

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»
Механіко-машинобудівний факультет
Кафедра гірничої механіки

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра

студента Тимченка Олександра Олександровича

академічної групи 184-17ск-1 ММФ

(шифр)

спеціальності 184 Гірництво

(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств»

(офіційна назва)

на тему Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Оксень Ю.І.			
розділів:				
Гірничо-геологічний	Оксень Ю.І.			
Технологічний	Оксень Ю.І.			
Економічний	Шаповал В.А.			
Охорона праці	Лутс І.О.			
Рецензент	Заболотний К.С.			
Нормоконтролер	Діжевський Б.К.			

Дніпро
2020

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри гірничої механіки

(підпис)Самуся В.І.
(прізвище, ініціали)

« _____ » _____ 2020 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ бакалавр _____
 (бакалавра, магістра)

студенту Тимченку Олександр Олександровичу
 (прізвище та ініціали)

академічної групи 184-17ск-1 ММФ
 (шифр)

спеціальності 184 Гірництво

за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств»

на тему Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 07.05.2020
№ 256-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Гірничо-геологічний	Гірничо-геологічна характеристика підприємства	10.05.2020
Технологічний	Розрахунки параметрів теплонасосної установки	01.06.2020
Економічний	Економічна оцінка проекту	08.06.2020
Охорона праці	Аналіз потенційних шкідливих та небезпечних факторів. Засоби безпеки	15.06.2020

Завдання видано _____
 (підпис керівника)

Оксень Ю.І.
 (прізвище, ініціали)

Дата видачі 04.05.2020

Дата подання до екзаменаційної комісії 15.06.2020

Прийнято до виконання _____
 (підпис студента)

Тимченко О.О.
 (прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 63 с., 8 рис., 6 табл., 5 джерел.

ЕНЕРГОЗБЕРЕЖЕННЯ, ТЕПЛОВИЙ НАСОС, ТЕПЛООБМІННИК, УТИЛІЗАЦІЯ СКІДНОГО ТЕПЛА, ШАХТНА ВОДА

Об'єкт розроблення –теплонасосна установка для утилізації теплоти шахтної води і нагрівання чистої питної води для системи гарячого водопостачання шахти.

Мета роботи – підвищення енергетичної ефективності підготовки води для системи гарячого водопостачання шахти.

Результати та їх новизна – розроблено проєкт теплонасосної установки для утилізації теплоти шахтної води і нагрівання чистої питної води для системи гарячого водопостачання шахти. Визначено параметри термодинамічного циклу теплових насосів, енергетичні показники установки, параметри теплообмінників характеристики та режими роботи насосів подачі шахтної води для умов шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Спроектowana теплонасосна установка забезпечить нагрів води для системи гарячого водопостачання з 5 до 45 С у кількості 140 м³ за 15-и годинний добовий робочий цикл. Теплопродуктивність теплонасосної установки 440 кВт. Коефіцієнт перетворення енергії теплових насосів COP = 4,575.

Економічна оцінка проєкту показала, річна економія, обумовлена, використанням непридатного тепла шахтної води, становить 1 млн. 273 тис. грн/рік. Дисконтований термін окупності капітальних витрат - 4,12 року.

Взаємозв'язок з іншими роботами – продовження інноваційної діяльності кафедри гірничої механіки Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» в сфері створення та впровадження енергозберігаючих технологій.

Сфера застосування розробки – теплопостачання вугільних та рудних шахт.

Практична значимість кваліфікаційної роботи – підвищення енергетичної, та економічної ефективності систем теплопостачання шахт, поліпшення екології навколишнього середовища.

ЗМІСТ

	Стор.
Вступ	6
1 Гірничо-геологічний розділ	7
1.1 Місцерозташування шахти	7
1.2 Межі та розміри шахтного поля	9
1.3 Технічні показники шахти	9
1.4 Схема розкриття шахтного поля	10
1.5 Спосіб підготовки та порядок відпрацювання запасів	12
1.6 Система розробки	13
1.7 Очисні роботи	14
1.8 Підготовчі роботи	15
1.9 Вентиляція	16
1.10 Шахтний підйом	17
1.11 Шахтний транспорт	18
1.12 Енергопостачання	19
1.13 Організація робіт на гірничому підприємстві	19
2 Технологічний розділ. Проєкт теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води	20
2.1 Постановка задачі	20
2.2 Початкові дані.....	22
2.3 Вибір схеми теплонасосної установки	23
2.4 Розрахунок термодинамічного циклу теплового насоса	24
2.5 Енергетичні показники теплонасосної установки	30
2.6 Розрахунок теплообмінника шахтної води	31
2.7 Вибір насосів шахтної води	38
3 Економічна ефективність пропонованого технічного рішення	45
3.1 Економічні показники теплонасосної технології	45
3.1.1 Капітальні витрати	45
3.1.2 Експлуатаційні витрати	46
3.2 Економічні показники існуючої технології	47
3.3 Річна економія	48

3.4 Розрахунок чистого дисконтованого доходу і терміну окупності капітальних витрат	49
4 Охорона праці та промислова безпека	54
4.1 Шкідливі і небезпечні виробничі фактори при експлуатації теплонасосної установки	54
4.2 Допуск до роботи. Вимоги до працюючих	54
4.3 Вимоги до безпечної організації робочого місця	55
4.4 Вимоги до розміщення і організації безпечної експлуатації теплонасосних установок	56
4.5 Небезпека ураження холодильним агентом	58
4.6 Вимоги безпеки при заповненні теплонасосної установки холодоагентом	59
4.7 Протиаварійний захист	59
Висновок	61
Перелік посилань	62
Додаток А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи	63

ВСТУП

У зв'язку з дефіцитом в Україні паливних ресурсів зростає актуальність використання вторинного і непридатного тепла промислових підприємств.

Потужним джерелом непридатного тепла на шахті «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» є шахтна вода, приплив якої складає 220 ... 250 м³/год. Температура цієї води стабільна протягом року і дорівнює приблизно 16 ... 18 °С.

Щоб корисно використовувати тепло цієї води з метою теплопостачання шахти, його потрібно трансформувати в тепло більш високого потенціалу. Таке перетворення можна здійснити за допомогою теплових насосів. Теплонасосні технології використання природного та вторинного тепла промислових підприємств останнім часом набувають все більш широке поширення в усьому світі. До їх переваг відносяться висока енергетична ефективність і екологічна чистота.

В даний час на шахті «Самарська» для забезпечення теплопостачання застосовується застаріла енерговитратна технологія, заснована на спалюванні вугілля в шахтній котельній установці. Заміна її на теплонасосну технологію дасть можливість зберегти це вугілля для більш ефективного використання на теплових електростанціях.

Враховуючи переваги теплонасосної технології, а також те, що на шахті є в потужне і доступне джерело низькопотенційного тепла – шахтна вода, в даній кваліфікаційній роботі поставлено завдання спроектувати теплонасосну установку, що використовує тепло шахтної води, і нагріває воду для системи гарячого водопостачання шахти «Самарська».

1 ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Місцерозташування шахти

Шахта «Самарська» ПрАТ "Павлоградвугілля" побудована за проектом Дніпродіпрошахту і введена в експлуатацію в 1973 р. Затверджена потужність становила 1,8 млн. т вугілля на рік. За час експлуатації максимальний видобуток досягнув в 1987 році (1753 тис. т за 358 робочих днів).

Поле шахти розташоване в центральній частині Петропавлівського геолого-промислового району Західного Донбасу, загальна площа 65 км². Тут налічується 25 вугільних пластів і прошарків.

Поблизу шахти розташовані міста Павлоград та Тернівка, села: Богданівка, Самарське, Олефірівка.

Залізнична магістраль Ясинувата - Павлоград - Дніпр проходить в 5 км і пов'язана з шахтою «Самарська» під'їзними шляхами через станцію Богуслав. Паралельно залізничної магістралі проходить автодорога Донецьк-Київ, від якої відгалужуються асфальтовані дороги, що йдуть на діючі шахти.

Найближчими промисловими підприємствами є діючі шахти: «Тернівська», «Дніпровська», «Самарська», «Павлоградська».

Велика частина поверхні шахтного поля є заплавина річки Самари, по якій мандрує річка з численними старицями.

Долина річки сягає до 3 км завширшки, і в паводковий період майже повністю заливається водою.

Висотні відмітки рельєфу в цій частині коливаються від +65,29 до +70 м.

У східній та північно-східній частині рельєф шахтного поля є рівниною, порізаною балками і ярами, що впадають в заплавину р. Самари.

Максимальна відмітка на водорозділі +132 м.

Різниця відміток на шахтному полі становить 67 м.

По північній і східній границі шахтного поля проходить балка Таранова з пологими задернованими схилами, яка бере початок за межами описуваної площі, що впадає в долину р. Самари на захід від проммайданчика шахти «Самарська».

На схід від проммайданчика шахти по балці Таранова бере початок ставок-накопичувач, куди скидаються шахтні води.

Клімат району помірно континентальний і характеризується тривалим сухим літом і короткою малосніжною зимою.

За даними метеостанції м Павлограда середня річна температура повітря становить $+ 8,6$ °C при коливаннях від $+ 34,8$ °C в липні до $-30,3$ °C в січні.

Тривалість безморозного періоду коливається від 159 до 199 днів при середньобагаторічному - 161 день.

Висота снігового покриву зазвичай не перевищує 15 см. Максимальне промерзання ґрунту до 1 м в січні-лютому, а в окремі роки - до 1,2 ... 1,3 м. У зимовий період часто спостерігаються відлиги з підвищенням температури повітря.

Середньорічна кількість опадів становить 479 мм, з яких до 65% припадає на літній період, а найменшу кількість опадів випадає в зимовий період.

Панує напрям вітрів – східний і північно-східний, які переважають в холодну частину року.

Середньорічна швидкість вітру дорівнює 4 м/с, максимальна не перевищує 16 ... 20 м/с.

Протягом року спостерігається в середньому шість днів з курною бурею.

1.2 Межі та розміри шахтного поля

Межами шахтного поля є:

на північному заході - умовна лінія, що проходить через свердловини №№5951, 1446, 1442 і НЗ-2525 до перетину з лінією, проведеної через свердловини №7848 і НЗ-2502 і далі за останньою до цілини під русло річки Самари (загальна з полем шахти «Тернівська») і далі по річці Самара до скиду «В»;

на південному сході - скид «В», Богуславський скид і виходи вугільних пластів на поверхню карбону;

на сході - Богданівський скид;

на північному сході - Олєфірівський і Тернівський скиди.

Розміри шахтного поля в зазначених межах рівні:

за простяганням - 10,0 - 13,0 км;

за падінням - 3,0 - 5,5 км.

1.3 Технічні показники

Шахта здана в експлуатацію в 1973 році з затвердженою річною потужністю 1800 тис. тон.

У наступні роки через повне відпрацювання запасів основного пласта c_4 в блоці № 1, затримки будівництва блоку № 3 і через перехід на відпрацювання пласта c_1 з більш несприятливими умовами шахта працювала нестабільно, сформувалася тенденція зниження обсягів видобутку вугілля і різко коливався рівень освоєння виробничої потужності, особливо в 1995 - 1999 рр. У зв'язку з цим неодноразово визначали нову виробничу потужність. Так, в 1989 р. її знизили до 1,5 млн. т, а в 1996 р. - до 1 млн. т вугілля на період до 2000 р.

В даний час шахта працює зі встановленою виробничою потужністю 1 млн. т вугілля на рік. До цього рівня наблизилися технічні можливості шахти, зокрема, за підземним транспортом і вентиляцією.

Шахта «Самарська» віднесена до III категорії за газом. За даними газової випробування і газоаналітичних досліджень газопрояви по очисних і підготовчих виробках пластів c_5 , c_4 і c_1 не виявлені. Всі вугільні пласти і пісковики невикидонебезпечні.

Зміст вільної кремнієвої кислоти у породах, що вміщують вугільні пласти, вивчався як по свердловинах в процесі геологорозвідувальних робіт, так і по гірничих виробках шахти. Згідно з даними лабораторних досліджень, породи, що вміщують, крім аргілітів, за середнім вмістом вільного двоокису кремнію є силікоzoneбезпечними.

Вугільний пил пластів c_5 , c_4 і c_1 вибуховий. При виїмці вугілля для боротьби з пилом необхідно застосовувати зрошення і ставити сланцеві або водяні заслони.

Вугілля пластів c_5 , c_4 і c_1 , що розробляються шахтою "Самарська", не схильне до самозаймання. За період експлуатації шахти самозаймання вугілля в ціликах не спостерігалось.

Подальше відпрацювання вугільних пластів буде вестися в сприятливій газовій обстановці. Температура гірських порід на нижній межі оцінюваної площі (глибина 310 м) становитиме 19,9 °С.

1.4 Схема розкриття шахтного поля

Шахтне поле розкрите двома вертикальними центрально здвоєними стволами, пройденими в середині блоку №1, і для забезпечення режиму провітрювання – свердловинами в блоці №3 і в блоці №2.

Головний і допоміжний стволи діаметром відповідно 6,04 і 6,5 м пройдені на повну глибину до горизонту 300 м. Головний ствол служить для видачі вугілля і породи, виведення вихідного струменя повітря, а

допоміжний - для спуску і підйому людей, матеріалів і подачі свіжого повітря.

Поглиблення стволів надалі не передбачається. На ділянках стволів, пройдених по наносах і пливунах, кріплення вироблено чавунними тубінгами, з забутівкою затубінгового простору бетоном.

Для зменшення припливу води проведена цементація водоносних порід за кріпленням. У корінних породах кріплення бетонне. Устя ствола закріплене залізобетоном.

Свердловина блоку №3 пройдена на глибину 160 м, блоку №2 на глибину 140 м. Кріплення свердловин здійснено металевими трубами.

Приствольні двори розташовуються на горизонтах: 200 м, пласти c_5 і c_4 ; 250 м - пласт c_1 , 300 м (польовий, основний).

Завантажувальні пристрої для вугілля і породи, а також головний водовідлив розташовуються на горизонті 300 м. Для кріплення стволів використовуються чавунні тубінги, бетон. Кріплення гирла ствола – залізобетон. Кріплення вентиляційних свердловин блоків №2 та №3 – металеві труби.

Пласти c_6 і c_4^1 розкриваються з магістральних виробок пласта c_4 похилими квершлагами.

Розкриття пластів c_5 , c_4 і c_1 в блоці №2 проводиться квершлагами з магістральних штреків горизонтів відповідно 200 м, 250 м, 300 м.

У блоці №3 до відпрацювання намічені пласти c_5 і c_4 . Розкриття цих пластів у нижній технічній границі блоку прийнято горизонтальними квершлагами (відкаточним і вентиляційним), пройденими з існуючого 3-біс східного вентиляційного штреку гор. 200 м. До верхньої межі блоку з цієї ж виробки пройдені відкаточний і конвеєрний квершлагги, а з них - похилі відкаточний і конвеєрний квершлагги з людським ходком.

Для передачі вугілля на східний магістральний конвеєрний штрек горизонту 300 м проходиться вертикальний вугільний бункер діаметром 5,5 м.

Приствольний двір горизонту 300 м служить для видачі вугілля, породи і виконання допоміжних операцій з обслуговування основного горизонту, на який відпрацьовуються запаси всього шахтного поля. Приствольні двори горизонтів 200 і 250 м призначені для передачі вугілля і породи на основний горизонт 300 м, а також для прийому людей і матеріалів.

1.5 Спосіб підготовки та порядок відпрацювання запасів

Застосовується панельний спосіб підготовки з розподілом шахтного поля на блоки. Така підготовка пластів має ряд переваг перед іншими способами:

- забезпечуються оптимальні розміри виїмкових полів як в уклонній, так і в бремсберговій частинах шахтного поля при мінімальних обсягах проведених виробок;
- забезпечується оптимальна довжина очисного забою, яка залишається постійною по всій довжині виїмкового стовпа;
- можлива повна конвеєризація транспорту корисної копалини;
- забезпечується достатня концентрація гірничих робіт по пластах;
- забезпечується максимально можлива виїмка запасів в зонах геологічних порушень.

Підготовчі й очисні роботи ведуться на пластах c_5 , c_4 і c_1 (в блоці №1 - пласт c_1 ; в блоці №2 на пластах c_5 і c_4).

У блоці №3 ведуться підготовчі роботи з відпрацювання пластів c_5 і c_4^2 .

Довжина виїмкових стовпів 1200 ... 1600 м. Середня довжина очисного забою 180 м.

Порядок відпрацювання стовпів - від границь шахтного поля до стволів, порядок відпрацювання пластів - низхідний.

Відпрацювання ведеться одинарними лавами з погашенням повітроподавального штреку. Виробка з вихідним струменем залишається у виробленому просторі лави для відводу метано-повітряної суміші.

Розкривні і підготовчі виробки охороняються ціликом вугілля по всім пластам шириною 50 м.

Кожна панель оконтурюється відкаточним, вентиляційним штреками для подачі свіжого видачі вихідного струменя, доставки матеріалів, обладнання, видачі вугілля і пересування людей. З боку початку відпрацювання стовпа панель оконтурюється дренажним штреком, який служить для відводу метано-повітряної суміші.

В даний час очисні роботи ведуться в чотирьох очисних забоях на пластах c_5 , c_4 і c_1 . Всі очисні забої обладнані механізованими комплексами КД-80. Спосіб управління покрівлею - повне обвалення. Середньодобове навантаження на очисний забій склало 730 т.

В процесі експлуатації будуть проходитися магістральні і виїмальні штреки, а також розрізні печі очисних забоїв.

1.6 Система розробки

Застосовується стовпова система розробки. Важливим її перевагою в умовах шахти є порівняно малі витрати на підтримку виїмкових штреків, також можливість забезпечення вищих техніко-економічних показників. Пологе залягання дозволяє приймати відпрацювання пласта довгими стовпами, як за простяганням, так і за підняттям (падінням). Очисні роботи ведуться одинарними лавами. Довжина лави при цьому становить 150 ... 200 м. Відпрацювання виїмкових стовпів здійснюється в послідовному порядку без залишення ціликів. Підготовка стовпів здійснюється проведенням виїмкових штреків вприсічку, або повторним використанням дільничних виробок. Довжина стовпа 1200 ... 1600 м.

Для підтримки виїмкових штреків застосовується безціликова охорона з викладенням кострів $1,3 \times 1,3$ м у виробленому просторі з щільністю установки 0,3 м.

Для кріплення виїмкового штреку використовують арочне кріплення типу КШПУ-10,2 або КШПУ-11,2 з кроком установки 0,5-1,0 м.

1.7 Очисні роботи

Технологічна схема передбачає човникову виїмку з фронтальною самозарубуванням комбайна на кінцевих ділянках лави. Відбите вугілля завантажується на скребковий конвеєр і транспортується на перевантажувач ПТК-1 збірного штреку. Далі вугілля транспортується стрічковим конвеєром назустріч свіжому струменю повітря. Переустановка секцій кріпи здійснюється слідом за посуванням комбайна. Управління покрівлею – повне обвалення.

Згідно з кутом падіння і потужністю пласта до роботи прийнятий механізований комплекс КД-80 з комбайном КА-80. Привибійний конвеєр СП-26 дозволяє розмістити головки і систему подачі комбайна на штреках. Попереду лави, під металеві верхняки рамного кріплення встановлюється кріплення посилення з гідравлічних стоек ГСК на відстані 40 ... 50 м.

За лавою відбите вугілля транспортується скребковим конвеєром СП-26 до збірного штреку, де поступає на скребковий перевантажувач ПТК-1 з подальшим транспортуванням по стрічкових конвеєрах 1ЛТ-80 до вуглеспускних гезенків.

Матеріали та обладнання доставляються по бортовому і збірному штреках канатними дорогами типу ДКНЛ.

Для безперервного автоматичного контролю вмісту метану в рудничній атмосфері безпосередньо на робочих місцях використовуються прилади СМС 1/2, «Сигнал-2». В якості переносних датчиків контролю метану використовуються шахтні інтерферометри ШІ-10, ШІ-11, «Сигнал-2».

Перед початком виїмки вугілля, машиніст комбайну та його помічник оглядають комбайн, заливають масло в редуктор, здійснюють дрібний ремонт комбайна, заміну зубків. Решта членів ланки ГРОЗ оглядають

підошву і покрівлю лави, стан гідрофікованої кріпи, конвеєра, маслостанції. Після закінчення підготовки комплексу до роботи машиніст дає звуковий сигнал, включає конвеєр, комбайн, систему зрошення і здійснює виїмку вугілля.

Два ГРОЗ слідом за проходом комбайна здійснюють пересувку секцій механізованої кріпи. Один з ГРОЗ слідом за комбайном виробляє зачистку підошви пласта від вугілля. Пересування конвеєра проводиться на відстані 8 ... 10 риштаків від комбайна.

1.8 Підготовчі роботи

Відповідно до прийнятого способу підготовки підготовчі виробки, як магістральні, так і виймальні, проводяться по пласту з прирізкою порід, що вміщують, і є практично горизонтальними. Для проведення підготовчих виробок прийняті прохідницькі комбайни типу 4ПП-2М і ГПКС.

Застосування комбайнів вибіркової дії із стрілоподібним виконавчим органом дозволяє здійснити роздільну виїмку вугілля і породи, забезпечує зниження загальних витрат праці в 1,5 ... 4 рази в порівнянні з буро-підривним способом.

Виробки кріпляться аروحним кріпленням КШПУ перетином у просвіті 11,2 ... 15,2 м², п'ятиланковим кріпленням ВПК перетином 12,0 м², триланковим АП-11,2 і кільцевим кріпленням діаметром 4,5 і 5,5 м. Відстань між рамами кріплення 0,5 ... 1,0 м.

Гірська маса від проходки мостовим перевантажувачем вантажиться в вагонетки (при проведенні горизонтальних виробок) або на стрічковий конвеєр з подальшим перевантаженням в вагонетки. Завантажені вагони доставляються до перекидача і порода односкіповим підйомом видається на поверхню.

Матеріали та обладнання в забій в разі доставки гірської маси конвеєрами доставляються канатними дорогами на базі лебідок ТКС або ДКНЛ.

Профогляд і ремонт машин і механізмів проводиться щодня в ремонтну зміну. Основною формою організації праці приймається добова комплексна бригада, яка виконує всі основні і допоміжні роботи в забої, пов'язані з управлінням комбайна при проходці, кріпленні, нарощуванні вентиляційних труб, настилці рейкового шляху.

У кожній зміні роботу здійснюють прохідницькі ланки. Для проведення виробок площею понад 12 м² необхідно ланка прохідників в складі 6 чоловік.

Заходка глибиною 0,4 м починається з поглиблення різцевої коронки в центрі на всю довжину. Потім переміщенням виконавчого органу в горизонтальній площині від зарубної щілини проводиться виїмка гірської маси по всьому перетину забою.

Для контролю повітря в підготовчих забоях застосовують апаратуру типу «АПТВ». Для контролю та управління ВМП застосовується апаратура типу «Вітер». Інформація від датчиків надходить до оператора АГЗ.

Обсяг проведення підготовчих виробок (без урахування повторно використовуваних виїмкових штреків) становить 14,5 ... 16,1 км на рік, або 14,5 ... 13,5 м на 1000 т видобутого вугілля; середньодобовий вихід породи становить 1800 т.

1.9 Вентиляція

Схема провітрювання - всмоктувальна. Суфлярних виділень метану та раптових викидів вугілля і газу на шахті не відзначалося. Вугілля не схильні до самозаймання. По допоміжному стволу відбувається подача свіжого струменя повітря в шахту, по головному стволу виводиться вихідний струмінь повітря.

На шахті встановлено два відцентрових вентилятори типу ВЦД-31,5С з асинхронним двигунами:

АКС 16-44-24 (240 об/хв., 500 кВт, 6000 В);

СДС 3-17-41-16 (375 об/хв., 1600 кВт, 6000 В).

У блоці №3 для поліпшення вентиляції проведена вентиляційна свердловина, на якій встановлений вентилятор УПВЦП-16Б.

Відносна метановість шахти не перевищує 13,7 м³/т. Розрахункова кількість повітря для провітрювання шахти 230 м³/с максимальна депресія не перевищує 450 мм. вод. ст.

Схема провітрювання виїмкових дільниць – зворотнотечійна, а там де вдається утримати за лавою штрек, застосовується прямотечійна схема провітрювання з підсвіженням вихідного струменя повітря.

1.10 Шахтний підйом

Головний ствол обладнаний двоскіповим вугільним і односкіповим породним підйомами. Підйомна машина вугільного підйому типу 2Ц6×2,4 з редукторним приводом від асинхронного електродвигуна потужністю 800 кВт, 250 об/хв, 6000 В. Забезпечує максимальну швидкість підйому вантажу 6,7 м/с. Вугільні скіпи місткістю 18 м³, вантажопідйомність 15 т.

Підйомна машина породного підйому 2Ц4×2,3 з редукторним приводом від асинхронного електродвигуна потужністю 500 кВт, 250 об/хв; 6000 В. Забезпечує максимальну швидкість підйому вантажу 4,68 м/с.

Породний скіп об'ємом 12 м³, вантажопідйомністю 12 т.

Видача вугілля і породи здійснюється з горизонту 300 м.

Допоміжний ствол обладнано двома одноклітьовими з противагами підйомними установками, призначеними для спуску - підйому людей і виконання допоміжних операцій. Підйоми обслуговують горизонти 200 м, 250 м, 300 м. Підйомні машини кожного підйому типу ЦР4-3210,6 з редукторним приводом від електродвигуна асинхронного потужністю

630 кВт, 500 об/хв; 6000 В, забезпечують максимальну швидкість підйому 8,9 м/с. Кліті – двоповерхові на одну вагонетку ВГ-3,3 в поверсі.

Кожна зі свердловин обладнується аварійно-ремонтною підйомною установкою. Підйомна машина – типу Ц-1,6×1,2 з редукторним приводом від асинхронного електродвигуна потужністю 110 кВт, 1000 об/хв, 380 В. Кліть кожного з підйомів – одноповерхова на 3 людини в поверсі.

1.11 Шахтний транспорт

В даний час на шахті для забезпечення транспортування вугілля використовується система повної конвеєризації від очисних забоїв до завантажувального пристрою головного ствола. Типи застосовуваних конвеєрів: 1Л80; 1ЛТ80; 1Л100К1; 1Л100К1-01; 1ЛУ120; 2ЛБ120.

Транспортні операції з відкатки породи, доставки устаткування, матеріалів і людей виконується акумуляторними електровозами АМ8Д. Загальна кількість електровозів на шахті – 32 шт.

Тип вагонетки – УВГ-3,3, загальна кількість – близько 300 шт.

Існуючі похилі допоміжні виробки обладнані однокінцевими похилими підйомами.

Доставка людей по горизонтальних виробках здійснюється спеціальними складами з вагонеток ВЛ-18.

Вугілля, видане з шахти, через прийомні воронки надходить в прийомні бункери загальною ємністю 120 тон, з яких воно подається двома хитними живильниками типу КТ-14 на два грохоти типу ГТ-51А, де воно розділяється на два класи +100 і 0...100 мм. Вугілля класу +100 мм надходить на два стрічкових конвеєри, на яких з нього вибирається великогабаритна порода і сторонні предмети. Сторонні предмети і порода накопичуються в жолобі і за допомогою живильника вантажаться в автомашини і вивозяться на відвал. Металеві предмети накопичуються в контейнері.

Вугілля класу +100 мм з конвеєрів надходить на грохит і далі в навантажувальні бункери.

Порода видається односкіповим підйомом головного ствола.

1.12 Енергопостачання

Електропостачання шахти здійснюється від Павлоградської підстанції системи Дніпроенерго.

Для живлення всього підземного навантаження на горизонтах 200, 250 і 300 м споруджені ЦПП, живлення яких здійснюється по вісьмох вводах (стволових кабелях) 6 кВ безпосередньо з ГПП: від ЦПП живлення отримують високовольтні розподільні пункти (РПП-6 кВ), розташовані на горизонтах 200, 250 і 300 м західного і східного крил. А від РПП-6 кВ отримують живлення групи пересувних трансформаторних підстанцій. Живлення низьковольтних споживачів в шахті здійснюється напругою 660 В.

Для електроустановок на поверхні шахти побудовані: РУ-6кВ і КТМ-6/0,4 кВ - 0,23 кВ з глухозаземленою нейтраллю, від них отримують живлення силові і освітлювальні споживачі шахтної поверхні.

1.13 Організація робіт на гірничому підприємстві

Режим роботи на шахті – з безперервним робочим тижнем. Для шахти передбачені загальні вихідні дні під час загальнодержавних свят. На шахті встановлено наступний режим роботи:

Число робочих днів у році - 300.

Число робочих змін з видобутку вугілля - 3.

Число ремонтних змін - 1.

Графік виходів робітників видобувних і прохідницьких ділянок - ковзний. Тривалість робочої зміни:

на підземних роботах - 6 годин, на поверхні - 8 годин.

2 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ. ПРОЄКТ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ ДЛЯ УТИЛІЗАЦІЇ ТЕПЛА ШАХТНОЇ ВОДИ

2.1 Постановка задачі

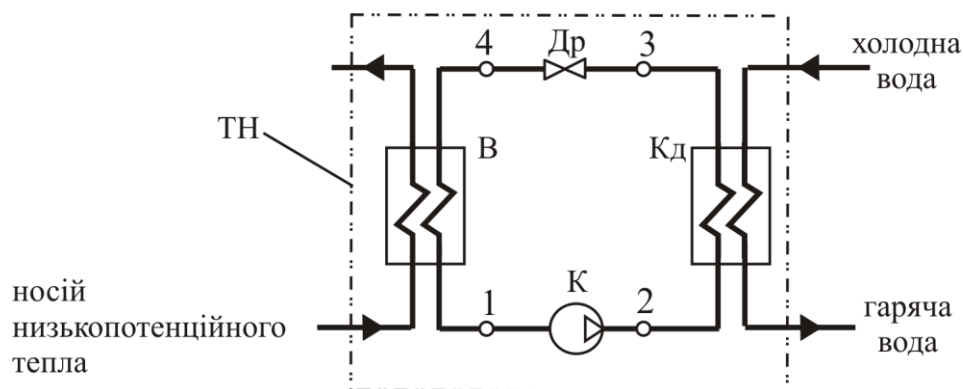
У даний час на гірничих підприємствах все більше уваги приділяється питанням енергозбереження, в тому числі при вирішенні проблем тепlopостачання.

Одним з найбільш ефективних сучасних напрямків економії органічного і первинного палива в системах тепlopостачання є застосування теплових насосів – машин, які дозволяють використати скидну чи природну низькотемпературну теплоту і трансформувати її у високотемпературну, придатну для систем тепlopостачання.

Тепловий насос є теплової машиною, що працює за зворотним термодинамічним циклом.

В даний час найбільшого поширення в світовій практиці набули парокompресійні теплові насоси. Робоча речовина (холодоагент) в цих установках зазнає фазові перетворення і може перебувати в станах рідини, вологої насиченої та перегрітої пари.

Схема парокompресійного теплового насоса приведена на рис. 2.1.



ТН – тепловий насос; К – компресор; В – випарник; Кд – конденсатор;
Др – дросель

Рисунок 2.1 – Схема парокompресійного теплового насоса

Установка складається з 4-х основних елементів: компресора К, конденсатора Кд, випарника В і дроселя Др.

За термодинамічний цикл теплового насоса розглядаємо цикл (рис. 2.2) з перегрівом пари холодоагенту на виході випарника і переохолодженням конденсату, яке може бути здійснене як в самому конденсаторі, так і в окремому апараті.

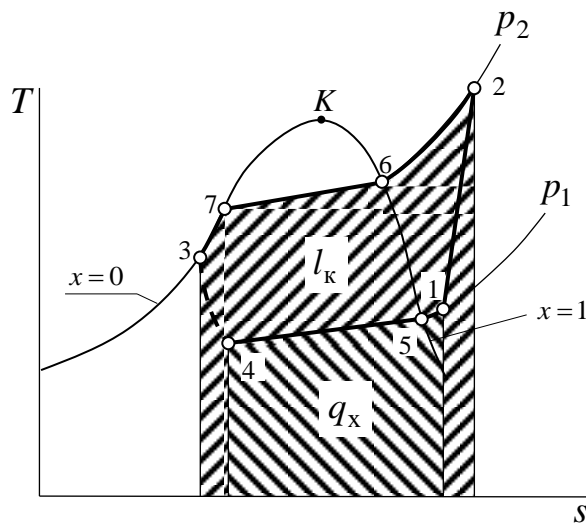


Рисунок 2.2 – Термодинамічний цикл теплового насоса

Цикл в координатах (T – температура, s – ентропія) зображений для випадку робочого тіла, киплячого при змінній температурі, на фоні ліній насиченої рідини (для якої ступінь сухості пари $x=0$) і сухої насиченої пари ($x=1$), що сходяться в критичній точці K , а також ізобар $p_1 = const$ і $p_2 = const$, відповідних тискам всмоктування і нагнітання компресора (втратами тиску холодоагенту у випарнику і конденсаторі нехтується).

Точки 1 – 4 циклу відображують стан речовини в точках 1 – 4, показаних на схемі теплового насоса (див. рис. 2.1). Точки 5, 6 і 7 відповідають початку і кінцю фазових переходів речовини в процесах теплообміну у випарнику і конденсаторі. Лінія 1-2 відповідає процесу стиснення робочого тіла в компресорі, 2-6-7-3 – охолодженню, конденсації його в конденсаторі і переохолодженню конденсату, 3-4 – дроселюванню і

4-1-5 – кипінню і перегріву пари у випарнику. Заштриховані площі відповідають кількості тепла, що відбирається у низькотемпературного джерела у випарнику, (питомій холодопродуктивності циклу q_x) і питомій роботі компресора l_k . Сума цих площ відповідає питомій теплопродуктивності циклу q_T , тобто кількості тепла, що віддається високотемпературному джерелу в конденсаторі.

Основними перевагами схем тепlopостачання на базі теплонасосних установок (ТНУ) з електричним приводом є їх висока енергетична та екологічна ефективність.

Недоліками є висока вартість обладнання і потреба в джерелі дешевого низькопотенційного тепла.

На шахті «Самарська» таким джерелом є шахтна вода. Її приплив становить 220 ...250 м³/год, а температура протягом року стабільна і дорівнює 16 ... 18 °С.

Застосування теплонасосної технології дозволить відмовитися від приготування гарячої води в шахтній котельній установці, заощадити відповідну кількість спалюваного вугілля, зменшити забруднення атмосфери димовими газами.

У зв'язку з цим, метою даної роботи є розробка проєкту теплонасосної установки гарячого водопостачання, що використовує тепло шахтної води, для умов шахти «Самарська».

2.2 Початкові дані

Вихідними даними для проєктування теплонасосної установки є:

добова потреба шахти в гарячій воді – 140 м³;

початкова температура води, що нагрівається – 5 °С;

кінцева температура гарячої води – 45 °С;

час роботи теплонасосної і водовідливної установок – 15 годин - (в нічний час та в період напівпікового навантаження електричної мережі).

витрата шахтної води – 220 м³/год;

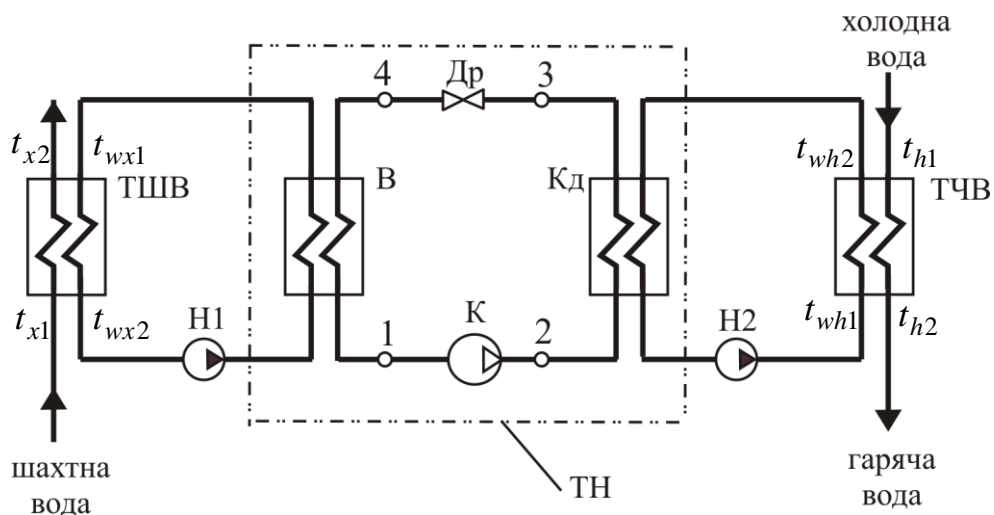
температура шахтної води – 16 °С;

Основні завдання проектування полягають у:

- виборі схеми теплонасосної установки;
- розрахунку термодинамічного циклу теплового насоса;
- розрахунку теплової потужності теплонасосної установки;
- розрахунку теплообмінника шахтної води.

2.3 Вибір схеми теплонасосної установки

З метою захисту поверхонь теплообміну випарника і конденсатора теплового насоса від забруднень в технологічній схемі теплонасосної установки передбачаємо проміжні контури передачі тепла від шахтної води до холодоагенту і від холодоагенту до води, що нагрівається, в яких циркулює чиста вода. Схема установки з проміжними контурами і додатковими теплообмінниками приведена на рис. 2.3.



ТШВ – теплообмінник шахтної води; ТЧВ – теплообмінник чистої води;

Н1, Н2 – насоси проміжних контурів випарника і конденсатора

Рисунок 2.3 - Схема теплонасосної установки з проміжними контурами передачі тепла

Передача тепла від шахтної води до води контуру випарника здійснюється в теплообміннику шахтної води ТШВ, а від води контуру конденсатора до води, що нагрівається і надходить в систему гарячого водопостачання, - в теплообміннику чистої води (ТЧВ).

2.4 Розрахунок термодинамічного циклу теплового насоса

Розрахунок термодинамічного циклу теплового насоса здійснюємо за методикою [1].

Додатково до вказаних вище даних приймаємо:

- температурний напір на теплому кінці теплообмінника шахтної води $\Delta t_{x1} = 2,5^\circ\text{C}$;
- температурний напір на теплому кінці випарника теплового насоса $\Delta t_1 = 2^\circ\text{C}$;
- робоче тіло теплового насоса - фреон R407C;
- температура точки роси холодоагенту в конденсаторі $t_6 = 54^\circ\text{C}$;
- перегрів пари холодоагенту у випарнику $\Delta t_{sh} = 6^\circ\text{C}$;
- переохолодження конденсату холодоагенту $\Delta t_{sc} = 30^\circ\text{C}$;
- ізоентропний ККД компресора $\eta_s = 0,65$;

Розрахунок здійснюємо за допомогою i, p – діаграми стану холодоагенту.

Відповідно до заданих температурних напорів на теплих кінцях теплообмінника шахтної води і випарника теплового насоса температура фреону на виході з випарника (в точці 1 термодинамічного циклу)

$$t_1 = t_{x1} - \Delta t_{x1} - \Delta t_1 = 16,0 - 2,5 - 2,0 = 11,5^\circ\text{C}. \quad (2.1)$$

Температура сухої насиченої пари у випарнику (в точці 5 циклу)

$$t_5 = t_1 - \Delta t_{sh} = 11,5 - 6,0 = 5,5 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.2)$$

За знайденою температурою $t_5 = 5,5^\circ\text{C}$ і заданою температурою точки роси в конденсаторі $t_6 = 54^\circ\text{C}$ знаходимо відповідні значення тиску у випарнику і конденсаторі $p_{\text{кип}} = p_5 = 0,556^\circ\text{МПа}$ і $p_{\text{конд}} = p_6 = 2,192 \text{ МПа}$.

Тиск в точці 1 циклу (на вході в компресор)

$$p_1 = p_{\text{кип}} = 0,556^\circ\text{МПа}. \quad (2.3)$$

На перетині ізобари $p_1 = 0,556 \text{ МПа}$ з ізотермою $t_1 = 11,5^\circ\text{C}$ знаходимо точку 1, в якій ентальпія $i_1 = 418,8 \text{ кДж/кг}$; ентропія $s_1 = 1,891 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$, питомий об'єм $v_1 = 0,04369 \text{ м}^3/\text{кг}$.

Процес стиснення пари фреону в компресорі є адіабатним, тобто відбувається без теплообміну з навколишнім середовищем. Але при цьому мають місце втрати енергії на тертя. Реальний адіабатний процес (з втратами енергії на тертя) при розрахунках замінюється політропним процесом без тертя, але з підведенням зовнішнього тепла, еквівалентного за величиною теплоті тертя. Розрахунок параметрів стану пари в кінці цього процесу (точці 2) проводиться на основі розрахунку ізоентропного процесу стиснення до тиску в конденсаторі.

В кінці ізоентропного процесу стиснення – в точці, що знаходиться на перетині ізобари $p_{2s} = p_{\text{конд}} = 2,192 \text{ МПа}$ з ізоентропою $s_{2s} = s_1 = 1,891 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{К)}$, ентальпія $i_{2s} = 453,3 \text{ кДж/кг}$.

Перепад ентальпій в ізоентропному процесі стиснення

$$\Delta i_s = i_{2s} - i_1 = 453,3 - 418,8 = 34,5 \text{ кДж/кг.} \quad (2.4)$$

Перепад ентальпій в реальному адіабатному процесі стиснення пари фреону в компресорі

$$\Delta i_{1-2} = \frac{\Delta i_s}{\eta_s} = \frac{34,5}{0,65} = 53,0 \text{ кДж/кг.} \quad (2.5)$$

Ентальпія в кінці реального адіабатного процесу стиснення 1–2

$$i_2 = i_1 + \Delta i_{1-2} = 418,8 + 53,0 = 471,8 \text{ кДж/кг.} \quad (2.6)$$

Точку 2 знаходимо на перетині ізоентальпи $i_2 = 471,8$ кДж/кг з ізобарою $p_2 = p_{\text{конд}} = 2,192$ МПа. В цій точці ентропія $s_2 = 1,944$ кДж/(кг·К), температура $t_2 = 88,4^\circ\text{C}$.

На виході з конденсатора холодоагент знаходиться в рідкому стані. Точка 3 циклу, що відповідає цьому станові, знаходиться на перетині ізобари $p_3 = p_{\text{конд}} = 2,192$ МПа з ізотермою t_3 . Для визначення температури t_3 спочатку знайдемо температуру t_7 в точці 7 циклу, яка знаходиться на перетині ізобари $p_7 = p_{\text{конд}} = 2,192$ МПа з лінією насиченої рідини (ступінь сухості пари $x = 0$). В цій точці $t_7 = 49,5^\circ\text{C}$. Тоді

$$t_3 = t_7 - \Delta t_{sc} = 49,5 - 30,0 = 19,5^\circ\text{C.} \quad (2.7)$$

В точці 3 ентальпія $i_3 = 229,2$ кДж/кг.

Після дроселювання, на вході у випарник, холодоагент знаходиться в стані вологої пари. При дроселюванні ентальпія не змінюється, тому в точці 4 ентальпія

$$i_3 = i_4 = 229,2 \text{ кДж/кг.} \quad (2.8)$$

Тиск в точці 4

$$p_4 = p_1 = 0,556 \text{ МПа.} \quad (2.9)$$

В знайдених точках визначаємо решту параметрів, яких бракує: температуру, питомий об'єм, ентальпію, ентропію, ступінь сухості пари холодоагенту. Результати розрахунку зводимо в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку термодинамічного циклу

Точка	Температура T , °C	Тиск p , МПа	Питомий об'єм v , м ³ /кг	Ентальпія i , кДж/кг	Ентропія s , кДж/(кг·К)	Ступінь сухості x
1	11,50	0,556	0,043688	418,8	1,891	-
2	88,44	2,192	0,012841	471,8	1,944	-
3	19,52	2,192	0,000856	229,2	1,196	-
4	0,13	0,556	0,006506	229,2	1,205	0,131
5	5,50	0,556	0,042205	413,0	1,870	1,000
6	54,00	2,192	0,009753	427,1	1,814	1,000
7	49,52	2,192	0,000984	277,2	1,352	0,000

Побудований на фоні діаграми стану фреону R407C термодинамічний цикл теплового насоса приведений на рис. 2.4.

Питомі холодопродуктивність q_x , теплопродуктивність q_T циклу та робота компресора l_k :

$$q_x = i_1 - i_4 = 418,8 - 229,2 = 189,6 \text{ кДж/кг,} \quad (2.10)$$

$$q_T = i_2 - i_3 = 471,8 - 229,2 = 242,6 \text{ кДж/кг,} \quad (2.11)$$

$$l_k = i_2 - i_1 = 471,8 - 418,8 = 53,0 \text{ кДж/кг.} \quad (2.12)$$

Коефіцієнт трансформації тепла теплового насоса

$$k_{\text{TH}} = \frac{q_{\text{T}}}{l_{\text{K}}} = \frac{242,6}{53,0} = 4,575. \quad (2.13)$$

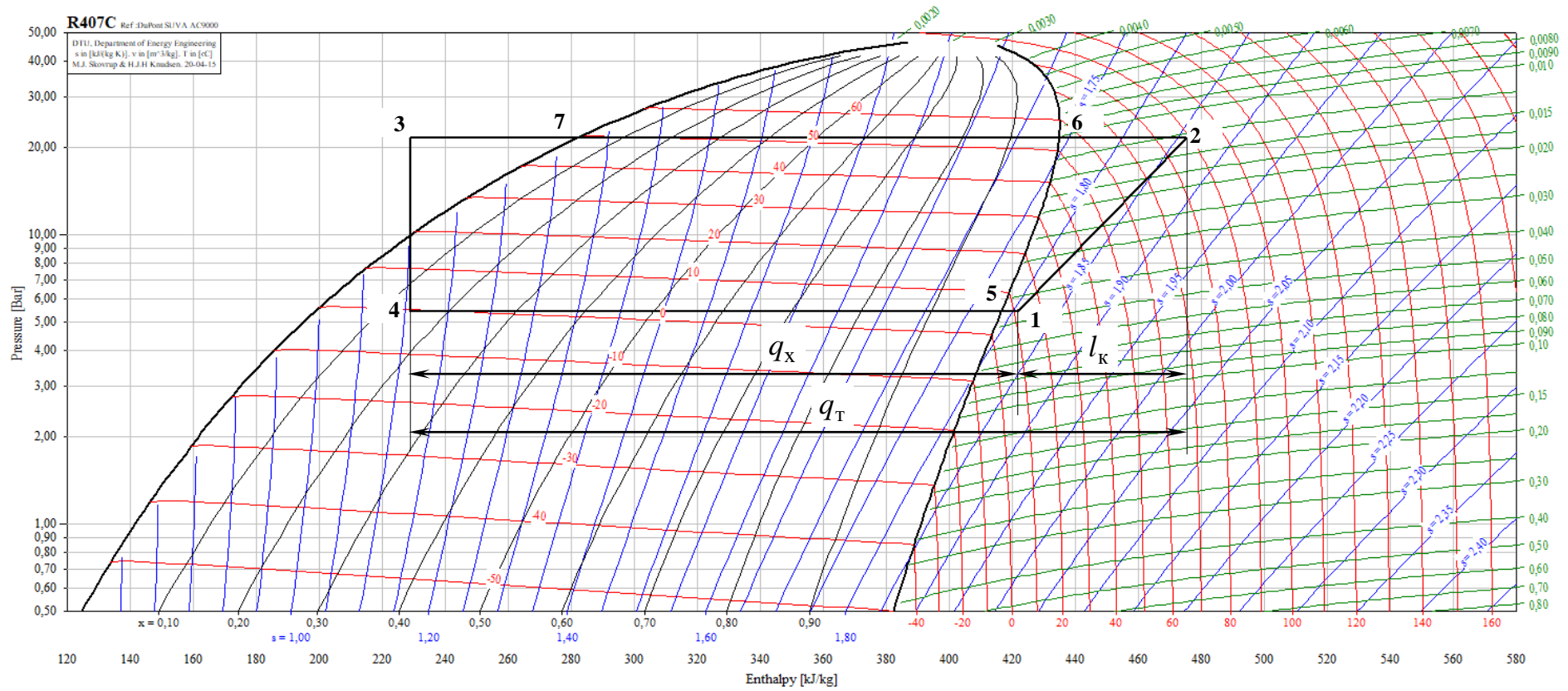


Рисунок 2.4 – Термодинамічний цикл теплового насоса

2.5 Енергетичні показники теплонасосної установки

Необхідну теплову потужність (теплопродуктивність) установки $Q_{T \text{ уст}}$, кВт, розрахуємо, виходячи з умови нагріву добового обсягу води $V_{\text{доб}} = 140 \text{ м}^3$ за $\tau_{\text{доб}} = 15$ год від початкової температури $t_{\text{вп}} = 5 \text{ }^\circ\text{C}$ до кінцевої $t_{\text{вк}} = 45 \text{ }^\circ\text{C}$:

$$Q_{T \text{ уст}} = \frac{V_{\text{доб}}}{\tau_{\text{доб}}} \rho_w c_w (t_{\text{вк}} - t_{\text{вп}}) = \frac{140}{15 \cdot 3600} \cdot 1000 \cdot 4,19 \cdot (45 - 5) = 435 \text{ кВт}, \quad (2.14)$$

де $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води;

$c_w = 4,19 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{ }^\circ\text{C)}$ – теплоємність води.

Для реалізації цієї теплової потужності приймаємо два теплонасосних модулі, організованих за схемою (див. рис. 2.3). Теплова потужність (теплопродуктивність) кожного модуля і встановленого в ньому теплового насоса - $Q_T = 220 \text{ кВт}$.

Витрата холодоагенту теплового насоса

$$m = \frac{Q_T}{q_T} = \frac{220}{242,6} = 0,907 \text{ кг/с}, \quad (2.15)$$

холодопродуктивність теплового насоса

$$Q_x = m q_x = 0,907 \cdot 189,6 = 171,9 \text{ кВт}, \quad (2.16)$$

потужність компресора теплового насоса

$$N_k = m l_k = 0,907 \cdot 53,0 = 48,1 \text{ кВт}, \quad (2.17)$$

2.6 Розрахунок теплообмінника шахтної води

Задача розрахунку полягає у визначенні площі поверхні теплообміну і температурного режиму теплообмінника шахтної води, що забезпечує передачу теплової потужності Q_x при відомих початковій температурі шахтної води t_{x1} і температурному напорі на теплому кінці теплообмінника Δt_{x1} .

За теплообмінник приймається кожухотрубний теплообмінний апарат.

Конструкція теплообмінника схематично представлена на рис. 2.5. Шахтна вода рухається в трубках теплообмінника (для зручності очищення). В міжтрубному просторі тече чиста вода проміжного контуру.

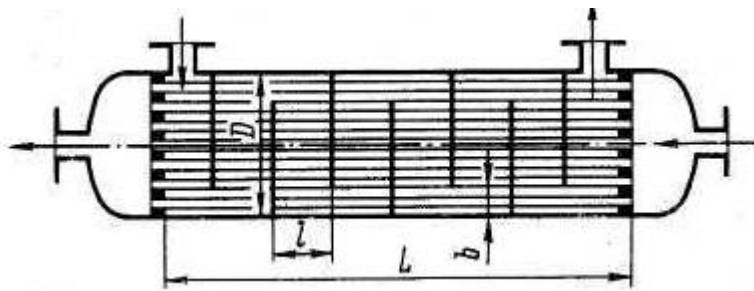


Рисунок 2.5 – Конструкція теплообмінника шахтної води

При проектуванні таких теплообмінників ряд параметрів приймають на основі існуючих аналогів.

При тепловій потужності 120 – 300 кВт для систем утилізації низькопотенційного тепла можна приймати апарати з внутрішнім діаметром кожуха $D_B = 520$ мм на основі гексагональної трубної решітки з числом трубок в діаметральній діагоналі $n_{\text{діам}} = 19$, загальним числом теплообмінних трубок $n_{\text{тр}} = 301$, зовнішнім діаметром і товщиною стінок трубок відповідно $d_3 = 0,020$ м і $\delta_{\text{тр}} = 0,002$ м.

За відсутністю обмежень витрату шахтної води V_x можна приймати в діапазоні 60 ... 80, а витрату води проміжного контуру V_w – в діапазоні 40 ... 60 м³/год.

Число ходів в трубному і міжтрубному просторі n_{xx} і n_{xw} , а також довжина трубок L визначаються варіантними розрахунками. При цьому n_{xx} можна варіювати від 2 до 8, а відстань між перегородками в міжтрубному просторі l (див. рис. 2.5) 40 – 80 мм.

Таким чином, початковими даними для розрахунку теплообмінника будуть:

- теплова потужність $Q_x = 171,9$ кВт.
- початкова температура шахтної води $t_{x1} = 16^\circ\text{C}$.
- температурний напір на теплому кінці теплообмінника $\Delta t_{x1} = 2,5^\circ\text{C}$.

Приймаємо кожухотрубний теплообмінний апарат з внутрішнім діаметром кожуха $D_b = 520$ мм на основі гексагональної трубної решітки з числом трубок в діаметральній діагоналі $n_{\text{діам}} = 19$, загальним числом трубок $n_{\text{тр}} = 301$, зовнішнім діаметром і товщиною стінок трубок відповідно $d_3 = 0,020$ м і $\delta_{\text{тр}} = 0,002$ м.

Приймаємо також:

- витрата шахтної води $V_x = 60$ м³/год = 0,0167 м³/с;
- витрата води в проміжному контурі $V_w = 45$ м³/год = 0,0125 м³/с;
- число ходів теплообмінника по шахтній воді $n_{xx} = 6$;
- відстань між перегородками міжтрубного простору $l = 0,046$ м.

Розраховуємо геометричні характеристики апарату:

внутрішній діаметр трубок

$$d_B = d_3 - 2\delta_{\text{TP}} = 0,02 - 2 \cdot 0,002 = 0,016 \text{ м}; \quad (2.18)$$

площа перерізу трубного простору для проходу шахтної води

$$S_x = \pi \frac{d_B^2 n_{\text{TP}}}{4n_{xx}} = 3,14 \cdot \frac{0,016^2 \cdot 301}{4 \cdot 6} = 0,0101 \text{ м}^2. \quad (2.19)$$

площа перерізу міжтрубного простору для проходу холодоносія

$$S_w = (D_B - n_{\text{діам}} d_3) l = (0,52 - 19 \cdot 0,02) \cdot 0,046 = 0,0068 \text{ м}^2. \quad (2.20)$$

Кінцева температура шахтної води

$$t_{x2} = t_{x1} - \frac{Q_x}{\rho_x c_x V_x} = 16 - \frac{171900}{1000 \cdot 4190 \cdot 0,0167} = 13,54 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (2.21)$$

де $\rho_x = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина шахтної води; $c_x = 4190,0 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{}^\circ\text{C)}$ – теплоємність шахтної води.

Кінцева температура води проміжного контуру

$$t_{w2} = t_{x1} - \Delta t_{x1} = 16 - 2,5 = 13,5 \text{ }^\circ\text{C}. \quad (2.22)$$

Початкова температура води проміжного контуру

$$t_{w1} = t_{w2} - \frac{Q_x}{\rho_w c_w V_w} = 13,5 - \frac{171900}{1000 \cdot 4190 \cdot 0,0125} = 10,22 \text{ }^\circ\text{C}, \quad (2.23)$$

де $\rho_w = 1000 \text{ кг/м}^3$ – густина води проміжного контуру;

$c_w = 4190,0 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{}^\circ\text{C)}$ – теплоємність води проміжного контуру.

Середньологарифмічний температурний напір

$$\Delta t_{\text{cp}} = \frac{t_{x1} - t_{w2} - t_{x2} + t_{w1}}{\ln \frac{t_{x1} - t_{w2}}{t_{x2} - t_{w1}}} = \frac{16 - 13,5 - 13,54 + 10,22}{\ln \frac{16 - 13,5}{13,54 - 10,22}} = 2,89 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.24)$$

Середня температура шахтної води в апараті

$$t_x = \frac{t_{x1} + t_{x2}}{2} = \frac{16 + 13,54}{2} = 14,77^\circ\text{C}. \quad (2.25)$$

Середня температура води проміжного контуру в апараті

$$t_w = \frac{t_{w1} + t_{w2}}{2} = \frac{10,22 + 13,5}{2} = 11,86 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.26)$$

Середня температура стінок трубок

$$t_{\text{ст}} = \frac{t_x + t_w}{2} = \frac{14,77 + 11,86}{2} = 13,31 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2.27)$$

По таблицях [2] знаходимо фізичні властивості води при середній температурі шахтної води в апараті $t_x = 14,77^\circ\text{C}$:

кінематична в'язкість $\nu_x = 1,16 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

теплопровідність $\lambda_x = 0,587 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

число Прандтля $\text{Pr}_x = 8,33$;

при середній температурі води проміжного контуру $t_w = 11,86^\circ\text{C}$:

кінематична в'язкість $\nu_w = 1,25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

теплопровідність $\lambda_w = 0,58 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

число Прандтля $\text{Pr}_w = 9,06$;

при середній температурі стінок трубок $t_{ст} = 13,31^\circ\text{C}$ число Прандтля $Pr_{ст} = 8,69$.

Швидкість шахтної води в трубках теплообмінника

$$w_x = \frac{V_x}{S_x} = \frac{0,0167}{0,0101} = 1,655 \text{ м/с.} \quad (2.28)$$

Число Рейнольдса для шахтної води в трубках

$$Re_x = \frac{w_x d_B}{\nu_x} = \frac{1,655 \cdot 0,016}{1,16 \cdot 10^{-6}} = 22790. \quad (2.29)$$

Оскільки $Re_x > 10000$, (режим руху – розвинений турбулентний), то число Нуссельта розраховуємо за формулою

$$\begin{aligned} Nu_x &= 0,023 Re_x^{0,8} Pr_x^{0,43} \left(\frac{Pr_x}{Pr_{ст}} \right)^{0,25} = \\ &= 0,023 \cdot 22790^{0,8} \cdot 8,33^{0,43} \cdot \left(\frac{8,33}{8,69} \right)^{0,25} = 173,4. \end{aligned} \quad (2.30)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від шахтної води до стінок трубок

$$\alpha_x = \frac{Nu_x \lambda_x}{d_B} = \frac{173,4 \cdot 0,587}{0,016} = 6360 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}). \quad (2.31)$$

Швидкість води в міжтрубному просторі теплообмінника

$$w_w = \frac{V_w}{S_w} = \frac{0,0125}{0,0068} = 1,838 \text{ м/с.} \quad (2.32)$$

Число Рейнольдса для руху води в міжтрубному просторі

$$\text{Re}_w = \frac{w_w d_3}{\nu_w} = \frac{1,838 \cdot 0,02}{1,25 \cdot 10^{-6}} = 29420. \quad (2.33)$$

Число Нуссельта для тепловіддачі від стінок трубок до води в міжтрубному просторі розраховуємо за формулою [3]

$$\begin{aligned} \text{Nu}_w &= 0,24 \text{Re}_w^{0,6} \text{Pr}_w^{0,36} \left(\frac{\text{Pr}_w}{\text{Pr}_{\text{ст}}} \right)^{0,25} = \\ &= 0,24 \cdot 29420^{0,6} \cdot 9,06^{0,36} \cdot \left(\frac{9,06}{8,69} \right)^{0,25} = 257,3. \end{aligned} \quad (2.34)$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок до води в міжтрубному просторі

$$\alpha_w = \frac{\text{Nu}_w \lambda_w}{d_3} = \frac{257,3 \cdot 0,58}{0,02} = 7464 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}). \quad (2.35)$$

Коефіцієнт теплопередачі апарату, віднесений до поверхні теплообміну апарату по зовнішньому діаметру трубок

$$\begin{aligned} k &= \frac{1}{\frac{1}{\alpha_w} + \frac{d_3}{2\lambda_{\text{ст}}} \ln \frac{d_3}{d_{\text{в}}} + R_{\text{забп}} + \frac{1}{\alpha_x} \frac{d_3}{d_{\text{в}}}} = \\ &= \frac{1}{\frac{1}{7464} + \frac{0,02}{2 \cdot 418} \ln \frac{0,02}{0,016} + 0,0002 + \frac{1}{6360} \cdot \frac{0,02}{0,016}} = 1866 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}), \end{aligned} \quad (2.36)$$

де $\lambda_{ст} = 418 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{С})$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу (мідь) стінок трубок; $R_{забр} = 0,0002 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{С}/\text{Вт}$ – термічний опір забруднень.

Площа поверхні теплообміну апарату по зовнішньому діаметру трубок

$$F = \frac{Q_x}{k\Delta t_{cp}} = \frac{171900}{1866 \cdot 2,89} = 31,9 \text{ м}^2. \quad (2.37)$$

Довжина теплообмінних трубок

$$L = \frac{F}{\pi d_3 n_{тр}} = \frac{31,9}{3,14 \cdot 0,02 \cdot 301} = 1,68 \text{ м}. \quad (2.38)$$

Втрати тиску в теплообміннику по шахтній воді, що протікає в трубному просторі,

$$\Delta p_x = \zeta_x n_{xx} \frac{L}{d_B} \rho_x \frac{w_x^2}{2} = 0,0253 \cdot 6 \cdot \frac{1,68}{0,016} \cdot 1000 \cdot \frac{1,655^2}{2} = 21820 \text{ Па}, \quad (2.39)$$

де ζ_x – коефіцієнт втрат енергії за довжиною трубки (коефіцієнт Дарсі), визначуваний за формулою

$$\zeta_x = \frac{1}{(1,821 \lg \text{Re}_x - 1,64)^2} = \frac{1}{(1,821 \lg 22790 - 1,64)^2} = 0,0253. \quad (2.40)$$

Число ходів теплообмінника по воді, що протікає в міжтрубному просторі,

$$n_{xw} = \frac{L}{l} = \frac{1,68}{0,046} = 35. \quad (2.41)$$

Втрати тиску в теплообміннику по воді, що протікає в міжтрубному просторі,

$$\Delta p_w = \zeta_w n_{xw} \frac{D}{d_e} \rho_w \frac{w_w^2}{2} = 0,06 \cdot 35 \cdot \frac{0,52}{0,0229} \cdot 1000 \cdot \frac{1,838^2}{2} = 79500 \text{ Па}, \quad (2.42)$$

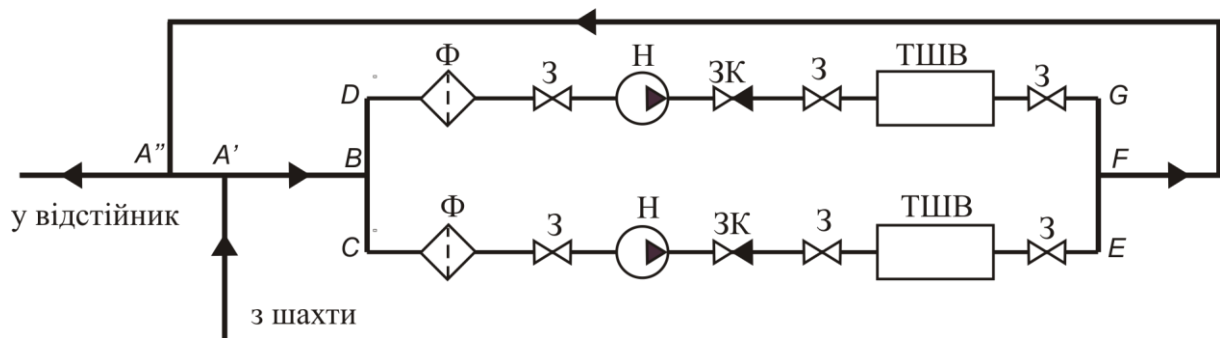
де $\zeta_w = 0,06$ – коефіцієнт опору одного ходу;

d_e – еквівалентний діаметр, м, визначуваний за формулою

$$d_e = \frac{D_B^2 - n_{\text{тр}} d_3^2}{D_B + n_{\text{тр}} d_3} = \frac{0,52^2 - 301 \cdot 0,02^2}{0,52 + 301 \cdot 0,02} = 0,0229 \text{ м}. \quad (2.43)$$

2.7 Вибір насосів шахтної води

Схема трубопроводу подачі шахтної води на теплообмінник та її відводу показана на рис. 2.6.



Ф – фільтр; З – засувка; Н – насос; ОК – зворотний клапан;

ТШВ – теплообмінник шахтної води

Рисунок 2.6 – Схема контуру шахтної води

Відбір шахтної води з водовідливного поставу здійснюється в точці A' , а повернення – в точку A'' . Відстань між цими точками незначна (1 ... 2 м), тому можна прийняти, що тиск води в цих точках однаковий, тобто

$p_{A''} = p_{A'} = p_A$, а напір насосів витрачається тільки на подолання гідравлічного опору контурів $A' - B - C - F - A''$, чи $A' - B - D - F - A''$. Оскільки ці контури однакові, для вибору насосів достатньо визначити втрати напору в одному з них, наприклад в контурі $A' - B - C - F - A''$.

В цьому контурі втрати напору

$$\begin{aligned} \sum h_{\text{в}} = & h_{l_{A-B}} + h_{l_{B-C-E-F}} + h_{l_{F-A}} + \\ & + h_{\text{вх}} + h_{\text{вих}} + h_{\text{зв}} + h_{\text{розш}} + h_{\text{ф}} + h_{\text{кл}} + n_3 h_3 + n_{90} h_{90} + h_{\text{тшв}}, \end{aligned} \quad (2.44)$$

де $h_{l_{A-B}}$, $h_{l_{B-C-E-F}}$ та $h_{l_{F-A}}$ – втрати напору за довжиною на ділянках $A' - B$, $B - C - F$ та $F - A''$ трубопроводу, м;

$h_{\text{вх}}$, $h_{\text{вих}}$, $h_{\text{зв}}$, $h_{\text{розш}}$, $h_{\text{ф}}$, $h_{\text{кл}}$, h_3 , h_{90} – втрати напору на місцевих опорах: вході в контур, виході з нього, раптовому звуженні при вході в ділянку $B - C - E - F$, раптовому розширенні при виході з неї, фільтрі, зворотному клапані, засувці та відводі під 90° , м;

n_3 – число засувок;

n_{90} – число відводів під 90° ;

$h_{\text{тшв}}$ – втрати напору на теплообміннику шахтної води, м, що визначаються за формулою

$$h_{\text{тшв}} = \frac{\Delta p_x}{\rho_x g} = \frac{21820}{1000 \cdot 9,8} = 2,227 \text{ м.} \quad (2.45)$$

Довжина ділянок трубопроводу: $L_{A-B} = 65$ м, $L_{B-F} = 4,0$ м, $L_{F-A} = 70$ м.

Витрата шахтної води на цих ділянках:

$$V_{B-F} = V_x = 60 \text{ м}^3/\text{Год} = 0,0167 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$V_{A-B} = V_{F-A} = 2V_x = 120 \text{ м}^3/\text{Год} = 0,0333 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Внутрішній діаметр трубопроводу на ділянках приймаємо рівними: на ділянках $A' - B$ і $F - A''$ $d_{A-B} = d_{F-A} = 200$ мм, на ділянці $B - C - F$ $d_{B-F} = 80$ мм.

Розраховуємо ділянку $B - C - F$.

Швидкість води і число Рейнольдса на цій ділянці

$$w = \frac{4V_x}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 0,0167}{3,14 \cdot 0,08^2} = 3,32 \text{ м/с.} \quad (2.46)$$

$$\text{Re} = \frac{wd}{\nu_x} = \frac{3,32 \cdot 0,08}{1,0 \cdot 10^{-6}} = 265300. \quad (2.47)$$

Так як $\text{Re} > 100000$, то режим течії знаходиться у зоні дії закону квадратичного опору.

Еквівалентну шорсткість внутрішньої поверхні сталевих труб приймаємо рівною $\Delta_e = 0,6$ мм и розраховуємо коефіцієнт Дарсі за формулою Альтшуля [4]

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta_e}{d} \right)^{0,25} = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{265300} + \frac{0,0006}{0,08} \right)^{0,25} = 0,0326. \quad (2.48)$$

Втрати напору за довжиною на даній ділянці

$$h_l = \lambda \frac{L}{d} \cdot \frac{w^2}{2g} = 0,0326 \cdot \frac{4,0}{0,08} \cdot \frac{3,32^2}{2 \cdot 9,8} = 0,916 \text{ м.} \quad (2.49)$$

Аналогічно розраховуємо втрати напору за довжиною на ділянках $A' - B$ і $F - A''$, і результати розрахунку зводимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунку втрат напору за довжиною трубопроводу на ділянках

Ділянка	Довжина L , м	Діаметр d , м	Витрата, w , м ³ /год	Швидкість w , м/с	Число Re	Коефіцієнт Дарсі	Втрати напору h_l , м
$A' - B$	65	0,2	120	1,061	212207	0,02641	0,493
$B - C - F$	4	0,08	60	3,316	265258	0,03264	0,916
$F - A''$	70	0,2	120	1,061	212207	0,02641	0,531

Втрати напору на місцевих опорах h_m пропорційні швидкісному напору и розраховуються за формулою Вейсбаха [4]

$$h_m = \xi_m \frac{w^2}{2g}, \quad (2.50)$$

де ξ_m – коефіцієнт місцевого опору.

Для розглядуваного контуру число засувки $n_3 = 3$, число відводів під 90° $n_{90} = 9$.

За даними [4,5] значення коефіцієнтів місцевих опорів прийняті рівними:

на вході в контур (врізка трубопроводу $A' - B$ в трубопровід водовідливного поставу більшого діаметру) $\xi_{вх} = 0,9$;

на виході з контуру (врізка трубопроводу $F - A''$ в трубопровід водовідливного поставу більшого діаметру) $\xi_{вих} = 0,5$;

раптового звуження потоку на вході в ділянку $B - C - F$ $\xi_{звуж} = 0,9$;

раптового розширення потоку при виході з ділянки $B - C - F$ $\xi_{розш} = 0,5$;

зворотного клапана $\xi_{кл} = 1,5$;

фільтра $\xi_{ф} = 3,0$;

відкритої засувки $\xi_3 = 0,15$;

плавного повороту на 90° радіусом $R_0 = d \xi_{90} = 0,29$.

Результати розрахунку втрат напору на місцевих опорах наводимо в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку втрат напору на місцевих опорах

Вид опору	Місцеві опори			Діаметр трубопроводу d , м	Витрата V , м ³ /год	Швидкість w , м/с	Втрати напору h_m , м
	Коефіцієнт ξ_m	Число опорів n_m	Загальний коефіцієнт $n_m \xi_m$				
вхід	0,90	1	0,90	0,200	120,0	1,061	0,052
вихід	0,50	1	0,50	0,200	120,0	1,061	0,029
звуження	0,90	1	0,90	0,080	60,0	3,316	0,505
розширення	0,50	1	0,50	0,080	60,0	3,316	0,280
клапан	1,50	1	1,50	0,080	60,0	3,316	0,841
фільтр	3,00	1	3,00	0,080	60,0	3,316	1,683
засувка	0,15	3	0,45	0,080	60,0	3,316	0,252
поворот на 90°	0,29	9	2,61	0,080	60,0	3,316	1,464
ТШВ	-	-	-	-	-	-	2,227

Загальні втрати напору в контурі відповідно до формули (2.44) складуть

$$\begin{aligned} \sum h_b = & 0,493 + 0,916 + 0,531 + 0,052 + 0,029 + 0,505 + \\ & + 0,280 + 0,841 + 1,683 + 0,252 + 1,464 + 2,227 = 9,272 \text{ м.} \end{aligned} \quad (2.51)$$

Параметр, що визначає опір контуру,

$$R = \frac{\sum h_b}{V_x^2} = \frac{9,272}{0,0167^2} = 33380 \text{ с}^2/\text{м}^5. \quad (2.52)$$

Робоча точка насоса визначається точкою перетину його напірної характеристики з напірною характеристикою зовнішньої мережі.

В даному випадку для насоса, встановленого в контурі $A' - B - C - E - F - A''$, зовнішньою мережею є трубопровід контуру з місцевими опорами, що знаходяться на ньому. Характеристика зовнішньої мережі контуру описується рівнянням

$$\sum h_B = RV_x^2. \quad (2.53)$$

Задаючись різними значеннями витрати шахтної води V_x , відповідно до формули (2.53) знаходимо значення втрат напору в контурі і будуємо характеристику контуру шахтної води (зовнішньої мережі насоса шахтної води) – лінія 1 на рис. 2.7.

Для забезпечення необхідної витрати води в контурі вибираємо насос СД 50/10. Напірна характеристика насоса при частоті обертання 1450 об/хв приведена на рис. 2.7 (лінія 2). На рисунку показана також характеристика ККД насосу – лінія 3.

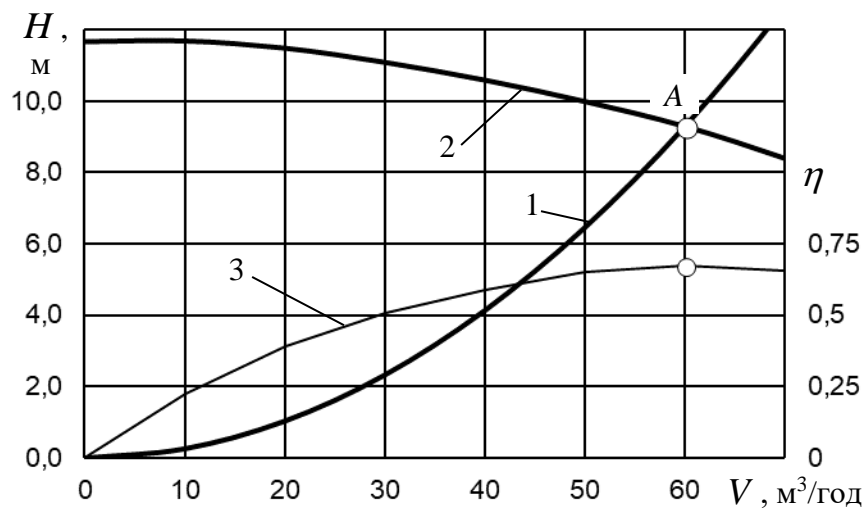


Рисунок 2.7 – Характеристики насоса и контуру шахтної води

В робочій точці (точці A) подача насоса буде дорівнювати $V_A = 60,3 \text{ м}^3/\text{год}$, а напір $H_A = 9,25 \text{ м}$, що забезпечить необхідний гідравлічний режим контуру. ККД насоса в цьому режимі $\eta_A = 0,665$.

Насос СД 50/10 – стічно-динамічний. Призначений для перекачування побутових і промислових забруднених рідин с водневим показником рН від 6 до 8,5, густиною до $1100 \text{ кг}/\text{м}^3$, кінематичною в'язкістю не більше $1 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$,

температурою від 0 до плюс 90°C, з вмістом абразивних зважених частинок не більше 1% за об'ємом, розміром до 5 мм та мікротвердістю до 9000 МПа.

Потужність, споживана електродвигуном насоса в робочому режимі,

$$N_{\text{нел}} = \frac{\rho_x g V_A H_A}{\eta_A \eta_{\text{нмех}} \eta_{\text{ед}}} = \frac{1000 \cdot 9,8 \cdot 60,2 \cdot 9,25}{3600 \cdot 0,665 \cdot 0,97 \cdot 0,94} = 2500,0 \text{ Вт} = 2,5 \text{ кВт.} \quad (2.54)$$

де η_A , $\eta_{\text{нмех}}$ і $\eta_{\text{ед}}$ – гідравлічний ККД насоса в робочому режимі, механічний ККД насоса и ККД його приводного електродвигуна, що дорівнюють відповідно 0,665, 0,97 и 0,94.

3 ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ПРОПОНОВАНОГО ТЕХНІЧНОГО РІШЕННЯ

Економічний ефект від застосування пропонованого технічного рішення зумовлений тим, що для нагріву води, яка подається в систему гарячого водопостачання шахти, використовується непридатне тепло шахтної води. Трансформація потенціалу тепла, що відбирається від шахтної води, здійснюється за допомогою теплонасосної установки, робота якої пов'язана зі споживанням електричної енергії, яка також трансформується в теплоту, яка надається воді, що нагрівається. У порівнянні з існуючою технологією підготовки води для системи гарячого водопостачання за допомогою котельної установки теплонасосна технологія, яка використовує дармове тепло шахтної води, відрізняється меншими енергетичними затратами, високим рівнем автоматизації процесу, відсутністю необхідності в постійній присутності обслуговуючого персоналу, екологічною чистотою. Це обумовлює менші експлуатаційні витрати і відповідну економію коштів.

Для спорудження установки потрібні капітальні витрати.

Ефект від застосування теплонасосної технології (пропонований варіант) будемо визначати на основі порівняння її економічних показників з показниками базового варіанту – існуючою системою підготовки води для системи гарячого водопостачання шахти в котельній установці.

3.1 Економічні показники теплонасосної технології

3.1.1 Капітальні витрати

Розрахунок капітальних витрат по теплонасосної установки наводимо в табл. 3.1.

При розрахунках транспортні витрати прийняті рівними 5,5%, а будівельно-монтажних робіт - 35% від вартості основного обладнання.

Таблиця 3.1 – Розрахунок капітальних витрат по теплонасосній установці

Найменування обладнання	Одиниці виміру	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн.	Загальна вартість, тис. грн
Теплові насоси 220 кВт	шт.	2	750,0	1500,00
Теплообмінник шахтної води	шт.	2	240,0	480,00
Теплообмінник чистої води	шт.	2	70,0	140,00
Баки-акумулятори 20 м ³	шт.	4	66,0	264,00
Насоси	шт.	8	25,0	200,00
Засувка Ду 300 з електроприводом	шт.	1	26,0	26,00
Засувка Ду 100 с електроприводом	шт.	2	10,0	20,00
Електрообладнання, КВП	комплект	1	650,0	650,00
Водонагрівач електричний	шт.	2	20,0	40,00
Вартість обладнання, всього				3320,00
Транспортні витрати				182,60
Будівельно-монтажні роботи				1162,00
Проектні роботи				1200,00
Пусконаладжувальні роботи				500,00
Всього по установці				6364,60
Зовнішні комунікації (матеріали і монтаж)				455,40
Капітальні витрати				6820,00

Амортизаційні відрахування розраховуємо за методом зменшення залишкової вартості, за яким річна сума амортизації визначається як добуток залишкової вартості об'єкта на початок звітнього року або первісної вартості на дату початку нарахування амортизації та річної норми амортизації.

Річна норма амортизації обчислюється як різниця між одиницею та результатом кореня ступеня кількості років корисного використання об'єкта з результату від ділення ліквідаційної вартості об'єкта на його первісну вартість, тобто

$$n_a = 1 - \sqrt[T]{\frac{L}{K}} = 1 - \sqrt[15]{0,035} = 0,2. \quad (3.1)$$

де L і K - ліквідаційна і первісна вартість об'єкта.

Для основних засобів та інших необоротних активів Податковим кодексом України встановлено мінімально допустимі строки корисного використання, в тому числі для будівель 20, споруд - 15, машин і устаткування - 5 років. Приймаємо мінімальний термін служби теплонасосної установки $T = 15$ років, а ліквідаційну вартість - 3,5% від початкової.

3.1.2 Експлуатаційні витрати

У разі теплонасосної технології експлуатаційні витрати будуть визначатися вартістю спожитої електричної енергії.

Кількість електроенергії, що споживається установкою за добовий цикл (18 годин) в холодну пору року, обумовлено електроенергією, споживаною кожним тепловим насосом (по 48,1 кВт) та насосами подачі шахтної, гарячої води, насосами проміжних контурів циркуляції, загалом 5,8 кВт. Всього кількість спожитої електроенергії за 15-и годинний добовий цикл

$$W_{\text{доб}} = (2 \cdot 48,1 + 5,8) \cdot 15 = 1530 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{доб}. \quad (3.2)$$

Кількість електроенергії, яка споживається установкою за рік, розраховуємо за умови, що протягом шести холодних місяців установка працює з повним навантаженням, а протягом шести теплих місяців - з навантаженням 50%:

$$W_{\text{рік}} = 180 \cdot 1530 + 180 \cdot 1530 \cdot 0,5 = 413100 \text{ кВт} \cdot \text{год} / \text{рік}. \quad (3.3)$$

Вартість спожитої електроенергії при тарифі $c_{\text{ел}} = 1,6$ грн/кВт·год складе $C_{\text{ел}}^{\text{ТН}} = 661,0$ тис. грн. на рік.

Експлуатаційні витрати по теплонасосній установці складуть

$$C^{TH} = C_{эл}^{TH} = 661,0 \text{ тис. грн/рік.} \quad (3.4)$$

3.2 Економічні показники існуючої технології

В даний час вода для системи ГВП шахти нагрівається у вугільній котельній установці. Устаткування цієї установки в значній мірі зношене і потребує модернізації. Зокрема, необхідно придбати і встановити фільтри для очищення димових газів.

Капітальні, пов'язані з модернізацією існуючої вугільної котельної установки, складають орієнтовно $K_{ку} = 2400$ тис. грн.

Розрахунок експлуатаційних витрат наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2 – Розрахунок річних експлуатаційних витрат по котельній установці

Елементи витрат	Одиниці виміру	Кількість	Вартість одиниці, тис. грн	Витрати, тис. грн
Паливо (вугілля) для котельної	т/рік	620	1,600	992,0
Електроенергія	тис. кВт·год/рік	90	2,00	180,0
Поточне обслуговування				22,0
Бюджетні платежі за забруднення навколишнього середовища				35,0
Фонд заробітної плати				480,0
Відрахування з фонду заробітної плати				225,0
Експлуатаційні витрати				1934,0

3.3 Річна економія

Річна економія за рахунок переходу з існуючої на теплонасосну технологію отримання гарячої води

$$E = C^{кот} - C^{TH} = 1934,0 - 661,0 = 1273,0 \text{ тис. грн/рік.} \quad (3.5)$$

3.4 Розрахунок чистого дисконтованого доходу і терміну окупності капітальних витрат

Розрахунок чистого дисконтованого доходу (ЧДД) і терміну окупності капітальних витрат на спорудження теплонасосної установки проведений за методом зменшення залишкової балансової вартості.

На кінець кожного t -го року експлуатації установки визначається залишкова балансова вартість за формулою

$$BB_t = BB_{t-1} - AB_t, \quad (3.6)$$

де BB_{t-1} - балансова вартість установки на кінець попереднього року;

AB_t - амортизаційні відрахування в поточному t -му році, що розраховуються за формулою

$$AB_t = n_a BB_{t-1}. \quad (3.7)$$

Розраховується річний вхідний грошовий потік $ГП_t$ за t -й рік експлуатації, який представляє собою суму амортизаційних відрахувань і річної економії, і річний дисконтований вхідний грошовий потік $ДГП_t$ за формулами

$$ГП_t = AB_t + E_{\text{рік}}. \quad (3.8)$$

$$ДГП_t = КД_t \cdot ГП_t, \quad (3.9)$$

де $КД_t$ – коефіцієнт дисконтування, визначуваний за формулою

$$KD_t = \frac{1}{\left[(1 + r_{\text{інф}})(1 + \alpha) \right]^t}, \quad (3.10)$$

де $r_{\text{інф}}$ – темп інфляції;

α – дисконтна ставка.

Розраховується кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік $KДГП_T$ за T років експлуатації та чистий дисконтований дохід $ЧДД_T$ за формулами:

$$KДГП_T = \sum_1^T ДГП_t, \quad (3.11)$$

$$ЧДД_T = KДГП_T - BB_0. \quad (3.12)$$

Під первісною балансовою вартістю установки BB_0 розуміється різниця між капітальними витратами, які необхідно вложити для створення теплонасосної установки, і капітальними витратами, необхідними для модернізації існуючої системи підготовки гарячої води на основі вугільної котельної установки

$$BB_0 = K_{\text{тну}} - K_{\text{ку}} = 6820 - 2400 = 4420 \text{ тис. грн}, \quad (3.13)$$

де $K_{\text{тну}}$ – капітальні витрати по теплонасосній установці (див. табл. 3.1);

Для першого року експлуатації об'єкта ($t=1$):

амортизаційні відрахування

$$AB_1 = n_a BB_0 = 0,2 \cdot 4420 = 884,0 \text{ тис. грн}; \quad (3.14)$$

вхідний грошовий потік

$$ГП_1 = АВ_1 + E_{\text{рік}} = 884,0 + 1273,0 = 2157,0 \text{ тис. грн}; \quad (3.15)$$

коефіцієнт дисконтування (при темпі інфляції 10% за рік, тобто $r_{\text{інф}} = 0,1$, та дисконтній ставці $\alpha = 0,17$)

$$КД_1 = \frac{1}{[(1 + r_{\text{інф}})(1 + \alpha)]^1} = \frac{1}{[(1 + 0,1) \cdot (1 + 0,17)]^1} = 0,777. \quad (3.16)$$

дисконтований вхідний грошовий потік

$$ДГП_1 = КД_1 \cdot ГП_1 = 0,777 \cdot 2157,0 = 1676,0 \text{ тис. грн}, \quad (3.17)$$

кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік

$$КДГП_1 = \sum_1^1 ДГП_t = 1676,0 \text{ тис. грн}, \quad (3.18)$$

чистий дисконтований дохід

$$ЧДД_1 = КДГП_1 - БВ_0 = 1676,0 - 4420 = -2744,0 \text{ тис. грн}. \quad (3.19)$$

Результати розрахунку для наступних років експлуатації приведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Розрахунок ЧДД

Рік експлуатації установки	Балансова вартість установки BB_t , тис. грн.	Амортизаційні відрахування AB_t , тис. грн.	Річний вхідний грошовий потік $ГП_t$, тис. грн.	Річний дисконтований вхідний грошовий потік, $ДГП_t$, тис. грн	Кумулятивний дисконтований вхідний грошовий потік $КДГП_t$, тис. грн	Чистий дисконтований дохід $ЧДД_t$, тис. грн
0	4420,0					-4420,0
1	3536,0	884,0	2157,0	1676,0	1676,0	-2744,0
2	2828,8	707,2	1980,2	1195,5	2871,5	-1548,5
3	2263,0	565,8	1838,8	862,6	3734,1	-685,9
4	1810,4	452,6	1725,6	629,0	4363,0	-57,0
5	1448,3	362,1	1635,1	463,1	4826,1	406,1
6	1158,7	289,7	1562,7	343,9	5170,0	750,0
7	926,9	231,7	1504,7	257,3	5427,2	1007,2

За результатами розрахунків на рис. 3.1 побудовано графік зміни ЧДД в залежності від строку експлуатації установки.

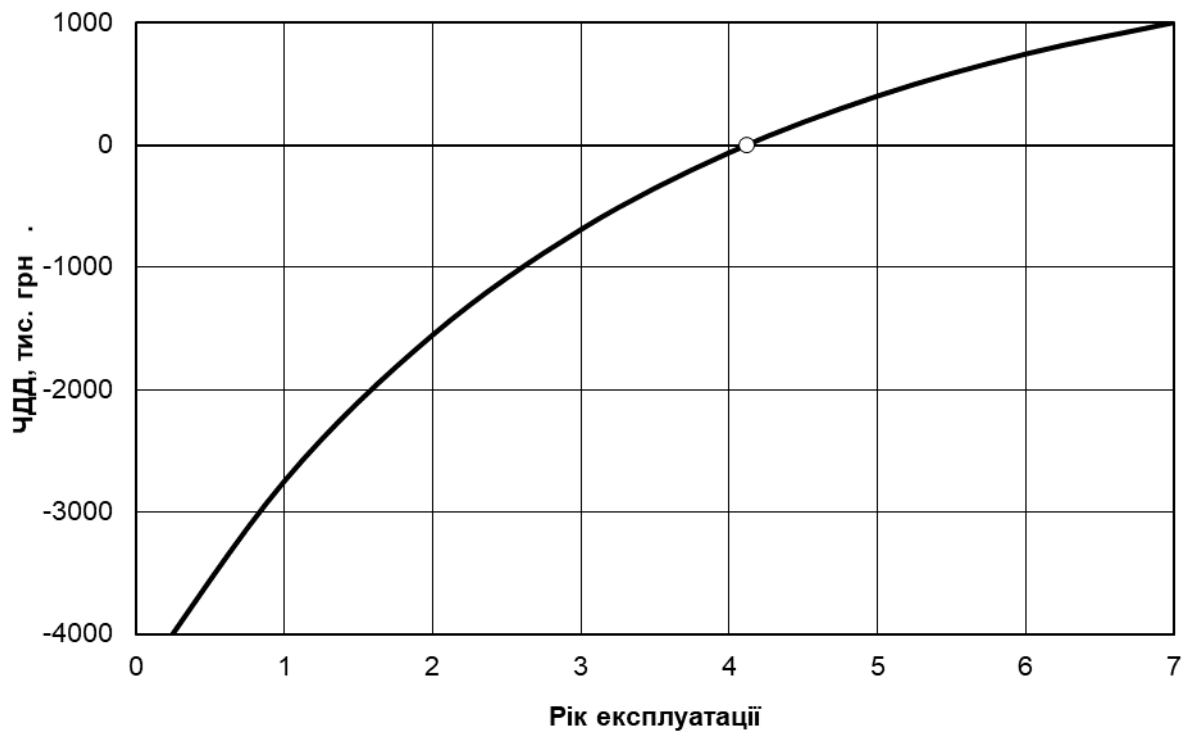


Рисунок 3.1 – Залежність ЧДД від строку експлуатації установки

З рисунка видно, що чистий дисконтований дохід становиться позитивним ($ЧДД > 0$) через 4,12 роки експлуатації установки.

Таким чином, строк окупності капітальних витрат на спорудження теплонасосної установки складе 4,12 року.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ПРОМИСЛОВА БЕЗПЕКА

4.1 Шкідливі і небезпечні виробничі фактори при експлуатації теплонасосної установки

При експлуатації і обслуговуванні теплонасосних установок на працівників можлива дія наступних несприятливих виробничих факторів:

- осколків, що розлітаються і бризок теплонасосного агента, холодоносіїв при можливих руйнуваннях елементів теплонасосних установок;
- розташування робочих місць на значній висоті відносно поверхні землі (підлоги);
 - рухомих частин теплонасосних установок;
 - підвищеної загазованості повітря робочих зон через можливі витіки холодоагенту з теплонасосних систем і внаслідок пожежі;
 - підвищеної або зниженої температури поверхонь теплонасосних установок;
 - підвищеного тиску холодоагенту в апаратах і трубопроводах;
 - підвищеного рівня шуму на робочих місцях;
 - підвищеного рівня вібрації на робочих місцях;
 - замикання електричних ланцюгів через тіло людини;
 - недостатньої освітленості робочих зон.

4.2 Допуск до роботи. Вимоги до працюючих

До експлуатації теплонасосних установок допускаються особи, які мають відповідну кваліфікацію за професією (спеціальністю), які пройшли в установленому порядку навчання, стажування, інструктаж і перевірку знань з питань охорони праці.

Працюючі, допущені до експлуатації теплонасосної установки, повинні знати:

- можливий вплив шкідливих і (або) небезпечних виробничих факторів;
- пристрій і принцип дії теплонасосної установки, що обслуговується;
- схеми і натурне розміщення трубопроводів теплонасосної системи;
- характеристики та властивості холодоагенту;
- вимоги локальних нормативних правових актів, що регламентують безпечну експлуатацію теплонасосних установок;
- порядок заповнення та спорожнення теплонасосних установок холодоагентом;
- порядок і дії в аварійних ситуаціях;
- правила користування засобами індивідуального захисту, інструментом і пристосуваннями.

4.3 Вимоги до безпечної організації робочого місця

В машинних відділеннях, де знаходяться в робочий час працівники, які обслуговують теплонасосні установки, на видному місці повинні бути вивішені:

- локальні нормативні правові акти, що регламентують безпечну експлуатацію теплонасосних установок, дії працівників в аварійних ситуаціях;
- принципові технологічні схеми трубопроводів з розміщенням на них теплонасосного та технологічного обладнання з пронумерованою запірною арматурою, нанесенням місць розміщення контрольно-вимірювальних приладів і автоматики;
- плани розміщення теплонасосного та технологічного обладнання, трубопроводів та запірної арматури;
- графік технічного обслуговування і ремонту устаткування теплонасосних установок;

- телефони осіб, відповідальних за експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт теплонасосних установок, швидкої медичної допомоги, органів і підрозділів з надзвичайних ситуацій, аварійно-рятувальних служб та інших спеціальних підрозділів, які повинні бути негайно повідомлені про аварію або пожежу;
- покажчики місцезнаходження аптечки першої медичної допомоги та засобів індивідуального захисту.

4.4 Вимоги до розміщення і організації безпечної експлуатації теплонасосних установок

Теплонасосні установки можуть розміщуватися в машинному або апаратному відділенні, інших приміщеннях, на відкритому майданчику. Вибір місця розміщення теплонасосних установок і робочі проходи визначаються відповідно до проектної документації.

Машинне відділення повинно бути достатніх розмірів, щоб усе приладдя теплонасосних установок були легкодоступними і знаходилися на достатній відстані для того, щоб належним чином забезпечувати догляд за ним і експлуатацію.

В машинних відділеннях повинні бути добре підігнані двері, що відкриваються у бік виходу. Двері повинні бути такими, що зачиняються, якщо вони розташовуються усередині будівлі. Зовні біля вхідних дверей машинного відділення повинні бути: встановлений дзвінок для виклику працівників, які обслуговують теплонасосні установки, вивішені попереджувальні написи і знаки безпеки.

В машинних відділеннях для обслуговування теплонасосних установок повинні передбачатися майданчики для обслуговування.

Підлоги в приміщеннях, де встановлені теплонасосні установки, повинні бути рівними, з вогнетривкого матеріалу, що не піддаються швидкому зносу, маслостійкими і неслизькими.

Природне і штучне освітлення в приміщеннях теплонасосних установок, робочих місць повинно відповідати вимогам технічних нормативних правових актів і забезпечувати їх достатньою освітленістю для безпечного виконання робіт.

Приміщення, де розміщені теплонасосні установки, повинні бути оснащені ефективною вентиляцією. Для зберігання балонів з холодоагентом передбачається склад відповідно до технічних нормативних правових актів.

Робочі проходи поблизу обладнання теплонасосних установок повинні бути вільні.

Експлуатація теплонасосної установки з несправними системами протиаварійного автоматичного захисту забороняється.

При експлуатації теплонасосної установки повинні проводитися візуальний огляд обладнання теплонасосних установок, перевірка його герметичності, очищення поверхні від бруду і пилу.

При експлуатації теплонасосних установок забороняється використовувати ртутні термометри.

Для виявлення місця витoku холодоагенту допускається користуватися течношукачами, мильною піною, полімерними індикаторами герметичності. При виявленні витoku холодоагенту необхідно, по можливості, видалити холодоагент з пошкодженої ділянки теплонасосної установки, зупинити її, перекрити запірною арматурою пошкоджену ділянку, включити витяжну вентиляцію і усунути витік.

У разі тривалої перерви в роботі теплонасосної установки в зимовий час, при небезпеці замерзання води, остання повинна бути видалена з усіх машин і апаратів з водяним охолодженням, а також з водяних магістралей.

Механічне очищення від водяного каменю трубок апаратів (конденсаторів і випарників з міжтрубним кипінням) повинна проводитися тільки після звільнення їх від холодоагенту під безпосереднім наглядом особи, відповідальної за експлуатацію, технічне обслуговування та ремонт теплонасосних установок.

4.5 Небезпека ураження холодильним агентом

За робочу речовину теплових насосів в спроектованій установці використовується фреон R407C. Цей холодоагент є сумішшю холодоагентів R32/R125/R134a (масові частки компонентів відповідно 23/25/52%) з температурним глайдом біля 7 К. При звичайних температурі і тиску - це безбарвний газ, не токсичний і не запалюється у всьому діапазоні температур експлуатації. Однак при попаданні повітря в систему і стисненні можуть утворюватися горючі суміші. Під впливом полум'я розкладається з утворенням отруйних і дратівливих сполучень, таких, як фторводень. Його компоненти – R134a (тетрафторетан $C_2H_2F_4$), R125 (пентафторетан C_2HF_5) і R32 (діфторметан CH_2F_2) не містять хлору і тому вважаються безпечними для озонового шару атмосфери (озоноруйнівний потенціал $ODP = 0$). Холодоагент R134a - безбарвний газ, Втім, він має достатньо великий потенціал глобального потепління ($GWP = 1600$), тому застосовується в герметичних системах.

В певних аварійних ситуаціях може створювати для оточуючих небезпеку:

задухи через нестачу кисню в повітрі (при концентрації фреону в повітрі понад 20% за обсягом);

травмування в разі руйнування судин, вузлів, болтових з'єднань і інших елементів машин, що знаходяться під тиском;

обмороження в разі потрапляння рідкого холодоагенту на незахищені ділянки тіла;

отруєння продуктами розкладання фреону в разі зіткнення його парів з відкритим полум'ям.

4.6 Вимоги безпеки при заповненні теплонасосної установки холодоагентом

Перед заповненням теплонасосної установки холодоагентом слід упевнитися в тому, що в балоні міститься відповідний холодоагент.

Відкривати ковпачкову гайку на вентилі балону необхідно в захисних окулярах. При цьому вихідний отвір вентиля балону має бути направлений вбік від працюючого.

При заповненні теплонасосної установки холодоагентом необхідно користуватися осушувальним патроном.

Залишати балони з холодоагентом приєднаними до теплонасосної установки, якщо не проводиться заповнення або видалення з неї холодоагенту, забороняється.

У машинному відділенні теплонасосної установки допускається зберігати не більше одного балона з холодоагентом. Балон з холодоагентом забороняється розміщувати біля печей, опалювальних пристроїв, парових труб, інших джерел тепла і струмоведучих кабелів і проводів.

Для наповнення холодоагентом з теплонасосної установки повинні використовуватися тільки балони з непростроченої датою їх технічного огляду та відповідним маркуванням. Норма заповнення не повинна перевищувати допустимих значень. Перевірка наповнення балонів повинна виконуватися зважуванням.

4.7 Протипаварійний захист

Теплонасосні установки повинні бути оснащені справними системами протипаварійного захисту, що зупиняють компресор або які блокують його пуск при досягненні гранично допустимих значень контрольованих параметрів, передбачених організацією-виробником або проектною документацією.

Теплонасосні установки повинні бути оснащені реле високого тиску, що зупиняє компресор при підвищенні тиску нагнітання до певної заданої величини.

Системи протиаварійного захисту повинні мати замкнутий вихідний ланцюг або замкнуті контакти при нормальному стані контрольованих параметрів. Контакти цих приладів повинні розмикатися в разі їх спрацювання.

Електричні схеми неагрегованих теплонасосних установок повинні виключати можливість автоматичного пуску компресора після спрацювання систем протиаварійного захисту. Пуск його повинен бути можливий тільки після ручного деблокування протиаварійного захисту.

Пуск і робота компресорів теплонасосних установок при вимкнених пристроях систем протиаварійного захисту не допускається.

ВИСНОВОК

У кваліфікаційній роботі розроблено проєкт теплонасосної установки, що використовує скидну теплоту шахтної води для нагріву питної води для системи гарячого водопостачання в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля».

Виконано розрахунки термодинамічного циклу теплових насосів, енергетичних показників теплонасосної установки, параметрів теплообмінника шахтної води, режиму роботи насосів шахтної води.

Розрахунки проводилися за допомогою комп'ютерних програм.

Спроектована теплонасосна установка забезпечить підготовку гарячої води з температурою 45°C в кількості 140 м³ за 15-и годинний робочий цикл (під час дії нічного та напівпікового періоду навантаження електричної мережі).

Теплопродуктивність теплонасосної установки - 440 кВт. Забезпечується застосуванням двох теплових насосів тепловою потужністю 220 кВт. Коефіцієнт перетворення енергії теплових насосів дорівнює 4,575.

Економічна оцінка проєкту показала, річна економія, обумовлена, використанням непридатного тепла шахтної води, становить 1 млн. 273 тис. грн/рік. Дисконтований термін окупності капітальних витрат - 4,12 року.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні вказівки до проектування теплонасосних установок для утилізації викидного тепла на гірничих підприємствах для студентів спеціальності 7(8).05030101 „Розробка родовищ та видобування корисних копалин” спеціалізації „Енергомеханічні комплекси гірничого виробництва” / Ю.І. Оксень, О.С. Савенчук, В.І. Самуся. – Д. : Національній гірничий університет, 2014. – 40 с.
2. Михеев, М.А. Основы теплопередачи / М.А. Михеев, И.М. Михеева. – М.: Энергия, 1973. – 320 с.
3. Теплообменные аппараты теплонасосных установок / Под общ. ред. Г.Н. Даниловой, 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Машиностроение, Ленингр. отд., 1986 – 303 с.
4. Чугаев Р.Р. Гидравлика. – Л.: Энергия, 1975. – 600 с.
5. Коваль П.В. Гидравлика и гидропривод горных машин. М.: Машиностроение, 1979. – 319 с.

ДОДАТОК А. Відомість матеріалів кваліфікаційної роботи

№	Формат	Позначення	Найменування	Кількість аркушів	Примітка
1					
2			Документація		
3					
4	A4		Пояснювальна записка	62	
5					
6			Графічні матеріали		
7					
8	A1		Схема теплонасосної установки	1	
9	A1		Термодинамічний цикл теплонасосної установки	1	
10	A1		Характеристики обладнання та техніко-економічні показники	1	

ВІДГУК

на кваліфікаційну роботу бакалавра на тему:

Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» студента групи 184-17ск-1 ММФ Тимченка Олександра Олександровича

Завдання на кваліфікаційну роботу безпосередньо пов'язане з об'єктом діяльності бакалавра за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничих підприємств» - проектуванням та експлуатацією енергомеханічних комплексів, систем і технологій гірничих підприємств.

Робота присвячена розв'язанню проблеми енергозбереження та поліпшення екології навколишнього середовища при підготовці води для системи гарячого водопостачання в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля». Актуальність обраної теми зумовлена дефіцитом паливних ресурсів в Україні.

Зміст роботи відповідає стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК.

В роботі отримано інноваційне технічне рішення, яке полягає у застосуванні новітньої технології нагрівання води для систем гарячого водопостачання за рахунок використання викидного тепла шахтної води за допомогою теплових насосів.

Практичне значення результатів роботи полягає у суттєвій економії палива за рахунок використання тепла викидного тепла шахтної води та в зменшенні викидів шкідливих речовин при спалюванні палива.

Ступінь самостійності виконання кваліфікаційної роботи задовільна.

Розрахунки, що підтверджують працездатність запропонованого технічного рішення, виконані за допомогою комп'ютерних програм.

Оформлення пояснювальної записки виконано з невеликими відхиленнями від стандартів.

Комплексна оцінка кваліфікаційної роботи – 90 балів («відмінно»).

Керівник кваліфікаційної роботи,
доцент кафедри гірничої механіки

Ю.І. Оксень

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу бакалавра на тему:

Проект теплонасосної установки для утилізації тепла шахтної води в умовах шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля» студента групи 184-17ск-1 ММФ Тимченка Олександра Олександровича

Кваліфікаційна робота студента гр. 184-17ск-1 ММФ О.О.Тимченка виконана на 62 сторінках і складається із вступу, двох основних розділів, що розкривають суть роботи, висновків, переліку посилань з 5 використаних джерел.

Однією з найважливіших проблем сьогодення є проблема енерго- та ресурсозбереження. Тому виконані роботи з проектування теплонасосної установки для утилізації викидного тепла шахтної води з метою отримання гарячої води для системи гарячого водопостачання шахти «Самарська» ПрАТ «ДТЕК Павлоградвугілля», безумовно, є актуальними.

Автором розроблено і теоретично обґрунтовано інноваційне технічне рішення, яке полягає в підвищенні потенціалу тепла, що відбирається у шахтної води, за допомогою теплових насосів і передачі його воді, яка нагрівається для системи гарячого водопостачання.

Розрахунками визначено параметри термодинамічного циклу та енергетичні показники теплових насосів, параметри теплообмінного та насосного обладнання контуру шахтної води. Показано, що впровадження теплонасосної установки буде економічно вигідним, а також сприятиме поліпшенню екології довкілля внаслідок відповідного зниження викидів шкідливих речовин на електростанціях.

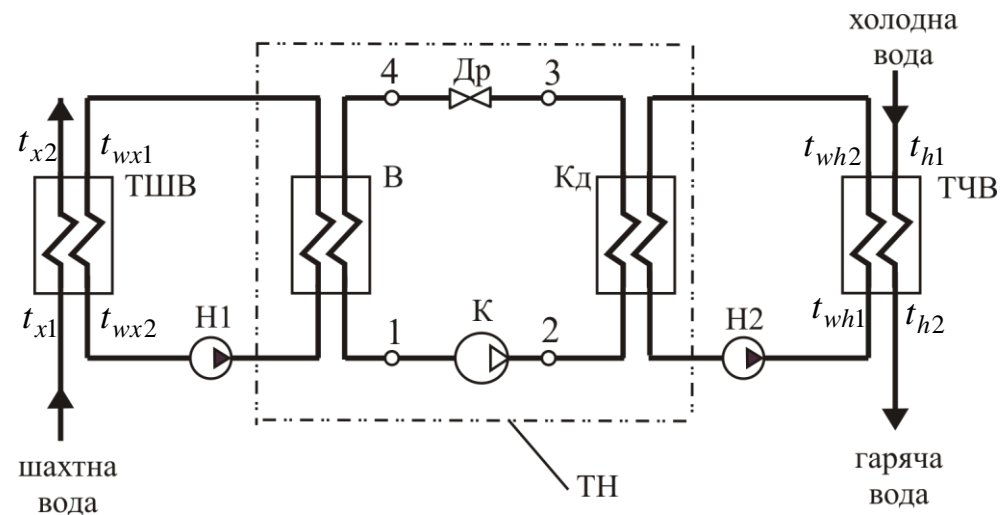
В роботі розглянуто також питання охорони праці та безпечної експлуатації теплонасосної установки.

В цілому, робота відповідає вимогам, що пред'являються до кваліфікаційних робіт бакалаврів за освітньо-професійною програмою «Енергомеханічні комплекси гірничого виробництва», та заслуговує оцінки 90 балів («відмінно»).

Завідувач кафедри інжинірингу та дизайну
в машинобудуванні,
д-р техн. наук, проф.

Заболотний К.С.

СХЕМА ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ З ПРОМІЖНИМИ КОНТУРАМИ ПЕРЕДАЧІ ТЕПЛА



РЕЗУЛЬТАТИ РОЗРАХУНКУ ТЕРМОДИНАМІЧНОГО ЦИКЛУ ТЕПЛОВИХ НАСОСІВ

Точка	Температура, °С	Тиск, МПа	Питомий об'єм, м ³ /кг	Ентальпія, кДж/кг	Ентропія, кДж/(кг·К)	Ступінь сухості
1	11,50	0,556	0,043688	418,8	1,891	-
2	88,44	2,192	0,012841	471,8	1,944	-
3	19,52	2,192	0,000856	229,2	1,196	-
4	0,13	0,556	0,006506	229,2	1,205	0,131
5	5,50	0,556	0,042205	413,0	1,870	1,000
6	54,00	2,192	0,009753	427,1	1,814	1,000
7	49,52	2,192	0,000984	277,2	1,352	0,000

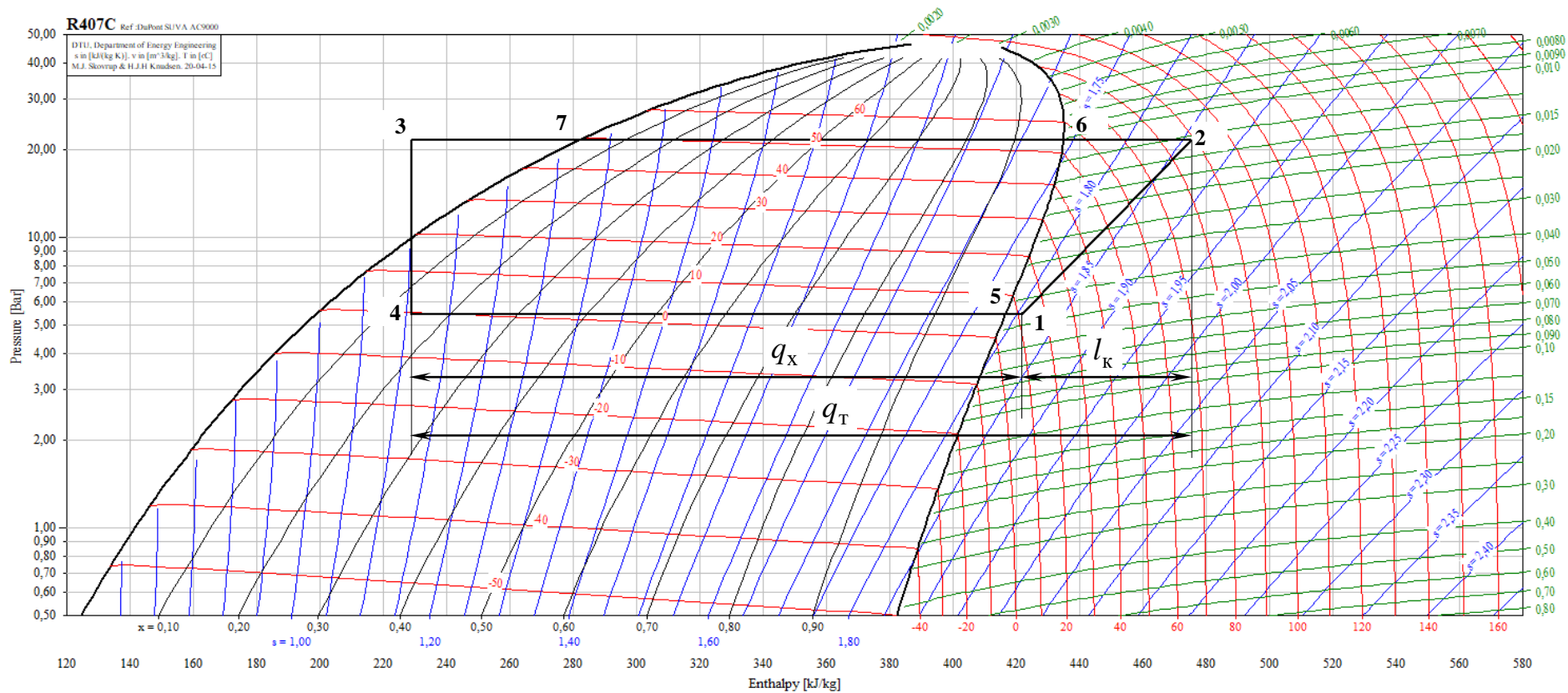
Питома теплопродуктивність q_T – 242,6 кДж/кг

Питома холодопродуктивність q_X – 189,6 кДж/кг

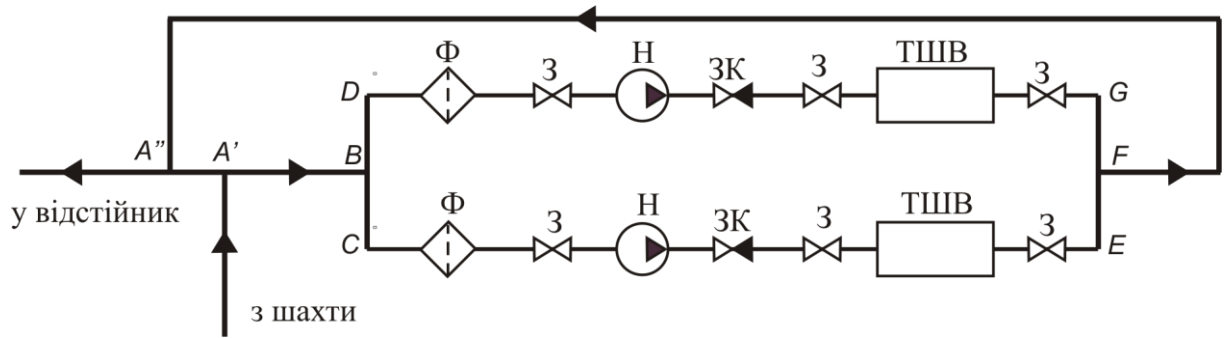
Питома робота компресора l_K – 53,0 кДж/кг

Коефіцієнт перетворення енергії $COP = \frac{q_T}{l_K}$ – 4,575

ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ ЦИКЛ ТЕПЛООВОГО НАСОСА В l, p -ДІАГРАМІ СТАНУ ФРЕОНА R407C

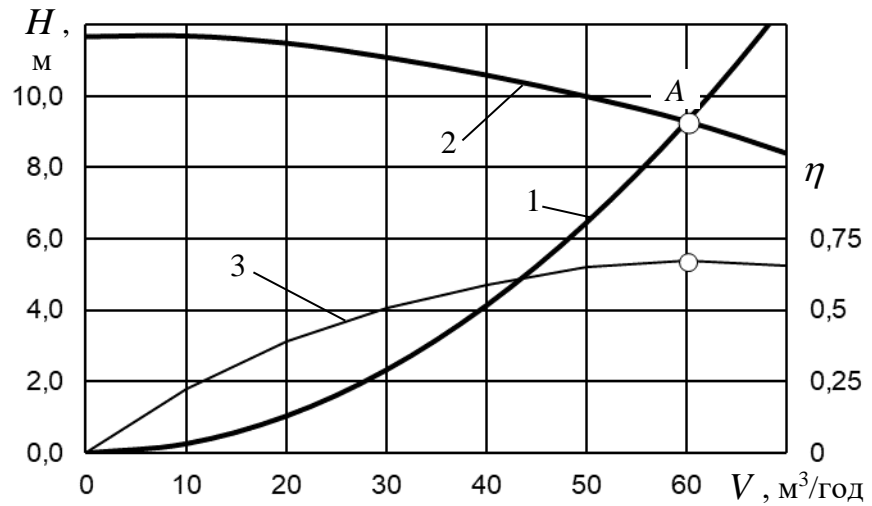


КОНТУР ШАХТНОЇ ВОДИ



РЕЖИМ РОБОТИ НАСОСІВ ШАХТНОЇ ВОДИ

Насос СД 50/10,
Частота обертання – 1450 об/хв



ОСНОВНІ ПОКАЗНИКИ ТЕПЛОНАСОСНОЇ УСТАНОВКИ

Тепловий насос:	
Теплопродуктивність, кВт	220,0
Холодопродуктивність, кВт	171,9
Споживана потужність, кВт	48,1
Коефіцієнт перетворення енергії COP	4,575
Робоча речовина теплового насоса	фреон R407C
Температура шахтної води, °С	+16
Температура гарячої води, °С	+45
Витрата шахтної води на установку, м³/год	120
Теплопродуктивність установки, кВт	440
Добова потреба шахти в гарячій воді, м³	140
Тривалість добового циклу, годин	15
Річна економія, тис. грн/рік	1273
Капітальні витрати, тис. грн	6820
Дисконтований строк окупності, роки	4,12

