

**ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»**

**ЕНЕРГО- ТА РЕСУРСОЗБЕРІГАЮЧІ
ТЕХНОЛОГІЇ В ПРОМИСЛОВОСТІ**

**методичні вказівки
до самостійного вивчення
практичної частини дисципліни**

*Рекомендовано Науково-методичною радою
ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА»
(протокол № 4 від «12» березня 2023 р.)
Обов'язково до розміщення в репозиторії*

Запоріжжя 2023

mip metinvest
polytechnic



Методичні вказівки до самостійного вивчення практичної частини дисципліни «Енерго- та ресурсозберігаючі технології в промисловості» (для здобувачів вищої освіти спеціальності 151 «Інтелектуальні системи управління в гірничо-металургійному виробництві» усіх форм навчання другого (магістерського) рівня вищої освіти) / О.К. Накемпій, О.В. Орлінська. Запоріжжя: ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ «МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2023. 48 с.

Методичні вказівки включають завдання до практичних робіт за варіантами, методичні пояснення щодо порядку виконання, вимоги до його оформлення.

Рекомендовано для здобувачів вищої освіти спеціальності 183 «Інтелектуальні системи управління в гірничо-металургійному виробництві» другого (магістерського) рівня освіти.

Самостійне електронне текстове мережеве видання

Затверджено на засіданні кафедри
Екології та економіки довілля
Протокол № 7 від «07» березня 2023 р.

Узгоджено:
Секретар Редакційної ради


Малій Х. В.
«09» березня 2023 р.

© ТОВ «ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«МЕТІНВЕСТ ПОЛІТЕХНІКА», 2023



ЗМІСТ

Практична робота №1. Ознайомлення з законодавчими актами Європейського Союзу. Енергетичні пакети.....	4
Практична робота №2. Перспективи застосування відновлювальних енергоресурсів.....	9
Практична робота №3. Заходи з енергозбереження в системі провітрювання шахт.....	14
3.1. Короткі теоретичні відомості.....	14
3.2. Методика розрахунку.....	15
Практична робота №4. Аналіз ефективності переробки відходів....	23
Практична робота №5. Розрахунок параметрів хвостосховища.....	31
5.1. Короткі теоретичні відомості.....	31
5.2. Розрахунок ємності хвостосховища.....	35
5.3. Розрахунок параметрів хвостосховища і терміну його експлуатації.....	36



Практична робота №1

Ознайомлення з законодавчими актами Європейського Союзу. Енергетичні пакети

Мета роботи: ознайомити здобувачів вищої освіти з законодавчими актами Європейського союзу, які входять до Четвертого енергетичного пакету та визначити основні моменти.

Короткі теоретичні відомості.

Понад 20 років Європейський Союз веде спільну для всіх країн-членів енергетичну політику. Європа суттєво просунулась у питанні енергетичної безпеки завдяки спланованій і послідовній роботі над законодавчою базою, що стосується енергетики.

У світі відбуваються зміни у підходах до формування енергетичної політики держав: здійснюється перехід від застарілої моделі функціонування енергетичного сектору, в якому домінували великі виробники, викопне паливо, неефективні мережі, недосконала конкуренція на ринках природного газу, електроенергії, вугілля – до нової моделі, в якій створюється більш конкурентне середовище, вирівнюються можливості для розвитку й мінімізується домінування одного з видів виробництва енергії або джерел та/або шляхів постачання палива. Разом з цим надається перевага підвищенню енергоефективності й використанню енергії із відновлюваних та альтернативних джерел. Впровадження заходів із запобігання та адаптації до зміни клімату також є одним із пріоритетів глобального розвитку енергетики.

Енергетична незалежність України є однією із найважливіших складових економічної та, відповідно, національної безпеки України в цілому. Від її стану залежить спроможність держави забезпечити всі галузі економіки та кінцевих споживачів паливно-енергетичними ресурсами в обсягах, достатніх для забезпечення їх ефективного функціонування та зростання.

Це ставить перед Україною нові економічні та технологічні виклики, але водночас відкриває нові можливості для пошуку та впровадження інноваційних розробок у галузі видобутку, переробки викопних видів палива, виробництва, трансформації, постачання і споживання енергії, що зумовлює потребу у формуванні нової енергетичної політики держави.

Виходячи насамперед із потреби забезпечення національних інтересів, Україна вживає необхідних заходів для налагодження міжнародного співробітництва у сферах енергоефективності та розвитку відновлюваної енергетики. Це, насамперед, виконання зобов'язань у рамках членства України в Європейській економічній комісії ООН, Енергетичному Співтоваристві та в рамках приєднання до Договору до Енергетичної Хартії (який Україна підписала у 1994 році).. З урахуванням тенденцій глобалізації світової економіки Україна спрямовує свою діяльність у першу чергу, в напрямі поступової інтеграції України в європейські та трансатлантичні структури з метою входження до європейського економічного простору. До головних



завдань цього напрямку можна віднести передусім налагодження відносин з Європейським Союзом.

Перший Енергопакет було прийнято 1996 року, це був Акт стосовно енергетичної безпеки Європейського Союзу, в якому прописані основні правила ринків електроенергії та природного газу.

Основна ідея Другого Енергопакету, який був ухвалений Європейським Парламентом 2003 року, полягала у відокремленні видобувних та збутових підрозділів від транспортних магістралей (так званого анбандлінгу власності). Таким чином діяльність компаній, що постачають природний газ та електроенергію, повинна бути відділеною від видобутку та генерації.

2010 року Законом України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства» від 15.12.2010 № 2787-VI було ратифіковано Протокол про приєднання України до Енергетичного Співтовариства.

З 2011 року Україна є учасницею Енергетичного Співтовариства – міжнародної організації, що включає у себе як країни-члени ЄС, так і країни з-поза меж ЄС. Членство у цій організації є важливим етапом на шляху інтеграції національного енергосектору в енергетичні ринки ЄС, адже метою Енергетичного Співтовариства є поширення та утвердження європейських стандартів в енергетиці якраз задля створення єдиного ринку. Для держав-учасників Енергетичного Співтовариства, окрім іншого, надаються додаткові можливості у залученні міжнародних кредитів та технічної допомоги. Країни Енергетичного Співтовариства беруть на себе зобов'язання з гармонізації своєї нормативно правової бази у відповідності до стандартів ЄС. Для цих цілей було розроблено Третій енергетичний пакет ЄС – пакет законів щодо внутрішнього європейського ринку газу та електроенергії.

Третій енергопакет вступив у дію у вересні 2009 року. Основними його елементами є демонополізація та лібералізація енергетичних ринків в інтересах споживача, реформування корпоративного управління державних компаній-операторів енергоринків, анбандлінг власності, створення повноцінних національних ринків газу та електроенергії.

Попри численні політичні декларації у минулому, реальна робота над втіленням положень Третього енергопакету в Україні розпочалась лише після 2014 року. Тим не менш, до сьогодні наша країна виконала практично усі його умови, зокрема, створила повноцінний ринок електроенергії. А 18 вересня 2019 року Уряд України нарешті затвердив модель анбандлінгу для НАК «Нафтогаз України», що відкриває шлях до завершення створення ринку природного газу.

2014 року було підписано угоду між Україною та Європейським Союзом, Європейським Співтовариством із атомної енергії та їхніми державами-членами. Це означало, що Україна взяла на себе зобов'язання інтегруватись, у першу чергу, в європейську енергетику. Отже шлях успішної євроінтеграції України починається саме з енергетики.



Кінцевою метою імплементації Третього енергопакету ЄС є підвищення національної енергетичної безпеки, якості послуг й інституційна інтеграція українських енергетичних ринків до єдиної європейської системи транспортування газу ENTSO-G та енергетичної системи ENTSO-E.

Основна мета, яку переслідувала Єврокомісія при створенні Другого та Третього Енергопакетів, - підвищити конкуренцію енергоносіїв за рахунок виходу на ринок нових гравців, що сприяло б зниженню цін. Ці пакети також містять директиви і регламенти стосовно захисту навколишнього середовища, енергоефективності та доступу споживачів до статистичної інформації про стан енергетичних ринків. Саме над імплементацією Третього Енергопакету наразі так важко працює Україна.

Законодавча база 3 пакету.

Директива 2009/72/ЄС, стосовно загальних правил на внутрішньому ринку електроенергії, що замінює директиву 2003/54/ЄС;

Директива 2009/73/ЄС, стосовно загальних правил на внутрішньому ринку газу, що замінює директиву 2003/55/ЄС;

Постанова (ЄС) № 714/2009, стосовно умов для доступу до електромереж для міжнародної торгівлі, що замінює Постанова (ЄС) № 1228/2003;

Постанова (ЄС) № 715/2009, стосовно умов для доступу до газових мереж для міжнародної торгівлі, що замінює Постанова (ЄС) № 1775/2005;

Постанова (ЄС) № 713/2009, затверджене Європейським Парламентом та Комісією 13 липня 2009 про заснування Агентства взаємодії Енергетичних Регуляторів.

У 2019 році Євросоюз прийняв, а в 2021 затвердив Четвертий Енергопакет «Чиста енергія для усіх європейців» («Clean energy for all Europeans package»). Він складається із восьми документів, які зобов'язують країни – члени ЄС провести модернізацію внутрішніх та загальноєвропейських ринків електроенергії для того щоб стимулювати подальший розвиток ВДЕ. Їх реалізація створить умови для збільшення долі «зеленої» енергетики у загальному електроенергетичному балансі в країнах Євросоюзу. Створення цього Енергопакету є важливим етапом реалізації Енергетичної стратегії держав Європейського Союзу. Автори 4-го Енергопакету ставили за мету прискорення декарбонізації промисловості країн – ЄС та перехід до «зеленої» електроенергетики, що у свою чергу стане запорукою реалізації зобов'язань Паризької угоди ЄС щодо зменшення викидів парникових газів. Україна як повноправний учасник Європейсько енергетичної системи ENTSO-E повинна привести своє законодавство відповідно до положень нового Енергопакету.

ENTSO-E (англ.) European Network of Transmission System Operators for Electricity) – європейська мережа системних операторів передачі елект-



роенергії – організація, що на даний час об'єднує 41 системного оператора з 34 країн. У нинішньому форматі існує з 2009 року, як об'єднання ATSOI, BALTSO, ETSO, NORDEL, UCTE та UKTSOA.

Інтеграція української енергосистеми до енергетичної системи континентальної Європи ENTSO-E визначена на даний час одним з першочергових пріоритетів напрямку розвитку й є частиною політики енергетичної незалежності України (Програма діяльності Кабінету Міністрів України, схвалена Постановою Верховної Ради України №26-VIII від 11 грудня 2014 року).

У той же час вагомою ознакою 4-го Енергопакету є те, його основні правила та правові засади не мусять копіюватися національною нормативно-правовою базою. Цей документ зобов'язує, щоб в національній нормативно-правовій базі були схвалені принципи, що співвідносяться із вимогами ЄС.

Пакет складається з таких інструментів:

1. Відновлювальна енергія. Обов'язкова мета – досягнути частки у розмірі 32% для ВДЕ в енергетичному міксі ЄС до 2030 року (Директива про відновлювані джерела енергії оновлена (ЄС) 2018/2001);

2. Енергоефективність. Обов'язкові цілі – посилити енергоефективність щонайменше на 32,5% до 2030 року (Директива про енергоефективність будівель (ЄС) 2018/844; Директива про енергоефективність оновлена (ЄС) 2018/2002);

3. Клімат. Досягнення статусу кліматично-нейтральної Європи до 2050 року, тобто такої, що не впливає на зміну клімату (Регламент щодо управління Енергетичного союзу та кліматичних заходів (ЄС) 2018/1999);

4. Дизайн ринку електроенергії. (Директива про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії (ЄС) 2019/944, Регламент про внутрішній ринок електроенергії (ЄС) 2019/943, Регламент щодо готовності до ризиків у секторі електроенергетики (ЄС) 2019/941, Регламент про створення Агентства Європейського Союзу з питань співробітництва між енергетичними регуляторами (ЄС) 2019/942)

5. Координація дій щодо досягнення цілей Енергетичного союзу. Кожна держава-член ЄС складає національний план по досягненню кліматичних та енергетичних цілей, що відповідає цілям Енергетичного союзу (Регламент щодо управління Енергетичного союзу та кліматичних заходів (ЄС) 2018/1999).

Енергопакетом передбачається створення сучасного ринку електроенергії ЄС, адаптованого до нових реалій:

- простіші умови інтеграції відновлюваних джерел енергії,
- більша незалежність побутового споживача,
- ширше застосування ІТ-технологій.

Також новий енергопакет враховує появу нових гравців на ринку енергії:



– проз'юмерів¹ – тих, хто споживає енергію і одночасно виробляє її для продажу;

– енергетичних кооперативів – об'єднань громадян, які спільно володіють енергетичними потужностями;

– агрегаторів – тих, хто отримують енергію від різних виробників і можуть далі продавати її споживачам.

Держави-члени ЄС зобов'язані привести своє законодавство відповідно до положень нового Енергопакету вже в 2021 році. Важливою особливістю 4-го Енергопакету є те, що прописані у ньому принципи і положення не повинні в незмінному вигляді переноситися в національне законодавство. Вимагається лише, щоб в національному законодавстві були затверджені положення, що відповідають пропонованим ЄС, вони можуть бути по-іншому сформульовані чи розкидані по різних законах, головне – затверджені й належно запрацювати. Така гнучкість дозволяє максимально адаптувати вимоги ЄС до наших потреб та умов. Документ відображає бачення того, за яким сценарієм можливо здійснити перехід до нового енергетичного майбутнього.

У випадку, якщо Україна не застосує норми законодавства пакету «Чиста енергія для всіх європейців», держава понесе збитки економічного характеру, оскільки продукція

Завдання до практичної роботи №1.

1. Знайти які законодавчі акти входять до 4 енергопакету. Ознайомитись з першими 4 документами 4 енергопакету та виділити (виписати) ключові моменти, які стосуються альтернативної енергетики.

2. Ознайомитись з іншими 4 документами 4 енергопакету та виділити (виписати) ключові моменти, які стосуються альтернативної енергетики.

Альтернативні джерела енергії – невикопні джерела енергії, які постійно існують або періодично з'являються в навколишньому природному середовищі такі як енергія сонця, вітру, геотермальна, аеротермальна, гідротермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів.

¹ «Проз'юмер» - це термін, який поєднує слова «прозорість» та «споживач». Це означає людину, яка діє як активний та інформований споживач, який використовує відкриту та доступну інформацію для здійснення своїх покупок та прийняття рішень.

Практична робота №2

Перспективи застосування відновлювальних енергоресурсів

Мета роботи: на основі теоретичних даних провести порівняльний аналіз сучасних джерел енергії. Дослідити сучасний стан та перспективи розвитку альтернативних джерел енергії в Україні. Зробити аналіз законодавчих актів та державної політики щодо використання відновлювальних енергоресурсів.

Короткі теоретичні відомості.

Світова нестача викопних енергетичних ресурсів у країнах світу призводить до усвідомлення значення використання альтернативних джерел енергії та зростання їх споживання. Загальне енергоспоживання має такий вигляд: нафтопродукти - 44%, природний газ - 21%, вугілля - 22%, ядерне паливо, гідроелектричні та інші енергоресурси - 13%. Сучасні найбільш використовувані джерела електроенергії – це гідро-, тепло- і атомні електростанції. Однак питання розвитку альтернативної енергетики варте розгляду не тільки через те, що людство наближається до так званої енергетичної кризи, але й через питання екології. Як відомо, здоров'я людини на 20% залежить від екології, а це більше, ніж від рівня розвитку медицини. Саме усвідомлення гостроти і реальної загрози цієї проблеми стало поштовхом розвитку, зокрема, відновлювальної або альтернативної енергетики.

Щорічні показники приросту виробництва сонячної енергії у світі в середньому оцінюють у 60%, вітрової – 27%, етанолу – 20%. Кількість домогосподарств, що використовують сонячну енергію для гарячого водопостачання, перевищила 70 млн. Наразі в Україні з відновлювальних джерел енергії виробляють приблизно 7% електроенергії, 6% із них припадає на великі електростанції (каскад ГЕС на Дніпрі та інші). Тобто на всі інші альтернативні джерела припадає лише 1%.

Від впровадження енергоощадних технологій та використання альтернативних джерел: сонячного випромінювання, вітру, морів, річок, біомаси та вторинних енергетичних ресурсів – залежить також і економічна незалежність нашої держави. Україна задовольняє власні потреби в енергоресурсах на рівні 50%, тобто всі інші ресурси доводиться імпортувати.

Збільшення споживання енергії, виробленої з відновлюваних енергоресурсів, становить важливу частину пакета заходів, потрібних для дотримання Кіотського протоколу до Рамкової конвенції ООН про кліматичні зміни.

Державна програма з енергозбереження та енергоефективності визначає, що до 2030 р. частка «зеленої» енергетики в загальному паливно-енергетичному балансі країни становитиме не менше 30%.

Згідно із заявою компанії «Bloomberg New Energy Finance», загальносвітовий розвиток такої екологічно чистої енергетики досяг суттєвого рівня. За результатами моніторингу, який вівся починаючи з 2004 року, станом на 2021 рік загальносвітові інвестиції в альтернативну енергетику склали більше одного трильйона доларів.

Саме 2004 рік став визначальним для суттєвого зростання капіталовкладень у розвиток альтернативної енергії у світі. Насамперед, цьому сприяли економічні чинники. Так, у 2004 році ціна одного бареля нафти підвищилася з 20 доларів до 100, після чого Німеччина почала запуск тестових проектів з виробництва енергоносіїв з відновлювальних джерел.

У грудні 2008 р. Європарламент зобов'язав країни ЄС до 2020 р. довести використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії (НВДЕ) до 20% загального обсягу їхнього енергоринку, а до 2040 р. – до 40%. Європейці взялися за поставлене завдання надзвичайно серйозно. Вже сьогодні в деяких країнах цей показник перевищив позначку в 20%.

Наприклад, у Данії тільки вітроенергетика забезпечує майже чверть усієї енергії в національній мережі, у Фінляндії і Швеції за рахунок біомаси виробляється 20–25% тепла. Так у загальному енергетичному балансі частка альтернативної енергетики становить: Португалії – 17,5%, Італії та Іспанії – понад 10%, Великобританії, Франції, Нідерландах і Бельгії – понад 7%. До того ж найбільший внесок у виробництво альтернативної електроенергії робить гідроенергетика (57,7% усіх поновних джерел енергії), на другому й третьому місцях – вітроенергетика (20,9%) і біомаса (19%) (табл.2.1).

Таблиця 2.1 – Вартість виробництва електроенергії з різних видів сировини у країнах світу

Країна	Сировина/Середня вартість цент США/кВт*год		
	Уран	Вугілля	Газ
Франція	3,22	4,64	4,74
Росія	2,69	4,63	3,54
Японія	5,75	5,58	7,91
Корея	3,07	3,44	4,25
Іспанія	4,10	4,22	4,79
США	3,33	2,48	2,33 - 2,71
Канада	2,47 - 2,96	2,92	3,00
Китай	2,54 - 3,08	3,18	-

Розвиток галузі зміщується в Азію. Так, у 2009 році на Китай припадало 40% світового виробництва сонячних батарей, 30% вітрових турбін і 77% сонячних колекторів для водопостачання. У Латинській Америці активно зростає виробництво біопалива (Аргентина, Бразилія, Колумбія, Еквадор і Перу). Швидко розвивають галузь у багатьох країнах Близького Сходу і Північної Африки.

Отже світова спільнота визначилась, що альтернативи розвитку відновлювальної енергетики на сьогодні не існує. Крім того, що розвиток альтернативної енергетики зменшує частину викидів парникових газів в атмосферу від традиційних джерел, забезпечує стабільність в енергетичному комплексі за рахунок зменшення споживання традиційних корисних копалин (газу, нафти, вугілля тощо), це ще є й додатковим енергетичним ресурсом держави.



В Україні розвиток альтернативних джерел енергії до 2009 був достатньо повільним. Більшість установок альтернативних джерел енергії будували приватні компанії та господарства. Держава сприяла цьому на законодавчому рівні, однак сама не здійснювала капіталовкладень для будівництва установок відновлювальних джерел енергії. У 2003 році було прийнято Закон України «Про альтернативні джерела енергії», яким визначено правові, економічні, екологічні та організаційні засади використання альтернативних джерел енергії та сприяння розширенню їх використання у паливно-енергетичному комплексі. Законом визначено, що альтернативні джерела енергії – це відновлювані джерела енергії, до яких належать енергія сонячна, вітрова, геотермальна, енергія хвиль та припливів, гідроенергія, енергія біомаси, газу з органічних відходів, газу каналізаційно-очисних станцій, біогазів, та вторинні енергетичні ресурси, до яких належать доменний та коксівний газ, газ метан дегазації вугільних родовищ, перетворення скидного енергопотенціалу технологічних процесів. При цьому альтернативна енергетика розглядається як сфера енергетики, що забезпечує вироблення електричної, теплової та механічної енергії з альтернативних джерел енергії.

2009 рік можна назвати визначальним і переломним у розвитку альтернативних джерел енергії в Україні. Верховна Рада України ухвалила Закон про «Про внесення змін до деяких законів України» (щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії). Зазначеним законодавчим актом були введені революційні нововведення по запровадженню в державі «зеленого» тарифу на електричну енергію, отриману з альтернативних джерел з використанням енергії вітру, сонця, біомаси, а також вироблену малими гідроелектростанціями. Згідно з законом вся електрична енергія в країні, вироблена з відновлюваних джерел енергії, може коштувати у кілька разів дорожче, аніж отримана у традиційний спосіб (розщепленням урану, спалюванням імпортного газу чи вугілля). Держава запровадила спеціальний тариф розвитку альтернативних джерел енергії з метою зменшення вартості їх впровадження, який діє до 1 січня 2030 року.

Водночас Законом України «Про внесення змін до деяких законів України» (щодо стимулювання використання альтернативних джерел енергії) були внесені зміни до Закону України «Про електроенергетику» і встановлено так звану «пріоритетну» оплату. Це означає, що держава не лише встановила спеціальний тариф розвитку на електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел, а й законодавчо забезпечила отримання підприємствами, що виробляють таку електричну енергію, повної оплати грошовими коштами. Державне підприємство «Енергоринок», яке виконує функцію оптового постачальника електричної енергії, зобов'язане у пріоритетному порядку щомісячно здійснювати повні розрахунки за електричну енергію, вироблену з альтернативних джерел енергії.

Однак запровадження зеленого тарифу та встановлення спеціальних пільгових режимів оподаткування не призвели до суттєвого збільшення ін-



вестицій та бурхливого розвитку альтернативної енергетики в Україні. Одним із ключових стримуючих факторів виступає політична нестабільність. Негативним є корумпованість ринку електроенергії, а також його заполітизованість. Виведення енергетики з «тіні» та забезпечення прозорості ринків енергетичних ресурсів (за умови забезпечення рівноправ'я всіх компаній на даному ринку) дозволить підвищити інвестиційну привабливість даної галузі.

В основному, в Україні в якості альтернативних джерел енергії використовується вітрова енергія, енергія сонця та енергія води (гідроенергетика). Частка цих трьох джерел становить трохи більше 99% всієї енергії, виробленої з відновлювальних джерел.

Біомаса, як джерело відновлювальної енергії, являє собою вуглецевомісткі органічні речовини рослинного та тваринного походження (дерева, солома, рослинні залишки сільськогосподарського виробництва, гній, органічна частина твердих побутових відходів та, іноді, торф). Для виробництва енергії переважно застосовують тверду біомасу, а також отримані з неї рідкі та газоподібні палива – біогаз, біодизель, біоетанол.

Біомаса відіграє істотну роль в енергозабезпеченні промислово-розвинутих країн: у США її частка становить близько 4%, у Данії – 6%, у Канаді – 7%, в Австрії 14%, у Швеції – 16% загального споживання первинних ресурсів. У Польщі до 2010 року згідно зі Стратегією розвитку відновлювальної енергетики 94% усієї електроенергії з відновлювальних джерел вироблятимуть з біомаси. Відповідно до Нового енергетичного плану ЄС, затвердженого Європейським Парламентом у 2007 році, внесок відновлювальних джерел енергетики в загальне енергоспоживання повинен скласти 20% до 2020 року. При цьому частка відновлювальних джерел енергетики у виробництві теплової енергії має збільшитися до 20% (внесок біомаси – 76% усіх відновлювальних джерел), у виробництві електроенергії - до 34% (внесок біомаси - 24%). Україна має великий потенціал біомаси, доступної для енергетичного використання. Економічно доцільний потенціал біомаси оцінюється у 27 млн.т умовного палива на рік. Основними складовими потенціалу є відходи сільськогосподарського виробництва та енергетичні культури. Шляхом залучення цього потенціалу до виробництва енергії може задовольнити майже 13% потреби України в первинній енергії. Розвиток біоенергетичного сектору в Україні має проходити послідовно та обґрунтовано, з урахуванням можливого впливу на національну економіку та на довкілля.

Використання потенціалу біоенергетики в Україні дозволить до 2020 року заміщувати близько 6 млрд.м³ газу щороку, а також знизити викиди парникових газів майже на 11 млн.т на рік. В Україні біомаса складає 0,7% від загальної маси енергетичного балансу нашої країни. Зважаючи на реальний потенціал країни, це альтернативне джерело могло б забезпечити до 30 млн.т умовного палива на рік, що складає 18% споживаної енергії. Заважають розвитку енергетики, в основному, економічні причини, зокрема, субсидування державою цін на блакитне паливо та відсутність «зелених» тари-



фів на електричну енергію, отриману з біогазу та твердих побутових відходів. Зараз таким установками може допомогти працювати Кіотський протокол. Великі сміттєзвалища виділяють в атмосферу велику кількість метану, а він – головний винуватець парникового ефекту. І якщо одиниці цього газу правильно порахувати і продати, то як раз і окупляться такі біогазові проекти. Тобто, в Україні існує великий потенціал сміття і можливості заробляти гроші на смітті і гної (посліді), одночасно покращуючи стан навколишнього середовища, зменшуючи енергетичну залежність та підвищуючи власну енергетичну безпеку. Однак, на сьогоднішній день встановлено стимулюючий тариф лише для біомаси рослинного походження.

Висновки. З урахуванням викладеного можна дійти наступних висновків:

1. В Україні існують політичні і економічні передумови, а також наявний динамічний потенціал для розвитку альтернативної енергетики.

2. Для підвищення економічної ефективності виробництва альтернативної енергії необхідно вдосконалити наявну нормативно-правову базу, що регулює питання встановлення «зеленого» тарифу.

3. Розвиток альтернативної енергетики до рівня, визначеного в Енергетичній стратегії України до 2030, підвищить енергетичну та економічну незалежність нашої країни, зменшить імпортозалежність від поставок традиційних енергоресурсів, зменшить викиди парникових газів в атмосферу, сприятиме збереженню довкілля.

4. З метою недопущення нанесення шкоди довкіллю, перед будівництвом установок, що виробляють альтернативну енергію, необхідно на законодавчому рівні встановити механізм проведення обов'язкової державної експертизи для здійснення аналізу взаємодії відновлювальних джерел енергії з навколишнім середовищем.

Завдання до практичної роботи.

1. Ознайомитися з альтернативними джерелами енергії з теоретичної частини практичної роботи, використовуючи лекційні матеріали та інші джерела інформації та проаналізувати можливість використання їх в Україні.

2. Заповнити таблицю 2.2, вказавши недоліки та переваги альтернативних джерел енергії.

3. Зробити висновок щодо можливості використання та подальшого розвитку альтернативних джерел енергії в Україні.

Таблиця 2.2 – Переваги та недоліки альтернативних джерел енергії в Україні

Тип	Ресурси для отримання енергії	Де є перспективи розвитку	Переваги	Недоліки
Сонячна				
Геотермальна				
Вітрова				
Біоенергетика				



Практична робота №3

Заходи з енергозбереження в системі провітрювання шахт

3.1. Короткі теоретичні відомості.

Електроенергетика – основа розвитку економіки. Виробництво електроенергії в Україні ґрунтується на спалюванні органічного палива, використанні атомної енергії, енергії річок, і в незначній кількості від використання енергії вітру та Сонця. Більшу частку електроенергії виробляють теплові електростанції. Вивільнення енергії у цьому випадку пов'язане зі спалюванням органічного палива, а значить, і з надходженням продуктів горіння в довкілля. Одним із напрямів екологізації промислового виробництва є впровадження енергозберігаючих технологій, в тому числі по збереженню електроенергії.

Електрична енергія являється основною у вугледобувній галузі. Серед споживачів шахти значної кількості електроенергії знаходяться – система провітрювання, підйом, водовідлив, транспорт, очисні та прохідницькі механізми, а на глибоких шахтах – охолоджувальні установки.

Найбільше споживає енергії головна вентиляторна установка (до 60%), за нею слідує охолоджувальна установка (до 30%). Отже ці дві установки можуть споживати до 90% електроенергії.

Провітрювання шахти є важливим процесом зі створення безпечних умов праці: це постачання свіжого повітря, зменшення концентрації пилу та шкідливих газів, нормалізація теплових умов. Згідно правил безпеки у вугільних шахтах усі виробки повинні провітрюватися примусово і безперервно за допомогою вентиляторів.

Схеми провітрювання більшості шахт досить складні, у них безперервно змінюються параметри під впливом природних та технологічних чинників, як правило, в гіршу сторону (збільшення аеродинамічного опору, зростання внутрішніх та зовнішніх втрат повітря). В результаті виявляється зменшення надходження повітря в очисних та підготовчих вибоях до небезпечного рівня. Для оперативної компенсації цих зменшень необхідно збільшувати загальну витрату повітря в шахту, витрату повітря через головний вентилятор, що призводить до значного зростання споживання електроенергії.

Заходи, які можна запровадити для підтримки вентиляційної системи у нормованому стані, або покращення окремих її параметрів, призводить досить часто до суттєвого зменшення споживання електроенергії. Такі заходи називаються енергозберігаючими, і з точки зору економічних вимог мають важливе значення для України.

При скороченні витрат електроенергії на провітрювання шахти відповідно менше буде витрачено енергоносіїв на електростанції (вугілля, нафти, мазуту, природного газу, ядерного палива). Це відповідає принципам раціонального природокористування та екологізації енергомістких виробництв (процесів), щодо економічного витрачання енергоресурсів, зменшення шкідливих викидів та утворення відходів на електростанціях.

3.2. Методика розрахунку

Для впровадження енергозбереження в системі провітрювання шахт рекомендуються наступні заходи:

- Застосовувати дегазацію вугільних пластів на виїмкових ділянках для зменшення витрати повітря.
- Зменшити витрати повітря через вентиляційні споруди в шахтній мережі до нормативних.
- Зменшити зовнішні витрати повітря до нормативних.
- Зменшити аеродинамічний опір шахтної мережі.
- Врахувати наявність природної тяги повітря в зимовий період на глибоких шахтах.
- Зменшити витрати повітря в шахті у вихідні та святкові дні (це можливо зробити лише на негазових та безпечних по пилу шахтах з дозволу державного гірничого нагляду).

Витрати на провітрювання діючої шахти складаються з плати за спожиту електроенергію $P_{ел}$, а також за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора $P_{потужн.}$

Після впровадження заходів щодо енергозбереження розрахунок витрат повторюють і порівнюють з витратами в попередньому розрахунку, тобто до впровадження заходів по енергозбереженню. Різниця в витратах буде приблизно характеризувати економічну ефективність заходів з енергозбереження.

На заходи щодо вдосконалення вентиляційної системи шахти, природно, витрачаються певні матеріальні та грошові витрати, тому рівень впровадження заходів визначається в першу чергу вимогами безпеки, а в другу чергу – техніко-економічним обґрунтуванням.

Сплата за спожиту електроенергію на провітрювання шахти впродовж року визначається за формулою:

$$P_{ел} = \frac{Q_{в} \cdot h_{в}}{102 \cdot \eta_{заг}} \cdot 24 \cdot 365 \cdot C_1, \text{ грн./рік} \quad (3.1)$$

- де $Q_{в}$ – витрата вентилятора, $\text{м}^3/\text{с}$
 $h_{в}$ – статичний тиск вентилятора, даПа (мм вод. ст.);
 $\eta_{заг}$ – загальний коефіцієнт корисної дії (ККД) вентиляційної установки;
 C_1 – вартість 1 кВт-години спожитої електроенергії, грн/кВт-година

Витрата вентилятора $Q_{в}$ знаходиться наступним чином:

$$Q_{в} = K \cdot Q_{ш}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.2)$$

де K – коефіцієнт зовнішніх втрат повітря через надшахтну будівлю, в якій розташовано вентилятор. Нормативні значення K залежать від призначення

ствола, біля якого встановлено вентилятор, і мають такі величини: для клітьового ствола (КЛ) – 1,25; для скіпового ствола (СК) – 1,2; для флангового без підйому (ФЛ б/п) – 1,1; для флангового з підйомом (ФЛ з/п) – 1,3.

Фактичні значення для K на діючих шахтах можуть перевищувати нормативні на 20-50%.

$Q_{\text{ш}}$ – витрата повітря в шахті визначається за спрощеною формулою:

$$Q_{\text{ш}} = 1,15 \cdot \sum_{i=1}^n [Q_{\text{в.д.}} \cdot (1 - K_{\text{д}}) + Q_{\text{вс}} + Q_{\text{інш.}}], \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.3)$$

де $Q_{\text{в.д.}}$ – витрата повітря на виїмковій дільниці, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $K_{\text{д}}$ – середній коефіцієнт дегазації на виїмковій дільниці;
 $Q_{\text{вс}}$ – загальні втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті, $\text{м}^3/\text{с}$;
 $Q_{\text{інш.}}$ – інші джерела споживання повітря в шахті, $\text{м}^3/\text{с}$;
 n – кількість виїмкових дільниць.

Статичний тиск вентилятора $h_{\text{в}}$, визначається за формулою:

$$h_{\text{в}} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot (h_{\text{ш}} - h_{\text{пр.тяга}}), \text{ даПа} \quad (3.4)$$

де 1,1 – коефіцієнт, що враховує місцевий опір в вентиляційній мережі;
 1,2 – коефіцієнт, що враховує наявність вентиляційного каналу;
 $h_{\text{ш}}$ – статичний тиск вентиляційної мережі, даПа ;
 $h_{\text{пр.тяга}}$ – природна тяга повітря в шахті, даПа . В умовах клімату України в шахтах глибиною за 500 м в зимові місяці може сягати 10-30% від статичного тиску шахти.

Загальний ККД вентиляційної установки розраховується за виразом:

$$\eta_{\text{ел}} = \eta_{\text{дв}} \cdot \eta_{\text{ред}} \cdot \eta_{\text{вент}}$$

де $\eta_{\text{дв}}$ – ККД двигуна вентилятора;
 $\eta_{\text{ред}}$ – ККД редуктора (трансмисії);
 $\eta_{\text{вент}}$ – ККД вентилятора, залежить від аеродинамічної схеми вентиляційної установки та дифузора, а також від режиму роботи вентилятора (тобто від співвідношення $Q_{\text{в}}$ та $h_{\text{в}}$)

Примітка: Фактичні параметри $Q_{\text{в}}$, $h_{\text{в}}$ і $\eta_{\text{заг}}$ можуть відрізнятися від розрахункових в залежності від особливості аеродинамічних характеристик діючого вентилятора.

Зв'язок між $Q_{\text{в}}$ та $h_{\text{в}}$ визначається формулою:

$$h_{\text{в}} = R_{\text{ш}} \cdot Q_{\text{в}}^2, \text{ даПа} \quad (3.5)$$

де $R_{\text{ш}}$ – аеродинамічний опір шахтної мережі, $\text{даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$.

Плата за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора визначається за наступною формулою:

$$P_{\text{потужн}} = \left[\frac{Q_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}}}{102 \cdot \eta_{\text{заг}}} \right]_{\text{станд.кВт}} \cdot C_2 \cdot 12, \text{ грн./рік} \quad (3.6)$$

де «станд.кВт» – індекс, що вказує на найближче більше стандартне значення потужності електродвигуна або на заявлену потужність, кВт. Якщо після запровадження заходів розрахункова стандартна потужність двигуна буде значно меншою від фактичної потужності, то меншу потужність можна брати до розрахунків плати лише у випадку планової заміни двигуна;

C_2 – вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності, грн./міс.

Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів розраховують наступним чином:

$$E = (P_{\text{ел}} + P_{\text{потуж}})_{\text{факт.}} - (P_{\text{ел}} + P_{\text{потуж}})_{\text{заход.}}, \text{ грн./рік} \quad (3.6)$$

Питомі витрати електроенергії визначаються за виразом:

$$q = \frac{Q_{\text{в}} \cdot h_{\text{в}}}{102 \cdot \eta_{\text{заг}} \cdot A}, \text{ кВт} \cdot \text{год.}/\text{т} \quad (3.7)$$

Завдання до практичної роботи №3: використовуючи вихідні дані (табл. 3.1.) визначити:

1) Плату за спожиту електроенергію на провітрювання шахти впродовж року.

2) Плату за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора.

3) Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів з енергозбереження.

4. Питомі витрати електроенергії.

Результати розрахунку оформити у вигляді табл. 3.2.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до виконання практичної роботи №3

Варіант	Впровадження заходів з енергозбереження	Показник, позначення									
		A	ствол	K	$h_{ш}$	h_T	$Q_{інш}$	$Q_{в.д.}$	K_d	$Q_{вс}$	$\eta_{заг}$
		Одиниця виміру									
		10^6 т/рік	–	–	даПа	даПа	м ³ /с	м ³ /с	–	м ³ /с	–
1	до	0,3	КЛ	1,35	300	0	50	50	0	60	0,58
	після	0,3	КЛ	1,25	280	30	50	50	0,1	40	0,62
2	до	0,45	СК	1,3	320	0	80	60	0	70	0,6
	після	0,45	СК	1,2	300	33	80	60	0,1	40	0,65
3	до	0,5	ФЛ б/п	1,3	350	0	20	70	0	80	0,65
	після	0,5	ФЛ б/п	1,1	320	40	20	70	0,2	50	0,7
4	до	0,6	СК	1,33	400	0	50	80	0	90	0,66
	після	0,6	СК	1,2	360	50	50	80	0,25	60	0,7
5	до	0,75	КЛ	1,4	500	0	30	100	0	100	0,6
	після	0,75	КЛ	1,25	460	60	30	100	0,3	60	0,67
6	до	0,9	ФЛ з/п	1,4	600	0	35	110	0	120	0,67
	після	0,9	ФЛ з/п	1,3	550	65	35	110	0,33	80	0,72
7	до	1	СК	1,3	450	0	50	120	0	130	0,7
	після	1	СК	1,2	350	70	50	120	0,4	100	0,77
8	до	1,2	СК	1,4	320	0	40	140	0	120	0,68
	після	1,2	СК	1,2	280	75	40	140	0,35	90	0,68
9	до	1,8	КЛ	1,3	320	0	45	150	0	100	0,72
	після	1,8	КЛ	1,25	300	80	45	150	0,15	70	0,78
10	до	0,3	ФЛ б/п	1,4	340	0	80	60	0	50	0,4
	після	0,3	ФЛ б/п	1,1	320	0	80	60	0,1	40	0,6
11	до	0,3	КЛ	1,35	300	0	50	50	0	60	0,58
	після	0,3	КЛ	1,25	280	30	50	50	0,1	40	0,62
12	до	1,2	СК	1,4	320	0	40	140	0	120	0,68
	після	1,2	СК	1,2	280	75	40	140	0,35	90	0,68
13	до	0,3	ФЛ б/п	1,4	340	0	80	60	0	50	0,4
	після	0,3	ФЛ б/п	1,1	320	0	80	60	0,1	40	0,6
14	до	0,5	ФЛ б/п	1,3	350	0	20	70	0	80	0,65
	після	0,5	ФЛ б/п	1,1	320	40	20	70	0,2	50	0,7
15	до	0,6	СК	1,33	400	0	50	80	0	90	0,66
	після	0,6	СК	1,2	360	50	50	80	0,25	60	0,7
16	до	0,9	ФЛ з/п	1,4	600	0	35	110	0	120	0,67
	після	0,9	ФЛ з/п	1,3	550	65	35	110	0,33	80	0,72
17	до	1	СК	1,3	450	0	50	120	0	130	0,7
	після	1	СК	1,2	350	70	50	120	0,4	100	0,77
18	до	1,2	СК	1,4	320	0	40	140	0	120	0,68
	після	1,2	СК	1,2	280	75	40	140	0,35	90	0,68
19	до	1,8	КЛ	1,3	320	0	45	150	0	100	0,72
	після	1,8	КЛ	1,25	300	80	45	150	0,15	70	0,78
20	до	0,3	ФЛ б/п	1,4	340	0	80	60	0	50	0,4
	після	0,3	ФЛ б/п	1,1	320	0	80	60	0,1	40	0,6

Примітка. Позначення шахтних стволів: КЛ – клітьовий; СК – скіповий; ФЛ б/п - фланговий без підйому; ФЛ з/п - фланговий з підйомом.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані та результати розрахунків

Параметри, показники	Позначення	Од. виміру	Значення	
			до впровадження	після впровадження
Річний видобуток вугілля	A	10^6 т/рік		
Ствол, на якому встановлено вентилятор		–		
Коефіцієнт зовнішніх втрат повітря	K	–		
Статичний тиск вентиляційної мережі шахти	$h_{ш}$	даПа		
Статичний тиск природної тяги повітря в шахті у зимовий період	$h_{т}$	даПа		
Інші джерела споживання повітря в шахті	$Q_{інш}$	$м^3/с$		
Витрата повітря на виїмкових ділянцях	$Q_{в.д.}$	$м^3/с$		
Коефіцієнт дегазації на виїмкових ділянцях	$K_{д}$			
Втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті	$Q_{вс}$	$м^3/с$		
Аеродинамічний опір шахтної мережі	$R_{ш}$	даПа·с ² /м ²		
Коефіцієнт корисної дії установки	$\eta_{заг}$	-		
Вартість 1 кВт/годин	C_1	грн./кВт-годину		
Вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності двигуна вентилятора	C_2	грн/кВт- місяць		
Розмір сплати за спожиту електроенергію	$P_{ел}$	грн./рік		
Розмір сплати за встановлену потужність двигуна вентилятора	$P_{потуж}$	грн./рік		
Сумарний розмір сплати за провітрювання шахти	$(P_{ел}+P_{потуж})$	грн./рік		
Економічний ефект від впровадження заходів по енергозбереженню	$\Delta(P_{ел}+P_{потуж})$	грн./рік		
Питома витрата електроенергії	q	кВт-год/т		

Приклад розрахунку.

Вихідні дані.

Річний видобуток вугілля $A = 1$ млн. т;

ствол на якому встановлено вентилятор – скіповий;

фактичний коефіцієнт зовнішніх втрат повітря $K = 1,3$;

статичний тиск вентиляційної мережі шахти відповідно до та після заходів $h_{ш1} = 350$ даПа, $h_{ш2} = 300$ даП;

статичний тиск природної тяги повітря в шахті у зимовий період $h_T = 30$ даПа;

витрата повітря на виїмкових дільницях $Q_{в.д.} = 60$ м³/с;

коефіцієнт дегазації на виїмкових дільницях відповідно до та після заходів $K_{д1} = 0$, $K_{д2} = 0,25$;

втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті відповідно до та після заходів $Q_{вс1} = 85$ м³/с, $Q_{вс2} = 55$ м³/с;

інші джерела споживання повітря в шахті $Q_{інш} = 30$ м³/с;

коефіцієнт корисної дії установки відповідно до та після заходів $\eta_{заг1} = 0,61$, $\eta_{заг2} = 0,74$;

вартість 1 кВт/годин $C_1 = 1,5626$ грн./кВт-годину;

вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності двигуна вентилятора $C_2 = 109,2$ грн/кВт міс.

Розв'язання

1. Розрахунок плати за спожиту електроенергію на провітрювання шахти протягом року визначається за формулою (3.1) до заходів ($P_{ел1}$) та після заходів ($P_{ел2}$):

$$P_{ел1} = \frac{Q_{в.д.} \cdot h_{в.д.}}{102 \cdot \eta_{заг}} \cdot 24 \cdot 365 \cdot C_1 = \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,5626 \\ = 26 \cdot 10^6 \text{ грн./рік}$$

$$P_{ел2} = \frac{Q_{в.д.} \cdot h_{в.д.}}{102 \cdot \eta_{заг}} \cdot 24 \cdot 365 \cdot C_1 = \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74} \cdot 24 \cdot 365 \cdot 1,5626 \\ = 14,5 \cdot 10^6 \text{ грн./рік}$$

2. Розрахунок витрат вентилятора здійснюється за формулою (3.2) до заходів ($Q_{в1}$) та після заходів ($Q_{в2}$):

$$Q_{в1} = K \cdot Q_{ш} = 1,3 \cdot 201,25 = 261,625 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{в2} = K \cdot Q_{ш} = 1,2 \cdot 149,5 = 224,25 \text{ м}^3/\text{с}$$

3. Розрахунок витрати повітря здійснюється за формулою (3.3) до заходів ($Q_{ш1}$) та після заходів ($Q_{ш2}$):

$$Q_{ш1} = 1,15 \cdot \sum_{i=1}^n [Q_{в.д.} \cdot (1 - K_{д}) + Q_{вс} + Q_{інш.}] = 1,15 \cdot [60 \cdot (1 - 0) + 85 + 30] \\ = 201,25 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{ш2} = 1,15 \cdot [60 \cdot (1 - 0,25) + 55 + 30] = 149,5 \text{ м}^3/\text{с}$$

4. Розрахунок статичного тиску вентилятора здійснюється за формулою (3.4) до заходів (h_{e1}) та після заходів (h_{e2}):

$$h_{B1} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot (h_{ш} - h_{пр.тяга}) = 1,1 \cdot 1,2 \cdot (350 - 0) = 462 \text{ даПа}$$

$$h_{B2} = 1,1 \cdot 1,2 \cdot (300 - 30) = 356,4 \text{ даПа}$$

5. Розрахунок аеродинамічного опору шахтної мережі здійснюється з використанням формули (3.5) до заходів ($R_{ш1}$) та після заходів ($R_{ш2}$):

$$R_{ш1} = \frac{h_B}{Q_B^2} = \frac{462}{261,625^2} = 0,0067 \text{ даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^2$$

$$R_{ш2} = \frac{356,4}{224,25^2} = 0,0071 \text{ даПа} \cdot \text{с}^2/\text{м}^2$$

6. Розрахунок плати за заявлену (встановлену) потужність електродвигуна вентилятора здійснюється за формулою (3.6) до заходів ($\Pi_{потужн1}$) та після заходів ($\Pi_{потужн2}$):

$$\Pi_{потужн1} = \left[\frac{Q_B \cdot h_B}{102 \cdot \eta_{заг}} \right] \cdot C_2 \cdot 12 = \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61} \cdot 109,2 \cdot 12 = 2,55 \cdot 10^6 \text{ грн./рік}$$

$$\Pi_{потужн2} = \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74} \cdot 109,2 \cdot 12 = 1,39 \cdot 10^6 \text{ грн./рік}$$

7. Кінцевий економічний ефект від впровадження заходів розраховується за формулою (3.6):

$$E = (\Pi_{ел} + \Pi_{потуж})_{факт.} - (\Pi_{ел} + \Pi_{потуж})_{заход.} = \\ = [(26,2 + 2,55) - (14,5 + 1,39)] \cdot 10^6 = 13,26 \cdot 10^6 \text{ грн./рік}$$

8. Розрахунок питомих витрат електроенергії визначається за формулою (3.7) до заходів (q_1) та після заходів (q_2):

$$q_1 = \frac{Q_B \cdot h_B}{102 \cdot \eta_{заг} \cdot A} = \frac{261,625 \cdot 462}{102 \cdot 0,61 \cdot 10^6} = 1,94 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \cdot \text{год./т}$$

$$q_2 = \frac{224,25 \cdot 356,4}{102 \cdot 0,74 \cdot 10^6} = 1,06 \cdot 10^{-3} \text{ кВт} \cdot \text{год./т}$$

Результати розрахунків зведено в таблицю

Таблиця – Вихідні дані та результати розрахунків

Параметри, показники	Позначення	Од. виміру	Значення	
			до впровадження	після впровадження
Річний видобуток вугілля	<i>A</i>	10 ⁶ т/рік	1	1
Ствол, на якому встановлено вентилятор		–	СК	СК
Коефіцієнт зовнішніх втрат повітря	<i>K</i>	–	1,3	1,2
Статичний тиск вентиляційної мережі шахти	<i>h_ш</i>	даПа	350	300
Статичний тиск природної тяги повітря в шахті у зимовий період	<i>h_Т</i>	даПа	0	30
Інші джерела споживання повітря в шахті	<i>Q_{інш}</i>	м ³ /с	30	30
Витрата повітря на виїмкових дільницях	<i>Q_{в.д.}</i>	м ³ /с	60	60
Коефіцієнт дегазації на виїмкових дільницях	<i>K_д</i>		0	0,25
Втрати повітря через вентиляційні споруди в шахті	<i>Q_{вс}</i>	м ³ /с	85	55
Аеродинамічний опір шахтної мережі	<i>R_ш</i>	даПа·с ² /м ²	0,0067	0,0071
Коефіцієнт корисної дії установки	<i>η_{зає}</i>	-	0,61	0,74
Вартість 1 кВт/годин	<i>C₁</i>	грн./кВт-год.	1,5626	1,5626
Вартість 1 кВт заявленої (встановленої) потужності двигуна вентилятора	<i>C₂</i>	грн/кВт-місяць	109,2	109,2
Розмір сплати за спожиту електроенергію	<i>П_{ел}</i>	грн./рік	26,6 10 ⁶	14,5 10 ⁶
Розмір сплати за встановлену потужність двигуна вентилятора	<i>П_{потуж}</i>	грн./рік	2,55 10 ⁶	1,39 10 ⁶
Сумарний розмір сплати за провітрювання шахти	(<i>П_{ел}</i> + <i>П_{потуж}</i>)	грн./рік	29,15 10 ⁶	15,89
Економічний ефект від впровадження заходів по енергозбереженню	<i>Δ(П_{ел}</i> + <i>П_{потуж}</i>)	грн./рік	13,26 10 ⁶	
Питома витрата електроенергії	<i>q</i>	кВт-год/т	1,94 10 ⁻³	1,06 10 ⁻³

Практична робота №4 Аналіз ефективності переробки відходів

Короткі теоретичні відомості

Матеріальний баланс являє собою співвідношення мас вихідного матеріалу і всіх продуктів, що утворюються в результаті переробки.

За величиною матеріального балансу можемо судити про питомі параметри процесу, ступінь переробки матеріалу і можливі втрати.

Матеріальний баланс можна представити у вигляді такої формули:

$$M_n = M, \text{ г}, \quad (4.1)$$

де M_n – початкова маса перероблюваного матеріалу (маса навіски), г;
 M – розрахункова сумарна маса всіх одержуваних продуктів, г.

Розрахункова сумарна маса всіх одержуваних продуктів визначається як:

$$M = \sum_{i=1}^n M_i, \text{ г} \quad (4.2)$$

Відхилення ($\sum_{i=1}^n M_i$, %) розрахункової величини сумарної маси від маси, завантаженої в установку, не повинно перевищувати 10%. Відхилення в розрахунках пояснюється похибкою вимірювань і можливими втратами в технологічному процесі.

Розрахункова сумарна **маса всіх одержуваних продуктів** складається з маси твердого вуглецевого залишку, маси рідких продуктів піролізу і маси горючого газу та може бути розрахована за формулою:

$$\sum_{i=1}^n M_i = M_m + M_p + M_g, \text{ г}, \quad (4.3)$$

де M_m – кінцева маса твердої фази, г;
 M_p – маса рідкої фази, г;
 M_g – маса газу, що утворився, г.

Маса рідкої фази визначається зі співвідношення:

$$M_p = M_{kc} - M_{nc} + M_{kf} - M_{pf}, \text{ г}, \quad (4.4)$$

де M_{kc} – кінцева маса сепаратора (колби), г;
 M_{nc} – початкова маса сепаратора (колби), г;
 M_{kf} – кінцева маса фільтра, г;
 M_{pf} – початкова маса фільтра, г (табл. 4.1).

Таблиця 4.1 – Характеристики продуктів піролізу

Найменування відходів	M_p , г	M_m , г	$M_{пф}$, г	$M_{кф}$, г	$M_{пс}$, г	$M_{кс}$, г	V_p , дм ³	V_k , дм ³	W_p , кВт-год	W_k , кВт-год
Опіл деревний	205	40,6	1,1	7,2	650,1	708,2	932	1066	350,1	350,9
Осад від очищення стічних вод	405	290	1,3	4	420	456,6	473	607,1	392,2	400,1
Тверді побутові відходи	200	20,8	2,1	9,2	401,1	462,0	911,1	1059	454,9	455,7

Маса газу визначається за формулою:

$$M_g = V_g * \rho_g, \text{ г}, \quad (4.5)$$

де V_g – обсяг газу, що утворився, дм³;
 ρ_g – щільність газу, що утворився, г/дм³.

Обсяг газу, що утворився, буде дорівнювати:

$$V_g = V_k - V_p, \text{ дм}^3, \quad (4.6)$$

де V_k – кінцеве показання газового лічильника (дм³);
 V_p – початкове показання газового лічильника, дм³.

Щільність газу визначається сумарною щільністю всіх його компонентів:

$$\rho_g = \rho_{H_2} * \frac{C_{H_2}}{100} + \rho_{CO} * \frac{C_{CO}}{100} + \rho_{CH_4} * \frac{C_{CH_4}}{100} + \rho_{CO_2} * \frac{C_{CO_2}}{100}, \text{ г/дм}^3, \quad (4.7)$$

де ρ_{H_2} , ρ_{CO} , ρ_{CH_4} і ρ_{CO_2} – щільність водню, оксиду вуглецю, метану і діоксиду вуглецю відповідно, г/дм³ (значення наведені у табл. 4.2);

C_{H_2} , C_{CO} , C_{CH_4} , C_{CO_2} – об'ємна концентрація водню, оксиду вуглецю, метану і діоксиду вуглецю відповідно, %, (значення наведені у табл. 4.3).

Таблиця 4.2 – Щільність компонентів піролізного газу

Газ	H ₂	CO	CH ₄	CO ₂
Щільність, г/дм ³	0,0893	1,25	0,7143	1,9643

Таблиця 4.3 – Об'ємна концентрація компонентів піролізного газу (% об.)

Найменування відходів	H ₂	CO	CH ₄	CO ₂
Опіл деревний	44	48	4	4
Осад від очистки стічних вод	61	32	3	4
Тверді побутові відходи	45	43	5	7

Далі проводиться розрахунок кількості продуктів піролізу, що утворилися (питомий вихід газової, рідкої фази, ступінь переробки відходів).

Питомий вихід газу може бути розрахований за формулою:

$$\omega_g = \frac{M_g}{M_{\Pi}} * 100, \% \quad (4.8)$$

де M_g – маса газу, що утворився, г;
 M_{Π} – початкова маса перероблюваного матеріалу (маса навіски), г.

Розрахунок **питомого виходу рідкої фази** здійснюється наступним чином:

$$\omega_p = \frac{M_p}{M_{\Pi}} * 100, \% \quad (4.9)$$

де M_p – маса рідкої фази, г.

Питомий **вихід твердої речовини** розраховується за формулою:

$$\omega_m = \frac{M_m}{M_{\Pi}} * 100, \% \quad (4.10)$$

де M_m – маса твердої фази, г.

Ступінь переробки відходів оцінюється наступним чином:

$$S = 100 - \omega_m, \% \quad (4.11)$$

Теплотворну здатність одержуваного газу можна розрахувати за формулою розрахунку калорійності генераторного, доменного і коксового газів:

$$Q = \left[25,7 * \frac{C_{H_2}}{100} + 30,2 * \frac{C_{CO}}{100} + 85,55 * \frac{C_{CH_4}}{100} \right] * 100, \text{ ккал/м}^3 \quad (4.12)$$

Ефективність роботи піролізної установки визначається відношенням енергії, витраченої на переробку відходів до енергії, одержуваної при використанні газу, що виділився:

$$E = \frac{Q * V_{\Gamma} * K_{\Pi}}{W_K - W_{\Pi}} \quad (4.13)$$

де K_{Π} – коефіцієнт переведення ($K_{\Pi} = 0,001163$, Вт·год/ккал);
 W_{Π} – початкове значення лічильника, кВт·год;
 W_K – кінцеве значення електролічильника, кВт·год.

Завдання до практичної роботи №4: Розрахувати ефективність утилізації різних видів відходів (осад від очистки стічних вод, опіл деревний і тверді побутові відходи) за допомогою піролізної установки. Вихідні дані для розрахунку представлені у табл. 10.4. Заповнити табл. 10.6. Оцінити енергоефективність піролізної установки та зробити висновок.

Таблиця 4.4 – Вихідні дані до практичної роботи №10

Найменування відходів	$M_{п,}$ г	$M_{т,}$ г	$M_{пф,}$ г,	$M_{кф,}$ г	$M_{пс,}$ г	$M_{кс,}$ г*	$V_{п,}$ дм ³	$V_{к,}$ дм ³	$W_{п,}$ кВт-год	$W_{к,}$ кВт-год
Опіл деревний	205	40,6	1,1	7,2	650,1		932	1066	350,1	350,9
Осад від очищення стічних вод	405	290	1,3	4	420		473	607,1	392,2	400,1
Тверді побутові відходи	200	20,8	2,1	9,2	401,1		911,1	1059	454,9	455,7

Примітка. Величина $M_{кс}$ розраховується як сума величини $M_{кс}$, з табл. 4.1 та поправки за варіантом з табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Величина поправки до параметру $M_{кс}$ у табл. 4.4

Варіант	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Поправка для $M_{кс,}$	+10	+13	+7	+12	+9	+13	+8	+12	+16

Співвідношення газів у газовій суміші при піролізі:

- осаду від очистки стічних вод: C_{H_2} – 46%, C_{CO} – 46%, C_{H_4} – 3%, C_{CO_2} – 5%
- опілу деревного: C_{H_2} – 63%, C_{CO} – 30%, C_{H_4} – 4%, C_{CO_2} – 3%
- твердих побутових відходів: C_{H_2} – 48%, C_{CO} – 40%, C_{H_4} – 6%, C_{CO_2} – 6%

Таблиця 4.6 – Результати розрахунків

Найменування відходів	Питомий вихід газу $\omega_g, \%$	Питомий вихід рідкої фази $\omega_p, \%$	Питомий вихід твердої фази $\omega_t, \%$	Ступінь переробки відходів $S, \%$	Енерго-ефективність, рази
Опіл деревний					
Осад від очищення стічних вод					
Тверді побутові відходи					

Приклад розв'язання завдання до практичної роботи №4.

Розрахувати ефективність утилізації різних видів відходів (осад від очистки стічних вод, опіл деревний і тверді побутові відходи) за допомогою піролізної установки. Оцінити енергоефективність піролізної установки.

Опіл деревний

Маса рідкої фази (4.4):

$$M_p = M_{кс} - M_{пс} + M_{кф} - M_{пф} = 708,2 - 650,1 + 7,2 - 1,1 = 64,2 \text{ г.}$$

Обсяг газу, що утворився (4.6):

$$V_e = V_k - V_p = 1066 - 932 = 134 \text{ дм}^3.$$

Щільність газу визначаємо за сумарною щільністю компонентів (4.7):

$$\rho_r = \rho_{\text{H}_2} * \frac{C_{\text{H}_2}}{100} + \rho_{\text{CO}} * \frac{C_{\text{CO}}}{100} + \rho_{\text{CH}_4} * \frac{C_{\text{CH}_4}}{100} + \rho_{\text{CO}_2} * \frac{C_{\text{CO}_2}}{100} =$$

$$= 0,0893 * \frac{44}{100} + 1,25 * \frac{48}{100} + 0,7143 * \frac{4}{100} + 1,9643 * \frac{4}{100} = 0,746 \text{ г/дм}^3,$$

де C_{H_2} , C_{CO} , C_{CH_4} , C_{CO_2} – відсоток газу у суміші

Маса газу (4.5):

$$M_g = V_g \cdot \rho_g = 134 * 0,746 = 100,1 \text{ г.}$$

Далі проводимо *розрахунок кількості продуктів піролізу (4.3), що утворилися* (питомий вихід газової, рідкої фази, ступінь переробки відходів). Відхилення розрахункової величини сумарної маси від маси, завантаженої в установку, не повинно перевищувати 10%:

$$\sum_{i=1}^n M_i = M_m + M_p + M_g = 40,6 + 64,2 + 100,1 = 204,9 \text{ г (умова виконується).}$$

Питомий вихід газу (4.8):

$$\omega_g = \frac{M_g}{M_{\text{П}}} * 100 = \frac{100,1}{205} * 100 = 48,82\%.$$

Питомий вихід рідкої фази (4.9):

$$\omega_p = \frac{M_p}{M_{\text{П}}} * 100 = \frac{64,2}{205} * 100 = 31,31\%.$$

Питомий вихід твердої речовини (4.10):

$$\omega_T = \frac{M_T}{M_{\text{П}}} * 100 = \frac{40,6}{205} * 100 = 19,8\%.$$

Ступінь переробки відходів (4.11):

$$S = 100 - \omega_T = 100 - 19,8 = 80,2\%.$$

Теплотворна здатність одержуваного газу (4.12):

$$Q = [25,7 * \frac{C_{\text{H}_2}}{100} + 30,2 * \frac{C_{\text{CO}}}{100} + 85,55 * \frac{C_{\text{CH}_4}}{100}] * 1000 =$$

$$= [25,7 * \frac{44}{100} + 30,2 * \frac{48}{100} + 85,5 * \frac{4}{100}] * 1000 = 29226 \text{ м}^3.$$

Енергоефективність роботи піролізної установки при спалюванні опілу деревного (4.13):

$$E = \frac{Q * V_r * K_{\text{П}}}{W_{\text{К}} - W_{\text{П}}} = \frac{29226 * 0,134 * 0,001163}{350,9 - 350,1} = 5,69 \text{ рази.}$$

Осад від очищення стічних вод

Маса рідкої фази (4.4):

$$M_p = M_{\text{КС}} - M_{\text{ПС}} + M_{\text{КФ}} - M_{\text{ПФ}} = 456,6 - 420,7 + 4,0 - 1,3 = 39,3 \text{ г.}$$

Обсяг газу, що утворився (4.6):

$$V_{\Gamma} = V_{\kappa} - V_{\Pi} = 607,1 - 473 = 134,1 \text{ дм}^3.$$

Щільність газу визначаємо за сумарною щільністю компонентів (4.7):

$$\begin{aligned} \rho_{\Gamma} &= \rho_{\text{H}_2} * \frac{C_{\text{H}_2}}{100} + \rho_{\text{CO}} * \frac{C_{\text{CO}}}{100} + \rho_{\text{CH}_4} * \frac{C_{\text{CH}_4}}{100} + \rho_{\text{CO}_2} * \frac{C_{\text{CO}_2}}{100} = \\ &= 0,0893 * \frac{61}{100} + 1,25 * \frac{32}{100} + 0,7143 * \frac{3}{100} + 1,9643 * \frac{4}{100} = 0,55 \text{ г/дм}^3. \end{aligned}$$

Маса газу (4.5):

$$M_{\Gamma} = V_{\Gamma} * \rho_{\Gamma} = 134,1 * 0,55 = 73,75 \text{ г.}$$

Відхилення розрахункової величини сумарної маси від маси, завантаженої в установку, не повинно перевищувати 10%:

$$\sum_{i=1}^n M_i = M_{\Gamma} + M_{\text{P}} + M_{\text{T}} = 290,0 + 39,3 + 73,75 = 403,05 \text{ г (умова виконується).}$$

Питомий вихід газу (4.8):

$$\omega_{\Gamma} = \frac{M_{\Gamma}}{M_{\Pi}} * 100 = \frac{73,75}{405} * 100 = 18,21\%.$$

Питомий вихід рідкої фази (4.9):

$$\omega_{\text{P}} = \frac{M_{\text{P}}}{M_{\Pi}} * 100 = \frac{39,3}{405} * 100 = 9,7\%.$$

Питомий вихід твердої речовини (4.10):

$$\omega_{\text{T}} = \frac{M_{\text{T}}}{M_{\Pi}} * 100 = \frac{290,0}{405} * 100 = 71,6\%.$$

Ступінь переробки відходів (4.11):

$$S = 100 - \omega_{\text{T}} = 100 - 71,6 = 28,4\%.$$

Теплотворна здатність одержуваного газу (4.12):

$$\begin{aligned} Q &= [25,7 * \frac{C_{\text{H}_2}}{100} + 30,2 * \frac{C_{\text{CO}}}{100} + 85,55 * \frac{C_{\text{CH}_4}}{100}] * 1000 = \\ &= [25,7 * \frac{61}{100} + 30,2 * \frac{32}{100} + 85,5 * \frac{3}{100}] * 1000 = 27907,5 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Енергоефективність роботи піролізної установки при спалюванні осаду від очищення стічних вод (4.13):

$$E = \frac{Q * V_{\Gamma} * K_{\Pi}}{W_{\kappa} - W_{\Pi}} = \frac{27907,5 * 0,1341 * 0,001163}{400,1 - 399,2} = 4,83 \text{ рази.}$$

Тверді побутові відходи

Маса рідкої фази (4.4):

$$M_p = M_{kc} - M_{пс} + M_{кф} - M_{пф} = 462,0 - 401,1 + 9,2 - 2,1 = 68,0 \text{ г.}$$

Обсяг газу, що утворився (4.6):

$$V_e = V_k - V_{п} = 1059 - 911,1 = 147,9 \text{ дм}^3.$$

Щільність газу визначаємо за сумарною щільністю компонентів (4.7):

$$\begin{aligned} \rho_e &= \rho_{H_2} * \frac{C_{H_2}}{100} + \rho_{CO} * \frac{C_{CO}}{100} + \rho_{CH_4} * \frac{C_{CH_4}}{100} + \rho_{CO_2} * \frac{C_{CO_2}}{100} = \\ &= 0,0893 * \frac{45}{100} + 1,25 * \frac{43}{100} + 0,7143 * \frac{5}{100} + 1,9643 * \frac{7}{100} = 0,75 \text{ г/дм}^3. \end{aligned}$$

Маса газу (4.5):

$$M_e = V_e * \rho_e = 147,9 * 0,75 = 110,93 \text{ г.}$$

Відхилення розрахункової величини сумарної маси відходів від маси, завантаженої в установку, не повинно перевищувати 10%:

$\sum_{i=1}^n M_i = M_m + M_p + M_e = 20,8 + 68,0 + 110,93 = 199,73 \text{ г}$ (умова виконується).

Питомий вихід газу (4.8):

$$\omega_e = \frac{M_e}{M_{п}} * 100 = \frac{110,93}{200} * 100 = 55,46\%.$$

Питомий вихід рідкої фази (4.9):

$$\omega_p = \frac{M_p}{M_{п}} * 100 = \frac{68,0}{200} * 100 = 34,00\%.$$

Питомий вихід твердої речовини (4.10):

$$\omega_m = \frac{M_m}{M_{п}} * 100 = \frac{20,8}{200} * 100 = 10,4\%.$$

Ступінь переробки відходів (4.11):

$$S = 100 - \omega_T = 100 - 10,4 = 89,6\%.$$

Теплотворна здатність одержуваного газу (4.12):

$$\begin{aligned} Q &= [25,7 * \frac{C_{H_2}}{100} + 30,2 * \frac{C_{CO}}{100} + 85,55 * \frac{C_{CH_4}}{100}] * 1000 = \\ &= [25,7 * \frac{45}{100} + 30,2 * \frac{43}{100} + 85,5 * \frac{5}{100}] * 1000 = 28828,5 \text{ м}^3. \end{aligned}$$

Енергоефективність роботи піролізної установки при спалюванні твердих побутових відходів (4.13):

$$E = \frac{Q * V_{г} * K_{п}}{W_k - W_{п}} = \frac{28828,5 * 0,1479 * 0,001163}{455,7 - 454,9} = 6,198 \text{ рази.}$$

Заносимо результати розрахунків до підсумкової табл. 4.7.

Таблиця 4.7 – Результати розрахунків

Найменування відходів	Питомий вихід газу ω_g , %	Питомий вихід рідкої фази ω_p , %	Питомий вихід твердої фази ω_m , %	Ступінь переробки відходів S , %	Енергоефективність, рази
Опіл деревний	48,82	31,31	19,8	80,2	5,68
Осад від очищення стічних вод	18,21	9,7	71,6	28,4	4,83
Тверді побутові відходи	55,46	34,0	10,4	89,6	6,198

Висновок: Піролізна установка найбільш ефективно утилізує тверді побутові відходи, оскільки при їх розкладанні твердий залишок складає лише 10,4 % від початкової кількості завантаженого матеріалу, у порівнянні з опилом деревним й осадом стічних вод (19,8% та 71,6% відповідно).

Ступінь переробки ТПВ методом піролізу становить 89,6%. При цьому енергоефективність даної установки при розкладанні різних видів відходів суттєво не відрізняється – відношення отриманої з відходів енергії до енергії, яка була витрачена установкою, змінюється у діапазоні від 4,83 до 6,198 разів.

Практична робота №5

Розрахунок параметрів хвостосховища

5.1. Короткі теоретичні відомості

При збагаченні руд на гірничо-збагачувальних комбінатах або збагачувальних фабриках утворюється значна кількість дрібнодисперсних відходів – хвостів, що складаються, переважно, з пустої породи.

У більшості випадків при переробці руд використовують мокрі способи збагачення, і хвости одержують в суміші з водою у вигляді пульпи. У зв'язку з цим переміщення хвостів до місця складування здійснюють гідравлічним способом по трубопроводах за допомогою насосів. Для складування хвостів використовують штучні споруди – хвостосховища, які створюють шляхом перегородження ярів чи балок або обгородження понижених ділянок земної поверхні огорожувальними дамбами.

Скидання пульпи у хвостосховище здійснюють за допомогою випусків або торцевим способом. При цьому відбувається виділення з пульпи твердої складової й освітлювання води, яка потім повертається до оборотної системи підприємства.

Комплекс споруд та обладнання для гідравлічного транспортування і складування хвостів називають *хвостовим господарством*. Хвостове господарство – одна з найбільш вартісних ділянок збагачувального комплексу. Для зниження витрат на складування відходів при спорудженні огорожувальних дамб максимально використовують хвости збагачення.

Гідравлічний спосіб транспортування і складування використовують також і для інших дисперсних відходів, що утворюються в насиченому стані (наприклад, для пилу, золи ТЕС, що уловлюють мокрим способом, осаду стічних вод тощо).

Класифікація хвостосховищ.

Залежно від рельєфу місцевості розрізняють типи хвостосховищ (рис. 5.1):

- а) *балочні* – розміщують в балках або в ярах, що перегорожені дамбами;
- б) *рівнинні* – розміщують на рівній місцевості шляхом огородження дамбами по всьому периметру;
- в) *заплавні*, які розміщують в заплавах річок шляхом огородження з двох або трьох сторін залежно від рельєфу місцевості;
- г) *косогірні*, які розміщують на ділянках, огорожених з трьох сторін дамбами, а з четвертої – самим косогором;
- д) *котлованні*, які розміщують в котлованах старих кар'єрів, куди відходи складають без спорудження дамб.

Хвостосховища залежно від способу спорудження розділяють на:

- а) **наливні**, в яких огорожувальну дамбу будують з природних матеріалів відразу на повну висоту (це вимагає значних капітальних витрат);
- б) **намивні** (поступового заповнення), в яких спочатку споруджують з природних матеріалів первинну дамбу невеликої висоти, а потім поступово відсипають вторинні дамби з хвостів у процесі експлуатації хвостосховища.

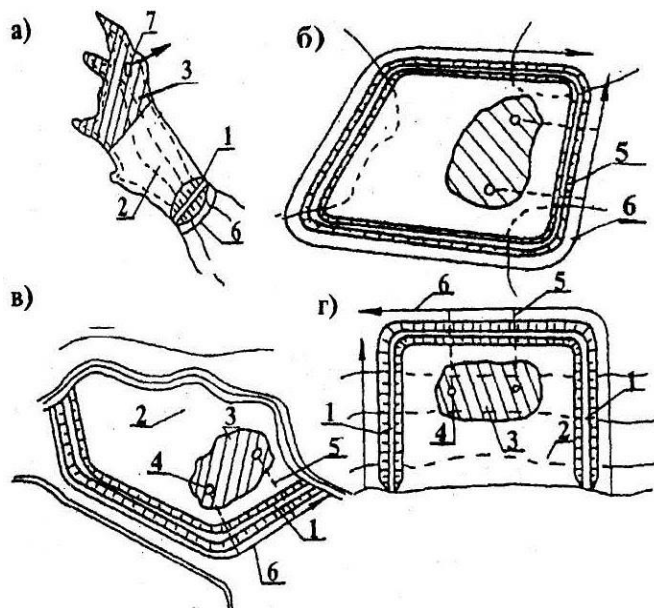


Рисунок 5.1. – Типи хвостосховищ: а) балочне; б) рівнинне; в) заплавне; г) косогірне.

1 – дамба; 2 – надводний пляж; 3 – ставок-відстійник; 4 – водоскидний колодязь; 5 – водоспускний колектор; 6 – збірна канава; 7 – плавуча насосна станція

До комплексу хвостосховища входять: огорожувальна дамба, надводний пляж, ставок-відстійник, пульповоди, водоскидні, дренажні та інші споруди.

Гідравлічне складування відходів

У даний час при складуванні хвостів збагачення найбільше розповсюдження отримав гідравлічний спосіб, який полягає в подачі пульпи по пульповодах до місця складування і випуску її в хвостосховище.

Пульпа – це суміш твердих відходів з водою, основними характеристиками якої є консистенція, щільність частинок і гранулометричний склад хвостів.

Консистенція пульпи – це співвідношення маси твердих відходів T до маси рідини P , тобто $T:P$.

Щільність частинок пульпи ρ_p , тобто відношення маси пульпи до її об'єму, визначають за формулою:

$$\rho_p = (T + P) / (T/\rho_{ч.хв} + P/\rho_e), \text{ т/м}^3, \quad (5.1)$$

де T – маса твердих відходів, т;

P – маса рідини, т;

$\rho_{ч.хв}$ – щільність частинок хвостів, т/м^3 ;

ρ_e – щільність води ($\rho_e=1 \text{ т/м}^3$).

Консистенція пульпи (Т:Р) для різних видів хвостів змінюється у великому діапазоні (від 1:1 до 1:30 та більше) і залежить від щільності частинок хвостів, відстані транспортування, діаметру пульповодів, напірного обладнання й інших факторів.

Трубопроводи, що призначені для транспортування пульпи від підприємства і розподілу її по хвостосховищу, називають **пульповодами**. Розподільчі трубопроводи розміщують по гребенях первинної і вторинних дамб та при заповненні хвостосховища переносять на наступний ярус.

При випуску пульпи у хвостосховище відбувається безперервне осадження твердих частинок хвостів на надводному пляжі, а вода для освітлювання поступає в **ставок-відстійник**.

Надводним пляжем називають ділянку між огорожувальною дамбою та ставком-відстійником. На надводному пляжі відбувається фракціонування частинок хвостів за розміром і щільністю. На початку випуску відкладаються великі й важкі частинки відходів (які в подальшому використовують для спорудження вторинних дамб), а у ставок-відстійник попадають найдрібніші й легкі частинки (розміри ставка-відстійника повинні бути достатніми для освітлювання води).

Відведення освітленої води за межі хвостосховища здійснюють за допомогою водоскидних споруд. У зв'язку з безперервним підвищенням гребеня дамб обвалування у процесі експлуатації хвостосховища конструкція водоскидних споруд повинна забезпечувати відведення води з різних відміток.

Заповнення хвостосховища може бути одностороннім або кільцевим (рис. 5.2). При односторонньому заповненні скидання пульпи здійснюють від дамби до берегів (**балочне хвостосховище**), при кільцевому – по периметру дамби (**рівнинне хвостосховище**).

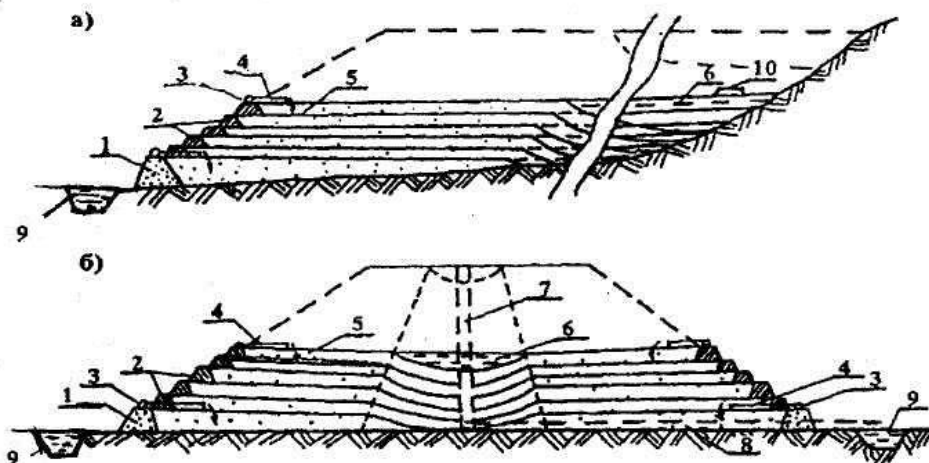


Рисунок 5.2. – Схеми заповнення хвостосховища: а) одностороннє заповнення балочного хвостосховища; б) кільцеве заповнення рівнинного хвостосховища.

1 – первинна дамба; 2 – вторинна дамба; 3 – розподільчий пульповід; 4 – випуск; 5 – надводний пляж; 6 – ставок-відстійник; 7 – водоскидний колодезь; 8 – водоспускний колектор; 9 – збірна канава; 10 – плаваюча насосна станція

Огороджувальна дамба.

У поперечному перерізі профіль дамби має вигляд трапеції, бокові сторони якої називають **укосами**. Укіс з боку хвостосховища називають **верховим**, із зовнішнього боку – **низовим** (рис. 5.3). Нахили укосів (відношення висоти до закладання укосу) залежать від висоти і матеріалів дамби, а також від її основи.

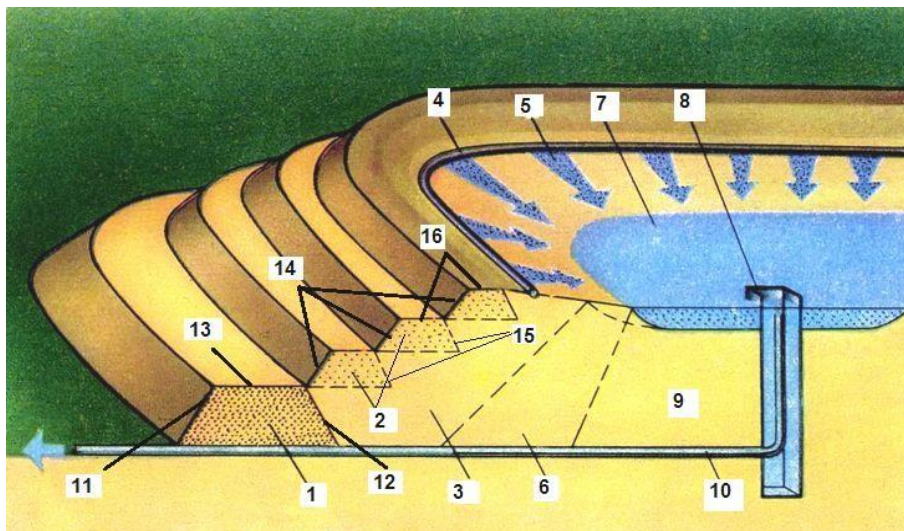


Рисунок 5.3. – Схема хвостосховища:

1 – первинна дамба; 2 – вторинні дамби (зводяться поярусно); 3 – призма упору, що складається з найбільш крупнозернистих фракцій ґрунту; 4 – наливний пульповід; 5 – пляж (ділиться на карти); 6 – проміжна зона; 7 – ставок-відстійник, що забезпечує освітлення води і водопостачання; 8 – водоскидний (водозабірний) колодязь; 9 – ядро (центрально зона); 10 – водоскидна труба; 11 – низовий укіс первинної дамби; 12 – верховий укіс вторинної дамби; 13 – гребінь первинної дамби; 14 – низовий укіс вторинних дамб; 15 – верховий укіс вторинних дамб; 16 – гребінь вторинних дамб

Закладання укосу – це проекція довжини укосу на горизонтальну площину. Верховий укіс як правило споруджують більш пологим, тому що він насичений водою майже на повну висоту.

Горизонтальну площину, яка обмежує тіло дамби зверху, називають **гребенем дамби**. Ширина дамби по гребеню визначається з урахуванням розташування розподільчих пульповодів та улаштування дороги для проїзду машин і будівельних механізмів. Гребінь первинної і вторинних дамб зменшує середній нахил укосу, що підвищує його стійкість.

Первинна дамба – це насип з природного матеріалу або з розкривної породи висотою 5-10 м, призначений для утворення хвостосховища першої черги.

Вторинні дамби після заповнення хвостосховища першої черги, споруджують поярусно з намитих хвостів за допомогою будівельної техніки



(бульдозерів, скреперів та інших механізмів). Висота вторинних дамб складає 2,5-3 м. Основою вторинних дамб служать намиті хвости надводного пляжу.

Перевищення гребеня дамби над рівнем заповнення хвостосховища приймають $h_{зап}$ з урахуванням вітрового хвилеутворення, але не менше 0,5 м (рис. 5.4).

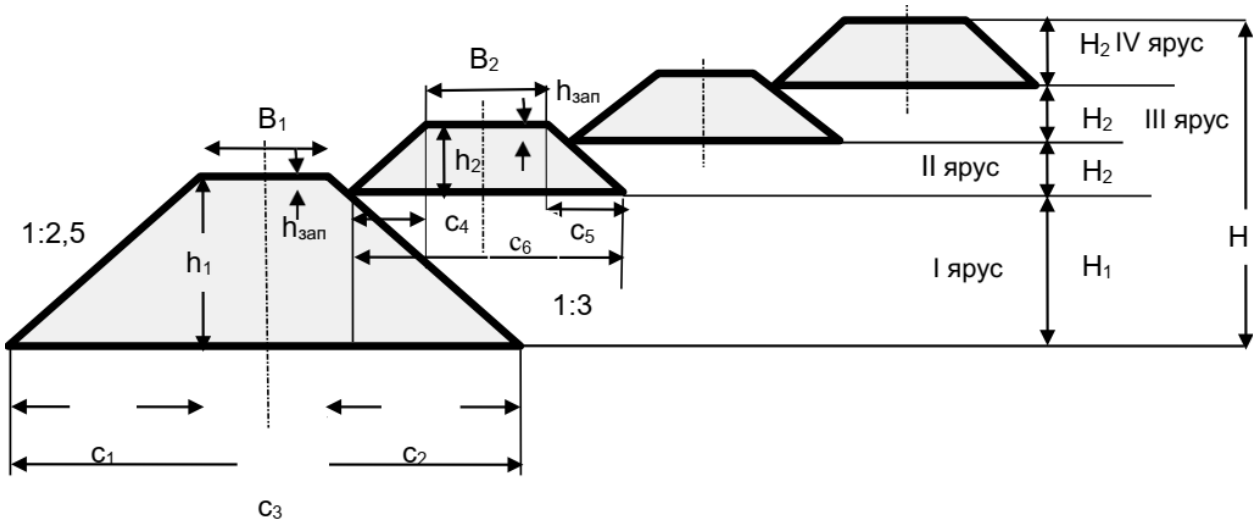


Рисунок 5.4. – Поперечний переріз огорожувальної дамби:

B_1 – ширина по гребеню первинної дамби; h_1 – висота первинної дамби; C_1 – закладання низового укосу первинної дамби; C_2 – закладання верхового укосу первинної дамби; C_3 – ширина нижньої основи первинної дамби; B_2 – ширина по гребеню вторинних дамб; h_2 – висота вторинних дамб; C_4 – закладання низових укосів вторинних дамб; C_5 – закладання верхових укосів вторинних дамб; C_6 – ширина нижньої основи вторинних дамб; $h_{зап}$ – перевищення гребеня дамби над рівнем заповнення

5.2. Розрахунок ємності хвостосховища

Ємність хвостосховища складається з об'єму заскладованих хвостів і об'єму освітлюючого ставка-відстійника.

Об'єм хвостосховища повинен бути достатнім для вміщення хвостів на період проектного терміну експлуатації, який визначають за залежністю:

$$W = (G_{хв} \cdot t_e) / (\rho_{с.хв} \cdot K_{зап.}), \text{ м}^3 \quad (5.2)$$

де $G_{хв}$ – вихід хвостів за рік, т;
 t_e – число років експлуатації хвостосховища;
 $\rho_{с.хв}$ – середня щільність сухих хвостів у хвостосховищі, т/м³;
 $K_{зап}$ – коефіцієнт заповнення хвостосховища, який характеризує практичну можливість заповнення його геометричного об'єму.

Вихід хвостів буде складати:

$$G_{хв} = Q_{л \text{ за масою}} / (T + P), \text{ т}, \quad (5.3)$$

де $Q_{л \text{ за масою}}$ – витрата пульпи за масою, т/год.

У свою чергу,

$$Q_{л \text{ за масою}} = Q_{л} \cdot \rho_{л}, \text{ т/год}, \quad (5.4)$$

де $Q_{л}$ – витрата пульпи, м³/год.

Повне заповнення хвостосховища неможливе, оскільки потрібно залишити такий об'єм ставка-відстійника, який забезпечить необхідне освітлення води. Рекомендується приймати коефіцієнт заповнення хвостосховища рівним 0,75- 0,85. Геометричний об'єм хвостосховища визначають за даними топографічного знімання місцевості і закладання укосів дамби шляхом схематизації його форми близько до тієї чи іншої геометричної фігури (зрізаний конус, зрізана піраміда, призма та ін.).

Схематичний розріз хвостосховища показаний на рис. 5.5.

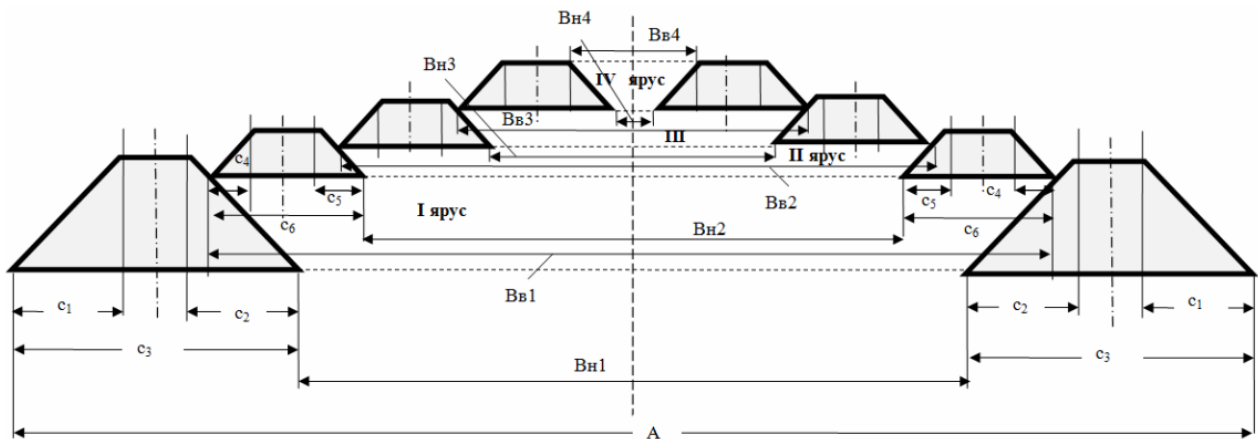


Рисунок 5.5. – Схематичний розріз хвостосховища

5.3. Розрахунок параметрів хвостосховища і терміну його експлуатації

Для виконання розрахунків попередньо треба побудувати поперечний переріз огорожувальної дамби, схематичний план і розріз хвостосховища, а також визначити необхідні для розрахунку розміри і нанести їх на креслення.

Довжину однієї сторони земельної ділянки, яку займає хвостосховище, визначають за співвідношенням:

$$A = \sqrt{S}, \text{ м} \quad (5.5)$$

де S – площа земельної ділянки, м².



Розрахунок геометричного об'єму хвостосховища виконують поетапно: спочатку визначають **об'єм хвостосховища першої черги** (перший ярус), потім – **об'єм кожного наступного ярусу**, а **загальний об'єм** – як їх суму.

Для спрощення розрахунків з достатньою точністю можна прийняти, що кожний ярус хвостосховища має форму зрізаної піраміди. У такому випадку об'єм кожного ярусу хвостосховища визначають за формулою:

$$W = \frac{1}{3} \cdot H_i \cdot (S_{Hi} + S_{Bi} + \sqrt{S_{Hi} \cdot S_{Bi}}), \text{ м}^3 \quad (5.6)$$

де H_i – висота кожного ярусу, м;

S_{Hi} і S_{Bi} – площі нижньої і верхньої основи кожного ярусу відповідно, які визначають за залежностями:

$$S_{Hi} = B_{Hi}^2, \text{ м}^2 \quad (5.7)$$

$$S_{Bi} = B_{Bi}^2, \text{ м}^2 \quad (5.8)$$

де B_{Hi} і B_{Bi} – розміри сторін нижньої і верхньої основи кожного ярусу хвостосховища відповідно, м.

Необхідну кількість вторинних ярусів розраховують за формулою:

$$n = \frac{H - H_1 - h_{\text{зап}}}{H_2}, \text{ шт} \quad (5.9)$$

де H – загальна висота огорожувальної дамби;

H_1 – висота першого ярусу, м;

H_2 – висота вторинних ярусів, м.

При розрахунку об'ємів ярусів хвостосховища, які огорожені вторинними дамбами, враховують ті обставини, що для спорудження вторинних дамб використовують хвости з надводних пляжів. Це призводить до збільшення ємності та терміну експлуатації кожного ярусу хвостосховища. Тому сумарний об'єм кожного ярусу W_{ci} , складається з його геометричного об'єму і об'єму вторинної дамби цього ярусу.

При схематизації вторинної дамби у вигляді правильної призми її об'єм визначають за виразом:

$$V_i = F_i \cdot L_{di}, \text{ м}^3 \quad (5.10)$$

де F_i – площа поперечного перерізу вторинної дамби, м^2 ;

L_{di} – довжина вторинної дамби кожного ярусу по осі, м. Визначають за наступною формулою:

$$L_{di} = 4 \cdot A_i, \text{ м} \quad (5.11)$$

де A_i – довжина однієї сторони дамби по її осі (рис. 5.6).

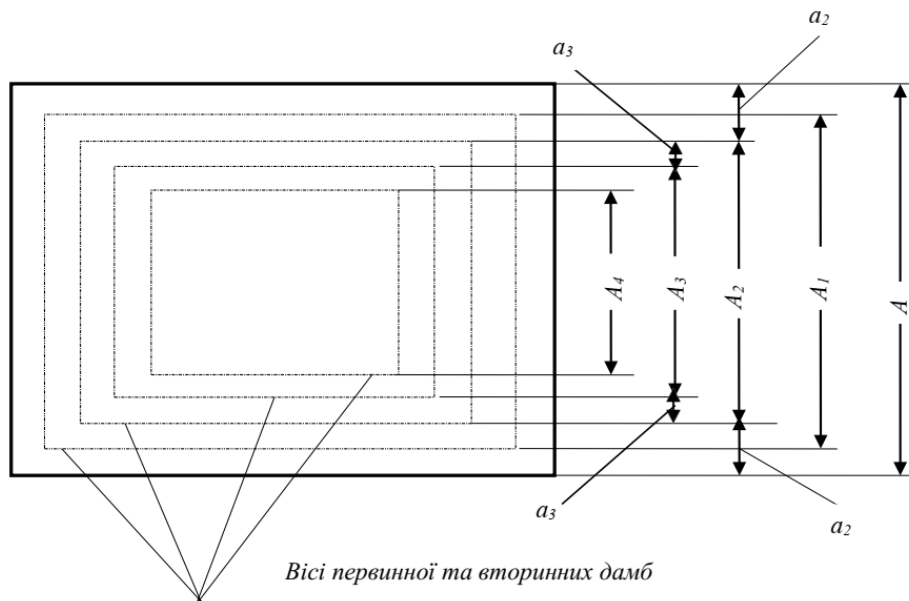


Рисунок 5.6. – Схематичний план хвостосховища

Отже сумарний об'єм кожного ярусу буде складати:

$$W_{ci} = W_i + V_i, \text{ м}^3 \quad (5.12)$$

Термін експлуатації кожного ярусу хвостосховища становить:

$$t_i = \frac{W_{ci} \cdot K_{\text{зап}} \cdot \rho_{\text{с.хв}}}{G_{\text{хв}}}, \text{ років} \quad (5.13)$$

Загальний об'єм хвостосховища W_3 , загальний об'єм вторинних дамб V_3 , повний термін експлуатації хвостосховища t_n і висоту огорожувальної дамби H визначають за наступними залежностями:

$$W_3 = \sum_{i=1}^n W_{ci}, \text{ м}^3 \quad (5.14)$$

$$V = \sum_{i=2}^n V_i, \text{ м}^3 \quad (5.15)$$

$$t_n = \sum_{i=1}^n t_i, \text{ років} \quad (5.16)$$

$$H = \sum_{i=1}^n H_i + h_{\text{зап}}, \text{ м} \quad (5.17)$$

де n – кількість ярусів хвостосховища.

Одержані значення загального об'єму хвостосховища W_3 порівнюють з необхідним об'ємом W , а значення повного терміну експлуатації t – з потрібним терміном експлуатації t_c , беручи до уваги наступні умови:

$$W_3 \geq W; \quad (5.18)$$

$$t \geq t_c. \quad (5.19)$$

Завдання до практичної роботи №5

1. Ознайомитись з класифікацією хвостосховищ та основними принципами гідравлічного складування відходів.

2. Ознайомитись з методикою розрахунку ємності хвостосховища та висоти огорожувальної дамби, об'ємів вторинних дамб, об'ємів хвостосховища по ярусах і термінів їх експлуатації.

3. Самостійно:

- визначити річний вихід хвостів на гірничо-збагачувальному комбінаті;
 - розрахувати необхідний об'єм хвостосховища на заданий термін його експлуатації;
 - побудувати поперечний переріз огорожувальної дамби з урахуванням заданих розмірів для подальших розрахунків;
 - розрахувати об'єми хвостосховища першої черги і наступних ярусів, а також терміни їх експлуатації;
 - визначити об'єми вторинних дамб кожного ярусу;
 - порівняти отримані дані загального об'єму хвостосховища з необхідним і повного терміну експлуатації з потрібним та зробити висновки.
- Вихідні дані для розрахунку представлені в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Вихідні дані для розрахунку

Параметр	Значення за варіантом					
	1	2	3	4	5	6
Хвостосховище намивне (поступового заповнення) рівнинного типу, в плані має форму квадрата						
Площа земельної ділянки, що відведена під хвостосховище S , га	210	323	258	320	87	91
Термін експлуатації t_e , роки	20	16	17	15	17	18
Витрата пульпи Q_p , м ³ /год	5000	6000	7000	3000	2500	3500
Консистенція пульпи Т:Р	1:19	1:12	1:18	1:9	1:29	1:30
Щільність частинок хвостів $\rho_{ч.хв}$, т/м ³	2,8	2,6	3,3	2,8	2,5	3,5
Щільність води ρ_v , т/м ³	1					
Первинна дамба	природні суглинки					
висота h_1 , м	9,1	8,4	8,8	5,2	6,2	9,8
закладання низового укосу m_n	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3
ширина по гребеню b_1 , м	7	6	5	4	3	8

Вторинні дамби	по ярусно хвости					
	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	3
висота h_2 , м	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	3
закладання низового укосу m_n	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3
ширина по гребеню b_1 , м	7	6	5	4	3	8
Перевищення гребеня дамб над рівнем заповнення хвостосховища h_{zap} , м	0,6	0,6	0,63	0,66	0,56	0,5
Загальна висота огорожувальної дамби H , м	16	15	15	11	12	17,3
Середня щільність укладання сухих хвостів, які намиті в хвостосховище і відсипані у вторинні дамби $\rho_{с.х}$, т/м ³	2,15	1,95	2,13	1,78	1,88	1,85
Коефіцієнт заповнення K_{zap}	0,75	0,83	0,81	0,77	0,79	0,82

Продовження табл. 5.1.

Параметр	Значення за варіантом					
	7	8	9	10	11	12
Хвостосховище наливне (поступового заповнення) рівнинного типу, в плані має форму квадрата						
Площа земельної ділянки, що відведена під хвостосховище S , га	256	182	588	422	581	447
Термін експлуатації t_e , роки	15	15	15	17	17	20
Витрата пульпи $Q_{п}$, м ³ /год	4500	3500	7000	5500	4500	4900
Консистенція пульпи Т:Р	1:12	1:14	1:8	1:17	1:7	1:11
Щільність частинок хвостів $\rho_{ч.хв}$, т/м ³	2,5	2,7	3,5	3,1	2,5	3,4
Щільність води ρ_v , т/м ³	1					
Первинна дамба						
природні суглинки						
висота h_1 , м	9,2	8,7	6,8	5	6	7
закладання низового укосу m_n	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3
ширина по гребеню b_1 , м	7	6	5	4	3	4
Вторинні дамби						
по ярусно хвости						
висота h_2 , м	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,6
закладання низового укосу m_n	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3	1:3
ширина по гребеню b_1 , м	7	6	5	4	3	4
Перевищення гребеня дамб над рівнем заповнення хвостосховища h_{zap} , м	0,57	0,57	0,63	0,93	0,66	0,7
Загальна висота огорожувальної дамби H , м	16,2	15,4	13	10	11,5	12,7
Середня щільність укладання сухих хвостів, які намиті в хвостосховище і відсипані у вторинні дамби $\rho_{с.х}$, т/м ³	1,69	1,8	2,06	1,71	1,85	1,86
Коефіцієнт заповнення K_{zap}	0,8	0,76	0,79	0,77	0,82	0,82

Приклад виконання практичної роботи №5

Гірничо-збагачувальний комбінат видаляє хвости збагачення в хвостосховище гідравлічним способом. Необхідно розрахувати параметри хвостосховища і термін його експлуатації.

Вихідні дані для розрахунку представлені у табл. 5.2.

Таблиця 5.2 – Вихідні дані для розрахунку

Показник	Значення
Хвостосховище намивне (поступового заповнення) рівнинного типу, в плані має форму квадрата	
Площа земельної ділянки, що відведена під хвостосховище S , га	280
Термін експлуатації хвостосховища t_e , роки	10
Висота огорожувальної дамби H , м	17,5
Витрата пульпи Q_p , м ³ /год	10 000
Консистенція пульпи $T:P$	1:15
Щільність частинок хвостів $\rho_{ч.хв}$, т/м ³	3
Щільність води ρ_v , т/м ³	1
Первинна дамба	природні суглинки
висота h_1 , м	10
закладання низового укосу m_n	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3
ширина по гребеню B_1 , м	8
Вторинні дамби	поярусно хвости
висота h_2 , м	3
закладання низового укосу m_n	1:2,5
закладання верхового укосу m_v	1:3
ширина по гребеню B_2 , м	8
Перевищення гребеня дамб над рівнем заповнення хвостосховища $h_{зап}$, м	0,5
Середня щільність укладання сухих хвостів, що намиті в хвостосховище і відсипані у вторинні дамби $\rho_{с.хв}$, т/м ³	1,85
Коефіцієнт заповнення хвостосховища $K_{зап}$	0,8

Розв'язання прикладу:

1. Розрахунок річного виходу хвостів і загальних характеристик хвостосховища

1.1. Визначення щільності хвостової пульпи (5.1):

$$\rho_p = (T + P) / (T / \rho_{ч.хв} + P / \rho_v) = (1 + 15) / (1 / 3 + 15 / 1) = 1,043 \text{ т/м}^3.$$

1.2. Визначення витрати пульпи за масою (5.4):

$$Q_{п \text{ за масою}} = Q_p \cdot \rho_p = 10000 \cdot 1,043 = 10434,78 \text{ т/год.}$$

1.3. Визначення виходу хвостів (5.3):

$$G_{хв} = Q_{п \text{ за масою}} / (T+P) = 10434,78 / (1 + 15) = 652,17 \text{ т/год.}$$

1.4. Визначення річного виходу хвостів з розрахунку, що гірничо-збагачувальний комбінат працює цілодобово 365 днів на рік:

$$G_{\text{хв}} = 652,17 \cdot 24 \cdot 365 = 5713043,48 \text{ т/рік.}$$

1.5. Визначення об'єму хвостосховища, необхідного для прийому хвостів протягом десяти років (5.2):

$$W = (G_{\text{хв}} \cdot t_e) / (\rho_{\text{с.хв}} \cdot K_{\text{зап.}}) = (5713043,48 \cdot 10) / (1,85 \cdot 0,8) = 38601645,12 \text{ м}^3.$$

1.6. Побудова поперечного перерізу огорожувальної дамби і нанесення на креслення вихідних дані згідно завдання (рис. 5.7).

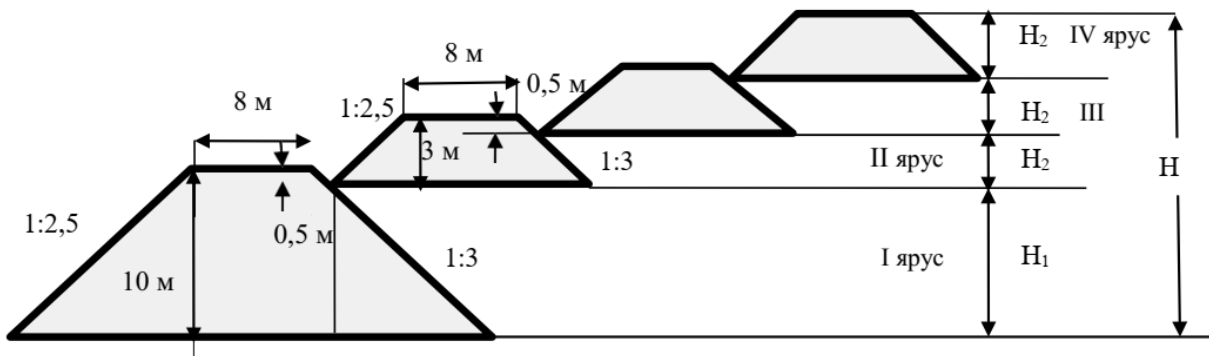


Рисунок 5.7. – Поперечний переріз огорожувальної дамби

1.7. Визначення розміру сторони ділянки, яку займає хвостосховище (5.5):

$$A = \sqrt{S} = \sqrt{2800000} = 1673,22 \text{ м}$$

1.8. Визначення необхідної кількості вторинних дамб (5.9):

$$n = \frac{H - H_1 - h_{\text{зап.}}}{H_2} = \frac{17,5 - 9,5 - 0,5}{2,5} = 3 \text{ дамби}$$

Відповідно:

$$H_1 = h_1 - h_{\text{зап.}} = 10,0 - 0,5 = 9,5 \text{ м;}$$

$H_2 = h_2 - h_{\text{зап.}} = 3 - 0,5 = 2,5 \text{ м}$, тобто висота ярусу H – це висота відповідної дамби, зменшена на перевищення дамби на рівнем заповнення на випадок вітрового хвилеутворення $h_{\text{зап.}}$ (рис. 5.7).

2. Розрахунок хвостосховища першої черги (першого ярусу)

2.1. Визначення площі нижньої основи дамби першого ярусу (5.7):

$$S_{H_1} = B_{H_1}^2 = 1547,32^2 = 2394199,35 \text{ м}^2$$

$$B_{H_1} = A - 2 \cdot C_3 = 1673,32 - 2 \cdot 63 = 1547,32 \text{ м.}$$

тобто довжина сторони нижньої основи першого ярусу хвостосховища – це розмір сторони ділянки, яку займає хвостосховище A , зменшений на дві ширини нижньої основи первинної дамби C_3 .

$$C_3 = h_1 \cdot m_H + B_1 + h_1 \cdot m_8 = 10 \cdot 2,5 + 8 + 10 \cdot 3 = 63,0 \text{ м,}$$

де m_n та m_e – закладання низового та верхового укосу дамби відповідно, м (рис. 5.4).

2.2. Визначення площі верхньої основи дамби першого ярусу (5.8):

$$S_{B1} = B_{B1}^2 = 1601,32^2 = 2564225,91 \text{ м}^2$$

$$B_{B1} = B_{H1} + 2 \cdot C_2 - 2 \cdot h_{\text{зап.}} \cdot m_e = 1547,32 + 2 \cdot 28,5 - 2 \cdot 0,5 \cdot 3 = 1601,32 \text{ м.}$$

тобто розмір сторони верхньої основи першого ярусу хвостосховища – це розмір сторони нижньої основи першого ярусу хвостосховища B_{H1} , збільшений на два закладання верхового укосу первинної дамби C_2 за виключенням двох проєкцій перевищення гребеня дамби $h_{\text{зап.}}$ на верховий укіс (рис. 5.5).

$$C_2 = H_1 \cdot m_e = 9,5 \cdot 3 = 28,5 \text{ м.}$$

2.3. Визначення геометричного об'єму хвостосховища першої черги (5.6):

$$\begin{aligned} W_1 &= \frac{1}{3} \cdot H_1 \cdot (S_{H1} + S_{B1} + \sqrt{S_{H1} \cdot S_{B1}}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot 9,5 \cdot (2394199,35 + 2564225,91 + \sqrt{2394199,35 \cdot 2564225,91}) = \\ &= 23547902,98 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

2.4. Визначення терміну експлуатації хвостосховища першої черги (5.13):

$$t_1 = \frac{W_{c1} \cdot K_{\text{зап.}} \cdot \rho_{\text{с.хв}}}{G_{\text{хв}}} = \frac{23547902,98 \cdot 1,85 \cdot 0,8}{5713043,48} = 6,10 \text{ років}$$

3. Розрахунок другого ярусу хвостосховища

3.1. Визначення площі нижньої основи дамби другого ярусу (5.7):

$$S_{H2} = B_{H2}^2 = 1152,32^2 = 2409697,55 \text{ м}^2$$

$$B_{H2} = B_{B1} - 2 \cdot C_6 = 1601,32 - 2 \cdot 24,5 = 1152,32 \text{ м,}$$

тобто розміри сторони нижньої основи другого ярусу – це довжина сторони верхньої основи першого ярусу B_{B1} , зменшена на дві ширини нижньої основи вторинних дамб C_6 (рис. 5.5).

3.2. Визначення площі верхньої основи дамби другого ярусу (5.8):

$$S_{B2} = B_{B2}^2 = 1564,32^2 = 2447097,23 \text{ м}^2$$

$$B_{B2} = B_{H2} + 2 \cdot C_5 - 2 \cdot h_{\text{зап.}} \cdot m_e = 1152,32 + 2 \cdot 7,5 - 2 \cdot 0,5 \cdot 3 = 1156,32 \text{ м.,}$$

тобто ширина верхньої основи другого ярусу хвостосховища – це розмір сторони нижньої основи другого ярусу хвостосховища B_{H2} , збільшений на два закладання верхового укосу вторинної дамби C_5 за виключенням двох проєкцій перевищення гребеня дамби $h_{\text{зап.}}$ на верховий укіс (див. рис. 5.5).

$$C_5 = H_2 \cdot m_e = 2,5 \cdot 3 = 7,5 \text{ м.}$$

3.3. *Визначення геометричного об'єму хвостосховища другої черги (5.6):*

$$\begin{aligned} W_2 &= \frac{1}{3} \cdot H_2 \cdot (S_{H2} + S_{B2} + \sqrt{S_{H2} \cdot S_{B2}}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot 2,5 \cdot (2409697,55 + 2447097,23 + \sqrt{2409697,55 \cdot 2447097,23}) = \\ &= 6070933,47 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

3.4. *Визначення об'єму вторинної дамби другого ярусу (5.10):*

$$V_2 = F_2 \cdot L_{d2} = 48,75 \cdot 6325,28 = 308357,41 \text{ , м}^3$$

Площа поперечного перерізу вторинної дамби:

$$F_2 = \frac{h_2 \cdot (B_2 + C_6)}{2} = \frac{3 \cdot (8 + 24,5)}{2} = 48,75 \text{ , м}^2$$

Для визначення довжини вторинної дамби другого ярусу по осі звернемося до рис. 5.6, на якому зображений схематичний вид зверху на хвостосховище. Як бачимо, довжина однієї сторони дамби другого ярусу по її осі

$$A_2 = A - 2 \cdot a_2 = 1673,32 - 2 \cdot 46,0 = 1581,32 \text{ м}$$

тобто це довжина однієї сторони земельної ділянки, відведеної під хвостосховище А, зменшена на дві відстані від границі земельної ділянки до осі дамби другого ярусу a_2 .

Відповідно:

$$\begin{aligned} a_2 &= h_1 \cdot m_H + B_2 + h_{\text{зап.}} \cdot m_e + h_2 \cdot m_H + B_2 / 2 = \\ &= 10 \cdot 2,5 + 8 + 0,5 \cdot 3 + 2,5 \cdot 3 + 8 / 2 = 46,0 \text{ м.} \end{aligned}$$

$$L_{d2} = 4 \cdot A_2 = 4 \cdot 1581,32 = 6325,28 \text{ м.}$$

3.5. *У зв'язку з тим, що для зведення вторинних дамб використовують хвости з надводних пляжів хвостосховища, що призводить до збільшення його обсягу, сумарний об'єм другого ярусу визначається як сума геометричного об'єму хвостосховища другої черги і об'єму вторинної дамби цього ярусу (5.12):*

$$W_{c2} = W_2 + V_2 = 6070933,47 + 308357,41 = 6379290,88 \text{ м}^3$$

3.6. *Визначення терміну експлуатації другого ярусу (5.13):*

$$t_2 = \frac{W_{c2} \cdot K_{\text{зап}} \cdot \rho_{\text{с.хв}}}{G_{\text{хв}}} = \frac{6379290,88 \cdot 1,85 \cdot 0,8}{5713043,48} = 1,65 \text{ років}$$

4. *Розрахунок третього ярусу хвостосховища*

4.1. *Визначення площі нижньої основи дамби третього ярусу (5.7):*

$$S_{H3} = B_{H3}^2 = 1515,3^2 = 2296194,86 \text{ м}^2$$

$$B_{H3} = B_{B2} - 2 \cdot C_6 = 1564,32 - 2 \cdot 24,5 = 1515,32 \text{ м},$$

тобто розміри сторони нижньої основи другого ярусу – це довжина сторони верхньої основи першого ярусу B_{B2} , зменшена на дві ширини нижньої основи вторинних дамб C_6 (рис. 5.5).

4.2. Визначення площі верхньої основи дамби третього ярусу (5.8):

$$S_{B3} = B_{B3}^2 = 1527,32^2 = 2332706,54 \text{ м}^2$$

$$B_{B3} = B_{H3} + 2 \cdot C_5 - 2 \cdot h_{\text{зап.}} \cdot m_6 = 1515,32 + 2 \cdot 7,5 - 2 \cdot 0,5 \cdot 3 = 1527,32 \text{ м.}$$

тобто ширина верхньої основи третього ярусу хвостосховища – це розмір сторони нижньої основи третього ярусу хвостосховища, збільшений на два закладання верхового укусу вторинної дамби C_5 за винятком двох проєкцій перевищення гребеня дамби $h_{\text{зап.}}$ на верховий укіс (рис. 5.5).

4.3. Визначення геометричного об'єму хвостосховища третьої черги (5.6):

$$\begin{aligned} W_3 &= \frac{1}{3} \cdot H_3 \cdot (S_{H3} + S_{B3} + \sqrt{S_{H3} \cdot S_{B3}}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot 2,5 \cdot (2296194,86 + 2332706,54 + \sqrt{2296194,86 \cdot 2332706,54}) = \\ &= 5786066,76 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

4.4. Визначення об'єму вторинної дамби третього ярусу (5.10):

$$V_3 = F_2 \cdot L_{d3} = 48,75 \cdot 6189,28 = 301727,4 \text{ м}^3$$

Для визначення довжини вторинної дамби третього ярусу по осі знову звернемося до рисунку 5.6.

Як бачимо, довжина однієї сторони дамби третього ярусу по її осі

$$A_3 = A_2 - 2 \cdot a_3 = 1581,32 - 2 \cdot 46,0 = 1547,32 \text{ м.}$$

тобто це довжина однієї сторони дамби другого ярусу по її осі A_2 , зменшена на дві відстані між осями дамби другого та третього ярусів a_3 .

Відповідно:

$$a_3 = B_2 / 2 + h_{\text{зап.}} \cdot m_6 + h_2 \cdot m_n + B_2 / 2 = 8 / 2 + 0,5 \cdot 3 + 3 \cdot 2,5 + 8 / 2 = 17,0 \text{ м.}$$

$$L_{d3} = 4 \cdot A_3 = 4 \cdot 1547,32 = 6189,28 \text{ м.}$$

4.5. Визначення сумарного об'єму третього ярусу (5.12):

$$W_{c3} = W_3 + V_3 = 5786066,76 + 301727,41 = 6087794,17 \text{ м}^3$$

4.6. Визначення терміну експлуатації третього ярусу (5.13):

$$t_3 = \frac{W_{c3} \cdot K_{\text{зап.}} \cdot \rho_{\text{с.хв}}}{G_{\text{хв}}} = \frac{6087794,17 \cdot 1,85 \cdot 0,8}{5713043,48} = 1,58 \text{ років}$$

5. Розрахунок четвертого ярусу хвостосховища

5.1. Визначення площі нижньої основи дамби четвертого ярусу (5.7):

$$S_{H4} = B_{H4}^2 = 1478,32^2 = 2185430,18 \text{ м}^2$$

$$B_{H4} = B_{B3} - 2 \cdot C_6 = 1527,32 - 2 \cdot 24,5 = 1478,32 \text{ м},$$

тобто розміри сторони нижньої основи другого ярусу – це довжина сторони верхньої основи першого ярусу B_{B3} , зменшена на дві ширини нижньої основи вторинних дамб C_6 (рис. 5.5).

5.2. Визначення площі верхньої основи дамби четвертого ярусу (5.8):

$$S_{B4} = B_{B4}^2 = 1493,32^2 = 2230004,78 \text{ м}^2$$

$$B_{B4} = B_{H4} + 2 \cdot C_5 - 2 \cdot h_{\text{зап.}} \cdot m_e = 1478,32 + 2 \cdot 7,5 = 1493,32 \text{ м}.$$

тобто ширина верхньої основи третього ярусу хвостосховища – це розмір сторони нижньої основи третього ярусу хвостосховища, збільшений на два закладання верхового укосу вторинної дамби C_5 за винятком двох проєкцій перевищення гребеня дамби $h_{\text{зап.}}$ на верховий укіс (рис. 5.5).

5.3. Визначення геометричного об'єму хвостосховища четвертої черги (5.6):

$$\begin{aligned} W_4 &= \frac{1}{3} \cdot H_4 \cdot (S_{H4} + S_{B4} + \sqrt{S_{H4} \cdot S_{B4}}) = \\ &= \frac{1}{3} \cdot 2,5 \cdot (2185430,18 + 2230004,78 + \sqrt{2185430,18 \cdot 2230004,78}) = \\ &= 5519199,95 \text{ м}^3 \end{aligned}$$

5.4. Визначення об'єму вторинної дамби четвертого ярусу (5.10):

$$V_4 = F_2 \cdot L_{d4} = 48,75 \cdot 6053,28 = 295097,41 \text{ м}^3$$

$$A_4 = A_3 - 2 \cdot a_3 = 1547,32 - 2 \cdot 17,0 = 1513,32 \text{ м}.$$

$$L_{d4} = 4 \cdot A_4 = 4 \cdot 1513,32 = 6053,28 \text{ м}.$$

5.5. Визначення сумарного об'єму четвертого ярусу (5.12):

$$W_{c4} = W_4 + V_4 = 5519199,95 + 295097,41 = 5814297,36 \text{ м}^3$$

5.6. Визначення терміну експлуатації четвертого ярусу (5.13):

$$t_4 = \frac{W_{c4} \cdot K_{\text{зап.}} \cdot \rho_{\text{с.хв}}}{G_{\text{хв}}} = \frac{5814297,36 \cdot 1,85 \cdot 0,8}{5713043,48} = 1,51 \text{ роки}$$

6. Розрахунок загальних параметрів хвостосховища

6.1. Визначення загального об'єму хвостосховища (5.14):



$$W_3 = \sum_{i=1}^n W_{ci} = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 =$$
$$= 23547902,98 + 6379290,88 + 6087794,17 + 5814297,36 = 41829285,39 \text{ м}^3$$

6.2. *Визначення загального об'єму вторинних дамб (5.15):*

$$V = \sum_{i=2}^n V_i = V_2 + V_3 + V_4 = 308357,41 + 301727,41 + 295097,41 =$$
$$= 905182,23 \text{ м}^3$$

6.3. *Перевірка одержаного значення загального об'єму хвостосховища W_3 з необхідним (5.18):*

$$W_3 \geq W$$
$$41829285,39 \text{ м}^3 > 38601645,12 \text{ м}^3$$

Умова виконується, оскільки, тобто у хвостосховищі може бути за складована більша кількість відходів, ніж передбачається проектом.

6.4. *Визначення загальної висоти дамб хвостосховища (5.17):*

$$H = \sum_{i=1}^n H_i + h_{\text{зап}} = H_1 + H_2 + H_3 + H_4 + h_{\text{зап}} = 9,5 + 2,5 + 2,5 + 2,5 + 0,5 =$$
$$= 17,5 \text{ м}$$

7. *Розрахунок терміну експлуатації хвостосховища*

7.1. *Визначення повного терміну експлуатації хвостосховища (5.16):*

$$t_n = \sum_{i=1}^n t_i = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 = 6,10 + 1,65 + 1,58 + 1,51 = 10,84 \text{ років}$$

7.2. *Перевірка одержаного значення повного терміну експлуатації хвостосховища з потрібним (5.19):*

$$t \geq t_c$$
$$10,84 \text{ років} > 10 \text{ років}$$

Умова виконується, оскільки, отже хвостосховище буде заповнюватися довше передбачених десяти років.

8. *Результати розрахунків заносяться до підсумкової табл. 5.2.*

Таблиця 5.2 – Результати розрахунків

Показник	Позначення	Номер ярусу, значення				Загальне значення
		1	2	3	4	
Висота ярусу хвостосховища	H_i , м	9,5	2,5	2,5	2,5	-
Довжина однієї сторони нижньої основи ярусу	B_{Hi} , м	1547,32	1552,32	1515,32	1478,32	-
Довжина однієї сторони верхньої основи ярусу	B_{Vi} , м	1601,32	1564,32	1527,32	1493,32	-
Об'єм ярусу хвостосховища	W_i , млн м ³	23,547	6,070	5,786	5,519	40,922
Площа перерізу вторинної дамби	F , м ²	-	48,75	48,75	48,75	-
Довжина однієї сторони вторинної дамби	A_i , м	-	1581,32	1547,32	1513,32	-
Довжина вторинної дамби одного ярусу	L_i , м	-	6325,28	6189,28	6053,28	-
Об'єм вторинної дамби одного ярусу	V_i , млн. м ³	-	0,308	0,302	0,295	0,905
Сумарний об'єм одного ярусу хвостосховища	W_{ci} , млн. м ³	23,547	6,379	6,087	5,814	41,829
Термін експлуатації одного ярусу	t_i , років	6,10	1,65	1,58	1,51	10,84

Висновок. Таким чином, хвостосховище, що розташоване на ділянці площею 280 га, при висоті огорожувальної дамби 17,5 м буде експлуатуватися 10,84 років.