

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ**

**КАФЕДРА ТЕПЛОЕНЕРГЕТИКИ ТА ГІДРОЕНЕРГЕТИКИ**

**Кваліфікаційна робота**

другий магістерський

(рівень вищої освіти)

на тему: «Підвищення енергоефективності гідротехнічних споруд  
промислового підприємства»

Виконав: студент II курсу,

групи 8.1451

спеціальності гідроенергетика

освітньої програми гідроенергетика

Бадін Євген Миколайович

Керівник доц., к.т.н., Радченко В.В.

(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Рецензент доц., к.т.н. Осаул О.І.

(вчене звання, науковий ступінь, прізвище та ініціали)

Запоріжжя

2022

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІНЖЕНЕРНИЙ НАВЧАЛЬНО-НАУКОВИЙ ІНСТИТУТ  
ім. Ю.М. ПОТЕБНІ

ЗАПОРІЗЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ


Кафедра Теплоенергетики та гідроенергетики

Рівень вищої освіти другий магістерський

Спеціальність 145 Гідроенергетика

Освітня програма Гідроенергетика

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри 

« 10 » 12 20 22 року

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТОВІ

Бадіну Євгену Миколайовичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

Тема роботи (проекту) «Підвищення енергоефективності гідротехнічних споруд промислового підприємства»







керівник роботи Радченко Віталій Васильович, канд. техн. наук, доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом ЗНУ від « 02 » липня 2022 року № 598-с

- 1 Строк подання студентом роботи 10 грудня 2022 року.
- 2 Вихідні дані до роботи: річне споживання електричної енергії і води промисловим підприємством, параметри режиму роботи насосної станції, проектна продуктивність насосної станції 2500 м<sup>3</sup>/год, схема відведення шахтних вод, технічні характеристики гідроагрегатів.
- 3 Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити): аналіз роботи системи відведення шахтних вод промислового підприємства, розрахунки нової системи відведення шахтних вод, визначення параметрів режиму насосної станції, аналіз способів економії електричної енергії, вибір основного устаткування, техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень.
- 4 Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень): аналіз енергоспоживання ПрАТ «ЗЗРК», споживання електричної

енергії енергосиловим цехом ПрАТ «ЗЗРК», система відведення шахтних вод підприємства, обладнання насосної станції ГТС, параметри режиму роботи насосної станції, однолінійна схема підключення насосної ГТ запропоноване до впровадження обладнання, технічні характеристики запропонованого гідроагрегату, загальний вигляд турбіни Каплана програмному середовищі Solidworks, техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень.

#### 5 Консультанти розділів роботи


| Розділ   | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата  |   |
|----------|---|---|---|
|          |   | завдання видав  | завдання прийняв  |
| Розділ 1 | Радченко В.В., к.т.н., доц.               |  |  |
| Розділ 2 | Радченко В.В., к.т.н., доц.               |  |  |
| Розділ 3 | Радченко В.В., к.т.н., доц.               |  |  |

6 Дата видачі завдання 01.09.2022 р.

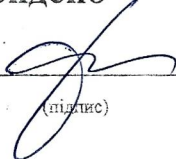
#### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Назва етапів кваліфікаційної роботи                                    | Строк виконання етапів роботи | Примі |
|-------|--|-------------------------------|-------|
| 1     | Аналіз роботи системи відведення шахтних вод промислового підприємства | <b>31.10.2022</b>             |       |
| 2     | Розрахунки нової системи відведення шахтних вод                        | <b>14.11.2022</b>             |       |
| 3     | Техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень                 | <b>01.12.2022</b>             |       |

Студент  Є.М.Бадін  
(підпис) (ініціали та прізвище)

Керівник роботи (проекту)  В.В.Радченко  
(підпис) (ініціали та прізвище)

#### Нормоконтроль пройдено

Нормоконтролер  С.С. Чижов  
(підпис) (ініціали та прізвище)

## АНОТАЦІЯ

Є.М. Бадін. Підвищення енергоефективності гідротехнічних споруд промислового підприємства.

Кваліфікаційна випускна робота для здобуття ступеня вищої освіти магістра за спеціальністю 145 – Гідроенергетика, науковий керівник к.т.н., доцент Радченко В.В. Запорізький національний університет, Інженерний навчально-науковий інститут ім.Ю.М.Потебні, кафедра теплоенергетики та гідроенергетики, 2022.

Кваліфікаційна робота магістра присвячена підвищенню енергоефективності гідроелектростанцій. Проведено аналіз роботи системи відведення шахтних вод промислового підприємства та аналіз способів економії електроенергії. Розрахована нова система для перекачування освітленої води в ізольований ставок – випарник, вибрано обладнання, запропоновано використання турбіни Каплана у програмному середовищі Solidworks. На базі створеної системи розрахована доцільність впровадження міні – ГЕС та економічний ефект від впроваджених заходів.

Ключові слова: енергоспоживання, насосна станція, гідроагрегат, турбіна Каплана, гідротехнічна споруда, шахта, програмне середовище Solidworks.

## ABSTRACT

E.M. Badin. Improving the energy efficiency of hydraulic structures of an industrial enterprise.

Qualifying final work for obtaining a master's degree in the specialty 145 - Hydro Power Engineering, Supervisor Ph.D., Associate Professor Radchenko V.V. Zaporizhzhya National University, Engineering Educational and Scientific Institute named after Yu.M. Potebny, Department of Thermal Power Engineering and Hydro Power Engineering, 2022.

The qualification work of the master is devoted to increasing the energy efficiency of hydroelectric power plants. An analysis of the operation of the mine water drainage system of an industrial enterprise and an analysis of ways to save electricity were carried out. A new system for pumping clarified water into an isolated pond - an evaporator - was calculated, the equipment was selected, and the use of a Kaplan turbine in the Solidworks software environment was proposed. On the basis of the created system, the expediency of implementing mini-HPS and the economic effect of the implemented measures were calculated.

Keywords: energy consumption, pumping station, hydraulic unit, Kaplan turbine, hydrotechnical structure, mine, Solidworks software environment.

## ЗМІСТ

|   |    |
|---|----|
| Вступ.....  | 8  |
| 1 Аналіз роботи системи відведення шахтних вод промислового підприємств.....                      | 10 |
| 1.1 Аналіз роботи системи відведення шахтних вод.....   | 13 |
| 1.2 Існуючі міні ГЕС.....   | 19 |
| 2 Розрахунки нової системи відведення шахтних вод.....  | 23 |
| 2.1 Призначення насосної установки гідротехнічних споруджень                                      | 23 |
| 2.2 Характеристика використовуваного обладнання.....  | 24 |
| 2.3 Вихідні дані для проектування.....  | 32 |
| 2.4 Вибір насосів.....  | 33 |
| 2.5 Розрахунок мережі водовідливної установки.....  | 35 |
| 2.6 Визначення параметрів режиму роботи насосної станції.....                                     | 38 |
| 2.7 Захист від електрохімічної корозії трубопроводу.....  | 39 |
| 2.8 Розрахунок електроспоживання.....   | 42 |
| 2.9 Значення обліку електроспоживання.....  | 42 |
| 2.10 Аналіз способів економії і якісного споживання електроенергії.....                           | 43 |
| 2.11 Розробка заходів щодо економії електроенергії.....   | 47 |
| 2.12 Водно - енергетичні розрахунки гідроелектростанції.....                                      | 49 |
| 2.12.1. Визначення витрат на ГЕС.....   | 49 |
| 2.12.2 Вибір місця ГЕС в графіку навантаження гідросистеми.....                                   | 52 |
| 2.12.3 Визначення розрахункової витрати ГЕС .....   | 52 |
| 2.13 Вибір основного устаткування, розмірів і кількості агрегатів ГЕС.....                        | 53 |
| 2.14 Моделювання у SolidWorks тиску та швидкостей у робочому елементі запропонованої турбіни..... | 57 |
| 3 Техніко-економічне обґрунтування запропонованих рішень.....                                     | 59 |

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 3.1 | Режим роботи насосної установки ГТС.....                          | 59 |
| 3.2 | Вибір штату обслуговуючого персоналу.....                         | 62 |
| 3.3 | Графік проведення ремонту устаткування насосної<br>установки..... | 64 |
| 3.4 | Розрахунок амортизаційних відрахувань.....                        | 71 |
|     | Висновки.....   | 74 |
|     | Перелік посилань.....   | 75 |



## ВСТУП

*Актуальність роботи.* Успішна робота гірських підприємств по видобутку корисних копалин визначається рівнем комплексної механізації і автоматизації технологічних процесів на базі широкого вживання електричної енергії.

Основний напрям технічного прогресу в гірничорудній промисловості – вдосконалення в широких масштабах техніки та технології і забезпечення на цій основі темпів зростання видобутку корисних копалин, поліпшення їх якості, подальше підвищення ефективності роботи галузі; розробка і впровадження нових засобів забезпечення безпечних умов праці; створення повністю механізованих і автоматизованих шахт з автоматичним управлінням всіма виробничими процесами підприємства.

*Мета роботи* - підвищення енергоефективності гідротехнічних споруд промислового підприємства.

*Задачі дослідження.* Для досягнення зазначеної мети дослідження в магістерській роботі вирішуються такі задачі:

1. Аналіз роботи системи відведення шахтних вод промислового підприємства.
2. Реконструкція насосної станції з метою підвищення її енергоефективності.
3. Розрахунки нової системи відведення шахтних вод.
4. Розрахунок доцільності впровадження міні – ГЕС.
5. Техніко-економічна оцінка запропонованих заходів.

*Об'єкт дослідження* – гідротехнічні споруди промислового підприємства.

*Методи та засоби дослідження.* Поставлені задачі вирішувались за допомогою спільного застосування розрахункових і інженерних методик дослідження. Використано програмний продукт SolidWorks.



*Практична цінність роботи.* На підставі проведених розрахунків підтверджена можливість підвищення енергоефективності гідротехнічних споруд завдяки запропонованим заходам.

*Апробація роботи.* Результати роботи представлені на II Всеукраїнській науково-практичній конференції за участю молодих науковців «Актуальні питання сталого науково-технічного та соціально-економічного розвитку регіонів України» 18-20 жовтня 2022 р.

*Структура та обсяг роботи.* Магістерська робота включає вступ, три розділи, висновки та перелік джерел посилання з 25 позицій. Загальний обсяг складає 77 сторінок, у тому числі 13 ілюстрацій та 9 таблиць.

## 1 АНАЛІЗ РОБОТИ СИСТЕМИ ВІДВЕДЕННЯ ШАХТНИХ ВОД ПРОМИСЛОВОГО ПІДПРИЄМСТВА

Запорізький залізорудний комбінат був офіційно відкритий у 1967 році. З того часу на ЗЗРК добувається агломераційна, мартенівська, доменна руда. У загальному об'ємі продукції 85 % складає агломераційна руда, яка містить 62 % заліза і значно перевершує за якістю руду Криворізького басейну, інших родовищ європейської частини СНД.

Понад 40 % руд мають міцність більш 300 кг/см<sup>2</sup>; руди середньої міцності більш (100...300) кг/см<sup>2</sup> становлять 55,8 % запасів і тільки 3,5 % руд малої міцності й пухкі. Об'ємна вага руди 4 т/м<sup>3</sup>.

Близько 60 % продукції експортується до Чехії, Словаччини, Польщі і Австрії.

Запаси руди на Південно-Білозерському родовищі оцінені в 259 млн.т (з них 174 млн.т у поверхах (301...1280) м та 85,8 млн.т - перспективні запаси у поверхах (1280...1540) м із середнім вмістом заліза 62 %. Руди відносяться в переважній більшості до мартенівських руд. Інша частина запасів представлена доменними рудами, що не вимагають збагачення [1-3].

Південно - Білозерське залізорудне родовище характеризується досить складними інженерно-геологічними умовами залягання.

Рудний поклад «Головний» розташовується під потужною товщею (у середньому 350 м) осадових порід, що горизонтально залягають. Уся товщина мезокайнозойських осадових порід і сам руднокристалічний комплекс сильно обводнений. У товщі осадових порід потужністю (220...250) м, є 7 водоносних горизонтів, найбільш водомісткі з них Сарматський і Бучакський, які розділено між собою на два комплекси: нижній і верхній потужною товщею мергелистих глин і мергелів. Основним джерелом обводнювання рудних покладів є нижній комплекс водоносних горизонтів, які мають між собою гідравлічний зв'язок .

Бучакський водоносний горизонт складається з різнозернистих пісків, потужністю (15...20) м, гідростатичний напір (190...200) м, коефіцієнти фільтрації (1...14) м<sup>3</sup>/доб. Сарматський водоносний горизонт має потужність у середньому 14 м, від рудних покладів він відділений потужною товщею пластичних водотримких глин [1,2] .

Перед початком гірських робіт було виконане осушення й зниження гідростатичного напору нижнього комплексу водоносних горизонтів шляхом відкачки води за допомогою водопонижувальних свердловин, розташованих на поверхні по контуру шахтного поля й гірськими виробками з бурінням з них дренажно-розвантажувальних свердловин, які осушують безпосередньо рудний масив. Розробка осушених запасів руди родовища проводиться системою відкритих камер з подальшою закладкою виробленого простору твердіючою сумішшю.

Для успішного і безпечного видобутку руди і відкриття нових горизонтів ведеться цілодобове відкачування шахтних вод. На кожному горизонті встановлюються водозабірні пристрої (колодязі). У них відбувається освітлення води і насосами шахтна вода перекачується в балку Вербова (довжиною 2 км), ставок № 1 с. М. Білозірка и ставок - випарник. Схема відведення та скиду шахтної води ПрАТ «Запорізький залізорудний комбінат» наведена на рисунку 1.1

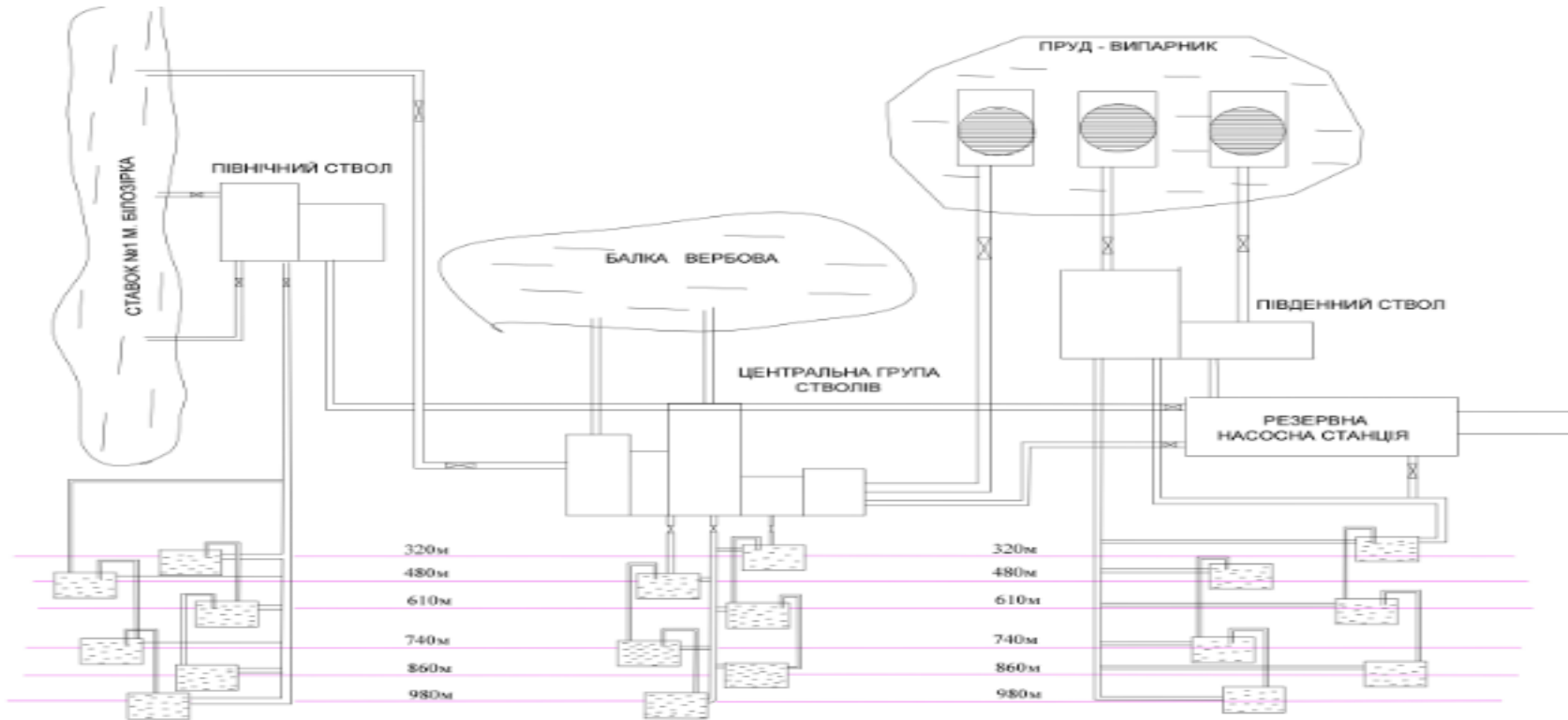


Рисунок 1.1- Схема відведення шахтних вод Запорізького залізорудного комбінату

## 1.1 Аналіз роботи системи відведення шахтних вод

Водовідливні установки є одними з основних споживачів електроенергії на шахті. Розгалуженість гідросистеми шахтних вод, розміщення насосних станцій на різних горизонтах і велика віддаленість їх один від одного ускладнюють контроль продуктивності і енергоспоживання водовідливних установок, без чого неможлива розробка і реалізація енергозберігаючих заходів на підприємстві [5,6].

Надійність і енергетична ефективність устаткування шахтних водовідливних установок – найважливіший показник, який значною мірою визначає економічні показники всього гірничого підприємства. Насосне обладнання вітчизняних шахт характеризується великим ступенем зношеності, високою аварійністю, відсутністю, в більшості випадків, засобів управління електроприводами і запірно-регулюючої арматури як в експлуатаційних, так і в аварійних режимах. Це призводить до підвищених навантажень в гідротранспортній системі, гідроударам, вібраціям, поривам трубопроводу і іншим аварійним ситуаціям. Таким чином, перспективним і важливим питанням є розробка раціональних систем електроприводів насосів, енерго- та ресурсозберігаючих технологій управління і гідрозахисту насосних комплексів, що, в свою чергу, дозволить підвищити надійність, енергоефективність і економічність всього комплексу шахтного водовіливу.

По характеру взаємодії з відкачуваною рідиною у складі будь-якої водовідливної установки виділяють два головні елементи: силовий насосний, або вакуум-насосний агрегат і трубопровідну (зовнішню) мережу – систему каналів, по яких рідина переміщається від водозбірних споруд до водовідвідних [1,8].

Поступаючи в насос, рідина отримує необхідний запас енергії, який витрачається при її переміщенні в каналах зовнішньої мережі.

До складу водовідливної установки для забезпечення необхідної надійності і ефективності роботи основного устаткування, входять також наступні елементи:

- пускорегулювальна і запобіжна арматура;
- контрольно-вимірювальна апаратура;
- системи ручного і автоматичного керування приводом насоса

[5,6].

За призначенням водовідливні установки підрозділяють на головні (центральні), допоміжні (дільничні) і тимчасові (прохідницькі). До головних відносяться установки, призначені для перехоплення і відкачування всіх або більшої частки вод. При великій протяжності шахтних і кар'єрних полів може використовуватися декілька головних водовідливних установок. Допоміжні установки призначені для місцевого водозниження в окремих забоях і для відкачування води з ділянок, розташованих нижче за водозбірника головної водовідливної установки. Тимчасові установки використовуються в період проходки капітальних гірських виробок підприємства, що будується, або в період аварійних ситуацій.

По розташуванню основного устаткування щодо осушуваного масиву водовідливні установки підрозділяють на зумпфові, основне устаткування яких розташовується поза осушуваним масивом біля водозбірника, свердловинні і голкофільтрові. На свердловинних установках силове насосне устаткування розташоване безпосередньо в осушуваному масиві, в якому пройдена свердловина відповідних розмірів. На голкофільтрових установках основна частка силового устаткування розташована поза осушуваним масивом, а в свердловину поміщена тільки водозабірня його частка [2,10].

Водовідливні установки підрозділяють також на стаціонарні, напівстаціонарні і пересувні. До останніх відносять допоміжні установки, які переміщують із ходом забою. Напівстаціонарні установки змінюють своє місце розташування періодично через відносно великі інтервали часу, у міру просування фронту гірничих робіт і по глибині масиву, що розробляється.

Зумпфові водовідливні установки мають найбільше розповсюдження на гірських підприємствах. Відмітною ознакою таких установок є наявність зумпфа – водозбірника відносно великих розмірів, який акумулює воду, що поступає в нього з гірських вироблень самоплив по дренажних каналах.

За місцем розташування водозбірника відносно денної поверхні зумпфові водовідливні установки підрозділяються на відкриті і підземні, або шахтні. Перші застосовуються тільки для водовідливу на кар'єрах, а другі – на шахтах і підземних копальнях, а також на кар'єрах при підземному способі осушення кар'єрних полів.

Водозбірники виконують функції приймальних резервуарів і відстійників для освітлювання води і одночасно є і регулюючими ємкостями, компенсуючими різницю між притоком води з гірського масиву і витратою насосів, що відкачують її [9,11].

Найчастіше насоси розташовують біля водозбірника вище за рівень води (рис. 1.2). Насос 4 сполучений з водозбірником 1 за допомогою всмоктуючого трубопроводу 3 і огорожного наконечника 2, забезпеченого сіткою, яка запобігає попаданню в насос крупних механічних включень. При роботі водовідливної установки вода переміщається по нагнітальному трубопроводу (ставу) 5 до водовідвідного пристрою 7 на поверхні, в яке вона вільно виливається через скидний наконечник 6. Розміщення насосів на висоті (4...5) м над рівнем води у водозбірнику і (1...1,5) м над ґрунтом прилеглих до насосної камери гірських вироблень певною мірою оберігає насосну станцію від аварійного затоплення і не вимагає спеціальної гідроізоляції її приміщення.

Проте для відкачування води з відносно великої глибини необхідні насоси з підвищеною всмоктуючою здатністю. У відцентрових насосів, найчастіше використовуваних на водовідливних установках, із збільшенням номінальної продуктивності, як правило, зменшується всмоктуюча здатність. Крім того, при такому розташуванні насосів необхідна їх попередня заливка перед черговим пуском.



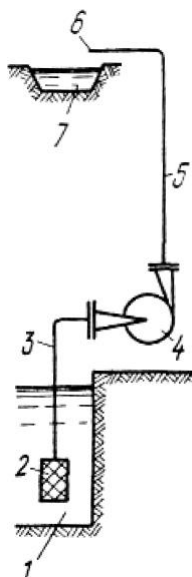


Рисунок 1.2 – Розташування насоса вище за рівень води

Надійність і економічність роботи водовідливної установки характеризується фактичним режимом роботи насоса, який в процесі експлуатації постійно змінюється в результаті зносу устаткування і у наслідок неминучих ремонтів. В результаті зносу технологічного устаткування можуть виникати наступні аварійні режими:

- кавітаційне руйнування матеріалів;
- перегрів підшипників насоса або приводного електродвигуна;
- погіршення вібраційного стану насосного агрегату;
- зниження ефективності роботи насосного устаткування;
- зниження продуктивності насоса;
- зниження тиску в напірному трубопроводі;
- порив трубопроводів;
- досягнення аварійного рівня води у водозбірнику.

На стадії проектування і розрахунку водовідливних установок передбачаються заходи, які дозволяють не допустити появи і розвитку даних аварійних режимів. В процесі експлуатації водовідливних установок деякі з цих заходів можуть виявитися малоефективними з цілого ряду причин: змінюється геометрія і характеристики трубопроводів і насосів; відсутній поточний контроль за технологічними, механічними і електричними

параметрами водовідливних установок (апаратура автоматизації не забезпечує повною мірою контроль над всіма параметрами водовідливної установки).

На рисунку 2.3 наведено добове споживання електричної енергії шахтою «Експлуатаційна» в 2021 році.

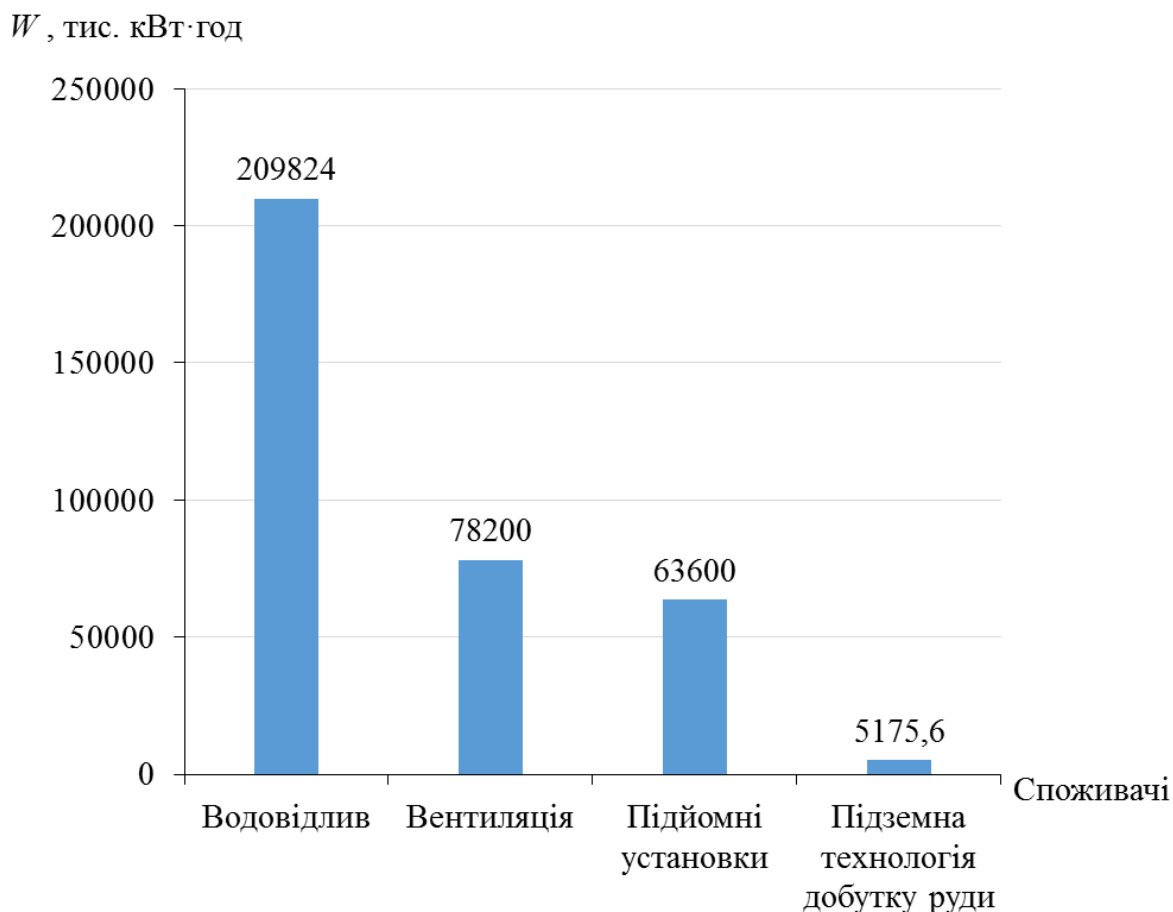


Рисунок 2.3- Добове споживання електричної енергії шахтою «Експлуатаційна» в 2021 році

На рисунку 2.4.наведено добове споживання електричної енергії ГТС енергосилового цеху ПрАТ «ЗЗРК».

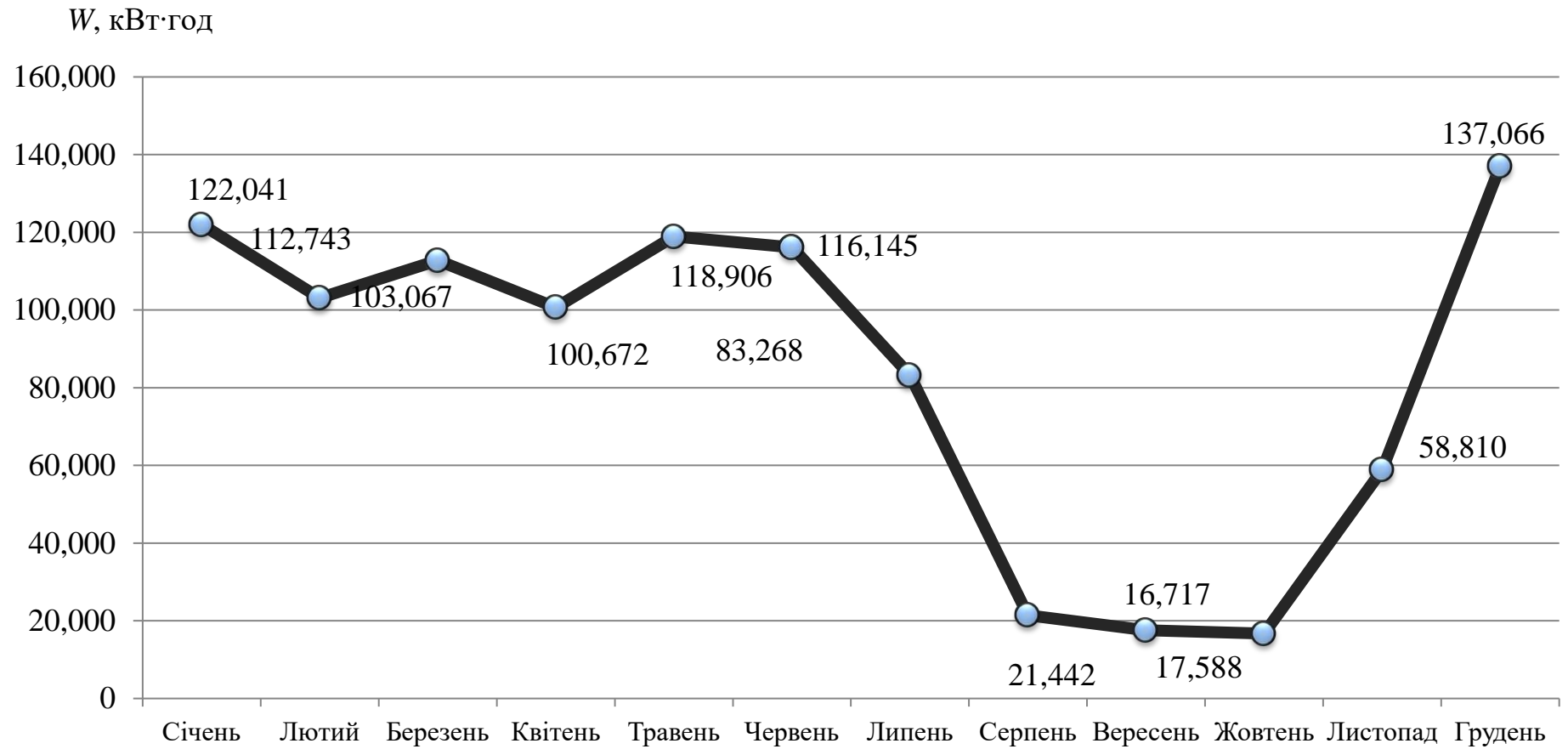


Рисунок 2.4 - Добове споживання електричної енергії ГТС енергосилового цеху ПрАТ «ЗЗРК»

У балці Вербовій і ставку №1 с. М. Білозірка відбувається природний випар шахтної води у ставку - випарнику установки примусового випару води. Витрати на електроенергію ставок - випарник 1376241кВт·год в рік. Щорічні екологічні виплати 11 млн. грн. в рік.

Шахтні води містять від 2 г/дм<sup>3</sup> і більше механічних домішок (порожня порода, інертний пил, продукти розпаду деревини). Вони відрізняються значною мінералізацією (до 30 г/дм<sup>3</sup> і більше) і істотною бактерійною забрудненістю. Кислі шахтні води окрім низьких значень рН порядку (2...4) характеризуються ще високим вмістом з'єднань заліза (до 2 г/дм<sup>3</sup>).

Шахтні води, витікаючі з виробленого простору і погашених гірських вироблень, містять незначні кількості зважених речовин (не більше 10 мг/дм<sup>3</sup>) і нафтопродуктів (до 0,1 мг/дм<sup>3</sup>), а тому могли б бути віднесені до категорії умовно чистих.

### 1.3 Існуючі міні ГЕС

Використання енергії потоків води відоме віддавна. Досвід багатьох країн доводить, що використання потенціалу малих річок на малих та мікроГЕС допомагає вирішити проблему поліпшення енергопостачання численних споживачів. Найбільш ефективні малі ГЕС, створені на існуючих гідротехнічних спорудах. В Україні налічується понад 63 тис. малих річок. Їх гідроенергетичний потенціал складає 30 % від загального технічного потенціалу всіх річок України. На території України незадіяні ресурси гідроенергії менші від ресурсів енергії вітру, але цінні нижчими затратами та можливістю регулювання часу вироблення електроенергії.

Мала ГЕС в Європі споруджується приблизно за 4 місяці, термін її окупності (2...3) роки.

Необхідно максимально відновити ті ГЕС, що були зупинені в (50...60) -х роках ХХ століття. Але відновлення, а особливо нове будівництво, має провадитися з використанням сучасної техніки, яка дозволяє здійснювати експлуатацію ГЕС за «безлюдним» варіантом (на таких ГЕС відсутня машинна зала і обслуговуючий персонал). Управління каскадом ГЕС здійснює через комп'ютер лише одна людина. За «безлюдної» експлуатації малих ГЕС обсяги будівництва їх в Україні можуть становити (700...1000) МВт на імпортованій гідротехніці та до 4 МВт на вітчизняній. Найбільші можливості щодо розвитку малої гідроенергетики має Карпатський регіон. Тут будівництво ГЕС має об'єднуватися з реалізацією протиповеневих заходів.

Досвід деяких держав свідчить, що освоєння потенціалу малих річок з використанням малих ГЕС і міні ГЕС допомагає вирішити проблему поліпшення енергопостачання. Найбільш ефективними є малі ГЕС, які будуються на наявних гідротехнічних спорудах.

Устаткування для малих ГЕС до сьогодні виробляють численні фірми США, Японії, Швеції, Швейцарії, Франції, Австрії, Великої Британії. Виробництво такого устаткування розпочато і в державах Східної Європи. Стандартизоване устаткування для малих ГЕС виробляється в широкому діапазоні параметрів: потужність – (2...15000) кВт; діаметр робочого колеса турбіни – (190...3000) мм, частота обертання (50...2000) об./хв., напір – (1...1000) м, витрати води – (0,09...0,75) м/с. Серйозну увагу приділяють підвищенню економічної ефективності малих ГЕС за рахунок спрощення їх проектування, будівництва та експлуатації, типізації проектних рішень, стандартизації устаткування та повної автоматизації роботи ГЕС. Енергетичні установки використовують, як правило, потенціальну або кінетичну енергію річок.

Вартість електроенергії міні-ГЕС залежить від таких факторів:

- місце будівництва та трудовитрати на будівництво;

- багатofункціональність інженерних споруд (дамба та інші гідротехнічні споруди можуть бути головними об'єктами для зрошування, водопостачання району і тільки в другу чергу для міні - ГЕС);

- умови фінансування;

- вплив на довкілля та соціальні умови;

- потужність турбіни.

Через зазначені причини вартість електроенергії змінюється в кожній місцевості. Однак слід зазначити, що вартість електроенергії, виробленої на міні-ГЕС, майже в 4 рази вища, ніж вироблена на гідротурбінах великої потужності.

Чиста технологія вироблення електроенергії є основою зниження викидів CO<sub>2</sub> та інших техногенних сполук.

Слід зазначити, що негативний вплив на довкілля, характерний для великих ГЕС (порушення теплового, гідравлічного та кліматичного стану місцевості), не характерний для міні - ГЕС, які використовують природні водяні напори без необхідності будівництва масштабних гідротехнічних споруд.

В Україні нараховується понад 63 тис. малих річок і водотоків загальною довжиною 135,8 тис. км, з них близько 60 тис. (95 %) - дуже малі (довжина менше ніж 10 км), їхня сумарна довжина - 112 тис. км, тобто середня довжина такого водотоку - 1,9 км. Більшість малих річок довжиною менше ніж 10 км мають площу водозбору (20,1...500) км<sup>2</sup> (87 % всієї кількості і 72 % всієї довжини малих річок України). Малих річок з площею водозбору (50,1...100) км<sup>2</sup> нараховується 890 (28 % всієї кількості), а 797 річок (25 %) мають площу водозбору (20,1...5) км<sup>2</sup>.

Основною гідрологічною характеристикою є середній багаторічний стік, або норма річного стоку.

Найбільшою водоносністю відрізняються річки Карпат, стік яких значною мірою залежить від висоти басейна.

При використанні енергетичних ресурсів малих річок велике значення має стан льодоставу на річках взимку. Це особливо важливо для мікро - ГЕС які використовують кінетичну енергію потоку річок.

Мала енергетика України через її незначну питому вагу (0,2 %) в загальному енергобалансі не може суттєво впливати на умови енергозабезпечення країни. Однак експлуатація малих ГЕС дає можливість виробляти близько 250 млн. кВт·год електроенергії за рік, що еквівалентно щорічній економії до 75 тис. т дефіцитного органічного палива.



## 2. РОЗРАХУНКИ НОВОЇ СИСТЕМИ ВІДВЕДЕННЯ ШАХТНИХ ВОД

### 2.1 Призначення насосної установки гідротехнічних споруджень

Насосна установка гідротехнічних споруджень (ГТС) призначена для відведення від промислової площадки високомінералізованих вод, що відкачуються системою шахтного водовідливу. Шахтні води від Південного Вентиляційного Ствола, Північного Вентиляційного Ствола і Центральної Групи Стволів за системою трубопроводів промплощадки поступають в двосекційний відстійник.

Відстійник розрахований на прийом шахтних вод протягом однієї доби в разі аварії на водоводі. Передбачено періодичне очищення однієї з секцій відстійника від шламів сухорийною технікою. При русі води по довжині відстійників шахтні води звільняються від зважених речовин і самоплив поступають в приймальний резервуар насосної станції. З резервуару за системою трубопроводів вода подається на кожен агрегат в насосній станції.

Насоси працюють під заливом. Насосами воду перекачують по водоводу завдовжки 87,6 км у випарник в Утлюцькому лимані.

На випадок аварії в системі відведення шахтних вод, її зупинки на термін більше двох діб передбачені аварійні ємкості – балка Вербова і ставок № 1 с. М.Білозірка, скидання шахтних вод в які може здійснюватися по каналах аварійного скидання, минувши відстійники.

Перекачування води у випарник проводиться цілодобово 365 днів в році.

Ставок-відстійник призначений для освітлення шахтної води, що перекачується в ставок-випарник і служить аварійною ємкістю на випадок зупинки насосної станції. Подача води в будь-яку з секції – безперервна. Відстійник двосекційний влаштований в напіввиїмці – напівнасіпі.

Будівля насосної станції напівзаглибленого типу. Для аварійного відкачування води в разі затоплення машинного залу в насосній встановлений дренажний насос.

## 2.2 Характеристика використовуваного устаткування

Основним устаткуванням, яке використовується при відкачуванні води є насоси. Насоси бувають поршневі, гвинтові і відцентрові.

Поршневі насоси.

У поршневих і гвинтових насосах процеси всмоктування і нагнітання відбуваються завдяки зміні за допомогою поршня або гвинта об'єму циліндра, або камери, в якій знаходиться рідина, яка перекачується. Тому такі насоси називають об'ємними.

У поршневих насосах обертальний рух валу перетворюється кривошипно-шатунним механізмом в зворотно-поступальний рух повзуна. Такі насоси за способом дії бувають простої дії - за один зворот валу насоса (два ходи поршня) відбувається одне всмоктування і одне нагнітання - і подвійної дії - за один зворот відбувається два всмоктування і два нагнітання, а по числу циліндрів - одноциліндрові, двоциліндрові, трьохциліндрові. Насос подвійної дії в порівнянні з насосом простої дії має більш рівномірну подачу рідини в нагнітаючий трубопровід, а при однакових габаритах - удвічі більшу подачу.

У двоциліндровому насосі кожен циліндр може бути простої і подвійної дії. Для більшої рівномірності подачі поршні в циліндрах зміщені один відносно іншого: у першому випадку, якщо в одному циліндрі відбувається всмоктування, то в іншому - нагнітання (кривошипи зміщені один відносно іншого на  $180^\circ$ ), в другому випадку, якщо один поршень

знаходиться в кришці циліндра, то інший - посередині другого циліндра (кривошипи зміщені на  $90^\circ$ ).

У трьохциліндровому насосі застосовуються циліндри простої дії, причому для більшої рівномірності подачі коліна колінчастого валу насоса зміщені одне відносно іншого на  $120^\circ$ . Зі всіх поршневих насосів трьохциліндрові насоси забезпечують найбільш рівномірну подачу.

Подача насоса залежить від розмірів його циліндра і швидкості обертання валу. Висота подачі теоретично не обмежена і може досягати будь-якого значення при достатній потужності двигуна і відповідної міцності деталей насоса.

Експлуатаційні особливості поршневого насоса:

а) подача поршневого насоса практично не залежить від характеристики трубопроводу;

б) із зменшенням діаметру трубопроводу або збільшенням опору в трубопроводі споживана насосом потужність зростає;

в) зміна швидкості обертання валу поршневого насоса викликає прямо пропорційну зміну подачі без зміни натиску;

г) пуск насоса в роботу відбувається при відкритій засувці на нагнітальному трубопроводі;

д) подача рідини поршневим насосом нерівномірна, що викликає гідравлічні удари в насосі і трубопроводі, збільшується витрата енергії насосом.

Гвинтові насоси.

Характеристики гвинтових насосів схожі з характеристиками поршневих насосів.

Основними частинами гвинтових насосів є: сталева обойма, гумовий статор, сталевий ротор і карданний вал. У статорі що є двозахідною спіраллю, здійснює планетарний рух ротор, виготовлений у вигляді однозахідної спіралі з кроком, удвічі меншим кроку спіралі статора. При русі ротора виникає поступальний порожнистий простір, що переміщається.

Завдяки цьому з одного боку статора утворюється розрідження і відбувається всмоктування води і нагнітання в трубопровід.

Завдяки гумовому статору насос може перекачувати забруднену воду. Якщо між статором і ротором потрапляють тверді частки, статор пружно деформується без пошкоджень, а частки змиваються і несуться водою. Вода в просторі, що переміщається, є мастилом між ротором і статором. Без води в цьому просторі не можна пускати насос. Для заливки всмоктуюча і нагнітальна сторони сполучені перепускною трубкою з вентиляем. Крім того, завдяки поверненому вгору отвору всмоктуючого патрубку в корпусі при зупинці насоса залишається деяка кількість води.

Експлуатаційні особливості гвинтових насосів:

а) висота всмоктування може досягати 6 м, причому можливе само всмоктування;

б) немає клапанів, зубчастої передачі, змащувальних пристроїв;

в) можливість перекачування забрудненої води;

г) малі габарити і вага;

д) простота обслуговування і ремонту;

е) наявність деталей, що швидко зношуються.

Відцентрові насоси.

Простий відцентровий насос є одноколісною турбомашиною, основними елементами якої є робоче колесо і спіральний дифузор. Оскільки одноколісні насоси створюють недостатній для транспортування води з шахти натиск, застосовуються багатколісні насоси з послідовним з'єднанням на валу до (10...12) коліс.

Відцентровий насос складається з валу, що спирається на підшипники на якому закріплені колеса. По всмоктуючому патрубку рідина поступає в колесо, де набуває потенційної і швидкісної енергії. З колеса рідина поступає в направляючий апарат де швидкісна енергія перетворюється в натиск. З апарату рідина підводиться до наступного колеса, де знову набуває швидкісної енергії перетворювану в потік в наступному направляючому

апараті. З останнього колеса рідина поступає в спіральну камеру і через дифузор під тиском - в нагнітальний трубопровід насоса. У місцях виходу з корпусу насоса вал ущільнюється сальниками. З двигуном вал з'єднується муфтою.

Робочі колеса і направляючі апарати можуть бути поміщені в один корпус або зібрані з секцій сполучених стяжними шпильками.

Секційні насоси зручніші у виготовленні, оскільки окремі секції можна сполучати у необхідній кількості, і зручні при заміні деталей, що зносилися.

Бувають також насоси з роз'ємним корпусом в горизонтальній площині. У таких насосах полегшені огляд внутрішніх деталей і контроль за насосом.

По розташуванню валу насоси бувають горизонтальні і вертикальні.

Важливим елементом насоса є робоче колесо. По конструкції вони бувають закритого і відкритого типу. Лопатки коліс заломлені назад з кутом  $(145...150)^\circ$ . ККД насоса залежить від ретельності обробки поверхонь міжлопаткових каналів колеса, що утворюються його дисками і лопатками, від числа і довжини лопаток, від плавності зміни перетину площі проходу в каналі. Рух води в колесі тим правильніший, чим більше число лопаток, але при значному їх числі збільшується опір тертю. Зазвичай в одному колесі  $(6...9)$  лопаток.

Під дією осьового тиску вал разом із заклиненними на ньому колесами намагається зміститися уздовж своєї осі у бік всмоктування. Осьове зміщення може привести до великого тертя між колесами, що обертаються, і нерухомими направляючими апаратами або корпусом, що спричинить швидкий знос деталей насоса і зниження його ККД. Для усунення цього явища застосовуються: у одноколісних насосах - колеса двостороннього всмоктування, при яких натиск по одну і іншу сторону колеса однаковий, а при колесах однобічного всмоктування - упорний підшипник; у багатоколісних горизонтальних насосах - розвантажувальний диск або

особливе розташування робочих коліс; у вертикальних насосах - упорні шарикопідшипники, кулькові або звичайні п'яти.

Ущільнення в насосі необхідні для усунення витоків рідини, що знижують подачу насоса, і для попередження попадання атмосферного повітря в місці проходу валу через кришку насоса всмоктуючої сторони. Витоки бувають через зазори між робочим колесом і направляючим апаратом або корпусом, а також в місці проходу валу через кришку насоса нагнітальної сторони.

Регулювання насоса має на меті встановлення режиму роботи, відповідного номінальній подачі, при якій ККД насоса досягає максимального значення або має бути в області промислового використання насоса, встановлюваною значеннями ККД  $\eta \geq 0,95 \eta_{max}$ .

Регулювання насоса можна досягти :

а) зміною характеристики трубопроводу при заданому значенні геодезичної висоти подачі за допомогою засувки на нагнітальному трубопроводі;

б) зміною характеристики насоса шляхом зміни числа послідовно сполучених коліс, зміни швидкості обертання валу насоса, зменшення довжини лопаток робочого колеса.

Експлуатаційні особливості відцентрових насосів:

а) подача відцентрового насоса залежить від характеристики трубопроводу;

б) із зменшенням діаметру трубопроводу або збільшенням опору в трубопроводі споживана насосом потужність зменшується;

в) зміна швидкості обертання валу насоса викликає зміну натиску, і при певному зниженні швидкості обертання валу може взагалі припинитися подача рідини в трубопровід;

г) пуск насоса в роботу відбувається при закритій засувці на нагнітальному трубопроводі;

д) подача рідини відцентровим насосом рівномірна.

Переваги і недоліки відцентрових і поршневих насосів.

В порівнянні з поршневими насосами відцентрові насоси завдяки обертальному руху робочого органу мають рівномірний рух води в трубопроводі, велику висоту всмоктування і велику швидкохідність, менші габарити (у (2...5)) разів і вагу (у (2...10) разів), безпосереднє з'єднання валів насоса і швидкохідного двигуна, тоді як при поршневому насосі треба застосувати тихохідний двигун або передачу.

У відцентровому насосі відсутні клапана.

Регулювання подачі відцентрового насоса здійснюється за допомогою засувки на нагнітальному трубопроводі, для регулювання поршневого насоса необхідно змінювати швидкість обертання двигуна.

ККД поршневого насоса на (10...12) % вище ККД відцентрового насоса.

Поршневі насоси мають можливість самовсмоктування, тоді як відцентрові потребують попередньої заливки.

Порівняння відцентрових і поршневих насосів говорить на користь відцентрових насосів. У подальших розрахунках застосовуватимемо відцентрові насоси двосторонньої подачі з горизонтальним розташуванням валу і корпусом роз'ємним в горизонтальній площині.

У практиці прийнято гідротурбіни підрозділяти на класи, системи, типи і серії. Існує два класи гідротурбін: активні і реактивні.

Клас реактивних турбін об'єднує наступні системи: осьові пропелерні і поворотнолопатні, діагональні, поворотнолопатні і радіально-осьові турбіни.

У клас активних турбін входять системи ковшових, похилоструйних турбін і турбін подвійної дії. Останні дві системи не мають настільки широкого поширення, як ковшові.

Кожна система турбін містить декілька типів, що мають геометрично подібні частини і однакову швидкохідність, але розрізняються по розмірах. Геометрично подібні турбіни різних розмірів утворюють серію.



Крім того, всі турбіни умовно діляться на низько-, середньо- і високонапірні. Низьконапірними прийнято вважати турбіни, що працюють при  $H < 25$  м, середньонапірними при  $25 < H < 80$  м і високонапірними при  $H > 80$  м.

Турбіни підрозділяються на малі, середні і великі.

До малих турбін відносяться ті, в яких діаметр робочого колеса  $D_1 \leq 1,2$  м при низьких натисках і  $D_1 \leq 0,5$  м при високих, а потужність складає не більше 1000 кВт.

До середніх - ті турбіни, в яких  $1,2 \leq D_1 \leq 2,5$  м при низьких напорах і  $0,5 \leq D_1 \leq 1,6$  м при високих, а потужність  $1000 < N \leq 15000$  кВт.

До крупних турбін відносяться ті, які мають  $D_1$  і  $N$  більше, ніж в середніх.

Сучасне гідротурбобудування розвивається з врахуванням наступних основних тенденцій:

- а) підвищення економічності і надійності в експлуатації;
- б) подальшого збільшення швидкохідності гідротурбін з метою забезпечення необхідної розрахункової потужності при менших габаритах і ваги гідроагрегатів, що забезпечує зниження вартості енергетичного устаткування і будівлі ГЕС;
- в) поліпшення енергетичних характеристик гідротурбін і підвищення середнього експлуатаційного ККД агрегатів при роботі на нерозрахункових навантаженнях і натиску;
- г) поліпшення характеристик кавітацій з метою зменшення руйнувань проточної частини і зниження відмітки установки турбіни по відношенню до нижнього бар'єру, що приводить до істотного зменшення вартості будівельних робіт по будівлі ГЕС;
- д) зменшення пульсацій тиску в проточній частині (особливо за робочим колесом радіально-осьової гідротурбіни) і супутніх ним вібрацій агрегату;

е) подальшого зростання одиничних потужностей гідроагрегатів; вживання на ГЕС потужних гідроагрегатів дозволяє зменшити їх число, підвищити ККД і понизити вартість енергетичного устаткування і будівлі.

Розробку високоефективного енергетичного устаткування ведуть в двох напрямках:

1) подальше вдосконалення проточної частини, техніко-економічних характеристик і збільшення швидкохідності звичайних типів гідротурбін — вертикальних осьових, поворотнолопатних, радіально-осьових і ковшових турбін.

2) розробка нових схем проточної частини і конструкцій гідротурбін з покращеними енергетичними і кавітаційними характеристиками.

Останніми роками досягнуті великі успіхи в розширенні діапазону застосування звичайних реактивних гідротурбін по натисках. В даний час вертикальні осьові поворотнолопатні гідротурбіни застосовують на натиски (10...80) м. Слід зауважити, що доцільність вживання вертикальних осьових турбін на низькі ( $H < 10$  м) або високі натиски ( $H > 60$  м) не є безперечною. Так, вживання вертикальних осьових гідротурбін на низькі натиски  $H = (3...10)$  м пов'язано з надмірним збільшенням розмірів і ваги агрегату, дорожчанням будівлі ГЕС. Тому для діапазону напорів  $H = (3...15)$  м останніми роками розроблено більш швидкохідні і економічні горизонтальні капсульні агрегати.

Вживання вертикальних осьових поворотнолопатних гідротурбін на відносно високі натиски ( $H = (50...80)$  м)) пояснюється прагненням підвищити середньоексплуатаційний ККД агрегатів в тому випадку, якщо на станції мають місце великі коливання навантаження і натиску. У радіально-осьових гідротурбін в таких умовах падає середньоексплуатаційний ККД і зменшується вироблення енергії. З іншого боку, високонапірні вертикальні осьові гідротурбіни мають гірші якості кавітацій, що обмежує їх вживання на високі натиски. Економічно доцільно встановлювати їх ГЕС лише при заглибленні під рівень нижнього б'єфу, що не перевищує (6...8) м. У зв'язку з

цим виникла потреба в новому типі гідротурбіни, який об'єднав в собі переваги осьової поворотнолопатної (мала зміна ККД при значних коливаннях натиску і навантаження) і радіально-осьової гідротурбіни (хороші якості кавітацій, невелике заглиблення турбіни). Такі гідротурбіни, названі діагональними поворотнолопатними, були створені і отримують в даний час все більше вживання в практиці гідроенергобудівництва при натисках  $H = (50 \dots 200)$  м.

Радіально-осьові гідротурбіни в даний час використовують при натисках у межах (300...700) м. Причому застосування радіально-осьових гідротурбін в зону високих натисків ( $H = (300 \dots 700)$  м), більш швидкохідних в порівнянні з ковшовими, стало можливим завдяки поліпшенню їх характеристик кавітацій, що дозволило витіснити із зони натиски  $H = (300 \dots 650)$  м менш економічні ковшові гідротурбіни.

Ковшові гідротурбіни в даний час застосовують головним чином при натисках понад 500 м ( $H = (500 \dots 2000)$  м). Їх конструкції також зазнали істотних змін. Сучасні потужні ковшові гідротурбіни виконуються вертикальними багато сопловими; вони мають вищі значення ККД ( $\eta = (91 \dots 92)$  %) в порівнянні з тими, що раніше застосовувалися - горизонтальними турбінами. Якщо на заданий діапазон натисків і умови роботи ГЕС можливе вживання декількох різних типів гідротурбін або робочих коліс, то необхідно провести техніко-економічний аналіз різного енергетичного устаткування і вибрати оптимальний варіант.

### 2.3 Вихідні дані для проектування

Будівля насосної станції напівзаглибленого типу розміром 6м x 30м x 3,6м, виконана із збірного залізобетону. За умовну відмітку  $\pm 0,00$

прийнятий рівень чистої підлоги монтажного майданчика будівлі насосної станції. Машинний зал заглиблений на 2,4 м.

Максимальна проектна продуктивність насосної станції ділянки ГТС енергоцеху по відведенню шахтних вод комбінату в ізольований ставок-випарник в Утлюцькому лимані складає 2500 м<sup>3</sup>/год при тиску в напірному трубопроводі до 7,5 атм.

## 2.4 Вибір насосів

Необхідна розрахункова подача насоса, м<sup>3</sup>/год:

$$Q_p = \frac{Q_{н.п.} \cdot 24}{20}, \quad (2.1)$$

де  $Q_{н.п.}$  - нормальний приплив води, приймаємо

$$Q_{н.п.} = 2100 \text{ м}^3/\text{год};$$

24 – час нормального водоприпливу, год;

20 – час, за який насос повинен відкачати добовий водоприплив, год.

$$Q_{p} = \frac{2100 \cdot 24}{20} = 2520 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Необхідний натиск насоса, м :

$$H_n = \frac{H_z}{\eta_m}, \quad (2.2.)$$

де  $H_z$  – геометрична /геодезична/ висота підняття води – відстань по вертикалі від дзеркала води у водозбірнику до горизонту зливу води з трубопроводу,  $H_z = 45\text{м}$ ;

$\eta_m$  – ККД трубопроводу, приймаємо  $\eta_m = 0,9$ .

$$H_n = \frac{45}{0,9} = 50.$$

Виходячи з необхідних значень подачі і тиску, за даними промислового використання насосів і їх технічним характеристикам, вибираємо насоси 300Д90 ( $Q = 1260\text{м}^3/\text{год}$ ,  $H = 56\text{м}$ ).

Необхідна кількість насосів, шт.:

$$n \geq \frac{Q_p}{Q}, \quad (2.3)$$

$$n = \frac{2520}{1260} = 2.$$

Вибраний насос перевіряють на стійкість роботи по умові:

$$H_z \leq 0,95 \cdot H_{ко} \cdot i, \quad (2.4)$$

де  $i = H_k / H = 56 / 56 = 1$  - необхідне число робочих коліс;

$H_{ко}$  – тиск, що створюється одним робочим колесом при нульовій подачі;

$H_k$  – тиск, що створюється одним робочим колесом при подачі  $Q_{\min}$  (приймається по характеристикам насоса).

$$H_z \leq 0,95 \cdot 56 \cdot 1,$$

$$45 \text{ м} \leq 53,2 \text{ м}.$$

Два насоса 300Д90 забезпечують розрахункову подачу і тиск.

## 2.5 Розрахунок мережі водовідливної установки

Розрахунок мережі водовідливної установки зводиться до вибору стандартного перетину труб. При цьому фактична втрата тиску, м:

$$\Delta H_\phi \leq \Delta H_\delta ;$$

$$\Delta H_\delta = i \cdot H_k - H_z ; \quad (2.5)$$

$$\Delta H_\delta = 1 \cdot 56 - 45 = 11$$

Оптимальна швидкість води в трубопроводі визначається по емпіричній формулі, м/с:

$$V_e = 4,24 \sqrt{\frac{Q}{3600}} , \quad (2.6)$$

$$V_e = 4,24 \sqrt{\frac{2520}{3600}} = 3,84 .$$

Величину  $V_e$  обґрунтовують соціальним техніко-економічним розрахунком з умови мінімуму приведених витрат на спорудження трубопроводу і експлуатаційних витрат енергії на прокачування води через нього.

Діаметр трубопроводу напірного ставу визначається по формулі, м:

$$d_n = \sqrt{\frac{4Q_n}{3600\pi V_s}}, \quad (2.7)$$

$$d_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 2520}{3600 \cdot 3,14 \cdot 3,84}} = 0,554 .$$

Стандартний перетин діаметру трубопроводу приймається  $d_n = 600$  мм.

Коефіцієнт гідравлічного тертя:

$$\lambda = \frac{0,0195}{\sqrt[3]{d}} \quad (2.8)$$

$$\lambda = \frac{0,0195}{\sqrt[3]{0,600}} = 0,023.$$

Довжина напірного трубопроводу  $L = 87,6$  км.

Фактична втрата тиску в трубопроводі, м:

$$\Delta H_\phi = \left( \frac{L-l_s}{K_n^2} + \frac{l_s+l_3}{K_n^2} \right) \cdot \left( \frac{Q}{3600} \right)^2 \quad (2.9)$$



$$K^2 = \frac{\pi^2 d^5 g}{8\lambda},$$

$$Le = \frac{\sum \varphi d}{\lambda}, \quad (2.10)$$

$$Le = \frac{\sum \varphi d}{\lambda}, \quad (2.11)$$

де  $\Sigma\varphi$  - сума коефіцієнтів місцевих опорів для типової схеми водовідливного трубопроводу,  $\Sigma\varphi = (25 \dots 30)$ ;

$K$  – витратні характеристики в напірному трубопроводі, м<sup>3</sup>/с;

$l_e$  – довжина трубопроводу, що підводить,  $l_e = 45$  м;

$l_e$  - еквівалентна довжина прямолінійного трубопроводу, що враховує місцеві опори в напірних трубопроводах, м.

$$K^2 = \frac{3,14^2 \cdot 0,6^5 \cdot 9,8}{8 \cdot 0,023} = 40,8;$$

$$Le = \frac{25 \cdot 0,6}{0,023} = 652 \text{ м};$$

$$\Delta H_\phi = \left( \frac{87600 - 652}{40,8} + \frac{45 + 652}{40,8} \right) \cdot \left( \frac{2520}{3600} \right)^2 = 20,52 \text{ .}$$

Рівняння витратної характеристики трубопроводу визначається по формулі:

$$R = \frac{H_u - H_z}{Q_p^2}, \quad (2.12)$$

$$R = \frac{50 - 45}{2520} = 1,98 \cdot 10^{-3},$$

$$H = H_z + \Delta H_\phi = H_z + RQ^2, \quad (2.13)$$

де  $R$  – опір трубопроводу.

Рівняння характеристики має вигляд:

$$H = 45 + 1,98 \cdot 10^{-3} \cdot Q$$

Робочий режим визначається графічним вирішенням системи рівнянь характеристик насоса і трубопроводу.

Для цього зводимо дані в таблицю 2.1.

Таблиця 2.1 – Напірна характеристика трубопроводу

|                           |     |     |     |     |     |     |
|---------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Q,<br>м <sup>3</sup> /час | 30  | 260 | 890 | 520 | 150 | 780 |
| H,<br>м                   | 6,2 | 7,5 | 8,7 | 0   | 1,2 | 2,5 |

По наведеним розрахункам можна визначити параметри роботи насосної станції.

## 2.6 Визначення параметрів режиму роботи насосної станції

Робочий режим визначається графічним вирішенням системи рівнянь характеристик насоса і трубопроводу (рисунок 2.1.). Точка перетину характеристик визначає робочий режим.

Робочі параметри насоса:  $Q_p = 2580 \text{ м}^3/\text{Год}$ ;  $H_p = 52 \text{ м}$ ;  $\eta_p = 72 \%$ .

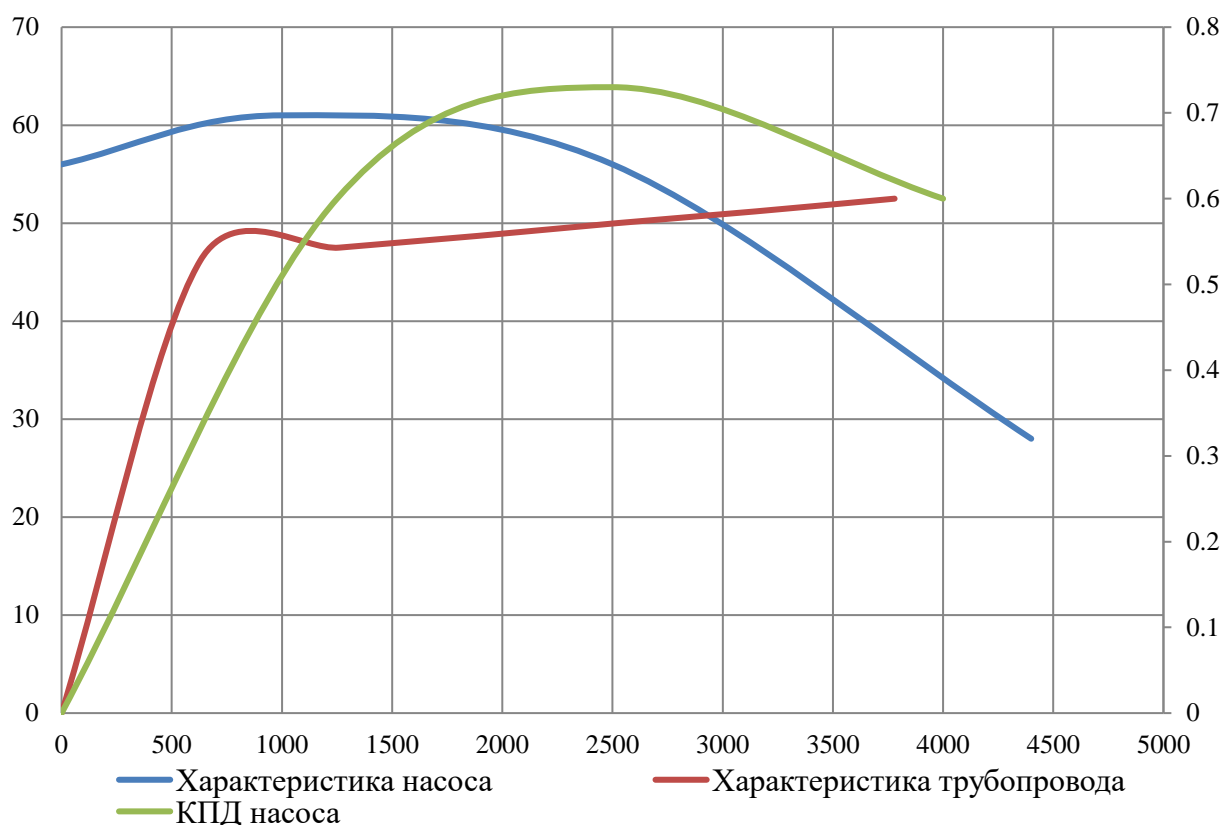


Рисунок 2.1 – Параметри режиму роботи насосної станції

Визначаємо ККД трубопроводу:

$$\eta_{mp} = \frac{H_z}{H_p}, \quad (2.14)$$

$$\eta_{mp} = \frac{45}{52} = 0,87$$

## 2.7 Захист від електрохімічної корозії трубопроводу

Згідно із статистикою, однією з основних причин аварій на трубопроводах є корозія труб (більше 30 % всіх аварій). Вживання

катодного захисту дозволяє значно (у декілька разів) збільшити термін служби трубопроводу.

Витрати на ремонт трубопроводу, ліквідацію аварій і відновні роботи перевищують витрати на проектування, споруду і експлуатацію систем катодного захисту в десятки разів, саме тому катодний захист став невід'ємною частиною всіх діючих продуктопроводів, водопроводів і теплових мереж в світі.

Захист трубопроводу від корозії за допомогою катодної поляризації полягає в запобіганні окисленню атомів металу на його поверхні. Цього вдається добитися, якщо змістити потенціал металу відносно ґрунту на достатню величину в катодну область. Наскільки треба зрушити потенціал в негативну область, щоб подавити реакцію окислення металу, залежить від умов, в яких протікає корозія. Потенціал метал – ґрунт відноситься до класу електродних потенціалів, які встановлюються мимоволі на будь-якій межі металу з середовищем.

Для забезпечення ефективного захисту необхідно, щоб на всьому протязі ділянки трубопроводу, що захищається, зберігався достатній для придушення корозійних процесів катодний потенціал. Добитися цього можна двома способами. Перший спосіб передбачає рівномірну поляризацію всієї ділянки. Для цього необхідно розташувати уздовж всієї траси аноди і підвести до них електроживлення за допомогою провідників з малим електричним опором або розосередити уздовж траси велику кількість малопотужних джерел струму. Такий підхід найчастіше виявляється економічно не вигідним. Раціональніше встановити у визначеному місці досить потужну станцію, помістивши біля неї групу анодів. В цьому випадку захисний струм тече по ґрунту від анодів, потрапляє на трубопровід і збирається до струмовідводу в місці підключення (точці дренажу). При цьому у міру видалення від точки струмовідводу катодний потенціал зменшується. Зоною захисної дії буде область по обидві сторони від струмовідводу, в яких потенціал труби по відношенню до ґрунту буде

негативніший набутого значення захисного потенціалу. Найвищий катодний потенціал, тобто саме негативне його значення, буде на ділянці труби, що знаходиться проти анода.

Зрозуміло, що за інших рівних умов, чим негативнішим буде потенціал труби в точці дренажу, тим протяжніше буде зона захисту.

Анодні заземлення зазвичай виготовляють з низькосортної сталі або чавуну. Витрата заземлення із заліза складає відповідно до закону Фарадея 9,15 кг/А·год. Для зменшення втрат металу металеві заземлення встановлюють в спеціальну засипку з коксу. Необхідно, щоб волога не проникала углиб засипки, тоді між металом і вугільною засипкою має місце електронна провідність. В цьому випадку електрохімічний процес відбувається на поверхні і в об'ємі засипки, а не на поверхні металу.

Процес розчинення заліза частково замінюється виділенням кисню, що призводить до істотного (до (5...8) разів) зниження витрати металу.

Анодне заземлення виконується в одному з трьох варіантів: горизонтальному, вертикальному і комбінованому.

При збільшенні відстані між анодним заземленням і трубопроводом зростає довжина зони захисту, знижуються втрати напруги в ґрунті. Проте збільшення зони захисту вимагає збільшення струму дренажу, а збільшення відстані приводить до зростання довжини ліній постійного струму. Тому визначення оптимальної відстані завдання швидше економічне, чим технічне. Оптимальна відстань у кожному конкретному випадку визначатиметься співвідношенням цін на устаткування, матеріали, електроенергію; вартістю доставки, монтажу і обслуговування устаткування. Звичайна відстань до трубопроводу складає (50...400) м.

З врахуванням необхідної потужності на виході і ККД по довіднику вибирають конкретну марку джерела живлення. Потужність джерела слід вибирати з 1,5–2-х кратним запасом, маючи на увазі, що питомий опір ґрунту в зимовий період може підвищуватися, а при погіршенні якості ізоляції, буде потрібний дренажний струм більшої сили.

## 2.8 Розрахунок електроспоживання

Привід вибирають з умови забезпечення необхідної потужності, кВт:

$$P_p = \frac{1,1q\rho Q_n H_p}{3600\eta_p}, \quad (2.15)$$

$$P_p = \frac{1,1 \cdot 9,81 \cdot 1020 \cdot 52 \cdot 2580}{3600 \cdot 0,72} = 500 ,$$

де  $q$  – прискорення вільного падіння,  $q = 9,8 \text{ м} \cdot \text{с}^2$ ;

$\rho$  - щільність води,  $\rho = 1020 \text{ кг/м}^3$ .

За розрахунками потужності, з врахуванням частоти обертання насоса, приймаємо електродвигун А4-400Х-4У3. Двигун трифазний асинхронний коротко замкнутий, на напругу 6000В,  $n = 1500 \text{ об/хв}$ ,  $\eta = 94,7 \%$ ,  $\cos\varphi = 0,88$ .

Потужність двигуна – 500 кВт.

Річне споживання електроенергії насосною установкою складе, МВт·год:

$$W_{год} = 500 \cdot 2 \cdot 24 \cdot 360 = 8,64$$

## 2.9 Значення обліку електроспоживання

У зв'язку з переходом до ринкової економіки, виникла необхідність підвищити ефективність управління енергоспоживанням, оскільки це

відповідає економічним інтересам постачальників і споживачів електроенергії. Одним із напрямів рішення даної задачі є точний контроль витрати і облік електроенергії. Саме цей напрямок повинен забезпечити значну частину загального енергозбереження, потенціал якого складає більш за третину всього нинішнього об'єму енергоспоживання.

Нові економічні стосунки у сфері управління енергоспоживанням виявляються у формуванні єдиного ринку електроенергії. Виходячи з вищесказаного, ринок електроенергії має бути багатокomпонентним механізмом узгодження економічних інтересів постачальників і споживачів електроенергії.

Одним з найважливіших компонентів ринку електроенергії є його інструментальне забезпечення, яке є сукупністю систем, приладів, пристроїв, каналів зв'язку, алгоритмів і тому подібне для контролю і управління параметрами енергоспоживання. Базою формування і розвитку інструментального забезпечення є автоматизовані системи контролю і обліку вжитку електроенергії.

## 2.10 Аналіз способів економії і якісного споживання електроенергії

Рівень втрат енергії в машинобудуванні визначається двома групами чинників.

До першої групи чинників відносяться конструктивні особливості устаткування, що знаходиться в експлуатації, правильний вибір щодо потужності, продуктивності, типові; рівень втрат тут залежить в основному від того, наскільки устаткування відповідає сучасним вимогам і чи правильно воно вибрано.

До другої групи відносяться організаційні чинники процесів виробництва і споживання різних видів енергії, завантаження устаткування.

Підвищення продуктивності праці і впровадження нових технологічних процесів і устаткування великою мірою залежать від забезпечення виробництва енергією, правильного вибору енергоносіїв, міри їх використання.

На багатьох підприємствах ще практикується розробка технологічних режимів, що не враховують альтернативні варіанти з меншими витратами енергоресурсів. Значну економію енергії можна отримати в промисловості шляхом невеликого удосконалення технології і перш за все на основі раціональних методів і режимів експлуатації технологічного устаткування. По експертним оцінкам, така економія практично без капітальних витрат може скласти близько 15 % від вартості споживаної енергії.

Ефективне використання енергії до теперішнього часу не входило до числа головних чинників при виборі основного технологічного устаткування. Наприклад верстати вибирали, як правило, виходячи з умов обробки деталей найбільших розмірів. Це призводило до недовантаження верстатного парку, підвищення питомої ваги втрат холостого ходу і перевитрати енергії. Приведення потужності приводу технологічного устаткування у відповідність з його фактичним завантаженням звільняє великі резерви економії енергії.

Ефективність використання енергії на підприємстві залежить від рівня механізації і автоматизації виробничих процесів. Актуальним завданням в області економії енергії на підприємстві є здійснення комплексної механізації і автоматизації виробництва, створення автоматичних ліній, ділянок і автоматизованих підприємств.

Близько 70 % електроенергії, що виробляється електростанціями, витрачається промисловими підприємствами. З цього можна зробити висновок, яке величезне значення мають питання економії електроенергії в промислових установках. Зменшення споживання електроенергії шляхом раціонального її використання дозволить розширити виробництво продукції. Економія електропередачі на промислових підприємствах може бути



отримана за рахунок зменшення споживання її приймачами (електродвигуни, електропечі, електросвітильники і ін.), компенсації споживання реактивної потужності і зменшення втрат електроенергії в різних елементах системи електропостачання (трансформатори, реактори, лінії і так далі).

При передачі електроенергії від джерел живлення до приймачів витрачається (10...15) % електроенергії, відпущеної з шин електростанцій; остання частина (85...90) % електроенергії витрачається приймачами. Тому завдання економії електроенергії на промислових підприємствах повинне вирішуватися технологами і енергетиками шляхом раціонального її використання.

Економія лише 1 % електроенергії на кожному підприємстві може в сукупності звільнити величезні потужності в енергосистемах.

Економія електроенергії в трансформаторах.

На промисловому підприємстві силові трансформатори встановлюють на головних понижувальних, на цехових і на спеціальних підстанціях. Втрати електроенергії в трансформаторах є неминучими, проте розмір їх має бути доведений до можливого мінімуму шляхом правильного вибору потужності і числа силових трансформаторів, а також раціонального режиму їх роботи. Крім того, слід прагнути до зменшення втрат електроенергії шляхом відключення холостого ходу трансформаторів при малих завантаженнях.

Зазвичай на підприємствах у вільний від роботи час або у вихідні дні ведуться ремонтні роботи, випробування устаткування і так далі. Для виробництва таких робіт також потрібна електроенергія, але в значно меншій кількості, чим в робочі дні.

Включення всіх цехових трансформаторів викликає великі нераціональні втрати за рахунок втрат холостого ходу трансформаторів. Для усунення таких втрат рекомендується проектувати нові схеми електропостачання передбачаючи резервні зв'язки (перемички) на стороні низької напруги цехових трансформаторів. При цьому доцільно жити установки для ремонтних робіт, нічного, охоронного і чергового освітлення

по всій території підприємства і тому подібне, включаючи в роботу лише один, два трансформатори в різних точках мережі.

В умовах діючих промислових підприємств, за відсутності запроектованої схеми такого живлення можна шляхом незначної реконструкції мережі забезпечити доцільний режим роботи силових трансформаторів. Обмеження холостого ходу має велике значення також для таких установок як зварювальні і електропічні апарати.

Слід зазначити, що робота трансформаторів в режимі холостого ходу або близькому до нього викликає зміну втрат не лише в самому трансформаторі, але і у всій системі живлення через низький коефіцієнт потужності при холостому ході трансформатора.

Економія електроенергії в лініях.

Втрати електроенергії в лініях залежать від значення опорів і струму, що пропускається через лінії. Опір діючих ліній може вважатися практично постійним. Звідси витікає, що для зменшення втрат електроенергії можлива одна дорога – зменшення струму, що протікає через них. Зменшити значення струму можна наприклад використанням в роботі значної кількості резервних ліній. За наявності паралельних ліній бажано з міркувань економії електроенергії тримати їх включеними паралельно. При проектуванні системи електропостачання підприємства необхідно вибрати варіант, при якому відсутні реактори, або варіант з мінімальними втратами в реакторах.

Економія електроенергії в трифазних мережах напругою до 1000 В.

При нерівномірному розподілі навантажень по фазах трифазної системи, втрати електроенергії більше, ніж при симетричному навантаженні. Рівномірність завантаження фаз має бути забезпечена в першу чергу за рахунок правильного розподілу однофазних і двофазних навантажень по фазах. Заходи щодо вирівнювання навантаження фаз доцільно проводити в трансформаторах, завантажених більш ніж на 30 % номінальної потужності.

Економія електроенергії за рахунок застосування підвищеної напруги.

Установка знижувальних трансформаторів з вищою напругою 35 і 6 кВ поблизу приймачів і скорочення довжини цехових мереж напругою (0,4...0,23) кВ дають значну економію електроенергії. Проте, чим вище напруга живлячих мереж, тим дорожче електроустаткування (кабельні і повітряні лінії, вимикачі і так далі).

Економія електроенергії за рахунок установки систем автоматичного регулювання і контролю.

Застосування станції регульованого режиму роботи групи асинхронних або синхронних електродвигунів дозволяє: оперативно задавати і змінювати контрольовані технологічні параметри; зменшити капітальні витрати за рахунок збільшення терміну служби устаткування при забезпеченні необхідних режимів роботи; істотно підвищити економічність роботи устаткування, забезпечити економію електроенергії (50 % і більше) за рахунок можливості експлуатації агрегатів в регульованому режимі.

Заміна асинхронних двигунів синхронними. Цей захід може здійснюватися без попередніх техніко-економічних розрахунків. Основними перевагами синхронних двигунів, окрім видачі в мережу реактивної потужності, є вищий ККД (в порівнянні з асинхронними) – на (1...3) % вище і менша чутливість до зміни напруги в мережі.

Однолінійна схема підключення насосної ГТС представлена на рисунку 2.2.

### 2.11 Розробка заходів щодо економії електроенергії

Для економії електроенергії в умовах насосної станції гідротехнічних споруджень енергоцеху підприємства можливо використання станції регулювання обертів електродвигунів насосів для чого пропонується

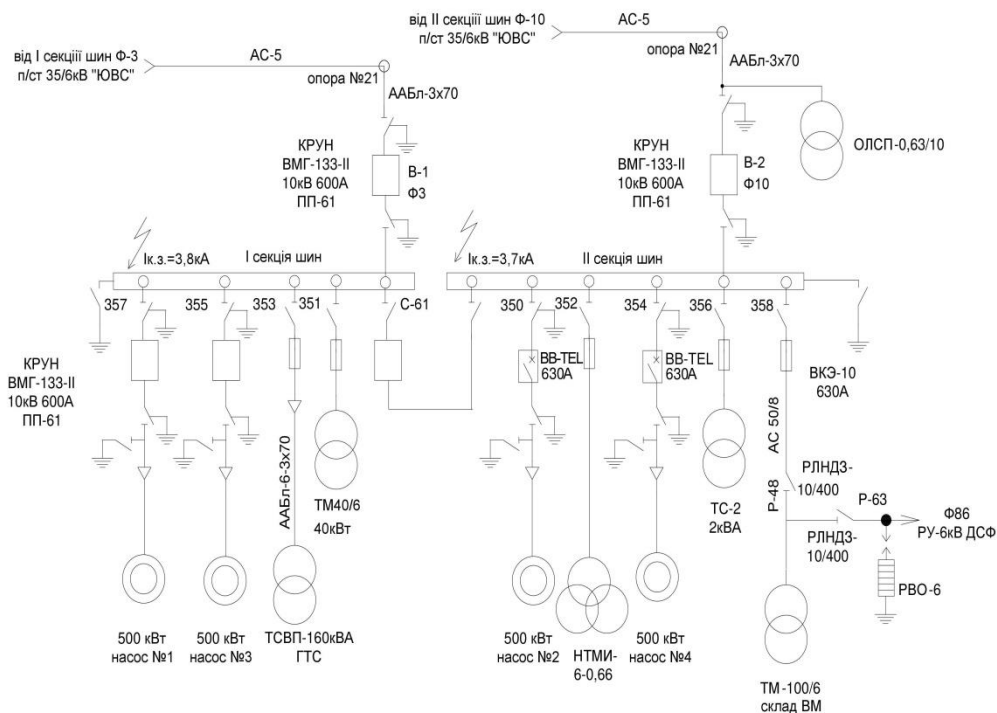


Рисунок 2.2 – Однолінійна схема підключення насосної ГТС

використовувати тиристорні станції управління асинхронними електродвигунами. При зміні швидкості обертання змінюватиметься напір насоса.

Регульований електропривід також дозволить скоротити витрати на електроенергію в години максимуму навантаження енергосистеми.

Через велику протяжність напірного трубопроводу, для виключення можливих гідроударів і, як наслідок, аварій, процес заповнення його, і виведення насосної установки на оптимальний режим роботи займає (20...30) годин. В цей час насосна установка включається на номінальну напругу, а регулювання відбувається плавним відкриттям засувки на напірному трубопроводі.

Об'єднання застосування регульованого електроприводу із засобами телемеханіки і телесигналізації і виведення інформації на центральний диспетчерський пульт дозволить скоротити з штатного розкладу одиницю машиніста насосних установок.

## 2.12 Водно - енергетичні розрахунки гідроелектростанції

### 2.12.1.Визначення витрат на ГЕС

Для розрахунку натиску води в трубопроводі спочатку розраховують щомісячну витрату води. Розрахунки зводимо в таблицю 2.2.

За відсутності регулювання стоку, рівень води у ВБ приймаємо постійним і рівним  $v_{НПУ} = 16,1$ . Рівень води в НБ визначається величиною витрати (Q), що поступає в НБ при ГЕС.

Таблиця 2.2 - Визначення витрат на ГЕС

| Місяці | Витрата Q, м <sup>3</sup> /год |
|--------|--------------------------------|
| I      | 1900                           |
| II     | 1800                           |
| III    | 1900                           |
| IV     | 2000                           |
| V      | 1800                           |
| VI     | 1900                           |
| VII    | 1900                           |
| VIII   | 2000                           |
| IX     | 1800                           |
| X      | 1900                           |
| XI     | 2100                           |
| XII    | 1900                           |

Розрахунок за визначенням натисків приведений в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Визначення натисків ГЕС

| Періоди | Відмітка ВБ, м | Відмітка НБ, м | Натиск Н, м |
|---------|----------------|----------------|-------------|
| 1       | 2              | 3              | 4           |
| I       | 15             | 2,85           | 12,15       |

| 1    | 2  | 3    | 4     |
|------|----|------|-------|
| II   | 15 | 2,85 | 12,15 |
| III  | 15 | 2,18 | 12,82 |
| IV   | 15 | 2,3  | 12,7  |
| V    | 15 | 2,86 | 12,14 |
| VI   | 15 | 2,5  | 12,5  |
| VII  | 15 | 2,34 | 12,66 |
| VIII | 15 | 2,1  | 12,9  |
| IX   | 15 | 2,3  | 12,7  |
| X    | 15 | 2,5  | 12,5  |
| XI   | 15 | 2,18 | 12,82 |
| XII  | 15 | 2,85 | 12,15 |

Для кожного місяця визначається натиск по формулі:

Середньозважений натиск, м:

$$H_{\text{ср.взв}} = \frac{\sum H_i \cdot t_i}{\sum t_i}, \quad (2.16)$$

$$H_{\text{ср.взв}} = \frac{16,1 \cdot 1}{12} = 1,4,$$

де  $t$  – розрахунковий період часу;  $t = 1$ .

Приймаємо розрахунковий натиск рівним середньозваженому натиску.

Визначення середньодобової потужності ГЕС

Забезпечена середньодобова потужність - це потужність, яка забезпечується водотоком протягом заданого періоду часу (місяць) і виражається в %.

Розрахункова забезпеченість вибирається залежно від техніко-економічного розрахунку з врахуванням характеристик системи питомої ваги ГЕС в енергосистемі. Приймаємо  $N_{cp. сум} = (75...90) \%$ .

Знайшовши натиск та середню витрату води визначаємо середню потужність за добу. Зводимо в таблицю 2.4.

$$N = 9,81 \cdot Q_i \cdot H_i \cdot \eta_a, \quad (2.17)$$

де  $g - 9,81 \text{ м/с}^2$ ;

$Q_i$  - витрата води за даний розрахунковий період;

$H_i$  - натиск в створі гідровузла за даний розрахунковий період;

$\eta_a$  - коефіцієнт корисної дії агрегату ( $\eta_a = 0,87$ ).

Таблиця 2.4 - Визначення середньодобової потужності.

| Місяці | Витрати<br>$Q, \text{ м}^3/\text{с}$ | Натиск<br>$H, \text{ м}$ | Потужність<br>$N_i, \text{ кВт}$ |
|--------|--------------------------------------|--------------------------|----------------------------------|
| I      | 2,6                                  | 12,15                    | 269,61                           |
| II     | 2,54                                 | 12,15                    | 263,4                            |
| III    | 2,6                                  | 12,82                    | 284,48                           |
| IV     | 2,67                                 | 12,7                     | 289,39                           |
| V      | 2,5                                  | 12,14                    | 259,03                           |
| VI     | 2,67                                 | 12,5                     | 284,85                           |
| VII    | 2,54                                 | 12,66                    | 274,45                           |
| VIII   | 2,6                                  | 12,9                     | 286,25                           |
| IX     | 2,6                                  | 12,7                     | 281,82                           |
| X      | 2,67                                 | 12,5                     | 284,85                           |
| XI     | 2,54                                 | 12,82                    | 277,91                           |
| XII    | 2,6                                  | 12,15                    | 269,61                           |

Приймаємо  $N_{cp. доб.} = 273,42 \text{ кВт}$ , відповідну 80 %.

### 2.12.3 Вибір місця ГЕС в графіку навантаження гідросистеми

Для прийняття потужності ГЕС визначаємо середньодобове вироблення енергії, кВт·год:

$$E_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} = 24 \cdot N_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}}, \quad (2.18)$$

$$E_{\text{ср.сут}}^{\text{ГЭС}} = 24 \cdot 273,42 = 6562,$$

$$N_{\text{уст.ГЭС}} = N_{\text{раб.гар}} = 6300,$$

де  $N_{\text{раб. гар}}$  - робоча гарантована потужність ГЕС.

### 2.12.4 Визначення розрахункової витрати ГЕС

Розрахункова витрата ГЕС визначається по формулі, м<sup>3</sup>/с :

$$Q_p = \frac{N_{\text{раб.гар.}}}{g \cdot H_p \cdot \eta_a}, \quad (2.19)$$

$$Q_p = \frac{6300}{9,81 \cdot 12 \cdot 0,9} = \frac{6300}{106} = 59,4,$$

де  $N_{\text{раб. гар}}$  - робоча гарантована потужність ГЕС;

$H_p$  – середньовзважений натиск (розрахунковий), м;

$\eta_a$  - КПД агрегата, приймаємо  $\eta_a = 0,9$ .

Визначаємо кількість енергії, що виробляється ГЕС за час роботи  
*МВт · год*:



$$E_{ГЕС} = N_{\text{раб.зар.}} \cdot \tau_{ГЕС}, \quad (2.20)$$

$$E_{ГЕС} = 6300 \cdot 2200 = 13860000 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 13,86$$

де  $\tau_{гес}$  - час роботи ГЕС ( $\tau_{гес} = 2200$  год).

Річне вироблення електроенергії визначається,  $МВт \cdot \text{год}$  :

$$E_2^{ГЕС} = N_{\text{ср.сут}}^{ГЕС} \cdot 365, \quad (2.21)$$

$$E_2^{ГЕС} = 6562 \cdot 365 = 2395130 \text{ кВт} \cdot \text{год} = 2,39 \text{ МВт} \cdot \text{год}.$$

Результати розрахунків:

- $H_p = 12$  м;
- $N_{\text{ср.сут}} = 6562$  кВт;
- $Q_p = 59,4$  м<sup>3</sup>/с;
- $N_{\text{сут}}^{ГЕС} = 6300$  кВт;
- $E^{ГЕС} = 13,86$  МВт·год;
- $E_2^{ГЕС} = 2,39$  МВт·год

### 2.13 Вибір основного устаткування, розмірів і кількості агрегатів ГЕС

За результатами розрахунків вибираємо гідроагрегат ZZ-LH-20 з поворотно-лопатевою турбіною китайської фірми "Forward Hydro", загальний вигляд якої представлено на рис.2.3, а креслення на рис.2.4. Потужність (30...50000) кВт, номінальна напруга 6300 В, номінальна частота струму 50 Гц.



Рисунок 2.3 – Загальний вигляд гідроагрегата ZZ-LH-20

У комплект постачання входять: водозабірний пристрій, водовод, енергоблок (турбіна, генератор), випускний колектор і пристрій автоматичного регулювання.

Технічні характеристики гідроагрегату наведені в таблиці 2.5.

Поворотно-лопатева турбіна або турбіна Каплана - реактивна турбіна, лопаті якої можуть повертатися навколо своєї осі одночасно, за рахунок чого регулюється її потужність. Також потужність може регулюватися за допомогою лопаток направляючого апарату. Лопаті гідротурбіни можуть бути розташовані як перпендикулярно до її осі, так і під кутом.

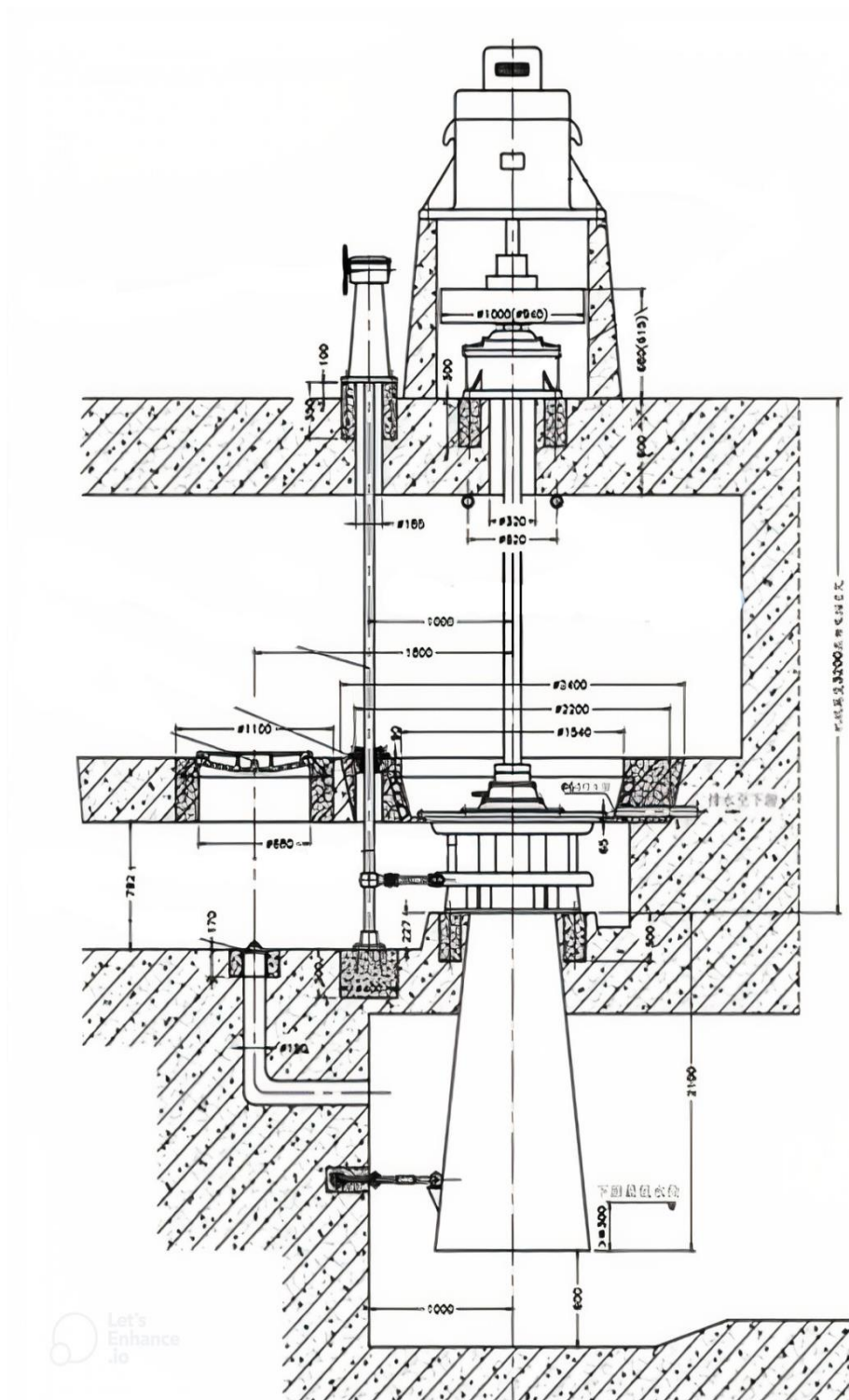


Рисунок 2.4 – Креслення гідроагрегата ZZ-LH-20

Таблиця 2.5 - Технічні характеристики гідроагрегату ZZ-LH-20

|                     |   |
|---------------------|---|
| Водний натиск       | (1.7...45)м                                 |
| ККД                 | (89...95)                                   |
| Потужність          | (30...50000)кВт                             |
| Частота             | 50Гц/60Гц                                   |
| Напруга генератора  | 400В, 800В, 6300В, 10500В                   |
| Об/хв               | 200, 300, 600                               |
| Матеріал(лопаті)    | Нержавіюча сталь<br>ZG0Cr13Ni4Mo            |
| Збудження           | Безщіткова або тиристорна система збудження |
| Ізоляція генератора | F/F   |
| Час роботи          | (30...50) років                             |
| Виробник            | Forward Hydro                               |

Турбіни Каплана можуть використовуватись у місцях з напором від 10 м на відміну від радіально – осьових турбін, які широко використовується на гідроелектростанціях з напором зазвичай (30...300) м. Однак, на невеликих напорах радіально-осьові турбіни доводиться робити дуже великих розмірів, і в цьому випадку вони поступають поворотно-лопатевим турбінам. Радіально-осьові швидко набули найширшого поширення; причому у зв'язку з відсутністю альтернатив вони використовувалися і на невеликих натисках, що зараз не практикується. Наприклад, турбіни цього типу встановлені на Волховській ГЕС, розрахунковий натиск якої – 11,2 м. Зараз на таких напорах ставлять поворотно-лопатеві турбіни.

## 2.10 Моделювання у SolidWorks тиску та швидкостей у робочому елементі запропонованої турбіни

Побудовано робоче колесо поворотно-лопатевої турбіни у SolidWorks (рис.2.5). При моделюванні задані такі ГУ:

- тиск 101325 Па;
- об'єм потоку на вході 3,7 м<sup>3</sup>/с
- корпус турбіни зі сталі нержавіючої.

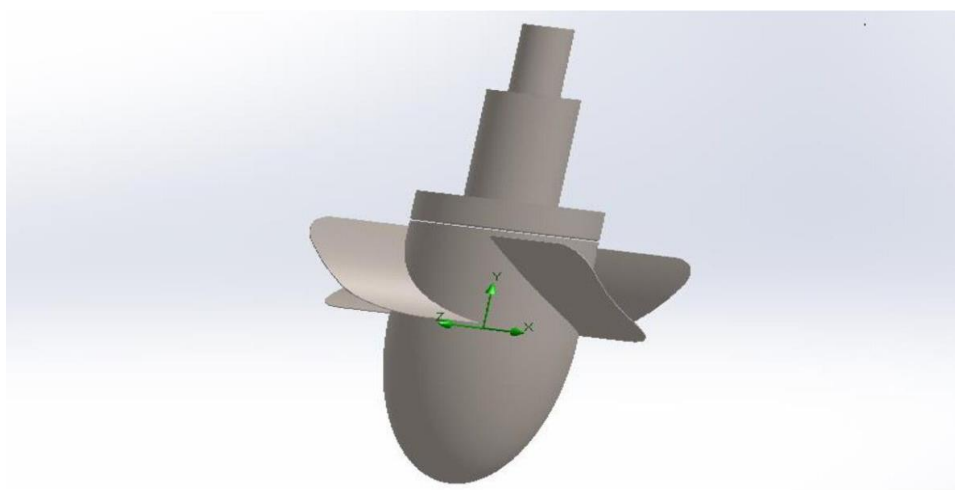


Рисунок 2.5 – Вигляд робочого колеса турбіни у SolidWorks

Інтерфейс програмного середовища SolidWorks при задаванні граничних умов представлено на рисунку 2.6.

Результати моделювання представлені на рисунку 2.7

Як видно з результатів моделювання потік води ковзає по лопатям колеса, в результаті чого швидкість потоку збільшується до 1 м/с.

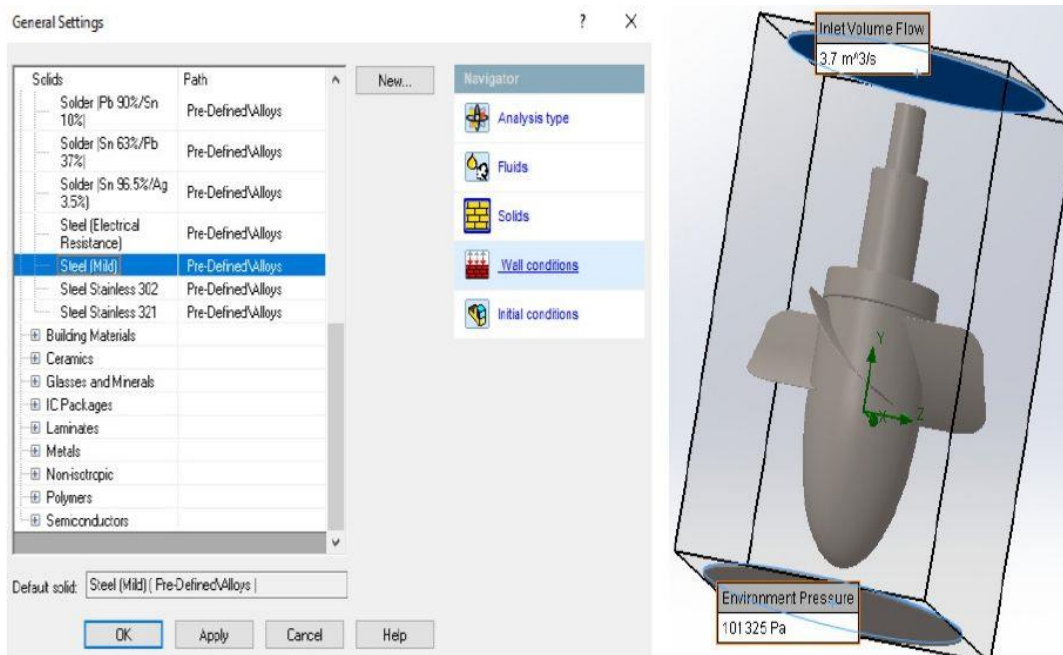


Рисунок 2.6 – Інтерфейс програмного середовища SolidWorks при задаванні граничних умов

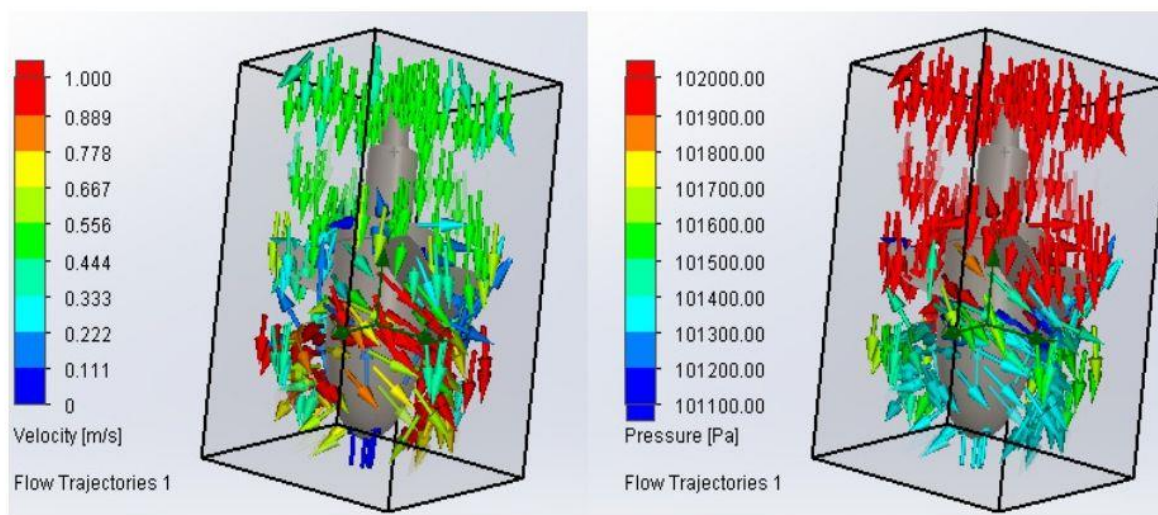


Рисунок 2.7 – Результати моделювання полів швидкостей та тиску у робочому колесі турбіни

### 3 ТЕХНІКО – ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ

#### 3.1 Режим роботи насосної установки ГТС

Одна з функцій управління підприємством — організація роботи в часі, тобто вибір раціонального режиму роботи протягом року, тижня і доби для підприємства в цілому і окремих його структурних підрозділів.

Режим роботи визначає: число робочих змін протягом доби, тривалість робочої зміни в годинах і тривалість міжзмінних перерв, тривалість робочого тижня (число робочих і вихідних днів), загальне число робочих днів протягом календарного періоду (місяця, року), число робочих тижнів в році, час продуктивної роботи і час перерв протягом календарного періоду часу (місяця, року).

Розрізняють річний і добовий режими роботи, які у свою чергу можуть бути преривчастими і безперервними залежно від числа робочих днів в році.

При безперервному добовому режимі роботи основні процеси виконуються протягом 24 годин. При преривчастому - можуть бути перерви між змінами або одна перерва в кінці доби.

При преривчастому річному режимі підприємство або окремі його структурні підрозділи мають загальний вихідний день і не працюють в святкові дні.

Переваги такого режиму роботи:

- створюються нормальні умови для проведення планово - запобіжних ремонтів в загальні вихідні дні;

- підвищується надійність і збільшується термін служби устаткування без істотних змін його технічних характеристик;

- забезпечується постійний склад робітників без підмінних бригад.



До недоліків цього режиму можна віднести зменшення планового фонду робочого часу.

При безперервному річному режимі роботи основні структурні підрозділи підприємства працюють без загальних вихідних днів. При цьому режимі роботи вельми складно організувати технічне обслуговування і ремонт устаткування, з'являється необхідність підміни постійного складу робітників, збільшується їх облікова чисельність, створюються певні труднощі в організації відпочинку і культурного обслуговування трудящих.

У зв'язку з безперервним надходженням води з шахтного водовідливу приймаємо безперервний річний режим роботи з двома дванадцяти годинними змінами в добу (365 x 2 x 12) для машиністів насосних установок і однією восьмигодинною зміною для ремонтного персоналу ділянки. Машиністам надається два вихідних дня по ковзаючому графіку виходів.

Неодмінною умовою збереження і підвищення працездатності людини прийнято вважати встановлення оптимального для конкретних умов чергування часу роботи і відпочинку. Це досягається складанням календарних графіків виходів робітників кожного місяця.

Цей графік зводимо в таблицю 3.1

Таблиця 3.1 - Графік виходів машиністів насосних установок і ремонтного персоналу

| Дні<br>місяця | Персонал   |            |            |            |            |
|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
|               | Машиніст 1 | Машиніст 2 | Машиніст 3 | Машиніст 4 | Ремонтники |
| 1             | 2          | 3          | 4          | 5          | 6          |
| 1             | 4          | 7,5        | 11,5       | -          | 8          |
| 2             | 7,5        | 11,5       | -          | 4          | 8          |
| 3             | 11,5       | -          | 4          | 7,5        | 8          |
| 4             | -          | 4          | 7,5        | 11,5       | 8          |
| 5             | 4          | 7,5        | 11,5       | -          | 8          |
| 6             | 7,5        | 11,5       | -          | 4          | 8          |



Продовження таблиці 3.1

| 1  | 2    | 3    | 4    | 5    | 6 |
|----|------|------|------|------|---|
| 7  | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 8  | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 9  | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 10 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 11 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 12 | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 13 | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 14 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 15 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 16 | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 17 | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 18 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 19 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 20 | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 21 | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 22 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 23 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 24 | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 25 | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 26 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 27 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |
| 28 | -    | 4    | 7,5  | 11,5 | 8 |
| 29 | 4    | 7,5  | 11,5 | -    | 8 |
| 30 | 7,5  | 11,5 | -    | 4    | 8 |
| 31 | 11,5 | -    | 4    | 7,5  | 8 |

Визначний вплив на вибір варіанту графіка роблять встановлений режим роботи, а також фізіологічні закономірності зміни працездатності людини в різний час доби і протягом тижня. При складанні графіків виходів необхідно дотримуватися певних вимог: має бути збережений річний і нормальний середньомісячний за рік баланс робочого часу при встановленій законом тривалості робочого дня; повинен спостерігатися чітко виражений цикл графіка (число календарних днів, протягом яких завершується робота робітника у всіх встановлених протягом доби змінах); чергування днів роботи і відпочинку, а також чергування змін протягом доби має бути

строго періодичне і послідовне; час відпочинку при переході з однієї зміни в іншу має бути рівномірно розподілений.

### 3.2 Вибір штату обслуговуючого персоналу

Служба експлуатації гідротехнічних споруд зобов'язана забезпечити безперерйне відведення шахтних вод від промплощадки в ставок-випарник в Утлюкському лимані з найбільш раціональним використанням матеріальних ресурсів.

Для нормальної роботи системи необхідно виконувати:

- профілактичні заходи щодо запобігання можливим порушенням в роботі споруд, планово - запобіжний ремонт гідротехнічних споруд і устаткування;
- заходи щодо запобігання забрудненню довкілля і охорони природи.

Експлуатаційний персонал зобов'язаний:

- знати принципи роботи і ознаки відмови або виходу з ладу споруд, устаткування, а також робочі характеристики апаратів і приладів в межах його зони обслуговування, передбаченою робочою експлуатаційною інструкцією;
- виконувати щоденне технічне обслуговування споруд, механізмів, електроустановок згідно з робочими експлуатаційними інструкціями;
- негайно інформувати начальника ділянки або диспетчера комбінату про аварійні вогнища, пов'язані з небезпекою для здоров'я і життя людей або зупинкою виробництва;
- строго дотримувати трудову і технологічну дисципліну, виконувати вимоги техніки безпеки і охорони праці, правила внутрішнього розпорядку.

Експлуатація гідротехнічних споруд здійснюється ділянкою ГТС енергоцеха залізничного комбінату.

Кількісний склад робітників, ІТР і структура штату ділянки встановлюються на підставі штатного розкладу комбінату, затвердженого головою правління.

Явочна чисельність чергового персоналу приймається відповідно до нормативів чисельності на управління машинами і механізмами.

Облікова чисельність обслуговуючого персоналу, чол.:

$$N_{cn} = N_{яв} \cdot K_{cn}, \quad (3.1)$$

де  $K_{cn}$  - коефіцієнт облікового складу.

$$K_{cn} = \frac{П}{П - Н} K_n, \quad (3.2)$$

де  $П$  - плановане на рік число днів роботи устаткування відповідно до прийнятого режиму роботи;

$Н$  - число неробочих днів в році з розрахунку на одного робітника;

$K_n$  - коефіцієнт, що враховує невиходи з поважних причин  $K_n = 0,95$ .

Число машиністів визначається з розрахунку 1 чол. у зміну і складає:

$$N_{яв.м} = 1 \cdot 2 = 2$$

Визначуваний коефіцієнт облікового складу для машиністів:

$$K_{cn.м} = \frac{365}{365 - 10 - 104 - 28} \cdot 0,95 = 1,6$$

Визначуваний коефіцієнт облікового складу для ремонтних робітників:

$$K_{сп.рем} = \frac{365 - 10 - 104}{365 - 10 - 104 - 28} \cdot 0,95 = 1,1.$$

Визначаємо облікову чисельність машиністів, чол:

$$N_{сп.м} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 = 4$$

Визначаємо облікову чисельність ремонтних робітників (електрослюсарів), чол.:

$$N_{сп.м} = 0,152 \cdot 1,1 = 0,2$$

$$N_{сп.м} = 2$$

Приймаємо

Всі роботи з обслуговування, спостереження і ремонтам споруд виконуються згідно графіків, затвердженим технічним директором. Графіки спостережень повинні складатися з врахуванням регламентованої періодичності.

Для гідротехнічних споруд має бути складений план ліквідації аварій (ПЛА), з яким мають бути ознайомлені всі працівники що беруть участь в ліквідації аварій.

### 3.3 Графік проведення ремонту устаткування насосної установки

Система планово-запобіжного ремонту передбачає технічне обслуговування, поточний і капітальний ремонти.

Поточний ремонт (П) полягає в профілактичному розбиранні деяких вузлів, дрібному ремонті деталей, заміні деталей, які швидко зношуються. Поточний ремонт є основним і виконується для підтримки і збереження устаткування в працездатному стані в період між ремонтами, а також для уточнення об'єму майбутнього надалі ремонту. Поточний ремонт проводиться на місці установки устаткування або в майстернях на поверхні шахти.

Капітальний ремонт (К) характеризується розбиранням всіх вузлів, відновленням і заміною зношених деталей з доведенням їх в більшості випадків до нормальних конструктивних розмірів. При виконанні капітального ремонту рекомендується проводити модернізацію устаткування. Капітальний ремонт здійснюється заводами або центральними ремонтними майстернями. Капітальний ремонт здійснюється за рахунок амортизаційних відрахувань, поточний — за рахунок собівартості продукції.

Перед ремонтом устаткування підлягає огляду. В результаті огляду складається дефектна відомість (акт), в якій перераховуються всі дефекти і необхідні ремонтні роботи по їх усуненню.

Для капітального ремонту на планований рік складається кошторис. Кошторис складається по нормативах на об'єми робіт, перерахованих в дефектних актах.

До ремонтних нормативів належать:

- тривалість ремонтного циклу — час (години) між черговими плановими капітальними ремонтами, а для нового устаткування — це час від початку експлуатації до першого капітального ремонту; міжремонтний період — час роботи устаткування між двома черговими ремонтами;

- межоглядовий період — час роботи устаткування між двома черговими оглядами або між оглядом і черговим ремонтом;

- тривалість ремонту — термін знаходження устаткування в ремонті, включаючи і час на доставку устаткування в ремонт, на підготовку до ремонту і приймання з ремонту;

- структура ремонтного циклу — це чергування ремонтів в межах ремонтного циклу.

Поточні і капітальні ремонти, ревізія і наладка насосного устаткування проводяться залежно від стану по затвердженому графіку але не рідше чим через 12 місяців.

Для суворого дотримання встановлених термінів періодичних оглядів устаткування складаються місячні графіки оглядів і ремонтів.

Річні графіки ремонту гірського устаткування складаються на підставі ремонтних нормативів і технічного стану устаткування. Ці графіки ув'язуються з виробничою програмою підприємства. Річні графіки ремонту складаються по спеціальній формі, де вказуються найменування ділянки і устаткування, його місцезнаходження, номер по паспорту, вигляд і час проведення ремонту.

Ремонти розділяються на вузлові і індивідуальні. Найбільш раціональним методом ремонту є агрегатно-вузловий, при якому вузли і агрегати машин, що вимагають ремонту, замінюються запасними, заздалегідь відремонтованими або виготовленими. Тривалість ремонту визначається головним чином об'ємом проведення складально-розбірних робіт. Цей метод передбачає такі способи і прийоми, які направлені на розчленовування і спеціалізацію ремонтних робіт по окремих агрегатах і вузлах.

Необхідною умовою проведення агрегатно-вузлового ремонту є повна взаємозамінюваність вузлів устаткування. Цей ремонт доцільний за наявності групи однотипних машин. Агрегатно-вузловий метод дозволяє значно скорочувати терміни знаходження машин в ремонті і знижувати вартість ремонтних робіт.

Вузлові ремонти набули широкого поширення при ремонті великих стаціонарних установок шахт, кар'єрів і збагачувальних фабрик. Вузловий ремонт за часом може бути проведений одночасно або в декілька прийомів. При одночасному вузловому ремонті замінюються всі несправні вузли.

В разі різночасного вузлового ремонту заміна вузлів проводиться при декількох зупинках машин.

Розбиття всього ремонту на ряд окремих операцій дає можливість поєднати його з черговим поточним ремонтом, не збільшуючи тривалість останнього.

При індивідуальному методі ремонту деталі, зняті з даної машини, після ремонту ставляться на цю ж машину. При цьому методі час перебування машини в ремонті обумовлюється, окрім процесів розбирання і збірки, термінами ремонту і виготовлення нових деталей.

Індивідуальний метод ремонту застосовується за відсутності взаємозамінюваності окремих деталей для машин одного типу або марки. Цей спосіб ремонту вимагає високої кваліфікації ремонтних робітників, проводиться він в ремонтні дні або ремонтні зміни.

У гірничорудній промисловості при системі планово-запобіжного ремонту устаткування піддається ремонту, а також періодичним оглядам і ревізіям через певні встановлені терміни незалежно від фактичної інтенсивності роботи устаткування.

Періодичні огляди бувають щозмінні, щодобові, тижневі, півмісячні, місячні і кварталні.

Найбільш раціональною формою проведення ремонтів є змішана форма.

Змішана форма проведення ремонту - поєднання децентралізованої форми ремонту ТЕ і Р, і централізованої форми КР. Централізація ремонтного господарства передбачає:

- підпорядкування ремонтних служб і засобів головному механікові;
- організацію спеціалізованих ремонтних цехів;
- централізацію виробництва запасних частин;
- складування запчастин на центральних складах;
- постачання матеріалами відповідно до нормативів.

Обслуговування і ремонт шахтного і гірничо-збагачувального устаткування здійснюється ремонтними цехами і шахтними електромеханічними відділами (ЕМВ).

Ремонтні цехи і ЕМВ здійснюють ремонт нескладного устаткування і механізмів, монтажно-демонтажні роботи і часткове виготовлення і відновлення деталей.

Ремонт устаткування копалень і гірничо-збагачувальних комбінатів в основному проводиться на рудоремонтних заводах або в центральних електромеханічних майстернях.

Рудоремонтні заводи здійснюють всі види ремонтів, випускають запасні частини і нетипове устаткування.

Поточні ремонти стаціонарного устаткування проводяться силами ремонтних служб ділянки із залученням спеціалізованих ремонтних служб.

Основний документ, що визначає порядок виконання операцій технічного обслуговування і ремонту насосних агрегатів – технологічні карти.

Для насосних установок обраний норматив технічного обслуговування наступного вигляду:

ТО1 – щозмінне технічне обслуговування;

ТО2 – щодобове технічне обслуговування;

ТО3 – двотижневе технічне обслуговування.

Насос 300Д-90 №1.

Ремонтні нормативи:

- періодичність: Т1 – 1міс, Т2 – 6 міс, К – 4 роки.

- тривалість: Т1 – 12 год; Т2 – 12 год; К – 25діб.

- трудоемність: Т1 – 96 осіб·год; Т2 – 156 осіб·год; К – 450 осіб·год.

Розрахункова структурна схема капремонта насоса 300Д-90 №1 наведена на рис.3.1. Дата останнього капремонту – 03.2011г.

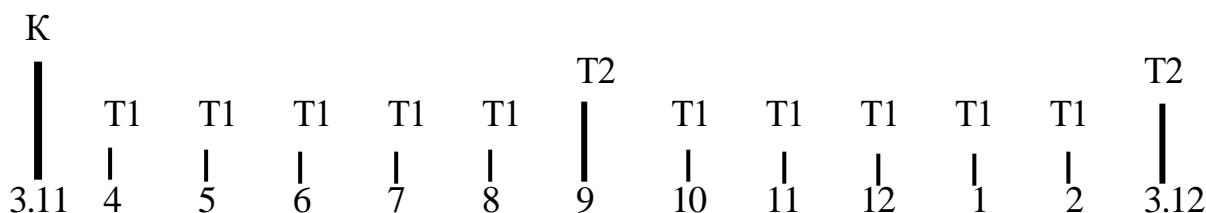


Рисунок 3.1 - Розрахункова структурна схема капремонта насоса 300Д-90 №1



Структура ремонтів на 2012 рік: 10Т1 + 2Т2

Трудоємність ремонтів за рік, осіб·год :

$$Труд = 10 \cdot 96 + 2 \cdot 156 = 1272.$$

Тривалість ремонтів за рік, год:

$$Прод = 10 \cdot 12 + 2 \cdot 12 = 144.$$

Ремонтні нормативи насосів №2, 3 і 4, структура ремонтів, їх трудомісткість і тривалість аналогічні нормативам насоса №1.

Дата останнього капітального ремонту насоса №2 – 4. 2011, №3 – 5. 2011, №4 – 6. 2010.

Електродвигун насоса №1 А4-400Х-4У3.

Ремонтні нормативи:

- періодичність: Т1 – 3міс, Т2 – 6міс, К – 4 роки.
- трудоємність: Т1 – 38 чол·год; Т2 – 152 чол·год; К – 430 чол·год.

Розрахункова структурна схема капремонта електродвигуна насоса №1 А4-400Х-4У3 наведена на рис. 3.2.

Дата останнього капремонту – 03.2019г.

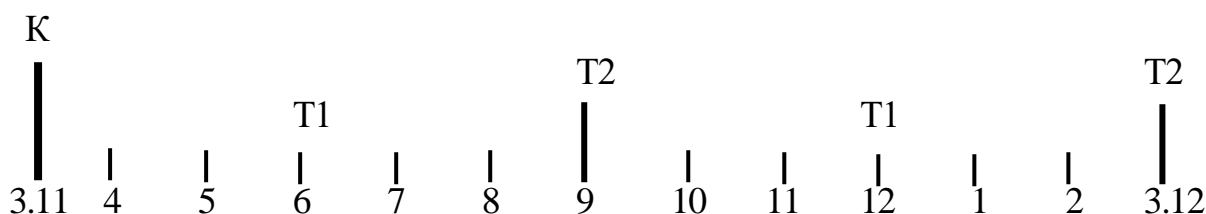


Рисунок 3.2 - Розрахункова структурна схема капремонту електродвигуна насоса №1 А4-400Х-4У3

Структура ремонтів на 2012 рік :  $2T_1 + 2T_2$

Трудоємність ремонтів за рік, осіб·год :

$$Труд = 2 \cdot 38 + 2 \cdot 152 = 380 .$$

Ремонтні нормативи електродвигунів насосів №2, 3 і 4, структура ремонтів і трудомісткість аналогічні нормативам електродвигуна насоса №1.

Складаємо річний графік ремонтів і зводимо його в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Річний графік ремонтів устаткування насосної установки ГТС.

| Найменування устаткування           | Дата останнього капремонту | Час виконання ремонтів | I      |       |          | II      |         |         | III    |         |          | IV      |          |         |
|-------------------------------------|----------------------------|------------------------|--------|-------|----------|---------|---------|---------|--------|---------|----------|---------|----------|---------|
|                                     |                            |                        | Січень | Лютий | Березень | Квітень | Травень | Червень | Липень | Серпень | Вересень | Жовтень | Листопад | Грудень |
| 1                                   | 2                          | 3                      | 4      | 5     | 6        | 7       | 8       | 9       | 10     | 11      | 12       | 13      | 14       | 15      |
| Насос 300Д-90 №1                    | 03.11                      | по плану               | T1     | T1    | T2       | T1      | T1      | T1      | T1     | T1      | T2       | T1      | T1       | T1      |
| Насос 300Д-90 №2                    | 04.11                      | по плану               | T1     | T1    | T1       | T2      | T1      | T1      | T1     | T1      | T1       | T2      | T1       | T1      |
| Насос 300Д-90 №3                    | 05.11                      | по плану               | T1     | T1    | T1       | T1      | T2      | T1      | T1     | T1      | T1       | T1      | T2       | T1      |
| Насос 300Д-90 №4                    | 06.11                      | по плану               | T1     | T1    | T1       | T1      | T1      | T2      | T1     | T1      | T1       | T1      | T1       | T2      |
| Електродвигун насоса №1 А4-400Х-4УЗ | 03.11                      | по плану               |        |       | T2       |         |         | T1      |        |         | T2       |         |          | T1      |

Продовження таблиці 3.2

| 1                                   | 2     | 3        | 4  | 5  | 6  | 7  | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
|-------------------------------------|-------|----------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Електродвигун насоса №1 А4-400Х-4У3 | 04.11 | по плану | T1 |    |    | T2 |    |    | T1 |    |    | T2 |    |    |
| Електродвигун насоса №1 А4-400Х-4У3 | 05.11 | по плану |    | T1 |    |    | T2 |    |    | T1 |    |    | T2 |    |
| Електродвигун насоса №1 А4-400Х-4У3 | 06.11 | по плану |    |    | T1 |    |    | T2 |    |    | T1 |    |    | T2 |

Сумарна трудомісткість ремонтів за рік складає, осіб·год :

$$Труд = 4 \cdot 1272 + 4 \cdot 380 = 6608.$$

#### 3.4 Розрахунок амортизаційних відрахувань

Річна сума амортизаційних відрахувань визначається по формулі, грн:

$$A_{год} = C_{\delta} \cdot N_a / 100, \quad (3.3)$$

де  $C_{\delta}$  - балансова вартість основних фондів, грн;

$N_a = 24\%$  - норма амортизації, для третьої групи основних фондів.

$$C_{\delta} = Ц_{опт} + З_d + З_m, \quad (3.4)$$

де  $C_{opt}$  - оптова ціна одиниці основних фондів, грн. (за даними базового підприємства);

$Z_d$  - витрати на доставку (5 % вартостей), грн;

$Z_m$  - витрати на монтаж (7 % вартостей), грн.

Результати розрахунків по амортизаційних відрахуваннях зводимо в таблицю 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунку амортизаційних відрахувань.

| №<br>п/<br>п | Найменування<br>обладнання              | кількість | ціна одиниці<br>оборуд, грн | Витрати, грн             |                     | Балансова<br>вартість, грн |        | Річна<br>амортиза<br>ція |
|--------------|---|-----------|-----------------------------|--------------------------|---------------------|----------------------------|--------|--------------------------|
|              |   |           |                             | на<br>доста<br>вку<br>5% | на<br>монта<br>ж 7% | одини-<br>ці               | разом  |                          |
| 1            | Насос 300Д-90                           | 4         | 60000                       | 3000                     | 4200                | 67200                      | 268800 | 64512                    |
| 2            | Електродвигун<br>А4-400Х-4У3            | 4         | 65000                       | 3250                     | 4550                | 72800                      | 291200 | 69888                    |
| 3            | Міні ГЕС<br>ZZ-LH-20<br>"Forward Hydro" | 1         | 305000                      | 15250                    | 21350               | 341600                     | 341600 | 81984                    |
| Разом:       |   |           |                             |                          |                     |                            | 901600 | 216384                   |

Результати техніко-економічних розрахунків насосної установки ГТС представлено в таблиці 3.4

Таблиця 3.4 – Техніко - економічні показники насосної установки ГТС

| Показник  | Величина       |
|---|----------------|
| Режим роботи ділянки                            | 365 x 2 x 11,5 |
| Річний об'єм видобутку, т                       | 4.500.000      |
| Встановлена потужність, кВт                     | 2000           |
| Річна вартість спожитої електроенергії, кВт·год | 8640000        |
| Обліковий штат робітників, осіб                 | 6              |
| Фонд заробітної плати, грн                      | 61535,16       |
| Економія міні ГЕС, кВт·год                      | 2395130        |
| Економія ставок – випарник, кВт·год             | 1376241        |
| Економія на екології, грн                       | 11000000       |
| Термін окупності, міс                           | 3,2            |

## ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі проведено аналіз існуючої системи відведення шахтних вод на Запорізькому залізорудному комбінаті. За результатами аналізу була представлена пропозиція щодо реконструкції насосної станції з метою підвищення її енергоефективності та нові шляхи перекачування шахтної води.

Розрахована нова система для перекачування освітленої води в ізольований ставок – випарник в Утлюцькому лимані:

- виходячи з даних водоприпливу, тиску, часу відкачування та довжині трубопроводу вибрали насоси і розрахували мережу водовідливної установки;

- визначили параметри режиму насосної станції;

- захистили від електрохімічної корозії трубопровід;

- розрахували річне електроспоживання насосної станції.

- вирішили проблему скидання шахтних вод та екологічний аспект проблеми (забруднення територій).

На базі створеної системи розрахували доцільність впровадження міні – ГЕС ZZ-LH-20 "Forward Hydro". У програмному середовищі SolidWorks проведено моделювання полів швидкостей та тиску у робочому колесі турбіни.

Проведено техніко-економічні розрахунки, які підтвердили доцільність впровадження запропонованих заходів.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАНЬ

1. Історія підприємства [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: <http://www.zgrk.com.ua/?page=about> 25.09.2022р. - Загол. з екрану.
2. Про підприємство [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: <http://www.zgrk.com.ua/?page=about&section=today> – 25.09.2022р. – Загол. з екрану.
3. Продукція [Електронний ресурс]. Режим доступу: \WWW/ URL: <http://www.zgrk.com.ua/?page=about&section=product>– 25.09.2022р. – Загол. з екрану.
4. Озерной, М.И. Электрооборудование и электроснабжение подземных разработок угольных шахт [Текст] / М.И. Озерной. – Изд. 5 перераб. и доп. М.: Недра, 1975. – 448 с.
5. Электрификация горных работ [Текст] /под. ред. С.А. Волотковского.– Киев: Вища школа, 1980. – 448 с.
6. Закладний, О.М. Энергозбереження засобами промислового електропривода [Текст]: навч. посібник / О.М. Закладний, А.В. Праховник, О.І. Соловей. – К. : Кондор, 2005. – 408 с.
7. Разумный, Ю.Т. Режимы электроспоживания угльных шахт [Текст]: навч. посібник / Ю.Т. Разумный. – Дніпропетровськ : НГА України, 2002. – 126 с.
8. Разумный, Ю.Т. Повышение эффективности электроснабжения угольных шахт [Текст] / Ю.Т. Разумный, Ф.П. Шкрабец – К.: Техника, 1984.- 136 с.
9. Шишкин, Н.Ф. Основные направления электрификации современных шахт [Текст] / Н.Ф. Шишкин, В.Ф. Антонов – М.: Наука, 1981. – 116 с.
10. Справочник по электроустановкам угольных предприятий. Электроустановки угольных шахт [Текст] / Под общей ред. В.В. Дегтярева,

В.В.Серова. – М.: Недра, 1988. – 727 с.

11. Электрооборудование и электроснабжение горнорудных предприятий [Текст] /Под. ред. В.С. Виноградова. – М.: Недра, 1983. – 335 с.

12. Белых, Б.П. Электрические нагрузки и электропотребление на горно- рудных предприятиях [Текст] / Б.П. Белых, И.С. Свердель, В.К. Олейников – М.: Недра, 1971. – 247 с.

13. Шахтарська енциклопедія [Електронний ресурс]. – Режим доступу: \WWW/ URL: [http://miningwiki.ru/wiki/Шкала\\_Протодяконова\\_](http://miningwiki.ru/wiki/Шкала_Протодяконова_) 07.10.2022 - Загол. з екрану.

14. Электрификация горных работ [Текст] /Под. ред. С.А. Волотковского.– Киев: Вища школа.1980. – 448 с.

15. Электроснабжение угольных шахт [Текст] / С.А. Волотковский, Ю.Т. Разумный, Г.Г. Пивняк, Ф.П. Шкрабец и др.– М.: Недра, 1984.

16. Электрооборудование и электроснабжение горнорудных предприятий. Под. ред. В.С. Виноградова. – М., Недра, 1983. – 335 с.

17. Пивняк, Г.Г. Перспективы повышения номинальных напряжений электрической сети в системе электроснабжения угольных шахт [Текст] /Г.Г. Пивняк, Ю.Т. Разумный, А.В. Рухлов //Энергосбережение. - 2008. - № 3. – 124с.

18. Остапчук, О.В. Технічні вимоги до системи електропостачання підземних споживачів напругою 35 кВ [Текст] / О.В. Остапчук// Гірнична електромеханіка та автоматика: наук.-техн. зб. -2013. –Вип.91. – 243с.

19. Побуль, Г.Х. Повышение пропускной способности распределительных сетей высокого напряжения с применением продольно-емкостной компенсации [Текст] / Г.Х. Побуль – М.: Энергия, 1977. – 60 с.

20. Волощенко, Н.И. Напряжение распределительной сети 10 кВ в системе электроснабжения шахты [Текст] / Н.И. Волощенко, Ю.Т. Разумный, В.Н. Герасимович// Промышленная энергетика, 1984. – №11. – 54с.

21. Про енергозбереження: Закон України від 23.07.2017р. №30. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/74/94-%D0%B2%D1%80> (дата звернення



01.11.2022).

22. Аналіз ефективності використання енергоресурсів у розвинених зарубіжних країнах і залежність від їх імпорту – К.: НТЦЕ «НЕК «Укренерго» - 2015. 89 с.

23. Міністерство енергетики України : веб сайт. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358> (дата звернення 21.11.2022).

24. ДСТУ ISO 50006:2016 Системи енергетичного менеджменту. Вимірювання рівня досягнутої енергоефективності з використанням базових рівнів енергоспоживання та показників енергоефективності. [Чинний від 2016-04-29]. Київ, 2016. 51 с. (Національний стандарт України).

25. Про утворення державної установи «Фонд енергоефективності»: постанова Кабінету Міністрів України від 20 грудня 2017 р. №1099 // Офіційний вісник України. 2017.