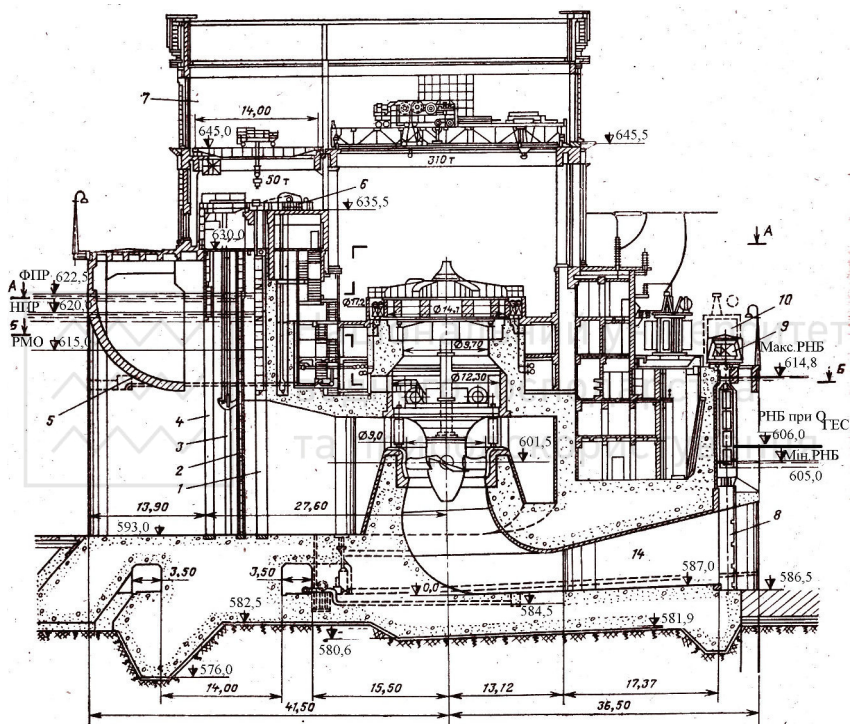
Усі форми контролю включено до 100-бальної шкали оцінки.

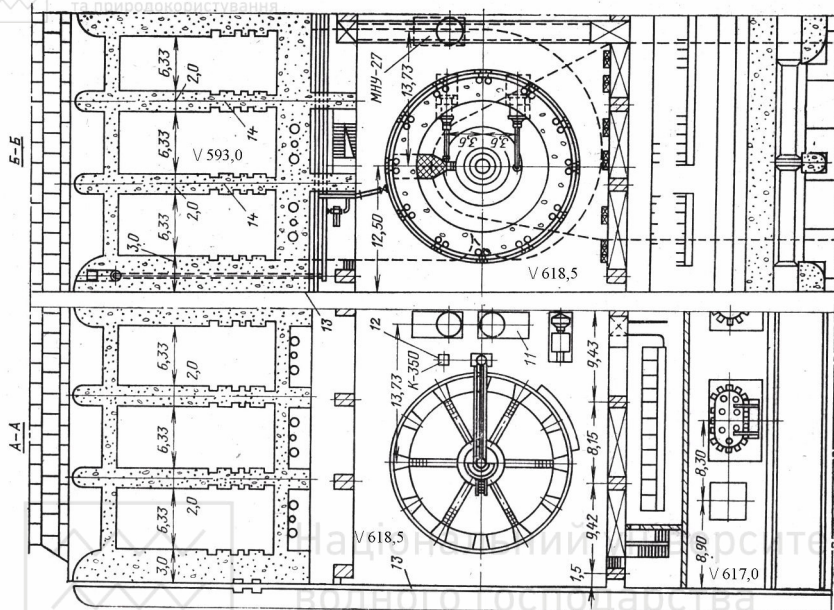


4. ПРИКЛАД РОЗРАХУНКУ

Вихідні дані до курсового проекту:

1. Установлена потужність ГЕС $N_y = 400$ МВт.
2. Кількість агрегатів $z = 8$ шт.
3. Поперечний розріз та плани-розрізи ГЕУ.





Будівля руслової ГЕС несуміщеного типу:

- 1 – паз аварійного затвора;
- 2 – паз сміттезатримуючої решітки;
- 3 – паз сміттеочисного механізму;
- 4 – паз ремонтного загородження;
- 5 – забральна стінка;
- 6 – механізм управління затвором;
- 7 – приміщення затворів;
- 8 – ремонтне загородження відсмоктувальної труби;
- 9 – підйомний механізм ремонтного загородження;
- 10 – прокатка трансформатора;
- 11 – маслонапірна установка;
- 12 – колонка регулятора турбіни;
- 13 – температурно-осадковий шов;
- 14 – проміжні бички



1. Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ

Визначаємо напори на гідроенергетичну установку:

максимальний $H_{\max} = \nabla НПР - \nabla НБ_{\min} = 620 - 605 = 15 \text{ м}$,

мінімальний $H_{\min} = \nabla РМО - \nabla НБ_{ГЕС} = 615 - 606 = 9 \text{ м}$,

розрахунковий $H_p = \frac{H_{\max} + 2 \cdot H_{\min}}{3} = \frac{15 + 2 \cdot 9}{3} = 11 \text{ м}$.

де $\nabla НБ_{\min}$, $\nabla НБ_{ГЕС}$ – відмітки нижнього б'єфу, відповідно, мінімальна та максимальна при роботі усіх агрегатів ГЕУ (приймаються графічно із вихідних даних).

Підбір гідротурбіни. Визначаємо потужність турбіни

$$N_T = \frac{N_y}{z \cdot \eta_r} = \frac{400}{8 \cdot 0,97} = 51,6 \text{ МВт}.$$

де N_y – установлена потужність ГЕУ, МВт; z – кількість агрегатів, шт; $\eta_r = 0,96 \dots 0,98$ – коефіцієнт корисної дії генератора.

За частковими графіками номенклатури гідротурбін при визначеному $H_{\max}$ приймаємо тип турбіни – ПЛ-20. За відомими значеннями розрахункового напору H_p та потужності турбіни N_T визначаємо її параметри: діаметр робочого колеса $D_l = 9,5 \text{ м}$; частота обертів $n_0 = 50 \text{ об/хв}$; висота відсмоктування $h_s = 0 \text{ м}$.

Витрата турбіни рівна:

$$Q_T = \frac{N_T}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_T} = \frac{51,6 \cdot 10^3}{9,81 \cdot 11 \cdot 0,91} = 479 \text{ м}^3/\text{с},$$

де N_T – потужність турбіни, кВт; $\eta_T = 0,90 \dots 0,92$ – коефіцієнт корисної дії турбіни.

Відмітка осі турбіни, $\nabla T = 601,5 \text{ м}$, приймається конструктивно із поперечного перерізу будівлі ГЕС.

За додатком [8] при визначеній марці турбіни та відомому діаметрі робочого колеса D_l визначаємо масу турбіни $G_T = 1050 \text{ т}$. Маса робочого колеса турбіни рівна:

$$G_{ТК}^{ПЛ} = (0,15 \dots 0,25) \cdot G_T = 0,2 \cdot 1050 = 210 \text{ т}.$$

Підбір гідрогенератора. При частоті обертів $n_0 = 50 \text{ об/хв}$ приймаємо генератор зонтичного типу.

Визначаємо діаметр розточки статора:

$$D_i = \frac{K}{n_0} = \frac{750}{50} = 15,0 \text{ м},$$

де K – коефіцієнт, що приймається рівний $K = 750 \div 975$, для ПЛ-турбін.

Приймаємо максимальний стандартний діаметр $D_i = 14,0 \text{ м}$.

Активна потужність генератора N_G , кВт, рівна



$$N_r = \frac{N_y}{z} = \frac{400}{8} = 50 \text{ MBm.}$$

Довжина активної сталі l_a , м, рівна

$$l_a = \frac{N_r}{C \cdot D_i^2 \cdot n_0 \cdot \cos \varphi} = \frac{50 \cdot 10^3}{5 \cdot 14^2 \cdot 50 \cdot 0,85} = 1,2 \text{ м,}$$

де C – коефіцієнт, рівний $C=5 \dots 7$ – при повітряному охолодженні генератора; $\cos \varphi=0,8 \dots 0,85$ – коефіцієнт потужності.

Приймаємо стандартну довжину активної сталі $l_a=1,2$ м.

Визначаємо загальну масу генератора G_r , т,

$$G_r = \psi \cdot D_i \cdot l_a = 50 \cdot 14 \cdot 1,2 = 840 \text{ т,}$$

де $\psi=48 \div 58$ – для зонтичних генераторів; D_i , l_a – розміри генератора, м.

Визначаємо загальну масу ротора генератора, т,

$$G_p = (0,5 \dots 0,55) \cdot G_r = 0,5 \cdot 840 = 420 \text{ т.}$$

Підбір трансформатора. Потрібна потужність трансформатора рівна, МВА:

$$S_T = \frac{N_r}{\eta_T \cdot \cos \varphi} = \frac{50 \cdot 10^3}{0,97 \cdot 0,8} = 64433 \text{ кВ} \cdot \text{А,}$$

де $\eta_T=0,97 \dots 0,98$ – коефіцієнт корисної дії трансформатора.

Приймаємо напругу на виводах трансформатора: при $N_y > 150$ МВт та $L_{\text{ЛЕП}} > 100$ км, напруга $U=220$ кВ.

За необхідною потужністю і напругою на виводах трансформатора, за додатком [8] приймаємо трифазний трансформатор ТДГ 65000/220 – трифазний із масляним охолодженням із дуттям повітря, грозозахисний. Визначаємо габаритні розміри трансформатора: $l=8,0$ м, $b=5,6$ м, $h=8,6$ м, $G_T=145$ т.

2. Механічне обладнання ГЕУ

2.1. Сміттєзатримуючі решітки

Основною метою при виборі окреслення енергетичних водоприймачів є максимальне зменшення втрат напору, вартості будівництва та обладнання.

У водоприймачі запроектовано вертикальні плоскі сміттєзатримуючі решітки, що установлюються у пазах бичків. Площа решітки, що перекриває отвір турбінного водоводу, рівна



$$F_p = \frac{Q_T}{v_{\text{доп}}} = \frac{525,5}{1,2} = 437,9 \text{ м}^2,$$

де Q_T – витрата турбіни, $\text{м}^3/\text{с}$; $v_{\text{доп}}$ – допустима швидкість ($v_{\text{доп}}=0,8\dots1,2 \text{ м/с}$ – для руслових водоприймачів).

Ширина турбінної камери приймається із завдання – по плану-розрізу вона рівна $B_{cn}=23,0 \text{ м}$.

де B'_{cn} – конструктивні розміри турбінних камер [8].

Оскільки $B_{cn}=23,0 \text{ м} > 12 \text{ м}$, конструктивно влаштуємо два проміжних бички товщиною по $\delta_{\text{б}}=2,0 \text{ м}$, тоді

$$B'_{cn} = B_{cn} - 2 \cdot \delta_{\text{б}} = 23 - 2 \cdot 2 = 19 \text{ м}.$$

Визначаємо висоту решітки (висоту входу у водоприймач)

$$a_{\text{вх}} = H_p = \frac{F_p}{B_{cn}} = \frac{437,9}{19,0} = 23 \text{ м}.$$

Приймаємо висоту решітки кратною $0,5 \text{ м}$: $a_{\text{вх}}=23,0 \text{ м}$.

Відмітка входу у водоприймач, ∇B , м, рівна

$$\nabla B = \nabla \text{ПМО} - (0,5\dots2,0 \text{ м}) - H_p = 615 - 1 - 23 = 591 \text{ м}.$$

Глибина затоплення порогу водоприймача, h_p , м, рівна

$$h_t = \nabla \text{НПР} - \nabla B = 620 - 591 = 29,0 \text{ м}.$$

Складаємо розрахункову схему (рис. 1).

Водоприймачі мають мінімальні гідравлічні втрати, коли стеля і поріг їх початкових ділянок окреслені за еліптичними кривими.

Коефіцієнт стиснення потоку у вертикальній площині рівний

$$\varepsilon = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - \eta} = 0,57 + \frac{0,043}{1,1 - 0,79} = 0,709,$$

де η – коефіцієнт, що рівний співвідношенню

$$\eta = \frac{a_{\text{вх}}}{h_t} = \frac{23}{29} = 0,79.$$

Окреслення водоприймача визначається залежністю

$$\begin{aligned} \frac{x^2}{a_{\text{вх}}^2} + \frac{y^2}{(1-\varepsilon)^2 a_{\text{вх}}^2} &= 1, \text{ звідки} \\ y &= \sqrt{(1-\varepsilon)^2 \cdot a_{\text{вх}}^2 \cdot \left(1 - \frac{x^2}{a_{\text{вх}}^2}\right)} = \sqrt{(1-0,709)^2 \cdot 23^2 \cdot \left(1 - \frac{x^2}{23^2}\right)} = \\ &= \sqrt{153,9 \cdot \left(1 - \frac{x^2}{529}\right)}. \end{aligned}$$

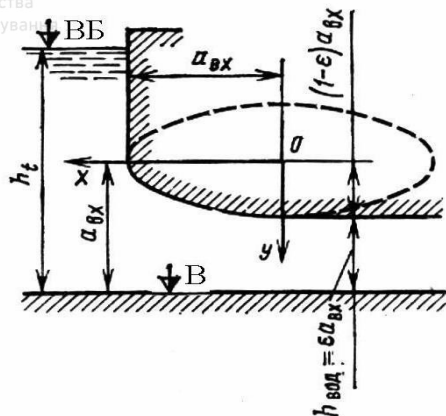


Рис. 1. Схема до розрахунку окреслення водоприймача

Підставляємо значення координати x від 0 до $a_{\theta x} = H_p$ та визначаємо координати y , за якими будемо окреслення стелі водоприймача. Розрахунки виконуємо у табличній формі. Складемо схему водоприймача та розмістимо у ньому решітку і затвори (рис. 2).

та природокористування

Таблиця 1

х, м	0	2	4	6	9	12	15	17	20	23
у, м	12,41	12,36	12,22	11,98	11,42	10,58	9,40	8,36	6,13	0

Розміри ширини паза b_n , глибини паза t_n , ширини штраби b_w приймаються у залежності від прогону між бичками b за табл. П.1: $b_n=1,5$ м, $t_n=0,9$ м, $b_w=0,4$ м.

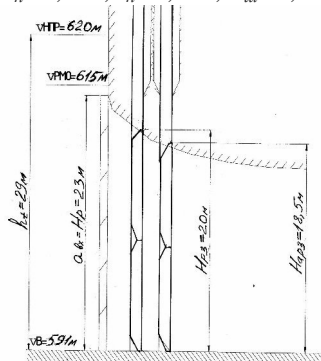


Рис. 2. Схема водоприймача



З рис. 2 графічно визначаємо висоту затворів: ремонтного $H_{pz}=20,0$ м та аварійно-ремонтного $H_{apz}=18,5$ м.

Визначаємо відстань між стержнями сміттєзатримуючої решітки l . Для поворотно-лопатевих турбін рекомендована відстань, рівна $1/20D_l$ (D_l — діаметр робочого колеса), $l=(1/20) \cdot 950=47,5$ см. Конструктивно приймаємо $l=0,2$ м.

Визначаємо кількість стержнів решітки по висоті

$$n_1 = \frac{a_{ex}}{l} = \frac{23}{0,2} = 115 \text{ шт.}$$

Визначаємо кількість стержнів решітки по ширині

$$n_2 = \frac{B'_{cn}}{l} = \frac{19}{0,2} = 95 \text{ шт.}$$

Приймаємо стержні товщиною $t=10 \dots 12$ мм напівциркульного окреслення. Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору сміттєзатримуючої решітки

$$\Sigma \xi_p = \left(\frac{1}{\varphi_c^2} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - C_p - C_\varepsilon} \right)^2 + \psi \left(\frac{1}{1 - C_p - C_\varepsilon} - 1 \right)^2,$$

де φ_c — коефіцієнт швидкості ($\varphi_c=0,97$); C_ε — коефіцієнт відтиснення потоку від елементів решітки ($C_\varepsilon=0,06 \dots 0,08$); ψ — коефіцієнт повноти удару при раптовому розширенні ($\psi=1,1 \dots 1,2$); C_p — коефіцієнт затінення решітки елементами конструкції;

Ω — площа отвору, що перекриває решітка

$$\Omega = a_{ex} \cdot B'_{cn} = 23 \cdot 19 = 437 \text{ м}^2,$$

ω_p — площа затінення решітки

$$\omega_p = \omega_{cm\delta} + \omega_{cm,z} = 26,45 + 18,15 = 44,5 \text{ м}^2,$$

$\omega_{cm,\delta}$ — площа вертикальних стержнів

$$\omega_{cm,\delta} = n_1 \cdot a_{ex} \cdot t = 115 \cdot 23 \cdot 0,01 = 26,45 \text{ м}^2,$$

$\omega_{cm,z}$ — площа горизонтальних стержнів

$$\omega_{cm,z} = n_2 \cdot B_{cn} \cdot t = 95 \cdot 19 \cdot 0,01 = 18,05 \text{ м}^2,$$

$$C_p = \frac{\omega_p}{\Omega} = \frac{44,5}{437} = 0,102,$$

$$\Sigma \xi_p = \left(\frac{1}{0,97^2} - 1 \right) \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,102 - 0,07} \right)^2 + 1,1 \cdot \left(\frac{1}{1 - 0,102 - 0,07} - 1 \right)^2 = 0,139.$$



Втрати напору на решітці рівні

$$h_{resh} = \sum \xi_p \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g} = 0,139 \cdot \frac{1,2^2}{2 \cdot 9,81} = 0,01 \text{ м},$$

де v – швидкість руху води на решітці

$$v = \frac{Q_T}{\Omega} = \frac{525,5}{437} = 1,20 \text{ м/с}.$$

Визначаємо потужність, необхідну для обігріву одного квадратного метра сміттєзатримуючої решітки:

$$N_{об} = k_{зан} \cdot 0,00116 \cdot \alpha (t_{resh} - t_{вод}),$$

де $k_{зан}$ – коефіцієнт запасу, $k_{зан} = 1,5 \dots 2$; t_{resh} – температура стержнів решітки, $t_{resh} = (0,01 \dots 0,03) \text{ } ^\circ\text{C}$; $t_{вод}$ – температура переохолодженої води, $t_{вод} = (-0,07) \dots (-0,1) \text{ } ^\circ\text{C}$; α – коефіцієнт тепловіддачі від металу решітки до води, $\frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$.

Для зменшення витрати енергії на обігрів, приймаємо диференціальний спосіб обігріву, при якому коефіцієнт тепловіддачі

$$\alpha = 2400 \cdot \frac{1}{\chi^{0,8}} = 2400 \cdot \frac{1,2^{0,8}}{10,1^{0,2}} = 1748,6 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}},$$

де χ – периметр поперечного перерізу стержнів на один квадратний метр решітки, м, який рівний

$$\chi = \frac{2 \cdot (t+1)}{l} = \frac{2 \cdot (0,01+1)}{0,20} = 10,1 \text{ м}.$$

$$N_{об} = 1,7 \cdot 0,00116 \cdot 1748,6 \cdot (0,02 - (-0,1)) = 0,41 \text{ кВт}.$$

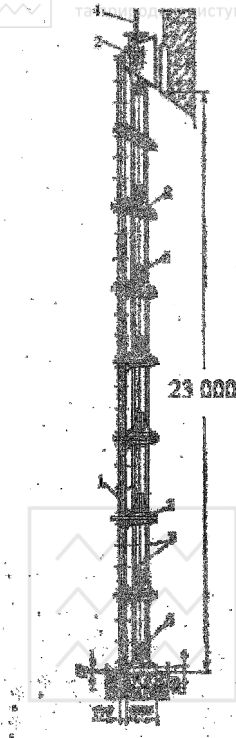
Загальна потужність системи обігріву, рівна

$$N_{об}^{resh} = z \cdot \Omega \cdot N_{об} = 8 \cdot 437 \cdot 0,41 = 1446,6 \text{ кВт}.$$

З урахуванням запасу, потужність системи електрообігріву сміттєзатримуючих решіток на ГЕУ рівна

$$N_{об}^{ГЕС} = (1,3 \dots 1,5) \cdot N_{об}^{resh} = 1,4 \cdot 1446,6 = 2025,2 \text{ кВт} \approx 2,0 \text{ МВт}.$$

Решітка по висоті може складатися із декількох секцій, з'єднаних між собою зчепленнями. Кожна секція складається із сміттєзатримуючих стержнів, каркасу і опорно-ходових частин. Складемо конструктивну схему сміттєзатримуючої решітки (рис. 3).

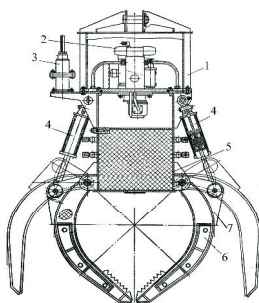


*Рис. 3. Конструктивна схема
сміттєзатримуючої
решітки*

М: 1:100

- 1 – сміттєзатримуючі стержні;*
- 2 – ригелі;*
- 3 – стійки;*
- 4 – пристрій для зчеплення із
захватною балкою;*
- 5 – розкоси ферм жорсткості*

Для очищення решітки та передрешіткового простору на козловому крані водоприймача передбачаємо грейфер типу «Поліп», із гідравлічним приводом захватів. Схема грейфера типу «Поліп», представлена на рис. 4.



*Рис. 4. Схема грейфера
типу «Поліп»:*

- 1 – ковпак;*
- 2 – привід насосної установки;*
- 3 – штепсельний роз'єм;*
- 4 – гідроциліндр;*
- 5 – бетонний баласт;*
- 6 – черпак;*
- 7 – захват*



2.2. Затвори водоприймача

У водоприймачі проектуємо ремонтний та аварійно-ремонтний затвори. Приймаємо плоскі, ковзаючі затвори ригельної конструкції.

Ширину затвора приймаємо рівною ширині спіральної камери $L_{омв} = B'_{сн}$. Якщо $B'_{сн} = 19,0 \text{ м} \geq 10 \dots 12 \text{ м}$, встановлюємо два проміжних бички із товщиною по $\delta_b = 2,0 \text{ м}$. Ширина затвора приймається рівною половині ширини турбінної камери

$$L_{омв} = B_3 = \frac{B'_{сн}}{3} = \frac{19}{3} = 6,33 \text{ м}.$$

Висоту ремонтного $H_{рз}$ та аварійно-ремонтного $H_{арз}$ затворів визначаємо графічно з рис. 2: $H_{рз} = 20,0 \text{ м}$, $H_{арз} = 18,5 \text{ м}$.

Визначаємо масу затворів, т:

$$G_{затв} = \left(\frac{Q \cdot L_{омв}}{a} \right)^b,$$

де a , b – коефіцієнти, для глибинних ковзаючих затворів приймаємо $a = 49$, $b = 0,7$ [8]; Q – розрахункове навантаження на затвор, кН:

$$Q = \frac{H_{нз}^2 - H_{вз}^2}{2} \cdot B_3,$$

де $H_{нз}$, $H_{вз}$ – напори на низ та верх отвору, що перекривається, м; B_3 – ширина затвора (розрахунки ведуться на 1 м ширини).

Розрахунки виконуємо окремо для ремонтного та аварійно-ремонтного затворів:

- для ремонтного затвору $H_{нз} = 29,0 \text{ м}$, $H_{вз} = 9,0 \text{ м}$ (рис. 2)

$$Q_{р.з.} = \frac{29^2 - 9^2}{2} \cdot 1,0 = 380 \text{ кН}, \quad G_{р.з.} = \left(\frac{380 \cdot 6,33}{49} \right)^{0,7} = 15,3 \text{ т},$$

- для аварійно-ремонтного затвору $H_{нз} = 29,0 \text{ м}$, $H_{вз} = 10,5 \text{ м}$ (рис. 2)

$$Q_{а.р.з.} = \frac{29^2 - 10,5^2}{2} \cdot 1,0 = 365,4 \text{ кН}, \quad G_{а.р.з.} = \left(\frac{365,4 \cdot 6,33}{49} \right)^{0,7} = 14,9 \text{ т}.$$

Визначаємо необхідну вантажопідйомність (тягове зусилля) підйомних механізмів для маневрування затворами [3]:

$$T = 1,1 \cdot G_{затв} + 1,2 \cdot T_{он},$$

де $T_{он}$ – сила тертя в опорно-ходових частинах

$$T_{он} = f_{он} \cdot Q,$$

де $f_{он}$ – максимальний коефіцієнт тертя у опорах ($f_{он} = 0,1$ для каткових ходових частин, $f_{он} = 0,13 \dots 0,23$ для ковзаючих ходових частин).



Для ремонтного затвора

$$T_{оп.р.з.} = 0,15 \cdot 0,38 = 0,057 \text{ т}; \quad T_{р.з.} = 1,1 \cdot 15,3 + 1,2 \cdot 0,057 = 16,90 \text{ т.}$$

Для аварійно-ремонтного затвора

$$T_{оп.ар.з.} = 0,15 \cdot 0,37 = 0,056 \text{ т}; \quad T_{ар.з.} = 1,1 \cdot 14,9 + 1,2 \cdot 0,056 = 16,46 \text{ т.}$$

Конструкція ремонтного затвора представлена на рис. 5.

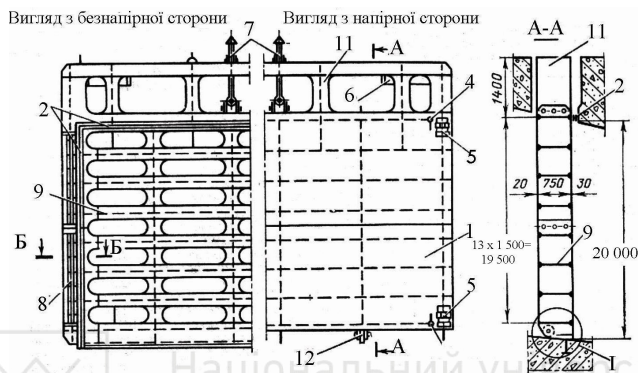


Рис. 5. Конструкція ремонтного затвора:

- 1 – обшивка; 2 – контур ущільнення; 3 – гумовий елемент ущільнення;
4 – бокові упори; 5 – зворотні упори (розпирки); 6 – висувний підхват;
7 – підвіс для зчеплення із захватною балкою; 8 – опорно-ходова частина;
9 – ригелі; 10 – робочий шлях; 11 – надбудова; 12 – колеса

2.3. Ремонтний затвор відсмоктувальної труби

Приймаємо плоский ковзаючий затвор ригельної конструкції із наступними розмірами:

$$L_{зет} = B_5 \cdot D_1 = 2,38 \cdot 9,5 = 22,6 \text{ м};$$

$$h_{зет} = h_5 \cdot D_1 = 1,2 \cdot 9,5 = 11,40 \text{ м};$$

$$h = \bar{h} \cdot D_1 = 2,3 \cdot 9,5 = 21,85 \text{ м},$$

де B_5 , h_5 , $\bar{h}$ – конструктивні розміри відсмоктувальної труби, приймаються за таблицею 2.7 [8].

Оскільки $L_{зет} = 22,6 \text{ м} > 10 \dots 12 \text{ м}$, приймаємо проміжний бичок товщиною 2,0 м, тоді $L'_{зет} = 11,3 \text{ м}$

Визначаємо відмітку верху фундаментної плити, м

$$\nabla B\Phi\Pi = \nabla T + h_1 - h = 601,5 + 2,0 - 21,85 = 581,65 \text{ м},$$

де ∇T – відмітка осі турбіни, м; h_1 – конструктивні розміри турбіни, приймаються за додатком 5.1 [8].

Визначаємо напір на низ затвора



$$H_{вз} = \nabla H B_{гес} - \nabla B \Phi П = 606,0 - 581,65 = 24,35 м.$$

Визначаємо напір на верх затвора

$$H_{вз} = H_{вз} - h_{зат} - 0,5 м = 24,35 - 11,4 - 0,5 = 12,45 м.$$

Розраховуємо навантаження на затвор

$$Q_{BT} = 0,5 \cdot (H_{вз}^2 - H_{вз}^2) \cdot L_{зат} = 0,5 \cdot (24,35^2 - 12,45^2) \cdot 1,0 = 218,96 кН,$$

при цьому розрахунки ведуться на 1 м ширини затвора, $L_{зат} = 1,0 м$.

Маса затвора рівна

$$G_3^{BT} = \left(\frac{Q_{BT} \cdot L_{зат}}{a} \right)^b = \left(\frac{218,96 \cdot 11,3}{49} \right)^{0,7} = 15,7 т,$$

де $L_{зат}$ – ширина затвора відсмоктувальної труби, м.

Визначаємо тягове зусилля, т

$$T_{он} = f_{он} \cdot Q_{BT} = 0,15 \cdot 0,219 = 0,033 т,$$

$$T_{зBT} = 1,1 \cdot G_3^{BT} + 1,2 \cdot T_{оп} = 1,1 \cdot 15,7 + 1,2 \cdot 0,033 = 17,32 т.$$

3. Вантажопідйомне обладнання

3.1. Козлові крани

Для маневрування затворами водоприймачів, обслуговування сміттєзатримуючих решіток, виконання операцій із очищення передрешіткового простору від сміття та колод, що плавають і затонули, для виконання робіт із маневрування затворами відсмоктувальних труб передбачено установку козлових кранів.

Козлові крани виготовляються за індивідуальним замовленням.

Вантажопідйомність козлового крана водоприймача приймаємо за необхідною вантажопідйомністю найважчого його обладнання – ремонтного затвора $T_{р.з.} = 16,9 т$.

За додатком 16 [8], за аналогом, приймаємо козловий кран вантажопідйомністю 20 т і складаємо схему (рис. 6). Розміри крана: $h=1,82 м$, $h_1=1,84 м$, $B_K=8,73 м$, $t=4,6 м$, $L_1=7,5 м$, $B_1=7,0 м$, $H_1=10,34 м$, $H^*_1=12,87 м$, $l_1=2,25 м$, $l_2=1,8 м$, $l_3=2,25 м$, $l_4=1,8 м$.

Козловий кран водоприймача оснащується головним і допоміжним підйомниками (гаками) та грейфером для очищення сміттєзатримуючих решіток.

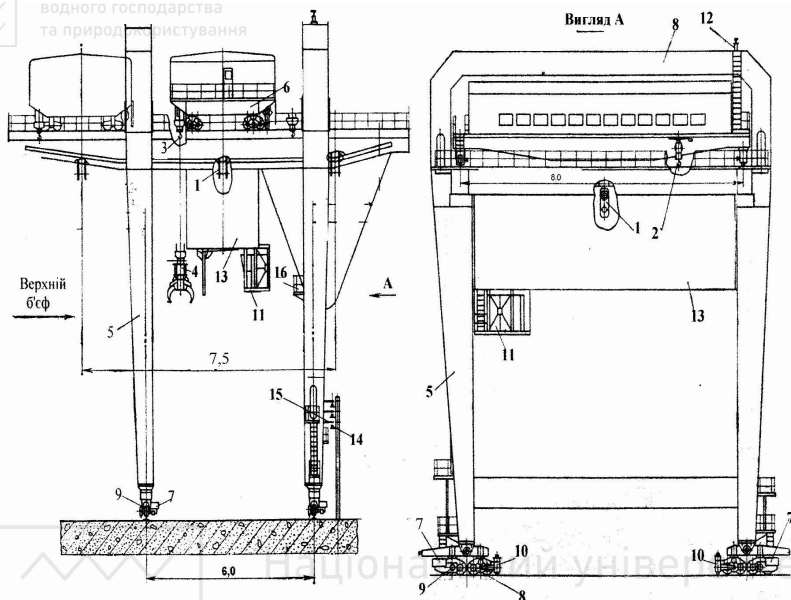


Рис. 6. Козловий кран:

1 – головний гак; 2, 3 – допоміжні гаки; 4 – грейфер; 5 – портал;
6 – вантажний візок; 7 – механізм пересування крана; 8 – холостий
балансир; 9 – привідний балансир; 10 – електропривід; 11 – кабіна
кранівника; 12 – анемометр; 13 – приміщення; 14 – тролей;
15 – кронштейни струмознімачів; 16 – посадочна площадка

За необхідністю вантажопідйомністю (вагою затвора відсмоктувальної труби) $T_{ЗВТ}=17,32$ т за додатком 16 [8] приймаємо козловий кран вантажопідйомністю 20 т, виписуємо його марку та основні розміри. Проліт крана приймаємо конструктивно $L_K=6 \div 8$ м.

3.2. Індивідуальні підйомні механізми

Для обслуговування аварійно-ремонтних затворів, у курсовому проєкті передбачено встановлення гідроприводів із гідроциліндром, що призначені для підйому і утримування затвора у верхньому відкритому положенні.

Приймаємо вертикальний гідроциліндр із одностороннім сприйняттям навантаження. Марка його визначається за вагою аварійно-ремонтного затвора $T_{арз}=16,46$ т=0,165 МН. За табл. III.1 приймаємо вертикальний гідроциліндр із одностороннім

сприйняттям навантаження із такими параметрами: діаметр поршня - 320 мм, граничний хід поршня - 7,5 м, діаметр штока - 125 мм, номінальний тиск у штоковій порожнині - 10 ПМа, теоретичне тягове зусилля - 0,68МН.

Основним елементом гідроприводу є гідроциліндр, що призначений для створення зусиль для підйому і утримання затвора при опусканні. Схема гідроциліндра зображена на рис. 7.

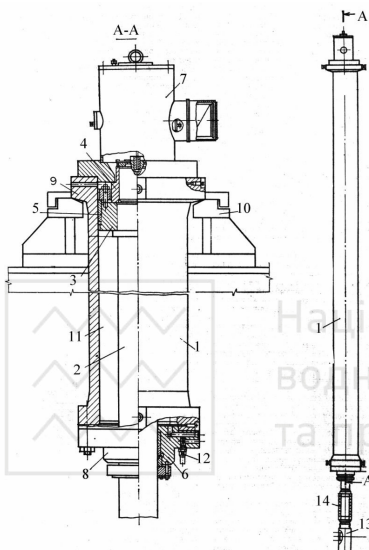


Рис. 7. Гідроциліндр гідроприводу:

1 – циліндр; 2 – шток;
3 – поршень; 4 – з'єднувальна гайка; 5, 6 – ущільнення поршня і штока; 7, 8 – верхня і нижня голівки; 9 – опорний фланець; 10 – опора; 11 – штокова порожнина; 12 – дросель; 13 – петля; 14 – муфта

3.3. Мостовий кран

Для обслуговування обладнання машинного залу і виконання монтажних-демонтажних робіт, у курсовому проекті приймаємо мостовий електричний кран. Вантажопідйомність крана визначається за масою найбільш важкого обладнання (див. розділ 1). За масою ротора генератора $G_P=420$ т, приймаємо мостовий кран 500/50 т із розмірами $H=8,0$ м, $h=2,25$ м, $h_1=0,85$ м, $F=0,25$ м, $A_1=7,25$ м, $A_2=1,2$ м, $A_3=0,5$ м, $L_T=7,25$ м, $B_K=14,5$ м, $t=2,75$ м, $l_1=4,2$ м, $l_2=4,2$ м, $l_3=2,4$ м, $l_4=6,2$ м.

Схема мостового електричного крана зображена на рис. 8.

Проліт крана приймаємо рівним ширині машинної зали

$$L_K = B_{M3} = D_{KP} + 2 \cdot b_{ПР} = 1,5 \cdot 14,0 + 2 \cdot 2,0 = 25,0 \text{ м},$$



де D_{KP} – діаметр кратера генератора, м: $D_{KP}=(1,4...1,5) \cdot D_i$, м;
 b_{PP} – ширина експлуатаційних проходів між колоною і генератором,
 $b_{PP}=1,5...2,0$ м.

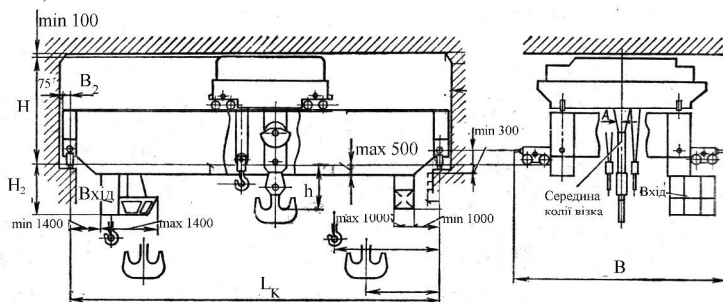


Рис. 8. Мостовий електричний кран

3.4. Тельфери і ручні талі

Мала механізація широко використовується на ГЕУ у процесі монтажних і ремонтних робіт, що не потребують переміщення великих і важких вузлів та деталей. Для підйому і перенесення невеликих деталей і вузлів обладнання у процесі його монтажу та експлуатації використовують однобалкові мостові крани, тельфери та ручні талі.

Приймаємо електричну канатну таль, що вибирається за вагою допоміжного обладнання: $G_{дод.об}=(0,1...0,15) \cdot G_{PK}=0,1 \cdot 210=21$ м. За табл. III.3 приймаємо електричну канатну таль ТЕ 500-621, максимальною вантажопідйомністю 5т, що представлена на рис. 9.

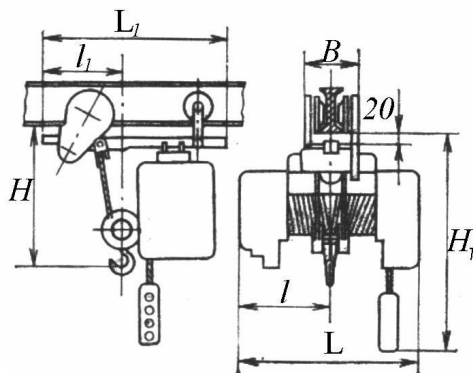


Рис. 9. Електрична таль



Допоміжне обладнання вагою важче, ніж 5 т планується переносити мостовим краном.

4. Масляне господарство

Масляне господарство призначене для постачання та обслуговування маслом турбін, генераторів, трансформаторів, масляних вимикачів та іншого обладнання ГЕУ.

За табл. IV.1 для ПЛ-турбін з відомим діаметром робочого колеса $D_1=9,5$ м, приймаємо кількість масла у системі регулювання турбіни, м^3 , наступну:

Таблиця 2
Кількість масла у системі регулювання гідротурбіни

Тип турбіни	поворотно-лопатева із робочим колесом з діаметром $D_1=9,5$ м
Маслоповітряний котел	12,0
Зливний бак	12,8
Серводвигуни, трубопроводи і маслоприймач	25,2
Разом:	50

При потужності агрегата $N_T=50$ МВт, за рис. IV.2 приймаємо необхідну кількість масла, що заливається у один гідроагрегат – $W_{MA}=37,5$ м^3 . За табл. IV.2 приймається витрата масла у підшипниках, г/год, та витрата консистентної змазки, г/год.

Кількість масла, що витрачається на 1 гідроагрегат, кг, рівна:

$$G_m = k \cdot \frac{N_T \cdot \sqrt{D_1}}{\sqrt{H_{\max}}} = 1,1 \cdot \frac{50 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{9,5}}{\sqrt{15}} = 43801 \text{ кг},$$

де k – коефіцієнт, $k=0,9 \dots 1,1$ для ПЛ-турбін, N_T , D_i – параметри гідрогенератора, що визначені у розділі 1.

Загальна кількість змащувального масла, кг, рівна

$$G = z \cdot G_m = 8 \cdot 43801 = 350408 \text{ кг}.$$

Об'єм масла у системі змащування, м^3 :

$$W_{zm} = \rho_{zm} \cdot G = 0,88 \cdot 350,41 = 308,35 \text{ м}^3,$$

де ρ_{zm} – густина змащувального масла, $(0,874 \dots 0,912)$ т/м^3 .

Визначаємо кількість ізоляційного (трансформаторного) масла

$$G_{TM} = z \cdot G_{TP.a} = 8 \cdot 41 = 328 \text{ т},$$

де $G_{TP.a}$ – маса масла в одному трансформаторі, приймаємо за дод. 13 [8].



Об'єм трансформаторного масла, м^3 , рівний:

$$W_{TM} = \rho_{tm} \cdot G_{TM} = 0,9328 = 295,2 \text{ м}^3,$$

де ρ_{tm} – густина трансформаторного масла (0,885...0,895) т/м^3 .

Максимальна тривалість роботи маслоочисної апаратури при двозмінній роботі складає для турбінного масла 11 днів, для трансформаторного масла – 13 днів.

Визначаємо необхідну продуктивність маслоочисних установок, $\text{м}^3/\text{год}$:

- для турбінного масла:

$$P_{зм} = \frac{W_{зм}}{t_{зм}} = \frac{308,35}{11 \cdot 24} = 1,17 \text{ м}^3/\text{год},$$

- для трансформаторного масла:

$$P_{TM} = \frac{W_{TM}}{t_{tm}} = \frac{295,2}{13 \cdot 24} = 0,946 \text{ м}^3/\text{год},$$

де $t_{зм}$, t_{tm} – тривалість роботи маслоочисної апаратури, год.

Гарантійний термін зберігання масла становить 5 років із дня його виготовлення. За табл. IV.3 приймаємо тип маслоочисного обладнання і виписуємо його параметри (див. табл. 3).

Таблиця 3
Технічні характеристики маслоочисного обладнання ГЕС

Обладнання	Тип, марка	Подача, $\text{м}^3/\text{год}$	Тиск, МПа	Потужність, кВт
Для очищення турбінного масла				
Регенераційна установка комплектно із насосом і електродігрівачем	-	1,4	1,6	14,5
Для очищення трансформаторного масла				
Маслонасос ручний	БКФ-2	1,2	0,3	-

На ГЕС дозволяється зберігати не більше 100 т турбінного масла. На території ГЕУ у наземних резервуарах – до 300т, у підземних – до 500т.



За табл. 5.6 довідника [3] у будівлі ГЕС розміщуємо 4 вертикальних циліндричних баки об'ємом по 75 м^3 з діаметром $D=3900 \text{ мм}$ та висотою бака $H=6254 \text{ мм}$.

Решту масла із об'ємом

$$W=W_{\text{зм}}-4\cdot 75=308,15-4\cdot 75=8,15 \text{ м}^3,$$

зберігаємо на території ГЕС у вертикальному циліндричному бакові об'ємом 10 м^3 з діаметром $D=2000 \text{ мм}$ та висотою бака $H=5400 \text{ мм}$ (приймається за табл. 5.7 довідника [3]).

Трансформаторне масло об'ємом $W_{\text{ТМ}}=295,2 \text{ м}^3$ зберігаємо на території гідроелектростанції у горизонтальних підземних циліндричних баках, установлених під землею (приймаються за таблицею 5.8 довідника [3]).

Приймаємо 6 баків об'ємом по 50 м^3 кожен. Діаметр бака становить $D=2500 \text{ мм}$, довжина бака $A=10450 \text{ мм}$.

Конструкція циліндричних баків наведена на рис. 5.4÷5.6 довідника [3]. Рівень масла у баках визначається візуально за масломірним склом, виготовленим із напівпрозорої негорючої пластмаси. На баках установлюють реле рівня, що сигналізує про переповнення або мінімальний рівень масла у баці. Складаємо схему стаціонарного масляного господарства (рис. 9).

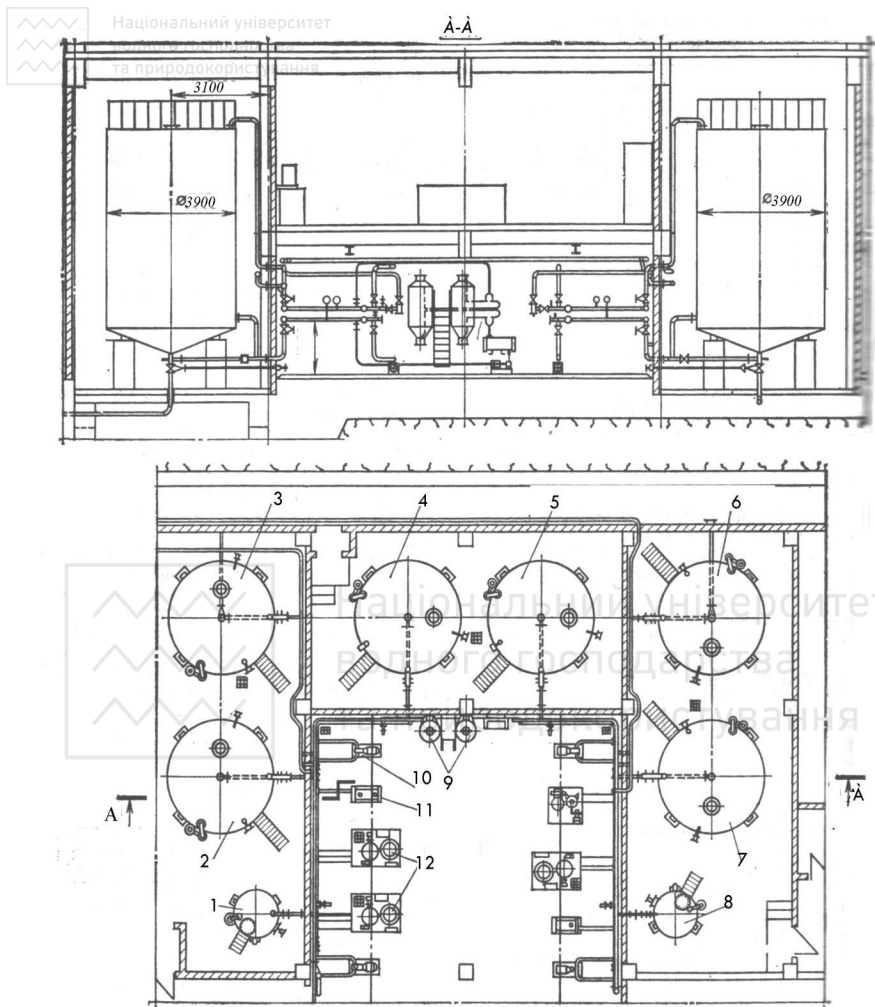


Рис. 10. Стационарне масляне господарство:

1 – бак очищення трансформаторного масла; 2 – бак експлуатаційного трансформаторного масла; 3 – бак відпрацьованого трансформаторного масла; 4 – бак чистого трансформаторного масла; 5 – бак чистого турбінного масла; 6 – бак відпрацьованого турбінного масла; 7 – бак експлуатаційного турбінного масла; 8 – бак порційного очищення турбінного масла; 9 – дегазифікаційна установка; 10 – насос; 11 – фільтр-прес; 12 – маслоочисна установка



5. Пневматичне господарство

5.1. Система гальмування

Ємність повітрязбірника розраховується на двократний цикл гальмування усіх агрегатів, з'єднаних у один електричний блок

$$V_{в.з.} = \frac{2 \cdot q_T \cdot z}{10 \cdot (p_1 - p_2)} = \frac{2 \cdot 0,5 \cdot 8}{10 \cdot (0,8 - 0,7)} = 8,0 \text{ м}^3,$$

де q_T – об'єм повітря приймається рівним $0,5 \text{ м}^3$ при кількості гальм у генераторі до 24; p_1 – тиск, при якому вмикається компресор $p_1 = 0,8 \text{ МПа}$; p_2 – мінімальний допустимий тиск $p_2 = 0,7 \text{ МПа}$.

Подача компресорів визначається повітряпостачанням інших споживачів стисненого повітря низького тиску.

5.2. Повітряпостачання пневматичних інструментів

Подача компресора визначається витратою повітря на одночасну роботу розрахункової кількості інструментів певного типу (див. табл. V.1)

$$Q_K = q_1 \cdot z_1 + q_2 \cdot z_2 + \dots + q_n \cdot z_n,$$

де q_n – витрата повітря на роботу інструментів певного типу; z_n – кількість інструментів даного типу які працюють одночасно.

Із таблиці V.1 приймаємо наступний склад одночасно працюючих пневматичних інструментів і виписуємо у таблицю 4 їх розрахункові значення витрати повітря, та знаходимо подачу компресора.

$$Q_K = 0,9 + 1,2 + 1,6 + 0,9 + 0,8 + 2,5 + 1,6 + 4,5 = 14,0 \frac{\text{м}^3}{\text{хв}}.$$

Ємність повітрязбірника, що живиться поршневими компресорами для добового вирівнювання тиску стисненого повітря, що надходить до інструментів, м^3 , рівна

$$Q_{в.з.} = 1,6 \cdot \sqrt{Q_K} = 1,6 \cdot \sqrt{14,0} = 5,99 \text{ м}^3.$$

За табл. 6.7 довідника [3] при тиску $0,6 \text{ МПа}$ підбираємо поршневий компресор ПР-6м* та виписуємо його параметри: частоту обертів – 1800 об/хв ; подача – $6,0 \text{ м}^3/\text{хв}$; тиск нагнітання – $0,8 \text{ МПа}$; потужність електродвигуна – 75 кВт ; маса агрегата – 1770 кг . Габаритні розміри компресора – $3,5 \times 1,52 \times 2,4 \text{ м}$. Система охолодження компресора – повітряна.



Таблиця 4

Параметри пневматичних інструментів, що працюють на ГЕС одночасно

Найменування	Тип	Витрата повітря, м ³ /хв
Машина ручна сверлильна пневматична	ІП-1019	0,9
Те ж по залізобетону	ІП-1023	1,2
Машина ручна шліфувальна пневматична	ІП-2203	1,6
Гайковерт ручний пневматичний ударний реверсивний прямий	ІП-3114	0,9
Ножиці ручні пневматичні ножові	ІП-5401А	0,8
Молоток рубильний пневматичний	ІП-4119	2,5
Лом ручний пневматичний	ІП-4607	1,6
Пневмопробійник	ІП-4603	4,5

5.3. Повітряпостачання системи створення ополонки

Визначаємо подачу компресора

$$Q_{к,он} = q_n \cdot L = 0,025 \cdot 192 = 4,8 \frac{м^3}{хв},$$

де q_n – питома витрата повітря на 1 м фронту ополонки, (0,02÷0,03 м³/хв); L – довжина фронту ополонки, $L = z \cdot B_{бл} = 8 \cdot 24 = 192$ м; $B_{бл}$ – ширина блока ГЕУ, м; z – кількість агрегатів, $z=8$ шт.

Тиск повітря, необхідний для підтримування ополонки, становить 0,4÷0,9 МПа.

За таблицею 6.7 довідника [3] приймаємо марку компресора – поршневий компресор КСЄ-5м та виписуємо його параметри: частоту обертів – 735 об/хв; тиск нагнітання – 0,8 МПа; потужність електродвигуна – 40 кВт; маса агрегата – 1393 кг; витрата масла для змащування – 30 г/год; кількість масла, що заливається – 15 л. Система охолодження компресора – повітряна.

5.4. Повітряпостачання пневмогідравлічної апаратури

Визначаємо об'єм повітрязбірника:

$$V_{з.н.} = \frac{q \cdot z \cdot t}{10 \cdot (p_1 - p_2)} = \frac{0,015 \cdot 8 \cdot 2,5}{10 \cdot (0,8 - 0,7)} = 0,3 м^3.$$

де q – витрата повітря на 1 датчик тиску, $q=0,015$ м³/год; z – кількість датчиків $z=8$ шт; t – інтервал часу між включенням і виключенням,



$t=2\div 3$ год; p_l – номінальний тиск у повітрязбірнику, $p_l=0,8$ МПа; p_2 – тиск, при якому вмикається компресор, $p_2=0,7$ МПа.

5.5. Система відтиснення води із камери робочого колеса

За методикою Гідропроекту визначаємо об'єм повітрязбірника для даного циклу відтиснення, m^3

$$V_{в.в.} = \frac{V_K \cdot P_K \cdot \alpha_{\kappa} \cdot \alpha_l \cdot \alpha_n \cdot \alpha_{ад}}{P_e} = \frac{913 \cdot 0,14 \cdot 1,1 \cdot 1,2 \cdot 1,25 \cdot 1,14}{4,1} = 58,6 m^3,$$

де V_K – об'єм стисненого повітря у камері робочого колеса, приймається за таблицею 6.2 довідника [3], m^3 ; P_K – тиск у камері в кінці циклу відтиснення, $P_K = 0,14$ МПа для ПЛ-турбін; $P_e = 4,1$ МПа – номінальний тиск у повітрязбірнику; α_{κ} , α_l , α_n , $\alpha_{ад}$ – відповідно, коефіцієнт холостого викиду повітря у атмосферу, коефіцієнт співвідношення температур у повітрязбірнику і у камері робочого колеса, коефіцієнт використання номінального тиску P_e , коефіцієнт адіабатичності (за табл. 6.5 [3]).

Визначаємо подачу компресора, $m^3/xв$

$$Q_K = \frac{1,09 \cdot V_K \cdot P_K \cdot \alpha_{\kappa} \cdot z}{0,1 \cdot t_1} = \frac{1,09 \cdot 913 \cdot 0,14 \cdot 1,1 \cdot 1,0}{0,1 \cdot 60} = 25,5 m^3/xв,$$

де z – кількість агрегатів, що одночасно працюють із відтисненням води, шт; t_1 – тривалість відтиснення води, $t_1=60$ хв.

За таблицею 6.6 [3] при турбіні ПЛ-20, діаметрі робочого колеса $D_l=9,5$ м, тиску $P_e=4,1$ МПа приймаємо відповідний діаметр магістральних повітропроводів $d_{TP}=200$ мм.

5.6. Повітряпостачання гідроаккумуляторів маслوناпірних установок

Визначаємо подачу робочого компресора

$$Q_{К.в.в.} = \frac{V_{\kappa} \cdot P_e}{6 \cdot t} = \frac{512 \cdot 4,1}{6 \cdot 240} = 1,46 m^3/xв,$$

де P_e – номінальний тиск у гідроаккумуляторі $P_e=4,1$ МПа; t – тривалість зарядки акумулятора до номінального тиску $t=4$ год= 240 хв; V_{κ} – об'єм стисненого повітря у гідроаккумуляторі, m^3 , приймається за табл. 6.3 [3].

Крім робочих компресорів передбачається установка одного резервного компресора. Склад обладнання пневматичних установок наведено у [3]. На рис. 10 наведено приклад компонування компресорного обладнання у приміщеннях під монтажною площадкою будівлі ГЕУ.

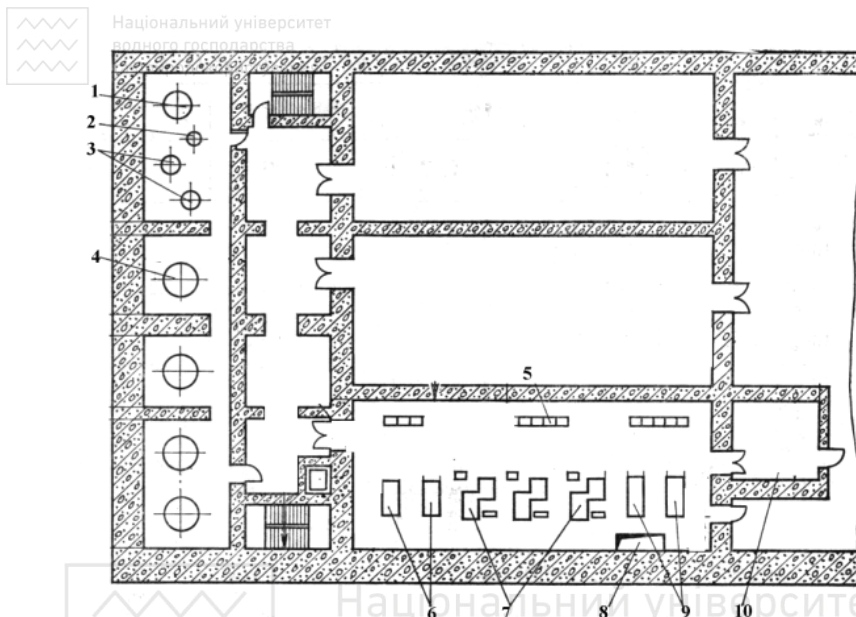


Рис. 11. Компонування компресорного обладнання у будівлі ГЕУ:
 1 – повітрязбірник системи гальмування В-8,0; 2 – повітрязбірник системи повітряпостачання пневмогідравлічної апаратури В-0,5; 3 – два повітрязбірники системи відтиснення води В-25,0; 4 – повітрязбірник системи повітряпостачання гідроаккумуляторів маслонапірних установок В-25,0; 5 – шафи управління; 6 – компресор для повітряпостачання пневматичних інструментів ПР-6м*; 7 – компресор для повітряпостачання системи створення ополонки КСС-5м; 8 – прямок; 9 – компресор для повітряпостачання системи відтиснення води АВШ-1,5/45; 10 – ремонтна майстерня

6. Система технічного водопостачання

Споживачами системи технічного водопостачання (СТВ) на ГЕС і ГАЕС є: у гідромашині – водопостачання для змащення підшипників, лабіринтних та інших ущільнень, охолоджувачі масла у ваннах підшипників із масляним змащенням і у системі регулювання; у гідрогенераторі (двигуні-генераторі) – охолоджувачі масла у системах змащення під'ятників і



підшипників, повітряохолоджувачів, теплообмінники системи внутрішньопровідникового рідинного охолодження статора і ротора, системи охолодження тиристорних випрямлячів; у трансформаторі – маслоохолоджувачі; у компресорному агрегаті – проміжні і кінцеві охолоджувачі; у насосному агрегаті – водопостачання підшипників із гумовими вкладишами; інше технологічне обладнання.

Підшипники гідротурбін із обгумованими вкладишами для змащення і охолодження потребують безперервної подачі води. Орієнтовно подача води рівна

$$Q_{II} = (0,7 \dots 1,0) d_s^3 = 1 \cdot 1,0 = 1,0 \text{ м}^3 / \text{год} ,$$

де d_s – діаметр турбінного (генераторного) вала, см,

$$d_s = (10 \dots 12) \cdot \sqrt[3]{\frac{N_{\Gamma}}{n_0}} = 10 \cdot \sqrt[3]{\frac{50000}{50}} = 100 \text{ см},$$

де N_{Γ} – потужність генератора, кВт; n_0 – частота обертів, об/хв.

Приймаємо діаметр вала генератора стандартним $d_B = 100$ см.

Діаметр трубопроводу, що підводить воду до підшипника, мм, рівний

$$d_{TP} = (2,5 \dots 3,0) \cdot \sqrt{d_s} = 3 \cdot \sqrt{100} = 30,0 \text{ мм} ,$$

де d_s – діаметр турбінного вала, мм.

Приймаємо стандартний діаметр трубопроводу $d_{TP} = 30$ мм.

Подача води здійснюється безпосередньо із спіральної камери турбіни. На рис. 11 наведено схему водопостачання підшипника турбіни самотічним способом.

Розрахункова схема системи технічного водопостачання підшипника турбіни наведена на рис. 12.

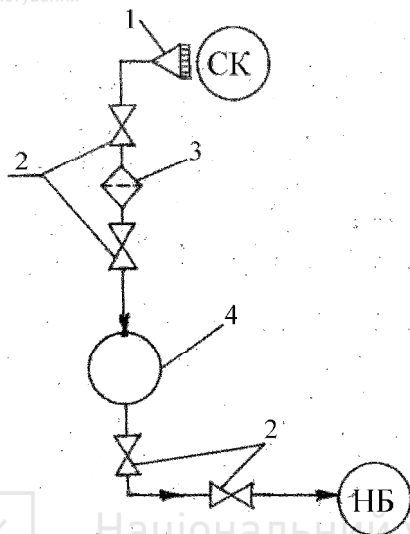


Рис. 12. Схема самотічного технічного

Водопостачання підшипника турбіни:

СК – спіральна камера; НБ – нижній б'єф; 1 – забір води;

2 – засувки; 3 – сітчастий фільтр; 4 – підшипник турбіни

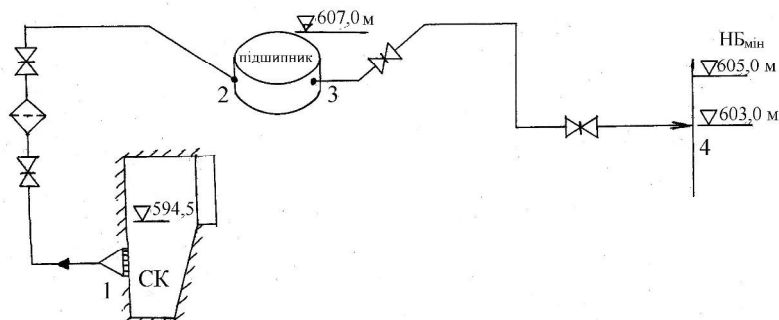


Рис. 13. Розрахункова схема системи технічного водопостачання
підшипника турбіни



Відстані від спіральної камери до підшипника та від нього до нижнього б'єфу визначаються конструктивно за кресленнями (рис. 14.а, 14.б).

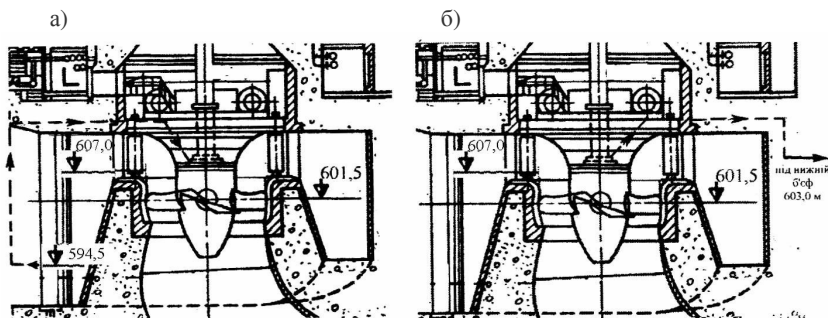


Рис. 14. Схеми підведення води до підшипника (а) і відводу води від нього (б)

Повітряохолоджувачі генератора призначені для охолодження повітря, що циркулює у замкнених системах охолодження електричних машин. Дія повітря охолоджувача ґрунтується на принципі теплопередачі між охолоджуючою водою, що тече трубками, і гарячим повітрям, що їх обтікає. Різниця температур вхідної води для охолодження і охолодженого повітря приймається рівною 10°C. Повітряохолоджувачі розташовуються по зовнішній стороні корпусу статора, навпроти вікон для пропуску нагрітого повітря. Орієнтовно подачу води можна прийняти

$$Q_{по} = \frac{0,86 \cdot N_{г} \cdot (1 - \eta_{г})}{\Delta t} = \frac{0,86 \cdot 50000 \cdot (1 - 0,97)}{5} = 258,0 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

де $Q_{по}$ – подача води до повітряохолоджувача, м³/год.; $N_{г}$ – номінальна потужність гідрогенератора, кВт; $\eta_{г}$ – ККД гідрогенератора при номінальному навантаженні; Δt – температурний перепад води для охолодження на вході і виході із повітряохолоджувача, рекомендується приймати $\Delta t = 5^\circ\text{C}$ при розрахунковій температурі на вході до 20 °C.

Призначаємо число повітряохолоджувачів $n_{по} = 10$ шт. Визначаємо витрату одного повітряохолоджувача:

$$Q_{по}^* = \frac{Q_{по}}{n_{по}} = \frac{258}{10} = 25,8 \text{ м}^3 / \text{год.}$$

За табл. 7.1 [3] за витратою $Q_{по}^*$ визначаємо тип повітряохолоджувача ВО-76/1010-58 із максимальною витратою



28,8 м³/год та мінімальною витратою 10,5 м³/год. Максимальний гідравлічний опір повітряохолоджувача 81,2 кПа, мінімальний – 21 кПа. Розміри повітряохолоджувача: $L=1390$ мм, $L_I=1010$ мм, $H_I=950$ мм, $h=295$ мм, $h_I=150$ мм, $D_y=80$ мм.

Схема повітряохолоджувача наведена на рис. 15.

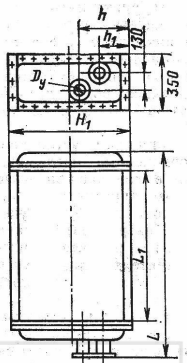


Рис. 15. Повітряохолоджувач серії BO

Повітряохолоджувач розташовуємо на зовнішній стороні корпусу статора, навпроти вікон для пропуску нагрітого повітря. Подача води до повітряохолоджувача здійснюється замкненим трубопроводом, що відкрито вкладається із зовнішньої сторони вентиляційного кожуха. Підвід води до замкнутого трубопроводу здійснюється у одній точці (рис. 16).

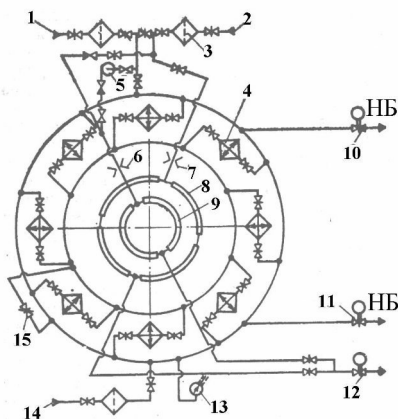
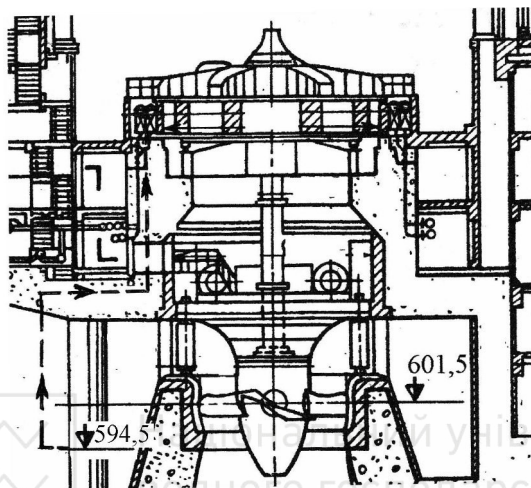


Рис. 16. Самоплинна схема технічного водопостачання:

- 1, 14 – водозабори із спіральної камери;
- 2 – резервний водозабір;
- 3 – сітчастий фільтр;
- 4 – повітряохолоджувачі;
- 5 – насос для зарядки сифона;
- 6, 7 – вимірювальні шайби;
- 8 – маслоохолоджувачі підп'ятника;
- 9 – маслоохолоджувачі підшипника генератора;
- 10, 11, 12, 15 – засувки

Забір води здійснюється із спіральної камери на відмітці $\nabla 594,5$ м (рис. 17.а). Відвід води від повітряохолоджувача зображено на рис. 17.б.

а)



б)

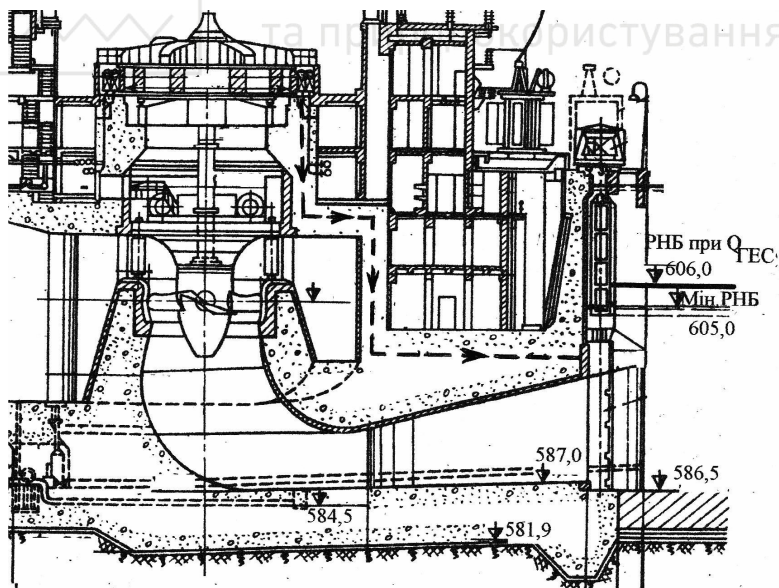


Рис. 17. Підвід (а) та відвід (б) повітря від повітряохолоджувачів



Відстані від спіральної камери до повітряоохолоджувача та від нього до нижнього б'єфу визначаються конструктивно за кресленнями (рис. 17.а та 17.б).

Розрахункова схема системи технічного водопостачання повітряоохолоджувача наведена на рис. 18.

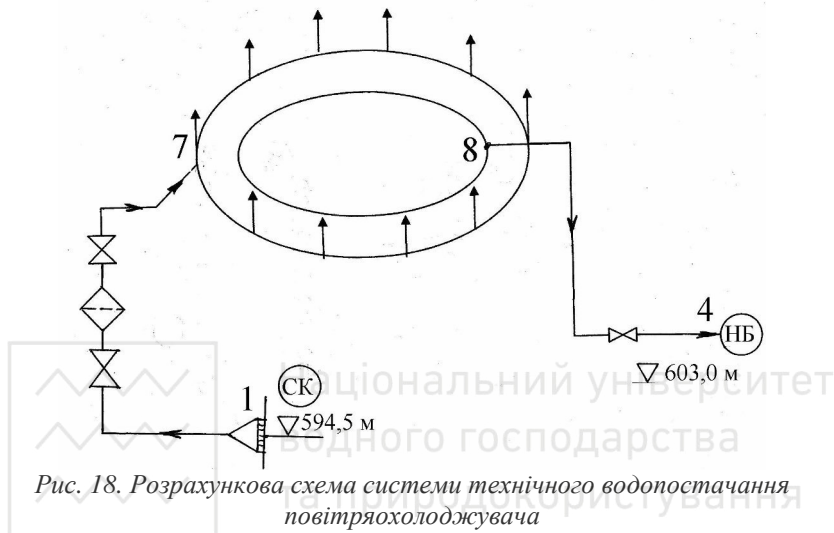


Рис. 18. Розрахункова схема системи технічного водопостачання повітряоохолоджувача

Маслоохолоджувачі підп'ятника передбачені для охолодження масла у його масляній ванні. Вони розташовуються безпосередньо у його масляній ванні, у зоні циркуляції масла. Необхідну подачу води до маслоохолоджувачів визначають заводи-виробники генераторів на основі теплових розрахунків.

Схема охолодження підп'ятника наведена на рис. 19.

Подача води, м³/год, приймається рівною

$$Q_{MO} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot A \cdot G_{oc}^{\frac{3}{2}} \cdot n^{\frac{3}{2}}}{\Delta t},$$

де Q_{MO} – подача води до маслоохолоджувача, м³/год; A – коефіцієнт, $A=5$ для зонтного генератора; G_{oc} – розрахункове навантаження на підп'ятник, т; n – номінальна частота обертів вала, об/хв; Δt – температурний перепад води для охолодження на вході і виході із маслоохолоджувача, як правило, приймається 1,5÷2°C.

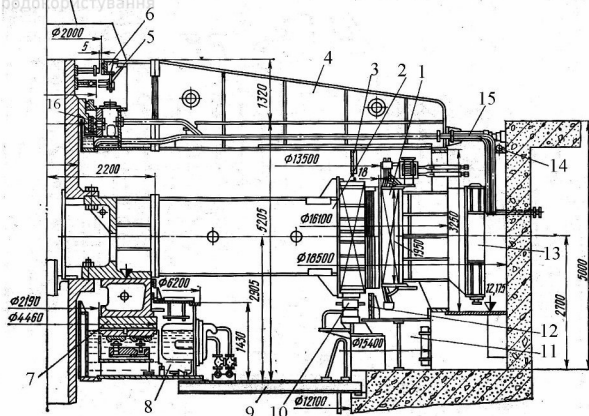


Рис. 19. Схема генератора:

1 – сердечник статора; 2 – остов статора; 3, 12 – повітрярозподільчі щити; 4 – верхня хрестовина; 5 – контактні кільця; 6 – регуляторний генератор; 7 – підп'ятник; 8 – масляна ванна; 9 – опора підп'ятника; 10 – гальмо; 11 – опора корпусу статора; 13 – повітряохолоджувачі; 14 – система пожежозгасіння; 15 – труби охолодження направляючого підшипника; 16 – направляючий підшипник

Розрахункове навантаження на підп'ятник, G_{oc} , т, рівне

$$G_{oc} = G_p + G_e + G_{PK} + G_{г.н.} + G_{0,0},$$

де $G_p=487,5$ т – вага ротора генератора; G_e – вага вала, $G_e \approx (0,15 \dots 0,2) \cdot G_{PK} = 0,2 \cdot 210 = 42$ т; $G_{PK}=210$ т – вага робочого колеса турбіни; $G_{г.н.}$ – гідродинамічне навантаження на робоче колесо,

$$G_{г.н.} = K \cdot \frac{\pi \cdot \rho \cdot g \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}}{4}; \quad K - \text{коефіцієнт, що рівний } K=0,9 - \text{для ПЛ-турбін};$$

$G_{0,0}$ – вага інших деталей,

$$G_{0,0} = 0,1 \cdot (G_p + G_e + G_{PK}) = 0,1 \cdot (487,5 + 42 + 210) = 73,95 \text{ т};$$

$$G_{г.н.} = 0,9 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,0 \cdot 9,81 \cdot 9,5^2 \cdot 15}{4} = 10430 \text{ Н} = \frac{10430}{102} = 102,3 \text{ т};$$

$$G_{oc} = 487,5 + 42 + 210 + 102,3 + 73,95 = 915,75 \text{ т};$$

$$Q_{mo} = \frac{8,6 \cdot 10^{-7} \cdot 5 \cdot 915,75^{\frac{3}{2}} \cdot 50^{\frac{3}{2}}}{1,5} = 28,1 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

У ванні підп'ятника встановлюємо вісім секцій, що з'єднуються послідовно по дві секції у паралельні групи. Приймаємо



маслоохолоджувач із гідравлічним опором 0,2 МПа при витраті $Q_{MO}=50 \text{ м}^3/\text{год}$ із максимальним робочим тиском 0,4 МПа.

На рис. 20 наведено схему з'єднань секцій маслоохолоджувача.

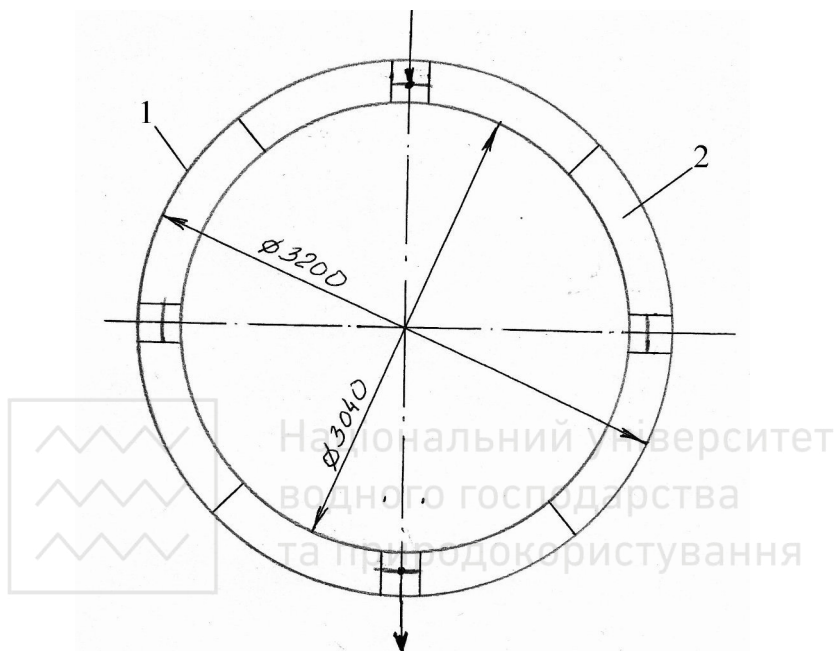


Рис. 20. Схема з'єднань секцій маслоохолоджувача:
1 – ванна підп'ятника; 2 - секції

Забір води здійснюється із спіральної камери на відмітці $\nabla 594,5 \text{ м}$ (рис. 21.а).

Відвід води від повітряохолоджувача зображено на рис. 21.б.

Відстані від системи технічного водопостачання до підп'ятника та від нього до нижнього б'єфу визначаються конструктивно за кресленнями (рис. 21.а, 21.б).

Розрахункова схема системи технічного водопостачання підп'ятника наведена на рис. 22.

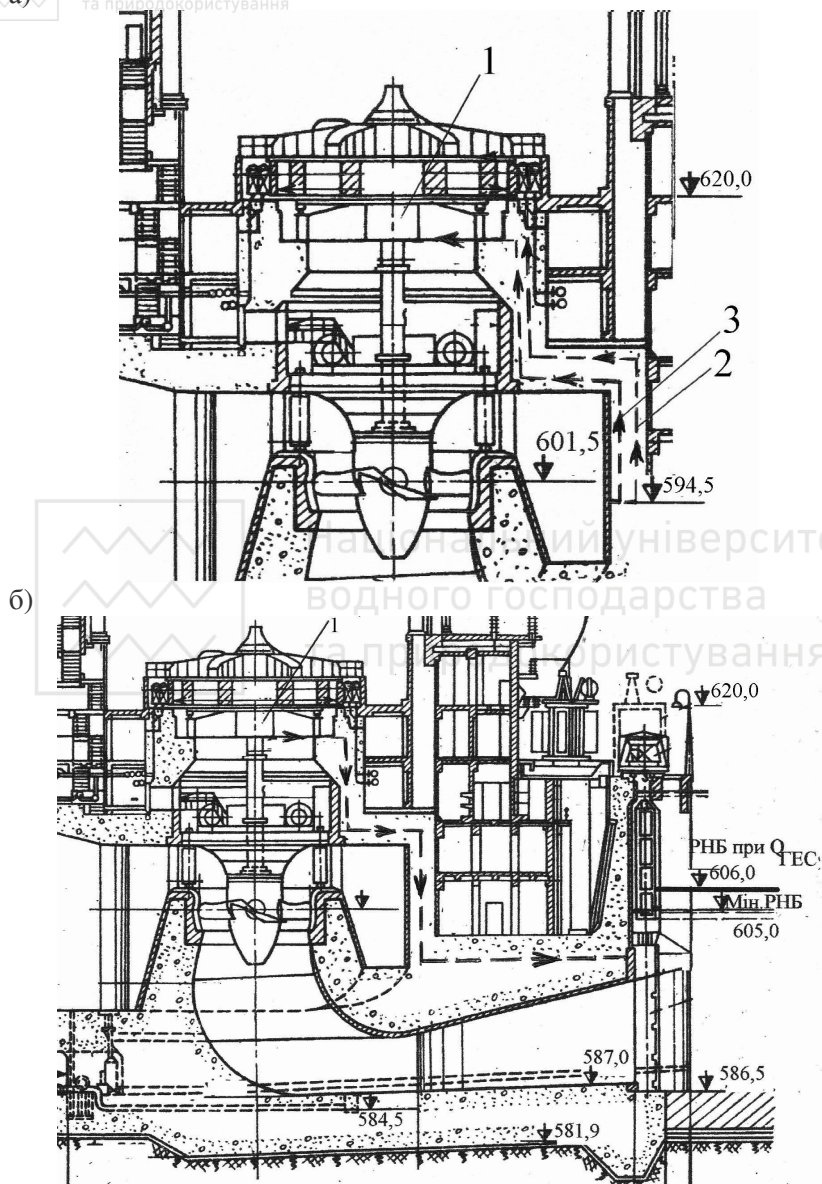


Рис. 21. Підвід до (а) та відвід (б) повітря від під'ятника:
1 – під'ятник; 2 – система технічного водопостачання
генераторного підшипника; 3 – водопостачання під'ятника

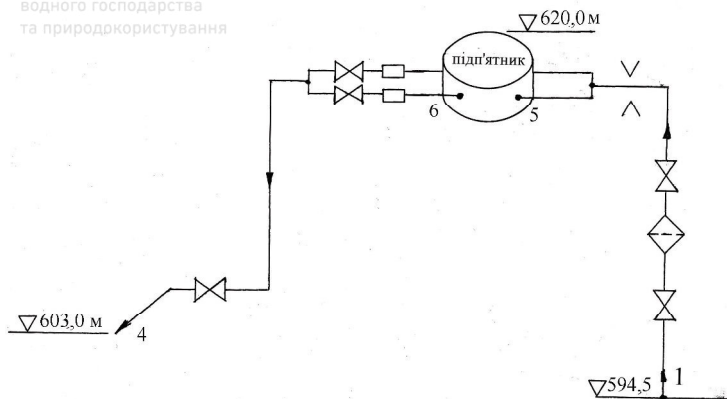


Рис. 22. Розрахункова схема системи
технічного водопостачання підп'ятника

Маслоохолоджувачі генераторних підшипників призначені для охолодження масла у масляних ваннах і розташовуються у них та з'єднуються послідовно у дві групи. Схема охолодження генераторного підшипника наведена на рис. 19.

Визначаємо витрату води для охолодження масла у ванні підшипника

$$Q_{мп} = 0,1 \cdot \Delta N_{ген} \cdot \frac{M^3}{200},$$

де $\Delta N_{ген}$ – втрачена потужність у генераторі, кВт

$$\Delta N_{ген} = \frac{0,1 \cdot P_{ген}}{\eta_r} \cdot (1 - \eta_r), \text{ кВт},$$

де $P_{ген}$ – номінальна потужність генератора, кВт

$$P_{ген} = N_T \cdot \eta_r = 51,6 \cdot 0,97 = 50 \text{ МВт};$$

$$\Delta N_{ген} = \frac{0,1 \cdot 50 \cdot 10^3}{0,97} \cdot (1 - 0,97) = 154,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{мп} = 0,1 \cdot 154,6 = 15,5 \frac{M^3}{200}.$$

Схема секції маслоохолоджувача підшипника показана на рис. 23.

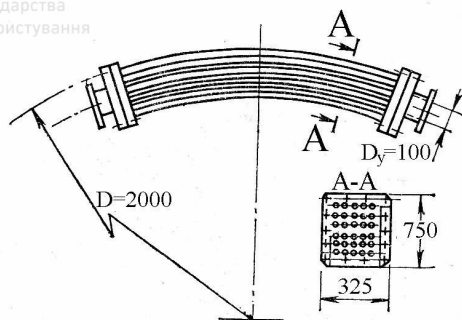


Рис. 23. Схема секції маслоохолоджувача генераторного підшипника

У ванні підшипника встановлюємо вісім секцій, що з'єднуються послідовно по 4 секції у дві паралельні групи.

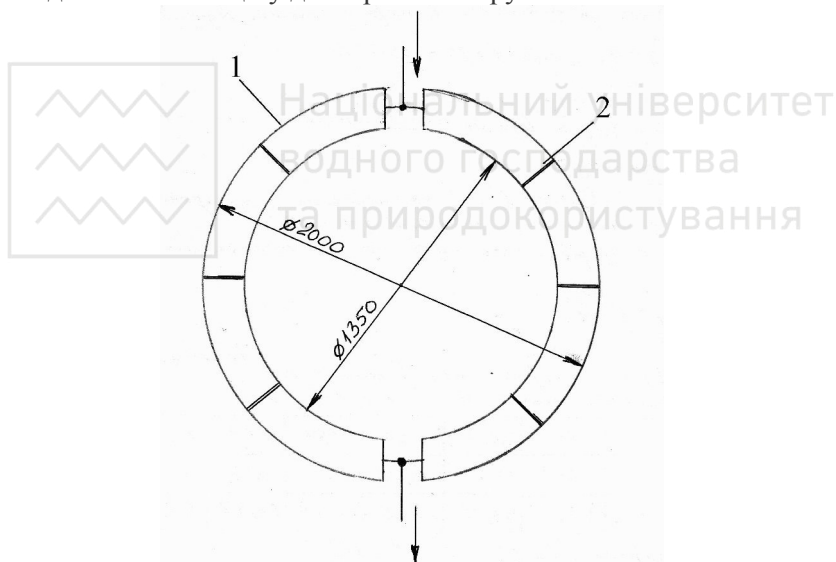


Рис. 24. Схема з'єднань секцій маслоохолоджувача:
1 – ванна підшипника; 2 – секції маслоохолоджувача

Забір води здійснюється із спіральної камери на відмітці $\nabla 594,5$ м (рис. 25.а). Цей водозабір забезпечує подачу до маслоохолоджувача і підп'ятника.

Відвід води від генераторного підшипника зображено на рис. 25.б.

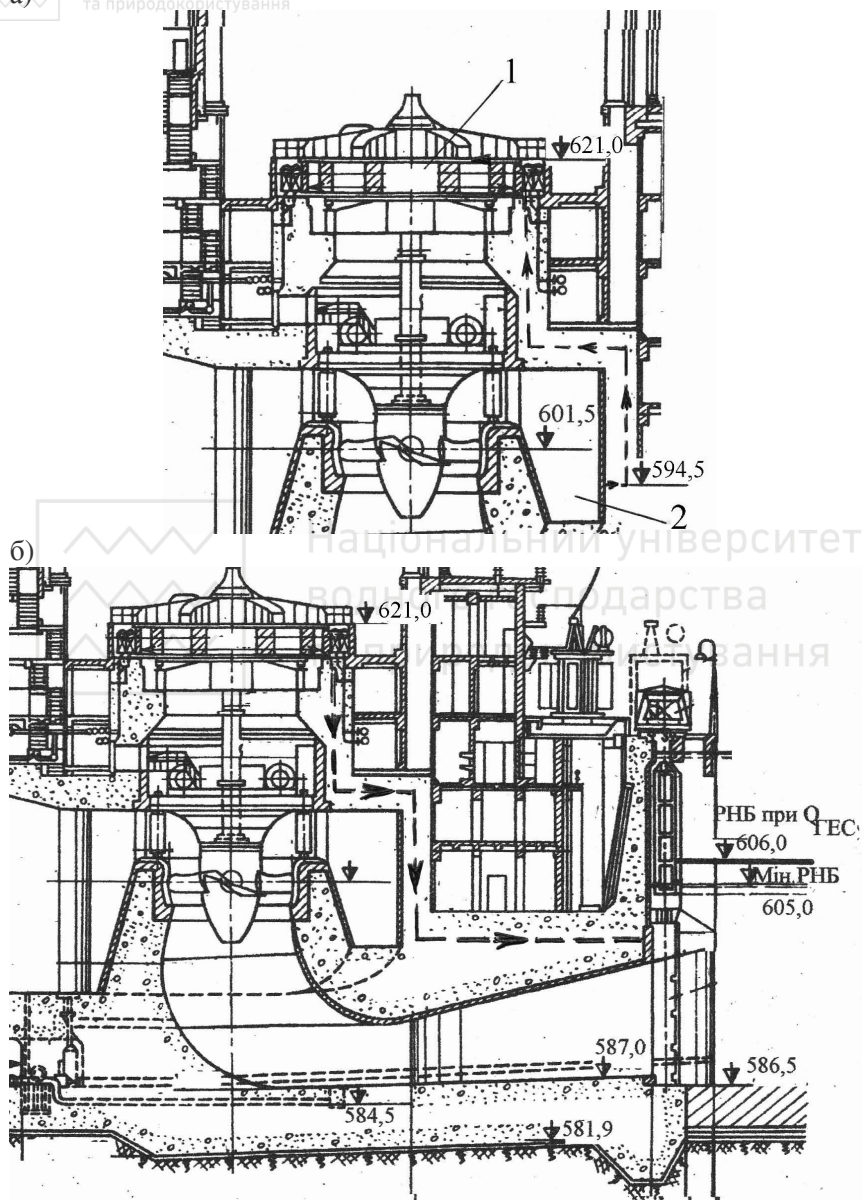


Рис. 25. Підвід до (а) та відвід (б) повітря від генераторного підшипника:
1 – підшипник; 2 – спіральна камера



Відстані від системи технічного водопостачання до підп'ятника та від нього до нижнього б'єфу визначаються конструктивно за кресленнями (рис. 25.а, 25.б).

Розрахункова схема системи технічного водопостачання генераторного підшипника наведена на рис. 26.

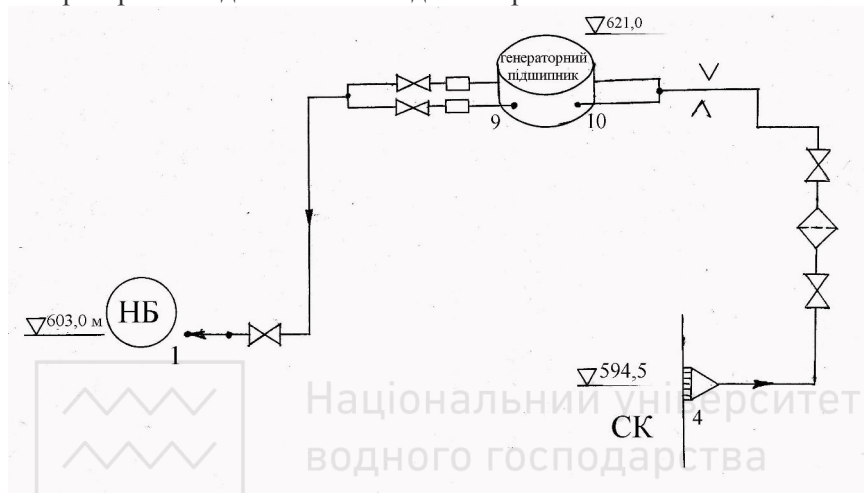


Рис. 26. Розрахункова схема системи технічного водопостачання генераторного підшипника

Маслоохолоджувачі трансформаторів із водяною системою охолодження виконуються виносними, і зв'язуються із баком трансформатора трубопроводами для циркуляції теплоносія (трансформаторного масла). Зміна подачі води при сезонних змінах її температури, а також сезонних змінах температури навколишнього повітря, як правило, здійснюється включенням у роботу певного числа маслоохолоджувачів. На попередніх стадіях проектування можна приймати подачу рівну $0,7 \div 0,8 \text{ м}^3/\text{год}$ на $1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ потужності при температурі води для охолодження 25°C .

$$Q_{TP} = 0,75 \cdot S_T = 0,75 \cdot 65,0 = 48,75 \frac{\text{м}^3}{\text{год}},$$

де S_T – потрібна потужність трансформатора, $\text{МВ} \cdot \text{А}$, (див. розділ 1).

Приймаємо серійний маслоохолоджувач МО-53-4 із витратою води на охолодження $72 \text{ м}^3/\text{год}$ (рис. 27).

Визначаємо кількість маслоохолоджувачів на один трансформатор



$$z_{ox} = \frac{Q_{тр}}{72} = \frac{48,75}{72} = 0,677 \text{ шт.}$$

Приймаємо 1 охолоджувач серії МО-53-4.

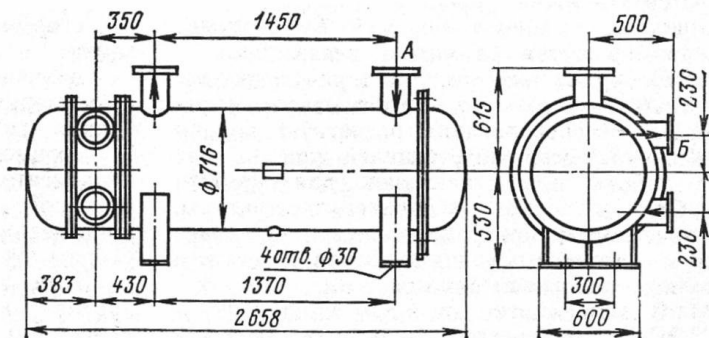


Рис. 27. Маслоохолоджувач МО-50-4:

А – вхід і вихід масла, $D_y=150$ мм;

Б – вхід і вихід охолоджуючої води, $D_y=150$ мм

Розрахунок витрати технічної води. Визначаємо розрахункову витрату технічної води на 1 агрегат

$$Q'_{p,т.в.} = Q_{п.} + Q_{мп.} + Q_{мо.} + Q_{по.} + Q_{тр.} + Q_{н.},$$

де $Q_{п.}$ – подача води до підшипника гідротурбіни; $Q_{мп.}$ – витрата води для охолодження масла у ванні генераторного підшипника; $Q_{мо.}$ – витрата води для охолодження масла у ванні маслоохолоджувача підп'ятника; $Q_{по.}$ – витрата води для повітряохолоджувачів генератора; $Q_{тр.}$ – витрата води для охолоджувачів трансформатора; $Q_{н.}$ – решта необлікованих витрат, приймається рівною 10% від основних витрат

$$Q_{н.} = 0,1 \cdot (Q_{п.} + Q_{мп.} + Q_{мо.} + Q_{по.} + Q_{тр.}) = \\ = 0,1 \cdot 354 = 35,4 \frac{\text{м}^3}{\text{год}};$$

$$Q'_{p,т.в.} = 1,0 + 15,5 + 28,1 + 258,0 + 48,75 + 35,4 = 386,75 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Визначаємо розрахункову витрату технічної води на ГЕС

$$Q_{p,ГЕС} = z \cdot Q'_{p,т.в.},$$

де $z=6$ шт – кількість агрегатів ГЕС,

$$Q_{p,ГЕС} = 6 \cdot 386,75 = 2320,5 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$



Гідрравлічні розрахунки системи технічного водопостачання виконуємо у табличній формі (табл. 5).

За даними табл. 5 будемо характеристику системи технічного водопостачання (рис. 28) та п'єзометричні лінії (рис. 29).

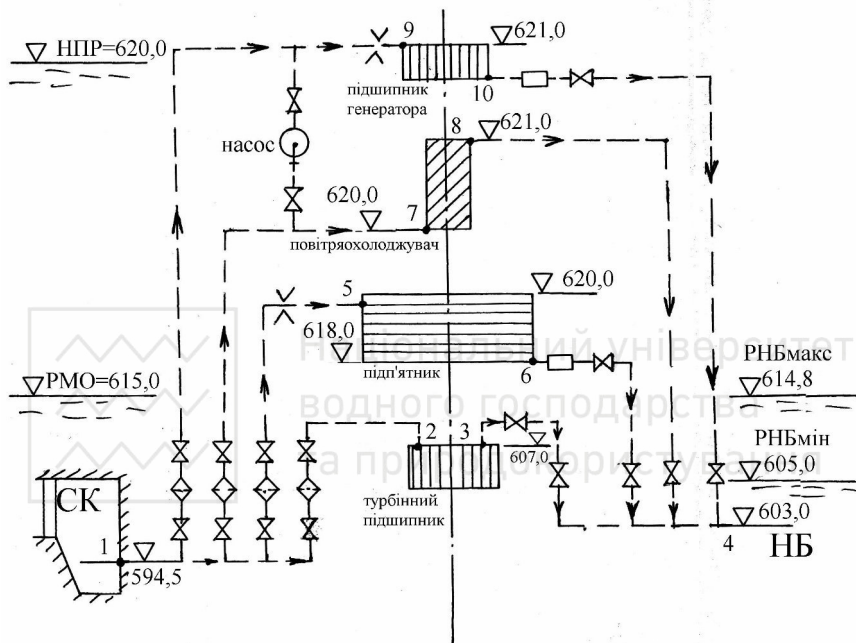


Рис. 28. Характеристика системи технічного водопостачання:
турбінний підшипник 1-2-3-4;
під'ятник 1-5-6-4;
повітряохолоджувач 1-7-8-4;
підшипник генератора 1-9-10-4



Розрахунок гідравлічного опору

Ділянка трубопроводу	Діаметр трубопроводу, D_p , мм	Витрата Q , м ³ /год	Швидкість, v , м/с	Довжина труби, L , м	Коефіцієнт місцевого опору			
								
1. Лінія водопостачання								
1	500	305,2	0,52	2,2	0,8			
1-2	100	1,0	0,3	38,4				2x0,15
2-3								
3-4	100	1,0	0,3	57,6				2x0,15
2. Лінія водопостачання								
1-5	150	28,1	0,46	70				2x0,15
5-6								
6-4	150	28,1	0,46	72				2x0,15
3. Лінія водопостачання								
1-7	300	258	1,0	73			1,5	2x0,15
7-8								
8-4	300	258	1,0	75				0,15
4. Лінія водопостачання								
1-9	200	15,5	0,12	78				2x0,15
9-10								
10-4	200	15,5	0,12	76				2x0,15



системи технічного водопостачання

елементів трубопроводу				По довжині $\xi_l = 0,025 \cdot \frac{l}{d}$			
					$\sum \xi$	$10 \frac{v^2}{2 \cdot g}$, кПа	$\Delta h = \sum \xi \cdot 10 \frac{v^2}{2 \cdot g}$, кПа
турбінного підшипника							
				0,09	0,89	0,14	0,12
3				9,6	12,9	0,05	0,64
							15,0
				14,4	14,7	0,05	0,74
							16,5
маслоохолоджувачів підп'ятника							
3			0,8	11,66	15,76	0,11	1,73
							24,7
				12,0	12,3	0,11	1,35
							27,78
повітряохолоджувачів							
3				4,87	9,67	0,51	4,93
							37,4
				5,00	5,15	0,51	2,63
							44,96
генераторного підшипника							
3			0,8	19,75	13,85	0,01	0,14
							20,14
				9,5	9,8	0,01	0,1
							20,38

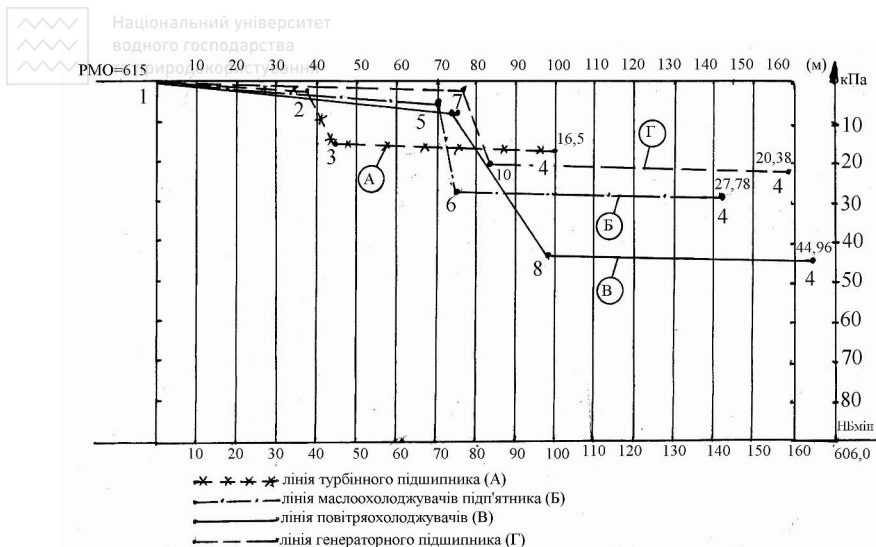


Рис. 29. Ізометричні лінії

З рис. 29 видно, що необхідна подача води на охолодження гідроагрегата забезпечується.

7. Протипожежне водопостачання технологічного обладнання

Об'єктами автоматичного водяного пожежогасіння на ГЕС і ГАЕС є синхронні машини — гідрогенератори ГЕС і двигуни-генератори ГАЕС, трансформатори потужністю більше 63 МВ·А і напругою 110 кВ, підпульткові поверхи, кабельні споруди (коридори, шахти, галереї та ін.).

Орієнтовна розрахункова витрата води на пожежогасіння через одне дренчерне кільце різних діаметрів для труби із найбільш розповсюдженим діаметром 50 мм при двохсторонньому підведенні до нього води і мінімальному тиску перед найбільш віддаленим дренчерним отвором 0,25 МПа [3] наведена у таблиці VII.1.

Приймаємо $d_k=12$ мм; мінімальний тиск 0,28 МПа; витрата води 34 л/с. Розрахункова тривалість пожежогасіння приймається $5 \div 10$ хв. Розрахункова інтенсивність зрошення $\geq 0,2$ л/с на 1 м^2 . Розрахунковий час пожежогасіння трансформатора, не враховуючи час на відкриття засувки і заповнення трубопроводів, приймається 10 хв.



Найбільш надійним джерелом протипожежного водопостачання ГЕУ є верхній б'єф. При цьому необхідно віддавати перевагу самоплинній системі, якщо за умови транспортування обладнання, що захищається, забезпечується розрахунковий тиск перед пристроями розпилення води.

Складаємо схему самоплинної системи пожежогасіння, що зображена на рис. 30.

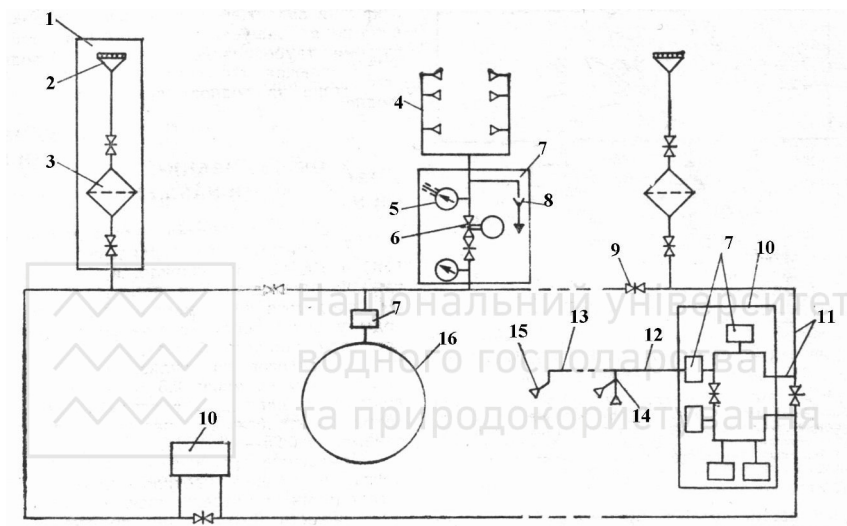


Рис. 30. Схема самоплинної системи протипожежного водопостачання:

1 – джерело води; 2 – водозабір із решіткою; 3 – сітчастий фільтр;

4 – трубопроводи пожежогасіння трансформатора;

5 – електроконтактний манометр; 6 – автоматична засувка;

7 – запірно-пусковий вузол; 8 – дренажна воронка; 9 – ремонтна

засувка; 10 – станція водяного пожежогасіння; 11 – підвідні

трубопроводи; 12 – живильний трубопровід; 13 – розподільчий

трубопровід; 14 – відгалуження розподільчого трубопроводу;

15 – зрошувачі; 16 – дренчерні трубопроводи

пожежогасіння генератора



8. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів

Відкачувальні пристрої призначені для видалення води зі спіральних камер і відсмоктувальних труб, турбінних водоводів, тунелів, водозливних камер та водоскидів. Приймаємо схему відкачування води із горизонтальними насосами розташованими у спеціальному приміщенні під монтажною площадкою (рис. 31).

Об'єм води, що необхідно відкачати, складається із об'єму води, що знаходиться у зазначених елементах після установки ремонтних затворів та із об'єму води, що просочується через ущільнення затворів та закриті засувки працюючих агрегатів.

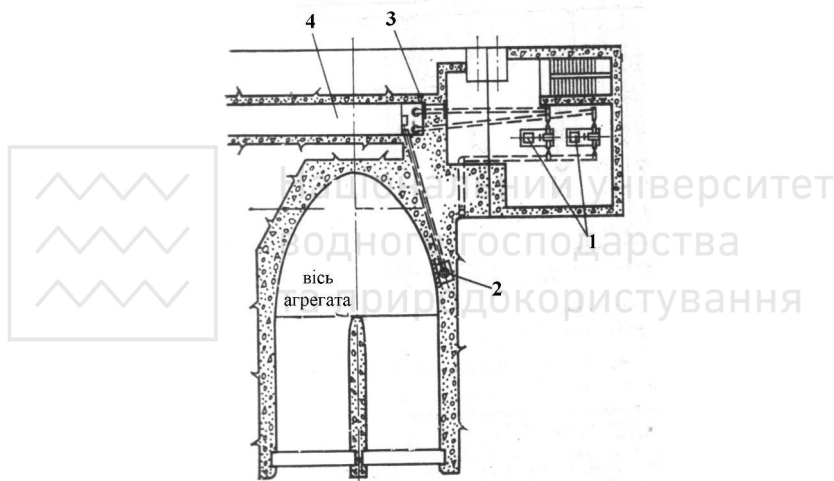


Рис. 31. Система відкачування води горизонтальними насосами:

1 – насоси; 2 – спускний клапан; 3 – герметичні двері;

4 – водозливна галерея

Подача насосів, м³/год, визначається за формулою:

$$Q = \frac{V}{t} + q_1 \cdot l_1 + q_2 \cdot l_2,$$

де V – сумарний об'єм води у напірному водоводі, спіральній камері та відсмоктувальній трубі, м³, визначається за рис. 9.7 [3]; t – тривалість відкачування води із проточної частини турбіни, $t=4\div 8$ год; q_1, q_2 – розрахункові значення протікань на 1 м довжини ущільнення затворів, $q_1=q_2=0,5$ л/с; l_1, l_2 – периметр ущільнення затворів, відповідно, зі сторони верхнього і нижнього б'єфів, м:



- для верхнього б'єфу:

$$l_1 = 2 \cdot (n \cdot H_{pz} + n \cdot B_{cn}) = 2 \cdot (3 \cdot 20 + 3 \cdot 6,33) = 157,98 \text{ м},$$

- для нижнього б'єфу:

$$l_2 = 2 \cdot (n \cdot L_{зет} + n \cdot h_{зет}) = 2 \cdot (2 \cdot 11,3 + 2 \cdot 11,4) = 68,2 \text{ м},$$

де H_{pz} , B_{cn} , $L_{зет}$, $h_{зет}$ – розміри затворів, визначені у розділі 1, n – кількість затворів

$$Q = \frac{13000}{6} + 1,8 \cdot 157,9 + 1,8 \cdot 68,2 = 2573,7 \text{ м}^3 / \text{год}.$$

Насосів встановлюємо не менше двох, причому подача одного із них приймається рівною не менше годинної фільтраційної витрати води через ущільнення затворів після відкачування.

Необхідний напір насосів H , м, визначається за формулою

$$H = H_T + h = 38,35 + 4 = 42,35 \text{ м},$$

де H_T – геодезичний напір, $H_T = V_{НПР} - V_{ВФП} = 620,0 - 581,65 = 38,35$ м; h – сума втрат тиску на тертя і подолання місцевих опорів у всмоктувальній і напірній лініях насоса, $h = h_I + h_M = 3 + 1 = 4$ м.

Втрати напору h , м, складаються із втрат напору на тертя по довжині трубопроводів $h_I = 2,5 \dots 4,0$ м та місцевих втрат $h_M = 0,7 \dots 2,0$ м.

За каталогом насосів приймаємо відцентровий насос двостороннього ходу Д 3200-33, $n = 980$ об/хв.

Об'єм дренажного колодязя розраховується на постійне притікання води за $20 \div 30$ хв. Насоси повинні включатися не більше трьох разів на годину.

9. Монтажна площадка та допоміжні приміщення

9.1 Конструювання монтажної площадки

Монтажна площадка призначена для збирання на станції обладнання під час періоду будівництва або під час проведення ремонтних робіт. На монтажній площадці виконуються також роботи із збирання і ревізії силових трансформаторів. Розміри постійної монтажної площадки розраховуються на одночасне збирання або розбирання одного агрегата. Розташовується монтажна площадка біля берега. Підїзд до монтажної площадки влаштовується фронтально через ворота, розміри яких визначаються габаритами обладнання, що транспортується



(максимальний розмір – це діаметр ротора генератора $D_i=14,0$ м). Спеціальні ворота передбачені для доставки трансформатора. Трансформаторна платформа розташовується у зоні дії гаків крана. Ширина монтажної площадки приймається рівною ширині машинного залу: $B_{МП}=B_{МЗ}=25,0$ м. Відмітка підлоги монтажної площадки приймається рівною відмітці машинної зали $\nabla_{МП}=\nabla_{МЗ}=618,5$ м. Довжина монтажної площадки визначається із умови розкладки обладнання одного агрегату, при z до 10 шт: $L_{МП}=(1,2\div 1,5)\cdot B_{ол}=1,5\cdot 30=45$ м.

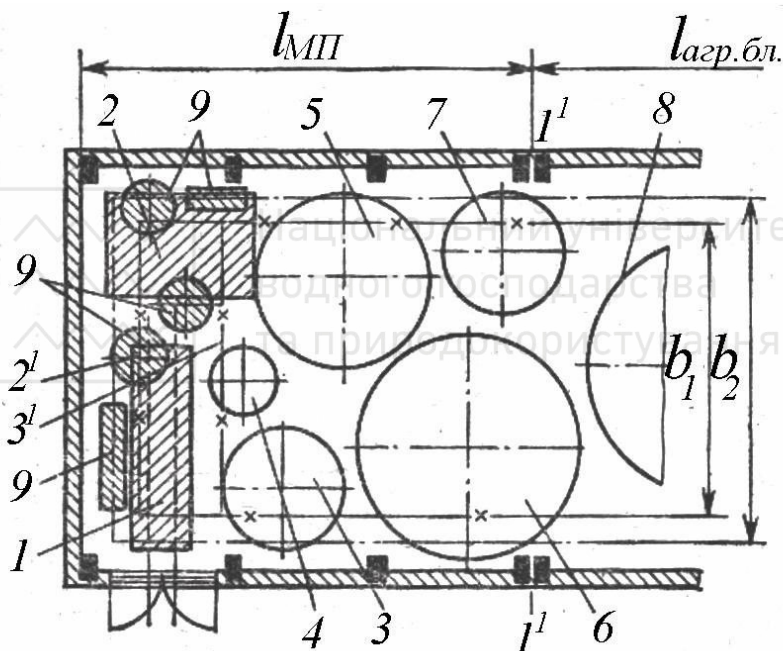


Рис. 32. Схема монтажної площадки:

- 1 – трансформаторна платформа; 2 – трансформаторна яма;
3 – робоче колесо турбіни; 4 – підп'ятник із опорою; 5 – ротор генератора; 6 – хрестовина генератора; 7 – кришка турбіни;
8 – агрегат; 9 – дзеркало п'яти, збуджувач, вал турбіни та інші деталі;
1' – осадковий шов; 2' – зона дії основного крана; 3' – зона дії спареного крана; b_1 – зона дії головного гака; b_2 – зона дії допоміжного гака



9.2. Службові та допоміжні приміщення

Під монтажною площадкою розташовується ряд допоміжних приміщень, що використовуються для зберігання матеріалів, розміщення майстерень, обладнання системи осушення та ін.

Основні засоби контролю і управління обладнанням розташовані на *центральному пункті управління*. Тут знаходиться: головний пункт управління, пристрої вмикання-вимикання, засоби контролю обладнання, щити автоматики і телемеханіки, релейного захисту, сигналізації і власних потреб. Приміщення службового персоналу розташовується у *службово-виробничому корпусі*.

У *блоці монтажної площадки* розташовані:

- турбінний цех площею $140 \div 150 \text{ м}^2$;
- електротехнічний цех площею $120 \div 160 \text{ м}^2$;
- складські приміщення $20 \div 60 \text{ м}^2$;
- механічні майстерні $40 \div 100 \text{ м}^2$;
- акумуляторна $40 \div 60 \text{ м}^2$;
- інструментальна $20 \div 30 \text{ м}^2$;
- зарядна станція $20 \div 60 \text{ м}^2$;
- масляне господарство $30 \div 40 \text{ м}^2$;
- пневматичне господарство $30 \div 40 \text{ м}^2$.

У агрегатних блоках розташовуються насосні станції технічного водопостачання і системи осушення проточної частини агрегатів.

Розміщення обладнання у майстернях повинне забезпечувати вільні проходи шириною не менше 1,0 м, і відстань від крайніх точок верстата до стіни не менше 700 мм. При масі встановлюваних на верстат деталей більше 50 кг, верстат повинен знаходитися у зоні, що обслуговується краном. Двері і головний прохід у майстерні приймаються шириною 1,5 м із розрахунку на в'їзд електрокара вантажопідйомністю 2 т.

Ремонтні майстерні турбінних цехів ГЕС і ГАЕС використовуються при проведенні планових і позапланових ремонтів гідроагрегатів і допоміжного обладнання. Тут може виконуватися розбирання і збирання окремих вузлів основного обладнання, виготовлення або підгонка окремих деталей і запасних частин, що не виявилися у комплекті. Ремонтна майстерня повинна містити механічний, слюсарний, електрогазозварювальний і ковальський цехи у повному обсязі. Поблизу майстерні повинні передбачатися склади для інструментів, пристроїв, матеріалів,



запчастин, такелажу. Передбачаються також кімнати для майстрів. Крім майстерні турбінного цеху, можуть передбачатися спеціалізовані електротехнічні майстерні, майстерні гідроцеху та ін.

Усі дільниці майстерні повинні бути зв'язані із виробничими приміщеннями зручними транспортними зв'язками: шляхами для електрокарів і електронавантажувачів, вантажними ліфтами, вантажними люками у зоні дії кранів і т.п.

Ковальську дільницю, обладнану електропеччю, ковадлами і пневмомолотом або гідропресом, розташовуємо у окремому приміщенні на нижньому поверсі блоку монтажної площадки.

Механічна і слюсарна дільниці обслуговуються електричним однобалковим краном вантажопідйомністю 1÷2 т.

На зварювальній дільниці встановлюємо: два одномісних зварювальних трансформатори; стіл для електрозварювальних робіт; зварювальний перетворювач; секційний стелаж; шафи для сушіння електродів та інструментальні шафи; комплект газозварювального обладнання (шланговий напівавтомат, ацетиленовий генератор). Балони з газом розміщуємо поза зоною зварювального посту.

У центральному інструментальному складі влаштовуємо стелажі для зберігання необхідного запасу ріжучих інструментів (напилків, шаберів, різців, фрез, свердел, зубил, ножівкових полотен і ін.), вимірювальних інструментів (мікрометрів, штангенциркулів, кронциркулів, шабрувальних плиток та ін.), спеціальних інструментів, що постачаються із турбіною, а також наборів гайкових ключів, викруток, молотків та інших інструментів. Тут же зберігаються пневматичні і електрифіковані інструменти.



Національний університет
водного господарства
та природокористування



Національний університет
водного господарства
та природокористування

ДОДАТКИ



ЗМІСТОВИЙ СТРУКТУРА НАВЧАЛЬНОЇ ДИСЦИПЛІНИ «МЕХАНІЧНЕ І ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ ГІДРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК»

Назви змістових модулів і тем	Кількість годин											
	денна форма						заочна форма					
	усього	у тому числі					усього	у тому числі				
		Л	П	лаб	інд	с.р.		Л	П	лаб	інд	с.р.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Модуль 1												
Змістовий модуль 1. Механічне і вантажопідйомне обладнання ГЕУ												
Тема 1. Характеристика механічного та допоміжного обладнання	6	2	-	-	-	4	7	1	-	-	-	6
Тема 2. Сміттєзатримуючі решітки. Сміттє- очисні пристрої	18	4	4	-	4	6	16	1	1	-	4	10
Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб	18	4	4	-	4	6	14	1	1	-	4	8
Тема 4. Передтур- бінні затвори	12	2	2	-	2	6	11	-	1	-	2	8
Тема 5. Вантажопідйомне обладнання ГЕУ	14	2	2	-	4	6	16	1	1	-	4	10
Разом:	68	14	12	-	14	28	64	4	4	-	14	42
Змістовий модуль 2. Допоміжне обладнання ГЕУ												
Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів	16	4	4	-	4	4	16	1	1	-	4	10
Тема 7. Пневматичне господарство	14	2	2	-	4	6	16	1	1	-	4	10
Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води із проточ- ного тракту гідротурбін і дренажних колодязів	20	4	4	-	6	6	18	1	1	-	6	10

Тема 9. Компонування механічного і допоміжного обладнання у будівлях ГЕУ	16	2	4	-	4	6	15	-	1	-	4	10
Тема 10. Автоматизація роботи допоміжного обладнання	10	2	-	-	4	4	15	1	-	-	4	10
Разом:	76	14	14	-	22	26	80	4	4	-	22	50
Усього годин:	144	28	26	-	36	54	144	8	8	-	36	92

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1.

Механічне і вантажопідйомне обладнання ГЕУ

Тема 1. Характеристика механічного та допоміжного обладнання

Механічне і кранове обладнання. Склад допоміжного обладнання. Масляне господарство. Технічне водопостачання. Пневматичне господарство. Система осушення проточної частини. Службові приміщення будівлі ГЕУ.

Тема 2. Сміттєзатримуючі решітки. Сміттєочисні пристрої

Вибір окреслення і розрахунки напірних водоприймачів. Умови роботи сміттєзатримуючих решіток. Способи установки сміттєзатримуючих решіток. Способи боротьби із зледенінням решіток. Конструкції сміттєзатримуючих решіток. Призначення сміттєочисних пристроїв. Решіткоочисні машини.

Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб

Класифікація затворів, їх розташування. Умови роботи затворів. Конструкція затворів водоприймачів. Механізми для обслуговування водоприймачів. Конструкції затворів відсмоктувальних труб та механізми для їх обслуговування.

Тема 4. Передтурбінні затвори

Призначення і типи передтурбінних затворів. Конструкції дискових затворів. Конструкції шарових затворів. Установка



затворів на турбінних водоводах. Компенсатори. Повітряні клапани. Байпаси. Схема управління затворами. Втрати напору на затворах і вибір потужності приводу затвора. Кільцевий турбінний затвор.

Тема 5. Вантажопідйомне обладнання ГЕУ

Умови роботи кранового обладнання. Мостові крани. Козлові і напівкозлові крани. Експлуатація кранового обладнання. Випробування кранового обладнання. Однобалкові мостові крани. Електричні талі. Пересувні вантажопідйомні засоби.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2. Допоміжне обладнання ГЕУ

Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів

Призначення масляного господарства. Сорти масел. Витрата, об'єм, обробка і термін служби масла. Трансформаторні майстерні. Компонування масляного господарства.

Тема 7. Пневматичне господарство

Споживачі стисненого повітря. Схеми пневматичного господарства. Обладнання пневматичних установок. Компонування пневматичних установок.

Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів

Споживачі холодної води. Способи і схеми технічного водопостачання. Обладнання для технічного водопостачання. Протипожежне водопостачання технологічного обладнання. Призначення відкачуючих пристроїв. Схеми відкачування води. Підбір обладнання насосних станцій. Контрольно-вимірювальні прилади.

Тема 9. Компонування механічного і допоміжного обладнання у будівлях гідроенергетичних установок

Основні частини будівлі електростанції. Агрегатні частини будівель електростанції. Конструкції і розміри надрагратної частини будівель станцій. Температурно-осадові шви. Призначення



монтажних площадок. Розташування і габарити монтажних площадок. Під'їзні шляхи і бази зберігання обладнання. Вибір вантажопідйомності і кількості кранів. Спеціальні пристрої. Вимоги до ремонту обладнання. Ремонтні майстерні. Монтаж допоміжного обладнання.

Тема 10. Автоматизація роботи допоміжного обладнання

Основні принципи автоматизації. Обсяг автоматизації. Основи побудови автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП) гідроенергетичних установок. Призначення і основні задачі АСУ ТП. Технічне забезпечення АСУ ТП.

Завдання для самостійної роботи

№ з/п	Назва розділу	Кількість годин	
		денна	заочна
1	Тема 1. Характеристика механічного та допоміжного обладнання	4	6
2	Тема 2. Сміттєзатримуючі решітки. Сміттєочисні пристрої	6	10
3	Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб	6	8
4	Тема 4. Передтурбінні затвори	6	8
5	Тема 5. Вантажопідйомне обладнання ГЕУ	6	10
6	Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів	4	10
7	Тема 7. Пневматичне господарство	6	10
8	Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів	6	10
9	Тема 9. Компонування механічного і допоміжного обладнання у будівлях ГЕУ	6	10
10	Тема 10. Автоматизація роботи допоміжного обладнання	4	10
Всього:		54	92



КОНТРОЛЬНА ТЕСТОВА ПРОГРАМА

Змістовий модуль №1. «Механічне обладнання»

Тема 1. Характеристика механічного та допоміжного обладнання

1. Що відноситься до механічного обладнання на ГЕС?

- а) малярне господарство, аварійно-ремонтні затвори, передтурбінні затвори;
- б) підйомно-транспортне обладнання, решіткоочисні машини, система технічного водопостачання;
- в) затвори, сміттєзатримуючі решітки, підйомно-транспортне обладнання;
- г) сміттєзатримуючі решітки, обладнання пневматичного господарства, ремонтні затвори відсмоктувальної труби.

2. Який кран пересувається підкрановими балками?

- а) козловий;
- б) мостовий;
- в) гідропідйомний;
- г) гідравлічний домкрат.

3. Що відносять до допоміжного обладнання ГЕС?

- а) малярне господарство;
- б) кран машинної зали;
- в) гідротурбіна;
- г) сміттєзатримуюча решітка.

4. Яку кількість масла можна зберігати у резервуарах малярного господарства ГЕС з протипожежних міркувань?

- а) не більше 200 т;
- б) не більше 300 т;
- в) не більше 100 т;
- г) не більше 250 т.

5. Який в середньому термін служби масла на гідроелектростанції?

- а) 10÷12 тис.год у системі регулювання, 300÷700 год у системі змащення;
- б) 12÷15 тис.год у системі регулювання, 500÷1000 год у системі змащення;
- в) 15÷20 тис.год у системі регулювання, 800÷1400 год у системі змащення;
- г) 20÷25 тис.год у системі регулювання, 1200÷1600 год у системі змащення.



ГЕС?

- а) пожежогасіння трансформатора;
- б) проведення водяного пожежогасіння гідрогенератора;
- в) охолодження масла в системі змащення підп'ятника;
- г) гальмівне устаткування гідроагрегата.

7. Чи відноситься масляне господарство на ГЕС до допоміжного обладнання ГЕС?

- а) в залежності від потужності ГЕС;
- б) так;
- в) ні;
- г) в залежності від типу ГЕС.

8. Визначити кількість масла у системі регулювання турбіни ПЛІ 50 при наступних вихідних даних: номінальна потужність турбіни – 100 МВт; максимальний напір – 46 м; діаметр робочого колеса турбіни – 600 см.

- а) 5 326 кг;
- б) 48 783 кг;
- в) 18 068 кг;
- г) 36 136 кг.

9. Який відсоток кількості складає масло у системах змащення агрегата від кількості масла, що міститься у системі регулювання агрегату?

- а) $36 \div 40$ %;
- б) $25 \div 35$ %;
- в) $10 \div 15$ %;
- г) $15 \div 22$ %.

10. Яку кількість масла дозволяється зберігати на території ГЕС у підземних резервуарах?

- а) 200 т;
- б) 300 т;
- в) 400 т;
- г) 500 т.

11. Назвіть термін служби масла в середньому у системі змащення агрегату?

- а) $0,5 \div 1$ тис.год.;
- б) $1 \div 2$ тис.год.;
- в) $4 \div 5$ тис.год.;
- г) $12 \div 15$ тис.год.



12. Чи допускається змішування турбінного та ізоляційного масла?

- а) так;
- б) для турбін типу ПЛ;
- в) ні;
- г) для турбін типу РО.

13. Визначити витрату води у системі технічного водопостачання (СТВ) для охолодження гідрогенератора підвісного типу при наступних вихідних даних: номінальна потужність генератора – 98 тис.кВт; температура води на вході у СТВ – 18°C ; коефіцієнт корисної дії гідрогенератора – 0,984.

- а) $56,4 \text{ м}^3/\text{с}$;
- б) $112,8 \text{ м}^3/\text{с}$;
- в) $169,2 \text{ м}^3/\text{с}$;
- г) $22,58 \text{ м}^3/\text{с}$.

14. Як здійснюється живлення системи технічного водопостачання (СТВ) на ГЕС при напорах до 10 м?

- а) самотісна система із забором води із верхнього б'єфу;
- б) насосне живлення із нижнього б'єфу;
- в) насосне живлення із верхнього б'єфу;
- г) будь-який варіант живлення СТВ.

15. Яка орієнтовна загальна витрата повітря у системі пневматичного господарства ГЕС установленної потужності 25 000 кВт при атмосферному тиску?

- а) $280 \text{ м}^3/\text{с}$;
- б) $250 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- в) $325 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- г) $300 \text{ м}^3/\text{хв}$.

16. Яка система осушення проточної частини агрегатів найбільш доцільна для гідроагрегатів малих ГЕС?

- а) індивідуальними насосами;
- б) влаштування центральної насосної станції;
- в) влаштування галерейної схеми або магістральних колекторів;
- г) із переносним насосом.

17. На яких ГЕС частина службових приміщень у більшості випадків виносять у спеціальну будівлю, що розташована поблизу будівлі ГЕС?

- а) на руслових ГЕС із великими розмірами гідротурбін;
- б) на високонапірних дериваційних ГЕС;
- в) на потужних пригребельних ГЕС;
- г) на руслових ГЕС, суміщених з поверхневими водоскидами.



Тема 2. Сміттєзатримуючі решітки. Сміттєочисні пристрої

18. На яких гідроенергетичних установках сміттєзатримуючою решіткою обладнується всмоктувально-відсмоктувальна труба?

- а) руслові ГЕС;
- б) при гребельні ГЕС;
- в) дериваційні ГЕС;
- г) гідроакумуючі електростанції.

19. Назвіть прольоти між металевими стержнями сміттєзатримуючої решітки, якщо на ГЕС встановлені осьові турбіни?

- а) $10 \div 20$ см;
- б) $3 \div 15$ см;
- в) $2 \div 7$ см;
- г) $1 \div 3$ см.

20. Який вид електрообігріву сміттєзатримуючої решітки забезпечує обігрів каркасу і стержнів решітки?

- а) індукційний;
- б) лінійний;
- в) комбінований;
- г) усі названі вище.

21. Знайти площу сміттєзатримуючої решітки при витраті турбіни $100 \text{ м}^3/\text{с}$, якщо очистка решітки ускладнена?

- а) 200 м^2 ;
- б) 140 м^2 ;
- в) 166 м^2 ;
- г) 83 м^2 .

22. На скільки секцій і якої висоти доцільно розбивати сміттєзатримуючу решітку якщо площа решітки складає 216 м^2 , а ширина решітки – 18 м?

- а) 4 секції по 4 м;
- б) 2 секції по 6 м;
- в) 1 секція висотою 12 м;
- г) 2 секції по 4 м.

23. Якими сміттєочисними пристроями відбувається очищення від великих предметів передрешіткового простору?

- а) повнопролітними рейферами;
- б) трьохзахватним рейфером типу «Поліп»;
- в) самохідними решіткоочисними машинами;
- г) механічними граблями.



Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб

24. У якій послідовності можуть бути розташовані затвори і сміттєзатримуюча решітка у водоприймачі ГЕС, що побудована на водотоці із невеликою кількістю сміття?

- а) ремонтний затвор – аварійно-ремонтний затвор – решітка;
- б) аварійно-ремонтний затвор – решітка – ремонтний затвор;
- в) аварійно-ремонтний затвор – ремонтний затвор – решітка;
- г) ремонтний затвор – решітка – аварійно-ремонтний затвор.

25. Чи можуть з'ємні сміттєзатримуючі решітки на ГЕС бути встановлені у пази затворів?

- а) так, у пази як ремонтного, так і аварійно-ремонтного затвору;
- б) так, у пази аварійно-ремонтного затвору;
- в) так, у пази ремонтного затвору;
- г) ні.

26. Яке призначення аераційної труби?

- а) для заповнення водою спорожнених водоводів з метою вирівнювання тиску води на затвори, що полегшує їх підйом;
- б) для впуску повітря при спорожненні напірного водоводу і випуску повітря при наповненні водоводу;
- в) тільки для впуску повітря у напірний водовід;
- г) тільки для випуску повітря із напірного водоводу.

27. Які затвори водоприймача призначені для регулювання витрати води?

- а) основні;
- б) ремонтні;
- в) аварійно-ремонтні;
- г) передтурбінні.

28. Мостовий кран машинної зали ГЕС має вантажопідйомність 80/20 і проліт 13 м. Яка цифра, визначає вантажопідйомність допоміжного гака?

- а) 80;
- б) 20;
- в) 80/20;
- г) 13.

29. Які механізми можуть використовуватися для обслуговування затворів відсмоктувальної труби машинної будівлі ГЕС?

- а) всі, нижче перелічені;
- б) козлові крани;
- в) напівкозлові крани;
- г) мостові крани.



Тема 4. Передтурбінні затвори

30. Як позначається передтурбінний затвор, що має плоскоскошений диск?

- а) пс;
- б) с;
- в) бс;
- г) кр.

31. Як позначити передтурбінний затвор шаровий з тарілчастим клапаном із розмірами прохідного перерізу 300 см, розрахований на максимальний статичний напір 500 м?

- а) Шкк 300-500;
- б) ЗШт 500-300;
- в) Шт 500-300;
- г) ЗШт 300-500.

32. В яких межах встановлений максимальний час аварійного закриття передтурбінного затвора?

- а) $60 \div 140$ с;
- б) менш, ніж 30 с;
- в) $30 \div 120$ с;
- г) визначається за допустимим значенням гідравлічного удару у турбінному водоводі.

33. Що означає цифра 230 в позначенні проточного дискового біпланового затвора марки ЗДбс 400-230?

- а) масу затвора, т;
- б) діаметр затвора, см;
- в) напір, м;
- г) розрахункову витрату, $\text{м}^3/\text{с}$.

34. Що означає цифра 260 у позначенні шарового затвора із тарілчастим клапаном марки ЗШт 260-280?

- а) напір, м;
- б) діаметр затвору, см;
- в) розрахункову витрату, $\text{м}^3/\text{с}$;
- г) масу затвора, т.

35. Назвіть призначення компенсатора турбінного водоводу?

- а) для випуску повітря із турбінного водоводу;
- б) для випуску повітря у зону пониження тиску;
- в) для захисту металевого водоводу від деформацій у випадку пониження тиску;
- г) для усунення напружень.



36. Який пристрій призначений для вирівнювання тиску води з обох сторін диску передтурбінного затвору?

- а) клапан випуску повітря;
- б) клапан зриву вакууму;
- в) байпас;
- г) компенсатор.

37. При якому збільшенні витрати води вище максимального розрахункового відбувається автоматичне аварійне закриття передтурбінного затвору?

- а) до 15 %;
- б) на $20 \div 30$ %;
- в) на $25 \div 35$ %;
- г) на $35 \div 50$ %.

38. В якому передтурбінному затворі конструктивні елементи гідротурбіни є в той же час і конструктивними елементами затвора?

- а) кільцевий затвор;
- б) шаровий затвор з тарілчастим клапаном;
- в) шаровий затвор з біплановим диском;
- г) дисковий затвор.

Тема 5. Кранове обладнання машинних залів ГЕУ.

Засоби малої механізації

39. При проведенні статичного випробування крана за допомогою насоса і блоку клапанів створюється необхідний тиск, що відповідає навантаженню, рівному 1,25 номінального. Який час має знаходитися під навантаженням кран?

- а) не більше 5 хв;
- б) 10 хв;
- в) 15 хв;
- г) 20 хв.

Змістовий модуль №2. «Допоміжне обладнання»

Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів

40. Яку назву має масло, що було у використанні, але відновлене до відповідних умов ГОСТ?

- а) регенероване;
- б) свіже сире;
- в) чисте сухе;
- г) відпрацьоване.



41. Який тип масла застосовується для змащення під'ятників і підшипників гідрогенераторів і гідротурбін?

- а) індустріальне;
- б) компресорне;
- в) турбінне;
- г) консерваційна змазка.

42. Яка кількість масла щорічно витрачається на доливання агрегатів радіально-осьових турбін?

- а) $4 \div 10$ %;
- б) $10 \div 14$ %;
- в) $14 \div 15$ %;
- г) $15 \div 17$ %.

43. Який гарантійний термін зберігання масла, що використовується у масляному господарстві гідроагрегатів?

- а) 1 рік;
- б) 3 роки;
- в) 4 роки;
- г) 5 років.

44. Які вимоги заводу-виробника трансформаторів щодо вмісту вологи (від початкового об'єму) у трансформаторному маслі?

- а) не більше 0,015 %;
- б) не більше 0,001 %;
- в) не більше 0,010 %;
- г) не більше 0,100 %.

45. Які вимоги заводу-виробника трансформаторів щодо газовмісту у трансформаторному маслі від початкового об'єму?

- а) не більше 0,015 %;
- б) не більше 0,01 %;
- в) не більше 0,1 %;
- г) не більше 0,001 %.

46. Чи допускається розташування приміщень станційного масляного господарства під трансформаторами?

- а) так;
- б) ні;
- в) в залежності від об'ємів масляних баків;
- г) допускається тільки над трансформаторами.



Тема 7. Пневматичне господарство

47. Чи відноситься пневматичне господарство на ГЕС до допоміжного обладнання ГЕС?

- а) так;
- б) в залежності від потужності ГЕС;
- в) ні;
- г) в залежності від типу ГЕС.

48. Який тиск повітря може створювати пневматичне господарство ГЕС для різних споживачів?

- а) $0,5 \div 10,0$ МПа;
- б) $0,8 \div 2,5$ МПа;
- в) $0,1 \div 9,5$ МПа;
- г) $0,4 \div 6,4$ МПа.

49. При якому робочому тиску повітря працюють гідроаккумулятори маслонапірних установок системи регулювання гідроагрегатів?

- а) від 4,1 до 6,4 МПа;
- б) від 2,1 до 4,1 МПа;
- в) від 0,4 до 0,9 МПа;
- г) до 0,4 МПа.

50. Для чого на ГЕС (ГАЕС) призначені гальмівні пристрої?

- а) для відтиснення води з камери робочого колеса;
- б) для скорочення тривалості циклу зупинки гідроагрегата;
- в) при виконанні ремонтних робіт на агрегатах і гідротехнічних спорудах;
- г) для пневматичного ущільнення затворів.

51. Яка система на ГЕС (ГАЕС) призначена для захисту від передачі тиску льоду на затвори водоскидів гідроенергетичних і гідротехнічних споруд?

- а) система повітряпостачання пневматичних інструментів;
- б) гальмівні пристрої;
- в) система створення ополонки;
- г) система пневмогідролічної апаратури.

52. Який тиск повітря у складі пневматичного господарства ГЕС (ГАЕС) мають системи низького тиску?

- а) до 23,1 МПа;
- б) від 4,2 до 6,4 МПа;
- в) до 0,9 МПа;
- г) більше 23,1 МПа.



53. Які оперативні споживачі не допускають навіть короткочасної перерви у повітряпостачанні?

- а) усі нижче перелічені;
- б) система гальмування гідроагрегата;
- в) електричні повітряні вимикачі високої напруги;
- г) масляні вимикачі високої напруги.

54. Які компресорні агрегати використовуються у пневматичному господарстві ГЕУ?

- а) поршневі;
- б) гвинтові;
- в) ротаційні;
- г) всі, що наведені вище.

Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води з

проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів

55. Назвіть споживачів технічного водопостачання на ГЕС (ГАЕС)?

- а) всі нижче перелічені;
- б) гідромашини;
- в) гідрогенератори;
- г) трансформатори.

56. Які маслоохолоджувачі виконуються виносними?

- а) маслоохолоджувачі генераторних підшипників;
- б) маслоохолоджувачі трансформаторів з водяною системою;
- в) маслоохолоджувачі турбінних підшипників;
- г) усі типи маслоохолоджувачів.

57. Якою має бути температура води на вході в систему технічного водопостачання?

- а) в межах $15 \div 20^{\circ}\text{C}$;
- б) не перевищувати 20°C ;
- в) не перевищувати 25°C ;
- г) не перевищувати 30°C .

58. Яка вода використовується у системах технічного водопостачання ГЕС і ГАЕС?

- а) річкова вода із верхнього або нижнього б'єфу;
- б) річкова вода із нижнього б'єфу;
- в) річкова вода із верхнього б'єфу;
- г) дренажна вода.



59. При яких напорах на ГЕУ використовується ежекторна система технічного водопостачання?

- а) при напорах нижче 15 м;
- б) 10÷60 м;
- в) 50÷250 м;
- г) при напорах вище 200 м.

60. Які ежектори використовуються в системі технічного водопостачання гідроустановок??

- а) нерегульовані;
- б) регульовані та нерегульовані;
- в) нерегульовані;
- г) серійно виготовлені.

61. Тривалість закривання засувки, при якій тиск у трубопроводі системи технічного водопостачання не перевищує гранично допустимого,

орієнтовно визначається формулою $T_s = \frac{10l \cdot v_0}{g \cdot (H - H_0)} \sqrt{\frac{H}{H_0 - h_r}}$. Що означає параметр H_0 ?

- а) мінімальний тиск у трубопроводі;
- б) втрати тиску у трубопроводі;
- в) гранично допустимий тиск у трубопроводі;
- г) початковий тиск у трубопроводі.

62. Чи застосовується система водяного пожежогасіння на гідрогенераторах ГЕС (двигунах-генераторах ГАЕС)?

- а) на гідрогенераторах малої потужності;
- б) в залежності від величини потужності;
- в) так;
- г) ні.

63. Який час складає розрахункова тривалість пожежогасіння на обладнанні ГЕУ?

- а) до 5 хв.;
- б) від 5 до 10 хв.;
- в) від 11 до 15 хв.;
- г) в залежності від типу обладнання (від 10 до 15 хв.).

64. Яке обладнання на ГЕУ є головним об'єктом пожежної небезпеки?

- а) кабельні споруди;
- б) трансформатори;
- в) гідрогенератори ГЕС;
- г) двигуни-генератори ГАЕС.



65. Який максимальний час передбачається для відкачування води із довгих напірних трубопроводів, водоскидів і водобійних колодязів?

- а) до 8 год.;
- б) до 10 год.;
- в) до 12 год.;
- г) до 6 год..

66. Яка конструкція датчика рівнів води на ГЕУ ненадійно працює у замасленій воді?

- а) манометричного;
- б) електродного;
- в) поплавкового;
- г) РДУ-10.

Тема 9. Розташування допоміжного обладнання.

Експлуатація і ремонт обладнання ГЕУ

67. Які крани можуть застосовуватися у закритій машинній залі ГЕС?

- а) всі нижче перелічені;
- б) мостові;
- в) козлові;
- г) напівкозлові.

68. При якій масі ротора генератора застосовується траверса для спареної роботи двох кранів?

- а) 500 т;
- б) 600 т;
- в) 800 т;
- г) 900 т.

69. Хто проводить приймання із капітального ремонту допоміжного обладнання?

- а) комісія під керівництвом головного інженера ГЕС;
- б) комісія генпідрядної організації;
- в) комісія під керівництвом головного інженера каскаду ГЕС;
- г) комісія під керівництвом начальника відповідного цеху ГЕС.

70. Чи складається проект виконання робіт до початку монтажу допоміжного обладнання?

- а) при потужності гідроагрегата більше 50 МВт;
- б) при потужності гідроагрегата більше 30 МВт;
- в) обов'язково;
- г) не обов'язково.



Тема 10. Автоматизація роботи агрегатів допоміжного обладнання

71. При яких параметрах ГЕС управління здійснюється, як правило, без втручання чергового персоналу за рахунок автоматизації електростанції?

- а) потужність до 200 МВт із числом агрегатів до чотирьох;
- б) потужність до 100 МВт із числом агрегатів до шести;
- в) потужність до 50 МВт із будь-яким числом агрегатів;
- г) потужність до 30 МВт із будь-яким числом агрегатів.

72. Чи підлягає автоматизації на ГЕС (ГАЕС) система відкачування фільтраційної води?

- а) на ГЕУ потужністю до 200 МВт;
- б) на ГЕУ потужністю до 100 МВт;
- в) не обов'язково;
- г) так, підлягає.

73. Які задачі, що розв'язує АСУ ТП відносяться до підсистеми виробничо-технологічного управління?

- а) формування і реалізація управляючих впливів;
- б) діагностика стану обладнання;
- в) збір, обробка і відображення інформації;
- г) зв'язок оператора з верхнім рівнем АСУ ТП.

Практичне заняття №1. Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ

74. Знайти розрахунковий напір при наступних вихідних даних: мінімальний напір – 10 м; максимальний напір – 15 м.

- а) 13,50 м;
- б) 13,33 м;
- в) 12,50 м;
- г) 11,67 м.

75. Визначити потужність турбіни при наступних даних: установлена потужність ГЕС – 100 МВт; кількість агрегатів – 4; коефіцієнт корисної дії турбіни – 0,90; коефіцієнт корисної дії генератора – 0,97.

- а) 27,79 МВт;
- б) 25,77 МВт;
- в) 28,64 МВт;
- г) 25,00 МВт.

76. За частковим графіком визначити діаметр робочого колеса турбіни ПЛ 30 при наступних даних: максимальний напір – 28 м; мінімальний напір – 23 м; потужність турбіни – 55 МВт.

- а) 5,5 м;



- б) 6,0 м;
- в) 6,5 м;
- г) 7,0 м.

77. При якій частоті обертів приймається підвісний генератор?

- а) $n_c > 200$ об/хв;
- б) $n_c < 150$ об/хв;
- в) $n_c = 100 \div 140$ об/хв;
- г) $n_c < 100$ об/хв.

78. Визначити потужність трансформатора при наступних вихідних даних: потужність турбіни – 50 МВт; коефіцієнт корисної дії турбіни – 0,90; коефіцієнт корисної дії генератора – 0,97; коефіцієнт корисної дії трансформатора – 0,98; коефіцієнт потужності $\cos \varphi = 0,8$.

- а) 63,78 МВ·А;
- б) 71,59 МВ·А;
- в) 61,86 МВ·А;
- г) 59,41 МВ·А.

Практичне заняття №2. Підбір механічного обладнання ГЕУ

79. Яка швидкість води приймається на сміттєзатримуючій решітці на засмічених водотоках за умови очищення решітки при заглибленні порога водоприймача під ∇ НПР менше, ніж $20 \div 25$ м?

- а) $0,8 \div 1,0$ м/с;
- б) $0,6 \div 0,8$ м/с;
- в) $1,0 \div 1,2$ м/с;
- г) $0,4 \div 0,6$ м/с.

80. Знайти площу сміттєзатримуючої решітки при наступних вихідних даних: витрата турбіни $200 \text{ м}^3/\text{с}$, поріг водоприймача, у якому розташована решітка, заглиблений під ∇ НПР на 8 м.

- а) 200 м^2 ;
- б) 400 м^2 ;
- в) 667 м^2 ;
- г) 25 м^2 .

81. Знайти висоту сміттєзатримуючої решітки руслової ГЕС, якщо площа її складає 170 м^2 , ширина спіральної камери – 20 м, у спіральній камері розташовано два проміжні бички товщиною по 1,5 м.

- а) 10,0 м;
- б) 9,2 м;
- в) 8,5 м;
- г) 11,0 м.



82. Визначити необхідну вантажопідйомність (тягове зусилля) підйомного механізму для маневрування затворами водоприймача при наступних даних: маса затвора – 18,1 т; розрахункове навантаження на затвор – 247,5 кН; опорно-ходова частина затвору – ковзаюча.

- а) 19,96 т;
- б) 19,91 т;
- в) 18,20 т;
- г) 18,12 т.

Практичне заняття №3. Підбір вантажопідйомного обладнання ГЕУ

83. Знайти ширину мостового крана, якщо він має вантажопідйомність 80/20 т, проліт – 16 м та висоту підйому головного гака 12 м.

- а) 6600 мм;
- б) 9100 мм;
- в) 9650 мм;
- г) 5250 мм.

Практичне заняття №4. Масляне господарство ГЕУ

84. За допомогою довідкових матеріалів визначити необхідну кількість масла, що заливається в один агрегат турбіни ПЛ потужністю 100 МВт.

- а) 30 м³;
- б) 24 м³;
- в) 62 м³;
- г) 53 м³.

85. Визначити кількість масла, що витрачається на змащування одного гідроагрегата турбіни ПЛ при наступних вихідних даних: потужність турбіни – 50 МВт; коефіцієнт корисної дії турбіни – 0,90; коефіцієнт корисної дії генератора – 0,98; діаметр розточки статора – 9,5 м; максимальний напір – 15 м; мінімальний напір – 9 м.

- а) 39 023 кг;
- б) 43 801 кг;
- в) 50 339 кг;
- г) 45 625 кг.

86. Визначити продуктивність маслоочисної установки для турбінного масла при наступних вихідних даних: кількість масла у системі змащування 308 м³.

- а) 1,283 м³/год;
- б) 1,170 м³/год;
- в) 0,987 м³/год;
- г) 0,855 м³/год.



Практичне заняття №5. Пневматичне господарство ГЕС

87. Визначити ємність повітрязбірника пневматичного господарства ГЕС при наступних даних: гальмування усіх агрегатів розраховується на двократний цикл; агрегати з'єднані у один електричний блок; кількість агрегатів – 4; кількість гальм у генератора – 12; тиск, при якому вмикається компресор – 0,8МПа; мінімальний допустимий тиск – 0,7 МПа.

- а) $8,0 \text{ м}^3$;
- б) $4,0 \text{ м}^3$;
- в) $5,6 \text{ м}^3$;
- г) $11,8 \text{ м}^3$.

88. Визначити за допомогою довідкового матеріалу витрату повітря на одночасну роботу наступних пневматичних інструментів: машина ручна свердлильна пневматична типу ПП-1016А, машина ручна шліфувальна пневматична типу ПП-2203, лом ручний пневматичний типу ПП-4607.

- а) $3,7 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- б) $2,5 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- в) $5,15 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- г) $3,25 \text{ м}^3/\text{хв}$.

89. Знайти ємність повітрязбірника, що живиться поршневим компресором, для добового вирівнювання тиску стисненого повітря, що надходить до інструментів при витраті повітря на одночасну роботу пневмоінструментів $5,15 \text{ м}^3/\text{хв}$.

- а) $3,63 \text{ м}^3$;
- б) $2,72 \text{ м}^3$;
- в) $8,24 \text{ м}^3$;
- г) $5,15 \text{ м}^3$.

90. Визначити подачу компресора для повітряпостачання системи створення ополонки у будівлі ГЕС, що має довжину 96 м при кількості агрегатів – 4.

- а) $3,82 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- б) $2,40 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- в) $1,92 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- г) $0,48 \text{ м}^3/\text{хв}$.



Практичне заняття №6. Система технічного водопостачання

91. Формула $Q_{II} = (0,7 \dots 1,0) \cdot d_a$ визначає подачу води на підшипники гідротурбін для змащення та охолодження їх. Що означає d_a ?

- а) діаметр трубопроводу, що підводить воду до підшипника, мм;
- б) діаметр трубопроводу, що відводить воду від підшипника, мм;
- в) зовнішній діаметр підшипника, см;
- г) діаметр турбінного вала, см.

92. Визначити величину подачі води у повітряоохолоджувачі генератора при наступних даних: потужність турбіни – 50 МВт; коефіцієнт корисної дії турбіни – 0,92; коефіцієнт корисної дії генератора – 0,98; температура води на вході у систему охолодження $+18^{\circ}\text{C}$.

- а) $172,0 \text{ м}^3/\text{год}$;
- б) $168,5 \text{ м}^3/\text{год}$;
- в) $57,3 \text{ м}^3/\text{год}$;
- г) $46,8 \text{ м}^3/\text{год}$.

93. Визначити зміну температури води від розрахункової для повітряоохолоджувачів гідрогенератора, коли температура води на вході складає $+15^{\circ}\text{C}$.

- а) 140 %;
- б) 115 %;
- в) 85 %;
- г) 78 %.

94. Визначити величину подачі води до маслоохолоджувача підп'ятника зонтичного генератора при номінальній частоті обертів вала – 50 об/хв, температурному перепаді води на вході і виході із маслоохолоджувача $1,5^{\circ}\text{C}$ та розрахунковому навантаженні на підп'ятник – 915,75 т.

- а) $14,0 \text{ м}^3/\text{год}$;
- б) $128,1 \text{ м}^3/\text{год}$;
- в) $32,4 \text{ м}^3/\text{год}$;
- г) $118,25 \text{ м}^3/\text{год}$.

95. Визначити витрату води для охолодження масла у ванні генераторного підшипника при наступних вихідних даних: номінальна потужність трансформатора – 50 МВт; коефіцієнт корисної дії турбіни – 0,92; коефіцієнт корисної дії генератора – 0,98.

- а) $10,2 \text{ м}^3/\text{год}$;
- б) $10,0 \text{ м}^3/\text{год}$;
- в) $9,38 \text{ м}^3/\text{год}$;
- г) $40,8 \text{ м}^3/\text{год}$.



96. Визначити витрату води у маслоохолоджувачі трансформатора при потужності генератора 65 МВт; коефіцієнті корисної дії генератора – 0,98; коефіцієнті корисної дії трансформатора – 0,985.

- а) 47,78 м³/год;
- б) 47,06 м³/год;
- в) 48,02 м³/год;
- г) 43,92 м³/год.

97. Визначити кількість маслоохолоджувачів серії МО-53-4 при витраті води у маслоохолоджувачах 47,06 м³/год.

- а) один;
- б) два;
- в) три;
- г) чотири.

Практичне заняття №7. Протипожежне водопостачання технологічного обладнання

98. Які зрошувачі рекомендуються для протипожежного водогасіння трансформаторів?

- а) ДВ;
- б) ОПД;
- в) ДВМ;
- г) ДВК.

Практичне заняття №8. Відкачування води з проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів.

Монтажна площадка та допоміжні приміщення ГЕУ

99. За допомогою довідкового матеріалу визначити об'єм води, відкачаний із спіральної камери і відсмоктувальної труби турбіни ПЛ 20 з діаметром робочого колеса 8,0 м.

- а) 10,2 тис.м³;
- б) 6,2 тис.м³;
- в) 4,7 тис.м³;
- г) 8,3 тис.м³.

100. Яке призначення монтажного майданчика?

- а) для монтажу і демонтажу обладнання на ГЕС;
- б) для збирання на станції обладнання під час будівництва;
- в) під час проведення ремонтних робіт;
- г) для ревізії силових трансформаторів.



ЛІТЕРАТУРА

Базова

1. Гидроэлектрические станции / Под ред. В. Я.Карелина, Г. И. Кривченко. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 464 с.: ил.
2. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева и Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.1. Основное оборудование ГЭС, 1988. – 400 с.: ил.
3. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное руководство. / Под ред. Ю. С. Васильева и Д. С. Щавелева. – М.: Энергоатомиздат. – Т.2. Вспомогательное оборудование ГЭС, 1990. – 336 с.: ил.

Допоміжна

4. Здания гидроэнергетических установок. Проектирование и расчет / Под ред. Д. С. Щавелева. – Л.: Энергия, 1967. – 204 с.: ил.
5. Использование водной энергии // Под ред. Ю. С. Васильева. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 608 с.: ил.
6. Кривченко Г. И. Гидравлические машины. Турбины и насосы. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 320 с: ил.
7. Лутаєв В. В., Сунічук С. В. Гідроелектричні станції (Машина будівля ГЕС): Інтерактивний комплекс навчально-методичного забезпечення. – Рівне: НУВГП, 2008. – 138 с.: іл.
8. Методические указания 042-7 с приложением к выполнению курсового проекта «Машинное здание гидроэлектростанции комплексного гидроузла» / Крысенков Н. И. – Ровно: УИИВХ, 1982.– 78 с.
9. Методичні вказівки 042-62, 042-62А до виконання курсового проекту «Будівля ГЕС» / Крисенков М. І., Золотухін В. І. – Рівне: УДАВГП, 1998. – 27 с., 35 с.
10. Методичні вказівки 042-114 до виконання курсового проекту з дисципліни «Механічне та допоміжне обладнання гідроенергетичних установок ГЕС» / Філіпович Ю. Ю. – Рівне: НУВГП, 2010. – 50 с.



ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

Аварійно-ремонтний затвор – 14, 99
Автоматизація роботи агрегатів – 82
Автоматизована система
управління технологічними
процесами (АСУ ТП) – 85

Б

Байпас – 14, 26
Біпланний дисковий затвор – 19
Будівля ГЕС – 65

Г

Гідропідйомник – 5, 104
Гідропривід – 15, 104
Грейфер – 12, 97

Д

Діафрагма – 58
Дисковий затвор – 18
Дифманометр – 59
Допоміжні приміщення – 9, 134
Допоміжне обладнання ГЕУ – 5

Е

Ежектор – 56, 63
Електрична таль – 36, 108

І

Ізоляційне масло – 40
Індустріальне масло – 39

З

Засувка – 58
Затвори водоприймачів – 14, 99

К

Канатний механізм – 15, 102
Капітальний ремонт – 75
Кільцевий турбінний затвор – 28
Клапан впуску повітря – 25
Клапан зриву вакууму – 24
Козловий кран – 4, 15, 34, 102
Компенсатор – 24
Компресорні агрегати – 50, 125
Компресорне масло – 39
Консерваційна змазка – 40

Консистентна змазка – 40
Кран на рейковому ходу – 37, 110

М

Мала механізація – 5, 107
Маслоохолоджувач підпятника – 53
Маслоохолоджувач підшипника – 54
Маслоохолоджувач
трансформатора – 54, 125

Масляне господарство – 6, 38, 110
Механічне обладнання ГЕУ – 4
Монтаж обладнання – 80
Монтажна площадка – 66, 68, 133
Мостовий кран – 4, 14, 32, 105

Н

Напівкозловий кран – 35
Насосне протипожежне
водопостачання – 60, 129
Настінно-консольний кран – 37

П

Передтурбінний затвор – 16
Підвісний однобалковий
мостовий кран – 35, 107
Підйомно-транспортне обладнання – 4
Під'їзні шляхи – 71
Плавучий затвор – 16
Плавучий кран – 37
Плановий ремонт – 75
Пневматичне господарство – 47, 114
Пневматичні інструменти – 47, 116
Пневмоколісні крани – 36, 110
Повітрязбірники – 49
Повітряохолоджувач – 52
Повнопролітний грейфер – 12, 98
Поворотний кран – 35
Портальний кран – 37
Поточний ремонт – 76
Пристрій для перенесення
кришки турбіни – 73
Противопожежне
водопостачання – 59, 128



Радіальні і хордові крани – 35
Регенераційні установки – 43
Ремонт обладнання – 75
Ремонтні майстерні – 77
Ремонтний затвор – 14, 99
Решіткоочисні машини – 12, 97
Решітчастий дисковий затвор – 19
Робочі рідини для гідросистем – 40

С

Самоплинне протипожежне
водопостачання – 60, 129
Самохідний гусеничний кран – 36
Система автоматичного
водяного пожежегасіння – 7, 60
Система відкачування води з
проточного тракту турбін – 61, 130
Система осушення
проточної частини агрегатів – 8, 62
Система пневматичного
господарства – 7, 47
Система створення ополонки – 48, 118
Система технічного
водопостачання – 6, 52, 120
Службові приміщення ГЕУ – 8
Сміттєзатримуюча решітка – 9, 92
Сміттєзатримуюча решітка
без електрообігріву – 11
Сміттєзатримуюча решітка
з електрообігрівом – 11, 95
Сміттеочисні пристрої – 12
Сорти масла – 39
Станційне масляне господарство – 38
Станція водяного автоматичного
пожежегасіння – 61
Стержні сміттєзатримуючої
решітки – 11
Схеми управління затворами – 26

Т

Тельфер – 36
Температурні і осадові шви – 68
Теплообмінник – 54
Технічне водопостачання – 120
Траверса – 32, 73
Трансформаторна майстерня – 45
Трансформаторне масло – 40
Труба аераційна – 13
Трубопровідна арматура – 50
Турбінне масло – 39

У

Установка для вакуумного
сушіння і дегазації масла – 44
Установка для регенерації масла – 43
Ущільнення затворів – 14, 16

Ф

Фільтри – 57
Фільтр-прес – 42

Ц

Центрифуга – 42
Цеолітова установка – 43

Ш

Шаровий затвор – 21
Шинний електрообігрів СЗР – 11
Шпонки протифільтраційні – 68
Шуга – 10



Передмова	3
1. Методичні рекомендації до вивчення тем змістових модулів . . .	4
Змістовий модуль №1. «Механічне і вантажопідійомне обладнання»	4
Тема 1. Характеристика механічного, вантажопідійомного та допоміжного обладнання.	4
Тема 2. Сміттезатримуючі решітки. Сміттечисні пристрої.	9
Тема 3. Затвори водоприймачів і відсмоктувальних труб.	13
Тема 4. Передтурбінні затвори	16
Тема 5. Кранове обладнання машинних залів ГЕУ. Засоби малої механізації.	30
Змістовий модуль №2. «Допоміжне обладнання»	38
Тема 6. Масляне господарство гідроагрегатів.	38
Тема 7. Пневматичне господарство.	47
Тема 8. Технічне водопостачання. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів	52
Тема 9. Компонування допоміжного обладнання. Експлуатація і ремонт обладнання ГЕУ.	65
Тема 10. Автоматизація роботи агрегатів допоміжного обладнання. .	82
2. Практичні заняття	89
Практичне заняття №1. Визначення параметрів основного обладнання ГЕУ.	90
Практичне заняття №2. Підбір механічного обладнання ГЕУ.	92
Практичне заняття №3. Підбір вантажопідійомного обладнання	102
Практичне заняття №4. Масляне господарство ГЕУ.	110
Практичне заняття №5. Пневматичне господарство ГЕУ.	114
Практичне заняття №6. Система технічного водопостачання	120
Практичне заняття №7. Протипожежне водопостачання технологічного обладнання.	128
Практичне заняття №8. Відкачування води із проточного тракту гідротурбін і дренажних колодязів. Монтажна площадка та допоміжні приміщення	130
3. Методичні рекомендації до виконання курсового проекту	135
4. Приклад розрахунку	137
Додатки	184
Контрольна тестова програма.	189
Література	207
Предметний показчик.	208



Філіпович Юрій Юрійович

**МЕХАНІЧНЕ ТА ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ
ГІДРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК.
ПРАКТИКУМ**

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК



Друкується в авторській редакції

Комп'ютерний набір

Філіпович Ю.Ю.

Підписано до друку ____ 2016 р. Формат 60х80 $\frac{1}{16}$.
Папір друкарський № 1, Гарнітура Times. Друк ізографічний.
Ум.-друк.арк. ____ Обл.-вид.арк. ____
Тираж _____ прим. Зам. № ____

*Редакційно-видавничий центр
Національного університету водного господарства та
природокористування 33028, м.Рівне, вул.Соборна, 11.*

*Свідомство про внесення суб'єкта видавничої справи до
державного реєстру видавців, виготовників і
розповсюджувачів видавничої продукції
РВ № 31 від 26.04.2005 р.*