

*В.В. Клименко, В.П. Солдатенко, С.П. Плєшков,
О.В. Скрипник, А.І. Саченко*

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

Підручник



**В. В. Клименко, В. П. Солдатенко, С. П. Плешков,
О. В. Скрипник, А. І. Саченко**

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

Підручник
за редакцією д.т.н., проф. В.В. Клименка

Кропивницький
2023

УДК 620.92 (075.8)

*Гриф надано Вченою радою
Центральноукраїнського
національного технічного університету
(протокол № 2 від 3.11.2022 р.)*

Колектив авторів:

Клименко В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Скрипник О. В., Саченко А.І.

Р е ц е н з е н т и :

Іваницький Г. К., доктор технічних наук, професор кафедри «Машини та апарати хімічних і нафтопереробних виробництв» Національного технічного університету «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Лабай В. Й., доктор технічних наук, професор кафедри «Теплогазопостачання і вентиляція» Національного університету «Львівська політехніка»

Альтернативні джерела енергії та технології їх використання: підруч. / [Клименко В. В., Солдатенко В. П., Плешков С. П., Скрипник О. В., Саченко А.І.]; за редакцією доктора технічних наук, професора Клименка В. В. – М-во освіти і науки України, Центральноукр. нац. техн. ун-т. – Кропивницький : ПП Ексклюзив-Систем, 2023. – 268с.

Розглянута загальна характеристика альтернативних джерел енергії, нетрадиційні джерела енергії, відновлювані джерела енергії та технології їх використання.

Підручник розрахований на здобувачів вищої освіти, які здобувають освіту за ступенем бакалавра або магістра за спеціальностями, що відносяться до галузі знань 14 «Електрична інженерія», та може бути корисний для інженерно-технічних працівників, задіяних в розробці та впровадженні систем альтернативної енергетики.

ISBN 978-617-7942-25-1

УДК 620.92 (075.8)
© Колектив авторів, 2023

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	6
Розділ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА	
АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	9
1.1. Основні терміни та визначення	9
1.2. Характеристика енергоресурсів Землі	11
1.3. Значення альтернативних джерел енергії в реалізації енергетичної стратегії України	16
Розділ 2. НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ	20
2.1. Загальна характеристика нетрадиційних джерел енергії	20
2.2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів	21
2.2.1. Метан газовугільних родовищ	21
2.2.2. Сланцевий газ	25
2.2.3. Горючі сланці	30
2.2.4. Бітумні піски	32
2.2.5. Важкі нафти.	34
2.2.6. Газові гідрати	36
2.3. Воднева енергетика	45
Розділ 3. СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА	50
3.1. Загальна характеристика сонячної енергетики	50
3.2. Сонячна теплоенергетика	52
3.3. Сонячна теплова електроенергетика	60
3.4. Сонячна фотоенергетика	65
3.5. Виробництво електроенергії за допомогою сонячних електростанцій	70
Розділ 4. ГІДРОЕНЕРГЕТИКА	78
4.1. Загальна характеристика гідроенергетики	78
4.2. Принцип роботи та класифікація ГЕС	79
4.3. Конструкції гідравлічних турбін ГЕС	85
4.4. Мала гідроенергетика	90
4.4.1. Мікро-ГЕС	90
4.4.2. Малі-ГЕС	92
4.4.3. Гідротаранний пристрій	96
Розділ 5. ВІТРОЕНЕРГЕТИКА	99
5.1. Загальна характеристика вітрової енергії	99
5.2. Принцип роботи вітроустановок	103

5.3. Класифікація вітроустановок та вітроколів	104
5.4. Конструкція вітроколів та вітроенергетичних установок.....	106
5.4.1. Горизонтально-осьові вітроенергетичні установки	106
5.4.2. Вертикально-осьові вітроенергетичні установки.....	108
5.5. Використання вітроколесом енергії вітру	111
5.6. Виробництво електроенергії за допомогою ВЕУ	114
5.6.1. Генератори вітроенергетичних установок	115
5.6.2. Класи потужності вітроенергетичних установок	118
5.6.3. Типові схеми генерації електричної енергії вітроенергетичними установками	120
Розділ 6. БІОПАЛИВО	135
6.1. Загальна характеристика біопалива	135
6.2. Принцип перетворення біомаси	139
6.3. Процеси переробки біомаси	141
6.4. Термохімічні процеси.....	144
6.5. Біохімічні процеси	149
6.6. Агрохімічні способи отримання палива.....	152
Розділ 7. ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ	154
7.1. Загальна характеристика геотермальної енергії	154
7.2. Використання геотермальної енергії для виробництва теплової та електричної енергії	156
7.3. Використання геотермальної енергії для теплопостачання житлових та промислових будівель.....	160
Розділ 8. ЕНЕРГІЯ МОРІВ ТА ОКЕАНІВ	165
8.1. Загальна характеристика енергії морів та океанів.....	165
8.2. Використання енергії хвиль.....	166
8.3. Використання енергії припливів	171
8.4. Використання енергії океанських течій	174
8.5. Теплова енергія морів і океанів.....	175
Розділ 9. ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ДОВКІЛЛЯ	180
9.1. Загальні відомості про енергію довкілля	180
9.2. Види теплових насосів	182
9.3. Принцип роботи теплових насосів та шляхи їх використання.....	183

Розділ 10. ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ	
АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	187
10.1. Газогідратна установка для виробництва електроенергії	
та опріснення морської води	187
10.2. Газогідратна енерготехнологічна установка, що	
використовує теплову енергію океану	198
10.3. Експериментальна оцінка виготовлення твердого	
біопалива з композитів на основі рослинних відходів.....	215
10.4. Особливості схемних рішень заглиблених	
плодоовочесховищ, які використовують природний холод.....	223
10.5. Термодинамічний аналіз ефективності застосування	
газогідратного акумулятора природного холоду в системах	
активної вентиляції плодоовочесховищ	232
10.6. Ґрунтовий теплоакумулятор з покращеними	
теплотехнічними характеристиками.....	240
10.7. Газифікація твердих біопалив та обґрунтування	
конструкції газогенераторів для її провадження	252
10.8. Спосіб газогідратного розділення компонентів біогазу	259
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	265

ПЕРЕДМОВА

*«Все, що ви можете
собі уявити, природа
вже створила»*

Альберт Ейнштейн

Значення енергетики для людства. З давніх часів, після приборкання вогню первісними людьми, започаткувалася активна енергетика. Примітивна, з точки зору сучасної індустріальної енергетики, однак все просте – геніальне.

Чи не єдиним джерелом енергії була деревина, яку спалювали. Вогонь слугував джерелом світлової і теплової енергії, використовувався для освітлення печер, захисту від диких тварин, приготування їжі та обігріву.

Поряд із цим люди активно продовжували користуватися мускульною силою як своєю, так і рабів, та приручених тварин, тобто механічною енергією. Завдяки цьому значно підвищилась продуктивність землеробства, почалися активні сухопутні завоювання та подорожі, транспортування товарів.

Наступними «запрягли» енергію рік і вітру. Водяними колесами в древніх Єгипті, Індії та Китаї здійснювали підйом води в канали водопостачання та зрошення, підвищивши якість життя древніх міст і продуктивність сільського господарства. Під наповненими вітром вітрилами судна мореплавців борознили простори світового океану, відкривали і завойовували нові землі, перевозили товари. Вітрові і водяні колеса дали можливість ефективніше молоти зерно.

Здавна використовується і сонячна енергія. Навчившись концентрувати сонячні промені, людьми було отримане джерело тепла для різноманітного використання. Наприклад, добування вогню, створення Архімедом системи озброєння для знищення дерев'яних човнів, різноманітних установок для нагріву будівель, води, опріснювачів морської води тощо.

Рівень розвитку енергетики в історії відігравав ключову роль. Використання енергії дозволило полегшити роботу людей,

підвищити якість життя, подорожувати, пізнавати світ і завойовувати нові землі.

Основа сучасної енергетики, її перспективи та недоліки. З винайденням парових машин створились передумови для формування енергетики у сучасному її вигляді. Основа сучасної енергетики – це викопне паливо, а саме вугілля, нафта, природний газ, торф, ядерне паливо.

Основними напрямками їх використання є:

а) спалювання в котлах з отриманням теплоти для опалення та гарячого водопостачання побутових та промислових споживачів;

б) використання на електростанціях для отримання електричної та теплової енергії;

в) застосування в двигунах внутрішнього згорання, газотурбінних і газопоршневих двигунах для отримання механічної енергії та приведення в рух транспорту;

г) використання в різноманітних технологічних процесах для матеріального виробництва, наприклад, сталі, чавуну, хімічних добрив, будівельних матеріалів тощо.

Широке використання викопного палива можна пояснити в першу чергу тим, що воно має значну концентрацію енергії на кілограм маси. Відтак є можливість транспортувати паливо на великі відстані, створити потужні установки і здешевити виробництво енергії, запустити енергоємні технологічні процеси.

Однак, останні 50 років в світі все більше уваги приділяється питанням охорони довкілля та ощадного використання енергії. Адже при існуючих способах отримання енергії в оточуюче середовище викидається значна кількість шкідливих речовин, вуглекислий газ, метан, радіоактивні елементи, низькопотенційне тепло. До того ж запаси викопного палива мають властивість закінчуватися, вони вичерпні. Виникає необхідність з одного боку раціонально використовувати енергію (впроваджувати енергоощадні технології) а з іншого шукати альтернативу традиційному паливу.

Альтернативна енергетика та її переваги. Отже, люди були вимушені з 70-х років ХХ століття внаслідок енергетичної кризи повернутися до історичних витоків енергетики, але уже озброєні новими знаннями і технологіями. Зараз людство уже вміє

перетворювати різноманітні види енергії (механічну, теплову, світлову, хімічну) на електричну. Енергія електричного струму вже стала універсальним видом енергії, яку зручно передавати на відстань і споживати в різноманітних електроустановках.

В альтернативній енергетиці прийнято виділяти:

а) *нетрадиційні джерела енергії* (НДЕ);

б) *відновлювані (renewable) джерела енергії* (ВДЕ).

В сукупності *нетрадиційні та відновлювані джерела енергії* (АДЕ) і є альтернативою традиційним джерелам енергії.

В першому розділі підручника приводиться загальна характеристика альтернативних джерел енергії, в другому розділі розглянуто нетрадиційні джерела енергії, розділи 3-8 присвячено відновлюваним джерелам енергії та технологіям їх використання.

Підручник розрахований на здобувачів вищої освіти, які здобувають освіту за ступенем бакалавра або магістра за спеціальностями, що відносяться до галузі знань 14 «Електрична інженерія», та може бути корисний для інженерно-технічних працівників, задіяних в розробці та впровадженні систем альтернативної енергетики.

РОЗДІЛ 1

ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

1.1. Основні терміни та визначення

Альтернативне джерело енергії – це будь-яке джерело енергії, яке є альтернативою викопному паливу. Закон України «Про альтернативні джерела енергії» дає наступне визначення: *альтернативні джерела енергії* – відновлювані джерела енергії, до яких належать енергія сонячна, вітрова, геотермальна, гідротермальна, аеротермальна, 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. Крім того до альтернативних джерел енергії слід віднести природний газ малих газових, газоконденсатних, нафтогазоконденсатних родовищ, супутній нафтовий газ, сланцевий газ, газові гідрати, важкі нафти.

Енергетичні ресурси – це природні паливні ресурси, до яких відносять вугілля, газ, нафту, сланці, ядерне паливо, теплоту Землі, енергію Сонця та вітру, приливів і відливів, течії річок і т. п.

Паливно-енергетичний комплекс країни (ПЕК) охоплює генерацію, передачу, перетворення і використання різних видів енергії і енергетичних ресурсів, які відносяться до традиційної енергетики.

Енергетичне господарство – це комплекс взаємопов'язаних систем (від добування і виробництва енергетичних ресурсів до кінцевого споживання енергії), які складаються із енергетичних об'єктів, що об'єднуються для забезпечення споживачів всіма видами енергії. Термін «енергетика» може вважатися адекватним терміну «енергетичне господарство», якщо під ним розуміється енергетика як сукупність виробничих систем і не включається поняття енергетики природних, в тому числі біологічних, систем.

Енергетичний баланс – це у вузькому розумінні повна кількісна відповідність (рівність) між сумарною виробленою енергією, з однієї сторони, і сумарною спожитою енергією і втратами енергії – з іншої. В широкому розумінні термін «єдиний енергетичний баланс» визначається як повна кількісна відповідність (рівність) перетоків всіх видів енергії і енергетичних ресурсів між стадіями їх видобування, переробки, перетворення, транспорту, розподілу, зберігання кінцевого використання в цілому споживачами в територіальному і галузевому розрізах. Енергетичний баланс є статичною характеристикою енергетичного господарства, яке безперервно розвивається, основні елементи і зв'язки якого об'єднуються загально енергетичною системою.

Енергоносій – речовина в твердому, рідкому або газоподібному стані, яка володіє енергією, що може бути перетворена у використовуваний вид енергії.

Паливо – горюча речовина, основною складовою якого є вуглець, застосовується з метою отримання при його спалюванні теплової енергії. За походженням паливо ділиться на природне (нафта, вугілля, природний газ, горючі сланці, торф, деревина) та штучне (кокс, моторні палива, генераторні гази та ін.), за агрегатним станом – на тверде, рідке і газоподібне. Основна характеристика палива – теплота спалювання.

Електро- і енергопостачання – це забезпечення всіх галузей народного господарства країни і окремих споживачів електричною і тепловою енергією, яка виробляється тепловими, атомними та іншими електростанціями країни.

Традиційні (викопні) джерела енергії – природні запаси речовини і матеріалів, які можуть бути використані людиною для виробництва енергії, наприклад ядерне паливо, вугілля, нафта, природний газ та ін.

Валовий потенціал ВДЕ – середньорічна кількість енергії, яка міститься в даному виді ВДЕ при повному її перетворенні в корисну енергію.

Технічний потенціал ВДЕ – частина валового потенціалу, перетворення якого в корисну енергію можливе при даному рівні розвитку технічних засобів і при дотриманні вимог з охорони навколишнього середовища.

Економічний потенціал ВДЕ – частина технічного потенціалу, перетворення якого в корисну енергію економічно доцільно при даному рівні цін на викопне паливо, теплову і електричну енергію, обладнання, матеріали і транспортні послуги, оплату праці та ін.

1.2. Характеристика енергоресурсів Землі

Всі енергетичні ресурси на Землі є продуктами випромінювання Сонця, гравітаційної енергії взаємодії космічних тіл (в першу чергу Сонця, Місяця та Землі), теплової енергії Землі, яка є результатом хімічних і ядерних реакцій, що протікають в її надрах. Звідси зрозуміло, що космічні фактори, як мінімум масштабу Сонячної системи, а також геологічна історія Землі з моменту її утворення є визначальними умовами для оцінки енергетичних ресурсів планети. На рис. 1.1 приведено класифікацію енергетичних ресурсів Землі.

Розподіл енергетичних ресурсів проведено з урахуванням рівня засвоєння та розповсюдження енергетичних технологій їх використання, природою і періодичністю утворення.

До *традиційних енергоресурсів* відносять усі не відновлювані викопні джерела енергії технологія добування, переробки та використання яких відпрацьована. Сюди відносять вугілля, нафта, природний газовий конденсат, природний газ, горючі сланці, торф, уран, ядерна енергія.

До *альтернативних енергоресурсів* відносять усі види *відновлюваних енергоресурсів*: біомаса, сонячна енергія, вітрова енергія, гідроенергія, геотермальна енергія, теплова енергія доквілля (морів, океанів, атмосфери), енергія приливів та відливів, океанічних хвиль. Окрім того, до альтернативних джерел можна віднести *невідновлювані енергоресурси* – промислові гази, природний газ малих газових, газоконденсатних, нафтогазоконденсатних родовищ, супутній нафтовий газ, важкі нафти, метан вугільних родовищ та газові гідрати.

Відновлювані або невичерпні енергоресурси – це потоки енергії, які постійно або періодично діють в природі, їх запаси постійно відновлюються.

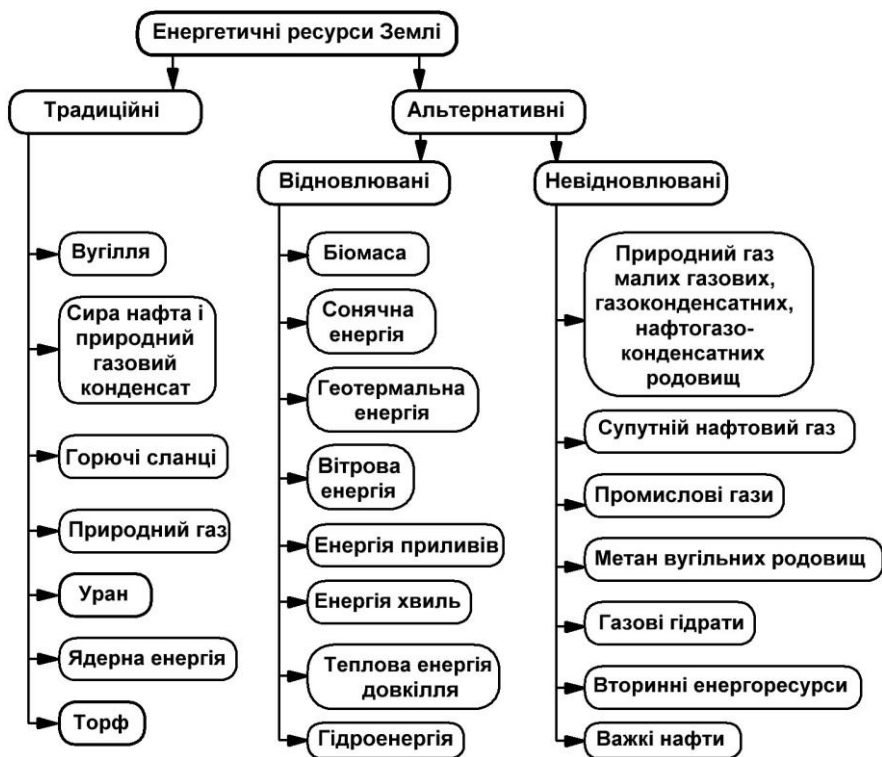


Рис. 1.1. Класифікація енергоресурсів Землі

Геотермальну енергію відносять до відновлюваних видів енергії, хоча в даному випадку присутнє деяке протиріччя – теплова енергія Землі, яка утворюється в результаті протікання хімічних реакцій різних речовин і розпаду радіоактивних елементів, по своїй суті є не відновлюваним джерелом енергії.

Розглянемо детальніше природу утворення та розподіл відновлюваних джерел енергії.

Виникнення енергії відновлювальних джерел пов'язане з:

- *термоядерними процесами* на Сонці (теплова та промениста енергія Сонця, енергія вітру, енергія біомаси, гідроенергія рік та хвиль, теплова енергія оточуючого середовища, в тому числі Землі, повітря, морів та океанів);

- гравітаційною взаємодією Сонця, Землі та Місяця (гідроенергія припливів).

Сонце – специфічний гідродинамічний об’єкт, температура надр якого настільки висока, що забезпечує синтез водню та гелію. Цей синтез вивільняє енергію у вигляді високочастотного електромагнітного випромінювання, яке, перевипромінюючись, поступово доходить від надр Сонця до його поверхні. Випромінювання, яке досягає Землі, виходить із тонкого поверхневого шару Сонця, що називається фотосферою. Потужність випромінювання Сонця надзвичайно велика – $3,8 \cdot 10^{20}$ МВт. Електромагнітне випромінювання фотосфери Сонця поширюється у космічному просторі із швидкістю світла. Енергія, яку щоденно випромінює Сонце, є джерелом життя на Землі. Вона підтримує у газоподібному стані земну атмосферу, постійно нагріває сушу і водойми, дає енергію вітрам і водотокам, морським течіям і хвилям, забезпечує життєдіяльність тваринного та рослинного світу. Частина сонячної енергії витрачається на створення енергоресурсів у надрах Землі у вигляді кам’яного вугілля, торфу, нафти, природного газу та інших викопних енергоресурсів. Матеріалом для утворення горючих копалин були залишки рослинності і живих організмів, що в результаті довгострокових процесів без доступу повітря та під дією високої температури і тиску перетворювалися на торф, вугілля та нафту. Таким чином, на протязі мільйонів років проходив процес біохімічного перетворення сонячної енергії. Все це підкреслює роль Сонця як основного первинного джерела енергії на планеті.

Схема енергетичного балансу Землі приведена на рис. 1.2.

Вся енергетична система Землі складається з двох частин:

- динамічного потоку енергії, що проходить над поверхнею Землі;

- статичного запасу енергії, тобто органічного палива, ядерної і геотермальної енергії, що знаходяться під поверхнею Землі.

На поверхню Землі та на її атмосферу направлені наступні три енергетичні потоки:

- сонячне випромінювання потужністю 1 744 000 ТВт;
- гравітаційна енергія планет потужністю (3 ТВт);
- тепловий потік із середини Землі потужністю (30 ТВт).

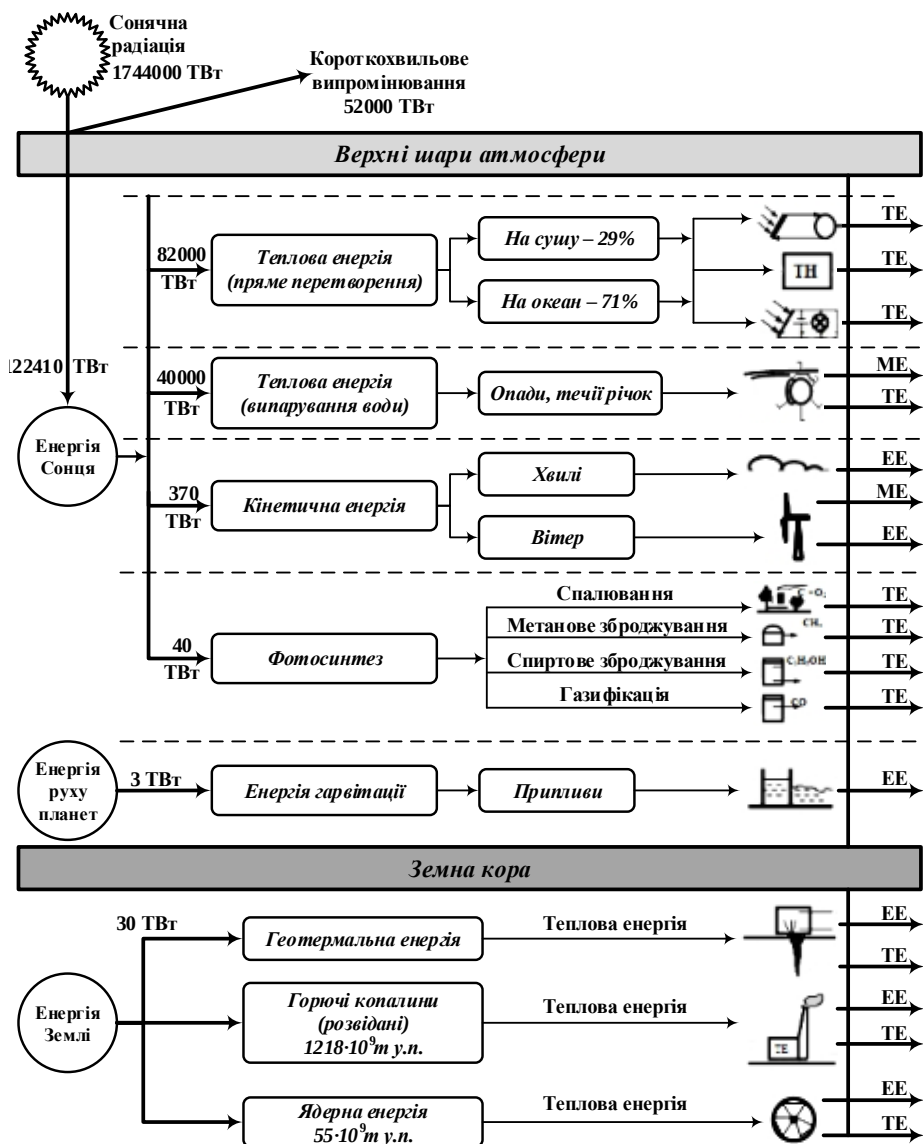


Рис. 1.2. Схема енергетичного балансу Землі

Близько 30 % (52 000 ТВт) сонячного випромінювання відбивається в космічний простір і практично не впливає на

загальний енергетичний баланс планети. Решта, близько 70 % сонячного випромінювання потужністю 122 410 ТВт, що в 3710 раз перевищує потужність двох інших потоків енергії, складають основну частину енергетичного балансу Землі.

Загальна енергія, що поглинається атмосферою та поверхнею Землі протягом року, майже в 11 000 разів перевищує річне споживання енергії на планеті.

Одна частка цієї енергії поглинається атмосферою, сушею та океаном і перетворюється в теплову енергію, яку за допомогою технічних засобів можна використовувати у вигляді теплової та електричної енергії.

Під дією *другої частки енергії* (40 000 ТВт) проходить випаровування, циркуляція і випадання води, тим самим обумовлюється виникнення течій річок, морів та океанів.

Третя частка енергії (370 ТВт) спричиняє температурні перепади, завдяки яким виникають атмосферні потоки повітря (вітер).

Четверта, найменша частина енергії (40 ТВт, що становить трохи більше 0,03 % від загального потоку енергії) поглинається рослинами і, завдяки проходженню в них процесу фотосинтезу, накопичується у вигляді органічних сполук. Цей потік енергії є одним із найважливіших. Завдяки йому здійснюються фізіологічні процеси всіх живих організмів. У процесі фотосинтезу в хімічну енергію перетворюється лише 1-2 % сонячної енергії, але навіть такої малої частки достатньо для існування всього живого світу.

За рік земна куля отримує від Сонця $1330 \cdot 10^{27}$ ккал теплової енергії. Більша частина цієї теплової енергії затримується в атмосфері і лише 2,5 % перетворюється в енергію вітру, 25,5 % сонячних променів після проходження через атмосферу потрапляє на водні ресурси, але лише 0,04 % утворює гідроенергію. 14,5 % сонячних променів падає на тверду поверхню, але лише 0,12 % перетворюється в хімічну енергію.

Загальна кількість сонячної енергії, що досягає поверхні Землі за рік, у 50 разів перевищує всю енергію, яку можна отримати із розвіданих світових запасів викопного палива, і в 35 000 разів перевищує нинішнє щорічне споживання енергії в світі.

1.3. Значення альтернативних джерел енергії в реалізації енергетичної стратегії України

В Україні розроблений план розвитку енергетичної галузі, що визначається документом «Енергетична стратегія України на період до 2035 року «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» (ЕСУ), схваленим постановою КМУ № 605-р від 18 серпня 2017 р. В даному документі відмічено, що у світі відбуваються зміни у підходах до формування енергетичної політики держав. Зокрема відбувається перехід від застарілої моделі функціонування енергетичного сектору, створюється конкурентне середовище, надається перевага енергоефективності і використанню енергії із відновлюваних та альтернативних джерел.

ЕСУ передбачає, що до 2035 року буде завершено реформування енергетичного комплексу України, досягнуто першочергових цільових показників з безпеки та енергоефективності, забезпечено його інноваційне оновлення та інтеграцію з енергетичним сектором ЄС.

Впровадження ЕСУ передбачено здійснити у три етапи.

Етап 1. Реформування енергетичного сектору.

Очікується досягнути радикального прогресу у сфері ВДЕ через збільшення їх частки у кінцевому споживанні до 11% (8% від загального первинного постачання енергії) за рахунок проведення стабільної та прогнозованої політики у сфері стимулювання розвитку ВДЕ та у сфері залучення інвестицій.

Передбачається стале розширення використання всіх видів відновлюваної енергетики, яка стане одним з інструментів гарантування енергетичної безпеки держави. У коротко- та середньостроковому горизонті (до 2025 року) ЕСУ прогнозує зростання частки відновлюваної енергетики до рівня 12 % від загального первинного постачання енергії та не менше 25 % – до 2035 року (включаючи всі гідроенергуючі потужності та термальну енергію).

Вітрова та сонячна енергетика. За умови подальшого здешевлення ВДЕ, їх економічно обґрунтований потенціал буде зростати. При цьому розширення використання відновлюваної енергетики безпосередньо у споживача не підпадає під обмеження

енергосистеми і формує перспективу динамічного розвитку на місцевому рівні. Державна політика має бути орієнтована на стимулювання первинної ініціативи приватних гравців ринку. Має стимулюватися також розвиток децентралізованої відновлюваної енергетики (наприклад, фотоелектричні системи та сонячні колектори на дахах житлових будинків тощо), потенціал якої оцінюється у ~5 % споживання електроенергії населенням.

Біомаса. Зростатиме частка сектору електроенергетичної галузі, який використовує тверду біомасу та біогаз як енергоресурс, що зумовлюватиметься як відносною сталістю виробництва (за наявності ресурсної бази), так і тенденцією до формування локальних генеруючих потужностей. Перевага віддаватиметься одночасному виробництву теплової та електричної енергії в когенераційних установках і заміщенню вуглеводневих видів палива.

Гідроенергетика. Гідроенергетика відіграє важливу роль у стійкості ОЕС України, оскільки забезпечує енергетичну систему високоманевровими потужностями в регулюванні добових графіків навантаження з покриттям пікової частини та заповненням нічних провалів, а також виконує функцію аварійного резерву потужності. До 2025 року необхідно завершити реконструкцію існуючих потужностей ГЕС та будівництво нових агрегатів ГЕС та ГАЕС, що дозволить зберегти у структурі генерації найбільш економічні та маневрові з них, а також збільшити їх потужність.

Основні заходи з реалізації стратегічних цілей у секторі ВДЕ: проведення стабільної та прогнозованої політики щодо стимулювання будівництва СЕС та ВЕС; проведення міжнародних комунікаційних кампаній для заохочення входу на ринок ВДЕ України міжнародних стратегічних та фінансових інвесторів; будівництво та введення 5 ГВт потужностей ВДЕ (окрім ГЕС великої потужності); збільшення використання біомаси у генерації електро- та теплоенергії шляхом: стимулювання використання біомаси як палива на підприємствах, де біомаса є залишковим продуктом; інформування про можливості використання біомаси як палива в індивідуальному тепlopостачанні; сприяння створенню конкурентних ринків біомаси.

Етап 2. Оптимізація та інноваційний розвиток енергетичної інфраструктури (до 2025 року).

Другий етап розрахований на роботу в умовах нового ринкового середовища та фактичної інтеграції ОЕС України з енергосистемою Європи, що суттєво вплине на обґрунтування вибору об'єктів для реконструкції або нового будівництва в енергетичній сфері та на підвищення енергоефективності: стимулювання будівництва СЕС та ВЕС, сприяння створенню системи прогнозування генерації електроенергії; введення в експлуатацію нових агрегатів ГЕС та ГАЕС (за умови підтвердження екологічної безпеки проєктів); збільшення використання гео- та гідротермальної енергії при генерації теплоенергії; збільшення використання біомаси у генерації електро- та теплоенергії; стимулювання генерації електроенергії малопотужними установками ВДЕ; забезпечення реалізації проєктів з децентралізації енергопостачання на місцевому рівні (на основі використання відновлюваної енергетики, «розумних мереж», підвищення енергоефективності); створення умов для формування системи з логістичного забезпечення та інфраструктури для збирання біологічної сировини та подальшого її транспортування; вивчення можливості та, за доцільністю, впровадження використання систем акумуляування для балансування енергетичної системи, у тому числі з метою нівелювання нерівномірної роботи генеруючих потужностей ВДЕ; удосконалення механізму стимулювання виробництва енергетичного устаткування в Україні.

Завданнями цього етапу є запровадження механізмів залучення інвестицій для реалізації програми заміщення потужностей, що мають бути виведені з експлуатації, новою енергетичною інфраструктурою; підвищення рівня корпоративного управління суб'єктів господарювання та їх спроможності використовувати доступні інструменти внутрішнього та зовнішнього ринків капіталу й ресурсів енергетичного ринку України.

На цьому етапі планується інтенсивне залучення інвестицій у сектор ВДЕ, розвиток розподіленої генерації, зокрема розробка та початок реалізації плану впровадження «розумних» енергетичних

мереж (Smart Grids) та створення розгалуженої інфраструктури для розвитку електротранспорту.

Етап 3. Забезпечення сталого розвитку (до 2035 року).

Третій етап стратегії спрямований на інноваційний розвиток сектору і будівництво нової генерації. Окрім оптимізації та побудови додаткових потужностей генерації, в довгостроковій перспективі також очікується впровадження низки заходів з оптимізації структури споживання завдяки скороченню втрат у мережах, згладжуванню піків споживання шляхом впровадження Smart Grids та використання нових технологій акумулювання енергії.

Збільшення використання ВДЕ до 25 % від обсягів загального первинного постачання енергії планується досягти завдяки: уведенню в експлуатацію нових агрегатів ГЕС (за умови підтвердження екологічної безпеки проєктів); розширенню інфраструктури для транспортних засобів, що використовують неуглецеве паливо; забезпеченню роботи систем центрального опалення на енергії з ВДЕ (біопелети, побутове сміття тощо); заміщенню вуглецевих видів палива іншими видами там, де це є економічно виправданим і технічно можливим.

РОЗДІЛ 2

НЕТРАДИЦІЙНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ

2.1. Загальна характеристика нетрадиційних джерел енергії

Нетрадиційні джерела та види енергетичної сировини – сировина рослинного походження, відходи, тверді горючі речовини, інші природні і штучні джерела та види енергетичної сировини, у тому числі нафтові, газові, газоконденсатні і нафтогазоконденсатні вичерпані, непромислового значення та техногенні родовища, важкі сорти нафти, природні бітуми, газонасичені води, газогідрати тощо, виробництво (видобуток) і переробка яких потребує застосування новітніх технологій і які не використовуються для виробництва (видобутку) традиційних видів палива.

Поняття нетрадиційних видів вуглеводнів включає:

- *сланцевий газ* – газ, який міститься в дрібнозернистих осадових породах, які одночасно є і колекторами, і материнськими породами, характеризуються високим вмістом органічної речовини, мають низьку пористість і дуже низьку проникність;

- *метан вугільних пластів* – сорбований та вільний газ, зосереджений у вугільних пластах і вуглевмісних породах;

- *сланцева нафта* – нафта, зосереджена в дрібнозернистих осадових породах з низькими смісними параметрами, зі значним вмістом керогену, який здатний при підігріві до певної температури трансформуватись у нафту або природний газ;

- *газогідрати* – кристалічні сполуки змінного складу, які утворюються за певних термобаричних умов з води і газу, мають вигляд кристалічної ґратки льоду з молекулами газу всередині, які зовні нагадують сніг чи ніздрюватий лід;

- *поклади вуглеводнів, пов'язані з імпактними структурами* – поклади, приурочені до зон розушільнення і тріщинуватості в породах, що виникли в результаті ударної дії під час падіння небесних тіл.

2.2. Нетрадиційні джерела вуглеводнів

2.2.1. Метан газовугільних родовищ. Вилучення метану газовугільних родовищ ґрунтується на тому, що промислові припливи газу з вугільних пластів можна отримати за умови його знаходження у пласті і швидкого відбору води, яка знаходиться в тріщинах кліважу, щоб понизити тиск води та звільнити газ. Метан виділяється з вугільного пласта після того, як пластовий тиск зменшується за рахунок відбору води нижче критичного тиску десорбції. Одна з ключових проблем видобутку вугільного метану – встановлення критичного тиску десорбції для конкретної марки вугілля та умов залягання вугільного пласта.

Процес видобування вугілля в шахтах супроводжується виділенням метану, що часто призводить до катастрофічних вибухів, гибелі людей. З початку ХХ ст. вивчається можливість продуктивного використання шахтних газів і зменшення ризику вуглевидобувних робіт. Цей газ вважається шкідливим і з ним борються шляхом вентилявання і відведенням газу на поверхню землі. На багатьох шахтах вентилявання замало, тому перед розробкою шахт і під час їх експлуатації проводиться спеціальна *дегазація*. Дегазація проводиться як з поверхні землі через вертикальні стволи, так і через стовбури, просвердлені у вугільних пластах. Вміст метану в дегазаційних стовбурах може перевищувати 90 %.

Світові ресурси метану вугільних пластів оцінюють 90-280 трлн м³, Україні належить четверте місце по запасам, після Китаю, Росії та Канади.

Донецький вугільний басейн (Донбас) останнім часом розглядається не лише як вугільний, але і як великий газonosний район. Перспективи розвитку добування метану ґрунтуються на значних ресурсах вуглеводневих газів, зосереджених в геолого-промислових районах Донбасу. Найбільш перспективними площами є Лисичанський, Луганський, Марьїнський і Краснодонський геолого-промислові райони Північно-Західного Донбасу і Донецько-Макіївський, Красноармійський, Південно-Донбаський геолого-промислові райони Південно-Західного Донбасу.

Промислові запаси шахтних газів в Донецькому вугільному басейні на 2013 р. оцінювалися в 3-4 трлн. м³. Внаслідок бойових дій на Сході України такий потенціал істотно зменшений по причині закриття і підтоплення багатьох шахт, і оцінити його на даний момент важко.

Поки що цілеспрямоване вивчення і схема видобування шахтних газів здійснені лише в США. Станом на 2000 р. США стали світовим лідером з видобування метану із вугільних пластів, що складає 26 % річного видобутку.

Варто врахувати також, що метан є постійним, тривалим в часі та інтенсивним джерелом забруднення атмосфери. Метан відноситься до «парникових» газів і має значний потенціал глобального потепління – це парниковий ефект стосовно вуглекислого газу, який для метану рівний 21). За умов постійного зростання обсягів видобутку вугілля і глибини його залягання кількість метану, що супроводжує процес видобутку, теж постійно зростає, збільшуючи екологічне забруднення довкілля і вибухонебезпечність шахт.

Світова практика свідчить, що виділення метану спостерігається тривалий час і після ліквідації шахти. Тому актуальною є розробка добування газу на територіях таких шахт. На ділянках нового будівництва шахт все частіше проводяться поглиблене вивчення газоносності порід для кращої попередньої дегазації території.

Головна технологічна складність добування шахтного метану полягає у тому, що більшість газу виділяється із низькою для ефективної утилізації концентрацією. Однак попри все шахтні гази можуть використовуватися у промислових масштабах і доповнювати загальний енергетичний баланс.

Варіанти використання шахтного метану включають: генерацію електроенергії, використання в котельнях, в т.ч. для опалення житлового сектору, використання його іншими споживачами, використання в якості моторного палива.

Найбільш ефективним напрямком використання вугільного метану є створення енергогенеруючих об'єктів безпосередньо на шахтах (об'єднаннях), коли енергоресурс (метан) та генерована енергія не будуть товаром. Одночасно, окрім електроенергії, яка

буде повністю споживатися шахтою, або її структурними підрозділами, необхідно утилізувати скидне тепло, тобто енергогенеруючий об'єкт буде являти собою ТЕЦ.

Технологія розкриття і видобування метану вугільних родовищ. Виклик припливів газу у свердловинах вимагає зниження пластового тиску шляхом відводу води з вугільного пласта. З цією метою застосовують технологію розкриття і видобування, запозичену з класичної методики свердловинної розробки нафти і газу. Найчастіше пластові горизонти розкривали в обсаджених свердловинах шляхом перфорації (рис. 2.1). Додатково, враховуючи низьку проникність, переважно проводиться гідророзрив для збільшення зони припливу (рис. 2.1, а). Другим способом розкриття є так зване кавернування вугілля в не обсадженому інтервалі (рис. 2.1, б).

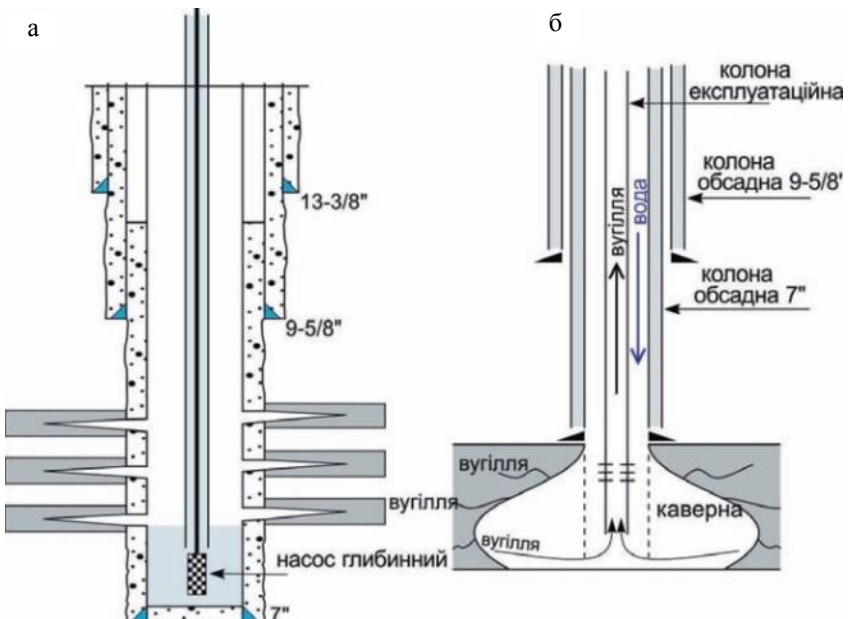


Рис. 2.1. Розкриття вугільного пласта для видобутку метану за допомогою вертикальних свердловин:

а – гідророзрив; б – кавітація.

При видобутку вугільного метану горизонтальною свердловиною використовується два методи:

- багатостовбурною свердловиною (рис. 2.2, а);
- з перетином двох стовбурів (рис. 2.2, б).

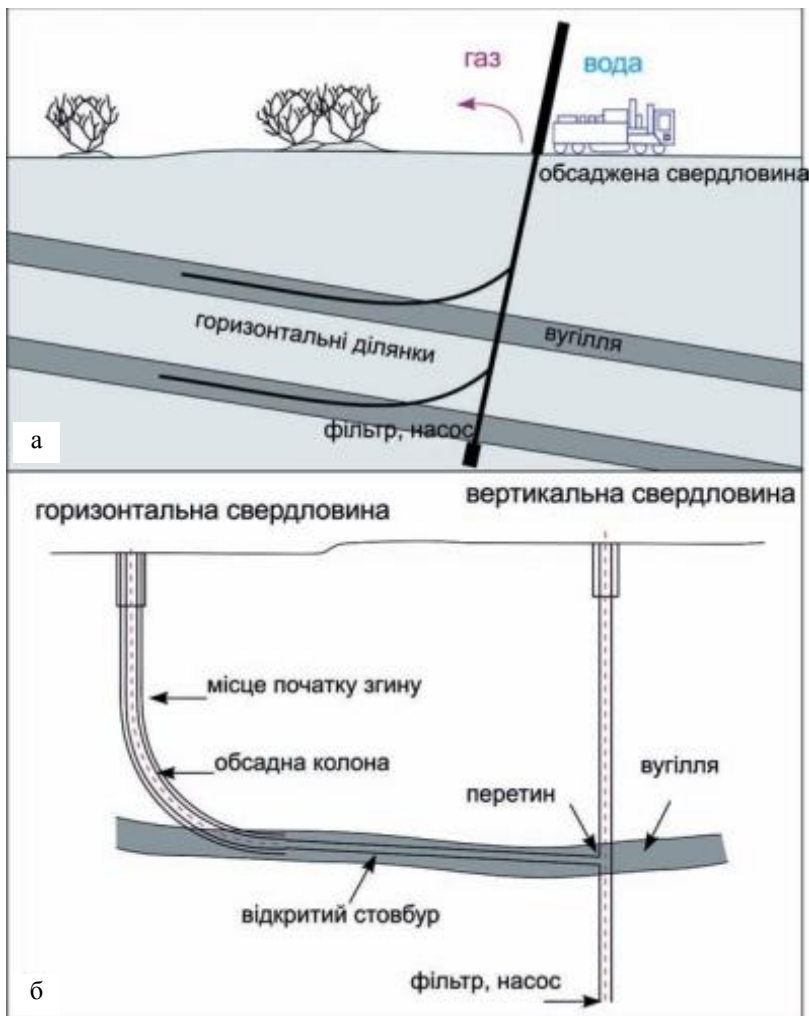


Рис. 2.2. Видобуток вугільного метану горизонтальною свердловиною:

а – багатостовбурною; б – з перетином двох стовбурів.

2.2.2. Сланцевий газ. *Сланцевий газ* – це газ, що міститься в дрібнозернистих осадових породах (як правило, морського походження), які характеризуються відносно високим вмістом органічної речовини, високою термічною зрілістю, низькою пористістю і дуже низькою проникністю.

Поклади сланцевого газу – це унікальна вуглеводнева система, в якій та сама формація порід є і материнською породою, і породою-колектором, і породою-покришкою. Газ скупчується в ізольованих порах або адсорбується органічною речовиною.

Природний сланцевий газ вилучається з осадових глинистих сланців. Він складається переважно з метану і його гомологів (етан, пропан, бутан) з домішками сірководню, вуглекислого газу, азоту, водню і гелію, іноді фіксується підвищений вміст радону. Як правило, це сухий газ, хоча в деяких утвореннях присутній і вологий газ.

Згідно органічної теорії походження вуглеводнів, нафта і газ утворюються із органічних залишків, які збереглися в осадових породах. В процесі геологічного розвитку вони досягли зрілості, тобто певної температури і тиску. Найбільше органічних речовин міститься в глинистих породах (сланцях), які відклалися в умовах глибокого моря. Внаслідок низького вмісту кисню забезпечувалося збереження органіки. Такі породи називають *нафтоматеринськими*. По досягненні зрілості органічні речовини перетворюються у вуглеводні, спочатку в нафту, потім в газоконденсати, потім в газ. Утворені вуглеводні мають більший об'єм, ніж вихідні органічні речовини. Це спричинює зростання тиску, за рахунок якого вуглеводні створюють в глинах мікротріщини і просочуються за межі нафтоматеринської породи.

Якщо поряд із сланцями залягають добре проникні породи (*колектори*), то вуглеводні починають заповнювати їх, і рухаються до земної поверхні, утворюючи при наявності пасток із щільних порід традиційні поклади вуглеводнів. Якщо проникність колекторів дуже низька, то вуглеводні, що їх заповнюють не можуть мігрувати на великі відстані. В результаті в щільних колекторах, навіть за відсутності пасток, утворюються нетрадиційні поклади вуглеводнів.

При цьому значна частина утворених вуглеводнів залишається в мікротріщинах нафтоматеринських порід, які володіють досить високою загальною пористістю (10-30%). В ситуації, коли нафтоматеринські породи не контактують з колекторами і обмежені непроникними породами, згенеровані вуглеводні формують зони аномально високого пластового тиску, який утворює додаткову тріщинну ємність. Тому об'єм вуглеводнів в нафтоматеринській породі може перевищувати величину початкової загальної пористості. Такі накопичення в нафтоматеринських породах називають покладами сланцевої нафти і сланцевого газу.

Для оцінки потенціального об'єму нетрадиційних вуглеводнів, які можуть міститися в щільних колекторах і багатих органікою глинистих породах, можна порівняти об'єм згенерованих вуглеводнів і величину традиційних запасів в добре вивчених нафтогазоносних басейнах. Як правило, лише 1-3% від усього згенерованого об'єму вуглеводнів потрапляє в традиційні родовища. Інший об'єм мігрує на поверхню, розсіюється на шляху міграції і концентрується в нафтоматеринських породах і щільних колекторах. Частка згенерованого об'єму вуглеводнів, яка залишається в щільних колекторах, залежить від конкретних геологічних умов басейну і може варіюватися в широких межах, але також є незначною і складає кілька відсотків. Що стосується нафтоматеринських порід, які в основному представлені глинами з високою пористістю (10-30%), то їх пори повністю заповнені вуглеводами, тобто містять 10-30% від згенерованого об'єму, тобто на порядок вище, ніж в усіх традиційних родовищах разом узятих.

Таким чином, теоретично в надрах можуть знаходитися значні ресурси нетрадиційних вуглеводнів, що на порядок перевищують традиційні ресурси.

Експерти, як правило, не заперечують наявності значних об'ємів нетрадиційних ресурсів в надрах, та найбільші спори і скептику викликає можливість їх добування. Дійсно, добування із глин, які володіють хоч і великою загальною, але майже нульовою ефективною пористістю і проникністю, суперечить теорії фільтрації. Наявність аномально високого пластового тиску і пов'язаної з ним тріщинуватості може дозволити отримати

незначний приток у вертикальній скважині, але він швидко загасне за рахунок змикання тріщин внаслідок зниження пластового тиску.

Основні ресурси природного сланцевого газу в Україні зосереджені на території Юзівської газоносної площі (прогнозований запас 1-3 трлн. м³) на території Донецької і Харківської областей та Олеської газоносної площі на території Львівської, Івано-Франківської і Тернопільської областей (запас біля 1-2 трлн. м³).

Технології видобутку сланцевого газу. Той факт, що в сланцях, збагачених органікою, є газ, було відомо ще в XIX столітті. Перша свердловина, з якої було отримано промисловий приплив газу з формації девонських сланців, була пробурена у 1821 році в місцевості Фредонія в штаті Нью-Йорк. Вона виробляла газ 75 років. Газ використовували на місцеві потреби з огляду на відсутність розвиненої промислової сітки.

На межі 1950-1960-х рр. вперше було *випробувано метод гідравлічної стимуляції тріщиноутворення в свердловинах*, що видобували газ зі сланців. На початку 80-х рр. починається видобуток газу зі сланців формацій Антрим в штаті Мічіган, Левіс в Арізоні, Барнет в Кентукку. Наприкінці минулого століття газ зі сланців видобувався з 5 родовищ (Огайо, Антрим, Барнет, Нью-Олбані, Левіс) у незначних обсягах за допомогою вертикальних свердловин. В 2003 році на родовищі Барнет була впроваджена технологія горизонтального буріння з покроковим гідророзривом пласта (рис. 2.3). Зараз газ зі сланців видобувається із 40 тис. свердловин, 20 покладів. Видобуток газу в США досяг 57 млрд м³.

На даний момент, для видобутку сланцевого газу використовують:

- горизонтальне буріння;
- гідророзрив пласта;
- сейсмічне моделювання 3D GEO.

Теоретичні основи гідророзриву пласта в 1953 році розробив академік С.А. Христіанович. При видобутку сланцевого газу за новою технологією пробурюють одну свердловину, потім від неї на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може досягати 2-3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімікатів (рис. 2.4).

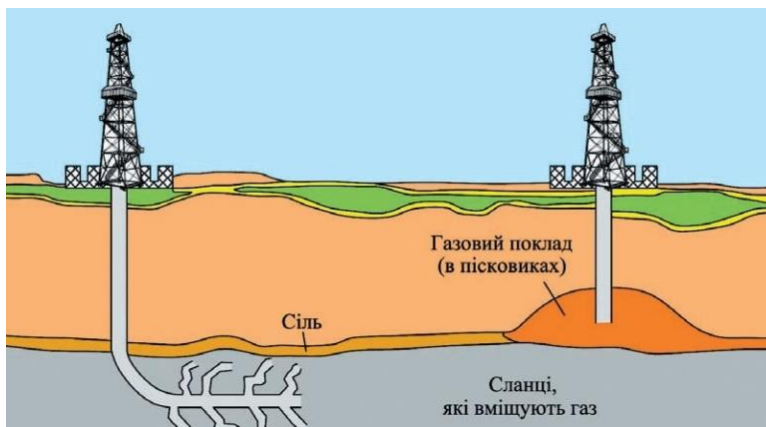


Рис. 2.3. Схема видобутку газу з горизонтальними і вертикальними свердловинами

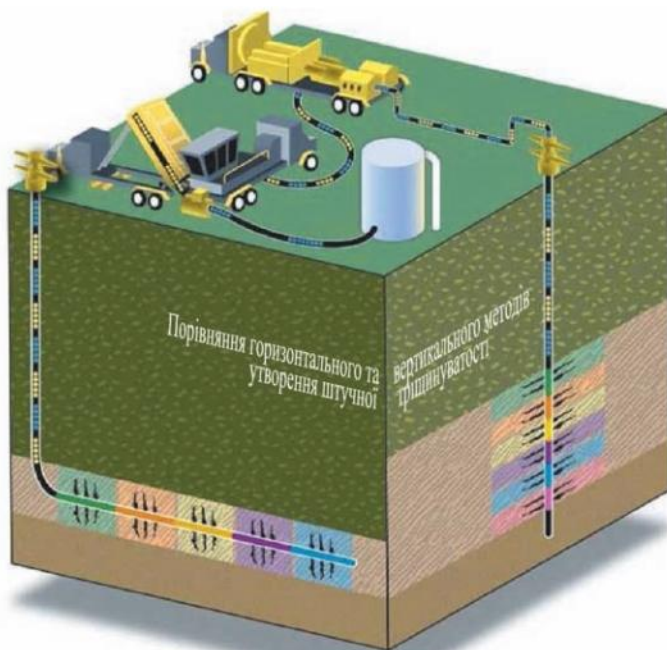


Рис. 2.4. Технологічна схема видобутку природного сланцевого газу при вертикальному та горизонтальному бурінні

Створення поперечних тріщин у горизонтальних свердловинах значно збільшує площу контакту з глинистим газоносним пластом. Поперечні тріщини орієнтовані перпендикулярно до стовбура свердловини. Вони виникають внаслідок буріння в напрямку найменших горизонтальних напруг (рис. 2.5). Повздовжні тріщини паралельні до стовбура і утворюються в результаті гідророзриву свердловини, пробуреної в напрямку найбільших горизонтальних напруг.

Гідроударом руйнують перегородки газових кишень, що дозволяє зібрати запаси сланцевого газу і відкачати їх через вертикальний стовбур. За такої технології немає потреби у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. Оскільки в процесі буріння використовується сучасне сейсмічне моделювання 3D GEO, то воно точніше і оперативніше. Аналогічна технологія видобутку застосовується і для отримання вугільного метану.

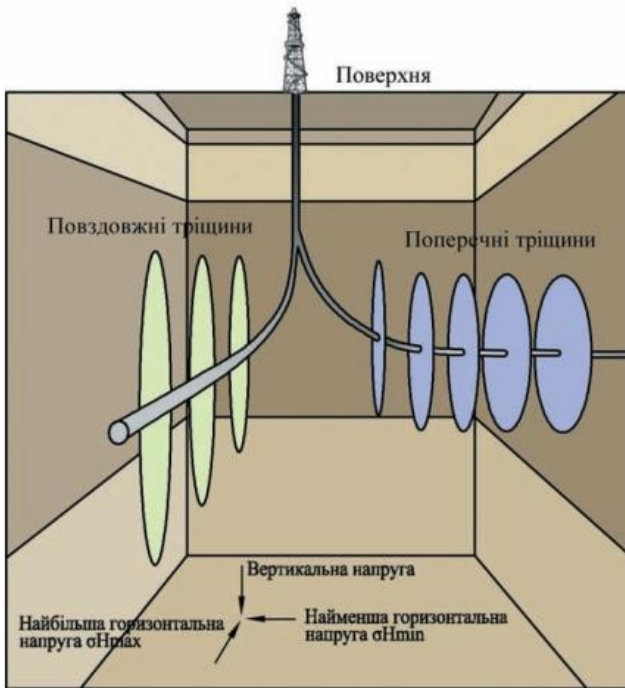


Рис. 2.5. Особливості процесу підвищення видобутку в газоносних глинах

2.2.3. Горючі сланці. *Горючі сланці* – це тверді корисні копалини, осадові породи, що містять в основному аквагенну органічну речовину (вимерлих морських і озерних тварин, альгу тощо), що ріднить їх з *нафтою* (рис. 2.6).



Рис. 2.6. Поклади та вид горючих сланців

Люди використовували горючі сланці як паливо ще з доісторичних часів, оскільки вони, як правило, згоряють без будь-якої обробки. Близько 3000 р. до н. е. горючі сланці використовувалася в Месопотамії для будівництва доріг. Британці залізної доби також його шліфували та виготовляли орнаменти. У Х столітті арабський лікар Масавай аль-Мардіні описав спосіб видобутку нафти з «бітумного сланцю». Першим патентом на видобуток нафти зі сланців став Патент Британської корони 330, виданий в 1694 р. трьом особам на ім'я Мартін Іл, Томас Хенкок і Вільям Портлок. У 1694 році в Шотландії почалося промислове використання горючих сланців, там було споруджено фабрику для отримання сланцевого мастила. У 1771 році почали досліджувати Естонські горючі сланці. У 1832 році у Франції було розроблено ефективну технологію отримання сланцевого освітлювального мастила. У 1837 році у Франції на рудниках Аутум (Autun) розпочалося промислове видобування горючого сланцю за участі

Шотландії та Німеччини. Значного розвитку сланцева промисловість досягла в ХІХ ст. у Великій Британії.

Основні ресурси – близько 430-450 трлн. т (24-25 трлн. т сланцевої смоли) зосереджені в США (штати Колорадо, Юта, Вайомінг) і пов'язані з формацією Грін-Рівер. Великі поклади горючих сланців є в Бразилії, КНР, менші – в Болгарії, Великій Британії, Росії, ФРН, Франції, Іспанії, Австрії, Канаді, Австралії, Італії, Швеції, на території колишньої Югославії.

В Україні запаси горючих сланців знаходяться на території: правобережжя Дніпра, в межах Дніпровсько-Донецької западини, в Карпатах і Кримських горах. Геологічні запаси мінералізованих горючих сланців в Україні до глибини 200 м складають понад 500 млрд. т. Вони залягають потужними пластами від десятків до 1 500 м смугою вздовж Східного схилу Карпат і в долинах, які прилягають до гірського масиву від кордону з Польщею на півночі до Румунії на півдні.

На початку 60-х років минулого століття було відкрито найбільше у світі родовище горючих сланців – Бовтишське (Кіровоградська область). Запаси цього родовища складають близько 3,8 млрд т. Але у зв'язку з тим, що як паливно-енергетична продукція на той час панувала дешева західносибірська нафта, то офіційно Бовтишське родовище горючих сланців було зарезервоване, а з часом, фактично забуте.

Потужність пластів горючих сланців сягає 400 м.

Основна частина сланців використовується для спалення на ТЕЦ і ДРЕС.

Смола може використовуватися як рідке паливо, хімічна сировина. Використовують як місцеве паливо, сировина для отримання рідких палив, терпких будівельних матеріалів, сировина для отримання бітумів, олив, фенолів, бензолу, толуолу, ксилолів, нафтолів, іхтіолу і інше.

Технологія видобування та використання горючих сланців.

Видобуток сланцю і його термічна переробка має давню історію в Естонії і Росії. Сланець – одне з важливих національних багатств Естонії, де його видобувають з 1919 року, а переробляють з 1924 року. Сланцепереробна галузь забезпечує істотний внесок в економіку Естонії – близько 85% продукції йде на експорт. Зі

сланцю виробляють паливний мазут, синтетичний сланцевий газ, різні хімічні продукти. Велика частина електроенергії в Естонії виробляється також із сланцю, причому використовується сучасна технологія спалювання, яка придатна і для вугілля.

В Ізраїлі розроблено і випробувано спосіб термічної переробки горючих сланців шляхом підземного нагріву сумішшю повітря і циркулюючого газу. Процес здійснювався на глибині 75 м. Установка пропрацювала протягом півроку на сланцевому покладі в Ізраїлі з продуктивністю до 3 барелів смоли на годину, з її допомогою одержували сланцеву смолу і синтетичний сланцевий газ. Цей метод підземної термічної переробки планується до використання в Марокко і, можливо, і Йорданії.

Незначне використання горючих сланців як палива для електростанцій пояснюється низькою ефективністю їх спалювання у вигляді пилу, несприятливими екологічними показниками таких енергоустановок, значними експлуатаційними труднощами тощо. Однак останнім часом розвиваються технології спалювання палива у «киплячому» шарі при атмосферному тиску, які дозволяють використовувати горючі сланці будь-якої калорійності із задовільними екологічними показниками.

Особливо перспективною є піролітична технологія переробки горючих сланців. Її суть полягає в наступному. Роздрібнений і висушений сланець перемішується з високотемпературним (800-850 °C) теплоносієм, яким є його власна зола, і подається в реактор піролізу, що обертається. Там він нагрівається за умови відсутності кисню до температури 460-490 °C, із нього виділяється парогазова суміш, яка утримує пари вуглеводнів, H_2 , CO , N_2 , H_2S , CH_4 тощо і коксозольний залишок. Парогазова суміш відводиться в конденсаційний пристрій, де пари вуглеводнів конденсуються, утворюючи сланцеву смолу з теплотою згоряння від 35 до 38 МДж/кг залежно від якості сланцю. Дизельна фракція сланцевої смоли може використовуватися як газотурбінне паливо. Напівкоксовий газ, що не конденсується, має теплоту згоряння від 25 до 48 МДж/м³ та може використовуватися і як газотурбінне, і як котельне паливо. Коксовий залишок спалюється.

2.2.4. Бітумні піски. *Бітумні (нафтові) піски* – піски, які мають промислово значимі вмісти нафти. За оцінками експертів,

нафтоносні піски і сланці світу можуть містити декілька трильйонів барелів нафти (рис. 2.7).



Рис. 2.7. Поклади та вид горючих сланців

Натуральні бітумні поклади є у багатьох країнах, але, зокрема, знаходяться в надзвичайно великих кількостях у Канаді. Інші великі запаси знаходяться в Казахстані, Росії та Венесуелі. Оцінені в усьому світі родовища нафти складають більше 2 трильйонів барелів (320 млрд м³).

Великі їх запаси є в Канаді (бл. 300 млрд барелів – більше, ніж запаси традиційної нафти у Саудівській Аравії, див. Нафтоносні піски Атабаски), Австралії (у нафтових сланцях – бл. 28 млрд барелів), є поклади в Естонії, Швеції, США, Китаї та ін. країнах. Масштабні розробки цих пісків здійснюються в Канаді (фірма Suncor Energy).

За даними Міжнародної ради з енергетики (WEC), в світі виявлено близько 600 родовищ бітумінозних пісків, найбільші з яких розташовуються в Канаді, Казахстані та Росії. Проте, понад 70% розвіданих запасів, знаходиться в трьох найбільших родовищах, розташованих на південному заході Канади в Альберті. У 2008 р. понад 40% всієї нафти, видобутої в Канаді, становила нафта, одержана з бітумінозних родовищ в Альберті. Сьогодні це три родовища: Атабаска, Піс Рівер і Колд Лейк, – єдині бітумінозні піски в світі, які використовують для отримання нетрадиційної сирової нафти.

Технологія видобутку і вилучення нафти з пісків включає такі операції: екскаваторний видобуток пісків – подрібнення – транспортування на завод – обробка подрібненого матеріалу гарячою водою і водяною парою в обертових барабанах – гравітаційна сепарація (спливання) нафтових фракцій – розчинення бітуму лігроїном – центрифугування продукту для вилучення залишків води та мінералів – температурна перегонка нафтових фракцій. За цією технологією одержують лігроїн, гас, газойль, нафтовий кокс та відходи (вода з піском). Відходи направляють у штучні водоймища – відстійники, де піскова фракція осідає, а воду використовують повторно.

2.2.5. Важкі нафти. *Важка нафта* – нафта з високою в'язкістю та густиною (понад 885 кг/м³ при 20 °C)

Розробка покладів аномально в'язких нафт ускладнюється утворенням застійних зон, нафтовіддача при традиційних способах розробки низька, витіснення нафти водою призводить до швидкого обводнення видобувних свердловин. Підвищення нафтовилучення покладів аномально в'язких нафт досягається термічним впливом на пласт шляхом закачування розчинників, вуглекислоти, полімерних розчинів, створенням підвищених градієнтів тиску, вирівнюванням профілів приймальності. Для неглибоких покладів можуть бути застосовані кар'єрний, шахтний і шахтно-свердловинний способи розробки. Для транспортування трубопроводами аномально в'язких нафт їх підігрівують на проміжних перекачувальних станціях, а також у нафту уводять диспергатори парафіну. У надрах Землі залягають величезні запаси важкої або, як її ще називають, бітумної нафти, що обумовлює перспективи її майбутнього широкого видобування.

Технології та методи видобування важких нафт. Існують різні способи видобування покладів важких нафт, які розрізняються технологічними і економічними характеристиками. Застосування тієї чи іншої технології видобування обумовлюється геологічною будовою і умовами залягання пластів, фізико-хімічними властивостями пластового флюїду, станом і запасами вуглеводневої сировини, клімато-географічними умовами тощо. Умовно їх можна поділити на три, нерівноцінні по об'єму видобування, групи:

- кар'єрний спосіб видобування;
- «холодні» способи видобування;
- теплові методи видобування.

При *кар'єрному методі* добування насичена бітумом порода витягується відкритим способом і, тому, можливість застосування даного методу обмежується глибиною залягання пластів до 50 метрів. При даному методі добування капітальні і експлуатаційні витрати відносні невеликі, але після витягування породи потрібно проводити додаткові роботи по отриманню з неї вуглеводнів, що забезпечує високий коефіцієнт нафтовіддачі (від 65 до 85%).

До сучасних «холодних» методів видобування важкої нафти, в першу чергу слід віднести *метод «CHOPS»*, при якому видобування нафти відбувається разом з піском і створенням в пласті відповідних умов для протікання суміші нафти та піску. Застосування методу CHOPS не потребує великих інвестицій на облаштування і забезпечує незначні експлуатаційні витрати, однак коефіцієнт нафтовіддачі в цьому випадку, як правило, не перевищує 10%.

В числі «холодних» методів видобування нафти і бітумів з використанням розчинників слід вказати так званий «*VAPEX» метод* – закачування розчинника в пласт в режимі гравітаційного дренажу. Цей спосіб впливу передбачає використання пари горизонтальних свердловин. За рахунок закачування розчинника в верхню з них, утворюється камера-розчинник (зазвичай використовується вуглеводневі розчинники, в тому числі етан або пропан). Нафта розріджується за рахунок дифузії розчинника в ній, і стікає по граням камери до добувної свердловини під дією гравітаційних сил. Коефіцієнт нафтовіддачі даним методом досягає 60%, однак темп добування досить низький.

Традиційно, існуючі теплові методи видобування нафтових родовищ прийнято об'єднувати в три групи: *внутрішньо пластове горіння, паро теплове оброблення видобувних зон свердловини (ВЗС) та закачування в пласт теплоносіїв* – пару або гарячої води.

Внутрішньо пластове горіння здійснюється частковим спалювання нафти (важких її складових) в пласті. Осередок горіння, що утворюється різними глибинними нагрівальними пристроями (електричними, хімічними і т.п.), просувається по

пласту за рахунок подачі в пласт повітря. Завдяки екзотермічному окисненню, в пласті в зоні горіння досягається підвищення температури до 500-700 °С.

Під дією високої температури зменшується в'язкість нафти, відбувається термічний крекінг, випаровування легких фракцій нафти і пластової води. Нафта з пласта витягується шляхом витіснення її утвореною сумішшю вуглеводневих та вуглекислих газів, азоту, пари і гарячої води.

Процес паро-теплової обробки свердловини (ПТОС) полягає в періодичному закачуванні пара у видобувні свердловини для розігріву при забійній зоні пласта і зниження в ній в'язкості нафти, тобто для підвищення продуктивності свердловини. Через те, що паро-тепловому впливу піддається лише призабійна зона свердловини, коефіцієнт нафтовіддачі є низьким (15-20%).

Паро-тепловий вплив на пласт являє собою неізотермічне витіснення нафти теплоносієм. Збільшення нафтовіддачі пласта при закачуванні в нього теплоносія досягається за рахунок зниження в'язкості нафти під впливом тепла, що сприяє покращенню охоплення пласта і підвищення коефіцієнта витіснення. В якості робочих агентів можуть використовуватися гаряча вода, пар, гарячий полімерний розчин тощо.

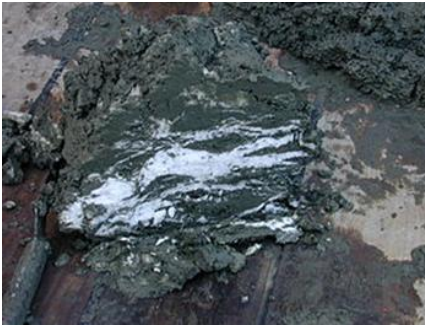
2.2.6. Газові гідрати. *Газові гідрати*– кристалічні з'єднання, які утворюються при певних термобаричних умовах із води і газу та за зовнішнім видом схожі на лід. Гідрати газу відносяться до супрамолекулярних нестехіометричних з'єднань клатратного типу, склад яких залежить від термодинамічних умов їх утворення.

Розрізняють природні газогідрати, тобто ті, що існують в природних умовах і штучні (техногенні), тобто утворенні в технологічних процесах. Природні газогідрати складаються з молекул води і природного газу (переважно метану). Приклади технологічного застосування газогідратів наведено в розділі 10.

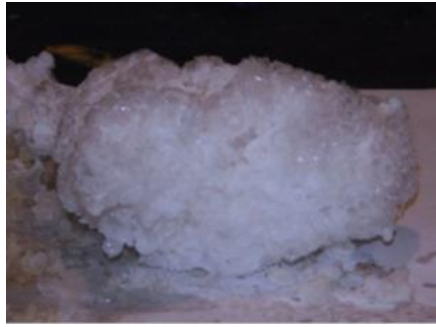
Загальний вигляд природних газогідратів в осадовій породі наведено на рис. 2.8, а, а штучних метаногідратів, отриманих в лабораторних умовах – на рис. 2.8, б

Газогідратний поклад в природному заляганні є тілом пласта, який складається з двох фаз: – твердої фази – скелета породи, що вміщає і газовий гідрат у вигляді кристалогідрату, що заповнює

поровий простір (рис. 2.8, а) При розкладанні газового гідрату будуть виділятися метан і вода.



а)



б)

Рис. 2.8. Загальний вигляд газових гідратів

а – природні газові гідрати в осадовій породі

б – штучні метаногідрати, отримані в лабораторних умовах

В акваторії Світового океану газові поклади формуються в природній частині осадового чохла з газів, які генеруються безпосередньо в зоні гідратоутворення (ЗГ), а також з газів, які мігрують в зону гідратоутворення з нижніх пластів і пластових вод, що контактують із зоною гідратоутворення.

Поклади характеризуються відносно невеликою товщиною (до 100-400 м) і більшою поширеністю по площі (близько 320 млн км²). У екваторіальній зоні виявлені на глибині 400-600 м, в арктичних морях – починаючи з глибин 100-250 м. газові поклади на материках приурочені до охолоджених зон земної кори, формуються, як правило, з покладів вільного газу при зміні їх термодинамічних параметрів, характеризуються відносною локалізацією і великою товщиною, яка відповідає товщині зони гідратоутворення 700-1500 м. Нижче газових покладів можуть знаходитися нафтові або газові поклади. Загальна площа суші, перспективна для формування газових покладів сягає близько 40 млн км². Ресурси метану в газогідратах оцінюються до 85 % від всіх світових ресурсів природного газу. Але розвіданість ресурсів гідратів метану на початок ХХІ ст. ще досить фрагментарна.

В акваторії Чорного моря ресурси газу в гідратному стані оцінюються в $25 \cdot 10^{12}$ - $70 \cdot 10^{12}$ м³. (в економічній зоні України $7 \cdot 10^{12}$ - $20 \cdot 10^{12}$ м³, при річній потребі приблизно $70 \cdot 10^9$ м³).

Структура і фізико-хімічні процеси утворення газових гідратів. Газові гідрати утворюються шляхом включення молекул газів (молекули-гості, або гостьова підсистема) в порожнину льодового каркасу, побудованими воднево-зв'язаними молекулами води (каркас господаря, або підсистема господаря) без формування хімічного зв'язку між молекулами гостей і господаря. Стабілізація водних клатратних каркасів, термодинамічно менш стабільних, ніж гексагональний лід (при $T < 273$ К) або рідка вода (при $T > 273$ К) забезпечується за рахунок Ван-дер-Ваальсових взаємодій гість-господар. Газові гідрати можуть утворюватися і стабільно існувати в широкому інтервалі тисків і температур (для метану від $2 \cdot 10^{-8}$ МПа до $2 \cdot 10^3$ МПа при температурі від -203 °С до 77 °С).

Не зважаючи на велику кількість та різноманіття за складом та хімічною природою з'єднань, що здатні утворювати газові гідрати, усі відомі прості газові гідрати мають одну з двох кристалічних структур (при тисках до 100 МПа): *об'ємно-центровану кубічну* (КС-I) або *гранецентровану кубічну* (КС-II), загальний вигляд яких приведений на рис. 2.9.

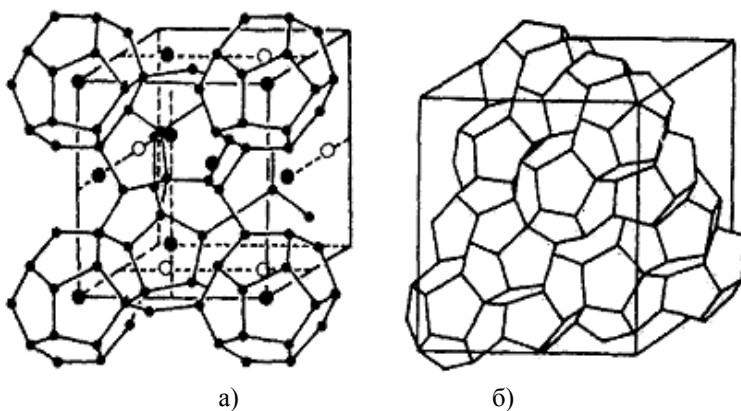


Рис. 2.9. Типи кристалічних структур газових гідратів та розміщення в них поліедричних порожнин
а – КС-I; б – КС-II

Гідрат метану, основний компонент природного газу, має структуру КС-I, а гідрати природних газів при вмісті в них пропану понад 0,2 % або етану 0,6-28 % утворюють гідрати зі структурою КС-II

Деякі властивості гідратів унікальні. Наприклад, одиниця об'єму води зв'язує в гідратний стан ~ 160 об'ємів метану. При цьому її питомий об'єм зростає на 26 % (при замерзанні води її питомий об'єм зростає на 9 %).

Розкладання гідрату в замкнутому об'ємі супроводжується значним підвищенням тиску. Процес утворення газогідрату відбувається з виділенням енергії, а його розкладання – з поглинанням. На розкладання природних гідратів в пласті необхідно затратити від 6-12 % енергії, яка міститься в гідратованому газі. Кристалогідрати газу характеризуються високим електричним опором, високою акустичною провідністю. Шар газогідратів практично непроникний для молекул води і газу.

Формування газогідратних покладів. Зоною утворення гідрату є товща порід, в якій тиск і температура відповідають термодинамічним умовам стабільного існування гідрату газу. Зона гідратоутворення може бути визначене математичним шляхом сумісного розв'язку рівняння зміни термічного градієнту в розрізі порід і рівняння рівноважного стабільного існування гідрату в даному пористому середовищі. З підвищенням мінералізації води зона гідратоутворення зменшується, а при наявності важких газів зростає. Товщина зони гідратоутворення сильно залежить від донних температур і геотермоградієнту. З підвищенням донних температур і геотермоградієнту вона зменшується.

Скупчення природних газогідратів на суші спостерігається в зонах залягання охолоджених осадових порід земної кори. В районах багаторічної мерзлоти товщина порід, в яких існують газогідратні поклади, може досягати 400-800 м, а в деяких випадках перевищувати 1000 м. В акваторіях Світового океану зона гідратоутворення починається від дна океану і звичайно складає кілька сотень метрів. Підводні поклади спостерігаються головним чином на глибоководному шельфі і океанічному схилі при глибинах від 200 м – для приполярних регіонів, і від 500 до 700 м – для екваторіальних регіонів.

Механізм формування газогідратних покладів визначається багатьма факторами: термодинамічним режимом розрізу порід в регіоні, інтенсивністю генерації і міграції вуглеводнів, складом газу, ступенем газонасичення і мінералізації пластових вод, структурою пористого середовища, літологічною характеристикою розрізу, геотермічним градієнтом в зоні гідратоутворення і в підстилаючих породах, фазовим станом гідратоутворювачів та ін.

Генезис вуглеводнів в осадовому чохлі земної кори і формування газогідратних покладів у акваторіях Світового океану нерозривно пов'язані, так як більша частина генерованих вуглеводнів в донних осадах не розсіюється, а дифундує в придонні води, накопичується у вигляді гідратів в безпосередній близькості від дна, незалежно від наявності літологічних покриттів. Накопичення окремих компонентів природного газу в твердій фазі відбувається вже на перших стадіях перетворення органічної речовини при його біохімічному перетворенні, якщо цей процес здійснюється в зоні гідратоутворення.

Верхня межа зони утворення гідрату в акваторіях завжди знаходиться в товщі води, нижні – в розрізі порід. Виходячи із термічної характеристики глибоководних районів океану, а також із факторів накопичення більшої частини осадових порід і органічної речовини в периферійних районах океану, що охоплюють шельфи, континентальні схили і приконтинентальні глибоководні жолоби, слід вважати найбільш перспективними зонами накопичення гідратів газів глибоководних шельфових осадів і осадів континентального схилу.

Формування газогідратних покладів в зоні гідратоутворення в період накопичення осадів зі сторони верхньої межі границі зони відбувається за рахунок надходження нових порцій органічної речовини в початковий період перетворення органічної речовини. Зі сторони нижньої границі – за рахунок газів, що утворюються в наступні періоди заглиблення і подальшого перетворення органічної речовини, а також за рахунок газів, що надходять з глибин надр Землі.

Це дозволяє вважати газогідрати субаквальних покладів не тільки нетрадиційними, а і відновлюваними джерелами енергії.

При вертикальній міграції газу надходять із високотемпературних зон в зону гідратуутворення, збільшуючи товщу покладів знизу. Під гідратонасиченими пластами може накопичуватися газ у вільному стані, утворюючи традиційні газові поклади. Відомі приклади покладів нафти безпосередньо під гідратонасиченими пластами, які слугують непроникним покриттям для них.

Умови стабільного існування газогідратних покладів в межах материків і в акваторіях принципово різняться. Газогідратні поклади, які сформувалися в акваторіях, слабо піддаються впливу зміни температури на поверхні Землі. Навіть при значному рості приповерхневих температур в придонних водах температура залишається практично незмінною. Однак газогідратні поклади в акваторіях піддаються впливу зміни рівня Світового океану, що викликано формуванням великих об'ємів льоду і його таненням за геологічний час. В багатьох районах Світового океану наявність газогідратних покладів виявляється від кількох десятків або навіть сотень метрів від дна, що є результатом зниження рівня океану протягом останніх зледенінь, а також результатом тектонічних і стратиграфічних переміщень. В період великих зледенінь рівень Світового океану знижувався при практично незмінних придонних температурах. Зниження гідростатичного тиску призводило до розкладання гідрату в придонних осадах. Придонні осади звичайно слабо зцементовані і високопроникні. Газ, що вивільнюється при розкладанні гідрату, надходить в придонні води, розчиняється і мігрує в атмосферу, підсилюючи парниковий ефект.

В межах суші стабільно існують лише вторинні газогідратні поклади, які утворилися в період останнього зледеніння із накопичень вільного газу, що збереглися під літологічно непроникними покриттями.

Загальним результатом динаміки зміни умов стабільного існування газогідратних покладів на суші і в акваторіях став перерозподіл запасів газу – в акваторіях зосереджено до 98% і лише біля 2% на материках від загального потенціалу.

Виключно важливу роль при формуванні покладів газових гідратів і вільного газу грає розчинність газу в свіжосконденсованій воді і в пластовій воді, що контактує з

областю утворення гідрату. Коротко розглянемо особливості процесу формування газогідратних покладів в цих умовах.

Як відомо, всі придонні води містять розчинені гази. Саме в системах газ-вода формуються, стабільно існують і руйнуються поклади природних газів і нафти. Сумарний об'єм вуглеводневих газів, розчинених в підземних водах, складає 10^{13} т.

В надрах Землі розчинений газ виділяється із водного насиченого розчину у вигляді мікропухирців. У випадку сприятливих термобаричних умов накопичення мікропухирців, об'єднуючись, можуть формувати крупні поклади вільного газу або поклади газогідрату. При вертикальній або літеральній міграції газонасичених водних розчинів змінюються тиск, температура і ступінь газонасиченості розчину, при цьому гази можуть як розчинятися, так і виділятися із розчину. Наявність газогідрату, що контактує з пластовою водою, різко змінює структуру води і, як наслідок, розчинність газу в воді знижується.

Уже перші дослідження розчинності природних газів у воді в умовах утворення гідрату показали різку зміну співвідношення кількості молекул води і газу до утворення і після утворення гідрату. Подальші дослідження дозволили пояснити умови формування і руйнування покладів вільного газу і газогідратних покладів в системах газ-вода.

Дослідження умов утворення, стабільного існування і властивостей гідратів в природних умовах дозволяють упевнено прогнозувати їх наявність в різних регіонах суходолу і Світового океану. Слід підкреслити, що цілеспрямовані пошукові роботи, які проводяться як на суходолі, так і в акваторіях, завжди виявляли газогідратні поклади. Звичайно, газові гідрати не лежать суцільним килимом в термодинамічній зоні гідратуутворення – одних відповідних температур і тиску недостатньо. Необхідний високий вміст органічної речовини в породах (від 0,5 до 4% і вище), активна генерація і міграція вуглеводнів в зону утворення гідрату. Величезні перспективні газогідратні поклади виявлені в межах полярних акваторій на глибинах вод від 200 м, в районах Атлантичного, Індійського і Тихого океанів.

Дискусія про світові запаси природних газових гідратів продовжується.

Для визначення ефективності комерційного освоєння газогідратних покладів недостатньо знати потенціальні ресурси, необхідно знати потенціальну величину запасів, що отримують, в конкретних умовах даного регіону. Запаси гідратованого газу залежать від множини факторів, найважливішими з яких можна назвати коефіцієнт гідратонасиченості порового простору продуктивних пластів покладів; розмір покладів і сумарні потенційні запаси газу в покладах; питомий газовміст в регіоні ($\text{м}^3/\text{км}^2$); ефективність застосованої технології розробки покладів; ступінь переохолодження газових гідратів. Освоєння газогідратних покладів в умовах акваторій при глибинах води від 0,7 до 2 км можна вважати раціональним при коефіцієнті гідратонасичення вище 30-50%. Коефіцієнт видобування газу із газогідратних покладів, що знаходяться в різних геологічних умовах, в залежності від використаної технології, може змінюватися від 10 до 60%. В середньому він складає 15-17% від потенціальних ресурсів. Економічні показники розробки газогідратних ресурсів також залежать від конкретних геологічних і термодинамічних умов. В цілому вирішення проблем освоєння газогідратних покладів вимагає індивідуального підходу для кожного конкретного регіону, країни.

Способи добування природного газу із газогідратних родовищ. Відомо, що енергія, яку можна отримати із газу після розкладання їх гідратів, більш ніж в 15 разів перевищує чисті (без урахування теплових втрат) енергетичні затрати, необхідні для їх розкладання. Такий сприятливий енергетичний баланс дає підстави для оптимізму щодо можливості практичного застосування субмаринних газових гідратів.

Серед найбільш підготовлених для практичного втілення способів вилучення метану з субаквальних газогідратів можна виділити три основних:

- 1) нагнітання теплої води під тиском в свердловину;
- 2) депресивний, згідно якому понижують тиск в пласті;
- 3) введення в газогідратний прошарок двооксиду вуглецю (або суміші двооксиду вуглецю і азоту) для заміни газу метану.

В основі технологій, які використовують ці методи, лежить загальний принцип: порушення рівноважного стану газогідратів в

пласті, внаслідок чого втрачається термодинамічна стабільність газового гідрату і він розпадається на метан та прісну воду. Для підвищення ефективності видобутку гідратного газу попередньо доцільно виконати гідравлічний розрив пласту.

В субмаринних умовах в межах зони стабільності газових гідратів вільного газу не може бути навіть теоретично. Газ може знаходитися лише нижче підосви цієї зони стабільності гідратів.

Для оцінки економічної ефективності видобування газу з газогідратних покладів необхідно враховувати багато параметрів – розмір покладів, їх форму, тиск, температуру, інтервал піддонних глибин, пористість і проникність відкладень, характер гідратовиділень, концентрацію гідратів і її розподіл в накопиченні.

Потенціал енергії, зосередженої в природних газогідратах, може забезпечити світ екологічно чистою енергією не менше ніж на 200 років. Природні газогідрати більш рівномірно розподілені на планеті, ніж джерела нафти і газу. Для їх освоєння не потрібні надглибокі свердловини, складні і вартісні системи транспортування добутої продукції.

Для розробки газогідратних покладів можуть бути успішно використані існуючі технології пошуку і розвідки, буріння і добування вуглеводневих енергоресурсів при їх незначних удосконаленнях. Економічні показники освоєння газогідратних покладів можуть бути навіть більш ефективними, ніж у випадку покладів нафти і природного газу.

Зрозуміло, що освоєння покладів твердих газогідратів має свої особливості, які потребують серйозного вивчення. Однією із найбільш важливих задач є створення вискоєфективних технологій переводу газу із твердого стану у вільний безпосередньо в пластах. Особливо серйозну проблему, пов'язану з розробкою газогідратних покладів, складає забезпечення регіональної і глобальної екологічної безпеки.

В цілому природні газові гідрати складають вельми складну багатоаспектну проблему. Дослідження в цій області необхідно координувати в світовому масштабі, що дозволить виключити дублювання робіт і втрату часу. Необхідна організація єдиного координаційного міжнародного центру по дослідженню газогідратів і створенню ефективних технологій їх освоєння.

2.3. Воднева енергетика

Воднева енергетика – це енергетична інфраструктура, що використовує в якості енергоносія водень.

Така інфраструктура сьогодні розглядається як найбільш імовірний шлях вирішення проблеми спустошення запасів викопного палива, забруднення довкілля і глобального потепління. У широкому розумінні воднева енергетика – це самостійна, паралельна сучасній вуглецевій енергетиці, концепція, яка свого часу могла б стати домінуючою на нашій планеті, якби не були відкриті дешеві й зручні у багатьох відношеннях викопні паливні ресурси – вугілля, нафта і природний газ. На думку багатьох експертів, у майбутньому (найімовірніше у досить далекому майбутньому) водень повністю замінить сьогоднішні викопні види палива. А поки що водень доцільно розглядати як ще один альтернативний газ, який за певних умов можна використовувати поряд із традиційним природним.

Водень (гідроген) займає третє місце серед найбільш поширених на Землі елементів. Він входить до складу води та органічних сполук, але як окремий газ у природі не існує. Водень можна отримати у процесі виділення (перетворення) з гідрокарбонатів (таких як нафта, природний газ метан, пропан) або з води. Наразі більша частина водню виробляється із природного газу. З води його можна отримати методом електролізу або за допомогою фотосинтезу з водоростей, які його виділяють за певних умов.

Найбільш відпрацьований спосіб отримання чистого водню – це електроліз із води, однак ефективність цього процесу становить близько 60 %. Частка втрат енергії пов'язана із виникненням бульбашок газів поблизу електродів, що збільшує опір електричного ланцюга. Під час використання механізмів прибирання бульбашок і створення електродів із розвиненою поверхнею вдається підвищити ефективність електролізу майже до 80 %. За рахунок каталізаторів можна очікувати ще більш високі ефективності процесу електролізу.

Суттєво знизити вартість отримання водню шляхом електролізу води можна, якщо замінити частину необхідної електроенергії теплом від дешевого джерела. Наприклад, використати для цього сонячне випромінювання, концентруючи його до отримання температури близько 1 000 К.

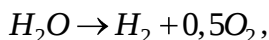
Водень – це абсолютно чиста енергія. Тепловий двигун, що спалює водень, не створює жодних хімічних викидів, крім води, але широке використання водню як палива для теплових двигунів поки що занадто затратне. Тому його використання в енергетиці вбачається у двох напрямках – як хімічний водневий акумулятор енергії і як паливо у водневих паливних елементах (батареях).

У першому випадку надлишкову електричну енергію з електромережі спрямовують в електролізні установки, де вода певним чином перетворюється на кисень і водень, які потім можна буде використати як паливо. Проте така енерготехнологія поки що не дістала великого поширення, тому що, по-перше, досі не винайдено економічного способу зберігання водню у великих кількостях (металогідридні акумулятори поки що занадто дорогі для їх широкого використання як мобільних джерел енергії), а, по-друге, відомі інші способи акумулювання надлишкової електроенергії у великих кількостях – за рахунок гідроакумулюючих електростанцій.

Значно більша увага сьогодні приділяється працям щодо вдосконалення водневих паливних елементів, які розглядаються як найбільш реальний нетрадиційний спосіб перетворення хімічної енергії палива безпосередньо на електричну без проміжної стадії спалювання. Оскільки перетворення «тепло → робота» в таких елементах відсутнє, то їх ефективність не підпадає під обмеження другого закону термодинаміки, як це спостерігається у традиційних системах «паливо → робота → електроенергія». Тому теоретично ККД перетворення хімічної енергії в електричну може досягати 100 %.

Сьогодні створені різні типи паливних елементів, але виявилося, що найбільш ефективним і доцільним є елемент (або на його базі паливна батарея), в якому як паливо використовується водень, а окиснювачем є атмосферний кисень. В основу дії такого елемента покладено процес, зворотний процесу електролізу води.

Процес електролізу описується хімічним рівнянням:



Зворотний процес у водневому паливному елементі:

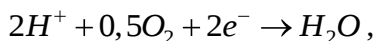


Схема дії водневого паливного елемента зображена на рис. 2.10. Як видно зі схеми, паливний елемент – це закрита камера, в якій розміщено два електроди (анод і катод), розподілені електролітом, що переносить іони (а не електрони). Електроліт – це кислота або полімерна рідина з іонною провідністю, так звана іонна полімерна мембрана. До камери із спеціального зовнішнього джерела підводиться водень до анода й окремо атмосферний кисень до катода. Реакція «зворотного електролізу» відбувається за наявності каталізатора – платини, паладію, інколи – золота.

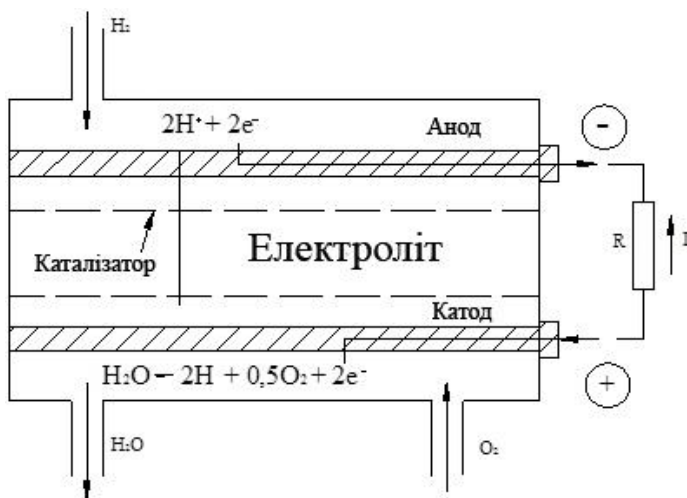


Рис. 2.10. Схема дії водневого паливного елемента

У результаті каталізу на аноді молекули водню розкладаються на водневі іони та електрони. Іони H^+ мігрують через електроліт

до катода, де з'єднуються з киснем та електронами e^- , які надходять через зовнішню електромережу й утворюють воду. Реакція супроводжується виділенням теплоти.

Ефективність реального паливного елемента значно менша від теоретичної і становить поки що до 40 %, але і за цих умов паливні елементи вже можуть конкурувати за ефективністю із більшістю «класичних» теплових двигунів, зокрема із бензиновими і дизельними. А з точки зору екології з ними не можуть конкурувати будь-які теплові двигуни, оскільки вони викидають в атмосферу тільки екологічно чисту водяну пару.

Бум навколо водневих паливних елементів виник у період активного освоєння космосу. У 60-ті роки минулого століття були створені батареї паливних елементів потужністю до 1 кВт для американських програм «Джеміні» та «Аполлон», у 80-ті роки минулого століття – потужністю до 10 кВт для американського «Шатла» і радянського «Бурана». У наш час активно проводяться роботи зі створення портативних джерел енергії на основі паливних елементів потужністю до 100 Вт для персональних комп'ютерів, мобільних телефонів, відеокамер, фотоапаратів і т. п.

У ряді країн активно проводяться розробки більш потужних батарей на основі водневих паливних елементів для транспортних засобів (мотоциклів і автомобілів). На розроблення таких енергетичних джерел уряд США виділяє щорічно 3,9 млрд \$ Очікується, що до 2020 року кожний житель США отримає можливість купувати автомобіль на водневому паливі за такою самою ціною, як і бензиновий (зараз вартість експериментального автомобіля з водневими паливними елементами становить від 100 до 200 тис. \$).

Про підвищену увагу до водневої енергетики свідчать такі цифри: країни Євросоюзу виділили на дослідження і розробки в галузі водневої енергетики 5 млрд \$, Японія – 4 млрд \$. У період 60–80-х років минулого століття успішно працювали в галузі водневої енергетики і вчені України. Ще на початку 60-х років в одній із проблемних лабораторій з водневої тематики була збудована серія генераторів для флоту і космічної галузі (потужністю від 100 Вт до 5 кВт). Разом із Черкаським ВО „Ротор” проводилися дослідження зі створення гібридного автомобіля. В

Інституті біоорганічної хімії НАН України розроблений стабільно діючий лабораторний зразок паливного елемента з використанням як палива сірководню і морської води як електроліту. У 2006 році президія НАНУ затвердила комплексну цільову програму «Фундаментальні проблеми водневої енергетики».

Таким чином, розглядаючи водень як один із альтернативних видів паливного газу, необхідно зазначити, що він може бути використаний і як паливо для теплових двигунів, і як акумулятор надлишкової електроенергії, і як паливо для паливних елементів, в яких здійснюється пряме перетворення хімічної енергії в електричну. Перевагою при застосуванні всіх цих технологій є передусім значний екологічний ефект.

За економічними показниками ці технології поки що дещо поступаються класичним, але розгортання широким фронтом дослідних робіт у багатьох країнах дозволяє сподіватися, що з часом з'являться переваги щодо нових розробок у цій галузі.

А поки що фахівці вважають за доцільне використовувати водень у паливних елементах, об'єднаних у батареї потужністю до 100 кВт, для створення невеликих електричних станцій місцевого значення. Поряд із екологічним ефектом і отриманням чистої питної води буде досягнута й істотна економія. Розрахунки показують, що окрему будівлю за допомогою паливних елементів можна забезпечити електроенергією і теплом, яке виділяється під час роботи паливних батарей, за тієї самої витрати традиційного палива, яке у звичних умовах витрачається лише на опалення.

РОЗДІЛ 3

СОНЯЧНА ЕНЕРГЕТИКА

3.1. Загальна характеристика сонячної енергетики

Сонячна енергетика – один із перспективних напрямків використання енергії відновлюваних джерел. Темпи розвитку цієї галузі останнім часом значно прискорилися. З усіх відновлюваних джерел сонячна енергія є найбільш доступним природним енергоресурсом. Внаслідок малої питомої потужності сонячної енергії перше місце займають питання ефективного її використання. Досягається це за рахунок використання сучасних технологій як при виробництві обладнання, так і під час кінцевого споживання. Переваги сонячної енергії полягають в можливості її прямого перетворення в теплову або електричну енергію практично в будь-якому місці Землі.

Сонце є найпотужнішим джерелом енергії, що випромінює на земну поверхню в сто тисяч разів більше енергії, ніж здатні дати енергетичні запаси Землі – усі відомі нині запаси вугілля, нафти, газу та інших видів енергетичних корисних копалин.

Енергія, яка штучно виробляється на всій Землі, приблизно в десять тисяч разів менша, ніж та, що надходить від Сонця. Щогодини на межу земної атмосфери надходить від Сонця стільки енергії, скільки можна було б одержати, якщо спалити третину світових запасів нафти.

На рис. 3.1 схематично показано розподіл променевої енергії Сонця, що доходить до земної атмосфери.

Як видно з рис. 3.1 променева енергія Сонця, що досягає атмосфери Землі, поділяється на дев'ять складових:

- 1 – відбивається атмосферою (7 %);
- 2 – відбивається хмарами (27 %);
- 3 – перетворюється на енергію вітру (2,5 %);
- 4 – перетворюється на енергію морських течій (0,4 %);
- 5 – падає на поверхню океану (33 %);
- 6 – падає на поверхню суші (15 %);

- 7 – засвоюється рослинами (0,12 %);
- 8 – відбивається від Землі (7 %);
- 9 – зменшує теплове випромінювання Землі.

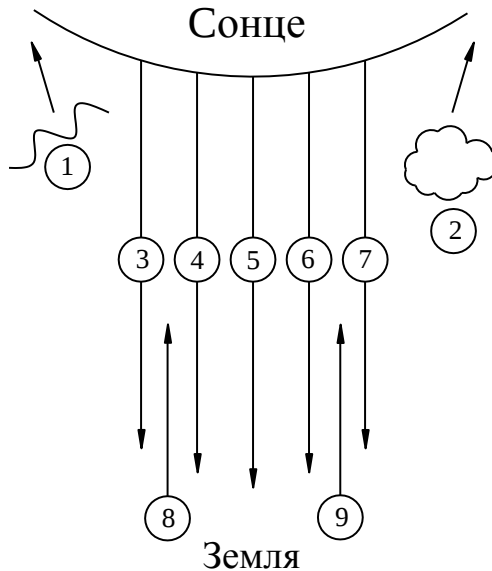


Рис. 3.1. Схема розподілу променевої енергії Сонця, що доходить до земної поверхні

Значна частина сонячної енергії, що потрапляє на Землю, перетворюється на енергію продуктів фотосинтезу, які є основним джерелом теплової та мускульної енергії живих організмів. Рослинний світ і його відходи під час спалювання перетворюються на теплову енергію, а відходи рослинного і тваринного світу після бродіння можуть перетворюватися на горючі гази (метан, сірководень і т. д.) та органічні добрива, енергія яких згодом знову перейде в енергію продуктів рослинного світу.

Цікаво відзначити, що ця частина сонячної енергії – одна із найважливіших, тому що завдяки їй проходять фізіологічні процеси всіх живих організмів. У процесі фотосинтезу, одного з найцікавіших і «наймудріших» процесів, створених природою, в хімічну енергію переходить лише 1-2 % сонячної енергії, але цього достатньо для існування всього рослинного і тваринного світу.

Першопричиною колосальної енергії випромінювання Сонця є реакція термоядерного синтезу легких елементів у глибинах планети. У свою чергу, енергія, що доходить до Землі потужністю приблизно $1,35 \text{ кВт/м}^2$, є причиною виникнення більшості ВДЕ. Схема розподілу ВДЕ приведена на рис. 3.2.

Необхідно також додати, що й традиційні невідновлювані джерела енергії, якими людство користується впродовж 130-150 років, також виникли завдяки енергії Сонця. Матеріалом для них були залишки рослин і живих організмів, які в результаті тривалих процесів без доступу повітря та під дією високої температури поступово перетворювалися на кам'яне вугілля, нафту, газ і торф.

Друга частина променевої енергії Сонця поглинається атмосферою, сушею, океаном і перетворюється на теплову енергію, яку за допомогою технічних пристроїв можна використовувати у вигляді теплової та електричної енергії. Частина цієї енергії йде на випаровування, циркуляцію та випадання води, що в поєднанні з полем тяжіння Землі приводить до виникнення течій річок, морів та океанів. Під дією іншої частини цієї енергії утворюються температурні перепади в атмосфері, що призводять до виникнення потоків повітря (вітру). Температурні перепади між твердою поверхнею Землі (грунту на різних глибинах), морською та океанською водою можуть бути перетворені на теплову чи електричну енергію за допомогою гідротермальних електростанцій, теплових насосів чи спеціальних парогенераторів.

Променева енергія Сонця може і безпосередньо перетворюватися на електричну за допомогою спеціальних фотоелектричних напівпровідникових перетворювачів.

3.2. Сонячна теплоенергетика

Сонячну енергію можна використовувати для отримання теплоти, така галузь називається *сонячною теплоенергетикою*.

Загалом, системи, які перетворюють енергію сонячного випромінювання в теплоту, можна розділити на дві групи:

- *активні*, де фіксація та перетворення сонячної енергії здійснюється в спеціальних пристроях – *сонячних колекторах*;
- *пасивні*, де приймачем випромінювання є сама споруда.

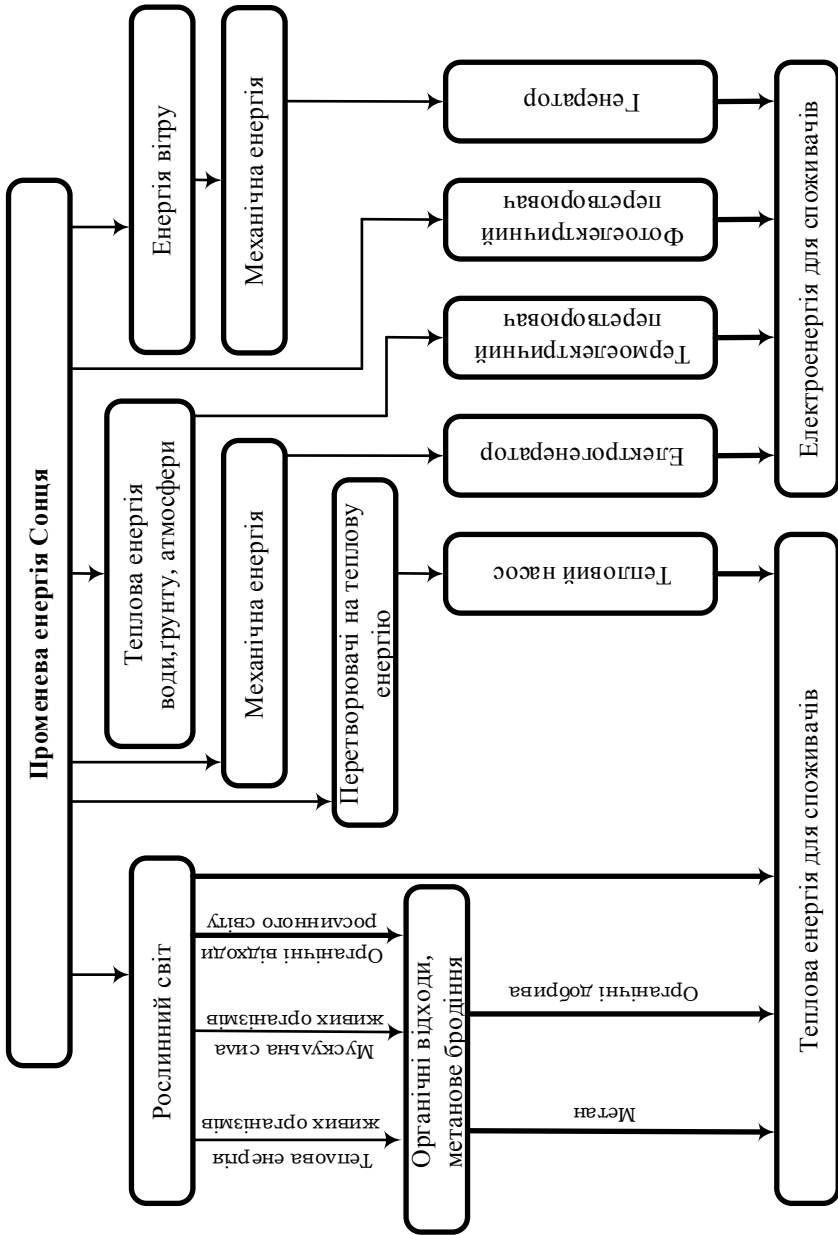


Рис. 3.2. Схема розподілу відновлюваних джерел енергії

Активні сонячні системи теплопостачання. Активні сонячні системи призначені, в основному, для теплопостачання індивідуальних і багатоквартирних житлових будинків, лікувально-оздоровчих установ, фермерських господарств, дачних ділянок, плавальних басейнів, а також для виробничих процесів у промисловості та сільському господарстві. Класифікація активних сонячних систем теплопостачання приведена на рис. 3.3.



Рис. 3.3. Класифікація активних систем сонячного теплопостачання

Робота системи теплопостачання ґрунтується на використанні сонячних колекторів, у яких відбувається вловлювання сонячної радіації, її перетворення в теплоту і нагрівання теплоносія. Тепер широко використовуються плоскі колектори, особливістю яких є те, що вони перетворюють у теплоту як пряме, так і розсіяне випромінювання. Тому плоскі колектори не потребують застосування складних систем спостереження за Сонцем.

Плоский колектор сонячної енергії являє собою коробку, яка має теплоізоляцію і закрита зверху прозорою герметичною кришкою (засклення). В середині ящика розміщується абсорбер – плоска променепоглинальна пластина, верхня частина якої пофарбована в чорний колір для кращого поглинання сонячного випромінювання.

Абсорбер має спеціальну вигнуту форму для утворення каналів для теплоносія; можлива плоска конструкція абсорбера з привареними або припаяними для теплоносія трубками круглого або прямокутного перерізу.

Найпростіша *установка гарячого водопостачання* являє собою плоский бак, заповнений водою і закритий склом. Влітку за ясної погоди така установка забезпечує нагрівання на 1 м^2 площі 50-100 л води до температури 40-50 °С. Через горизонтальне розташування такі установки працюють задовільно тільки при великій висоті Сонця над горизонтом, і вони мають високі втрати внаслідок тепломасообміну між водою та заскленням. При використанні теплоізоляції дна і бічних стінок бака, ефективність установки підвищується і дозволяє одержати влітку з 1 м^2 теплосприймаючої поверхні 85 л води з температурою 65 °С.

Такі геліосистеми використовуються в основному для гарячого водопостачання індивідуальних душових, дитячих таборів, кемпінгів, пансіонатів тощо.

Основними елементами системи сонячного гарячого водопостачання є *рідинний сонячний колектор* і *бак-акумулятор*. Системи можуть бути одно-, дво- і багатоконтурними, з природною (термосифонною) чи примусовою циркуляцією.

Найбільш простими за будовою є одноконтурні системи з природною циркуляцією. Бак-акумулятор у них розташовується над сонячним водяним колектором, і вода циркулює в результаті

природної конвекції. Такі системи можуть легко приєднуватися до традиційних систем гарячого водопостачання з місцевим підігрівом води.

До одноконтурних систем сонячного гарячого водопостачання належать і проточні системи. Вони можуть застосовуватися для попереднього підігріву води в сонячно-паливних котельнях із відкритим водозбором.

Сезонні геліосистеми гарячого водопостачання звичайно є одноконтурними і функціонують у літні та перехідні місяці в періоди з плюсовою температурою зовнішнього повітря. Вони можуть мати додаткове джерело тепла залежно від призначення об'єкту, що обслуговується, та умов експлуатації.

Для підвищення ефективності роботи колекторів, можливості їх роботи в зимовий період, використовують антифриз як проміжний теплоносій у дво- та багатоконтурних системах із примусовою циркуляцією.

Такі системи застосовуються для теплопостачання будинків відпочинку, багатоповерхових житлових будинків, готелів тощо.

Системи сонячного опалення будинків зазвичай є двоконтурними, але можуть бути і багатоконтурними. Як теплоносії у цих системах використовують як рідини, так і повітря, причому для різних контурів можуть бути застосовані різні теплоносії (наприклад, у сонячному контурі – водяні розчини незамерзаючих рідин, у проміжних контурах – вода, а в контурі споживача – повітря).

Порівняно з поверхнею колекторів сонячної системи гарячого водопостачання поверхня колекторів для системи опалення повинна бути в 3-5 разів більша.

Необхідним елементом сонячної системи опалення є акумулятор, у ролі якого здебільшого використовується галька, при цьому як теплоносій приймається повітря.

Комбіновані сонячні системи передбачають одночасне використання сонячних колекторів для гарячого водопостачання та опалення приміщень.

Пасивні сонячні системи. Пасивні системи є більш простими і дешевшими в порівнянні з активними, тому що не потребують додаткових пристроїв поглинання, перетворення та розподілу

сонячної енергії. Пасивне використання енергії Сонця з метою опалення будинків відбувається за рахунок архітектурно-проектувальних і конструктивних рішень. Класифікація пасивних сонячних систем за системними типами зображена на рис. 3.4.

Кожна з систем на рис. 3.4 представлена сукупністю компонентів, кожний з яких виконує окрему функцію, необхідну для ефективної роботи в цілому.

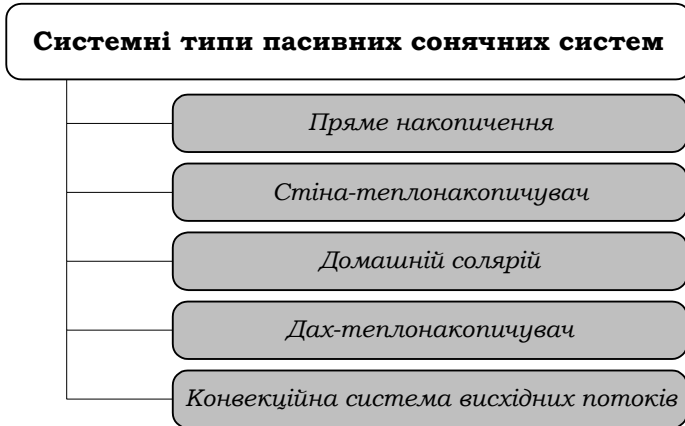


Рис. 3.4. Класифікація пасивних сонячних

Всі пасивні системи включають п'ять взаємозалежних основних компонентів:

- колектор;
- абсорбер;
- накопичувач;
- розподільник;
- регулятор.

Колектор складається з прозорого чи напівпрозорого скла, встановленого в раму з виходом на зовнішню сторону будинку. Колектор може бути розміщений вертикально або під нахилом.

Абсорбер – це твердий матеріал, поверхня якого пофарбована в темний колір і піддається впливу сонячного світла, що проникає через колектор. Абсорбер перетворює сонячне випромінювання в теплоту, що виділяється в приміщенні чи накопичується.

Накопичувач – це матеріал, що може утримувати тепло протягом тривалого проміжку часу. Розміри накопичувача визначають, виходячи з властивостей його матеріалу і кількості теплоти, що надходить через колектор розташований у кімнатах (чи примикає до них) для їхнього обігріву чи охолодження. Часто функції накопичувача й абсорбера поєднуються в одному елементі, наприклад цегельна підлога або стіна.

Розподільник служить для передачі накопиченої теплоти або холоду в конкретні приміщення. Роль розподільника можуть виконувати насоси і вентилятори, подаючи тепле чи охолоджене повітря за призначенням.

Регулятор призначений для розподілу тепла чи накопичення теплоти в пасивній системі.

З усіх пасивних сонячних систем, *система прямого накопичення* найпростіша. Весь будинок може бути розглянутий як колектор сонячного тепла. Система прямого накопичення – це система нагрівального типу, що використовується переважно у вологих і помірних кліматичних зонах.

В опалювальний сезон протягом світлового дня сонячне світло надходить у будинок через південні вікна, скляні двері, верхні віконця, тобто через усі колектори. Сонячне випромінювання акумулюється та зберігається елементами інтер'єру. У будинках прямого накопичення елементами накопичувача й абсорбера є насамперед підлоги і стіни, хоча й стелі та інші елементи, наприклад меблі, теж можуть бути спроектовані таким чином, щоб накопичувати тепло в приміщенні. Для підсилення ефекту, можливо фарбувати стіни та підлогу в чорний колір.

В період року, коли опалення не обов'язкове, колектор прямого накопичення варто затемнювати для контролю сонячного випромінювання, що надходить до нього. Недостатнє затемнення колектора може призвести до перегріву приміщення, збільшити навантаження на систему охолодження. Для більшої ефективності затемнювачі встановлюються ззовні для «перехоплення» сонячного світла до його проходження через колектор.

У *системі стіна-теплонакопичувач* накопичувальні компоненти розміщуються між колекторами і простором житлового приміщення. Стіна-теплонакопичувач виконує типову

конструкційну функцію на додаток до функції компонента системи накопичення і використовується для додаткового обігріву приміщень в областях з помірною чи суворою зимою.

Під час опалювального сезону сонячне випромінювання проходячи через вікно-колектор, абсорбується й накопичується стіною. Нагріте між ними повітря, може відразу ж надходити до житлового приміщення, якщо в стіні є вентиляційні отвори (стіна Тромба), чи певний час залишатися між колектором і стіною-теплонакопичувачем. В обох випадках стіна буде виділяти теплоту в житловий простір протягом дня та вечора.

Система домашній солярій (домашня геотеpliers) являє собою відгороджені засклені приміщення, здебільшого прибудови до будинку. Це, як правило, підсобні приміщення, де збирається і накопичується теплота для безпосереднього наступного використання чи надходження в простір житлового приміщення. Сонячна енергія, що акумулюється солярієм, використовується для нагрівання як його самого, так і простору, що примикає до нього.

В опалювальний сезон сонячне світло, потрапляючи в солярій через широкий пластиковий чи скляний колектор, що виходить на південь, абсорбується елементами солярію і перетворюється в теплоту. Усі підсистеми солярію задіяні в тому самому процесі, різниця лише в їхній роботі та місці розташування накопичувальних, розподільних і регулювальних компонентів, чим ці підсистеми значно відрізняються.

У теплий час року солярій (геотеpliers) може іноді перегріватися. Регулювання сонячної енергії, що надходить, за допомогою заслінок і вентиляції – необхідна умова правильної роботи системи. В кліматичних зонах, де температура вночі опускається нижче рівня комфорту, обсяг солярію часто використовують для накопичення холоду, тим самим зменшуючи навантаження на систему охолодження в денний час.

У системі *дах-теплонакопичувач* теплонакопичувач (звичайна вода чи цегельна кладка) розташований на даху будинку. Він сформований настилом даху (з металу чи бетону), що служить стелею для житлових приміщень і передає теплоту з поверхні даху на стелю приміщення. Розташування і принцип дії компонента накопичення роблять дах-теплонакопичувач придатним типом

пасивної системи для посушливої кліматичної зони, де він працює і як охолоджувач, і як обігрівач.

Протягом дня компонент накопичення направлений до неба й нагрівається безпосередньо від Сонця. Теплота накопичується й повільно передається на стелю житлового приміщення. Надходження теплоти в приміщення може бути комбінованим, для цього додаткового можуть використовуватися як пряме накопичення, так і стіна Тромба.

В нічний час і за пасмурної погоди використовуються змінні теплоізолюючі екрани для прикриття компонента накопичення і зменшення розсіювання теплоти в холодне нічне повітря.

Конвекційна система є системою нагрівального типу, яку доцільно використовувати в областях з помірною і суворою зимою. Робота системи базується на властивості повітря при нагріванні підніматися вгору (конвекція).

Протягом опалювального сезону колектор конвекційної системи пропускає сонячне світло, що падає на поверхню абсорбера і перетворюється в теплоту. Ця теплота передається в повітряний простір між поверхнею абсорбера і колектора. Оскільки теплота накопичується в нижній частині системи, то нагріте повітря піднімається вгору, проходячи через дренажі у верхній частині абсорбера. Тепле повітря може відразу надходити в житлові приміщення чи до накопичувача, роль якого може виконувати цегельна чи кам'яна кладка, гальковий акумулятор теплоти.

3.3. Сонячна теплова електроенергетика

Сонячні теплові електростанції створюються на основі сонячних теплових енергетичних установок, у яких за допомогою оптичних систем концентрується сонячна енергія для нагрівання робочого тіла до температури, що забезпечує ефективну роботу теплових машин.

Термодинамічні сонячні електростанції поділяють на три типи:

- *баштового типу*;
- *параболічного (лоткового) типу*;
- *тарілкового типу*.

У більшості випадків сонячні теплові електростанції є гібридними, тобто мають додаткове джерело енергії у вигляді традиційного палива для виробництва електрики при відсутності сонячного випромінювання (протягом доби).

Ефективність використання випромінювання, що падає на приймач, становить від 20 до 35 %, вироблена електроенергія складає від 10 до 30 % ефективного випромінювання.

Сонячні теплові електростанції баштового типу. В загальному випадку, сонячні електростанції баштового типу складаються з наступних основних систем:

- *оптичної системи;*
- *автоматичної системи керування оптичною системою і станцією в цілому;*
- *системи парогенератора;*
- *системи вежі, що підтримує геліоприймач;*
- *системи перетворення енергії, включаючи теплообмінники, акумулятори енергії та турбогенератори.*

Оптична система станції являє собою пристрій, що концентрує сонячну радіацію (концентратори). Як відомо, за інших однакових умов ККД термодинамічного циклу, що перетворює сонячну енергію в електричну, залежить від початкових параметрів робочого тіла паротурбінної установки. Це потребує ущільнення променевих потоків сонячної енергії, що здійснюється за допомогою спеціальних її концентраторів.

Концентратори можуть бути лінзовими і дзеркальними, використовуються поки тільки дзеркальні концентратори. Найбільшу концентруючу здатність мають дзеркала, форма яких відповідає поверхням обертання другого порядку: параболічні, напівсферичні, гіперболічні, еліпсоїдні і т.д. Максимальну концентруючу здатність мають параболічні конструкції дзеркал.

Принципова схема сонячної електростанції баштового типу приведена на рис. 3.5. Температура, яку можна отримати на вершині башти в системі перетворення енергії з дзеркальними концентраторами, становить від 300 до 1500 °С. Можливість отримання потужності від одного модуля не перевищує 200 МВт. Обмеження потужності викликане зниженням ефективності переносу енергії від віддалених концентраторів на вершину башти.

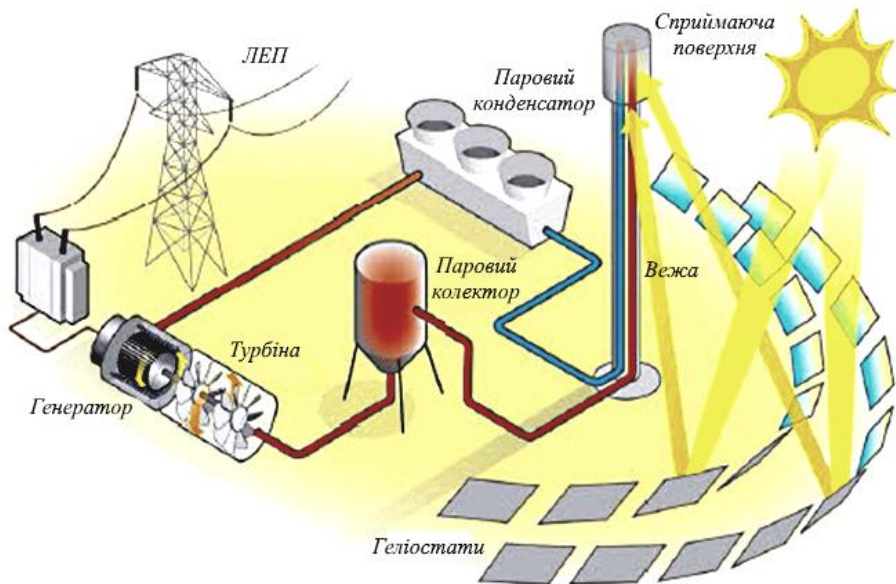


Рис. 3.5. Сонячна теплова електростанція баштового типу

Оскільки оптичні пристосування ефективно концентрують тільки пряме сонячне випромінювання, велике значення має орієнтація дзеркала і геліоприймача відносно Сонця. Тому концентруючі геліосистеми повинні мати систему спостереження за Сонцем. Це масив дзеркальних геліостатів, що стежать за Сонцем і відбивають його промені на геліоприймач станції, розташованій на вершині вежі. При цьому кожний з геліостатів орієнтується в просторі за індивідуальним законом.

Автоматичне керування, як правило, здійснюється з єдиного центру керування при цьому можуть бути передбачені локальні пристрої автоматики.

Система перетворення енергії передбачає, як правило, комбіноване виробництво теплоти та електричної енергії. Система складається з двох контурів, в одному пара генерується завдяки сонячній радіації, в другому – завдяки акумульованій воді. Під час перерв в одержанні сонячної радіації, тобто при припиненні виробництва пари в парогенераторі, схема підтримується в

робочому стані завдяки генерації насиченої пари, що випаровується з води пароводяного акумулятора.

Сонячні теплові електростанції параболічного типу. Концепція параболічного жолоба являє собою приклад найбільшого ступеня спрощення механізму концентрації сонячного випромінювання в лінійних сфокусованих приймачах енергії вздовж жолоба. Цей принцип покладений в основу сонячних станцій параболічного типу (рис. 3.6).



Рис. 3.6. Сонячна теплова електростанція параболічного типу

В установках параболічного типу використовуються параболічні дзеркала (лотки), які концентрують сонячне світло на приймальних трубках, що містять у собі рідину – теплоносії. Ця рідина нагрівається приблизно до $400\text{ }^{\circ}\text{C}$ і прокачується через ряд теплообмінників. При цьому виробляється перегріта пара, яка приводить у рух звичайний турбогенератор для виробництва електроенергії. Для зниження теплових втрат приймальну трубку можна розташовувати всередині скляної трубки, яка розміщується вздовж фокусної лінії параболічного дзеркала. Як правило, такі установки мають одноосні та двоосні системи слідкування за Сонцем, у деяких випадках вони бувають стаціонарними.

Сонячні теплові електростанції тарілкового типу. В установках тарілкового типу (рис. 3.7) використовуються параболічні тарілкові дзеркала (схожі за формою на супутникову тарілку), які фіксують сонячну енергію на приймачі, що розташований у фокусній точці кожної тарілки.



Рис. 3.7. Сонячна теплова електростанція тарілкового типу

Рідина в приймачі нагрівається до $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ і безпосередньо використовується для виробництва електроенергії в невеликому двигуні та генераторі, при цьому використовуються двигуни Стірлінга та Брайтона. Установки мають системи слідкування за Сонцем. Через ефект аберації у зв'язку з відхиленням від ідеальної форми і через конструктивні причини максимальний діаметр тарілок не перевищує 20 м.

Слід зауважити, що мінімальна питома площа для станцій тарілкового типу потужністю 1 МВт становить $15\text{ м}^2/\text{кВт}$, у той час як баштових станцій і станцій параболічного типу потужністю 30 МВт відповідно – 20 і $25\text{ м}^2/\text{кВт}$.

3.4. Сонячна фотоенергетика

Сонячна фотоенергетика являє собою пряме перетворення сонячної радіації в електричну енергію.

Принцип дії фотоелектричного перетворювача ґрунтується на застосуванні явища внутрішнього фотоефекту в напівпровідниках та ефекту поділу фотогенерованих носіїв зарядів (електронів, дірок) електронно-дірковим переходом чи потенційним бар'єром типу метал-діелектрик-напівпровідник.

Характерною особливістю фотоелектричних установок (ФЕУ) є їх модульне виконання, необхідна потужність досягається використанням відповідної кількості модулів. У світовій практиці застосовуються два типи таких модулів:

- *плоскі фотоелектричні модулі*, які використовують сонячне випромінювання натуральної густини;
- *модулі з системою слідування* за положенням Сонця, які працюють на концентрованому сонячному випромінюванні.

Неорієнтовані плоскі модулі використовують повний потік падаючого сонячного випромінювання (пряму і розсіяну складові), а сліdkуючі за Сонцем модулі з концентратором – тільки пряму складову, частка якої в повному потоці залежить від кліматичних умов і коливається в межах від 90 % в ясні сонячні дні до 0 при суцільній хмарності, що накладає відповідні обмеження на можливі місця розміщення ФЕУ.

Сонячні плоскі фотоелементи. Явище фотоефекту відкрив французький фізик Беккерель у 1839 р., одержавши потік електронів при освітленні сонячним світлом пластини оксиду міді. Винахід був широко впроваджений у життя після відкриття напівпровідників. Як світлочутливу зону фотоелементів використовують селен (Se), кристалічний кремній (Si), аморфний кремній (SiGe) та інші речовини. Фотоефект має місце, коли фотон (світловий промінь) падає на елемент із двох матеріалів із різним типом електричної провідності (дірковою чи електронною). Потрапивши в такий матеріал, фотон вибиває електрон з його осередку, утворивши вільний негативний заряд і «дірку». У результаті рівновага так званого «р-п» переходу порушується, і в ланцюзі виникає електричний струм. Будову кремнієвого

фотоелемента показано на рис. 3.8. Найближчими «родичами» сонячних фотоелементів є транзистори, світлодіоди та інші електронні пристрої

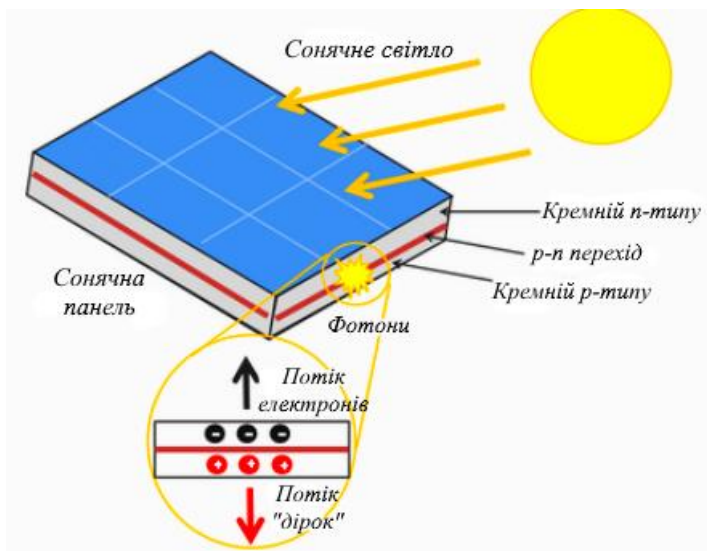


Рис. 3.8. Структурна схема кремнієвого фотоелемента

Кремнієві фотоелементи бувають двох видів:

- монокристалічні;
- полікристалічні.

Різниця між цими матеріалами полягає у специфіці одержання початкових кремнієвих заготовок при їхньому вирощуванні з розплавів. Монокристалічна заготовка більш однорідна, але й більш дорога. Полікристалічна – менш однорідна, але має меншу вартість, що може бути вирішальним фактором, коли мова йде про виготовлення фотоелементів. Теоретична ефективність кремнієвих елементів становить приблизно 28 %, а практична – від 14 до 16 %.

За допомогою послідовно-паралельних електричних з'єднань сонячні елементи з'єднують у сонячну (фотоелектричну) батарею в герметичному корпусі. Потужність сонячних батарей, що серійно випускаються промисловістю, становить 50-200 Вт. На сонячних фотоелектричних станціях сонячні батареї використовуються для утворення фотоелектричних генераторів. На рис. 3.9 зображено

структурну схему мережевої сонячної станції. Термін служби такої станції 20-30 років, експлуатаційні витрати є мінімальними.

Сонячні фотоелектричні станції використовуються для живлення водопідйомних насосів, телекомунікаційних систем. катодного захисту трубопроводів, у домашньому господарстві, вуличного освітлення тощо.

Сонячні концентруючі фотоелементи. Система концентрації сонячної енергії складається безпосередньо з концентраторів і системи спостереження за Сонцем, оскільки концентруючі фотоелементи сприймають тільки пряме сонячне випромінювання.

З підвищенням рівня концентрації сонячного випромінювання пропорційно збільшується густина генерованого в сонячному елементі фотоструму, тому є потреба в спеціальних сонячних елементах із малими втратами енергії при великих струмах. Через зростання теплового навантаження на сонячні елементи необхідне створення ефективної системи охолодження сонячних елементів.

Сьогодні базою для створення концентрованих сонячних елементів є кремній. Сонячні елементи на основі кремнію можуть працювати в концентрованому сонячному потоці з виробництвом значних струмів при максимальному зниження втрат енергії на електричних опорах.

Отримали розповсюдження параболо-циліндричні концентратори (рис. 3.10), що входять до складу фотоелектричної установки. Параболо-циліндричний концентратор виконаний з великої кількості плоских відбивних дзеркал, які направляють сонячне випромінювання на вторинний розподільник – гомогенізатор сонячного потоку.

Практика показує, що в разі використання відбивачів значної площі треба вирішити декілька дуже суттєвих питань, а саме:

- захист поверхні відбивних покриттів від дії доквілля;
- організація ефективного тепловідводу від поверхні сонячних елементів;
- створення спеціальних вторинних оптичних пристроїв для рівномірного розподілу світлового потоку по поверхні сонячної батареї;
- врахування вітрового та механічного навантаження, зумовлених значними габаритами модуля.

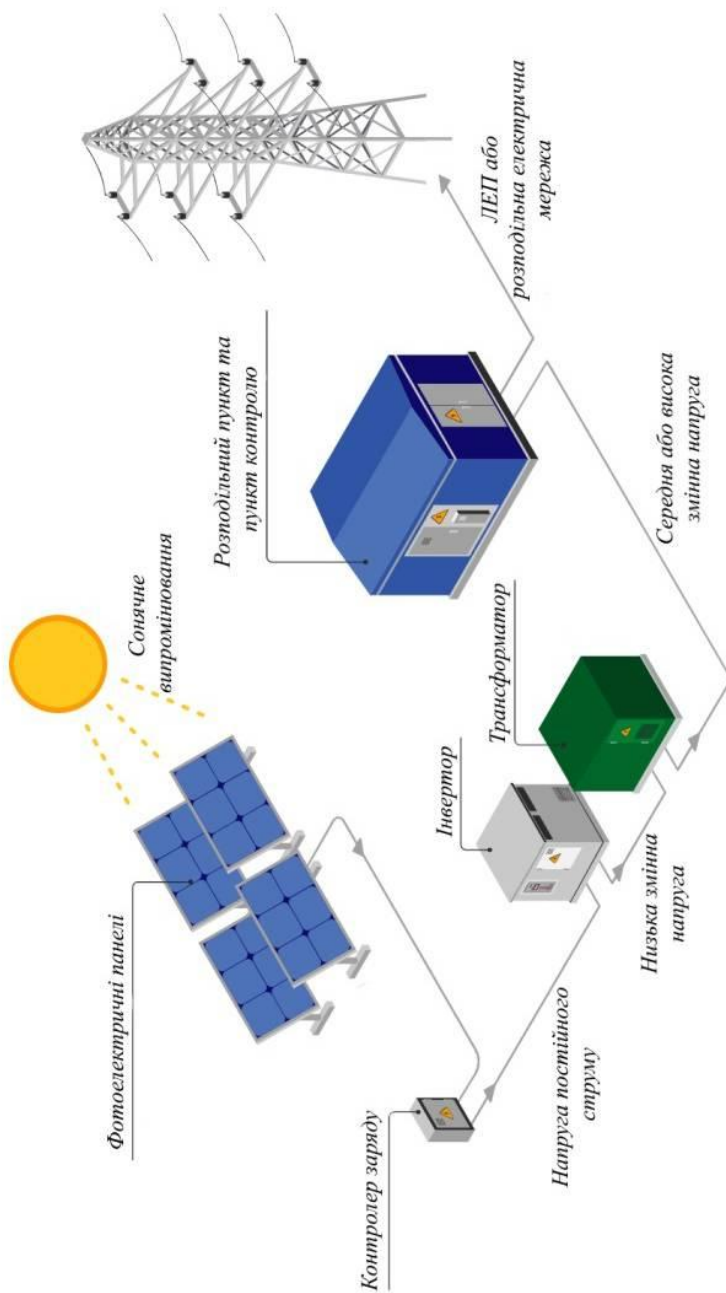


Рис. 3.9. Структурна схема сонячної станції

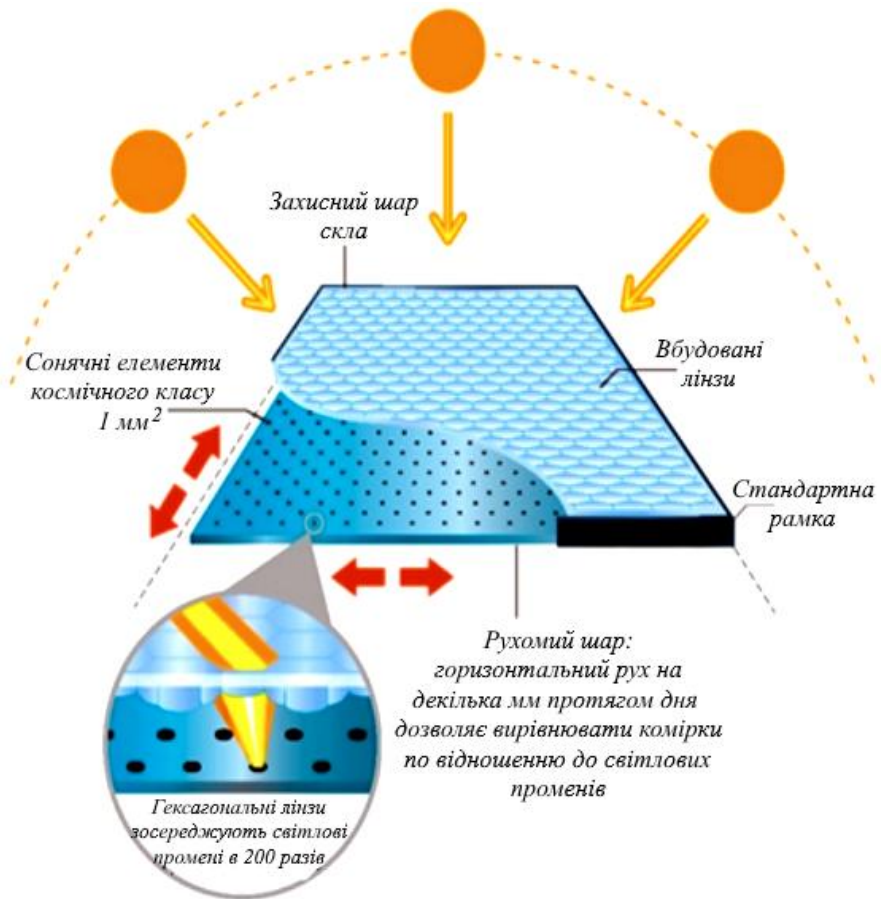


Рис. 3.10. Структурна схема фотоелектричної панелі з параболічно-циліндричним концентратором

Для зниження розмірів установки і спрощення її конструкції як концентруючі елементи доцільно використовувати лінзи Френеля (рис. 3.11). Концентрацію в декілька десятків разів можна створити лінійними лінзами Френеля, які фокусують паралельний потік випромінювання в лінію. Ці лінзи виготовляють із скла, а також із різних прозорих полімерних матеріалів (полістирол, полікарбонат, поліметилакрилат, сополімер стиролу з акрилом тощо).

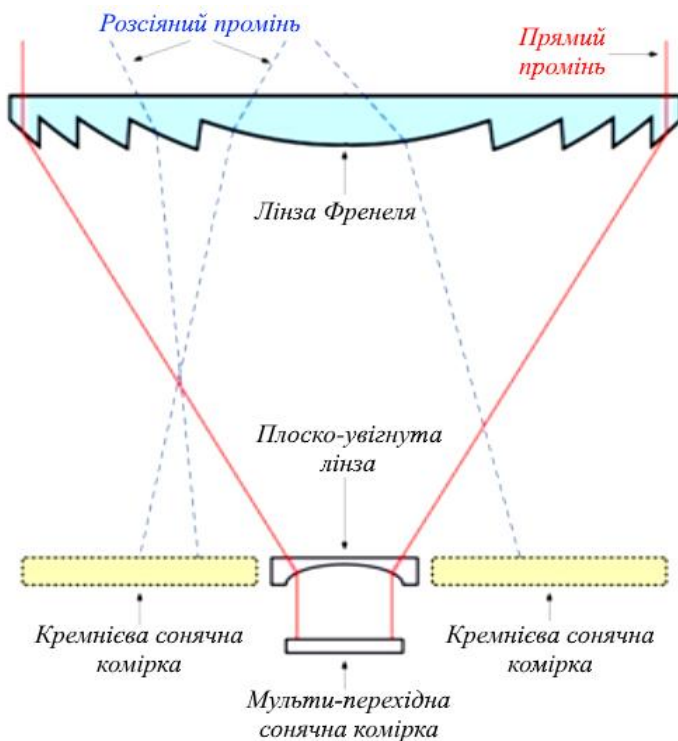


Рис. 3.11. Схема роботи лінз Френеля

3.5. Виробництво електроенергії за допомогою сонячних електростанцій

За способом підключення до електричної мережі розрізняють автономні, мережеві та гібридні сонячні фотоелектричні станції.

Автономна сонячна електростанція (АСЕ) не пов'язана фізично із загальною електромережею, та призначена для забезпечення електроенергією як житлових, так і комерційних об'єктів які не підключені до загальної електромережі. Таким чином, основна перевага АСЕ полягає в незалежності від загальної мережі електропостачання.

Блок схема такої станції показана на рис. 3.12. Електрообладнання АСЕ включає в себе: фото батарею, акумуляторну батарею, інвертор та контролер заряду-розряду.

Основною ланкою контролера, є перетворювач постійної напруги (ППН), знижувального або підвищувального типу, який узгоджує вихідну напругу фотобатареї з напругою навантаження. Навантаження АСЕ – споживачі електроенергії.

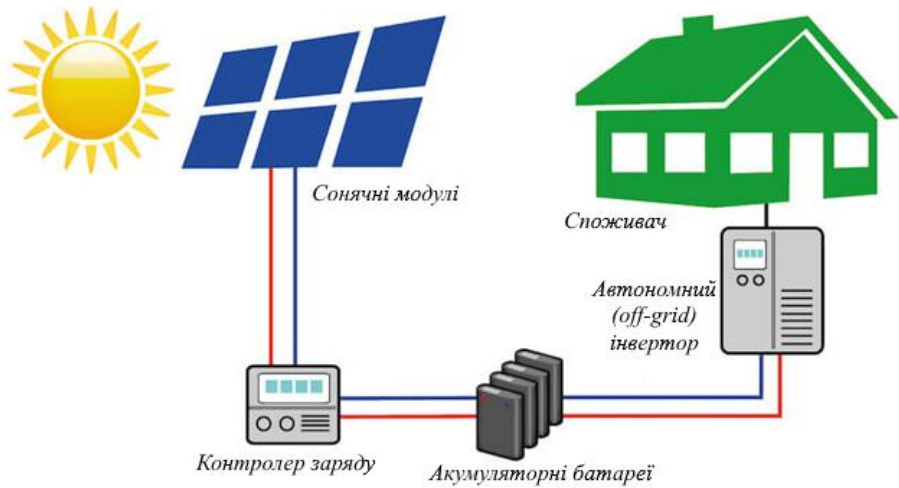


Рис. 3.12. Блок схема автономної сонячної електростанції

В АСЕ присутні накопичувачі електричної енергії – акумуляторні батареї (АКБ), які використовуються для акумулювання електричної енергії в нічний час або дизель-генераторні установки, які забезпечують безперебійну роботу АСЕ.

Сонячна батарея – це комбінація з'єднаних між собою сонячних панелей. Сонячні панелі перетворюють сонячне випромінювання в постійний електричний струм. Термін служби сонячних панелей складає близько 20 років.

Акумуляторна батарея дозволяє накопичувати електричну енергію постійного струму для використання її в періоди відсутності сонячного випромінювання (ніч) або похмуру погоду. Термін служби акумуляторів залежить від режиму їх експлуатації, і складає від 1 до 5 років.

Для автономних сонячних електростанцій необхідно застосовувати спеціальні акумулятори, конструкцією яких

передбачені багаторазові цикли відносно рівномірних розрядів та зарядів.

При виборі акумуляторів одним із параметрів є *ємність акумуляторної батареї* C_{AB} , вимірюється в ампер-годинах ($A \cdot год$). Наприклад, ємність акумуляторної батареї $100 A \cdot год$ означає, що батарея може до повного розряду видавати струм $1 A$ протягом 100 години, або $2 A$ протягом 50 годин тощо. Енергія, що накопичена в акумуляторній батареї, визначається як добуток напруги та ємності:

$$W_{AB} = U_{AB} \cdot C_{AB} = 100 \cdot 12 = 1200 \text{ Вт} \cdot \text{год}$$

Дві акумуляторні батареї ємністю по $100 A \cdot год$ і номінальною напругою $12 В$ при послідовному з'єднанні дадуть $100 A \cdot год$ і $24 В$ (додаються напруги), а при паралельному $200 A \cdot год$ і $12 В$ (додаються струми).

При використанні акумуляторних батарей необхідно також слідкувати за правильним їх зарядом і розрядом. Не можна розряджати батарею на всі 100 %, особливо це небезпечно для кислотно-свинцевих акумуляторів. Максимальну частку від повного заряду акумулятора, на яку його можна розряджати, називають *допустимою глибиною розряду*. Більшість акумуляторних батарей, які використовуються для автономних сонячних електростанцій, мають допустиму глибину розряду від 50 % до 80 %. Термін служби акумуляторної батареї при її експлуатації напряму залежить від глибини розряду. Наприклад, якщо при експлуатації акумуляторної батареї щоденно допускати розрядку до 50 %, то вона може прослужити вдвічі довше, у порівнянні з розрядкою до 80 %.

В фотоенергетиці застосовують кислотно-свинцеві, лужні та гелеві батареї.

Режим роботи акумуляторних батарей не допускає як глибокого розряду, так і перезаряду. При перезаряді відбувається кипіння електроліту та перегрівання батареї. Для запобігання цим процесам використовуються спеціальні електронні пристрої:

- *контролери заряду*, які відключають акумулятор від джерела енергії при досягненні стану заряду 100 %, стан заряду контролюється по рівню напруги на акумуляторі;

- *контролери розряду*, які відключають акумулятор від навантаження при досягненні стану розряду заданого значення, стан розряду теж контролюється по рівню напруги на акумуляторі.

Енергія сонячної та акумуляторної батареї може напряму споживатися лише електричними приладами, які розраховані на відповідну напругу і роботу при постійному струмові. Однак більшість електроустановок розраховані на роботу при змінному струмові частотою 50 Гц і напругою 220 В (однофазні) або 380 В (трифазні). Для перетворення постійного струму в змінний використовується *інвертор*. Інвертор використовується або для живлення окремих споживачів змінного струму, або також для приєднання сонячних панелей до електричних мереж.

В залежності від вихідної характеристики напруги розрізняють інвертори, які мають форму вихідної напруги у вигляді прямокутника чи трапеції («псевдо синус») або синусоїди («чистий синус»). Щоб наблизити форму кривої до синусоїди, необхідно в склад інвертора включити додаткові елементи, тому інвертори із «чистим синусом» дорожчі. Для невеликих споживачів до 1 кВт застосовують в основному інвертори з формою напруги у вигляді трикутника. Для споживачів потужністю понад 1 кВт застосовують інвертори, які перетворюють напругу виключно в синусоїдальну форму потрібної частоти. Перевагою інверторів з прямокутною та трапецеїдальною формою напруги є простота будови і відносна дешевизна. Від таких інверторів можна живити лампи розжарювання, нагрівальні прилади, електронні прилади із власним блоком живлення (телефон, ноутбук тощо).

Інвертори можуть бути *автономні* та *мережеві*. Останні можуть видавати енергію в мережу лише при наявності в ній напруги.

До *переваг автономних сонячних електростанцій* слід віднести:

- власна безкоштовна електроенергія, не прив'язана до тарифів; не вимагають палива, екологічно чисті;
- не потребують підведення загальної електромережі, що важливо для живлення споживачів у важкодоступних місцевостях.

До *недоліків автономних сонячних електростанцій* відносять:

- високу вартість;
- можливе обмеження кількості пристроїв, які можна запускати одночасно (в залежності від типу автономного інвертора);

- потребує допоміжних накопичувачів електроенергії: АКБ, дизель-генераторні установки для забезпечення безперебійної роботи;

- використання АКБ потребує технічного обслуговування;

- використання АКБ обмежує запас енергії, що призводить до зменшення терміну служби АСЕ та значно збільшує її вартість.

Мережева сонячна електростанція (рис. 3.13) призначена для часткового електропостачання споживачів або виробництва енергії за зеленим тарифом. Такі станції зазвичай мають велику встановлену потужність від сотень кВт до десятків МВт. Оскільки видача енергії сонячними батареями відбувається безпосередньо в електричну мережу енергосистеми, то потреби в акумуляторних батареях і контролерах заряду немає.

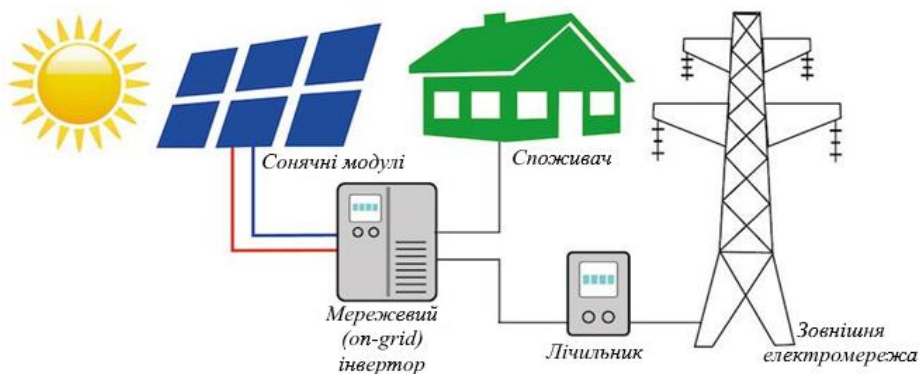


Рис. 3.13. Блок-схема мережевої сонячної електростанції

Основними елементами такої сонячної системи є: фотопанелі та мережевий інвертор. Фотопанелі безпосередньо підключаються до інвертора, який перетворює постійний струм в змінний для генерації електроенергії в мережу. Підключення інвертора до загальної мережі виконується через розподільний пункт.

Обов'язковою умовою генерації електроенергії в мережу є наявність в ній напруги.

Загалом, такий тип сонячної електростанції більш доцільний для підприємств, які працюють протягом дня, ніж для житлових

будинків. Оскільки більшість людей працюють протягом дня і не використовують сонячну енергію, що генерується електростанцією.

До переваг мережевих сонячних електростанцій слід віднести:

- термін окупності такої станції становить 4-6 років;
- надійність;
- не вимагає регулярного обслуговування, тільки технічне обслуговування (профілактичний огляд електрообладнання);
- менша ціна порівняно з автономними і гібридними станціями.

До недоліків мережевих сонячних електростанцій відносять:

- високі початкові інвестиції;
- залежність від загальної електромережі, не працює при відсутності напруги в мережі.

Гібридні сонячні електростанції (рис. 3.14) поєднують в собі плюси мережевих і автономних електростанцій. Їх можна назвати автономними сонячними електростанціями з резервним живленням від мережі або мережеві сонячні електростанції з додатковим акумулятором. При використанні гібридної СЕС необхідна ємність акумулятора набагато менша порівняно з ємністю автономної електростанції. Гібридні СЕС генерують енергію так само, як і мережеві СЕС, але запасують електроенергію в акумуляторах для подальшого використання у вечірній або нічний час.

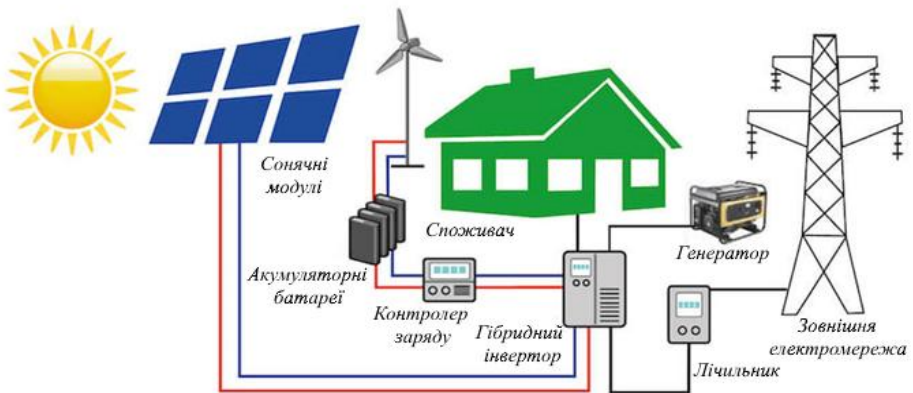


Рис. 3.14. Блок-схема гібридної сонячної електростанції

Традиційно термін «гібридні» відноситься до двох джерел енергії, таким як вітер і сонячна енергія. Цей вид електростанцій вимагає наявності мережі змінного струму, яка використовується при розрядці акумуляторів, щоб не відбувалося перерви у електропостачанні споживачів. Система автоматики, дозволяє об'єкту за відсутності сонця і при повній розрядці акумуляторів, переключити живлення на електромережу.

Заряд АКБ від сонячних батарей у гібридній сонячній станції здійснюється за допомогою контролера заряду, який може бути як вбудованим в гібридний інвертор, так і окремим блоком.

Гібридний інвертор – це багатофункціональний прилад, який має багато налаштувань. Гібридний інвертор відслідковує потоки споживання електроенергії та віддачу (продаж) енергії у зовнішню електромережу та скеровує надлишок, отриманий від сонячних панелей, на зберігання енергії в АКБ. Він може працювати в режимі мережевого інвертора (віддавати вироблену панелями електроенергію у зовнішню мережу) або в режимі автономного інвертора (віддавати вироблену панелями електроенергію у внутрішньобудинкову мережу).

Останні моделі гібридних інверторів поєднують в собі функції мережевого інвертора з вбудованим контролером пошуку точки максимальної потужності (MPPT контролером) і джерела безперебійного живлення. Двонаправлений інтелектуальний лічильник використовується для збору даних та зв'язку. За його показниками контролер інвертора керує процесом заряду/розряду акумуляторної батареї. Двонаправлений лічильник веде паралельний облік: облік спожитої енергії і облік енергії, яка йде на продаж в загальну мережу. За показниками даного типу лічильника визначається сума виплат за «зеленим» тарифом.

До переваг гібридних сонячних електростанцій слід віднести:

- можливість роботи при відсутності електроенергії в мережі (служить джерелом резервного живлення в разі відключення електромережі або в похмуру погоду);
- гнучке налаштування пріоритетів джерел живлення;
- можливість живлення від мережі при недостатній інсоляції;
- більш надійна в порівнянні з АСЕ;

- менший порівняно із АСЕ термін окупності завдяки меншій кількості АКБ;

- дозволяє продавати надлишки електроенергії в мережу за «зеленим» тарифом.

До недоліків гібридних сонячних електростанцій відносять:

- високі початкові інвестиції;
- більший термін окупності порівняно з мережевими станціями;
- потреба у технічному обслуговуванні АКБ;
- можливе обмеження кількості пристроїв, які можна запускати одночасно (в залежності від типу гібридного інвертора).

РОЗДІЛ 4

ГІДРОЕНЕРГЕТИКА

4.1. Загальна характеристика гідроенергетики

Гідроенергетика – це галузь енергетики, що використовує енергію потоку води.

Гідроенергетика є одним із найбільш поширених джерел відновлюваної енергетики. На сьогоднішній день, кількість електроенергії, яка виробляється гідротурбінами у світі становить 20 %, причому цей відсоток постійно зростає.

Розрізняють такі гідроенергетичні ресурси: *потенціальні, технічно можливі* для використання на даному рівні розвитку науки і техніки, а також *економічно доцільні* для використання.

Потенціальні гідроенергетичні ресурси України складають 44,7 млрд. кВт·год/р. З цієї кількості на технічно можливі для використання гідроресурси припадає 21,5 млрд. кВт·год/р (з них 46 % – на басейн Дніпра, по 20 % – на басейни Дністра і Тиси, 14 % – на всі інші річки країни). Економічно доцільні для використання гідроенергетичні ресурси становлять 16 млрд. кВт·год/р, які припадають на: басейн Дніпра – 9,8 млрд. кВт·год/р; басейн Тиси – 3,5 млрд. кВт·год/р; басейн Дністра – 2,7 млрд. кВт·год/р.

Потужність всіх світових гідроелектростанцій (ГЕС) на 1980 р. складала близько 0,5 ТВт. Більшість електростанцій має потужність понад 10 МВт. ГЕС відносяться до структур, які працюють довговічно (зношуваність турбін складає більше 50 років), економічно (низька вартість електроенергії), продуктивно (ККД гідротурбіни сягає 90%), легко піддається регулюванню електроенергія, що виробляється.

Однак є певні проблеми з експлуатацією ГЕС:

- замулювання дамб;
- корозія гідротурбін;
- значні капітальні витрати на будівництво.

Принцип використання енергії води. Якщо V – об'єм води, що падає на лопаті турбіни за одиницю часу; ρ – густина води, то

добуток $\rho \cdot V$ визначить масу падаючої води. Приріст за одиницю часу потенціальної енергії падаючої води складає:

$$E_0 = \rho V g H, \quad (4.1)$$

де g – прискорення вільного падіння;

H – висота падіння води.

Ця енергія води перетворюється в енергію механічну, а потім в електричну. Вираз (4.1) визначає максимальну потужність необхідного енергетичного обладнання. Для досягнення такої потужності потрібно мати досить високу витрату V і якомога більшу висоту падіння води H . Також бажано, щоб був високий річний рівень опадів (не менше 40 см), і споруджено водосховище. Останнє вимагає фінансових затрат на спорудження дамби, водоводів (до турбін) та ін.

4.2. Принцип роботи та класифікація ГЕС

Принцип роботи ГЕС досить простий. Ланцюг гідротехнічних споруд забезпечує необхідний напір води, що надходить на лопаті гідротурбіни та обертає її. Гідротурбіна в свою чергу приводить в дію електрогенератори, що виробляють електроенергію (рис. 4.1).

Необхідний напір води утворюється за допомогою будівництва греблі і, як наслідок, концентрації води річки в певному місці, або деривації – відводу води від русла по каналу. У деяких випадках для отримання необхідного напору води використовують спільно і греблю, і деривацію.

Безпосередньо в самій будівлі гідроелектростанції розташовується все енергетичне обладнання. Залежно від призначення, воно має свій певний поділ. У машинному залі розташовані гідроагрегати, які безпосередньо перетворюють енергію потоку води в електричну енергію. Є ще додаткове обладнання, пристрої керування та контролю над роботою ГЕС, трансформаторна підстанція, розподільні пристрої тощо.

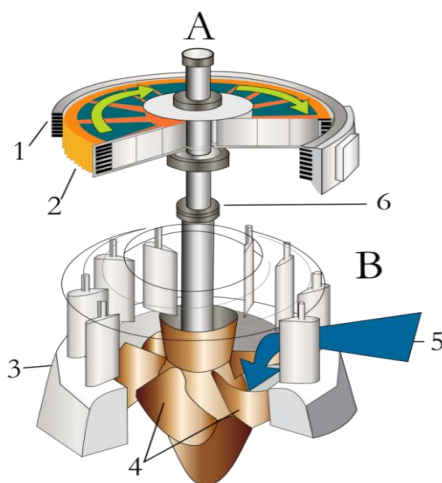


Рис. 4.1. Гідравлічна турбіна та електрогенератор ГЕС в розрізі
А – генератор; В – турбіна; 1 – статор; 2 – ротор; 3 – направляючий апарат (поворотний затвор); 4 – лопаті турбіни; 5 – потік води; 6 – вал гідрогенератора

ГЕС підрозділяють за встановленою потужністю на:

- потужні – більше 1000 МВт;
- середньої потужності – від 30 до 1000 МВт;
- малої потужності – менше 30 МВт.

Потужність ГЕС безпосередньо залежить від напору води, а також від ККД використовуваного гідрогенератора. Через те, що за природними законами рівень води постійно змінюється, в залежності від сезону, а також ще з низки причин, в якості вираження потужності гідроелектричної станції прийнято брати циклічну потужність. Наприклад, розрізняють річний, місячний, тижневий або добовий цикли роботи гідроелектростанції.

Гідроелектростанції також поділяються залежно від максимального використання напору води (рис. 4.2):

- високо напірні, напір понад 60 м;
- середньо напірні, напір 25-60 м;
- низьконапірні, напір 3-25 м.

ГЕС також розділяються в залежності від принципу використання природних ресурсів, і, відповідно, концентрації води, що утворюється (рис. 4.3).

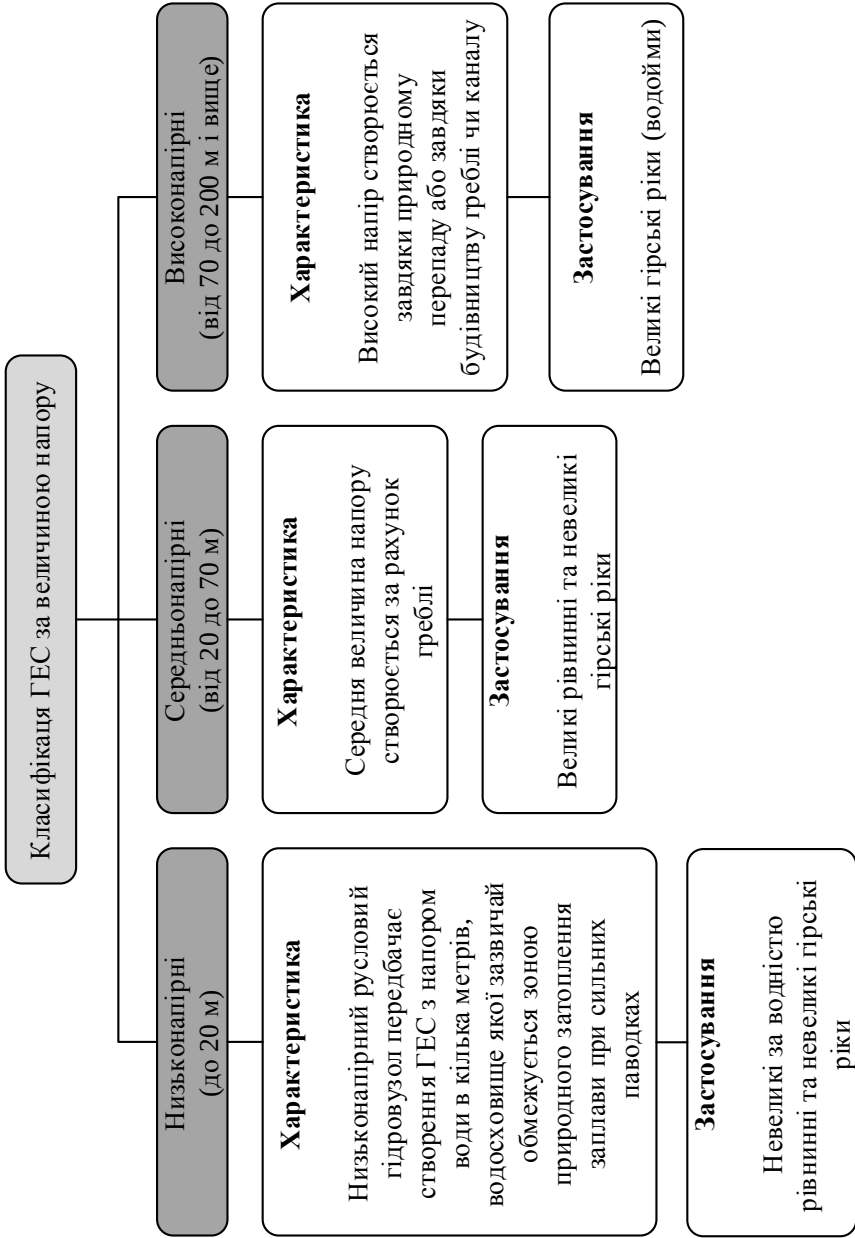


Рис. 4.2. Класифікація ГЕС за величиною напіру

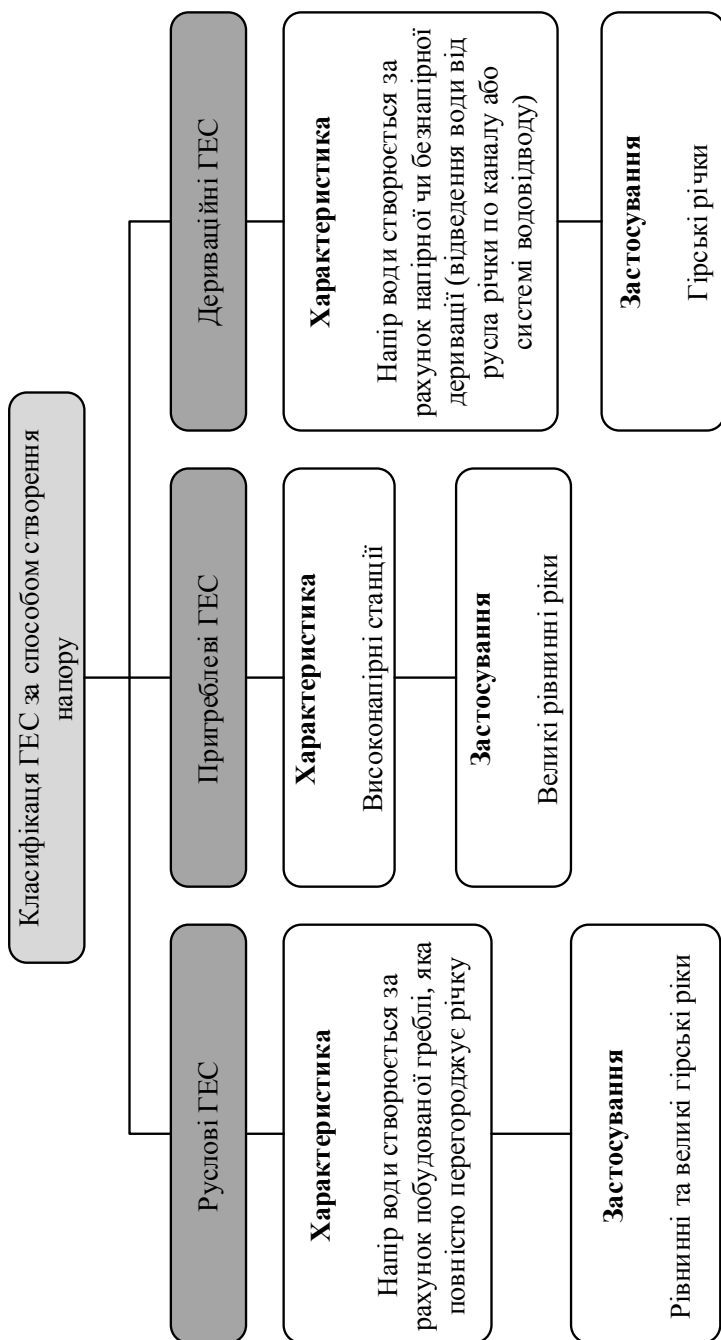


Рис. 4.3. Класифікація ГЕС за способом створення напору

Тут можна виділити наступні види ГЕС:

- руслові;
- пригреблеві;
- дериваційні;
- гідроакумуючі.

Руслові ГЕС (рис. 4.4) – це зазвичай низьконапірні станції, де напір води створюється безпосередньо за рахунок побудованої греблі, яка повністю перегороджує річку і піднімає воду на потрібний рівень. Будівля ГЕС входить до складу греблі і безпосередньо приймає напір води. Інколи це єдина споруда, що здатна пропускати воду, оскільки в греблі не передбачені інші спеціальні водоспускні отвори чи шлюзи. Такі гідрооб'єкти будують на повноводних рівнинних річках та гірських річках, у місцях, де є вузьке русло з високими берегами.

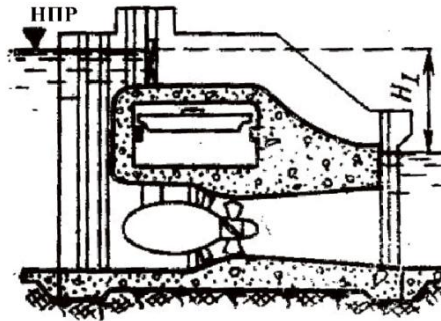


Рис. 4.4. Конструкція руслової ГЕС

Пригреблеві ГЕС (рис. 4.5) – високонапірні станції, в яких будівля ГЕС розташована за греблею, в її нижній частині. Вода до турбін станції подається через спеціальні напірні лотки чи тунелі, а не безпосередньо як в руслових. Висота греблі в цьому випадку значно вища, ніж у руслових ГЕС, інколи це може бути і дві греблі. Обмежувальним чинником висоти греблі і водночас потужності таких ГЕС є площа затоплення і підтоплення навколишніх земель (не тільки прилеглих).

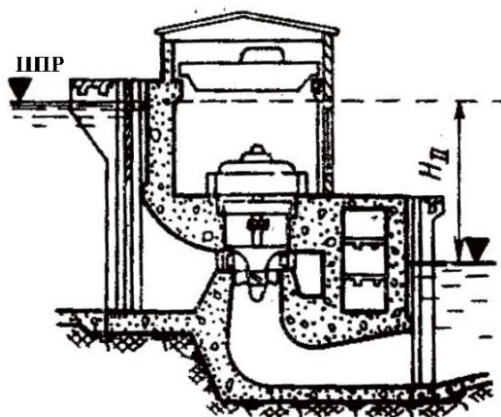


Рис. 4.5. Конструкція пригреблевої ГЕС

Дериваційні ГЕС (рис. 4.6) – станції, напір води для яких створюється за рахунок напірної чи безнапірної деривації. Під деривацією у гідротехніці розуміють сукупність гідротехнічних споруд, що відводять воду з річки, водосховища або іншої водойми і підводять її до відповідних гідротехнічних споруд.



Рис. 4.6. Конструкція дериваційної ГЕС

Розрізняють такі типи дериваційних споруд – *безнапірні* (канал, тунель, лоток) і *напірні* (трубопровід, напірний тунель).

Напірний тип застосовується в тому разі, якщо є істотні (більше кількох метрів) сезонні або тимчасові коливання рівня води в місці її забору. Воду трубою, каналом чи лотком відводять з русла на певну відстань до споруди ГЕС, яка розташована нижче за течією. Такі станції доцільно будувати у тих місцях (переважно гірських), де великий нахил річки. У випадку напірної деривації водовід прокладається під великим нахилом, або ж будується гребля, яка створює водосховище – змішана деривація, бо використовує два способи створення необхідної концентрації води.

Дериваційні ГЕС застосовуються при широкому діапазоні напорів, починаючи від декількох метрів на малих ГЕС і до 2000 м (ГЕС Райссек в Австрії має напір 1767 м), і будуються переважно в передгірних і гірських районах.

4.3. Конструкції гідравлічних турбін ГЕС

Перетворення енергії води в електроенергію здійснюється за допомогою агрегатів, до складу яких входить гідравлічна турбіна і електричний генератор.

Гідравлічна турбіна – це турбомашина, у якій енергія потоку води використовується для обертання ротора або робочого колеса.

На гідроспорудах встановлюються два основні типи турбін:

- *реактивні водяні турбіни;*
- *імпульсні водяні турбіни.*

Реактивні водяні турбіни повністю занурені у воду і працюють за рахунок тиску та кінетичної енергії води.

Розрізняють наступні види *реактивних водяних турбін*:

- *радіально-осьові (турбіна Френсіса);*
- *поворотно-лопатеві (турбіна Каплана);*
- *турбіни Горлова.*

У робочому колесі *радіально-осьової турбіни* (рис. 4.7) потік води рухається спочатку радіально (до центру), а потім в осьовому напрямку (до виходу). Турбіна запропонована американським гідротехніком Джеймсом Френсісом у 1847 р. Радіально-осьові турбіни мають найоптимальніший ККД зі всіх гідротурбін.

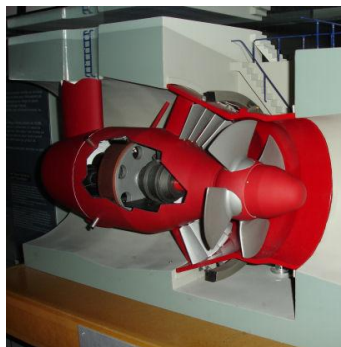


Рис. 4.7. Видгляд радіально-осьової турбіни (турбіни Френсіса) з генератором

Лопаті *поворотно-лопатевої турбіни* (рис. 4.8) обертаються навколо своєї осі. Вісь турбіни може бути як вертикальною, так і горизонтальною. Турбіна запатентована в 1920 році австрійським інженером Віктором Капланом.



а)



б)

Рис. 4.8. Видгляд поворотно-лопатевої турбіни (турбіни Каплана) з вертикальною (а) та горизонтальною (б) віссю

Турбіни Горлова (рис. 4.9) – це гелікоїдна водяна турбіна з вертикальною віссю американського вченого Олександра Горлова, є модифікацією турбіни Дар'є.

Реактивні типи турбін ефективно працюють при малому і середньому напорах води.



Рис. 4.9. Вигляд турбіни Горлова

Імпульсні водяні турбіни лише частково занурені у воду. Вони поділяються на:

- ковшові (струминно-ковшові, турбіни Пелтона) (рис. 4.10). Патент на ковшову турбіну був виданий американському інженеру А. Пелтону в 1889 р.;



Рис. 4.10. Вигляд ковшової турбіни (турбіни Пелтона)

- турбіни Турго (рис. 4.11);



Рис. 4.11. Вигляд турбіни Турго

- турбіни Банки (рис. 4.12) встановлюють впоперек водного потоку.

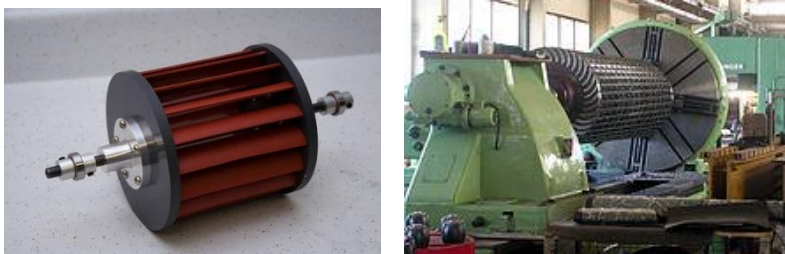


Рис. 4.12. Вигляд турбіни Банки

Імпульсні турбіни найкраще працюють при високих напорах води. Діапазон роботи вище представлених реактивних і імпульсних турбін представлено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1. Характеристики турбін

Назва турбіни	Діапазон роботи при напорі, м
Турбіна Каплана	$2 < H < 40$
Турбіна Френсіса	$10 < H < 350$
Турбіна Пелтона	$50 < H < 1300$
Турбіна Турго	$50 < H < 250$

Вибір турбіни як правило залежить від величини напору H і значно менше від витрати води Q . Турбіни Каплана застосовуються у широкому діапазоні значень H і Q . Малі турбіни (до 10 МВт) зазвичай розміщують горизонтально, а великі турбіни Френсіса і Каплана мають вертикальне розміщення. На рис. 4.13 представлено графіки діапазонів роботи різних типів гідротурбін.

Основними параметрами гідравлічних турбін є: *індикаторна потужність* N_t (на лопатках турбіни) та *ефективна потужність* N_{ef} (на валу турбіни); *коефіцієнт швидкохідності* ξ ; *кутова швидкість обертання колеса* ω ; *коефіцієнт корисної дії* η_t ; *продуктивність (витрата води)* Q ; *діаметр робочого колеса* D .

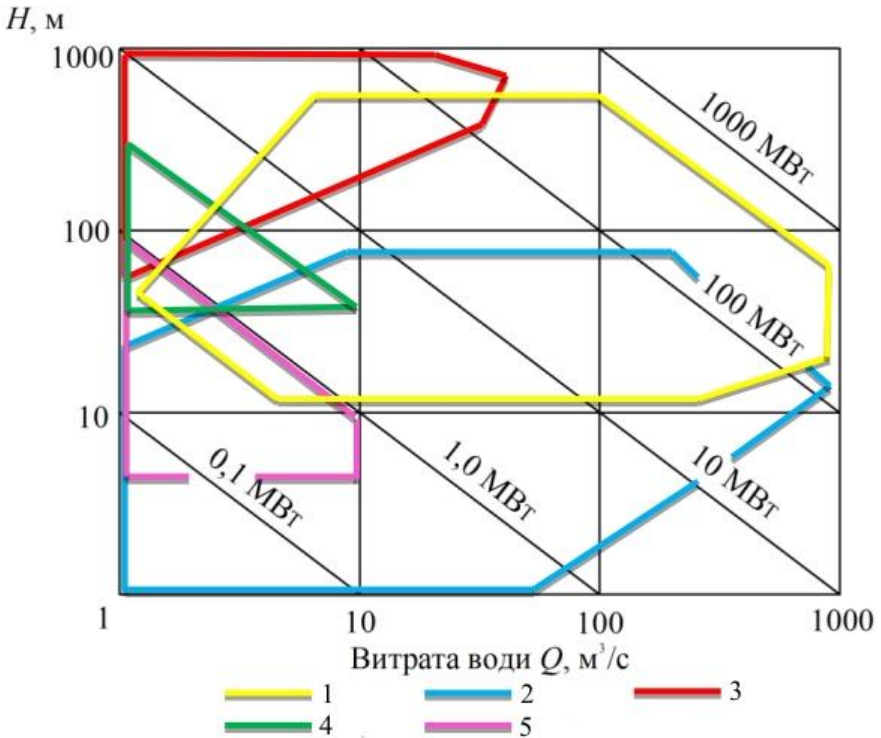


Рис. 4.13. Діапазони роботи гідротурбін

1 – турбіна Френсіса, 2 – турбіна Каплана,
3 – турбіна Пелтона, 4 – турбіна Турго, 5 – турбіна Банки

Індикативна потужність турбіни (на лопатках гідротурбіни) визначається за виразом:

$$N_t = 9,8 \cdot \rho_v \cdot Q \cdot H, \text{ Вт} \quad (4.2)$$

де H – напір води, м;

Q – об'ємна витрата води, $\text{м}^3/\text{с}$;

$\rho_v = 1000 \text{ кг}/\text{м}^3$ – густина води.

Ефективна потужність турбіни (на валу гідротурбіни):

$$N_{\text{еф}} = N_t \cdot \eta_t, \text{ Вт} \quad (4.3)$$

Кутова швидкість обертання колеса турбіни визначається:

$$\omega = \frac{\xi \cdot \rho_v^{0,5} (g \cdot H)^{1,25}}{(N_T)^{0,5}}, \text{ рад / с} \quad (4.4)$$

де ξ – коефіцієнт швидкохідності.

Діаметр робочого колеса можна визначити із співвідношення:

$$D = 2W_{\text{п.п.}} / \omega, \text{ м/с.} \quad (4.5)$$

де $W_{\text{п.п.}}$ – швидкість падаючого потоку, м/с.

Залежність між швидкістю падаючого потоку і напором визначають за виразом:

$$W_{\text{п.п.}} = \sqrt{2gH}, \text{ м/с.} \quad (4.6)$$

Між кутовою швидкістю обертання колеса турбіни і напором потоку води існує залежність, що виражається формулою:

$$\frac{\omega_2}{\omega_1} = \left(\frac{H_2}{H_1} \right)^{1,25}. \quad (4.7)$$

4.4. Мала гідроенергетика

В Україні застосовують малі- та мікрогідроелектричні агрегати для автономних і малопотужних споживачів. Такі агрегати, встановлені на малих річках із мінімальними капітальними затратами на будівельні та монтажні роботи, дозволяють використати значний потенціал виробництва найдешевшої електроенергії. Одночасно спорудження малих гребель і загат для гідроенергоагрегатів дозволяє створити значні запаси води у верхів'ї річок з метою водорегулювання протягом року.

4.4.1. Мікро-ГЕС. Для індивідуальних автономних споживачів випускаються мікро-ГЕС різних типорозмірів (табл. 4.2).

Таблиця 4.2. Характеристики мікро-ГЕС

Параметри	Групи типорозмірів мікро-ГЕС			
	I	II	III	IV
Потужність, кВт	0,25-0,5	1-2	3-4	5-6
Напір, м	2-3,7	5,5-7	10-11,7	12
Витрата, л/с	12-32	40-46	70-72	76-78
Напруга, В	12/220	12/220	220	220/380
Маса, кг	10-35	45-47	70-74	80-85

За сучасних цін на електроенергію собівартість енергії виробленої на мікро-ГЕС в 1,5-2 рази нижча, ніж на вугільних ТЕС.

Для невеликих виробництв і для індивідуальних споживачів, які мають можливості використати наявні у своїх околицях гідроресурси, можна застосовувати традиційну схему мікро-ГЕС, показану на рис. 4.14.

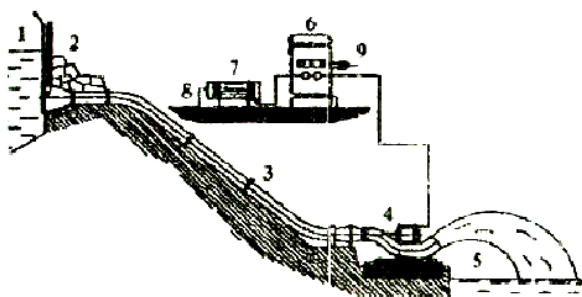


Рис. 4.14. Схема мікро-ГЕС

- 1 – верхній резервуар, 2 – водозабірник, 3 – водопровід, 4 – енергоблок,
 5 – нижній резервуар, 6 – трансформатор, 7 – баластне навантаження;
 8 – заземлення; 9 – лінія електропередачі споживачів

Досвід спорудження мікро-ГЕС у багатьох країнах світу показує їх ефективність не тільки енергетичну, а й у збереженні та відтворенні раніше порушених природних середовищ і екосистем.

4.4.2. Малі-ГЕС. Близько 25 % електроенергії виробленої на ГЕС в Японії, дають малі станції, і вся вона йде на побутові та сільськогосподарські потреби. У Швеції діє 1200 малих ГЕС. У 60-х роках загальна потужність малих ГЕС України становила 65 тис. кВт. Оцінюючи енергетичний потенціал малих і середніх річок України, виявлено можливість побудови понад 2300 малих і середніх ГЕС, які можуть виробити за рік 4 млрд. кВт·год.

При будівництві малих ГЕС (МГЕС) зазвичай використовують напір води, створений природною різницею рівнів води у водяному потоці. Використання енергії швидкості води без створення напору можливо на невеликих гірських річках, які мають великий нахил.

Для створення напору на гірській річці будують греблі (пригреблеві МГЕС), або каналізують її частину (дериваційні МГЕС) (рис. 4.15).

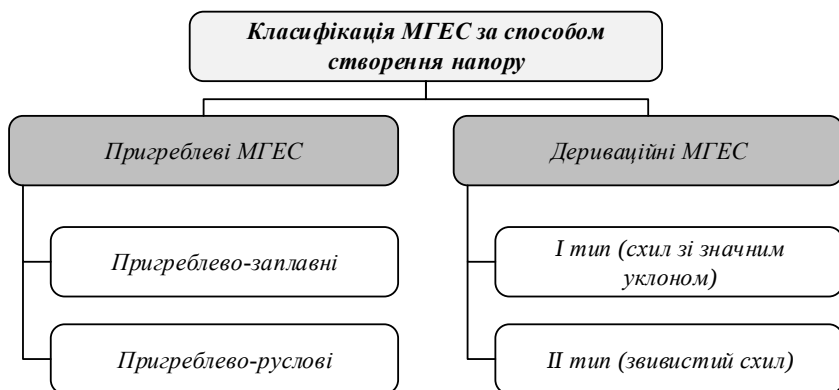


Рис. 4.15. Класифікація МГЕС за способом створення напору

Пригреблеві МГЕС поділяються на *пригреблево-заплавні*, або *заплавні*, і *пригреблево-русові*, або *русові*. При створенні напору у заплавних малих ГЕС водою заливається заплава, в руслових установках напір не виходить за межі русла.

Заплавні гідроелектростанції (рис. 4.16) найчастіше будуються на рівнинних річках із невеликим нахилом та сповільненою течією води. Гребля ГЕС перетинає течію річки і дозволяє підняти рівень води в ній. При цьому вище греблі за течією утворюється водосховище, в якому накопичується вода.



Рис. 4.16. Заплавна МГЕС

На річках зі значною шириною пойми і малих схилах широко розповсюджені *русові гідроелектростанції* (рис. 4.17). При створенні напору тільки в межах русла виключається затоплення прилеглих берегів долини, пойми і населених пунктів. У деяких випадках створення напору в глибокому вузькому руслі діє навіть позитивно на прилеглі ділянки землі, дозволяючи зрошувати лугові землі і пасовища.

Перевагами руслової ГЕС порівняно із заплавною є практична відсутність затоплення і відносно менша вартість споруд. До недоліків можна віднести необхідність зупиняти електростанцію на період проходження паводків, а також обмежені можливості регулювання стоку.



Рис. 4.17. Руслова МГЕС

На рис. 4.18 наведено схему створення напору для дериваційних ГЕС.

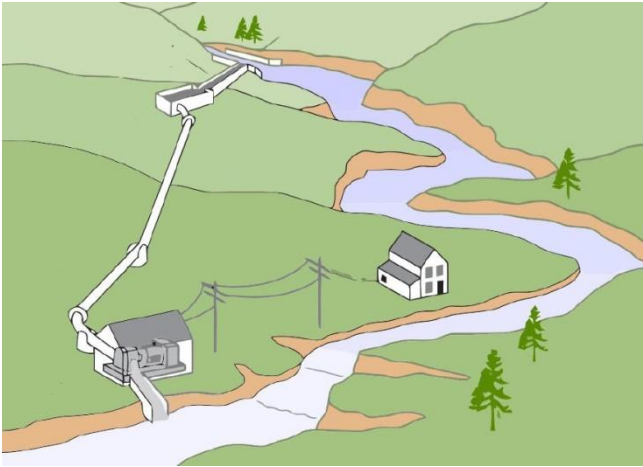


Рис. 4.18. Схема дериваційної МГЕС

Дериваційна схема тим доцільніша, чим більший поздовжній нахил річки. Дериваційні ГЕС існують двох типів. Перший тип являє собою прокладення каналу або тунелю вздовж схилу долини річки, що має значний нахил і велику швидкість течії. В споруді вода буде мати значно меншу швидкість течії, ніж у річці, за рахунок чого утворюється напір.

На річках, що мають звивисту долину, можливий другий тип гідроелектростанцій. Спрямляючи окремі звиви річки каналом, можна також отримати значні напори.

Дериваційні споруди повинні мати розміри, достатні для пропускання такої кількості води, яка необхідна для роботи турбіни, тобто їх розміри є порівняно невеликими.

Дериваційні гідроелектростанції зовсім не мають греблі або мають на початку дериваційних споруд невелику греблю, яка призначена для направлення води в канал чи тунель. Відсутність греблі, а значить, і створюваної греблею водосховища роблять практично неможливим регулювання стоку дериваційними ГЕС. В деяких випадках будують спеціальні басейни регулювання, які розташовують уздовж схилу долини.

Перевагами дериваційної схеми, порівняно з пригреблевою є повна відсутність затоплення та менша вартість будівництва.

Для об'єднання переваг пригреблевих і дериваційних гідроелектростанцій будують змішані (пригреблево-дериваційні) станції (рис. 4.19).

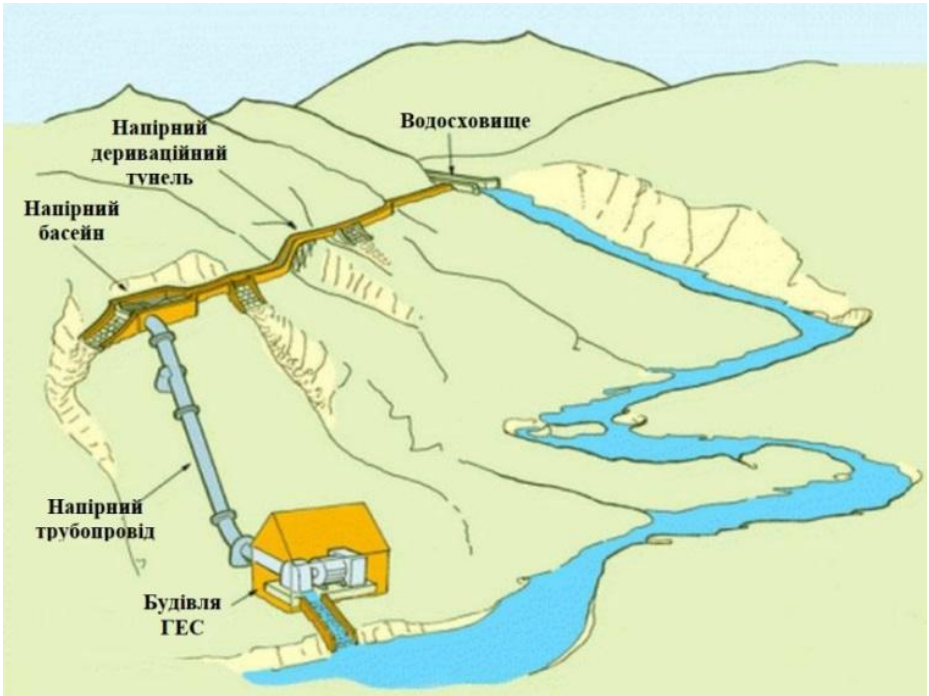


Рис. 4.19. Пригреблево-дериваційна МГЕС

В змішаній ГЕС напір створюється як греблею, так і дериваційними спорудами, що розташовуються нижче греблі. Використання водосховищ у верхів'ях річок або на притоках забезпечить регулювання стоку води.

Інтерес становить руслова дериваційна гідроелектростанція, схему конструкції якої показано на рис. 4.20.

В руслі річки зі значним перепадом висот за течією розташовується занурена в річку труба великого діаметру. Вода, що витікає з труби, падає на турбіну з подальшою генерацією електричної енергії.

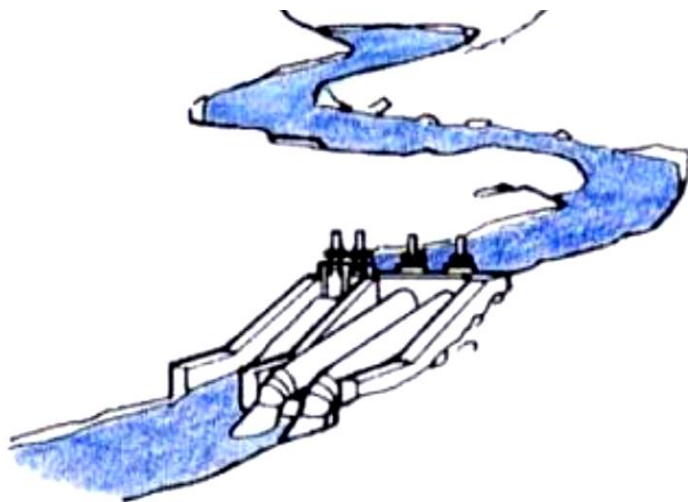


Рис. 4.20. Руслово-дериваційна МГЕС

4.4.3. Гідротаранний пристрій. Наведемо приклад використання малопотенціальної гідравлічної енергії для потреб сільського господарства, особливо в тому випадку, коли немає належних умов для виробництва або застосування електричної енергії. Підймання води з відкритих водоймищ, без використання електричних pomp, можна здійснити за допомогою гідравлічного тарану. Останній працює на основі використання явища гідравлічного удару в трубопроводі, використавши для цього енергію води, яка рухається внаслідок певного перепаду її рівнів.

В гідравлічному тарані (рис. 4.21) вода з джерела 6 через живильний трубопровід 1 надходить в середину повітряного ковпака 4, стискає повітря і частково заповнює напірний трубопровід 5. При цьому ударний клапан 2 закривається, а нагнітальний клапан 3 займає будь-яке положення.

Якщо примусово відкрити ударний клапан, то вода буде витікати з нього назовні все з більшою швидкістю, що веде до зростання тиску на сам клапан. Якщо сила тиску перевищить силу тяжіння клапана, то це приведе до закриття ударного клапана 2 з виникненням гідравлічного удару. Тиск у живильній трубі 1 стане більшим, ніж у повітряному ковпаку 4, і вода через нагнітальний

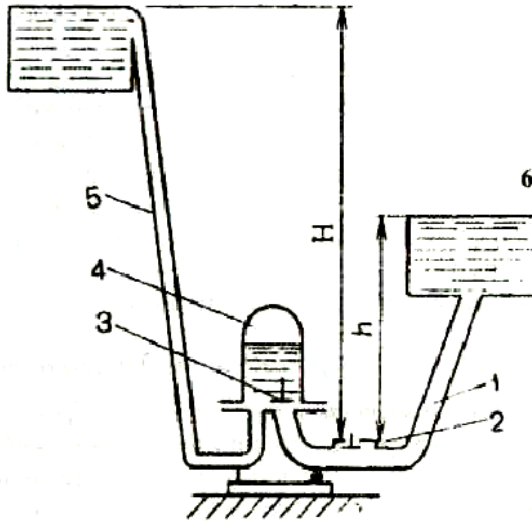


Рис. 4.21. Схема гідротаранного пристрою

1 – живильний трубопровід, 2 – ударний клапан, 3 – нагнітальний клапан, 4 – повітряний ковпак, 5 – напірний трубопровід, 6 – джерело води

клапан 3 буде надходити в ковпак, стискати повітря і підніматися в напірному трубопроводі 5. Коли тиск у живильній трубі 1 впаде, нагнітальний клапан 3 замкнеться, а ударний клапан 2 відкриється. Вода буде знову витікати через ударний клапан, і цикл повториться. В автоматичному режимі витікаюча вода буде закривати ударний клапан, а підвищений тиск буде відкривати нагнітальний клапан. Описаний цикл буде ритмічно повторюватися з частотою порядку 1 Гц.

Коефіцієнт корисної дії гідравлічного тарана визначається так:

$$\eta = \frac{V_{\text{н}} \cdot H}{V_{\text{ж}} \cdot h}. \quad (4.8)$$

де $V_{\text{н}}$ – витрата води в нагнітальній трубі;

$V_{\text{ж}}$ – витрата води в живильній трубі;

H – висота нагнітання;

h – висота падіння (робочий напір).

Реальне значення коефіцієнта корисної дії гідравлічного тарана досягає 60 %. Із зменшенням довжини живильної труби скорочується час циклу, і якщо він буде меншим від тривалості закривання ударного клапана, виникає «непрямий» гідравлічний удар, що призведе до зниження ККД гідравлічного тарана. На практиці збільшують об'єм ковпака і діаметр живильної труби, що дає збільшення висоти подачі. Гідравлічні тарани з'єднують послідовно з метою збільшення напору, а їх паралельне з'єднання збільшує подачу.

РОЗДІЛ 5

ВІТРОЕНЕРГЕТИКА

5.1. Загальна характеристика вітрової енергії

Вітроенергетика – це галузь енергетики, яка вивчає питання перетворення вітрової енергії на інші корисні види енергії за допомогою вітряних турбін, вітрових насосів чи парусів.

В метеорології сила вітру класифікується метеослужбами по шкалі Бофорта. В основі її лежать візуальні спостереження.

Вітер для кожної точки в атмосфері характеризується швидкістю, яка є випадковою, змінною, що залежить від ряду факторів: особливостей місцевості, сезону року, погодних умов. Тому усі процеси, які пов'язані з використанням поточного значення швидкості вітру, як то генерація електричної енергії вітроустановкою, мають складний, випадковий характер. Для оцінки випадкових процесів їх розбивають на окремі часові інтервали, у межах кожного з яких можна вважати параметри стаціонарними, не залежними від часу.

З метою систематизації характеристик вітрової енергії розробляється *вітровий кадастр*. Вітровий кадастр – набір аерологічних і енергетичних характеристик вітру, визначених за результатами багаторічних спостережень.

Основними характеристиками вітрового кадастру є:

- середньодобові, середньомісячні, середньорічні значення швидкості вітру;
- максимальна швидкість вітру;
- залежність швидкості вітру від висоти;
- повторюваність швидкості вітру та його напрямків протягом року, сезону, місяця;
- розрахункова швидкість вітру;
- дані про пориви вітру, про періоди і час відсутності вітру;
- питома потужність та енергія вітру.

Найважливішим параметром для оцінки вітрового потенціалу є середня швидкість вітру за певний період (добу, місяць, рік).

Середньорічна швидкість визначає інтенсивність та ефективність використання вітрової енергії.

Середня швидкість вітру є середньоарифметичним значенням, отриманим з ряду вимірювань швидкості, проведених через рівні інтервали часу:

$$\bar{u} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n u_i. \quad (5.1)$$

де n – повне число всіх вимірювань;

i – номер вимірювання;

u_i – значення швидкості вітру під час i -того вимірювання.

Середньодобову швидкість $\bar{u}_{\text{доб}}$ знаходять діленням суми середньогодинних швидкостей $\bar{u}_{\text{год}}$ на 24, а середньорічну $\bar{u}_{\text{річ}}$ – діленням суми всіх $\bar{u}_{\text{доб}}$ за рік на 365.

Для визначення миттєвої швидкості вітру u_i використовують спеціальні прилади – *анемометри*. Швидкість вітру при стандартних метеорологічних вимірюваннях визначається осередненням за 10-хвилинний інтервал показань анемометра, який знаходиться на 10-метровій висоті. Використання вітру вигідне при середній багаторічній швидкості, що значно перевищує 4 м/с на висоті 10 м. В табл. 5.1 приведені середньомісячні і середньорічна швидкість вітру для деяких метеостанцій України.

Таблиця 5.1. Середньомісячні і середньорічна швидкості вітру (м/с)

Метео-станція	Висота флюгера, м	Місяці												Рік
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Житомир	16	4,3	4,5	4,4	4,1	3,6	3,2	2,9	2,8	3,1	3,7	4,3	4,3	3,8
Суми	14	4,8	5,2	4,8	4,3	3,9	3,5	3,3	3,2	3,5	4,1	4,8	4,9	4,2
Харків	10	5,1	5,5	5,2	4,9	4,5	3,8	3,7	3,5	5,5	4,1	5,0	5,1	4,5
Дніпро	11	5,3	5,7	5,2	4,9	4,6	3,8	3,7	3,6	3,8	4,2	5,0	5,0	4,6
Бердянськ	12	5,7	6,0	5,9	5,2	5,1	4,5	4,4	4,3	4,1	4,9	5,9	6,1	5,2
Полтава	12	5,4	5,8	5,5	5,0	4,6	3,9	3,8	3,7	3,8	4,4	5,2	5,3	5,7
Плай (Карпати.)	10	6,5	6,0	6,1	6,5	5,2	5,3	5,5	5,0	5,8	6,6	7,0	6,6	6,0

Приблизно раз у 50 років швидкість вітру досягає 5-10 кратного значення від середньої. Вітрові навантаження на елементи конструкцій вітроустановок пропорційні квадрату швидкості вітру. Це вимагає інженерних розрахунків на міцність конструкцій з метою запобігання аварійних ситуацій. Саме тому так важлива інформація про максимальну швидкість вітру.

Швидкість вітру змінюється також зі зміною висоти над поверхнею землі, адже повітря загальмовується рельєфом поверхні (дерева, будівлі). Тому важливою характеристикою є *вертикальний профіль швидкостей вітру* в приземному шарі. Вплив земної поверхні на швидкість і напрямок вітру зменшується по мірі зростання висоти, швидкість поступово зростає, а пориви потоку зменшуються.

Вертикальний профіль вітру апроксимується виразом:

$$u_h = u_{\text{анем}} \left(\frac{h}{h_{\text{анем}}} \right)^\alpha. \quad (5.2)$$

де h – розрахункова висота визначення швидкості вітру;

де $h_{\text{анем}}$ – висота установки анемометра;

u_h – швидкість вітру на розрахунковій висоті h ;

$u_{\text{анем}}$ – швидкість вітру на висоті установки анемометра;

α – показник степені рівняння апроксимації.

Залежність показника α від швидкості вітру приведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2. Залежність коефіцієнта α від швидкості вітру

u , м/с	0-3	3,5-4	4,5-5	5,5	6-11,5	12-12,5	13-14	14,5
α	0,2	0,18	0,16	0,15	0,14	0,135	0,13	0,125

Енергетичний потенціал вітру в одній місцевості може суттєво відрізнятися на різних висотах приземного шару повітря. Значне збільшення енергетичного потенціалу вітру спостерігається на висоті 60-100 м. Вище ж інтенсивність росту сповільнюється і на висоті 150-200 м практично припиняється.

Дані табл. 5.2 відображають середньомісячні швидкості, але не дають інформацію про розподіл вітру по швидкостям, про частоту

появи і тривалість вітру із певною швидкістю, переважаючий напрям вітру.

Тому важливим параметром є *річний розподіл швидкості вітру*. За допомогою даних багаторічних спостережень (таблиці або графіки) можна наближено оцінити реальний потенціал виробництва енергії вітроустановкою. На рис. 5.1 приведені теоретична функція повторюваності швидкості вітру (розподіл Вейбула) і фактична повторюваність швидкості вітру по градаціям.



Рис. 5.1. Розподіл повторюваності швидкості вітру

Повторюваність швидкості вітру по градаціям будується на основі табличних даних спостережень за вітром.

Диференційна функція розподілу Вейбула визначається за формулою:

$$f(u) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left(-\frac{u}{c}\right)^k. \quad (5.3)$$

де k – параметр форми розподілу за Вейбулом;

c – параметр форми розподілу за Вейбулом.

Параметр форми і масштабний параметр залежать від місцевості. Якщо відомі дані параметри, то можна оцінити середню

швидкість вітру для місцевості за наступним виразом:

$$\bar{u} = c \cdot \left(0,568 + \frac{0,434}{k} \right)^{\frac{1}{k}}. \quad (5.4)$$

Напрямок вітру зазвичай відіграє меншу роль з точки зору ефективності роботи вітроустановок. В різних ландшафтах вітри різних напрямків мають неоднакову поривчастість і швидкість. Їх повторюваність визначають по *розі вітрів* – графіку, який показує, який відсоток загального часу вітер має той або інший напрямок.

5.2. Принцип роботи вітроустановок

В основі роботи ротора вітрової установки є створення різниці тисків між нижньою і верхньою поверхнею лопатей (рис. 5.2).

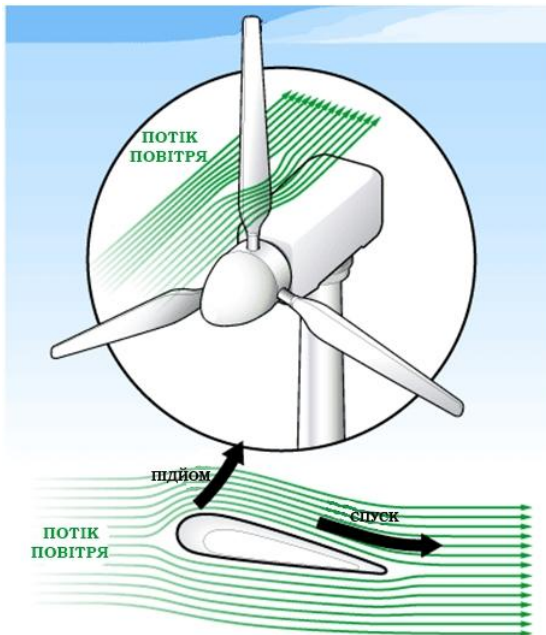


Рис. 5.2. Принцип роботи вітрової турбіни

Різниця тисків виникає завдяки відповідній формі лопаті. Потік повітря, що протікає над верхньою поверхнею лопаті, проходить довший шлях, ніж потік, що обтікає нижню частину лопаті. Завдяки цьому над поверхнею лопаті виникає область з пониженим тиском, а під нижньою поверхнею лопаті виникає область з підвищеним тиском. Внаслідок різниці тисків на лопать починає діяти аеродинамічна сила, спрямована у бік меншого тиску (лопать всмоктується в область меншого тиску). Так само виникає «підймальна сила» крила літака, що дозволяє йому відірватися від землі. У випадку вітроустановки ця сила зумовлює обертовий рух пропелера.

Для вітроустановки важливо збереження обертального руху пропелера навіть при мінімальних значеннях швидкості вітру, та захист від виривання ротора з гондоли при надмірних значеннях швидкості вітру. Тому ротор вітроустановки проектується таким чином, щоб була можливість за допомогою зміни нахилу лопатей змінювати силу напору повітря та обертаючий момент ротора.

5.3. Класифікація вітроустановок та вітроколів

Основою класифікації вітроустановок зазвичай слугують особливості конструкції та режиму роботи. Нижче приведено основну класифікацію вітроустановок.

За *потужністю*:

- малі, до 25 кВт, діаметр вітроколеса до 10 м;
- середні, до 150 кВт, діаметр вітроколеса до 25 м;
- великі, до 1000 кВт, діаметр вітроколеса до 64 м;
- дуже великі, до 4000 кВт, діаметр вітроколеса до 130 м.

За відносним *положенням осі обертання* вітроколеса і *напрямку повітряного потоку*:

- з горизонтальною віссю (*горизонтально-осьові*);
- з вертикальною віссю (*вертикально-осьові, ортогональні*).

За силою, яка спричиняє обертання вітроколеса:

- обертання здійснюється *силою чолового опору* вітровому потоку (драг-машини), лінійна швидкість кінців лопаті менша за швидкість вітру;

- обертання здійснюється за рахунок дії *підіймальної сили* вітрового потоку на спеціальний аеродинамічний профіль лопатей (ліфт-машини), швидкість кінців лопатей більша швидкості вітру.

За *видом енергії* отриманої від вітроустановки:

- установки для безпосереднього виконання механічної роботи (розмелювання зерна, перекачка води, подрібнення кормів), їх називають *вітряний млин* або *вітрова турбіна* (ВТ);

- установки для отримання електричної енергії, тобто сукупність вітрової турбіни та електрогенератора, їх часто називають *вітроенергетична установка* (ВЕУ), *аерогенератор*, *вітроелектрогенераторами*.

За *геометричним заповненням* лопатями перерізу вітропотoku:

- установки з великим заповненням, розвивають велику потужність навіть при відносно слабкому вітрі і малих обертах вітроколеса, використовуються для приводу водяних насосів, подрібнювачів кормів, тощо;

- установки з малим заповненням, розвивають велику потужність при відносно сильному вітрі та великих обертах вітроколеса, використовуються в електрогенераторах, де потрібна висока частота обертання.

За *лінійною швидкістю кінців лопатей*:

- *швидкохідні*, із великою швидкістю відносно швидкості вітру;

- *тихохідні*, із малою швидкістю відносно швидкості вітру.

За *стабільністю частоти обертання* вітроколеса:

- підтримується постійною, використовується при підключенні до енергосистем потужних ВЕУ;

- може змінюватися, використовується в автономних ВЕУ з метою підвищення ефективності використання енергії вітру.

За *способом з'єднання вітроколеса* з електрогенератором:

- пряме з'єднання, жорстке (менш ефективно);

- через проміжний перетворювач енергії, буфер, який зменшує флуктуації частоти обертання вітроколеса, ефективно використовує енергію вітру та потужність електрогенератора.

Вибір типу і потужності вітроустановок залежить від характеристик об'єкту енергопостачання, вимог, які ставляться споживачем енергії, вітрових умов.

5.4. Конструкція вітроколiс та вітроенергетичних установок

Як зазначено вище, за розміщенням осі обертання вітроколеса ВЕУ поділяються на *горизонтально-осьові* та *вертикально-осьові*.

5.4.1. Горизонтально-осьові вітроенергетичні установки. Практично всі горизонтально-осьові ВЕУ є пропелерного типу, загальний вигляд такої установки приведений на (рис. 5.3).

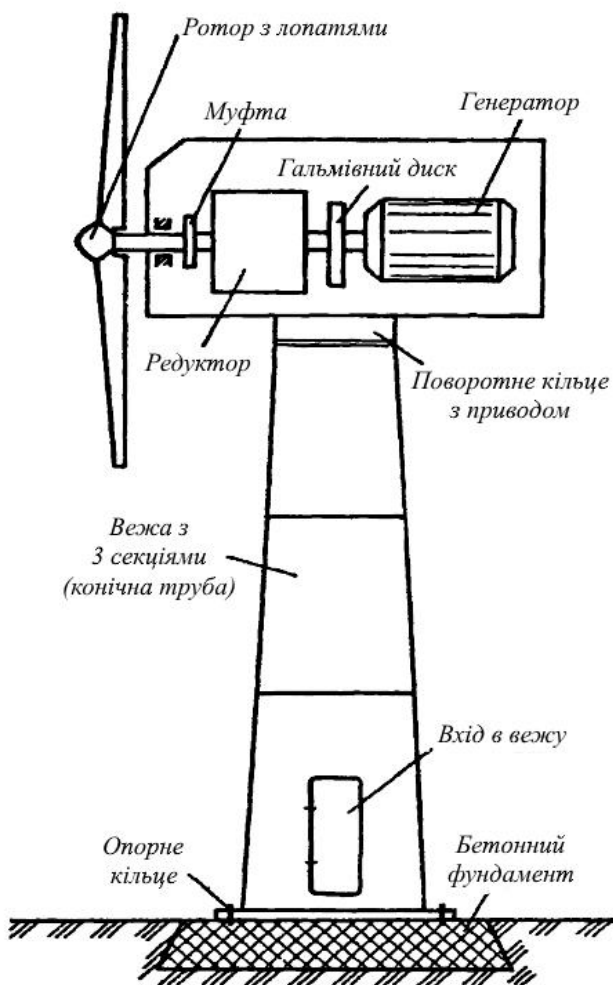


Рис. 5.3. Вітроустановка з горизонтальною віссю обертання

За кількістю лопатей ВЕУ бувають одно-, дво-, три- і багато лопатеві (рис. 5.4 а, 1-4).

Обертаючою силою даних вітроустановок є підймальна сила. Відносно вектора швидкості вітру вітроколесо в робочому положенні може розміщуватися перед вежею або після неї.

В першому випадку («на вітер») вітроустановка повинна мати пристрій, який утримує його в цьому положенні. В якості таких пристроїв слугують:

- флюгер або хвостовик (для дуже малих ВЕУ, рис. 5.4, б, 1);
- віндрозний механізм – невелике колесо що йде з під вітру і тим самим автоматично встановлює основне вітроколесо на вітер (для ВЕУ потужністю до 250 кВт, рис. 5.4, б, 2);
- електричний або гідравлічний механізм, що приводиться в рух датчиком напрямку швидкості вітру (рис. 5.4, б, 3).

В другому випадку («під вітер») вітроколесо встановлюється автоматично, силою лобового тиску (рис. 5.4, б, 4), але при цьому воно частково затіняється вежею і гондолою, які турбулізують потік повітря, зменшуючи цим самим ефективність використання енергії вітру. Всі сучасні потужні ВЕУ орієнтовані «на вітер».

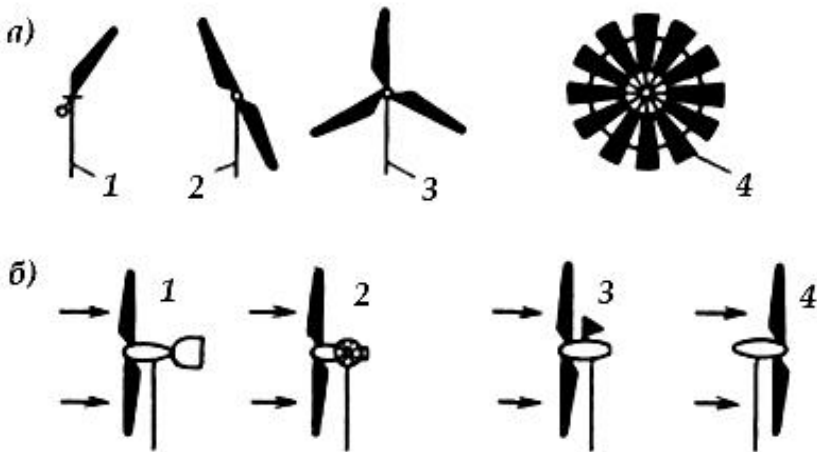


Рис. 5.4. Типи горизонтально-осьових вітроколiс

Для ВЕУ використовують зазвичай дво- і трилопатеві колеса. Відомі конструкції однолопатевого ВЕУ потужністю до 300 кВт, однак вони не отримали розповсюдження. Працею данських вчених було показано, що для потужних ВЕУ найбільш доцільним є трилопатеві вітроколеса, що забезпечують плавність обертання і мінімізують механічні моменти, що діють на вісь вітроколеса.

Багатолопатеві вітроколеса розвивають великий початковий момент при слабкому вітрі, тому використовуються для підйому води. В них через кривошипний механізм вал вітроколеса пов'язаний зі штангою поршневого насоса, чим і пояснюється необхідність великого початкового моменту зрушення.

При збільшенні швидкості вітру ефективність таких вітроколес істотно зменшується. В свою чергу всі горизонтально-осьові вітроустановки по напрямку обертання вітроколеса поділяються на ті, що обертаються за годинниковою стрілкою і проти годинникової стрілки. Вибір напрямку обертання визначається в основному конструктивними рішеннями механізмів повороту лопатей та редуктора.

5.4.2. Вертикально-осьові вітроенергетичні установки. Такі установки не потребують орієнтації на вітер і в цьому їх істотна перевага. Інша перевага – можливість розташовувати всі механізми внизу, а отже немає необхідності спорудження потужної вежі.

Однак у них є і принципові недоліки:

- досить велика схильність до руйнувань через втому матеріалу, внаслідок частих автоколивальних процесів;

- пульсація крутного моменту, що призводить до пульсації потужності та інших параметрів генераторів;

- як показали останні результати випробувань ВЕУ типу Дар'є і Н-ротора потужністю 5 МВт, головною слабкістю є підп'ятник – підшипник головного вала ВЕУ. Внаслідок швидкого руйнування підп'ятника потужні ВЕУ з вертикальною віссю не будують. Розробки ж ВЕУ малої потужності успішно продовжуються.

Розглянемо найбільш розповсюджені вертикальні ротори.

Чашковий ротор або анемометр (рис. 5.5, 1) обертається силою чолового опору, форма чашкової лопаті забезпечує майже лінійну залежність частоти обертання вітроколеса від швидкості вітру в широкому діапазоні швидкостей: від 0 до 80 м/с. Цим

пояснюється використання даного вітроколеса у вимірювальних пристроях, в якості датчика швидкості вітру.

Ротор Савоніуса (рис. 5.5, 2) являє собою дві напівциліндричні лопаті, виконані із тонких вигнутих листів, відрізняється простотою і дешевизною. Це колесо обертається силою чолового опору. Обертаючий момент створюється завдяки різному опору, який чинять повітряному потоку ввігнута і вигнутий сторона лопаті відносно набігаючого потоку. Із-за великого геометричного заповнення вітроколесо володіє великим крутним моментом і використовується для перекачки води.

Ротор Дар'є (рис. 5.5, 3) являє собою дві або три несучі поверхні, які мають аеродинамічний профіль і вигнуті у формі параболи. Обертаючий момент створюється підіймальною силою, яка максимальна в той момент, коли лопать з більшою швидкістю перетинає набігаючий повітряний потік. Ротор Дар'є використовується у вітроелектрогенераторах. Розкручуватися самостійно ротор не може, тому для його запуску звичайно використовується генератор, що працює в режимі двигуна (від електромережі або батарей) чи невеликий ротор Савоніуса, встановлений на спільній осі обертання.

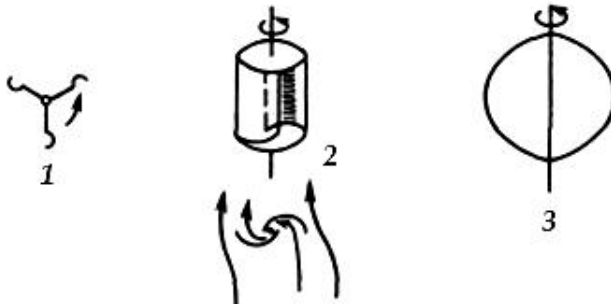


Рис. 5.5. Типи вертикально-осьових вітроколiс
1 – чашковий ротор, 2 – ротор Савоніуса, 3 – ротор Дар'є

У *ротор Масгрива* (рис. 5.6, 1) лопаті в робочому стані розміщені вертикально, але мають можливість обертатися або складуватися навколо горизонтальної осі при відключенні під час сильного вітру.

Лопаті ротора Еванса або Н-ротора (рис. 5.6, 2) в аварійній ситуації та при керуванні повертаються навколо вертикальної осі.

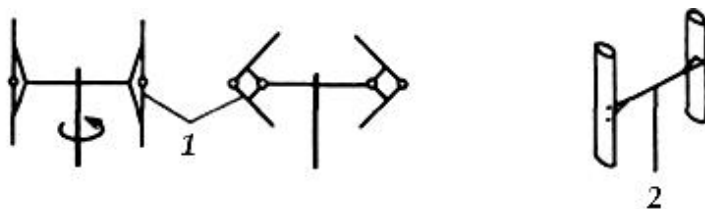


Рис. 5.6. Типи вертикально-осьових вітроколів
1- Ротор Масгрува, 2- Ротор Еванса (Н-ротор)

З метою підвищення ефективності використання енергії повітряного потоку застосовують концентратори, загальний вигляд якого приведений на рис. 5.7. Концентратор – це підсилювач повітряного потоку, який спрямовує на вітроколесо повітряний потік з більшої площі, ніж обмітається ротором вітроустановки.

Для горизонтально-осьових ВЕУ розроблені різні варіанти концентраторів – *дифузори*, *дефлектори*. В промислових ВЕУ широкого розповсюдження концентратори не отримали.

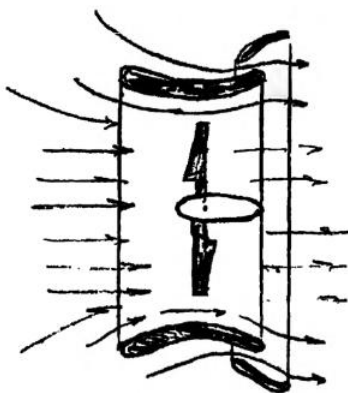


Рис. 5.7. Концентратор вітрового потоку

На вибір типу вітроколеса впливає призначення вітроустановки (виконання механічної роботи чи виробництва електроенергії, її максимальна потужність та вітрові умов в місці використання).

5.5. Використання вітроколесом енергії вітру

При виборі характеристик вітроколеса керуються вимогами:

- отримання максимальної кількості енергії за рік;
- забезпечити певний мінімум енергії при слабкому вітрі;
- узгодити характеристики вітроколеса із спряженими пристроями (генераторами, насосами тощо).

Вітроколесо, в залежності від швидкості вітру, відбирає різну потужність від повітряного потоку. Розглянемо характерні для роботи вітроустановки швидкості вітру та умови відбору потужності. Залежності коефіцієнта потужності та потужності вітроустановки приведені на рис. 5.8.

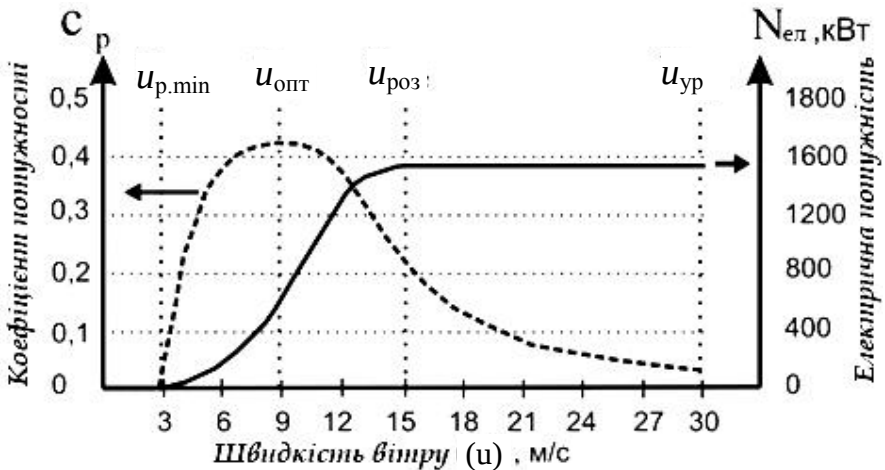


Рис. 5.8. Залежність потужності вітроустановки і коефіцієнта потужності від швидкості вітру

Швидкість вітру $u_{зр}$, при якій вітроколесо починає обертання без навантаження, називається *швидкістю зрушення*. Запуск вітроустановки при такій швидкості недоцільний, адже вона майже не виробляє енергії, а іноді може навіть працювати в режимі двигуна (споживати електричну енергію із мережі).

Починається запуск вітроустановки при досягненні швидкості вітру мінімальної робочої швидкості. *Мінімальна робоча швидкість* $u_{p.min}$ — це мінімальна швидкість вітру, при якій

забезпечується обертання вітроагрегата з номінальною частотою обертання і нульовою потужністю (холостий хід).

Оптимальна швидкість обертання $u_{\text{опт}}$ – це швидкість вітру, при якій досягається оптимальний коефіцієнт швидкохідності вітроколеса, тобто коефіцієнт потужності максимальний. При оптимальній швидкості вітроустановка працює з максимальним ККД. Оптимальна швидкість вітру особливо важлива для вітроустановок з постійною частотою обертання вітроколеса.

Розрахункова швидкість $u_{\text{роз}}$ – це мінімальна швидкість вітру, при якій вітроагрегат розвиває номінальну (розрахункову) потужність. Ця швидкість відповідає початку регулювання потужності вітроустановки. Як правило розрахункова швидкість перевищує оптимальну. Це пов'язано з тим, що вироблена потужність пропорційна кубу швидкості вітру.

Максимальна робоча швидкість $u_{\text{р,мах}}$ – це швидкість вітру, при якій розрахункова міцність вітроагрегата дозволяє отримувати енергію, але пошкоджень іще не відбувається.

Ураганна розрахункова швидкість $u_{\text{ур}}$ – це максимальна швидкість вітру, яку може витримати без руйнування зупинений вітроагрегат.

В табл. 5.3 приведені орієнтовні значення описаних швидкостей вітру характерних для режимів роботи вітроколеса.

Таблиця 5.3. Характерні значення режимних швидкостей вітру

Найменування	Позначення	Значення, м/с
Швидкість зрушення	$u_{\text{зр}}$	< 2,5
Мінімальна робоча швидкість	$u_{\text{р,мін}}$	2,5-4,5
Оптимальна швидкість обертання	$u_{\text{опт}}$	6,0-10
Розрахункова швидкість	$u_{\text{роз}}$	10-15
Максимальна робоча швидкість	$u_{\text{р,мах}}$	20-34
Ураганна розрахункова швидкість	$u_{\text{ур}}$	50-70

Енергія, яку відбирає вітроустановка від вітрового потоку – це енергія на валу вітроколеса. Нехай E – енергія вітрового потоку, яка передана вітроколесу за проміжок часу τ , E_u – частина цієї енергії, передана вітровим потоком зі швидкістю u в одиничному

швидкісному інтервалі. Тоді враховуючи диференційну функцію розподілу швидкості вітру по градаціям $f(u)$ енергія вітрового колеса, що передана йому вітровим потоком визначиться виразом:

$$E = \int_{u=0}^{\infty} E_u du = \int_{u=0}^{\infty} \left(\frac{1}{2} \rho u^3 C_p f(u) \tau \right) du. \quad (5.5)$$

Вітроустановка досягає своєї номінальної потужності при досягненні розрахункової швидкості вітру. Номінальну потужність вітроагрегата необхідно підтримувати і при швидкостях вищих за розрахункову, з метою уникнення перевантаження і пошкодження як генератора, так і вітроустановки. Тому при високих швидкостях вітру вітроустановку необхідно відключати.

На практиці розрізняють два основних способи підтримання постійної потужності вітроколеса при швидкостях вітру, більших за розрахункову:

- *шталь регулювання (Stall regulation);*
- *німч регулювання (Pitch regulation).*

В основі шталь регулювання лежить використання особливості профілю лопатей вітроколеса. При великих кутах атаки α відбувається природний розрив вітрового потоку, що призводить до зменшення підйімальної сили на лопаті вітроколеса. Так відбувається обмеження потужності при підвищених швидкостях вітрового потоку. Шталь регулювання дозволяє підтримувати постійне число обертів вітроколеса. Подібне регулювання відноситься до пасивного регулювання, при цьому важко передбачити максимальну регульовану потужність. Недоліком такого регулювання є те, що після досягнення розрахункової потужності та подальшому підвищенні швидкості вітру корисна потужність установки дещо зменшується. Тому шталь регулювання застосовується для вітроагрегатів відносно малої потужності.

Пітч регулювання здійснюється за рахунок повороту лопатей вітроколеса, тобто зміни кута заклинювання γ . Для вітроустановок великої потужності застосовується в основному пітч регулювання. Поворот лопатей вітроагрегата здійснюється за рахунок окремих електродвигунів, що дозволяють змінювати кут заклинювання.

Конструктивно такі установки складніші і дорожчі за рахунок поворотних лопатей. Активне регулювання з допомогою зміни кута заклинювання дозволяє підтримувати потужність відносно сталою.

5.6. Виробництво електроенергії за допомогою ВЕУ

Самим ефективним способом утилізації енергії вітру є використання ВЕУ – вітроустановок для виробництва електричної енергії. Вимоги до показників якості виробленої електричної енергії залежать від особливостей споживачів цієї енергії. Так при роботі ВЕУ в рамках єдиної енергосистеми, при живленні електричних двигунів, електронної апаратури без власного блока живлення, освітлювальних установок, вимоги до якості електроенергії жорсткі. Від показників якості буде залежати як надійність, так і економічність роботи цих споживачів. При роботі ВЕУ на електронагрівальні пристрої, електронні пристрої із власними блоками живлення, вимоги до якості виробленої електроенергії менш жорсткі.

Для забезпечення максимальної ефективності роботи вітроколеса необхідно змінювати частоту його обертання при зміні швидкості вітру так, щоб підтримувати постійним коефіцієнт швидкохідності. Вітроколесо – це низькошвидкісна машина з частотами обертання 20-200 об/хв. В той же час для максимально ефективної роботи електрогенератора необхідна постійна частота обертання. Електричний генератор – високошвидкісна машина з частотами обертання 1000-1500 об/хв, при яких його розміри і енергетичні характеристики оптимальні. З метою усунення цих протиріч застосовують різні схеми: механічне з'єднання вала генератора з вітродвигуном безпосередньо або через редуктор (мультиплікатор), з'єднання генератора з енергосистемою на паралельну роботу безпосередньо або через перетворювач частоти.

Оптимальна частота обертання вітроколеса тим менша, чим більший його радіус. Тому лише дуже маленькі вітроколеса до 2 м вдається з'єднати з генератором напряму. При більших розмірах вітроколеса доводиться застосовувати підвищувальний редуктор, який здорожує як саму вітроустановку, так і її обслуговування.

Альтернативою редукторам можуть бути багатополюсні генератори, які працюють при менших частотах обертання.

Механічні системи керування частотою обертання вітроколеса досить складні та дорогі. Значно ефективніше і дешевше керувати частотою обертання вітроколеса, змінюючи електричне навантаження електрогенератора. Зменшуючи споживання електричної енергії частота зростає, а збільшуючи – частота зменшується. Тому іноді у вітроустановках передбачують баластне електричне навантаження у вигляді резисторів. Якщо неможливо використати енергію із користю, то її розсіюють (скидають) в баластних резисторах у вигляді теплоти.

Необхідно враховувати склад споживачів електроенергії ВЕУ. Деякі споживачі висувають підвищені вимоги до якості електричної енергії, наприклад частота, коефіцієнт спотворення форми кривої струму та напруги, коливання напруги. Це в основному електричні двигуни, чутливі електронні прилади, освітлювальні установки. Доцільно так будувати систему електроживлення, щоб вона могла забезпечувати споживачів як дешевою електроенергією з нестабілізованими параметрами, так і відносно дорогою, але із стабільними параметрами.

Варто врахувати і неминучість періодів «енергетичного штилю» – це коли швидкість вітру нульова або занадто мала, щоб вітроустановка розвивала потужність. Для виключення перерв у електропостачанні необхідно енергосистеми з ВЕУ дооснастити акумуляторами енергії або дублюючим джерелом енергії, наприклад сонячна фотопанель, мініГЕС, дизель-генератор.

5.6.1. Генератори вітроенергетичних установок. Генератори вітроелектричних установок працюють у важких кліматичних і технічних умовах: на відкритому повітрі, при значних коливаннях температури, вологості, дії дощу. Конструктивне розміщення і умови експлуатації роблять їх недоступними для регулярного технічного обслуговування і ремонту. Вони працюють в умовах підвищених вібрацій, нестабільної швидкості і сили вітру. Термін служби генераторів у цих умовах має складати 20-25 років. В описаних умовах недоцільно в якості генераторів вітроелектричних установок широко застосовувати колекторні генератори постійного струму, внаслідок низької надійності щітково-колекторного вузла.

Найбільше застосування отримали *синхронні та асинхронні генератори*. Рідше застосовують *асинхронізовані генератори*.

Синхронні генератори широко застосовуються на електричних станціях, в тому числі і вітроелектричних. Вони здатні генерувати активну і реактивну потужність, мають високий ККД та надійність.

Недоцільне застосування синхронних генераторів із збудженням від колекторної машини постійного струму, внаслідок ненадійності останньої. Перспективні схеми з: безконтактним електромагнітним збудженням; магнітоелектричним збудженням з використанням сучасних висококоерцетивних постійних магнітів із сплавів рідкоземельних металів.

Синхронні генератори з магнітоелектричним збудженням із застосуванням висококоерцетивних магнітів із сплавів рідкоземельних металів відзначаються високою надійністю і компактністю. Вони можуть бути виготовлені на значні потужності, досить прості за конструкцією. До недоліків слід віднести відсутність регулювання напруги і значний пусковий момент.

Асинхронні генератори конструктивно простіші, дешевші і значно надійніші, якщо в якості асинхронного генератора використовувати асинхронну машину з короткозамкненим ротором. Він дозволяє в деяких межах регулювати частоту обертання, але споживає реактивну потужність, яка необхідна для збудження, намагнічування магнітної системи. Асинхронна машина в генераторному режимі працює при від'ємному ковзанні. Частота обертання ротора перевищує частоту обертання магнітного поля. При паралельній роботі із енергосистемою асинхронний генератор, так само як і асинхронний двигун, споживає із мережі реактивну потужність для створення робочого магнітного потоку. Реактивна потужність, яка споживається із мережі, складає 20-50 % повної потужності генератора.

За достатньої швидкості вітру асинхронний генератор працює з від'ємним ковзанням і віддає в мережу активну потужність. При зниженні швидкості вітру і частоти обертання вітроколеса частота обертання знижується до частоти обертання холостого ходу генератора, машина переходить в режим холостого ходу. При подальшому зниженні швидкості вітру і частоти обертання ротору

машина переходить в режим двигуна і споживає з мережі активну потужність. Частота струму статора f_1 залишається постійною і стійка робота генератора з мережею зберігається при будь-яких значеннях частоти обертання ротора.

При переході машини з генераторного режиму в режим двигуна її необхідно відключити від системи або від вітроколеса. В останньому випадку вітроустановка повинна мати між вітроколесом і генератором електромагнітну або механічну муфту. При її відключенні генератор переходить в режим двигуна без навантаження (холостий хід двигуна). При використанні асинхронного генератора з фазним ротором цю задачу можна виконати розмиканням кола ротора і переводом в режим холостого ходу з розімкнутим ротором.

При автономній роботі асинхронного генератора повинні бути забезпечені умови самозбудження. В якості джерела реактивної потужності використовується батарея конденсаторів. Умови самозбудження наступні:

- наявність остаточного магнітного потоку,
- частота обертання вища за критичну.

При цьому частота ЕРС, яка наводиться в обмотці статора, f_1 рівна резонансній частоті системи, яка містить індуктивність і ємність. Індуктивність асинхронної машини змінна, вона залежить від її насичення та навантаження.

Асинхронізована синхронна машина – це неявнополіусна безколекторна машина змінного струму, наприклад, асинхронна машина з фазним ротором, трьома фазними обмотками на статорі і роторі. Обмотка статора підключена до мережі, обмотка ротора – до збуджувача змінного струму. Збуджувач отримує живлення від допоміжної синхронної машини або від трансформатора. Частота на виході збуджувача може змінюватися за необхідним законом, і в усталеному режимі рівна різниці частот обертання поля статора і ротора, тобто частоті ковзання. Збуджувач є перетворювачем частоти джерела живлення в частоту ковзання.

Асинхронізована машина може працювати із змінною частотою обертання в синхронному або асинхронному режимі, в режимі недозбудження або перезбудження, так як ротор живиться від стороннього джерела – збуджувача.

5.6.2. Класи потужності вітроенергетичних установок. Розрізняють три класи вітроелектричних установок в залежності від призначення і умов їх роботи по відношенню до енергосистеми, до якої вони підключені, та способу керування (табл. 5.4).

Таблиця 5.4. Характерні значення режимних швидкостей вітру

Клас	Потужність	Ступінь автономності	Способи керування
А	$P_{\text{ВЕУ}} \gg P_{\text{ЕС}}$	автономна ВЕУ	а) зміна кроку вітроколеса б) зміна навантаження
В	$P_{\text{ВЕУ}} \approx P_{\text{ЕС}}$	паралельна робота ВЕУ і дизель-генератора співрозмірної потужності	а) роздільна робота ВЕУ і дизель-генератора б) сумісна робота ВЕУ і дизель-генератора
С	$P_{\text{ВЕУ}} \ll P_{\text{ЕС}}$	мережевий режим роботи в потужній енергосистемі	а) зміна кроку вітроколеса б) системою збудження в) інвертування постійного струму г) зміна значення ковзання асинхронного генератора

В табл. 5.4 $P_{\text{ВЕУ}}$ і $P_{\text{ЕС}}$ – потужність вітроенергетичної установки і енергосистеми відповідно

Клас А: потужність вітроелектрогенератора в енергосистемі є визначальною, тобто $P_{\text{ВЕУ}}$ значно більше потужності $P_{\text{ЕС}}$ інших генераторів енергосистеми ($P_{\text{ВЕУ}} \geq 5P_{\text{ЕС}}$).

До класу *А* відносяться автономні одногоенераторні вітроустановки, не підключені до енергосистеми на паралельну роботу. Потужність таких вітроустановок використовується для освітлення, електроживлення маяків, засобів зв'язку тощо та, як правило, не перевищує 5 кВт. Якщо енергія таких ВЕУ використовується для опалення, то їх потужність може досягати 20 кВт і більше.

В автономних ВЕУ використовуються електрогенератори різних типів, частіше багатополюсні генератори з постійними магнітами, класичні синхронні генератори з нестабілізованими і стабілізованими електричними параметрами на виході, асинхронні генератори із самозбудженням або допоміжним збудженням і т.п. Вартість таких ВЕУ залежить від вибору системи керування електричним генератором. Для найпростіших електричних схем

напруга і частота (для генератора змінного струму) на виході генератора будуть нестабільними і нестандартними. Таку енергію утилізують з допомогою випрямлячів, акумуляторів та нагрівальних пристроїв. Потреба в якісній електроенергії зі стабілізованими параметрами можна забезпечити застосуванням транзисторних або тиристорних перетворювачів (інверторів), які живляться від акумуляторів. Можна отримати якісні параметри всієї виробленої електроенергії, використовуючи або механічне керування лопатями вітроколеса з метою стабілізації частоти його обертання, або електричного керування. При електричному керуванні стабільність частоти обертання вітроколеса забезпечується зміною електричного навантаження на виході генератора (застосуванням баластного навантаження). При такому способі стабілізації частоти обертання енергія вітру використовується більш ефективно, оскільки лопаті вітроколеса працюють в оптимальному режимі, а застосування сучасного електронного обладнання робить цей спосіб дешевшим і надійнішим за механічне керування.

Клас В: приблизна співрозмірність потужностей ВЕУ і дизель-генератора ($P_{\text{ВЕУ}} \cong P_{\text{ЕС}}$). Такий варіант звичайний для локальних енергосистем у віддалених областях. В таких системах застосування ВЕУ дозволяє заощадити дизельне паливо. Керування генераторами і досягнення якості електроенергії, яка виробляється ВЕУ, здійснюється тими ж технічними засобами, що і в системах класу А. Для отримання найбільшого ефекту можливе застосування інших рішень, як то системи акумулювання енергії (електричні акумулятори, гідроакумуючі станції, водневі перетворювачі-акумулятори та ін.) при зв'язаному керуванні ВЕУ, ДЕС і системами акумулювання.

Клас С: ВЕУ підключена до системи набагато більшої потужності, ніж сама ВЕУ, працює паралельно з цією енергосистемою і називається *мережевою вітроелектростанцією*. В цьому випадку доцільно використовувати ВЕУ великих одиничних потужностей (від 1 до 10 МВт), зібрані у вітроенергетичні станції. В цьому випадку електроенергія ВЕУ використовується безпосередньо або повністю віддається в енергосистему. При слабкому вітрі і в безвітряну погоду споживачі

живляться електроенергією від енергосистеми. Найдешевшим типом вітроелектрогенератора в цьому випадку є асинхронний генератор змінного струму, який підключений напряму до енергосистеми. При цьому частота обертання вітроколеса може не більш ніж на 10 % перевищувати частоту, яка відповідає номінальній частоті електромережі.

Основу сучасної вітроенергетики складають ВЕУ класу С, які працюють паралельно із енергосистемою. Паралельна робота із мережею дає можливість збільшувати одиничну потужність ВЕУ, знижувати вартість електроенергії, забезпечувати необхідну якість електроенергії і надійність електропостачання споживачів. Оскільки величина напруги на клеммах генератора і його електрична частота задаються мережею, можна істотно знизити вимоги до керованості генератора і керуватися критеріями високої надійності та економічності, мінімальними габаритами і масою, мінімальною вартістю виробництва і експлуатації асинхронного генератора. Цими властивостями володіють асинхронні генератори з короткозамкненим ротором, які за вказаними показниками істотно перевершують традиційні синхронні генератори. Застосування дво- або тришвидкісних обмоток статора асинхронного генератора дає можливість значно розширити діапазон робочих частот асинхронних генераторів.

5.6.3. Типові схеми генерації електричної енергії вітроенергетичними установками. На даний час розроблено і застосовується значна кількість схем для перетворення енергії вітру в електричну енергію постійного або змінного струму. Технологічні схеми ефективного отримання електричної енергії за рахунок енергії вітру для автономної і мережевої ВЕУ представлені на рис. 5.9.

Генерація постійного струму здійснюється зараз практично лише на малих ВЕУ потужністю не більше 1-10 кВт. В цьому випадку не потрібна постійна частота обертання вітроколеса і зазвичай застосовуються акумуляторні батареї.

В сучасних ВЕУ перетворення енергії вітру здійснюється в основному лише в схемах з генерацією постійного струму. Наприклад, акумуляування енергії у вигляді теплоти з використанням її для опалення приміщень можна здійснити при

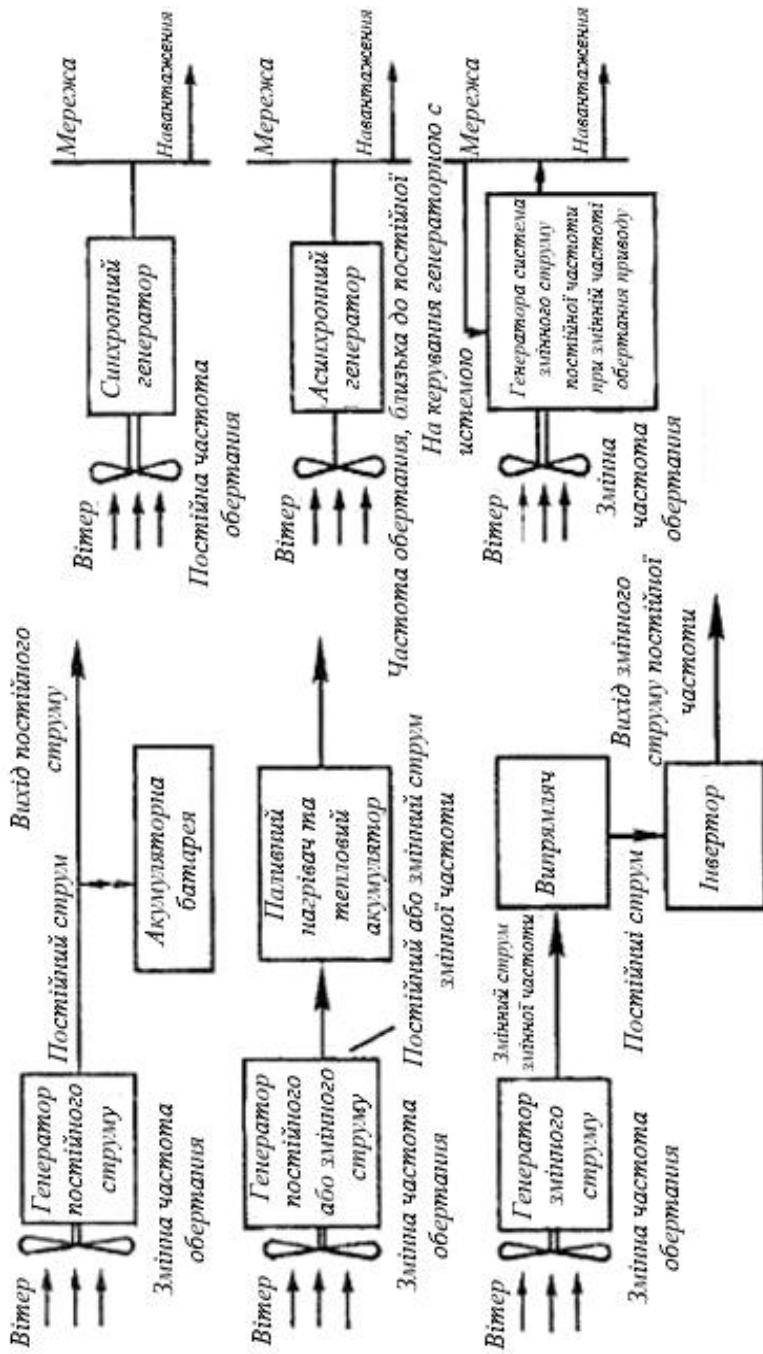


Рис. 5.9. Можливі технологічні схеми генерації і споживання електроенергії при автономній (а) та мережевій (б) роботі ВЕУ

застосуванні ВЕУ змінного струму із змінною частотою або ВЕУ постійного струму. Частота обертання вітродвигуна в цьому випадку не обов'язково повинна бути постійною. Застосування випрямлячів дає можливість отримати постійний струм, який може бути використаний безпосередньо або ж після інвертування в змінну напругу постійної частоти.

Нижче розглянуто більш детально схеми видачі електричної енергії мережевими та автономними вітроустановками.

Схеми генерації електроенергії мережевими ВЕУ. До переваг роботи ВЕУ паралельно із потужною енергетичною системою відносять:

- можна застосовувати вітроагрегати великої одиничної потужності, що суттєво знижує затрати на 1 кВт встановленої потужності ВЕУ;

- висота башт сучасних ВЕУ великої потужності досягає 100 м, що дозволяє більш повно використовувати вітроенергетичний ресурс, так як швидкість вітру збільшується з висотою;

- при роботі на енергосистему можна корисно використати всю вироблену ВЕУ електроенергію;

- істотно спрощуються системи керування ВЕУ, які забезпечують режими запуску, регулювання і контролю вітроагрегата.

Для розташування ВЕУ призначених для роботи паралельно із енергосистемою обирають території із значними вітровими енергетичними ресурсами для виробництва електроенергії.

Ключовим питанням є вирішення задачі по узгодженню параметрів електроенергії, виробленої ВЕУ з електричними параметрами мережі. Розповсюдження отримали два різновиди генерації електроенергії ВЕУ при її роботі на енергосистему.

Обидві представлені на рис. 5.10 системи виробляють електричну енергію змінного струму постійної частоти. Таку електроенергію можна подавати напряму в енергосистему. Стабільність частоти вихідної напруги в системі рис. 5.10, *а* забезпечується за рахунок стабілізації обертів генератора Г, а в системах із змінною частотою обертання вітрової турбіни ВТ (рис. 5.10, *б*) це забезпечується з допомогою частотного перетворювача ПЧ.

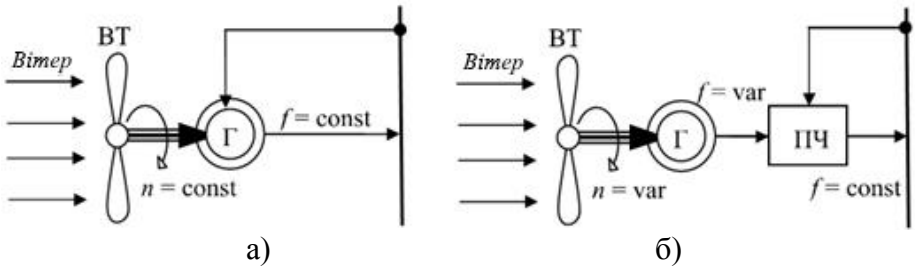


Рис. 5.10. Системи генерації електроенергії ВЕУ в енергосистему постійна (а) та змінна (б) частота обертання вітротурбіни, ВТ – вітрова турбіна, Г – електрогенератор, ПЧ – перетворювач частоти

В системах з постійною частотою обертання вітроколеса можуть застосовуватися стандартні електричні машини, причому як синхронні так і асинхронні. Необхідність стабілізації частоти обертання вітроколеса при прямому включенні ВЕУ в мережу не дозволяє підтримувати швидкохідність вітроагрегата, тобто знижується його ККД.

Найпростіша схема реалізується при використанні у ВЕУ синхронного генератора. Так як потужність енергосистеми значно більша потужності ВЕУ, то синхронний генератор буде знаходитися в синхронізмі в широкому діапазоні зміни потужності, яку розвиває вітроколесо. Недоліком синхронних машин є можливість при слабких вітрах, коли потужність вітроколеса замала, переходити на роботу в режим двигуна і споживати енергію із енергосистеми, а при різких поривах вітру можливе випадіння машини із синхронізму. Відзначимо, що синхронізація і підключення машини до електричної мережі складна задача.

При використанні в складі ВЕУ асинхронної машини допускається менш точне підтримання частоти обертання вітроколеса, за рахунок регулюючого ефекту ковзання ротора. Однак, асинхронна машина, як в режимі двигуна так само і в режимі генератора, споживає із мережі реактивну потужність намагнічування. Це знижує коефіцієнт потужності мережі і призводить до додаткових втрат електроенергії. Усунути цей недолік можливо встановленням паралельно асинхронній машині

статичних батарей конденсаторів, які часто називають *системою збудження асинхронного генератора*.

Важливою перевагою систем із змінною частотою обертання вітроколеса є їх здатність «налаштовуватися» на вітер – регулювати частоту обертання у відповідності із зміною швидкості вітру таким чином, щоб забезпечити максимальне можливе виробництво електроенергії.

Отримати змінний струм стабільної частоти у разі змінної частоти обертання вала вітроколеса можливо двома методами.

Перший метод, називають *диференційним*, реалізується з допомогою механічних пристроїв, які забезпечують отримання постійної частоти обертання: редуктори із змінним передаточним числом (варіатори); пристрої з гідравлічною передачею потужності; електричні пристрої, які компенсують зміну частоти обертання шляхом живлення обмотки збудження напругою з частотою, яка відповідає різниці частоти обертання ротора генератора і частоти напруги енергосистеми.

Другий метод, називають *недиференційним*, реалізується з допомогою статичних перетворювачів частоти, які працюють за схемою випрямляч-інвертор або перетворювачів з амплітудною модуляцією напруги. У сучасній практиці поширені напівпровідникові статичні перетворювачі. Найбільшу перспективу практичного застосування у ВЕУ мають статичні перетворювачі частоти на базі напівпровідникових приладів.

Із розглянутих вище систем генерації електроенергії перевагу на даний час віддають ВЕУ з постійною частотою обертання із використанням синхронних генераторів. Технологія виробництва крупних синхронних машин відпрацьована, а їх надійність та економічність при роботі в складі енергосистеми часто визначальні при виборі найприйнятнішого варіанту.

Загальною тенденцією розвитку вітроенергетичної галузі для потреб великої енергетики є підвищення одиничної потужності вітроенергетичних установок. Це викликано зменшенням затрат на вибір і підготовку будівельних майданчиків для розміщення ВЕУ, спорудження доріг, ліній електропередач, розподільних пристроїв, обладнання захисту, інших компонентів ВЕУ.

Схеми генерації електроенергії автономними ВЕУ. Для електропостачання невеликих, розосереджених споживачів використовують автономні ВЕУ відносно невеликої потужності.

Необхідність безперервного електропостачання споживачів вимагає наявності в складі автономної електростанції гарантованого джерела живлення, яке здатне забезпечити споживача необхідною енергією в періоди вітрового затишшя і слабих вітрів. В якості такого джерела в автономних ВЕУ частіше за все застосовують акумуляторні батареї. Структурна схема автономної ВЕУ представлена на рис. 5.11.

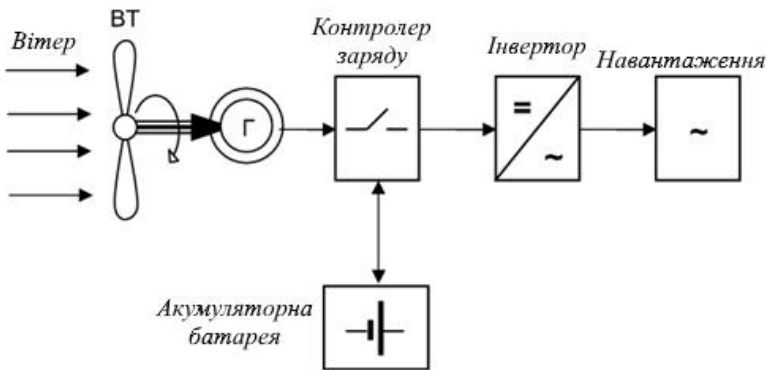


Рис. 5.11. Структурна схема автономної вітроелектростанції

Так як акумуляторна батарея працює на постійному струмі, а більшості споживачів необхідний змінний струм, то в складі автономної ВЕУ необхідно передбачити пристрій для перетворення постійного струму в змінний – *інвертор*. Потужність інвертора та вітроагрегата обираються на максимальну потужність навантаження. Ємність акумуляторних батарей обирається виходячи із необхідного запасу енергії, що необхідно забезпечити електростанції для покриття електричних навантажень в періоди простою вітроагрегата.

Для оптимізації процесів заряду/розряду акумуляторних батарей в склад установки входить контролер заряду. Необхідність його застосування викликана тим, що акумуляторні батареї дуже чутливі до величини зарядного струму, перезаряду та глибини

розряду. Використання контролера заряду дозволяє суттєво продовжити термін служби акумуляторів, знизити затрати на обслуговування електростанції і підвищити її надійність.

Використання в складі автономної ВЕУ акумуляторних батарей, контролера заряду та інвертора підвищують затрати на 1 кВт встановленої потужності електростанції, але це дозволяє значно спростити конструкцію вітроагрегата. Оскільки стабілізація вихідних електричних параметрів електростанції забезпечується за рахунок акумулятора та інвертора, відсутня необхідність в стабілізації частоти обертання вітроколеса і регулюванні вихідної напруги електрогенератора.

Сучасним рішенням конструкції генератора ВЕУ малої потужності є безредукторний багатополосний синхронний генератор із збудженням від постійних магнітів та напівпровідниковий випрямляч вихідної напруги якірної обмотки. Вітроколесо виконується із жорстко закріпленими лопатями, і його частота обертання визначається лише силою вітру та величиною навантаження.

Невисокі масо-габаритні показники акумуляторів та їх порівняно невеликий термін служби обмежують застосування представленої вище схеми ВЕУ потужностями до 10 кВт. Подібні ВЕУ знаходять практичне застосування в якості джерела електропостачання окремих будинків, котеджів, невеликих ферм, телекомунікаційних, метеорологічних об'єктів тощо.

Для електропостачання крупніших споживачів – сіл, селищ, об'єктів геологічної розвідки, островів, важкодоступних районів тощо використовують вітро-дизельні електростанції. В таких електростанціях дизель-генератор виконує функцію гарантованого джерела електроживлення, а ВЕУ забезпечує економію дорогого дизельного палива. Діапазон робочих потужностей вітро-дизельних комплексів – від одиниць кВт до десятків МВт.

Найбільше поширення отримали вітро-дизельні енергетичні комплекси з постійною частотою обертання дизеля. Структурна схема такого комплексу показана на рис. 5.12.

Режим роботи дизель-генератора в такій системі нічим не відрізняється від режиму силового агрегату автономної дизельної

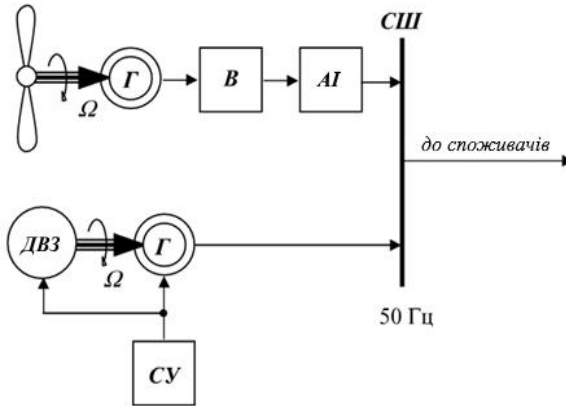


Рис. 5.12. Вітро-дизельний енергетичний комплекс з постійною частотою обертання дизеля

Г – генератор, В – випрямляч, АІ – автономний інвертор, СШ – спільні збірні шини, ДВЗ – двигун внутрішнього згорання, СУ – система управління

електростанції. Система управління СУ забезпечує стабілізацію амплітуди і частоти вихідної напруги при зміні навантаження за рахунок регулювання струму збудження генератора Г і рівня подачі палива. Вітрогенератор підключається паралельно дизель-генератору на спільні збірні шини станції СШ, з яких відбувається відпуск електроенергії споживачу. Режим роботи вітроагрегата не регулюється, стабілізація параметрів виробленої електроенергії здійснюється випрямлячем В та автономним інвертором АІ.

Енергетична ефективність електростанції досягається за рахунок зменшення загальної витрати палива, необхідної для виробництва електричної енергії, адже частина виробленої дизель-генератором енергії заміщується вітрогенератором. Перевагою таких систем є очевидна простота схемних рішень і можливість модифікації існуючих дизельних електростанцій за рахунок підключення до збірних шин станцій комплектних вітроустановок.

Недоліком енергетичної схеми комплексу є неможливість повного узгодження режимів виробництва і споживання електричної енергії. Потужність, яку видає вітрогенератор в будь-який момент часу, визначається параметрами вітрового режиму в місці установки станції, а потужність, яка знімається зі збірних шин станції, визначається графіком навантаження.

Однією із проблем дизельних електростанцій, що є основним джерелом електропостачання децентралізованих споживачів, є зниження ефективності роботи дизелів в режимі малих навантажень. Така ситуація найбільш характерна для локальних систем електропостачання невеликої потужності, дизельні електростанції яких побудовані на базі одного або двох дизель-генераторів. Для забезпечення безперебійного електропостачання споживачів потужність силового агрегату обирається по режиму максимального навантаження, а навантаження станції може змінюватися в дуже широких межах як протягом доби, так і в залежності від сезону року. В цих умовах більшу частину часу дизель-генератор змушений працювати на режимах з малим навантаженням, для яких характерна підвищена питома витрата дизельного палива. Підвищити енергетичну ефективність дизельних електростанцій малої потужності можливо здійснити за рахунок введення в електричну схему станції акумуляторів енергії. Одна із можливих схем гібридного енергетичного комплексу з акумуляуванням енергії представлена на рис. 5.13.

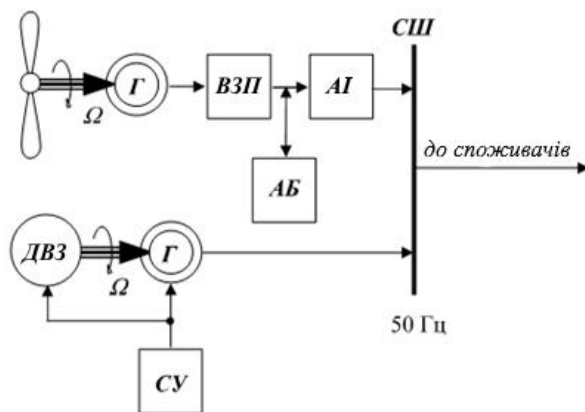


Рис. 5.13. Вітро-дизельний енергокомплекс з акумулятором
Г – генератор, ВЗП – випрямно-зарядний пристрій, АБ – акумуляторна батарея,
АІ – автономний інвертор, СШ – спільні збірні шини, ДВЗ – двигун
внутрішнього згорання, СУ – система управління

В режимі максимальних навантажень станції живлення споживачів здійснюється за рахунок енергії, виробленої дизель-

генератором. В цей же час через випрямно-зарядний пристрій ВЗП вітрогенератор забезпечує заряд акумуляторних батарей АБ. В режимі малих навантажень дизель-генератор виводиться із роботи і живлення споживачів відбувається від ВЕУ, а при відсутності вітру від акумуляторів. Для перетворення енергії постійного струму в змінну стандартної форми в енергоустановці використовується автономний інвертор АІ. Основні технічні параметри складових елементів енергетичного комплексу повинні бути узгоджені з графіком навантаження споживача. При цьому потужність дизель-генератора повинна покривати пікове навантаження станції, а потужність ВЕУ, ємність АБ і встановлена потужність АІ мають забезпечити безперебійне живлення споживачів в режимі малих навантажень.

Очевидно, що ефективність гібридних вітро-дизельних енергетичних комплексів, які використовуються в локальних системах електроживлення, багато в чому буде залежати від енергетичного потенціалу вітрової енергії в регіоні. Основні технічні показники елементів комплексів мають бути узгоджені з очікуваним графіком електричних навантажень.

Підключення асинхронного генератора ВЕУ до електричної мережі. При прямому підключенні ВЕУ з асинхронним генератором до електричної мережі частота обертання ротора асинхронного генератора підтримується приблизно постійною (за рахунок ковзання може обмежено змінюватися). Асинхронний генератор не потрібно синхронізувати з електричною мережею, так як частота виробленого ним струму буде рівна частоті струму збудження. Для збудження асинхронного генератора використовується реактивна потужність із мережі, або від спеціально встановленої батареї конденсаторів рис. 5.14. При цьому частота струму збудження рівна частоті мережі.

Швидка зміна швидкості вітру компенсується асинхронним генератором, а саме зміною ковзання. Для подібних ВЕУ можлива зміна частоти обертання в межах 10 %. При більших значеннях ковзання спостерігаються великі втрати, внаслідок значного зростання струму ротора. Тому розроблені асинхронні генератори із змінним ковзанням, в яких замість короткозамкнутого ротора застосовують ротор із регульовальним опором. Регульовальний опір

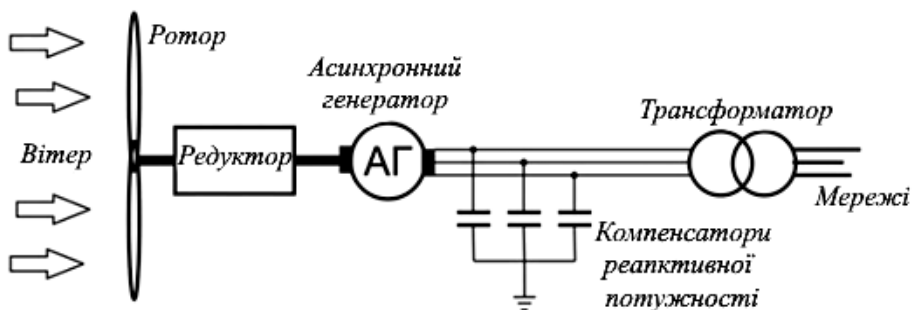


Рис. 5.14. Схема підключення асинхронного генератора до мережі

може сумісно обертатися з ротором, або підключатися до обмоток ротора через виведені зовні контактні кільця (фазний ротор). Як альтернативу замість регульовальних опорів до контактних кілець можливо підключити напівпровідниковий перетворювач і видавати струм ротора в мережу, як показано на схемі рис. 5.15.

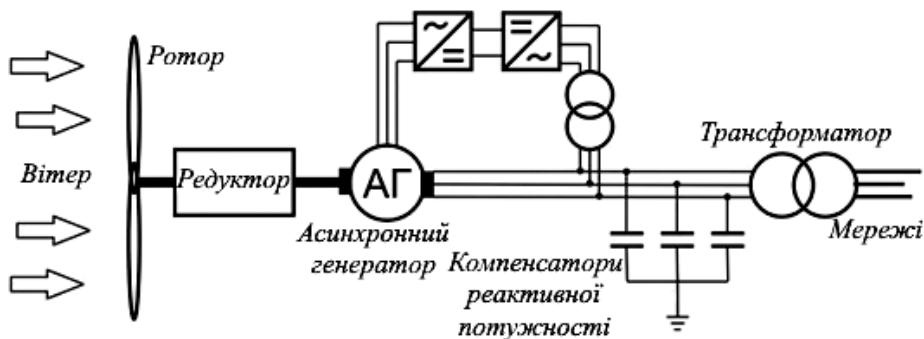


Рис. 5.15. Схема підключення асинхронного генератора з фазним ротором до мережі

Ефективність підключення асинхронного генератора до електричної мережі можна оцінити з графіка залежності потужності, яку розвиває вітротурбіна, від частоти обертання вітроколеса (рис. 5.16).

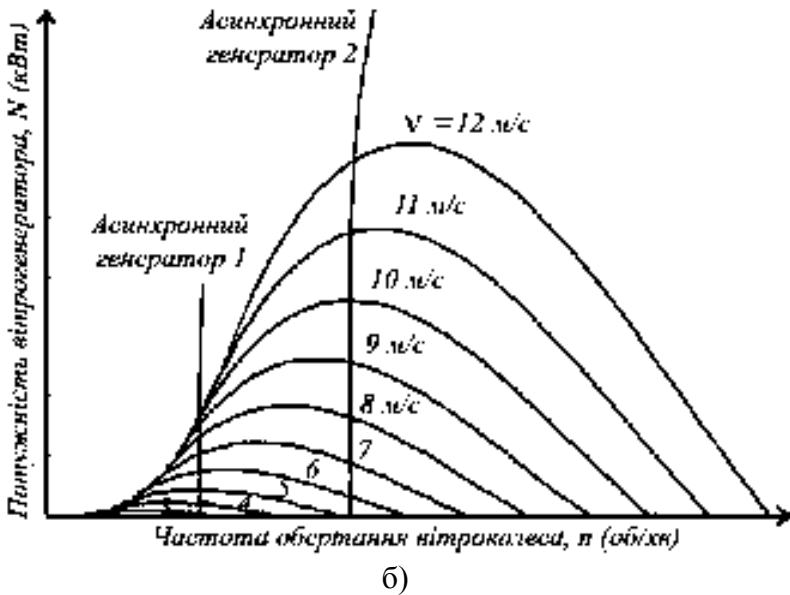
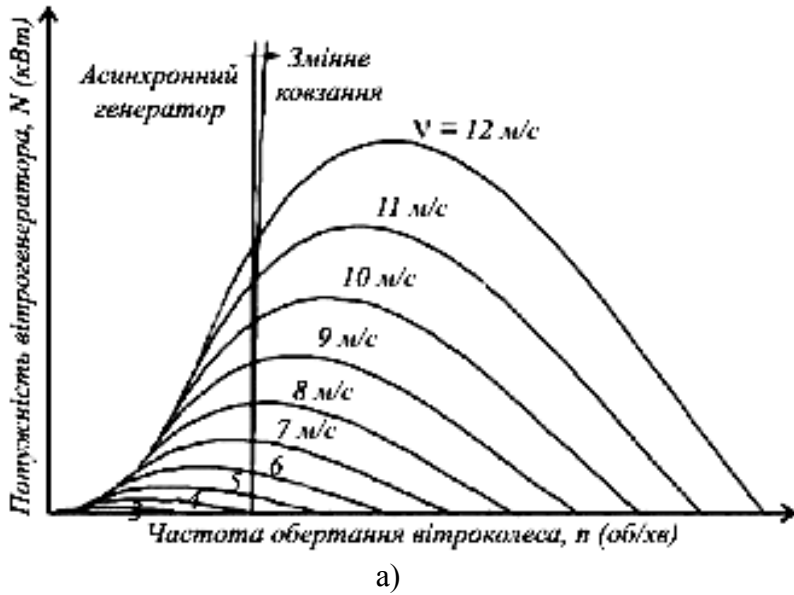


Рис. 5.16. Залежність потужності вітроагрегата від частоти обертання вітроколеса

а – одна робоча частота обертання, б – дві робочі частоти обертання

На рис. 5.16, а представлений графік потужності вітроагрегата в залежності від частоти обертання ротора при постійних швидкостях вітру. Як видно із рисунка, від частоти обертання вітроколеса залежить потужність, яка відбирається у вітрового потоку. Внаслідок постійної частоти обертання вітроколеса неможливо максимально перетворити потужність вітру в широкому діапазоні швидкостей. Вітрові потоки із швидкістю менше 4 м/с не достатні для перетворення в електричну енергію, у зв'язку із високою частотою обертання вітроколеса. При швидкостях вітру 8 м/с досягається максимальне перетворення кінетичної енергії потоку. При подальшому підвищенні швидкості набігаючого потоку процентне співвідношення максимально можливої кількості потужності, що відбирається, падає.

На рис. 5.16, б представлена концепція, яка передбачає використання двох різних частот обертання вітроколеса. Реалізація даного підходу можлива при використанні двох різних асинхронних генераторів, або ж двошвидкісного генератора. Дві обмотки статора такого генератора мають різну кількість пар полюсів, яким відповідають дві різні частоти обертання ротора. Так досягається можливість роботи генератора з оптимальним відбором кінетичної енергії вітру в розширеному діапазоні швидкостей вітру. Перша обмотка працює при швидкостях вітру від 3-6 м/с, а інша при швидкостях понад 7 м/с.

Для зменшення споживання реактивної потужності з мережі необхідне підключення ємнісних компенсуючих пристроїв. Сучасна силова напівпровідникова техніка дозволяє також регулювати реактивну потужність.

Вітроустановки з асинхронним генератором можуть працювати і в автономних умовах, тобто без підключення до загальної енергосистеми. Але при цьому для отримання реактивної потужності, необхідної для намагнічування генератора, використовується батарея конденсаторів, підключена паралельно навантаженню на виводи генератора. Необхідною умовою такої роботи асинхронних генераторів є наявність остаточного намагнічування сталі ротора, що необхідно для процесу самозбудження генератора. Зміною ємності конденсаторів можна змінювати величину струму намагнічування, що впливає на рівень

напруги генератора. Слід врахувати, що ємність батарей конденсаторів необхідно розрахувати і на реактивну потужність навантаження.

Підключення синхронного генератора ВЕУ до електричної мережі. При підключенні ВЕУ із синхронним генератором до мережі для її збудження не потрібна реактивна потужність. Збудження синхронного генератора може здійснюватися або постійними магнітами або електромагнітним способом (котушка із постійним струмом). У першому випадку неможливо регулювати реактивну потужність і складно регулювати напругу генератора. Другим недоліком є відносно висока вартість постійних магнітів. Тому на практиці застосовують електромагнітне збудження. З допомогою тиристорних перетворювачів змінний струм мережі перетворюється на постійний струм, що використовується для збудження (рис. 5.17).

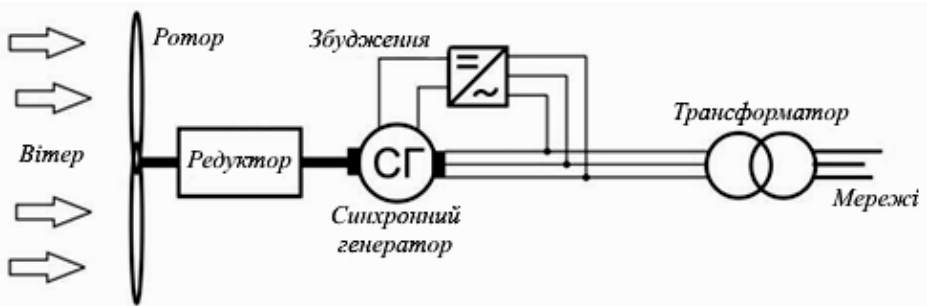


Рис. 5.17. Пряме підключення вітроустановки з синхронним генератором до електричної мережі

На відміну від асинхронних, синхронні генератори мають постійну швидкість обертання при заданій частоті, яка не залежить від навантаження. Різкі зміни навантаження не можуть бути компенсовані ковзанням, а передаються далі електричній мережі. Окрім того спостерігаються і механічні перевантаження ВЕУ. Тому їх пряме підключення до мережі застосовується рідко. ВЕУ із синхронним генератором можуть працювати і в автономному режимі для живлення двигунів, насосів, активного навантаження.

Недоліки прямого підключення генератора до електричної мережі можна усунути з допомогою сучасної силової напівпровідникової техніки. На рис. 5.18 показана схема підключення вітроустановки з синхронним генератором до електричної мережі через випрямляч і частотний перетворювач. Генератор може бути налаштований на частоту відмінну від частоти мережі. Це дозволяє для різних швидкостей вітру підбирати відповідну частоту обертання ротора для оптимального використання кінетичної енергії вітрового потоку.

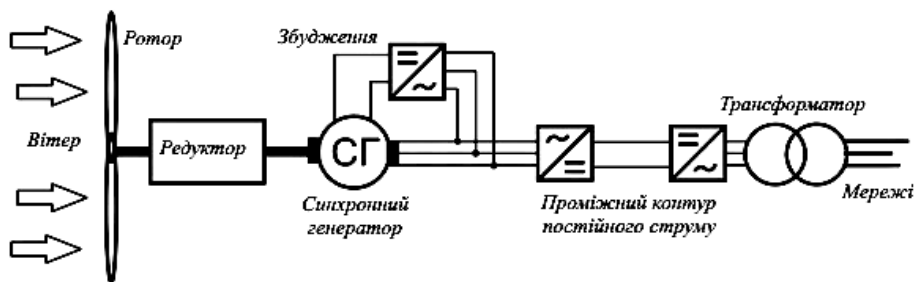


Рис. 5.18. Підключення вітроустановки з синхронним генератором до мережі через проміжний контур постійного струму

Можливість експлуатації генератора із змінною частотою обертання ротора дозволяє створювати вітроустановки без редуктора, що призначений для узгодження частоти обертання вітроколеса з частотою генератора. Синхронні генератори до таких установок мають до 80 пар полюсів.

РОЗДІЛ 6

БІОПАЛИВО

6.1. Загальна характеристика біопалива

Біомаса (БМ), згідно визначення Закону України «Про альтернативні види палива» – це невикопна біологічно відновлювана речовина органічного походження, здатна до біологічного розкладу, у вигляді продуктів, відходів та залишків лісового та сільського господарства (рослинництва і тваринництва), рибного господарства і технологічно пов'язаних з ними галузей промисловості, а також складова промислових або побутових відходів, здатна до біологічного розкладу.

До біомаси також відносять і органічну частину твердих міських відходів (у розвинутих країнах середньостатистичний житель виробляє ~ 920 гр. сміття на день або 330 кг на рік). Біомаса є четвертим за значенням паливом у світі і складає 1250 млн. т. у. п.. Це становить близько 15 % від обсягу первинних енергоносіїв. Так у США його частка становить 4 %; Данії – 6 %; Канаді – 7 %; Австрії – 13 %; Швеції – 16 %; Фінляндії – 20 %.

Основним джерелом біомаси незаперечно є ліс та сільськогосподарські рослини. В основі виробництва біомаси лежить механізм фотосинтезу рослин, за допомогою якого акумулюється сонячна енергія, перетворюючись у хімічну. Фотосинтез є ключовим процесом життя на Землі.

Утворення біомаси в біосфері відбувається зі швидкістю $\approx 250 \cdot 10^9$ т/рік (в перерахунку на суху масу) внаслідок реакцій, які протікають в органічному матеріалі під дією сонячних променів. За існуючими оцінками, внаслідок фотосинтезу, рослини щорічно акумулюють близько $2 \cdot 10^{11}$ тон вуглецю із загальним енергетичним вмістом $3 \cdot 10^{21}$ Дж, а це в 10 раз перевищує річне споживання енергії людством.

Лише за рік ліс виробляє приблизно $7 \cdot 10^9$ тон біомаси з енергетичним вмістом, який втричі перевищує енергетичне споживання за рік. Сумарна теплова енергія фотосинтезу лісів

світу еквівалентна 40-50 ТВт, що приблизно у 19 раз перевищує енергію від сумарного видобування нафти і газу.

Схематично система планетарного кругообігу біомаси зображена на рис. 6.1.

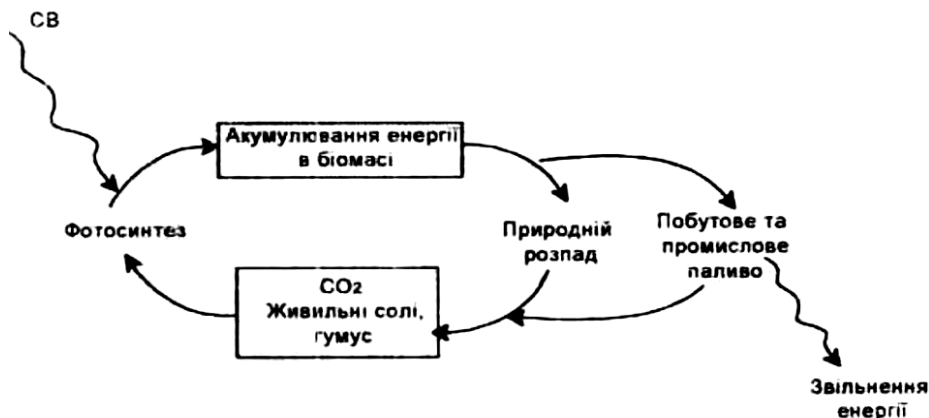


Рис. 6.1. Система планетарного кругообігу біомаси

Біопаливо – це паливо із біомаси, що отримується в результаті її переробки в різних фізико-технічних та хімічних процесах.

Розрізняють *рідке біопаливо* для двигунів внутрішнього згорання (етанол, метанол, диметилловий ефір, біодизель), *тверде біопаливо* (дрова, солома, смола) та *газоподібне* (біогаз, біоводень).

Рідке біопаливо. *Біоетанол* – звичайний етанол, що отримується в результаті переробки рослинної сировини для використання в якості біопалива.

На даний час більша частина біоетанолу виробляється із кукурудзи та цукрової тростини. Сировиною для виробництва біоетанолу також можуть бути різного роду сільськогосподарські культури із великим вмістом крохмалю чи цукру: картопля, цукровий буряк, сорго, ячмінь, маніок, пшениця, кукурудза, жито.

Етанол у великих кількостях можна виробляти із целюлози, однак на сьогодні таке виробництво економічно нерентабельне. Сировиною також можуть бути різного роду відходи сільського і лісового господарства: пшенична солома, рисова солома, тирса.

Ще одним видом біопалива є *біометанол*, який виробляється з біомаси та використовується в якості біопалива.

Сировиною для цього палива є водорості, що найшвидше ростуть на планеті. Початкове виробництво біомаси здійснюється шляхом культивування фітопланктону у штучних водоймах, що створюються на морському узбережжі. Вторинні процеси являють собою метанове бродіння біомаси та подальше гідроксилювання метану з отриманням метанолу.

Біобутанол – це різновид рідкого біопалива на основі бутилового спирту (бутанол), що одержується разом з біоводнем шляхом бутилового або ацетонобутилового зброджування сільськогосподарських рослин.

Бутанол застосовують в якості розчинника в лакофарбовій промисловості, у виробництві смол та в синтезі багатьох органічних сполук. Також він може застосовуватися в якості компонента до традиційного палива, або як самостійне паливо для транспортних засобів.

Бутанол виділяє чистої енергії за робочий цикл більше, ніж етанол чи метанол і приблизно на 10 % більше, ніж бензин.

Порівняно з етанолом, бутанол може бути змішаний в більших пропорціях з бензином і використовуватись в автомобілях без модифікації системи формування повітряно-паливної суміші.

Таким чином, біобутанол економічніший порівняно із сумішшю етанолу з бензином, він покращує паливну ефективність автомобіля та збільшує пробіг на одиницю витраченого палива. Біоетанол отримується із тієї ж сировини – кукурудзи, цукрового буряка, сорго, маніоки, цукрової тростини, стебел кукурудзи та іншої біомаси, що й етанол.

Диметиловий ефір (ДМЕ) як хімічну речовину одержали порівняно давно і вивчили достатньо добре. Донедавна його використовували в парфумерії як пропелент, замінюючи шкідливі гази (заборонений фреон) та як холодоагент і розчинник.

Існує два сорти ДМЕ: вищий і нижчий. Вищий сорт ДМЕ містить не менше 99,5 % ефіру, його використовують у парфумерії; нижчий має не менше 95 % ефіру, його застосовують як паливо для дизельних двигунів.

До рідких біопалив також відноситься *біодизель*.

Біодизель – це рідина жовтого кольору, майже не зміщується з водою, має високу температуру кипіння та низьку пружність пари.

Для позначення палива, що містить біодизель, застосовується літера «В». В100 – 100 % біодизелю, В20 – 20 % біодизелю та 80 % звичайного дизельного пального.

Найпоширенішим способом отримання біодизелю є переестерифікація рослинної олії.

Тверде біопаливо. Типовим видом твердого біопалива є добре знайомі нам дрова, що використовуються людством, як паливо, впродовж тисячоліть. Дрова використовуються і нині, з тією лише різницею, що тепер вони не є єдиним біопаливом подібного роду.

Найбільший розвиток на сьогоднішній день отримало виробництво гранульованого та пресованого біопалива (відповідно, паливних пелет і брикетів).

Технологія їх виробництва є надзвичайно простою. Спочатку сировина подається в дробарку, де подрібнюються до стану муки. Далі отримана маса відправляється в сушарку, а із неї в прес-гранулятор, де деревну муку пресують у пелети. На виробництво однієї тони пелет витрачається 4 - 5 кубометри відходів деревини.

Отримані таким способом пелети і брикети використовуються для тепло енергозабезпечення житлових та комунальних приміщень, а також у камінах і кахельних печах.

У якості твердого біопалива також може бути застосована солома. На сьогодні світовим лідером із використання соломи в енергетичних цілях є Данія, де знаходиться в експлуатації біля 8000 фермерських установок, потужністю 0,1 - 1,0 МВт, які споживають за рік 390 тис. т соломи і виробляють 5,6 ПДж енергії.

Крім цього, в Данії експлуатується 62 теплових і 9 теплоелектричних станцій, які споживають 540 тис. т соломи щорічно. З метою отримання теплової енергії солома в Європі використовується в Австрії, Швеції, Фінляндії, Франції, Чехії та ін.

Газоподібне біопаливо. *Біогаз* – газоподібне паливо, продукт анаеробного мікробіологічного розкладу органічних речовин. Біогаз отримують у процесі анаеробної (без доступу повітря) ферментації (розкладу) органічних речовин (біомаси) різного походження: пташиний послід, листя, солома, органічні відходи.

Таким чином, біогаз можна виробляти з усіх господарсько-побутових відходів, що мають здатність бродити та розкладатись у рідкому чи твердому стані без доступу кисню. Анаеробні установки дають можливість переробляти будь-яку органічну масу при перебігу процесу у дві фази: розклад оргмаси та її газифікація.

Застосування органічної маси, що пройшла процес мікробіологічного розкладу у біогазових установках, підвищує родючість ґрунтів та врожайність різних культур на 10 – 50 %.

До газоподібних біопалив відносять і *біоводень*.

Біоводень – це газоподібний різновид біопалива, який одержується разом із біобутанолом шляхом бутилового або ацетонобутилового зброджування сільськогосподарських рослин.

Біоводень можна одержувати термомеханічним способом з відходів деревини, однак собівартість даного методу поки висока.

Застосування водню на транспорті та в енергетиці в даний час обмежене відсутністю розвинутої інфраструктури, тому поки що створюється лише концептуальні моделі водневих автомобілів і техніки, що працює на паливних водневих елементах.

6.2. Принцип перетворення біомаси

Наведені нижче вимоги щодо принципу переробки біомаси базуються на максимально-ефективному використанні біомаси з мінімальними технологічними витратами та захисту і збереженні навколишнього середовища.

Використання широкого спектру різних продуктів, який дає кожен вид біомаси. Наприклад, у виробництві цукру з цукрової тростини утворюються проміжні продукти: патока і волокно; спалювання останнього дає тепло, яке можна перетворити в електроенергію; попіл від спалювання можна повернути в ґрунт в якості добрива.

Здешевлення технологій виробництва палива. Деякі технології для виробництва палива із біомаси потребують більших затрат енергії, ніж зможе це паливо пізніше віддати, наприклад, виробництво етилового спирту з крохмалю рослин. Однак є можливість дешевше отримати спирт з відходів соломи, рослинних волокон, хвої, листя дерев.

Реалізація економічного ефекту в АПК від впровадження комплексної переробки біомаси: зростання національного доходу від збільшення зайнятості сільського населення, самозабезпечення споживача, зменшення імпорту, забезпечення власних потреб без централізованої допомоги.

Доцільність виробництва біопалива: економічно виправдано, якщо ритмічно відновлюються запаси дешевої сировини (наприклад, обрізки і тирса на лісозаготівлях, гній тваринницьких ферм, міські стоки, солома злакових культур та ін.).

Недопущення екстенсивного використання біопалива, а саме знищення лісів, ерозія ґрунту, заміна врожаїв для їжі «врожаями» палива.

Альтернативне використання біопалив, як похідних органічних сполук, в якості хімічної сировини або конструкційних матеріалів.

В табл. 6.1 наведені джерела біомаси та приклади її переробки.

Таблиця 6.1. Джерела біомаси та приклади її переробки

Джерело біомаси або палива	Паливо	Технологія перетворення	Ефективність перетворення, в.о.	Енергетика біопалива, МДж/кг
Лісорозробки	Тепло	Спалювання	0,70	16–20
Відходи переробки деревини	Тепло	Спалювання	0,70	16–20
	Газ	Піроліз	0,85	40
	Нафта			40
	Вугілля			20
Зернові	Солома	Спалювання	0,70	14–16*
Цукрова тростина, сік	Етанол	Бродіння	0,80	3–6
Цукрова тростина, відходи	Жом	Спалювання	0,65	5–8
Гній (тропіки)	Метан	Аеробний розпад	0,50	4–8*
Гній (помірний клімат)	Метан	Аеробний розпад	0,50	2–4
Міські стоки	Метан	Анаеробний розпад	0,50	2–4*
Сміття	Тепло	Спалювання	0,50	5–16*

Примітка: * – сухий матеріал

Розвиток енергетики шляхом використання сільгоспкультур в якості джерела енергії має свої переваги та недоліки.

Перевагами енергетичного використання біомаси є:

- великі потенційні запаси сировини;
- різноманітність культур;
- різноманітні сфери застосування (транспорт, виробництво електричної енергії);
- ефективне використання супутніх продуктів, відходів, стоків;
- покращення екології довкілля (утилізація відходів);
- розвиток сільського господарства;
- великий потенціал у країнах тропіків.

Недоліками енергетичного використання біомаси є:

- збіднення та ерозія ґрунтів;
- можлива конкуренція з виробництвом їжі;
- використання генної інженерії може викликати появу невідконтрольних організмів;
- перевезення біомаси до місця переробки завантажує транспортну галузь;
- помилки в проектуванні та відсутність замкнутого циклу переробки можуть призвести до забруднення середовища.

6.3. Процеси переробки біомаси

Біомасу переробляють з метою отримання тепла або палива високої якості. Враховуючи вид виробленого кінцевого продукту (тверде, рідке або газоподібне паливо), існують різні способи переробки біомаси. Вибір способу переробки визначається видом біомаси та виходом палива (тверде, рідке або газоподібне), економічної та екологічної доцільності, тощо.

Якість біопалива визначається вмістом у ньому вуглецю та води. Останній параметр визначає вологість біомаси:

$$W = \frac{m - m_0}{m} . \quad (6.2)$$

де m – загальна маса матеріалу;

m_0 – його маса без води (внутріклітинної та міжклітинної).

Матеріал вважають сухим, якщо він містить 10-15 % вологи. Отже, потрібно витратити значну частину теплової енергії на випаровування вологи ($\approx 2,3$ МДж/кг).

На рис. 6.2 зображено класифікацію основних типів енергетичних процесів, які пов'язані з переробкою біомаси. Нижче приводиться короткий опис процесів переробки.

Термохімічні процеси:

- *спалювання* з метою отримати тепло (сухе гомогенне паливо);
- *піроліз, або суха перегонка*. Біомасу нагрівають до температури 450-550 °С без доступу повітря. Отримують твердий залишок – кокс (деревне вугілля), гази (CO , H_2) та рідинну масу (спирти, олії тощо);

- *газифікація*. Процес нагрівання (часткове спалювання) палива з обмеженою кількістю повітря (кисню) у діапазоні температур 800-1600 °С та тиску 1,0-10,0 МПа. Під час газифікації утворюється синтез-газ (CO , H_2 , CH_4 у відповідній пропорції);

- *гідрогенізація*, з різними варіантами попередньої підготовки сировини і проведення самого процесу.

Біохімічні процеси:

- *спиртова ферментація*. Етиловий спирт, як правило, виробляється мікроорганізмами в процесі ферментації;

- *анаеробна переробка*. Без кисню мікроорганізми здатні поглинати енергію, безпосередньо перероблюючи вуглецевмісні компоненти і виробляючи внаслідок цього CO_2 та CH_4 . Це також ферментація, але називають її *бродінням*, за аналогією з процесами в травному тракті жуйних тварин. Отриману суміш CO_2 та CH_4 , а також супутніх, газів називають *біогазом*;

- *біофотоліз*. Фотоліз – розклад води на водень та кисень під дією світла. Якщо водень згорає або вибухає як паливо в суміші з повітрям, то проходить рекомбінацію O_2 та H_2 . Деякі біологічні організми можуть продукувати водень таким біофотолізом.

Агрохімічні процеси:

- *екстракція палива*. Рідке або тверде паливо можна отримати прямо від живих або свіжозрізаних рослин, з яких збирають або витискають пресом сік (наприклад, виробництво каучуку).

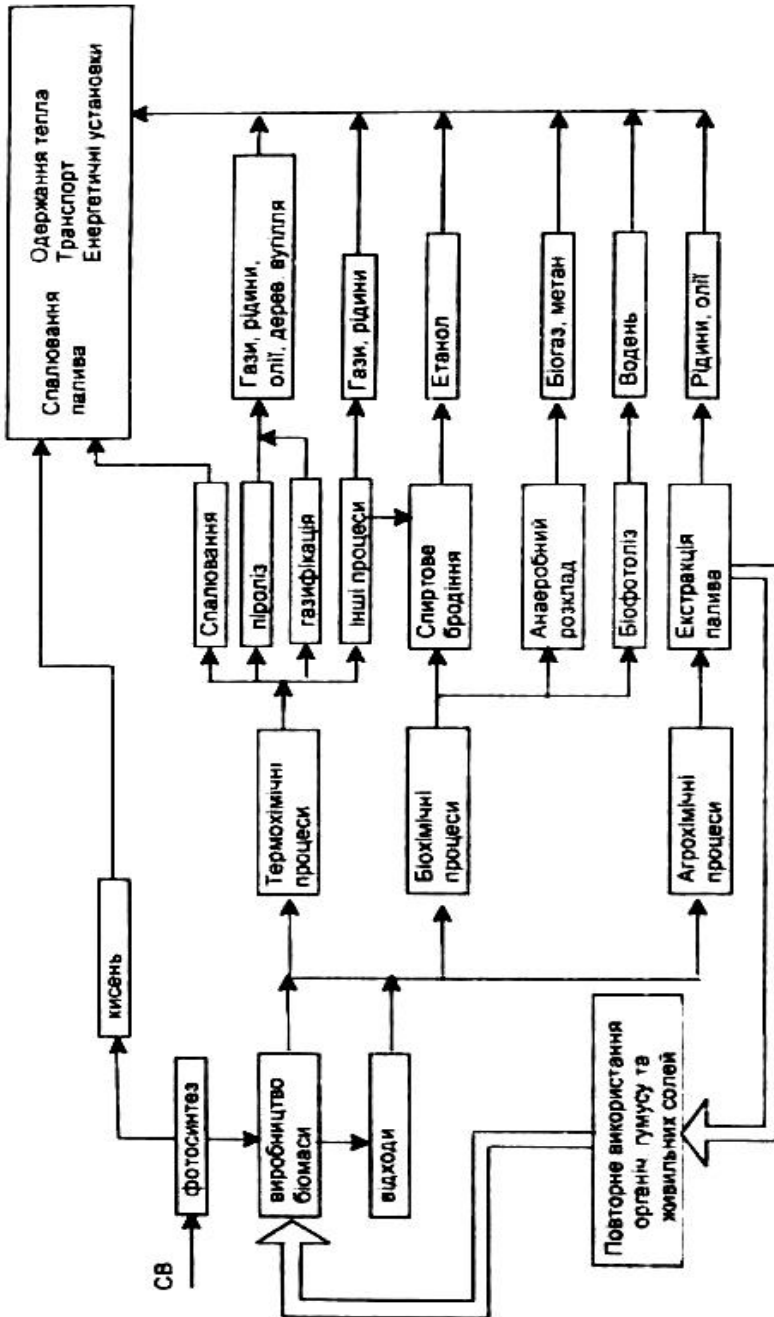


Рис. 6.2. Енергетичні процеси переробки біомаси

6.4. Термохімічні процеси

Найпоширенішим способом переробки біомаси є термохімічний, який умовно поділяють в залежності від кінцевого продукту на:

- піроліз;
- газифікацію;
- термічну утилізацію.

Піроліз. *Піроліз* – процес термічного розкладу органічних речовин, без доступу кисню, за відносно низької температури 500-800 °С, порівняно з газифікацією (800-1300 °С) чи горінням (1000-2000 °С).

Під час піролізу здійснюється перетворення твердої біомаси у калорійніше тверде чи рідке паливо, яке ефективно використовують для одержання тепла.

Первинною сировиною можуть бути: деревина, відходи біомаси, сміття, вугілля.

Продуктами піролізу є: кокс (деревне вугілля), газ, рідкий конденсат у вигляді смоли або олії.

ККД піролізу складає 80-90 % та визначається, як співвідношення теплоти згорання вихідного палива до теплоти згорання використаної в процесі біомаси.

Схема установки для здійснення піролізу приведена на рис. 6.3. Найбільш переважним являються вертикальні пристрої, що завантажуються зверху.

Біопаливо, одержане в результаті піролізу, має меншу сумарну енергію спалювання, у порівнянні з початковою біомасою.

Розподіл компонентів піролізу можна визначити так:

- масова частка *твердого* компоненту під час піролізу становить 25-35 % сухої біомаси. Наприклад, деревне вугілля на 75-85 % складається з вуглецю, теплота згорання якого 30 МДж/кг. Таке вугілля, отримане з деревини, зберігає 15-50 % початкової хімічної енергії спалювання;

- масова частка *рідких* компонентів становить ≈ 30 % біомаси, а їх сумарна теплота згорання ≈ 22 МДж/кг;

- максимальна масова частка *газових* компонентів, отримана в газогенераторах, досягає 80 %. Суміш газів з азотом, виділених

внаслідок піролізу, відома як деревний газ, синтетичний газ, генераторний газ (теплота згорання його становить 5-10 МДж/кг). Це суміш газів N_2 , H_2 , CO з домішками CH_4 та CO_2 .

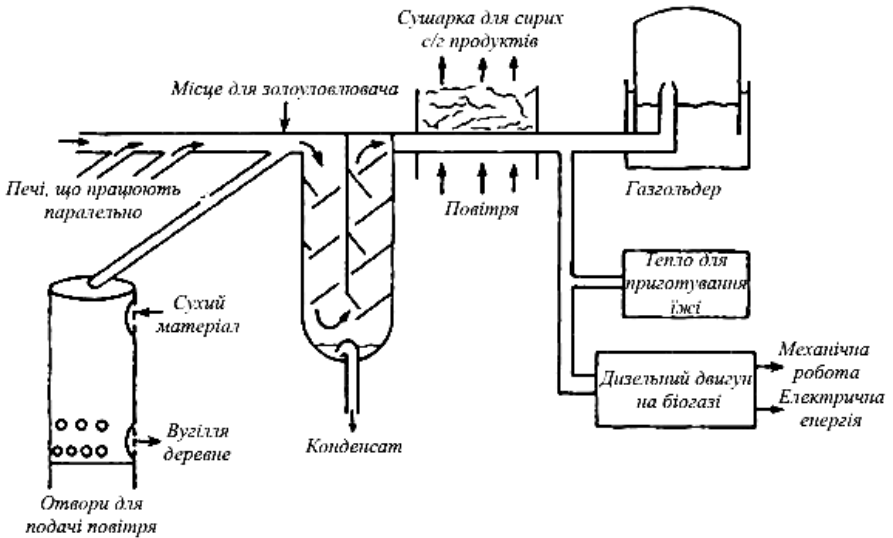


Рис. 6.3. Установа для здійснення піролізу

Процес піролізу для виробництва деревного вугілля протікає з нагріванням деревини до температури 500-550 °С без доступу повітря. Внаслідок цього деревина розкладається на комплекс хімічних продуктів: газ, рідкі компоненти (олії, дьоготь, спирти та ін.) і на залишковий вуглець, який є основною масою деревного вугілля. Традиційно деревне вугілля вироблялось в примітивних печах з втратою цінних побічних продуктів. Сучасні установки піролізу дозволяють додатково отримувати олії, дьоготь і синтетичний газ, котрі мають велику цінність.

Калорійність деревного вугілля за температури піролізу 400-450 °С складає ~ 30 МДж/кг, із зростанням температури піролізу кількість вуглецю збільшується. Тому деревне вугілля часто використовують як цінне паливо.

Газифікація палива. Газифікація – це високотемпературний процес, в якому вуглець в складі твердого палива при обмеженій кількості повітря або кисню перетворюється на генераторний газ.

Здійснюється цей процес за температуру 900-1300 °С і вище у середовищі з обмеженим вмістом кисню. Процес газифікації близький до горіння, але відрізняється значеннями температури та коефіцієнта надлишку повітря α (для газифікації $\alpha < 1$, а в процесі горіння $\alpha \geq 1$).

Процес газифікації умовно поділяють на такі етапи:

- *сушіння* – випаровування наявної в біомасі вологи;
- *піроліз* – отримання пірогазу, випаровування смол, отримання вуглистої речовини;
- *окислення* – окислення пірогазу з утворенням CO_2 і H_2O ;
- *відновлення* – відновлення до CO .

Для підвищення ККД газифікації застосовують парокисневе або пароповітряне дуття.

Процес газифікації здійснюється в спеціальних апаратах, які називають конверторами, реакторами, газогенераторами, газифікаторами.

Газогенератор – це вертикальний циліндр, обмурований всередині вогнестійкою цеглою (рис. 6.4). В ньому переробляють широкий асортимент сировини, у тому числі деревину, деревинні і сільськогосподарські відходи, водорості, тверді міські відходи. До основних типів газогенераторів з періодичною і неперервною газифікацією належать:

- реактори з нерухомим або рухомим (ущільненим) шаром сировини;
- реактори з перемішувальним шаром;
- реактори з проштовхувальним і обертовим шаром;
- реактори з псевдозрідженим шаром;
- реактори з обертовим шаром сировини і прямим або непрямым нагріванням.

Для зручності розрахунків паливо-енергетичних балансів, а також обліку запасів палива або відходів виробництва різної калорійності використовують *умовне паливо*.

Під умовним паливом (ум.п) розуміють уявний універсальний енергоносіє, при спалюванні 1 кг якого отримують 29300 кДж теплової енергії (7000 ккал).

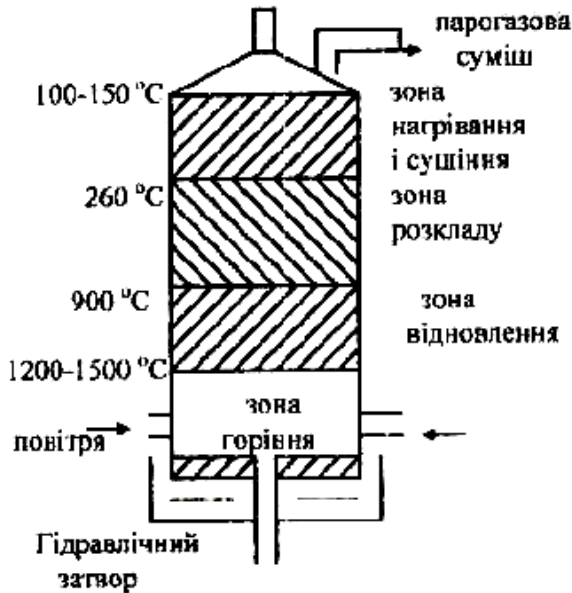


Рис. 6.4. Схема газифікації палива

В процесі практичного використання відходів деревини (генераторного газу, біогазу) як вторинних енергетичних ресурсів, застосовують калорійний еквівалент E (кг ум.п./м³), який залежить від теплоти згорання, вологості та густини деревини:

$$E = Q_n^p \cdot \rho / 29300. \quad (6.1)$$

Термічна утилізація (спалювання). Одним із способів добування газу або рідкого палива є утилізація твердих побутових відходів (ТПВ), а також відходів виробництва на різних підприємствах. Основним методом утилізації ТПВ і промислових відходів в нашій державі є складування їх на звалищах.

Для відходів лісопромислових комплексів (тирса, стружка та ін.) розроблено різні типи конструкцій теплогенераторів для виробництва теплової енергії з метою опалювання приміщень, цехів підприємства, а також для сушіння деревини. Конструктивно теплогенератори на здрібнених відходах деревини виготовляються вертикального і горизонтального типу (рис. 6.5).

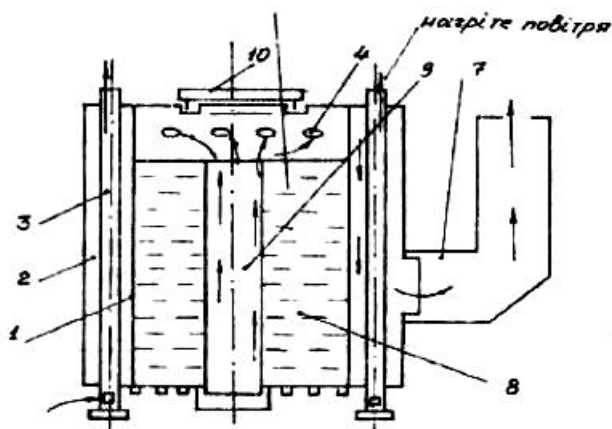


Рис. 6.5. Теплогенераторна установка вертикального типу
 1, 2 – внутрішні стінки; 3 – труби з нагрітим повітрям; 4 – отвори для руху димових газів; 5 – канал ущільнення у верхній частині теплогенератора;
 7 – димохід; 8 – завантажені відходи деревини для спалювання;
 9 – канал подачі повітря для спалювання палива; 10 – кришка.

Інші термохімічні процеси.

Гідрогеізація. Біомасу (наприклад, гній) нагрівають в атмосфері водню до 600 С в умовах тиску 5 Па (50 атм.) В результаті отримують метан і етан, з теплою згорання 6 МДж/кг.

Переробка олії кокосових горіхів у ефіри. Біла м'якоть кокосових горіхів (копра) на 50 % складається з олії. На Філіпінах виробляють 10⁶ тон на рік такої олії. Використовують її як дизельне паливо. Для цього додають 20 % (за об'ємом) метилового або етилового спирту, в результаті отримують ефіри та гліцерол. Такі ефіри є кращим дизельним паливом, ніж нафта. Продуковані ефіри мають теплоту згорання 38 МДж/кг (для порівняння бензин дає 46 МДж/кг). Метиловий спирт можна також отримати газифікацією відходів з деревини.

Метиловий спирт як паливо. Метиловий спирт (метанол) – отруйна рідина, яку отримують у процесі каталітичної реакції між Н₂ та СО за температури 330 °С і тиску 15 МПа. Ці гази є компонентами синтетичного газу, їх отримують під час газифікації біомаси. Метанол (з теплою згорання 23 МДж/кг) можна використовувати як замітник бензину.

6.5. Біохімічні процеси

Спиртова ферментація (бродіння). Етиловий спирт (етанол) C_2H_5OH одержується зброджуванням цукру у присутності мікроорганізмів (дріжджів) в кислому середовищі (рН 4-5). Для одержання спиртів високої концентрації використовують процес перегонки та фракціонування. Після перегонки (дистиляції) одержують суміш 95 % етанолу і 5 % води.

Безводний етанол у промислових умовах одержується перегонкою з бензолом, який є розчинником. На бродіння затрачується 0,5 % енергетичного потенціалу цукру, інші затрати пов'язані з перегонкою. Необхідну теплову енергію можна одержати, спалюючи відходи біомаси.

100 %-ий безводний етанол – це рідина в інтервалі температур від $-117\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+78\text{ }^{\circ}\text{C}$ з температурою згорання $423\text{ }^{\circ}\text{C}$. Такий етанол у суміші з бензином у співвідношенні 1:10 можна напряду заправляти та подавати в бензинові двигуни.

Заправляють звичайні бензинові двигуни також *газохолом* – це суміш бензину і безводного етанолу (20 % за об'ємом). Порівняно з чистим бензином на 20 % зростає потужність двигуна. Безводний етанол, як додаток до бензину, є пріоритетним перед тетраетилсвинцем, який серйозно забруднює атмосферу. Теплота згорання етанолу становить 25 МДж/м^3 , є на 40 % нижча, ніж у бензину (39 МДж/м^3). Однак краще згорання етанолу компенсує це зниження, тому двигуни споживають майже однакову кількість газохолу та бензину.

Анаеробна ферментація. *Біогаз* – суміш CH_4 та CO_2 – продукт анаеробної ферментації органічних речовин. Ці речовини розкладаються метановими бактеріями за таких основних сприятливих умов для їх життєдіяльності:

- відсутності вільного кисню;
- достатньої кількості азоту;
- наявності лужного середовища (рН = 6,6...7,2);
- відсутності світла;
- відповідного значення температури;
- високої вологості (понад 50 %).

Розкладання органічних речовин відбувається в процесі життєдіяльності бактерій, котрий умовно можна розділити на два етапи. На першому *кислотоутворювальному етапі* бактерії перетворюють високомолекулярні органічні з'єднання в низькомолекулярні. На другому етапі *алкалічної газифікації* метанові бактерії синтезують необхідний для їх життєдіяльності кисень з молекул кислот, з виділенням CO_2 , CH_4 та H_2O .

Варто зауважити, що найбільший вплив на утворення біогазу чинить температура. Це пов'язано з тим, що різним значенням температури відповідають свої штами бактерій, котрі синтезують максимальну кількість газу. Наприклад, синтез максимальної кількості газу для психрофільних штамів протікає з температурою 15°C , мезофільних – 35°C , а термофільних – 55°C .

Енергія спалювання біогазу досягає 60-90 % початкової, яку мала базова (вхідна) суха сировина, хоча газ отримують з біомаси, що містить до 95% води.

Біогазогенератор є економічним, якщо в ньому переробляють цілі потоки відходів (зі свиноферм, скотобоець, міські стоки). Його вихід – $0,2\text{-}0,4\text{ м}^3$ газу на 1 кг бродильної сухої сировини, з витрачанням 5 кг сухої біомаси на 1 м^3 води.

Біохімічні процеси бродіння проходять у три етапи:

1. Нерозчинні біоматеріали (целюлоза, жири, полісахариди) розкладаються на вуглеводи та жирні кислоти (в працюючому біогазогенераторі при температурі 25°C , за добу);

2. Кислотопродуцентні бактерії утворюють оцтову і пропіонову кислоти (при температурі 25°C , за добу);

3. Газотворчі бактерії приблизно за 14 діб, при 25°C , повністю завершують бродіння, виробляючи 70 % CH_4 і 30 % CO_2 (з домішками H_2 та H_2S). Умова успіху – стабільність процесу з постійною температурою та подачею вхідної сировини.

Устаткування для виробництва біогазу. Сучасні біоенергетичні установки складаються з таких основних систем:

- система приготування і подачі сировини у біореактор;
- біореактор (метантенк) з комплексом пристроїв для підтримування заданих умов середовища (температура, лужність);
- система зберігання (газгольдер) і використання біогазу;
- система видалення і транспортування шламу від метантенка.

Визначаючим конструктивним елементом системи для виробництва біогазу є **біореактор** (метантенк) (рис. 6.6). Він може бути вертикального або горизонтального виконання. Його об'єм можна визначити за кількістю завантажуваної речовини і тривалості бродіння. Біогазогенератор повинен бути водо- і газонепроникним, стійким до дії кислот, які утворюються в процесі бродіння. Виготовляють його зі сталі, бетону, пластмаси та інших матеріалів, які задовольняють поставленим вимогам. Форма метантенка залежить від місця розташування, умов експлуатації та пропускної здатності конструкції.

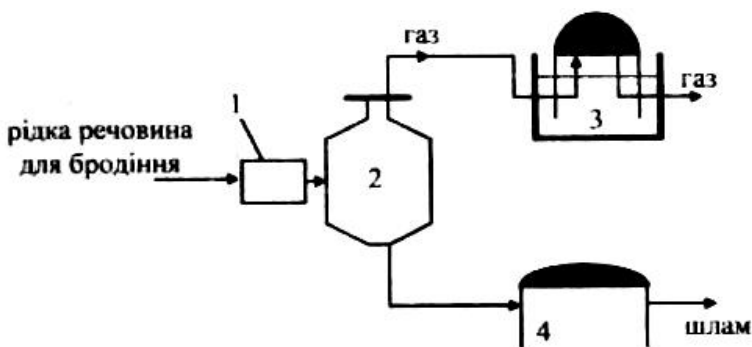


Рис. 6.6. Схема анаеробного процесу

1 – теплообмінник; 2 – метантенк; 3 – газозольдер; 4 – шламонакопичувач

У світовій практиці використовуються наступні види біогазогенераторів (рис. 6.7):

- домашній блок для тропічних регіонів (переробки гною) (а);
- індійський біогазогенератор, що використовує висушений на сонці коров'ячий послід (кіз'як) у вигляді коржиків (б);
- китайський біогазогенератор (в);
- автоматизована промислова установка з підігрівом субстрату до 35 °С (г).

Широке застосування біогазу в Україні можливе як для виробничих, так і для побутово-комунальних потреб. За допомогою електрогенераторів, які працюють на біогазі, з одного кубометра біогазу можна отримати 1,8-5 кВт·год електроенергії.

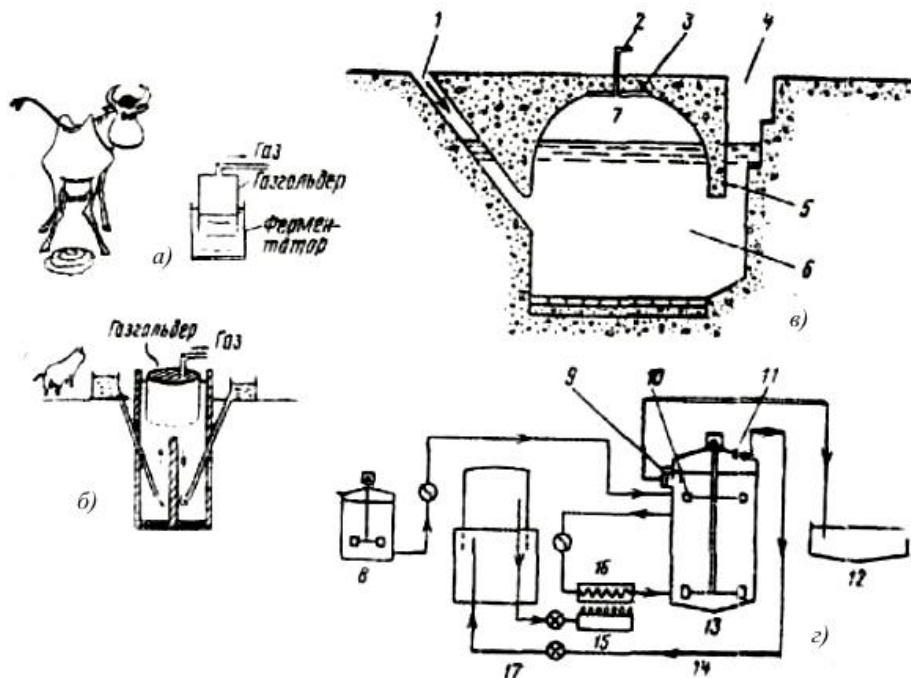


Рис. 6.7. Різновиди біогазогенераторів

- 1 – вхід сировини; 2 – газопровід; 3 – рухоме накриття; 4 – вихід переробленої сировини; 5 – проміжна стінка; 6 – ферментатор; 7 – газ; 8 – нагромаджувач; 9 – клапан; 10 – розмішувач; 11 – скло; 12 – ємність для продуктів переробки; 13 – газогенератор; 14 – подача газу; 15 – палиник; 16 – теплообмінник; 17 – водяний газгольдер

6.6. Агрохімічні способи отримання палива

Урожай рослин можна використовувати для виробництва олії, розчинників, одержання палива. З рослин отримують продукцію наступних категорій:

- насіння (з вмістом, наприклад у соняшника, до 50% олії);
- плоди (маслини);
- горіхи (пальмова олія, копра кокоса, з вмістом 50 % олії);
- листя (евкаліпта, до 25 % олії);
- стовбури, коріння;
- соки (сік каучуку);

- внаслідок переробки відходів – олію і розчинники до 15 % сухої маси (терпентин, каніфоль, смола зі сосни та ін.).

Перевагами такого способу є:

- використання хімічної сировини для виробництва високоякісної моторної оливи;

- екологічність методів виробництва (рослини не знищуються, не потрібно великих сільськогосподарських машин);

- інтеграція з різними варіантами сільськогосподарського виробництва (з зерновими і тваринними комплексами).

Недоліки:

- низька врожайність (2-10 тон/га на рік в порівнянні із зерновими 40 тон/га на рік);

- витіснення харчових культур;

- трудомісткість.

РОЗДІЛ 7

ГЕОТЕРМАЛЬНА ЕНЕРГІЯ

7.1. Загальна характеристика геотермальної енергії

Геотермальна енергія – це природне тепло, яке акумульоване в перших десятих кілометрах Земної кори.

Вчені припускають, що Земля складається із трьох основних частин: ядра, мантії та земної кори (рис. 7.1).



Рис. 7.1. Внутрішня будова Землі

Ядро – центральна, серцевинна частина земної кулі. Вчені вважають, що зовнішня частина ядра перебуває в розплавлено-рідкому стані, а внутрішня – в твердому. Припускають також, що ядро складається з речовини, схожої на метал (залізо з домішками кремнію, або залізо та нікель). Температура в ядрі досягає 5000 °С.

Мантія – це внутрішня оболонка, яка вкриває ядро. Її пересічна глибина близько 2900 км. Мантія – найбільша з внутрішніх оболонок планети (83 % об'єму Землі). Припускають,

що чим ближче до центру Землі, тим тиск у ній більший, а температура вища: від кількох сотень градусів до 2500 °С. При такій температурі речовина мантиї мала б бути розплавленою, але плавленню заважає великий тиск. Тому вважають, що мантия тверда, але водночас і розпечена.

Земна кора – це верхній твердий шар нашої планети. Порівняно з ядром та мантиєю, вона дуже тонка. Товщина земної кори найбільша під горами – 70 км, під рівнинами вона становить 35-40 км, а під океанами – лише 5-10 км.

Земна кора разом із верхньою мантиєю утворюють літосферу. Вона є єдиним твердим («кам'яним») шаром, який ніби плаває в пластичній астеносфері. Товщина літосфери різна: під океанами – близько 50 км, а на материках – 200 км.

Сьогодні у світі відомі п'ять джерел геотермальної енергії:

- термальні води;
- петрогеотермальна енергія;
- пароводяні суміші;
- природна пара;
- магма.

Геотермальні резервуари є великими басейнами пари чи гарячої води, що розміщені у пористих породах та нагріті потоком тепла від земного ядра. Такі резервуари у світі є лише на деяких територіях, наприклад вони притаманні Японії, Новій Зеландії та іншим країнам, що знаходяться на узбережжі Тихого океану. Також вони є на Гавайях та Єловстоунському Національному Заповіднику в США, Ісландії, Італії.

Безпосереднє застосування геотермальної енергії охоплює широкий діапазон, наприклад опалення та охолодження приміщень, промисловість, садівництво, рибне господарство (рис. 7.2). В цілому вони пов'язані з використанням існуючих технологій і простої інженерії. У всьому світі цей вид добування енергії характеризується значною надійністю і має величезні технологічні, економічні та екологічні переваги.

Основним недоліком геотермальних резервуарів є те, що вони, як правило, знаходяться на стику літосферних плит та місцях підвищеного вулканізму чи тектонічної активності.

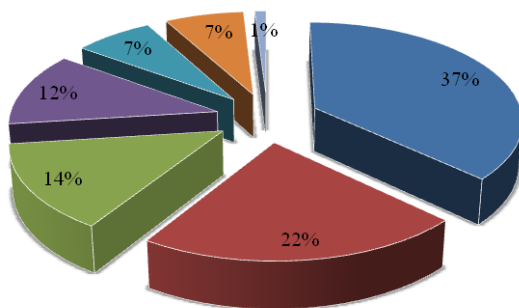


Рис. 7.2. Сфери застосування геотермальної енергії

- Опалення
- Рибні господарства
- Місця для купання/басейни/бальнеологія
- Промисловість
- Теплові насоси для охолодження і обігріву
- Інша діяльність
- Теплиці

7.2. Використання геотермальної енергії для виробництва теплової та електричної енергії

Виробництво електроенергії за допомогою ГеоТЕС. Одним із методів застосування високо- та середньотемпературних геотермальних вод є виробництво електроенергії за допомогою ГеоТЕС. Для цього, пробурюють свердловини глибиною від 3,5 до 7 км до досягнення нагрітих магмою резервуарів. Під дією власного тиску, рідина починає рухатись вгору, створюючи невелику кількість пари. На поверхні рідина разом з парою подається у теплороздільник, де відбувається розділення пари високого тиску та рідини. Далі пара із теплороздільника подається у трубопровід високого тиску. Рідина, що залишилася після випаровування, подається у кристалізатор, де створюється пара звичайного тиску, яка подається у трубопровід низького тиску. Далі пара низького і високого тиску подається у турбіну. Сила пари здійснює обертання турбіни та валу, який з'єднаний з електрогенератором. Так виробляється електрична енергія. Отримана таким чином електроенергія далі подається у лінії електропередачі. Використана вода знову закачується у підземні резервуари, для повторного нагріву і використання. Принципова схема роботи ГеоТЕС представлена на рис. 7.3.

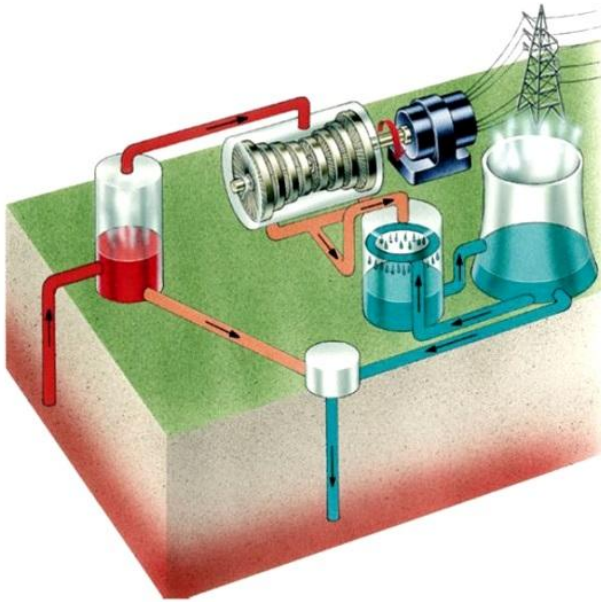


Рис. 7.3. Принципова схема роботи ГеоТЕС

Розрізняють два види геотермальних станцій: перші для генерації струму використовують *пару*, другі – *перегріті геотермальні води*.

У перших суха пара зі свердловини надходить у турбіну, на валу якої є генератор для виробництва електроенергії. На станціях іншого типу використовуються геотермальні води температурою понад 180 °С. Вода природним чином підіймається вгору свердловиною, подається в сепаратор, де внаслідок зменшення тиску частина її кипить і перетворюється на пару. Пара спрямовується в турбіну, що з'єднана з електрогенератором. Це найбільш поширений тип геотермальної електростанції.

Геотермальні електростанції з використанням природної пари. Найбільш проста і доступна геотермальна енергоустановка являє собою паротурбінну установку з протитиском.

Природна пара зі свердловини подається прямо в турбіну з подальшим виходом в атмосферу або в пристрій, що вловлює цінні хімічні речовини. В турбіну з протитиском можна подавати вторинну пару або пару, що отримується з сепаратора. По такий

схемі електростанція працює без конденсатора, і відпадає необхідність в компресорі для видалення з конденсату неконденсованих газів. Ця установка найбільш проста, а капітальні та експлуатаційні витрати на неї мінімальні. Вона займає невелику площу, майже не потребує допоміжного обладнання і її легко пристосувати в якості переносної ГеоТЕС (рис. 7.4).

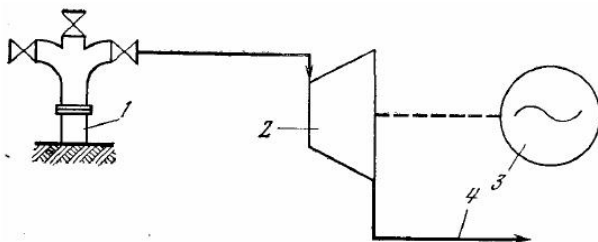


Рис. 7.4. Схема геотермальної електростанції з безпосереднім використанням природної пари

1 – свердловина; 2 – турбіна; 3 – генератор;
4 – вихід в атмосферу або на хімічний завод

Розглянута схема може стати найбільш вигідною для тих районів, де є достатні запаси природної пари. Раціональна експлуатація забезпечує можливість ефективної роботи такої установки навіть при змінному дебіті свердловини.

Геотермальні електростанції з конденсаційною турбіною і прямим використанням природної пари. Даний вид геотермальної електростанції – це найбільш сучасна схема для отримання електричної енергії.

Пара зі свердловини подається в турбіну. Відпрацювавши в турбіні, вона потрапляє в змішувальний конденсатор. Суміш охолоджувальної води і конденсату вже відпрацьованої в турбіні пари випускається з конденсатора в підземний бак, звідки забирається циркуляційними насосами і спрямовується для охолодження в градирні. З градирні охолоджувальна вода знову надходить в конденсатор (рис. 7.5).

За такою схемою працює найбільша в Італії геотермальна електростанція Ларделло-3. На електростанції встановлено чотири турбогенератори потужністю по 26 тис. кВт і два турбогенератори

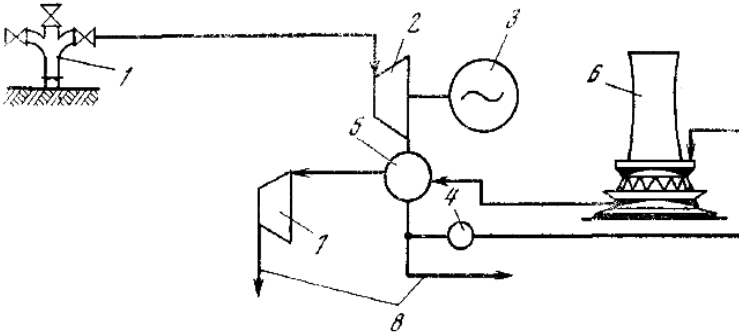


Рис. 7.5. Схема геотермальної електростанції з конденсаційною турбіною і прямим використанням природної пари

1 – свердловина; 2 – турбіна; 3 – генератор; 4 – насос;
5 – конденсаційна турбіна; 6 – градирня; 7 – компресор; 8 – скидання

по 9 тис. кВт для покриття потреб власних навантажень.

Виробництво електроенергії із застосуванням бінарного (двоконтурного) циклу. Іншим методом виробництва електроенергії на базі високо- та середньотемпературних геотермальних вод є використання процесу із застосуванням двоконтурного (бінарного) циклу. У цьому процесі вода, отримана з термального басейну, використовується для нагрівання теплоносія другого контуру (фреону чи ізобутану), який має меншу температуру кипіння. Установки з фреоном в якості теплоносія другого контуру працюють при температурах 75-150 °С.

Схема роботи такої електростанції наступна: природна пара зі свердловини надходить в пароперетворювач і своє тепло віддає вторинному теплоносію, після чого чиста вторинна пара спрямовується в конденсаційну турбіну. Відпрацьована пара спрямовується в конденсатор. Несконденсовані гази, що містяться в парі, відділяються в пароперетворювачі та викидаються або в атмосферу, або йдуть на хімічні заводи. Недоліком даної схеми є зниження параметрів пари перед турбіною. В порівнянні з електростанціями, що безпосередньо використовують природну пару, питома витрата пари тут менша на 30 %.

Геотермальна електростанція, що працює по такій схемі, приведена на рис. 7.6 та дозволяє повністю використовувати всі хімічні речовини, що містяться в природній парі.

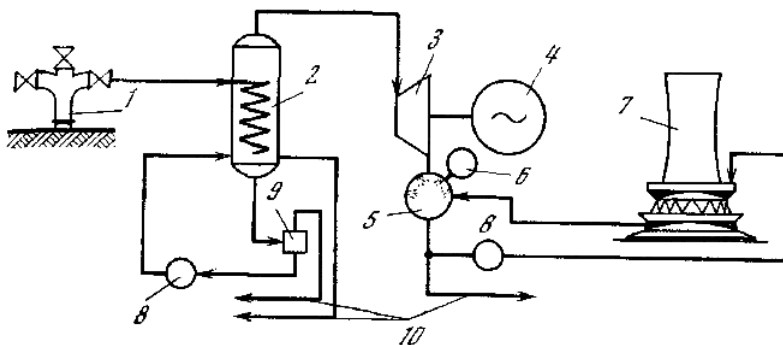


Рис. 7.6. Схема геотермальної електростанції з пароперетворювачем

- 1 – свердловина; 2 – пароперетворювач; 3 – турбіна; 4 – генератор;
5 – конденсатор; 6 – вакуумний насос; 7 – градирня; 8 – насос;
9 – дегазатор; 10 – скидання.

Геотермальні електростанції з конденсаційною турбіною, що працюють на відсепарованій парі, будуються там, де зі свердловини отримують пару з великим вмістом води. Пара або пароводяна суміш зі свердловини спрямовується в спеціальний пристрій, що розташований на свердловині. Під тиском в сепараторі відбувається розділення пароводяної суміші на пару та воду. Відсепарована пара трубопроводом надходить в турбіну і т.д. Розглянута схема має свої переваги: отримана в сепараторі пара практично не містить газів, що полегшує роботу турбіни.

7.3. Використання геотермальної енергії для теплопостачання житлових та промислових будівель

Для опалення і гарячого водопостачання житлових та промислових будівель необхідна температура води 50-60 °С.

Найбільш раціональне використання термальних вод може бути досягнуто при послідовному їх використанні спочатку для опалення, а потім для гарячого водопостачання. Але це ускладнене, оскільки потреба в гарячій воді за часом року відносно постійна, а опалення є сезонним і залежить від кліматичних умов, температури навколишнього повітря, пори року, часу доби.

На даний час розроблені різні схеми використання термальних вод для опалення і гарячого водопостачання житлових і промислових будівель.

Теплопостачання високотемпературної термальної води з високим рівнем мінералізації. Термальна вода має температуру понад 80°C , але сильно мінералізована. В цих умовах виникає необхідність в улаштуванні проміжного теплообмінника. Принципове рішення такої схеми показано на рис. 7.7.

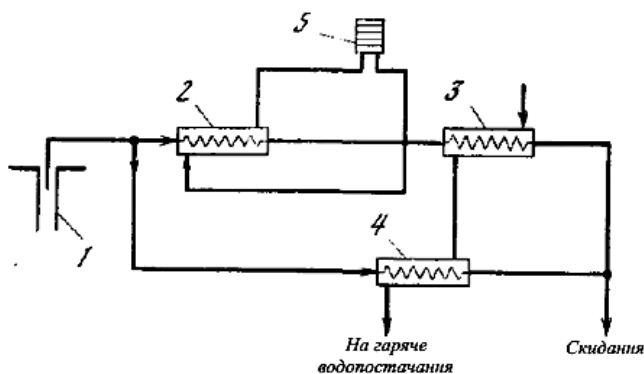


Рис. 7.7. Принципова схема геотермального теплопостачання з теплообмінником

1 – свердловина, 2 – теплообмінник системи опалення, 3, 4 – теплообмінники системи гарячого водопостачання (1-го і 2-го ступеня), 5 – система опалення

Тут термальна вода зі свердловини розділяється на дві паралельні вітки: одна спрямовується в теплообмінник опалення а потім в теплообмінник 1-го ступеня підігріву води для гарячого водопостачання; друга – в теплообмінник 2-го ступеня.

Щоб уникнути заростання трубопроводу, термальну воду використовують з проміжним теплообмінником. Високо мінералізовану воду зі свердловини подають в резервуар зі змійовиками, по яким надходить прісна річна вода. Нагріта прісна вода йде до споживача, а утворені з термальних вод солі осідають в резервуарі і на зовнішніх поверхнях змійовика. Недоліком схеми з теплообмінником є скорочення спрацьованого потенціалу термальної води (на кінцеву різницю температур в теплообміннику).

Теплопостачання низькотемпературної термальної води з низьким рівнем мінералізації. Термальна вода мало мінералізована, але з низьким тепловим потенціалом (температура до 80 °С). Тут потрібно підвищення потенціалу термальної води. Здійснити це можливо різними методами, деякі з них:

- а) подача термальної води паралельно на опалення і гаряче водопостачання і пікове догрівання опалюваної води;
- б) беззливна система геотермального теплопостачання;
- в) застосування теплових насосів;
- г) сумісне застосування теплових насосів і пікового догрівання.

За *схемою (а)* термальна вода зі свердловини надходить в систему гарячого водопостачання і паралельно в пікову котельню. Тут вона догрівається до необхідної для опалення температури і подається в систему опалення (рис. 7.8). Дана схема особливо доцільна для районів з дорогим бурінням, адже пікова котельня дозволяє скоротити число свердловин.

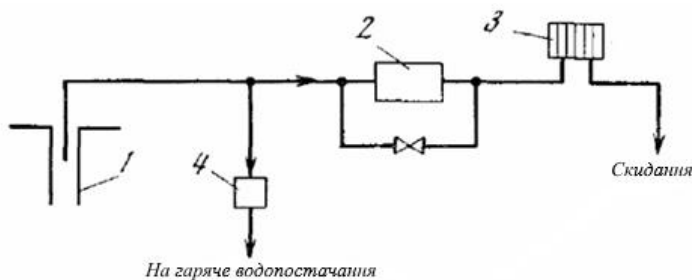


Рис. 7.8. Принципова схема геотермального теплопостачання з паралельною подачею геотермальної води на опалення і гаряче водопостачання та піковим догріванням води на опалення
1 – свердловина; 2 – піковий догрівач; 3 – система опалення; 4 – бак-аккумулятор

Схема (б) приведена на рис. 7.9 і являє собою більш складний варіант попередньої схеми (а). Тут термальна вода, що надходить зі свердловини, нагрівається до температури 160-200 °С, що обумовлено кліматичними умовами і дозволяє досягти рівності температури в тепломережах і системі гарячого водопостачання.

Схема (в) передбачає утилізацію тепла низькотемпературних термальних джерел за допомогою теплового насоса (рис. 7.10).

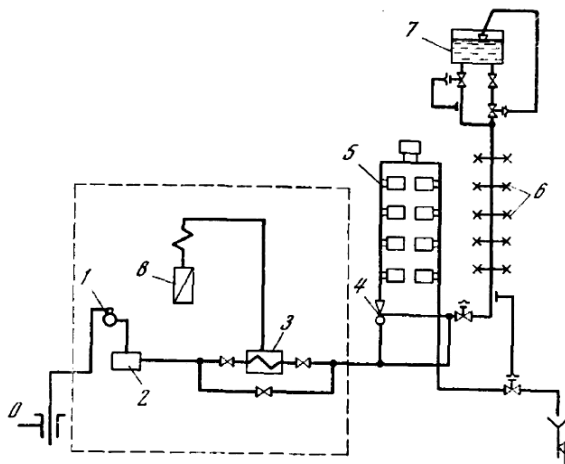


Рис. 7.9. Принципова схема беззливної системи геотермального теплопостачання

0 – свердловина; 1 – дегазатор; 2 – хімічне водоочищення; 3 – водопідігрівач;
4 – змішувач; 5 – система опалення; 6 – система гарячого водопостачання;
7 – бак-акумулятор; 8 – котельня

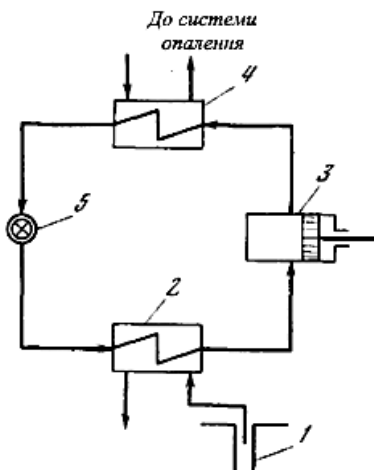


Рис. 7.10. Принципова схема геотермального теплопостачання із застосуванням теплового насоса

1 – свердловина; 2 – випарник; 3 – компресор;
4 – конденсатор; 5 – регулюючий вентиль

Схема (г) – комплексна система теплопостачання з трансформацією тепла скидної води в комбінації з піковим її підігрівом і якісним регулюванням (рис. 7.11).

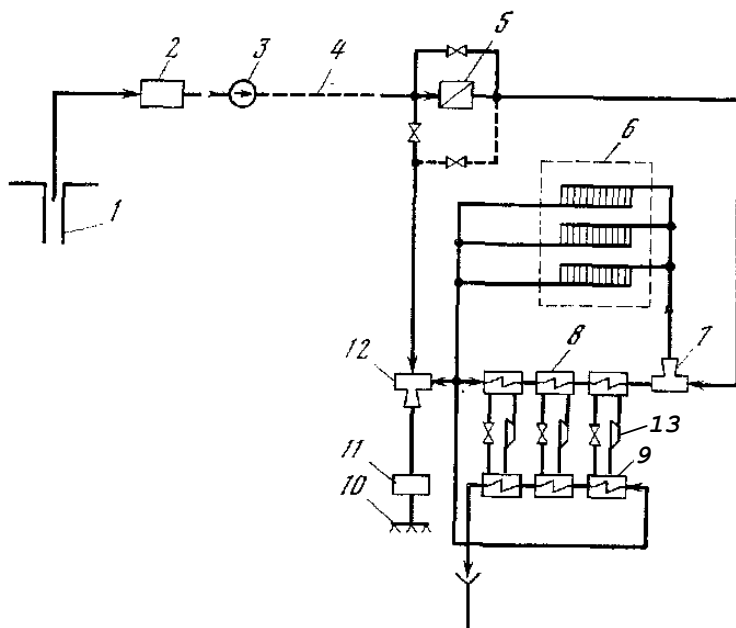


Рис. 7.11. Схема комплексного геотермального теплопостачання із застосуванням пікового догрівання і теплових насосів

- 1 – свердловина, 2 – водоочищення, 3 – насосна станція,
- 4 – транзитний теплопровід, 5 – піковий догрівач,
- 6 – система опалення, 7 і 12 – змішувачі, 8 – конденсатори,
- 9 – випарники, 10 – система гарячого водопостачання,
- 11 – бак-акумулятор, 13 – компресор теплового насоса

РОЗДІЛ 8

ЕНЕРГІЯ МОРІВ ТА ОКЕАНІВ

8.1. Загальна характеристика енергії морів та океанів

Енергія Світового океану може відігравати значну роль у отриманні відновлювальної енергії. Енергію з океану отримують за допомогою ряду технологій генерації електроенергії. Світовий потенціал океану у виробництві електроенергії 80 000 ТВт на рік.

Серед різних форм енергії океану розрізняють *термальну енергію, енергію хвиль, енергію припливів і течій*.

Припливи океану являють циклічне підняття і падіння рівня води та є періодичними внаслідок циклічного впливу обертання Землі. Припливи виникають у зв'язку з незначними змінами гравітаційного притягання між Землею, Місяцем та Сонцем і геометричним співвідношенням їх положення.

Місяць є основним фактором, що задає ритм і висоту хвиль. Він здійснює два підвищення приливів на Землі внаслідок сил гравітації. Висота цих підвищень контролюється силами гравітації Місяця і гравітацією Землі. У випадку, якщо Земля знаходиться близько до Місяця, то вода морів і океанів рухається у напрямку до Місяця внаслідок більшої сили притягання. На протилежній стороні Землі, вода рухається у напрямку від Місяця.

Це відбувається внаслідок того, що в цьому місці Землі сила гравітації Місяця є найслабшою. Враховуючи дану інформацію, Земна поверхня постійно має два місця де припливи підіймаються до максимальної відмітки і два місця де вони мають мінімальну висоту протягом кожного циклу.

Другий чинник, що впливає на припливи на поверхні Землі – гравітація Сонця. Висота середнього сонячного припливу складає близько 50% середнього місячного припливу. У певні моменти протягом обертання Місяця навколо Землі, напрям його гравітаційного притягання співпадає із сонячним притяганням.

8.2. Використання енергії хвиль

Загальні положення. Велику кількість енергії можливо отримати від морських хвиль. Потужність, що переноситься хвилями на глибині, пропорціональна квадрату їх амплітуди та періоду коливань. Тому найбільший інтерес являє тривалоперіодні ($T \sim 10$ с) хвилі великої амплітуди ($A \sim 2$ м), що дозволяють знімати з одиниці довжини гребня в середньому від 50 до 70 кВт/м.

Перевага хвильової енергії полягає в тому, що вона достатньо сильно сконцентрована, доступна для перетворення і в будь-який момент часу може бути спрогнозована в залежності від погоди.

З точки зору енергетики морські хвилі являють собою концентровану форму вітрової енергії. Механічна енергія хвилі пропорційна довжині і квадрату висоти хвилі. Сумарна хвильова потужність Світового океану оцінюється на 2700 ГВт.

За оцінками спеціалістів, енергія морських та океанських хвиль становить приблизно 30% світового використання енергії.

Значну увагу приділяють застосуванню енергії морських хвиль. Запропоновано багато різних способів використання електричної або інших видів енергії, що виробляється хвильовими енергоустановками. Серед них – електропостачання віддалених від енергосистеми прибережних, островних і розташованих у відкритому морі установок, заряджання акумуляторів і газових балонів, отримання кисню й азоту, опріснення морської води шляхом електролізу, використання установок як хвилеломів для захисту берегової лінії від руйнування тощо.

Разом з тим існують обставини, які стримують розвиток хвильових енергоустановок:

- низький ступінь концентрації енергії;
- розосередження енергії на великій поверхні;
- непостійне хвилевідтворення в часі;
- низька швидкість руху хвиль при значних силах їхньої дії.

Таким чином, основними шляхами розвитку хвильових енергоустановок є підвищення концентрації енергії хвиль та енергоємності акумуляторів, їхньої надійності та ефективності перетворення енергії.

Різновиди хвильових енергоустановок. Найбільш розповсюдженими хвильовими установками, що широко досліджуються в різних країнах світу, є *поплавкові установки*. Робоче тіло таких установок – поплавки, що знаходиться на поверхні моря, здійснює вертикальні коливання відповідно до змін рівня води при наявності хвиль. Вертикальне переміщення поплавка використовується або для попереминого стискання газу чи рідини в певній ємності, або для переміщення осердя в електромагнітній обмотці, або для перетворення цих переміщень в обертальний рух вала електричного генератора, або в тиск робочої рідини з використанням поршневого насоса тощо.

Серед усіх проектів використання енергії хвиль, що знайшли практичне втілення, можна виділити чотири: хитна та пірнаюча «качка» Солтера; пліт Кокерела; - випрямляч Расела; коливальна водяна колонка Масуді (резервуар).

Ефективність поплавкових установок зростає, якщо використовувати ексцентричні поплавки, які не тільки розгойдуються на хвилях, а й сприймають тиск набігаючої хвилі. Зміна кутового положення поплавка відносно вала, що проходить через нього, перетворюється з допомогою зубчастої передачі в обертальний рух вала генератора.

Структурна схема *хитної «качки» Солтера* зображено на рис. 8.1. Вона складається з опорних стінок з баластом і рухомого елемента («качки»), що переміщується навколо осі у відповідності з коливаннями рівня моря. Кілька «качок» з'єднуються між собою опорним валом, який приводиться в обертання за допомогою храповиків, наявних на кожній «качці». Безперервність обертання вала забезпечується тим, що хоча б одна «качка» з декількох, посаджених на вал, прагне повернути його в потрібному напрямку. Після того як ця «качка» перестане приймати хвилі, завжди знайдеться інша, що знаходиться на підйомі будь-якої хвилі. Найбільшою проблемою у використанні принципу хитної «качки» є узгодження руху «качок» з постійно мінливими параметрами хвилі (висотою, частотою, напрямком).

Пірнаюча «качка» Солтера конструктивно відрізняється від попередньої, її структурна схема приведена на рис. 8.2.

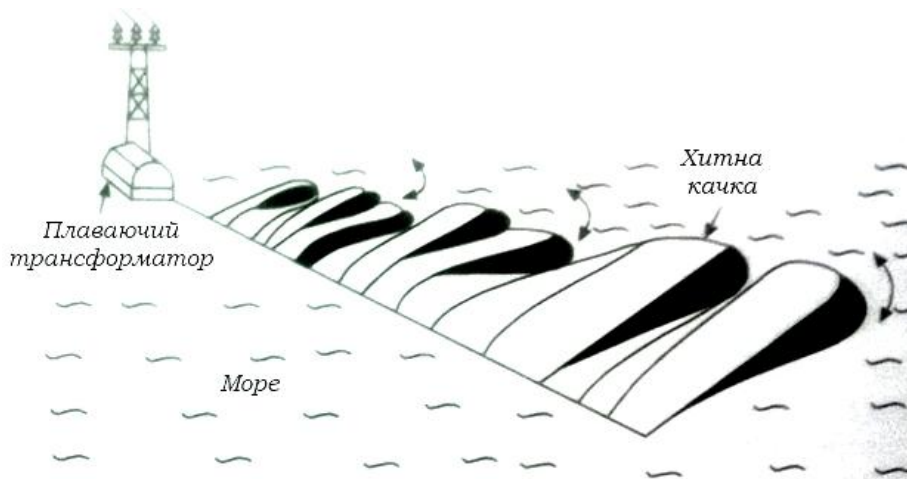


Рис. 8.1. Структурна схема хитної «качки» Солтера

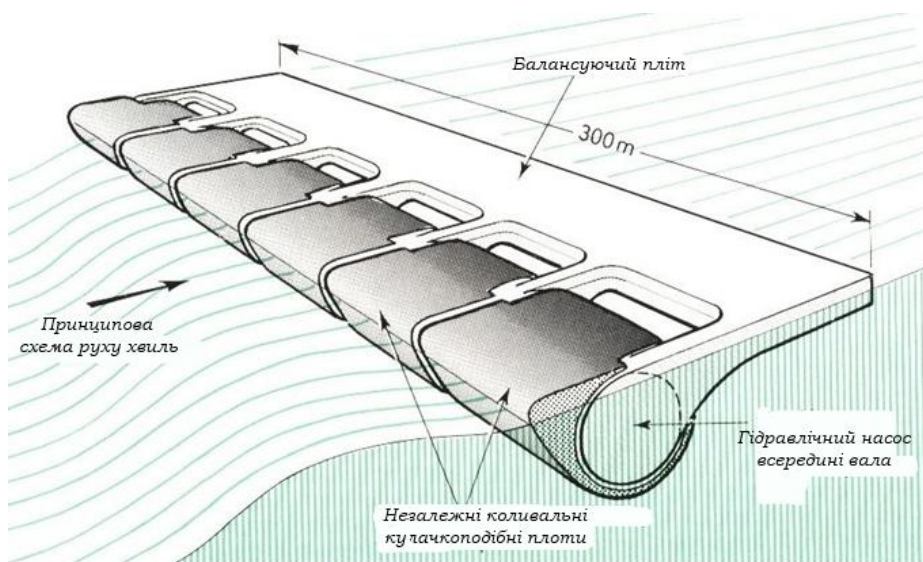


Рис. 8.2. Структурна схема пірнаючої «качки» Солтера

У пірнаючій «качці» на одному опорному валу також знаходиться декілька «качок», кожна з яких приводить в рух декілька гідравлічних насосів, що розташовані усередині вала. Насоси в свою чергу подають під тиском воду в гідравлічну турбіну, на одному валу з якою знаходиться ротор генератора.

Вважається, що з одного метра ланцюга описаних «качок», можна отримати в середньому від 30 до 50 кВт потужності, а з ланцюга завдовжки 480 км можна задовольнити всі сучасні потреби в електроенергії Великобританії. Діаметр опорного валу такого ланцюга досягає 15 м. Розмір «качки» близький до розміру невеликого котеджу.

Пліт Кокерела складається з трьох шарнірно з'єднаних понтонів, які перебувають на плаву і відтворюють коливання хвиль. Їхнє підняття та опускання приводить в дію гідравлічні тарани, які з'єднують понтони. Стискання і розтягування таранів передається робочій рідині, яка діє на гідравлічний генератор, що виробляє електричний струм. Трисекційний хвильовий пліт Кокерела має довжину 100 м, ширину 50 м і висоту 10 м, може дати потужність до 2 тис. кВт; вся конструкція утримується на місці якорями. Схему шарнірних з'єднань і розташування плота на хвилях показано на рис. 8.3.

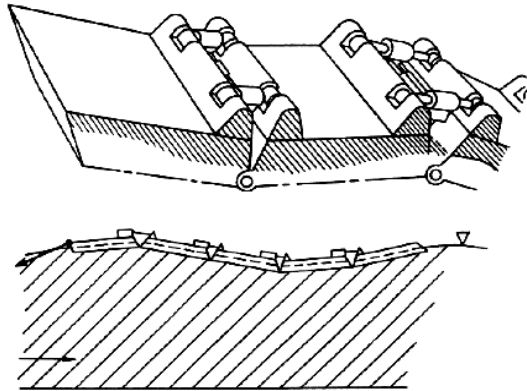


Рис. 8.3. Хвильова енергетична установка – пліт Кокерела

Випрямляч Рассела регулює рух води таким чином, що вона надходить у турбіну тільки в одному напрямку. Схему роботи випрямляча Рассела проілюстровано на рис. 8.4.

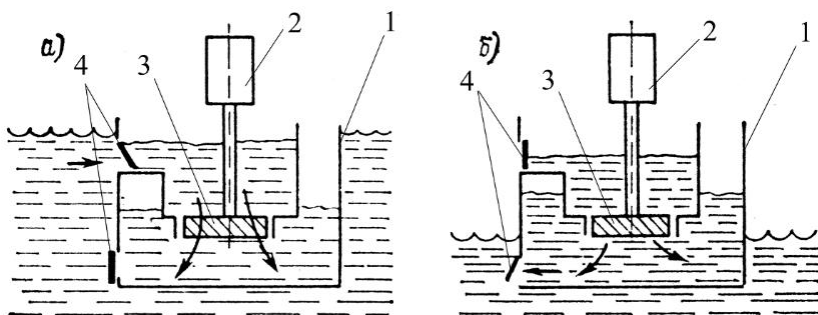


Рис. 8.4. Випрямляч Рассела

а) верхнє положення рівня води, б) нижнє положення, 1 – конструкція установки; 2 – електрогенератор; 3 – гідравлічна турбіна; 4 - клапани

Коливальна водяна колонка перетворює енергію хвиль на потенціальну енергію стиснутого повітря, яке потім віддає енергію повітряній турбіні. Ідея даної установки належить японському офіцеру Масуді, який винайшов плаваючий хвилеріз. Пневмобуй Масуді при русі вгору та вниз із вказанням потоку повітря зображено на рис. 8.5.

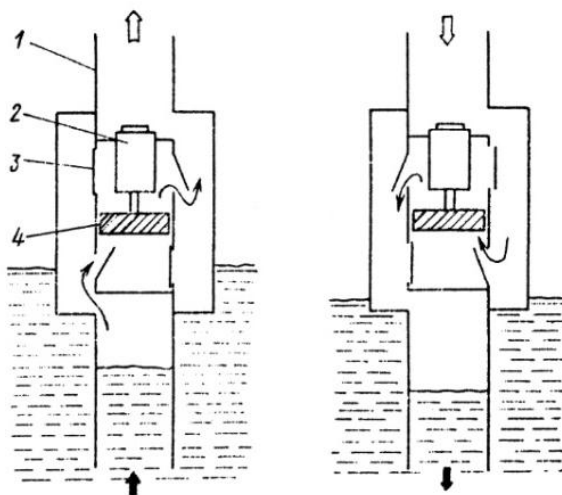


Рис. 8.5. Пневмобуй Масуді

1 – корпус; 2 – електрогенератор; 3 – клапани; 4 – повітряна турбіна

Він довів, що коли хвилеріз зробити у вигляді перевернутої камери з отворами у верхній частині, то висота хвиль усередині буде значно меншою, ніж ззовні, оскільки хвиля вирівнюватиметься під дією потоків повітря, що проходять крізь отвори. Інтенсивні повітряні потоки постійно надходять у середину камери і виходять з неї внаслідок руху колонки.

8.3. Використання енергії припливів

Загальні положення. Рівень води на морських узбережжях протягом доби змінюється чотири рази. Такі коливання особливо проявляються в затоках і гирлах річок, що впадають у море.

Найбільш високі припливи виникають у мілких і вузьких затоках, гирлах річок, що впадають у моря та океани. Припливна хвиля Атлантичного океану розповсюджується на 900 км вгору по Амазонці, в річці Ганг припливна хвиля Індійського океану відчувається на відстані 250 км від гирла річки. В таких закритих морях, як Середземне та Чорне, виникають припливи, але висотою близько 50-70 см. Загальна кількість припливної енергії у Світовому океані оцінюється на рівні $3,9 \cdot 10^{14}$ кДж.

В затоки і гирла річок вода затікає при припливі і витікає при відпливі. Якщо перегородити затоку або гирло річки греблею, за нею утворюється басейн, рівень води в якому нижчий, а при відпливі вищий, ніж у морі. Ця різниця рівнів використовується турбінами припливних електростанцій (ПЕС); при вирівнюванні рівнів води ПЕС припиняє роботу.

Потенційна теоретична потужність ПЕС (кВт) при числі півциклів коливань приливної хвилі за добу рівному 3,87 визначається за формулою:

$$P = 225 \cdot A^2 \cdot F, \quad (8.1)$$

де A – середньорічна висота припливів, м;

F – площа басейну за дамбою, км².

Енергія, яку виробляє ПЕС за рік (млн. кВт·год/рік):

$$W = 1,97 \cdot A^2 \cdot F, \quad (8.2)$$

Технічний потенціал реально досягає 33 % від теоретичного.

Класифікація припливних електростанцій. Загалом ПЕС можна класифікувати на:

- ПЕС з одним басейном;
- ПЕС з двома басейнами.

Спрощену схему припливної електростанції з одним басейном зображено на рис. 8.6. Її Недоліком є добова нерівномірність виробництва електроенергії. Двічі на добу протягом 3-5 год виробляється електроенергія, а між цими періодами станція не працює. При цьому робочі періоди зміщуються в часі в результаті неспівпадиння сонячної і місячної діб.

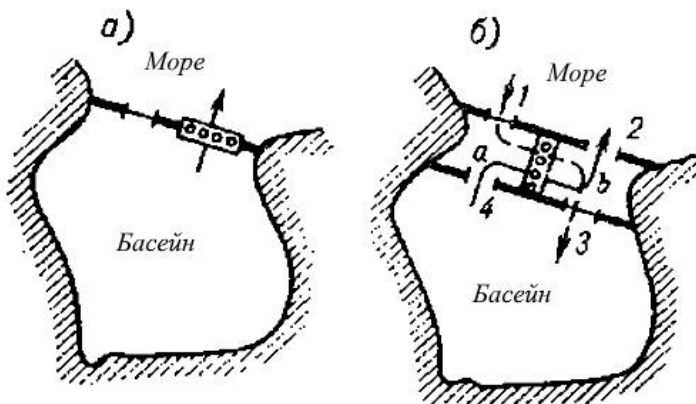


Рис. 8.6. Схема припливної електростанції з одним басейном
а) – з односторонньою роботою; б) – з двосторонньою роботою

ПЕС з двома басейнами (рис. 8.7.) виробляє електричну енергію безперервно і з невеликими коливаннями протягом доби. Гідроагрегати встановлені в додатковій греблі, що розділяє два басейни. Послідовність роботи така: при повному припливі зачиняються отвори в греблі 1 і вода через турбіни ПЕС скидається в нижній басейн; при вирівнюванні рівнів нижнього басейну і моря при відпливі відкриваються отвори греблі 2; при мінімальному рівні відпливу нижній басейн перекивається від моря і продовжує заповнюватися з верхнього басейну; коли рівень верхнього басейну зрівнюється з морським при припливі, відкриваються отвори в греблі 2 і ПЕС працює у зворотному порядку на воді з моря.

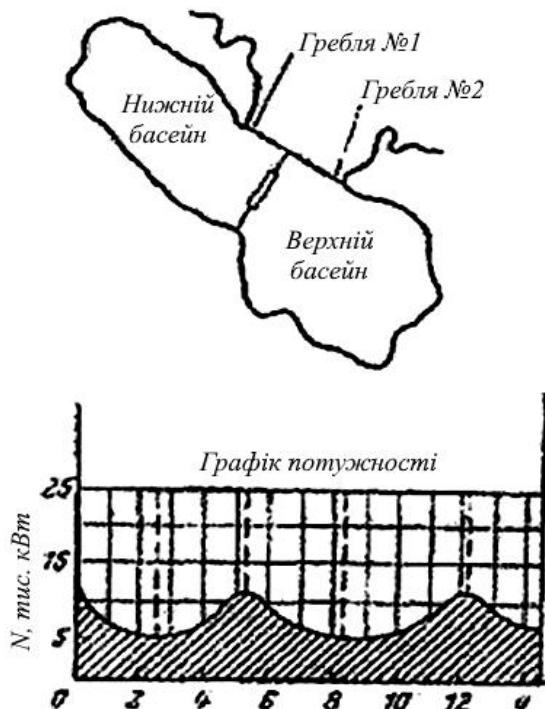


Рис. 8.7. Схема припливної електростанції з двома басейнами

Припливні електростанції мають великий водозбірний басейн чи резервуар, з'єднаний із морем руслом річки чи спеціальним каналом, у якому встановлюють реверсивні турбіни, що примушують обертатися електрогенератор. Така електростанція перетворює енергію припливів послідовно на механічну, а потім на електричну як під час припливу, так і під час відпливу.

До недоліків ПЕС слід віднести труднощі, пов'язані із захистом дамб та устаткування від ударів льодяних тросів, особливо у північних районах. Поблизу дамб морська флора й фауна дуже потерпають внаслідок (хоча й незначного) підвищення температури та зменшення вмісту кисню у воді. Крім того, дамби перешкоджають міграції риб.

Основною позитивною рисою енергії припливів є те, що вона легко обліковується завдяки постійності її фаз. Однак велика тривалість останніх і малий потенціал енергії припливів

зумовлюють необхідність створення ємних акумуляторів цієї енергії. Використання енергії припливів у малопотужних установках взагалі неекономічне.

8.4. Використання енергії океанських течій

Велику енергію мають морські течії. Вчені припускають, що найближчим часом енергія морських течій стане конкурентоспроможною. Сучасний рівень техніки дозволяє використовувати енергію течій при швидкості потоку більше 1 м/с, при цьому потужність від 1 м² поперечного перерізу потоку становить близько 1 кВт, при швидкості 2 м/с величина питомої потужності потоку дорівнює 4,4 кВт/м². Перспективним вважається використання таких потужних течій, як Гольфстрім і Куросіо, які несуть відповідно 83 і 55 млн. м³/с води зі швидкістю до 2 м/с, і Флоридської течії (30 млн. м³/с при швидкості 1,8 м/с). Такі потоки води мало змінюються в часі, тому установки, що використовують енергію течій, відрізняються високими значеннями забезпеченості потужністю, і зміна їх потужності в часі може бути передбаченою заздалегідь.

Для океанської енергетики становлять інтерес течії в протоках Гібралтар, Ла-Манш, Курильських. Однак створення океанських електростанцій на енергії течій пов'язане з рядом технічних труднощів, насамперед зі створенням енергетичних установок великих розмірів, які становлять загрозу судноплавству.

Серед різних конструкцій перетворення енергії океанських течій найбільш перспективними є агрегати, за допомогою яких можуть бути отримані значні одиночні потужності. Як варіанти таких пристроїв розглядаються (рис. 8.8):

- робоче колесо у вигляді вільного пропелера в насадці;
- водяний аналог турбіни Дар'є;
- системи з керованим крилом.

У всіх цих конструкціях, подібно до перспективних вітрових турбін, використовується перетворюючий елемент у вигляді профілю крила, обтікання якого потоком створює гідродинамічну силу, яка примушує турбіни обертатися.

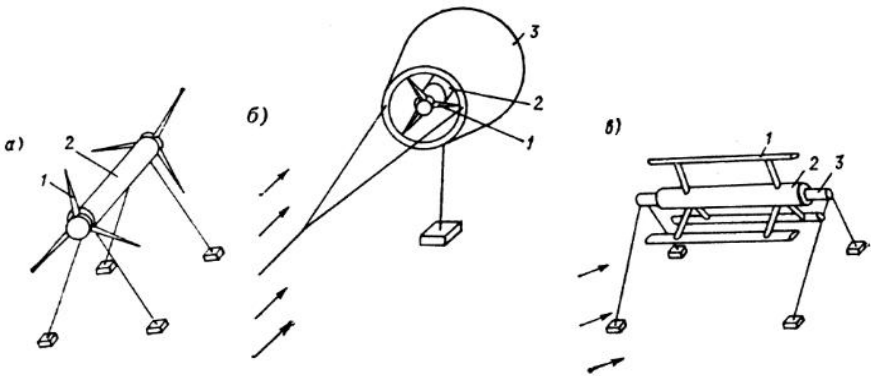


Рис. 8.8. Схеми перспективних турбін для використання енергії океанських течій

а) вільний ротор; б) ротор в насадці; в) ротор, установлений поперек потоку
1 – крило; 2 – насадка; 3 – турбіна

8.5. Теплова енергія морів і океанів

Перетворення теплової енергії океану (ОТЕС) використовує температурний градієнт між більш холодними глибинними та більш теплими поверхневими морськими водами для роботи теплового двигуна та виробництва корисної роботи, переважно у формі електричної енергії.

Серед океанських джерел енергії ОТЕС є одним із постійно доступних відновлюваних джерел енергії, який може сприяти забезпеченню електроенергією базового навантаження. Ресурсний потенціал для ОТЕС вважається набагато більшим, ніж для інших форм енергії океану. ОТЕС може виробляти до 88 000 ТВт·год електроенергії без впливу на теплову структуру океану.

Системи ОТЕС можуть мати закритий або відкритий цикл. ОТЕС із закритим циклом використовує холодоагенти, наприклад аміак або R-134a. Ці рідини мають низьку температуру кипіння, тому придатні для живлення генератора системи виробництва електроенергії. Найпоширенішим тепловим циклом для ОТЕС на сьогоднішній день є цикл Ренкіна з використанням турбіни низького тиску. У двигунах відкритого циклу в якості робочої рідини використовується пара утворена з самої морської води.

ОТЕС також може постачати холодну воду як побічний продукт. Це можна бути використано з метою кондиціонування повітря та охолодження. Побічним продуктом є прісна вода, отримана шляхом дистиляції морської води.

Термодинамічна ефективність. Тепловий двигун має більшу ефективність при роботі з великою різницею температур. В океанах різниця температур між поверхневою та глибинною водою є найбільшою в умовах тропіків, хоча і складає скромних 20–25 °С. ОТЕС має потенціал глобальних обсягів енергії, які в 10–100 разів перевищують інші джерела енергії океану, такі як енергія морських хвиль.

Установки ОТЕС можуть працювати безперервно, забезпечуючи базове навантаження для системи виробництва електроенергії.

Основна технічна проблема ОТЕС полягає в тому, щоб ефективно виробляти значну кількість електроенергії за рахунок невеликих перепадів температур. Це все ще вважається новою технологією. Ранні системи ОТЕС мали 1–3 % теплової ефективності, що значно нижче теоретичного максимуму в 6–7 % для цієї різниці температур. Сучасні конструкції дозволяють наблизити продуктивність ОТЕС до теоретичної максимальної ефективності Карно.

Типи циклу живлення. Холодна морська вода є невід’ємною частиною кожного з трьох типів систем ОТЕС:

- *закритого циклу;*
- *відкритого циклу;*
- *гібридного циклу.*

Для роботи установки ОТЕС прохолодну морську воду необхідно підняти на поверхню. Основними підходами є активне відкачування та опріснення. Опріснення морської води поблизу морського дна знижує її густину, внаслідок чого вона підіймається на поверхню. Альтернативою дорогим трубам для виведення конденсованої холодної води на поверхню є перекачування випареної рідини з низькою точкою кипіння на глибину для конденсації. Таким чином зменшується обсяг перекачування, зменшується технічні та екологічні проблеми та затрати.

Закритий цикл. Схема установки ОТЕС закритого циклу приведена на рис. 8.9.

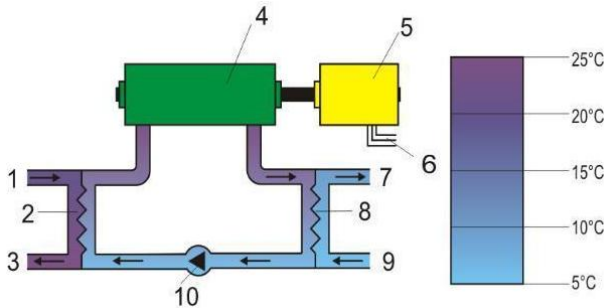


Рис. 8.9. Схема установки ОТЕС закритого циклу

- 1 – поверхневі води $\sim 25^\circ\text{C}$; 2 – випарник; 3 – стічні води $\sim 23^\circ\text{C}$; 4 – турбіна;
 5 – електрогенератор; 6 – лінія електропередачі; 7 – глибинні води $\sim 7^\circ\text{C}$;
 8 – конденсатор; 9 – глибинні води $\sim 5^\circ\text{C}$; 10 – циркуляційний насос

Системи закритого циклу використовують рідину з низькою температурою кипіння (аміак) для живлення турбіни з електрогенератором. Тепла поверхнева морська вода прокачується через теплообмінник для випаровування рідини. Утворена пара під час розширення обертає турбіну. Холодна вода, що прокачується через другий теплообмінник, конденсує пару в рідину, яка потім повертається в систему.

Відкритий цикл. Схема установки ОТЕС відкритого циклу приведена на рис. 8.10.

ОТЕС відкритого циклу використовує теплу поверхневу воду безпосередньо для виробництва електроенергії. Тепла морська вода спочатку перекачується в ємність низького тиску, що викликає її кипіння. У деяких схемах пара, що розширюється, приводить в дію турбіну низького тиску, приєднану до електричного генератора. Пара, звільнена від солей та інших забруднень є чистою опрісненою водою. Вона конденсується в рідину під впливом низьких температур із глибоководної води океану. Цей метод дає можливість отримати опріснену воду придатну для пиття та зрошення.

В інших схемах пара, що піднімається, використовується в газліфтній техніці підйому води на значні висоти. Залежно від

втілення, такі технології паропідйомного насоса виробляють енергію від гідроелектричної турбіни до або після використання насоса.

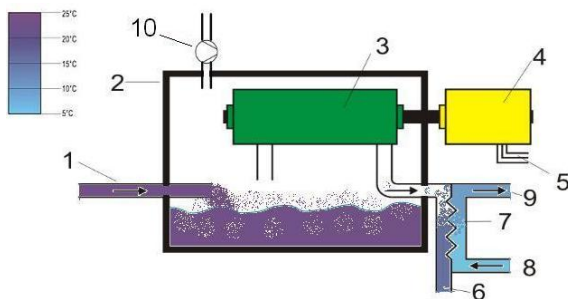


Рис. 8.10. Схема установки ОТЕС відкритого циклу

1 – поверхневі води $\sim 25^\circ\text{C}$; 2 – вакуумна камера; 3 – турбіна; 4 – генератор; 5 – лінія електропередачі; 6 – опріснена вода; 7 – конденсатор; 8 – глибинні води $\sim 5^\circ\text{C}$; 9 – глибинні води $\sim 7^\circ\text{C}$; 10 – вакуумний насос

Гібридний цикл. Гібридний цикл поєднує в собі риси систем закритого та відкритого циклів. У гібридному циклі тепла морська вода надходить у вакуумну камеру та швидко випаровується, подібно до процесу випаровування відкритого циклу. Пара випаровує робочу рідину аміаку замкнутого циклу з іншого боку випарника аміаку. Потім випарувана рідина приводить в дію турбіну для виробництва електроенергії. Пара конденсується в теплообміннику та забезпечує отримання опрісненої води.

Визначимо енергію, що відбирається від теплої води:

$$E_0 = \rho c V (T_{\text{Г}} - T_{\text{Х}}), \quad (8.3)$$

де ρ – густина води, $\text{м}^3/\text{кг}$;

c – питома теплоємність води, $\text{кДж}\cdot\text{кг}/\text{м}^3$;

V – об'ємна витрата води, м^3 .

$T_{\text{Г}}$ і $T_{\text{Х}}$ – температури гарячої та холодної води, K .

Максимальна механічна енергія перетворення теплового потоку з урахуванням другого закону термодинаміки для ідеальної теплової машини Карно:

$$E_1 = E_0 \frac{T_r - T_x}{T_r}, \quad (8.4)$$

Таким чином зауваживши вирази (8.3) і (8.4) енергія на виході ідеального перетворювача теплової енергії:

$$E_1 = \frac{\rho c V}{T_r} (T_r - T_x)^2, \quad (8.5)$$

Океанічну геотермальну електростанцію ОТЕС економічно доцільно будувати за наявності перепаду температур $(T_r - T_x) > 15^\circ\text{C}$, що характерно для тропіків.

Істотними проблемами під час практичної експлуатації ОТЕС виступають:

- передача значної кількості електричної енергії за допомогою високовартісних підводних високовольтних кабелів;
- витрати потужності в трубопроводах на перекачування значного об'єму поверхневих та глибинних вод, особливо у разі обростання останніх морськими організмами (може сягати 50 %).

РОЗДІЛ 9

ВИКОРИСТАННЯ ЕНЕРГІЇ ДОВКІЛЛЯ

9.1. Загальні відомості про енергію доквілля

До природних енергетичних джерел доквілля належать тепло атмосферного повітря, води річок, морів, верхнього шару ґрунту та ґрунтових вод.

Теплова енергія, що надійшла від Сонця, акумулюється в шарі ґрунту осадових та гірських порід на глибинах до ізотермічної (нейтральної) поверхні. Шар ґрунту між глибиною прогріву та ізотермічною поверхнею може розглядатися як природний сезонний акумулятор теплової енергії, причому енергія, яка була використана в зимовий період, буде відновлюватись у теплий період року. Це стосується і ґрунтових вод, що містяться у вищевказаних шарах ґрунту та осадових порід.

Річний технічно-досяжний енергетичний потенціал енергії доквілля в Україні еквівалентний 12,6 млн т н.е., а його використання дозволяє заощадити 15,6 млрд. м³ природного газу.

Теплова енергія ґрунту та ґрунтових вод може використовуватися для обігріву та вентиляції приміщень. Відбір теплової енергії від ґрунту може здійснюватися за допомогою ґрунтових теплообмінників різних типів. Температура теплоносія у ґрунтовому теплообміннику становить від 3-5 °С до 10-12 °С і є придатною для застосування теплових насосів, які забезпечують підвищення температури теплоносія до 40-70 °С. Досвід провідних країн свідчить, що енергію ґрунту найчастіше використовують у теплонасосних установках потужністю 10-20 кВт, які обслуговують окремі невеликі будинки. В умовах України це можуть бути садибні будинки міст та сіл.

Теплонасосна система теплохолодопостачання, що працює з використанням теплоти ґрунту, є однією з найбільш енергетично ефективних технологій теплопостачання. Переваги теплонасосних установок порівняно з традиційними системами пов'язані не тільки зі значними скороченнями витрат первинної енергії, але і з їх

екологічною чистотою, а також з можливістю підвищення ступеня автономності систем життєзабезпечення будівель. При розрахунку кількості можливих об'ємів споживання низькотемпературних теплових ресурсів за кліматичних умов різних регіонів України необхідно враховувати, що інтенсивна експлуатація може призвести до зниження температури ґрунтового масиву та його промерзання. Необхідно підтримувати такий рівень використання енергії ґрунту, який дозволив би експлуатувати джерело енергетичних ресурсів без шкоди для навколишнього середовища. Для кожного регіону України існує деяка максимальна інтенсивність видобування геотермальної енергії, яку можна підтримувати тривалий час.

Для спорудження ґрунтових теплообмінників можуть використовуватись земельні ділянки, не зайняті дорогами та забудовою, як у межах садиб, так і на землях загального користування.

Для розрахунку прогнозних ресурсів низькопотенційної теплової енергії ґрунту та ґрунтових вод приймається, що ґрунтові теплообмінники закладаються в шарі ґрунту від глибини промерзання ґрунту (1,2 м) до глибини залягання нейтрального шару (18 м); в опалювальний період ґрунтовий теплообмінник буде охолоджувати ґрунт на глибині промерзання від 20 °С до 0 °С, а в літній період ґрунт прогрівається знову до 20 °С. Зміна середньої температури ґрунту у ґрунтовому теплообміннику за опалювальний сезон становитиме 10 °С. Заморожування ґрунту та ґрунтових вод при такому тепловому режимі не відбувається.

Глибина занурення систем видобування теплових ресурсів верхніх шарів ґрунту, тобто ґрунтових теплообмінників чи свердловин, як правило, повинна бути більшою від глибини кореневої системи рослин.

Теплофізичні властивості ґрунтів при розрахунках приймаються для окремих областей, виходячи з переважаючого типу ґрунтів та підстилаючих порід.

Перспективним є застосування теплових pomp в локальних системах у комплексі з іншими технологіями використання відновлюваних джерел енергії (сонячні, вітрові, біоенергетичні).

У багатьох розвинених країнах використання теплових pomp є

одним з ефективних напрямів політики енергозбереження. Значне розповсюдження отримали теплові помпи в локальних системах опалення США (600 тис.), Канади (136 тис.), Швеції (200 тис.), Німеччини (40 тис.), Японії та інших країнах. Їх потужність для комунального і виробничого теплопостачання швидко зростатиме в розвинутих країнах.

Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту по регіонам України, зображено на рис. 9.1.

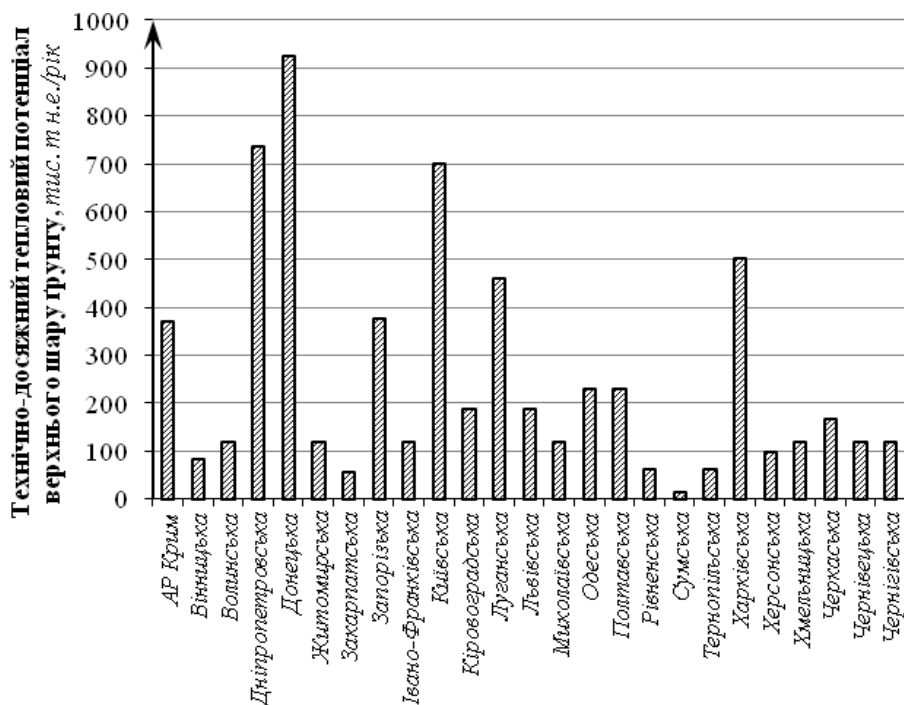


Рис. 9.1. Енергетичний потенціал верхнього шару ґрунту в Україні

9.2. Види теплових насосів

Тепловий насос – термодинамічна установка, в якій теплота від низькопотенційного джерела передається споживачеві при більш високій температурі. При цьому витрачається механічна енергія.

Термодинамічно тепловий насос аналогічний холодильній

машині. Однак якщо в холодильній машині основною метою є виробництво холоду шляхом відбору теплоти з будь-якого об'єму випарником, а конденсатор здійснює скидання теплоти в навколишнє середовище, то в тепловому насосі картина зворотня. Конденсатор є теплообмінним апаратом, що виділяє теплоту для споживача, а випарник – теплообмінним апаратом, що утилізує низькопотенційну теплоту.

В залежності від властивостей і агрегатного стану робочих тіл, за допомогою яких здійснюються процеси, холодильні машини поділяються на *парові* та *газові*. У парових холодильних машинах робочі тіла при здійсненні процесів змінюють свій агрегатний стан. У газових холодильних машинах агрегатний стан робочого тіла не змінюється.

У холодильній машині зворотний круговий процес, що реалізується за рахунок механічної енергії, отриманої в прямому циклі, може здійснюватися в різних умовах.

Машина працює по холодильному циклу, якщо тепло від джерела низької температури переноситься до навколишнього середовища. У цьому випадку вона служить для охолодження або підтримки постійних низьких температур. При перенесенні тепла від навколишнього середовища до джерела з більш високою температурою холодильна машина працює як тепловий насос і використовується для теплопостачання. Якщо тепло переноситься від джерела низької температури до джерела з температурою вище навколишнього середовища, машина працює по теплофікаційному циклу і служить як для охолодження, так і для теплопостачання.

9.3. Принцип роботи теплових насосів та шляхи їх використання

Велику перспективу відкриває використання теплових насосів в системах гарячого водопостачання (ГВП) будівель (рис. 9.2).

Відомо, що в річному циклі на гаряче водопостачання витрачається приблизно стільки ж тепла, як і на опалення будівель. Джерелом низькопотенційної теплової енергії може бути тепло як природного, так і штучного походження.

Якщо звичайні насоси перекачують воду з більш низької точки

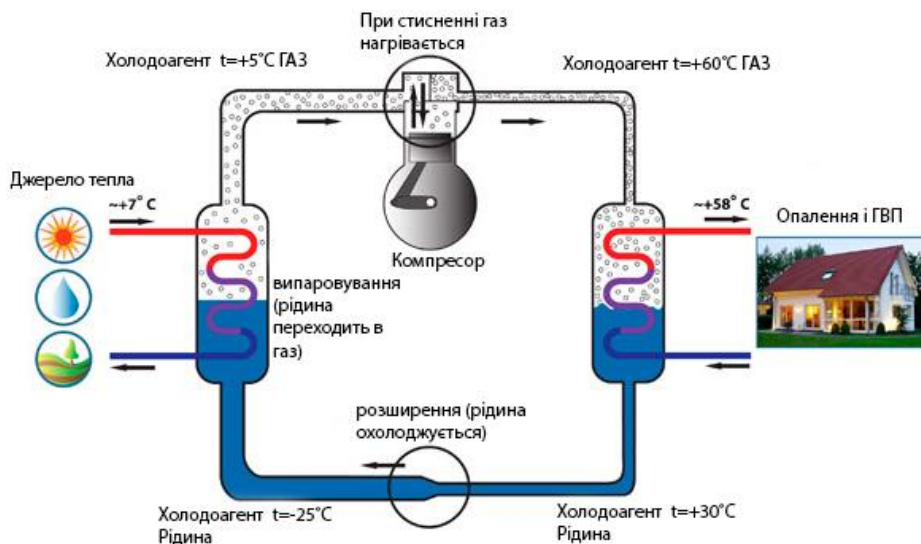


Рис. 9.2. Використання теплового насоса для опалення будівлі

в більш високу, то тепловий насос дозволяє переносити тепло – від більш холодного об’єкта до теплішого. Як і в ситуації зі звичайним насосом, для його роботи потрібне джерело енергії, в якості якого зручно використовувати електроенергію.

Ефективність теплових насосів визначається *коефіцієнтом перетворення теплоти* – це відношення виробленої теплоти до виконаної роботи. Слід зауважити, що не варто плутати цей показник із коефіцієнтом корисної дії (ККД).

Для реалізації циклу переносу теплоти теплові насоси можуть використовувати різні способи. Самий часто використовуваний спосіб *пароконденсатний*. Принцип дії такого способу ґрунтується на циклі випаровування і конденсації холодильного агента, згідно з яким при підвищенні тиску температура діє аналогічно (підвищується). У теплових насосах такого типу робоча енергія витрачається для стиснення холодильного агента, а при конденсації він віддає тепло. Потім відбувається розширення, холодильний агент випаровується і відбирає тепло з зовнішнього середовища. Надалі цикл повторюється. Головна особливість теплового насоса

та, що він може відбирати тепло від не надто теплого середовища і переносити його в більш тепле.

У теплових машин знаходиться безліч способів використання, починаючи з холодильника або кондиціонера. Можна реалізувати систему опалення для будинку, де використовується тепло з ґрунту. На певній глибині температура ґрунту завжди однакова і приблизно рівна $+10^{\circ}\text{C}$. Такого джерела вистачає, щоб обігрівати житлові кімнати до бажаних $+22^{\circ}\text{C}$. А в спеку тепловий насос може охолоджувати температуру в приміщенні, і тоді завдяки цим $+10^{\circ}\text{C}$ під землею можливо знизити температуру в будинку до тих же $+22^{\circ}\text{C}$ (рис. 9.3). Аналогічно можна вчиняти і з ґрунтовими водами та навіть повітрям.

Повітряний тепловий насос

Охолодження влітку



Влітку тепло будинку передається зовнішньому повітрю

Опалення взимку



Взимку тепло зовнішнього повітря передається будинку

Рис. 9.3. Використання повітря в якості джерела енергії для теплового насоса

Тепловий насос не завжди може конкурувати із звичайними варіантами систем опалення. Схеми з тепловими насосами поширені в системах централізованого теплопостачання при наявності «паразитного тепла». Доцільно використовувати тепловий насос, щоб утилізувати тепло в промисловості, де воно часто не тільки не використовується, а й приносить дискомфорт або навіть шкоду в процесі виробництва, оскільки ж можна було б організувати систему гарячого водопостачання, або ж направити це тепло на опалення.

COP теплового насоса (*coefficient of performance*). Рівняння теплового балансу паро-компресійного теплового насосу має вигляд:

$$Q_B = Q_H + W, \quad (9.1)$$

де Q_B – енергія, що передається від конденсатора до робочого середовища високого потенціалу;

Q_H – енергія середовища низького потенціалу, що передається випарнику;

W – механічна енергія, затрачена компресором на стискання холодильного агента.

Ефективність теплових насосів визначається коефіцієнтом перетворення теплоти *COP* (*coefficient of performance*):

$$COP = \frac{Q_B}{W} = \frac{Q_B}{W} + 1 = \varepsilon + 1, \quad (9.2)$$

де ε – холодильний коефіцієнт.

З виразу 8.3 випливає, що *COP* завжди більше одиниці. Його значення коливається в межах 2...7.

Як було зауважено вище, *COP* не варто плутати із коефіцієнтом корисної дії (ККД).

РОЗДІЛ 10

ТЕХНОЛОГІЇ ВИКОРИСТАННЯ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

В даному розділі підручника розглянуто приклади технологій використання альтернативних джерел енергії за матеріалами робіт авторів [35-50].

10.1. Газогідратна установка для виробництва електроенергії та опріснення морської води

Відновлювані джерела енергії допомагають урізноманітнити постачання енергоресурсів і в довгостроковій перспективі можуть замінити енергетичні ресурси з вичерпних копалин. Однак низька густина енергетичних потоків відомих ВДЕ вимагають значних капіталовкладень для їх застосування. Тому актуальним є пошук нових ВДЕ та технологій їх використання, які були б ефективнішими і потребували б менших капіталовкладень.

Українські та німецькі вчені підтвердили наявність в українській економічній зоні Чорного моря покладів газогідратів, ресурси яких можна оцінити приблизно в 7-8 трлн. м³. Для розробки газогідратних покладів з метою отримання метану відомі технологічні рішення, частина яких апробована на місці. Попередній аналіз показує, що природний газ, добутий під час розробки субаквальних покладів, зокрема в Чорному морі, можна застосувати в якості робочого тіла газогідратної установки з виробництва електроенергії та опріснення морської води. Для здійснення термодинамічного циклу такої установки нижнім джерелом теплоти може бути холодна морська вода, верхнім – тепла поверхнева вода, а підвищити ефективність циклу можна використовуючи енергію сонячного випромінювання для перегріву газу перед розширенням в турбіні.

Відомі пропозиції щодо використання холодної глибинної і теплої поверхневої морської (океанської) води для виробництва електроенергії в різних прямих циклах (при цьому часто

використовують англомовну аббревіатуру ОТЕС), одержання електроенергії в теплосиловому вакуумному циклі Ренкіна для конденсації прісної води з вологого морського повітря і паралельного виробництва білкової маси, для виробництва холоду і опріснення морської води в газогідратному циклі тощо.

Для акваторії Чорного моря, де в деяких місцях холодна вода з температурою 6-8 °С знаходиться на відносно невеликих глибинах в межах 40-60 м, перспективним є її використання в газогідратному циклі для виробництва електроенергії та опріснення морської води. Синергетичне поєднання виробництва електроенергії та опріснення морської води, можливість застосування в якості робочого тіла природного газу з субаквальних покладів Чорного моря, висока щільність теплових потоків у разі здійснення процесів утворення та плавлення гідратів в газогідратній установці дозволяють прогнозувати її вищу ефективність порівняно з іншими, що використовуються для тих самих цілей.

Авторами запропоновано термодинамічний цикл газогідратної установки для комбінованого виробництва електроенергії та опріснення морської води, в якому холодна глибинна вода є нижнім джерелом теплоти, тепла поверхнева вода – верхнім, а для додаткового нагріву робочого тіла перед розширенням використовується енергія сонячного випромінювання. Цикл зображено на рис. 10.1. для умов Чорного моря: $T_{\text{х.в.}} = 281 \text{ К}$, $T_0 = 294 \text{ К}$, концентрація солей у морській воді $X = 1,7 \%$, коефіцієнт вилучення $\tau = 50 \%$ і застосування робочого тіла в складі: $\text{CH}_4 - 95 \%$, $\text{C}_2\text{H}_6 - 3 \%$, $\text{C}_3\text{H}_8 - 2 \%$, близьким до складу природного газу, отриманого з родовища субаквальних газогідратів в Чорному морі. Основною відмінністю циклу є те, що робоче тіло, наприклад, природний газ, переводять при низькому тиску в газогідратний стан з відводом теплоти гідратоутворення холодною водою, а плавають газогідрати з виділенням газу при високому тиску з підводом теплоти поверхневою водою і підігрівають виділений газ шляхом використання сонячної енергії.

Принципова схема газогідратної установки, в якій здійснюється описаний вище цикл, показана на рис. 10.2.

Установка має замкнутий контур циркуляції газу і води з надлишковим тиском, рівним $P_{\text{кр}} = 3 \text{ МПа}$ у кристалізаторі і

$P_{\text{шн}} = 9 \text{ МПа}$ у фільтрувальній камері зі шнеком. Для підживлення установки водою використовується насос 19, а для підживлення установки газом використовується ресивер 18 з природним газом. Попередньо заповнюють установку водою і газом, забезпечуючи надлишок води, контролюючи тиск за допомогою манометра М. Запуск установки починають включенням стартового двигуна 13 для розкрутки вала установки, а також електронасоса 4 з мішалками 3.

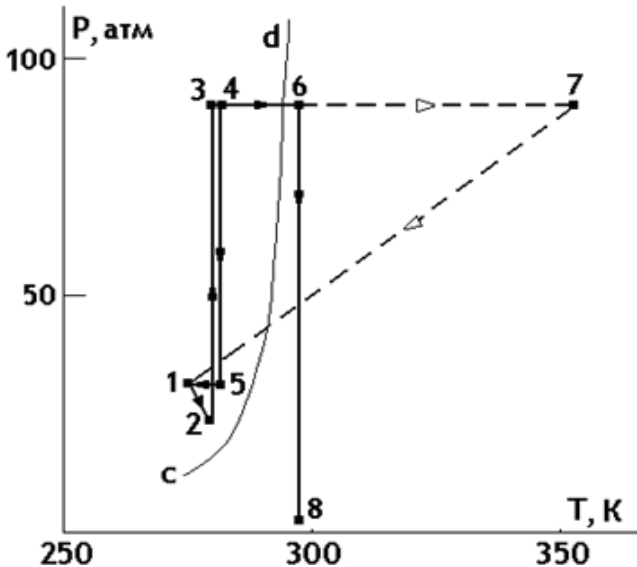


Рис. 10.1. Термодинамічний цикл газогідратної установки
 c - d – рівноважна лінія гідратуутворення для системи: природний газ-морська вода; 1-2 – процес утворення газогідратів в трубчатому кристалізаторі; 2-3 – стиснення газогідратної суспензії на вході в фільтрувальну камеру; 3-4 – фільтрація розсолу в дренажну камеру; 4-5 – розширення розсолу в гідравлічній турбіні; 5-1 – охолодження розсолу на вході в кристалізатор; 4-6 – нагрівання і плавлення газогідратної суспензії в плавильнику теплою поверхневою морською водою; 6-7 – перегрів газу в газоперегрівачі з використанням енергії сонячного випромінювання; 7-1 – розширення газу в турбіні; 6-8 – розширення опрісненої води в гідравлічній турбіні

Газогідрати утворюються при тиску $P = 3 \text{ МПа}$ і температурі $T = 283 \text{ К}$ у кристалізаторі 1, що супроводжується зниженням тиску по долу кристалізатора (процес 1-2 на рис. 10.1) Газогідратна суспензія із кристалізатора за допомогою напірного насоса 4, що

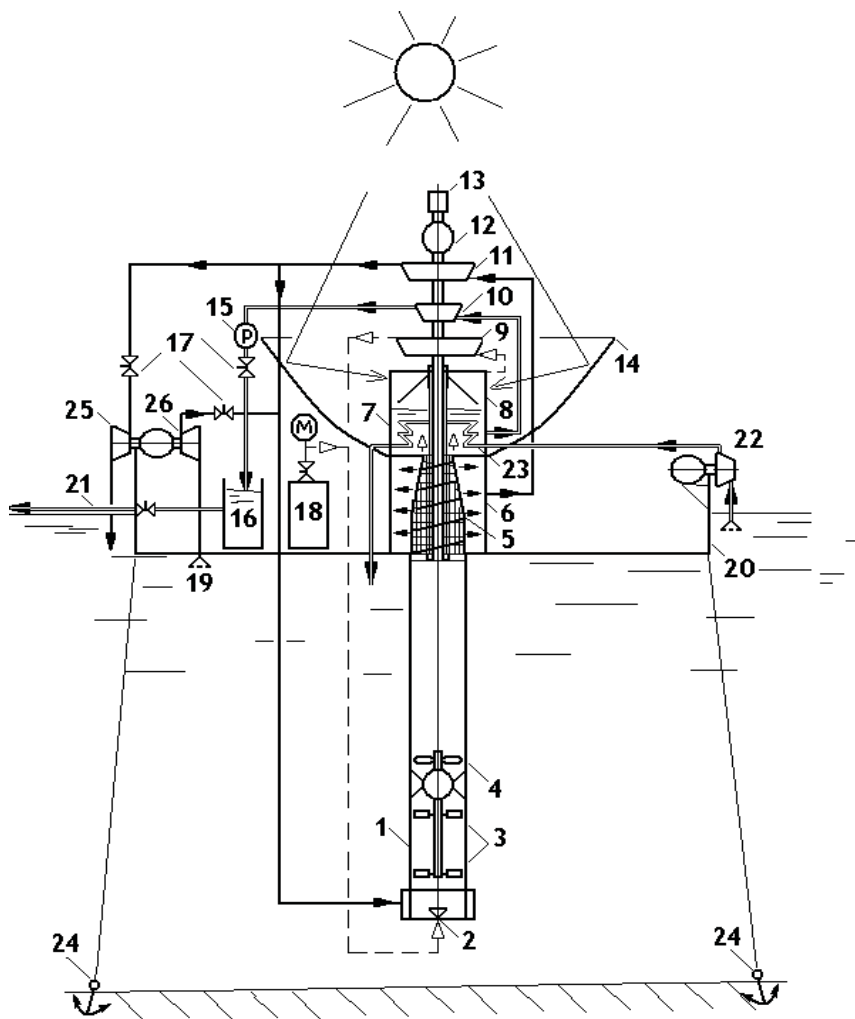


Рис. 10.2. Принципова схема газогідратної установки

- 1 – трубчастий кристалізатор, 2 – патрубок для введення газу, 3 – турбінна мішалка, 4 – насос, 5 – фільтрувальна камера зі шнеком, 6 – дренажна камера, 7 – плавильник, 8 – газоперегрівач, 9 – газова турбіна, 10 – гідравлічна турбіна для опрісненої води, 11 – гідравлічна турбіна для розсолу, 12 – електрогенератор, 13 – стартер, 14 – сонячний колектор, 15 – витратомір, 16 – накопичувач опрісненої води, 17 – регулюючі вентилі, 18 – ресивер з природним газом, 19 – забірник морської води з фільтром, 20 – платформа, 21 – лінія виведення опрісненої води, 22 – насос забору теплої води, 23 – теплообмінник плавильника, 24 – якоря, 25 – турбіна розсолу, 26 – турбонасосний агрегат

забезпечує підвищення тиску газогідратної суспензії до 9 МПа (процес 2-3) подається по трубі над кристалізатором у фільтруючу камеру 5, забезпечену шнеком, для сепарації газогідратів від води і виведення спресованих газогідратів у плавитель 7 (процес 3-4). У плавителі газогідрати плавляться (процес 4-6) в результаті нагріву від теплообмінника 23, через який циркулює тепла поверхнева вода з температурою $T_0 = 298$ К за допомогою насоса 22.

Продуктами плавлення газогідратів є прісна вода та газ, що розділяються відбійним козирком (на схемі не позначений), над яким розміщено газоперегрівач 8. В газоперегрівачі газ перед подачею в газову турбіну 9 перегрівается (процес 6-7) за допомогою сонячного колектора 14. У цій турбіні при розширенні газу виробляється механічна енергія, що витрачається для приводу електрогенератора 12 (процес 7-1).

Одночасно опріснена вода виводиться із плавильника в бак 16 через турбіну прісної води 10 з виробництвом додаткової механічної енергії для приводу електрогенератора 12 (процес 6-8), витратомір Р і регулювальний вентиль 17, а частина розсолу з витратою, що відповідає витраті прісної води, скидається в море через турбіну розсолу 25 турбонасосного агрегату 26. При цьому більша частина розсолу з дренажної камери 6 рециркулює в кристалізатор 1 через турбіну розсолу 11 з виробництвом додаткової механічної енергії для приводу електрогенератора 12 (процес 4-5).

Основною відмінністю схеми установки є наявність в її складі сонячного колектора 14 для перегріву газу, отриманого при плавленні газогідратів, перед його розширенням в турбіні 9.

Нижче приведена *методика розрахунку енергетичних показників* газогідратної установки та її термодинамічної ефективності.

1. Корисна робота газогідратної установки:

$$L_{\text{кор}} = L_{\text{тр}} + L_{\text{тр}}^{\text{р}} + L_{\text{тр}}^{\text{пр}} - L_{\text{нц}} - I_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (10.1)$$

де $L_{\text{тр}}$ – робота газової турбіни;

$L_{\text{тр}}^{\text{р}}$ – гідравлічної турбіни рециркулюючого розсолу;

$L_{\text{тр}}^{\text{пр}}$ – робота гідравлічної турбіни опрісненої води;

$L_{\text{нц}}$ – насоса циркуляції поверхневої (теплої) води;

$L_{\text{н}}^{\text{с}}$ – робота насоса газогідратної суспензії.

2. Робота газової турбіни на 1 кг природного газу (роб.ого тіла):

$$L_{\text{тр}} = c_p \cdot T_7 \left(1 - \left(\frac{P_1}{P_7} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \eta_{\text{тр}}, \quad (10.2)$$

де c_p – теплоємність газу;

T_7 – температура газу на вході в газову турбіну;

P_7 – тиск газу на вході в газову турбіну;

P_1 – тиск газу на виході із газової турбіни;

k – коефіцієнт адіабати;

$\eta_{\text{тр}}$ – ККД газової турбіни природного газу.

Або робота газової турбіни на 1 кг прісної води:

$$L_{\text{тр}} = c_p \cdot T_7 \left(1 - \left(\frac{P_1}{P_7} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \eta_{\text{тр}} \frac{\mu_{\text{г}}}{n \cdot \mu_{\text{в}}}, \quad (10.3)$$

де $\frac{\mu_{\text{г}}}{n \cdot \mu_{\text{в}}}$ – відношення мас газу і води у газогідраті.

3. Робота гідравлічної турбіни для рециркулюючого розсолу на 1 кг прісної води:

$$L_{\text{тт}}^{\text{р}} = V_{\text{р}} (P_4 - P_5) \eta_{\text{тт}}^{\text{р}}, \quad (10.4)$$

де $V_{\text{р}}$ – об'ємна кількість розсолу на вході в турбіну гідравлічну на 1 кг прісної води;

P_4 – тиск розсолу на вході в турбіну;

P_5 – тиск розсолу на виході з турбіни;

$\eta_{\text{тт}}^{\text{р}}$ – ККД гідравлічної турбіни рециркулюючого розсолу.

4. Робота гідротурбіни для прісної води на 1 кг прісної води:

$$L_{\text{тг}}^{\text{пр}} = V_{\text{пр}} (P_6 - P_8) \eta_{\text{тг}}^{\text{пр}}, \quad (10.5)$$

де $V_{\text{пр}}$ – об’ємна кількість прісної води на вході в гідравлічну турбіну для прісної води на 1 кг прісної води;

P_6 – тиск прісної води на вході в гідравлічну турбіну;

P_8 – тиск прісної води на виході з гідравлічної турбіни;

$\eta_{\text{тг}}^{\text{пр}}$ – ККД гідравлічної турбіни прісної води.

5. Робота насоса поверхневої (теплої) морської води для циркуляції через теплообмінник плавителя на 1 кг прісної води:

$$L_{\text{нц}} = V_{\text{нц}} \Delta P / \eta_{\text{нц}}, \quad (10.6)$$

де $V_{\text{нц}} = G_{\text{т.в.}} / \rho_{\text{м.в.}}$ – об’ємна кількість поверхневої (теплої) морської води на 1 кг прісної води, а $G_{\text{т.в.}} = G_{\text{х.в.}} = H_{\text{г}} / (c \cdot \Delta T)$;

ΔP – напір насоса;

$\eta_{\text{нц}}$ – ККД насоса.

6. Робота насосу газогідратної суспензії на 1 кг прісної води:

$$L_{\text{н}}^{\text{с}} = V_{\text{н}}^{\text{с}} (P_4 - P_3) / \eta_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (10.7)$$

де $V_{\text{н}}^{\text{с}}$ – об’ємна кількість газогідратної суспензії на вході в насос газогідратної суспензії на 1 кг прісної води;

P_3 – тиск газогідратної суспензії на вході в насос;

P_4 – тиск газогідратної суспензії на виході з насоса;

$\eta_{\text{н}}^{\text{с}}$ – ККД насоса газогідратної суспензії.

7. Частка води в газогідраті $g_{\text{в}}$:

$$g_{\text{в}} = n \cdot \mu_{\text{в}} / \mu_{\text{г}}, \quad (10.8)$$

де n – число молекул води, що припадають на 1 молекулу природного газу в газогідраті;

$\mu_{\text{в}}$ – молекулярна маса води;

$\mu_{\text{г}}$ – молекулярна маса природного газу.

8. Маса газогідрату природного газу, що припадає на 1 кг прісної води

$$M_{\Gamma} = 1 + \mu_{\Gamma} / \mu_{\text{в}}. \quad (10.9)$$

9. Масова кількість прісної води, що утворюється під час розкладання газогідрату масою M_{Γ} ;

$$M_{\text{пр}} = n \cdot \mu_{\text{в}} / \mu_{\Gamma}. \quad (10.10)$$

10. Масова кількість газогідратної суспензії, що припадає на 1 кг прісної води:

$$M_{\text{с}} = (1 + \mu_{\Gamma} / (n \cdot \mu_{\text{в}})) / S_{\text{с}}. \quad (10.11)$$

де $S_{\text{с}}$ – частка газогідратів в газогідратній суспензії.

Робота турбонасосного агрегату 26 (рис. 10.2) подачі морської води в кристалізатор компенсується роботою турбіни скидного розсолу 25, тому у виразі (10.1) вони не враховані.

Основною відмінністю схеми установки є наявність в її складі сонячного колектора 14 для перегріву газу, отриманого при плавленні газогідратів, перед його розширенням в турбіні 9.

11. Термодинамічна ефективність установки, визначена через ексергетичний ККД як відношення корисної ексергії (відводиться) до затраченої ексергії (підводиться):

$$\eta_{\text{екс}} = \frac{W_{\min} + e_{\text{ел}}}{e_{\text{х.в.}} \cdot G_{\text{х.в.}} + e_{\Gamma} \frac{g_{\Gamma}}{g_{\text{в}}}}, \quad (10.12)$$

де $W_{\min}$ – мінімальна робота опріснення морської води, кДж/кг прісної води;

$e_{\text{ел}} = L_{\text{ел}}$ – кількість електроенергії, виробленою установкою у розрахунку на 1 кг прісної води;

$e_{\text{х.в.}}$ – ексергія 1 кг холодної води з температурою $T_{\text{х.в.}}$;

$G_{\text{х.в.}}$ – кількість холодної морської води для охолодження трубчастого кристалізатора у розрахунку на 1 кг прісної води;

e_{Γ} – ексергія 1 кг газу, перегрітого до температури T_7 ;

$g_{\Gamma}/g_{\text{в}}$ – відношення мас газу і опрісненої води у газогідраті.

Приклад. Наведемо числовий приклад розрахунку відповідно до циклу газогідратної установки для виробництва електроенергії та опріснення морської води, зображеного на рис. 10.1, для умов Чорного моря.

1. Кількість електроенергії, виробленої установкою з розрахунку на 1 кг прісної води

$$L_{\text{ел}} = (L_{\text{тп}} + L_{\text{тг}}^{\text{п}} + L_{\text{тг}}^{\text{пп}}) \cdot \eta_{\text{е}} - L_{\text{нц}} - L_{\text{н}}^{\text{с}}, \quad (10.13)$$

де $\eta_{\text{е}}$ – ККД електрогенератора.

2. Мінімальна робота опріснення води Чорного моря, при коефіцієнті вилучення $\tau = 50 \%$, складає $W_{\text{мін}} = 2,175 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{H}_2\text{O})$.

3. Ексергія 1 кг холодної морської води становить:

$$e_{\text{х.в.}} = c \left[(T_{\text{х.в.}} - T_0) - T_0 \ln \frac{T_{\text{х.в.}}}{T_0} \right]. \quad (10.14)$$

Тоді, для Чорного моря, якщо $T_{\text{х.в.}} = 281 \text{ К}$, $T_0 = 294 \text{ К}$, $c = 4,19 \text{ кДж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, ексергія 1 кг холодної морської води складе $e_{\text{х.в.}} = 1,195 \text{ кДж}/(\text{кг х.в.})$.

4. Кількість холодної води для охолодження трубчастого кристалізатора у розрахунку на 1 кг прісної води становить

$$G_{\text{х.в.}} = \frac{H_{\Gamma}}{c \cdot \Delta T}, \quad (10.15)$$

де $H_{\Gamma} = 600,8 \text{ кДж}/\text{кг}$ – теплота гідратоутворення для системи: природний газ + морська вода в розрахунку на 1 кг прісної води (беремо, як для метану);

ΔT – підвищення температури морської води при охолодженні трубчастого кристалізатора, беремо $\Delta T = 2 \text{ К}$.

В результаті розрахунку $G_{\text{х.в.}} = 71,7 \text{ кг / кг прісної води.}$

5. Ексергія газу перегрітого до $T_7 = 80^\circ\text{C}$

$$e_{\text{г}} = c_p \left[(T_7 - T_0) - T_0 \ln \frac{T_7}{T_0} \right], \quad (10.16)$$

з урахуванням $c_p = 2,8 \text{ кДж/(кг}\cdot\text{K)}$, $T_7 = 353 \text{ K}$ отримаємо значення $e_{\text{г}} = 73,3 \text{ кДж/(кг газу)}$.

6. Відношення мас газу і води у газогідраті складає

$$\frac{g_{\text{г}}}{g_{\text{в}}} = \frac{\mu_{\text{г}}}{n \cdot \mu_{\text{в}}} = 0,15, \quad (10.17)$$

де $\mu_{\text{в}} = 18$; $\mu_{\text{г}} = 16$; $n = 5,75$ – для газогідратів природного газу (беремо як для метану).

7. Маса газогідрату природного газу $M_{\text{г}}$, що припадає на 1 кг прісної води:

$$M_{\text{г}} = 1 + \frac{\mu_{\text{г}}}{n \cdot \mu_{\text{в}}} = 1 + \frac{16}{5,75 \cdot 18} = 1,15 \text{ кг.}$$

8. Масова кількість газогідратної суспензії, що припадає на 1 кг прісної води:

$$M_{\text{с}} = (1 + \mu_{\text{г}} / (n \cdot \mu_{\text{в}})) / S_{\text{с}} = \frac{1,15}{0,4} = 2,88 \text{ кг.}$$

9. Масова кількість розсолу, що відділяється за допомогою шнеку у фільтрувальній камері, яка припадає на 1 кг прісної води

$$M_{\text{р}} = M_{\text{с}} - M_{\text{г}} / 0,6 = 2,88 - 1,15 / 0,6 = 0,96 \text{ кг}$$

де 0,6 – частка газогідратів у газогідратному поршні, що надходить у камеру плавлення плавителя зі шнеку.

10. Згідно з термодинамічним циклом газогідратної установки (рис. 10.1) та виразом 10.3 робота газової турбіни для 1 кг прісної води рівна:

$$L_{\text{тр}} = c_p \cdot T_7 \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_7} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right] \eta_{\text{тр}} \frac{\mu_{\text{г}}}{\eta \cdot \mu_{\text{в}}} =$$

$$= 2,8 \cdot 353 \cdot \left[1 - \left(\frac{30}{90} \right)^{\frac{1,31-1}{1,31}} \right] \cdot 0,9 \cdot 0,15 = 30,7 \text{ кДж/кг}$$

11. Робота гідравлічної турбіни для прісної води:

$$L_{\text{тр}}^{\text{пр}} = V_{\text{пр}} (P_6 - P_8) \eta_{\text{тр}}^{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-3} (90 - 1) \cdot 10^5 \cdot 0,9 / 10^3 = 8,01 \text{ кДж/кг},$$

$$\text{де } V_{\text{пр}} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3.$$

12. Робота насоса газогідратної суспензії:

$$L_{\text{н}}^{\text{с}} = \frac{V_{\text{н}}^{\text{с}}}{\eta_{\text{н}}} (P_4 - P_3) = 2,88 \cdot 10^{-3} (90 - 30) \cdot 10^5 / (0,9 \cdot 10^3) = 15,55 \text{ кДж/кг},$$

$$\text{де } V_{\text{н}}^{\text{с}} = M_{\text{с}} / \rho_{\text{с}} = 2,88 / 10^3 \text{ кг/м}^3, \eta_{\text{н}}^{\text{с}} = 0,9.$$

13. Робота гідравлічної турбіни для рециркулюючого розсолу:

$$L_{\text{тр}}^{\text{р}} = V_{\text{р}} (P_4 - P_5) \eta_{\text{тр}}^{\text{р}} = 0,96 \cdot 10^{-3} (90 - 30) \cdot 10^5 \cdot 0,9 / 10^3 = 5,18 \text{ кДж/кг},$$

$$\text{де } V_{\text{р}} = M_{\text{р}} / \rho_{\text{р}} = 0,96 / 10^3 \text{ кг/м}^3, \eta_{\text{тр}}^{\text{р}} = 0,9.$$

14. Робота насоса поверхневої (теплої) морської води для циркуляції через теплообмінник плавителя на 1 кг прісної води

$$L_{\text{нц}} = \frac{V_{\text{нц}}}{\eta_{\text{нц}}} \Delta P = 71,7 \cdot 10^{-3} \cdot 1 \cdot 10^5 / (0,9 \cdot 10^3) = 8 \text{ кДж/кг},$$

де $V_{\text{нц}} = G_{\text{т.в.}}/\rho_{\text{м.в.}}$ – об’ємна кількість поверхневої (теплої) морської води на 1 кг прісної води, а $G_{\text{т.в.}} = G_{\text{х.в.}} = H_{\text{г}}/(c \cdot \Delta T)$, $G_{\text{х.в.}} = 71,7$ кг/кг прісної води; $\eta_{\text{нц}} = 0,9$; $\Delta P = 1 \cdot 10^5$ Па.

15. Кількість електроенергії, виробленої установкою з розрахунку на 1 кг прісної води

$$\begin{aligned} L_{\text{ел}} &= (L_{\text{тп}} + L_{\text{тг}}^{\text{п}} + L_{\text{тг}}^{\text{пп}}) \cdot \eta_{\text{е}} - L_{\text{нц}} - L_{\text{н}}^{\text{с}} = \\ &= (30,7 + 5,18 + 8,01) \cdot 0,97 - 8 - 15,55 = 9,34 \text{ кДж/кг} \end{aligned}$$

16. Ексергетичний ККД циклу газогідратної установки для виробництва електроенергії та опріснення морської води, зображеного на рис. 10.1, відповідно до умов Чорного моря

$$\eta_{\text{екс}} = \frac{W_{\text{min}} + e_{\text{ел}}}{e_{\text{х.в.}} \cdot G_{\text{х.в.}} + e_{\text{г}} \frac{g_{\text{г}}}{g_{\text{в}}}} = \frac{2,175 + 9,34}{1,195 \cdot 71,7 + 73,3 \cdot 0,15} = 0,12.$$

Таким чином було обґрунтовано доцільність використання потенціалу різниці температур глибинної (холодної) і поверхневої (теплої) морської води в газогідратній установці для виробництва електроенергії і опріснення морської води та запропоновано термодинамічний цикл і схемне рішення такої установки. Надано методики визначення енергетичних показників і термодинамічної ефективності газогідратної установки, показником якої вибрано ексергетичний ККД ($\eta_{\text{екс}}$) та наведено приклад їх розрахунків для умов Чорного моря. Отримане для цих умов досить високе значення $\eta_{\text{екс}} = 0,12$ можна пояснити додатковим використанням сонячного колектору для перегріву газу, отриманого при плавленні газогідратів перед його розширенням в турбіні.

10.2. Газогідратна енерготехнологічна установка, що використовує теплову енергію океану

Поверхнева вода Світового океану більш ніж на половині площі має температуру 20-28 °С, а основна маса води на глибині має температуру 4-10 °С.

Існує досить багато пропозицій щодо використання теплової енергії морів і океану з метою отримання електричної енергії, прісної води, холоду за допомогою систем перетворення теплової енергії океану (Ocean Thermal Energy Conversion – OTEC). Однак усі вони мають низьку термодинамічну ефективність.

Відомі пропозиції щодо використання OTEC у газогідратних установках для виробництва електроенергії, прісної води, а також спільного виробництва прісної води та холоду, що мають більш високий ступінь термодинамічної ефективності.

Перспективним є розробка газогідратних енерготехнологічних установок (ГЕТУ), що використовують OTEC для спільного виробництва електроенергії, прісної води та холоду. Особливо ефективно застосування таких установок може бути при розробці субаквальних покладів газогідратів, оскільки як робоче тіло для ГЕТУ доцільно використовувати газ, що видобувається в процесі розробки газогідратних покладів.

Установки із закритим та відкритим циклами, які використовують OTEC. Серед установок, що використовують різницю температур теплої поверхневої та холодної глибинної океанської (морської) води для виробництва електроенергії, переважають ті, які працюють за двоконтурною схемою з проміжним робочим тілом на основі циклу Ренкіна. Такий цикл часто називають: *замкнутий цикл, цикл Андерсона*).

Розглянемо принцип дії установки, де здійснюється цикл Андерсона, наприклад, на аміаку (рис. 10.3, а).

У випарник 1 подається тепла поверхнева вода, яка використовується як джерело тепла для генерації пари, що направляється в парову турбіну 3 для приводу електрогенератора 2. Пара, що відпрацювала у турбіні, направляється в конденсатор 5, де конденсується внаслідок відведення теплоти конденсації холодною глибинною водою. Для циркуляції робочого тіла використовується насос 4, що стискає конденсат і подає його у випарник 1.

Закритий цикл Андерсона, заснований на циклі Ренкіна, схожий до традиційного паросилового циклу електростанцій і складається з наступних процесів (рис. 10. 3, б):

0-1 – стиснення рідкого аміаку насосом 3;

- 1-2 – нагрівання рідкого аміаку в парогенераторі 1;
- 2-3 – кипіння аміаку в парогенераторі 1;
- 3-4 – розширення парів аміаку в паровій турбіні 3;
- 4-0 – конденсація парів аміаку у конденсаторі 5.

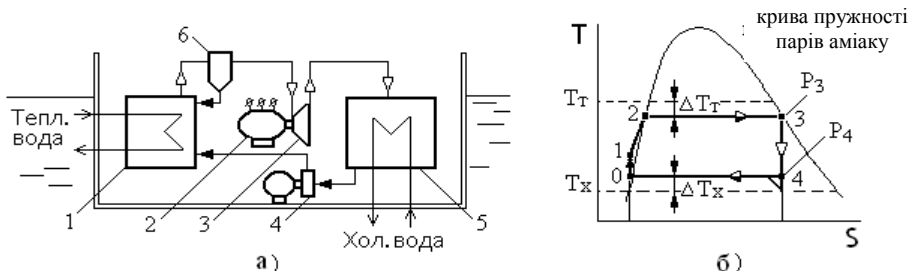


Рис. 10.3. Схема установки що реалізує цикл Андерсона (а) та діаграма процесу в координатах T-S (б)

1 – випарник, 2 – електрогенератор, 3 – парова турбіна, 4 – насос, 5 – конденсатор
 0-1 – стиснення, 1-2 – нагрівання, 2-3 – кипіння,
 3-4 – розширення; 4-0 – конденсація

Температурний напір у випарнику з боку теплої води рівний:

$$\Delta T_{\Gamma} = \Delta T_{T/O} + \Delta T_{\text{кип}}, \quad (10.18)$$

де $\Delta T_{T/O}$ – температурний напір між теплою водою і поверхнею випарника;

$\Delta T_{\text{кип}}$ – температурний напір між поверхнею випарника та киплячим аміаком.

Температурний напір у конденсаторі з боку холодної води:

$$\Delta T_X = \Delta T_{T/O} + \Delta T_{\text{конд}}, \quad (10.19)$$

де $\Delta T_{T/O}$ – температурний напір між холодною водою і поверхнею конденсатора;

$\Delta T_{\text{конд}}$ – температурний напір між поверхнею конденсатора та аміаком.

Зазвичай $\Delta T_{T/O} = 2-3^\circ\text{C}$ і $\Delta T_{\text{кип}} = \Delta T_{\text{конд}} \approx 1^\circ\text{C}$, тоді $\Delta T_{\Gamma} = \Delta T_X \approx 3-4^\circ\text{C}$.

Інший клас установок працює за одноконтурною схемою із застосуванням в якості робочого тіла безпосередньо морської води на основі циклу Клода (часто використовують назву: відкритий, розімкнений цикл) (рис. 10.4).

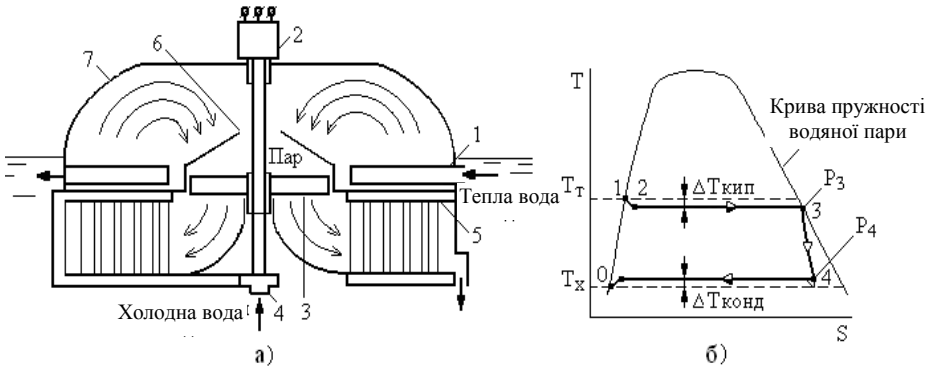


Рис. 10.4. Схема установки що реалізує цикл Клода (а) та діаграма процесу в T - S координатах (б)
позиційні позначення див. на рис. 10.3

В установці (рис. 10.4, а), що працює за відкритим циклом Клода (рис. 10.4, б), робочим тілом є безпосередньо морська вода, тому в ній немає поверхонь теплопередачі, але паровий простір установки знаходиться в герметичній оболонці 7 для виключення підсмоктування повітря з навколишнього середовища (вакуум-насос не показаний).

Процеси підведення та відведення тепла в циклі Клода (рис. 10.4, б) здійснюються при менших температурних напорах, ніж у циклі Андерсона, тому термодинамічна ефективність установок, що працюють за відкритим циклом вища, ніж установок, що працюють по закритому циклу. Недоліком установок, що працюють за відкритим циклом, є здійснення процесів в умовах вакууму. Це визначає необхідність використання устаткування великих габаритів, зокрема парових вакуумних турбін, що призводить до великих капітальних затрат на створення установок та ускладнює їх експлуатацію.

Розробка установок з циклом Андерсона вимагає оптимізації обладнання стосовно допустимого рівня гідравлічних втрат при прокачуванні морської води в теплообмінниках парогенератора і

конденсатора, оскільки це істотно впливає на величину температурного напору в цих апаратах і, відповідно, на термодинамічну ефективність установки.

Для термодинамічних циклів Андерсона і Клода установок ОТЕС існує обмеження на діапазон відношення тисків розширення робочого тіла в турбіні, що зумовлений малою різницею температур поверхневої та глибинної морської води, що визначає низьке значення термічного ККД таких установок.

Принципова схема газогідратної енерготехнологічної установки та цикл її роботи. Недоліки відомих установок, які використовують ОТЕС, стимулюють пошук нових рішень, реалізація яких дозволить створити ефективніші установки. Одним із таких рішень може бути розробка та створення установки ОТЕС, у циклі якої використовується газ, здатний утворювати за певних термодинамічних умов газогідрати.

Газогідрати являють собою супрамолекулярні кристалічні сполуки включення клатратного типу, в яких «включені» до льодоподібної структури води молекули неполярних або малополярних речовин утримуються силами Ван-дер-Ваальса. Такі властивості газогідратів дозволяють створювати установки ОТЕС для комплексного виробництва електроенергії, прісної води та холоду (ГЕТУ).

На рис. 10.5 представлена принципова схема ГЕТУ (рис. 10.5, б), а також робочі цикли установки в T - S (рис. 10.5, а) і P - T (рис. 10.5, в) діаграмах (температури $T_X = 8^\circ\text{C}$ і $T_T = 24^\circ\text{C}$ прийняті для умов Чорного моря (рис. 10.5, в)).

Цикл ГЕТУ (рис. 10.5, а та рис. 10.5, в) складається з наступних процесів:

- 0-1 – процес стиснення газогідратної суспензії;
- 1-2 – нагрівання газогідратів;
- 2-3 – плавлення газогідратів у плавнику;
- 3-4 – розширення природного газу в газовій турбіні;
- 4-5 – нагрівання газу в холодильній камері;
- 5-6-0 – утворення газогідратів в кристалізаторі.

У координатах T - S (рис. 10.5, а) зображено «якісний» цикл газогідратної установки, показаний умовно лише для процесів зміни параметрів гідратуутворюючого природного газу та без

урахування термодинамічних процесів зміни стану газогідратів: клатратних сполук «природний газ+вода». На рис. 10.5, в показані такі позначення: с-d – рівноважна крива гідратоутворення системи «морська вода + природний газ»; а-b – рівноважна крива насичення для аміаку; 0-1-2-3-4 – відповідно вузлові точки циклу Андерсона, зображеного на рис. 10.3, б.

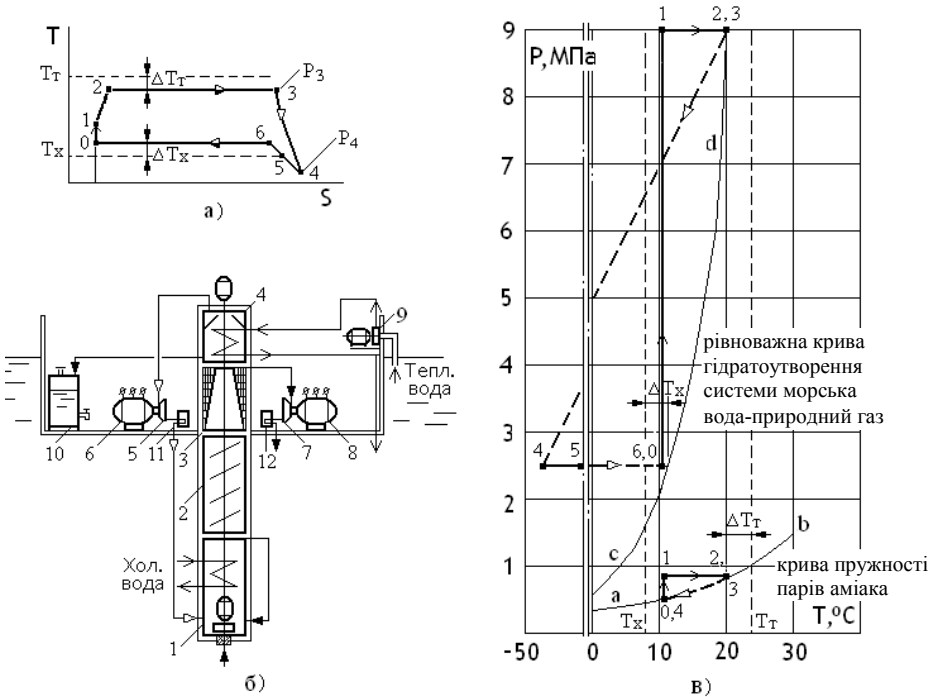


Рис. 10.5. Принципова схема газогідратної енерготехнологічної установки (б) та цикли її роботи в T - S (а) і P - T (в) координатах 1 – кристалізатор, 2 – шнек, 3 – фільтруюча камера, 4 – правитель, 5 – газова турбіна, 6 – електрогенератор, 7 – гідравлічна турбіна, 8 – електрогенератор, 9 – насос, 10 – накопичувач прісної води, 11 – холодильна камера, 12 – теплообмінник системи кондиціонування повітря

З порівняння циклів газогідратної установки та установки з циклом Андерсона на аміаку, представлених на діаграмі P - T (рис. 10.5, в), видно, що крутизна рівноважної кривої гідратоутворення значно більша, ніж у кривій пружності насичених парів аміаку. В результаті, за однакового перепаду температур по

глибині океану або моря, ступінь розширення природного газу в турбіні газогідратної установки, а відповідно і виконана робота, значно більша, ніж аміаку в установці з циклом Андерсона. Слід зазначити, що така закономірність збережеться і у разі застосування в циклі Андерсон інших робочих тіл, наприклад, пропану, R-22.

Відмінною особливістю газогідратного циклу є використання фазових переходів із утворенням / плавленням твердої фази – газогідратів. Процес гідратутворення відбувається при контакті природного газу та морської води, а плавлення – з виділенням природного газу та прісної води.

ГЕТУ, зображена на рис. 10.5, б) працює наступним чином.

В кристалізатор 1 закачується холодна глибинна вода з температурою $T_X = 8^\circ\text{C}$ і подається природний газ під тиском, рівним $P_0 = 2,5\text{ МПа}$. В результаті утворюються газогідрати, теплота утворення яких відводиться холодною водою, що прокачується через теплообмінник, розміщений у кристалізаторі. Суміш газогідратів і розсолу направляється за допомогою шнека 2 в фільтруючу камеру 3, де гідрати віджимаються від розсолу, промиваються у верхній її частині невеликою кількістю прісної води і потім надходять у правитель 4. У плавителі гідрати, плавляться з виділенням прісної води і природного газу високого тиску ($P_3 = 9\text{ МПа}$), а теплота плавлення підводиться від теплої води, що насосом 9 прокачується через теплообмінник, вбудований в плавитель.

Прісна вода з плавителя 4 спрямовується в якості продукту в накопичувач прісної води 10, а газ надходить в газову турбіну 5, де розширюється до тиску $P_0 = 2,5\text{ МПа}$ зі зниженням температури до $T_4 = -45^\circ\text{C}$. Робота розширення використовується для приводу електрогенератора 6, а газ після турбіни надходить в холодильну камеру 11 для використання в якості джерела холоду, підігрівається (процес 4-5 на рис. 10.5, в) і знову спрямовується в кристалізатор 1.

Розсіл із фільтруючої камери 3 надходить в гідравлічну турбіну 7 для приводу електрогенератора 8. Після турбіни холодний розсіл з температурою $T_0 = 10^\circ\text{C}$ надходить в теплообмінник 12 системи кондиціонування повітря.

Термодинамічний аналіз енергетичних установок, що використовують теплову енергію океану. Виконаємо термодинамічний аналіз оборотних циклів енергетичних установок, що використовують ОТЕС (рис. 10.3, а; 10.4, а; 10.5, б), на основі співставлення термічних ККД (η_t) відповідних та еквівалентних циклів Карно, побудованих з використанням середньопланіметричних температур в процесах підведення тепла T_{mr} і T_{mx} (рис. 10.6). Для відповідних циклів, побудованих при постійних температурах теплої поверхневої та холодної глибинної води та для еквівалентних циклів, побудованих для однакових температур T_{mr} і T_{mx} , термічні ККД будуть відповідно рівні.

Це впливає із означення η_t за відомим виразом для оборотних відповідних та еквівалентних циклів Карно (рис. 10.6, а; 10.6, б; 10.6, в) трьох аналізованих установок ОТЕС внаслідок рівності температур T_C і T_A , а також T_{mr} і T_{mx} в цих циклах:

$$\eta_t = \frac{T_{\Gamma} - T_X}{T_{\Gamma}}, \quad (10.20)$$

де $T_{\Gamma} = T_C$, а $T_X = T_A$ – для відповідних циклів;

$T_{\Gamma} = T_{\text{mr}}$, а $T_X = T_{\text{mx}}$ – для еквівалентних циклів.

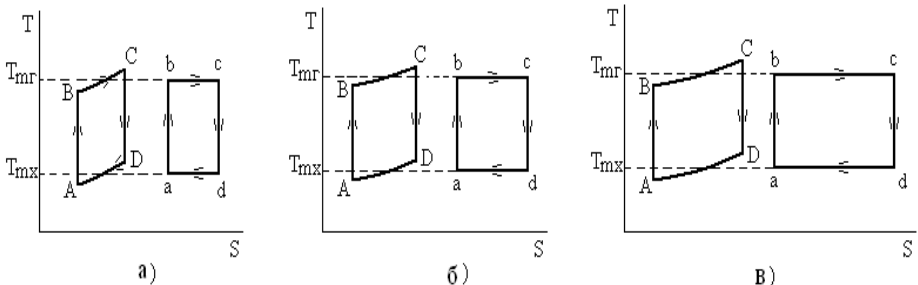


Рис. 10.6. Оборотні цикли енергетичних установок для схем:

а – за рис. 10.3. а; 2 – за рис. 10.4. а; 3 – за рис. 10.5. б

Але при реалізації реальних (незворотних) циклів установок ОТЕС необхідно враховувати втрати, що визначаються зовнішньою та внутрішньою незворотністю, пов'язані з ростом ентропії ізолюваної системи та призводять до зменшення її

працездатності. Ці втрати можна розділити на дві складові – одну, пов'язану з теплообміном робочого тіла з джерелами тепла (теплою поверхневою та холодною глибинною водою) та другу, яка визначається лише внутрішньою незворотностю процесів, що відбуваються всередині робочого тіла:

Термічний ККД циклів Карно установок, що враховують втрати, пов'язані із зовнішньою незворотностю (при теплообміні) можна визначити за виразом:

$$\eta_t = \frac{T_{\Gamma} - \Delta T_{\Gamma} - T_X + \Delta T_X}{T_{\Gamma} - \Delta T_{\Gamma}}, \quad (10.21)$$

У першому наближенні втрати працездатності внаслідок внутрішньої незворотності процесів можна врахувати адіабатним ККД ($\eta_{ад}$), що враховує відхилення реального процесу розширення робочого тіла в турбіні від адіабатного процесу розширення.

Тоді термічний ККД циклів Карно для установок, що враховують зовнішню та внутрішню незворотність, визначатиметься виразом:

$$\eta_t = \frac{T_{\Gamma} - \Delta T_{\Gamma} - T_X + \Delta T_X}{T_{\Gamma} - \Delta T_{\Gamma}} \cdot \eta_{ад}, \quad (10.22)$$

Результати розрахунку за виразом (10.22) термічних ККД циклів енергетичних установок, які використовують ОТЕС, для випадку $T_{\Gamma} = 295 \text{ К}$, $T_X = 281 \text{ К}$, $\Delta T_{\Gamma} = \Delta T_X = \Delta T$, $\eta_{ад} = 0,9$ наведено у табл. 10.1.

Таблиця 10.1. Результати розрахунку термічних ККД реальних циклів установок, які використовують ОТЕС

Тип установки	ΔT	η_t
Установка, що використовує цикл Андерсона	3	0,024
Установка, що використовує цикл Клода	1	0,037
Газогідратна енерготехнологічна установка	3	0,024

З табл. 10.1 випливає, що відкритий цикл Клода має більший η_t , ніж цикли Андерсона та ГЕТУ. Але, як зазначалося вище, істотним недоліком установок, що працюють за відкритим циклом, є необхідність використання вакуумних парових турбін, розміри яких перевищують розміри турбін для установок із закритим циклом на порядок і більше, що призводить до ускладнення та подорожчання таких установок. Цим викликана увага до створення та дослідження пілотних установок із закритим циклом Андерсона, незважаючи на їхню меншу енергоефективність.

Рівність η_t циклів Андерсона та ГЕТУ, визначених з урахуванням згаданих вище незворотностей, не означає, що при більш повному врахуванні незворотних втрат цикли цих установок також матимуть однаковий ступінь термодинамічної досконалості.

Порівняльний аналіз ступеня термодинамічної досконалості установок, що використовують цикл Андерсона та ГЕТУ, доцільно виконати на основі зіставлення ексергетичних ККД цих установок:

$$\eta_{\text{екс}} = \frac{e_{\text{кор}}}{e_{\text{затр}}}, \quad (10.23)$$

де $e_{\text{кор}}$ – корисна ексергія (для установки, що працює за циклом Андерсона $e_{\text{кор}} = l_{\text{кор}}$, для ГЕТУ $e_{\text{кор}} = l_{\text{кор}} + e_{\text{пр}} + e_{q0}$);

$e_{\text{кор}} = l_{\text{кор}} = l_T - l_H - l_{\text{мв}}$ – корисна робота установки;

$e_{\text{пр}}$ – ексергія прісної води, що виробляється установкою;

$e_{\text{пр}}$ – ексергія прісної води, що виробляється установкою;

e_{q0} – ексергія корисного холоду;

l_T – робота розширення робочого тіла в турбіні;

l_H – робота стиснення робочого тіла насосом;

$l_{\text{мв}}$ – робота насосів установки з циркуляції морської води в теплообмінниках випарника і конденсатора, або кристалізатора та плавителя;

$e_{\text{затр}} = e_{\text{хв}} G_{\text{хв}}$ – затрачена ексергія, що визначається з урахуванням витрати холодної морської води $G_{\text{хв}}$, яка використовується в якості джерела холоду.

Робота розширення робочого тіла в турбіні установки l_T визначається:

$$l_T = c_p \cdot T_3 \left(1 - \left(\frac{P_4}{P_3} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right) \eta_{ад}, \quad (10.24)$$

де c_p – питома теплоємність робочого тіла;

k – коефіцієнт адіабаты робочого тіла;

$\eta_{ад}$ – адіабатичний ККД для процесу розширення газу.

Зазначимо, що для газогідратної установки використовується також робота розширення розсолу в гідравлічній турбіні, після відділення його від газогідратів у фільтрувальній камері, і робота розширення прісної води, утвореної в результаті плавлення газогідратів.

Робота розширення розсолу в гідравлічній турбіні, кДж/кг газу:

$$l_{тр} = \frac{G_p \cdot P_1 - P_0}{\rho_p \cdot 10^3} \cdot \eta_T, \quad (10.25)$$

де G_p – витрата розсолу;

η_T – ККД турбіни;

ρ_p – густина розсолу.

Робота розширення прісної води в гідравлічній турбіні, кДж/кг газу

$$l_{т.пр} = \frac{G_{пр} \cdot P_1 - P_0}{\rho_{пр} \cdot 10^3} \cdot \eta_T, \quad (10.26)$$

де $G_{пр}$ – витрата прісної води;

η_T – ККД турбіни;

$\rho_{пр}$ – густина прісної води.

Робота подачі вихідної морської води насосом в кристалізатор установки, кДж/кг газу:

$$l_{\text{н.мв}} = \frac{G_{\text{мв}} \cdot P_1 - P_{\text{вх}}}{\rho_{\text{мв}} \cdot 10^3 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (10.27)$$

де $G_{\text{мв}}$ – масова витрата морської води, стиснутої насосом;

$\rho_{\text{мв}}$ – густина морської води;

P_1 – тиск робочого тіла на виході з насоса;

$P_{\text{вх}}$ – тиск робочого тіла на вході в насос;

$\eta_{\text{н}}$ – ККД насоса.

Відзначимо, що в газогідратній установці насос стискає газогідратну суспензію як робоче тіло, що включає воду і газогідрати, виконуючи при цьому роботу, кДж/кг газу:

$$l_{\text{нс}} = \frac{G_{\text{с}} \cdot P_1 - P_{\text{с}}}{\rho_{\text{с}} \cdot 10^3 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (10.28)$$

де $G_{\text{с}}$ – масова витрата суспензії, стиснутої насосом;

$\rho_{\text{с}}$ – густина суспензії.

Робота насосів циркуляції морської води в теплообмінниках випаровувала / кристалізатора установки ГЕТУ і конденсатора / плавителя установки Андерсона, кДж/кг газу:

$$l_{\text{нмв}} = \frac{G_{\text{мв}} \cdot \Delta P_{\text{мв}}}{\rho_{\text{мв}} \cdot 10^3 \cdot \eta_{\text{н}}}, \quad (10.29)$$

де $G_{\text{мв}}$ – масова витрата холодної та теплої морської води через теплообмінники відповідних установок (приймаємо ці витрати однаковими для кожної з установок);

$G_{\text{мв}} = G_{\text{хв(А)}}$ – для установки Андерсона;

$G_{\text{мв}} = G_{\text{хв(Г)}}$ – для установки ГЕТУ;

$\Delta P_{\text{мв}}$ – гідравлічний опір теплообмінника при циркуляції морської води (приймаємо однаковим для обох установок), Па.

Робота на циркуляцію морської води в теплообмінниках випарника/кристалізатора та конденсатора/плавителя складе:

$$l_{\text{мв}} = 2l_{\text{нц}}. \quad (10.30)$$

З урахуванням роботи $l_{\text{мв}}$ корисна робота установки складає:

$$l_{\text{кор}} = l_{\text{т}} - l_{\text{н}} - l_{\text{мв}}. \quad (10.31)$$

Визначимо ексергії корисних продуктів, що виробляються установкою ГЕТУ

Ексергія прісної води, що виробляється газогідратною установкою при плавленні газогідратів:

$$e_{\text{пр}} = W_{\text{min}} \frac{n \cdot \mu_{\text{в}}}{\mu_{\text{г}}}, \quad (10.32)$$

де W_{min} – мінімальна робота з опріснення морської води, кДж/кг газу;

n – число молекул води, що припадає на одну молекулу природного газу;

$\mu_{\text{в}}$ – молекулярна маса води;

$\mu_{\text{г}}$ – молекулярна маса газу.

Ексергія газу корисно використаної в холодильній камері:

$$e_{q0(r)} = \frac{q_0}{\varepsilon_{\text{к}}}, \quad (10.33)$$

де q_0 – холодопродуктивність потоку газу на виході із газової турбіни, кДж/кг газу;

$$q_0 = c_p \Delta T_0 = c_p (T_5 - T_4), \quad (10.34)$$

$\varepsilon_{\text{к}}$ – холодильний коефіцієнт зворотного циклу Карно, побудованого на середній температурі відводу тепла $T_{\text{ср}0}$ для

охолоджуваного середовища в холодильній камері та температури $T_{\text{нс}}$ навколишнього середовища – теплої поверхневої води:

$$\varepsilon_{\text{к}} = \frac{T_{\text{ср0}}}{T_{\text{нс}} - T_{\text{ср0}}}, \quad (10.35)$$

Ексергія розсолу, що корисно використовується для кондиціонування повітря $e_{q0(p)}$, визначається за співвідношеннями, аналогічними виразам 10.32-10.35.

Визначимо затрачену ексергію.

Затрачена ексергія $e_{\text{затр}} = e_{\text{хв}} G_{\text{хв}}$ визначається з урахуванням витрати холодної морської води $G_{\text{хв}}$, що використовується в якості джерела холоду, при цьому:

а) ексергія 1 кг глибинної холодної морської води:

$$e_{\text{хв}} = c \left[(T_{\text{хв}} - T_{\text{ос}}) - T_{\text{ос}} \ln \frac{T_{\text{хв}}}{T_{\text{ос}}} \right]. \quad (10.36)$$

де c – питома теплоємність глибинної холодної морської води;

$T_{\text{хв}}$ – температура глибинної холодної морської води;

$T_{\text{ос}}$ – температура середовища (теплої поверхневої морської води).

б) витрата глибинної холодної морської води для установки, що працює за циклом Андерсона:

$$G_{\text{хв(А)}} = \frac{r_a}{c \cdot \Delta T_{\text{к}}}, \quad (10.37)$$

де r_a – теплота фазового переходу аміаку;

c – питома теплоємність морської води;

$\Delta T_{\text{к}}$ – підігрів морської води при охолодженні конденсатора.

в) витрата глибинної холодної морської води для газогідратної установки:

$$G_{\text{хв}(\Gamma)} = \frac{\Delta H_{\Gamma}}{c \cdot \Delta T_{\text{кр}}}, \quad (10.38)$$

де ΔH_{Γ} – теплота утворення газогідратів;

$\Delta T_{\text{кр}}$ – підігрів морської води при охолодженні кристалізатора.

Результати розрахунку питомих енергетичних показників (кДж/кг газу) та ексергетичних ККД установок (цикли установок зображені на рис. 10.6) наведені в табл. 10.2.

Під час розрахунків енергетичних показників установок були використані приведені нижче дані.

1) для формули (10.25):

$$G_p = G_c - G_r = 15,46 - 7,73 = 7,73 \text{ кг розсолу / кг пр. газу};$$

$$G_c = G_r / S_c = 7,73 / 0,5 = 15,46 \text{ кг суспензії / кг пр. газу};$$

$$G_r = 1 + G_b = 1 + 6,73 = 7,73 \text{ кг гідратів / кг природного газу};$$

$$G_b = 6,73 \text{ кг води / кг природного газу}.$$

2) для формули (10.27):

$P_{\text{вих}} = 0,5 \text{ МПа}$, прийнято для глибини розміщення кристалізатора, що наближено рівна $H \approx 50 \text{ м}$.

3) для формули (10.32):

$W_{\text{min}} = 2,175 \text{ кДж / кг прісної води}$ – мінімальна робота опріснення морської води;

$n = 5,75$ – число молекул води, яке припадає на молекулу природного газу;

$$\mu_b = 18 \text{ – молекулярна маса води};$$

$$\mu_r = 16 \text{ – молекулярна маса газу}.$$

4) для формули (10.34):

$c_p = 2,2 \text{ кДж / (кг} \cdot \text{К)}$ – питома теплоємність природного газу в холодильній камері;

$$T_4 = 253 \text{ К – температура газу на виході холодильної камери};$$

$$T_5 = 228 \text{ К – температура газу на вході в холодильну камеру}.$$

Таблиця 10.2. Результати розрахунку питомих енергетичних показників (кДж/кг газу) та ексергетичних ККД установок, які використовують ОТЕС

Параметр	Установка по циклу Андерсона, робоче тіло – аміак		Газоідратна енерготехнологічна установка, робоче тіло – природний газ	
	формула	значення	формула	значення
1. Робота розширення, l_r	$l_r = l_{\text{г}}$	32,5	$l_r = l_{\text{г}} + l_{\text{г,пр}} + l_{\text{гр}}$	252,4
2. Робота стиснення, $l_{\text{н}}$	$l_{\text{н}} = l_{\text{нс}}$	0,5	$l_{\text{н}} = l_{\text{нс}} + l_{\text{нв}}$	156,6
3. Робота на циркуляцію морської води, $l_{\text{мв}}$	$l_{\text{мв}} = 2l_{\text{пц}}$	18	$l_{\text{мв}} = 2l_{\text{пц}}$	56,5
4. Корисна робота, $l_{\text{кор}}$	$l_{\text{кор}} = l_r - l_{\text{н}} - l_{\text{мв}}$	14,0	$l_{\text{кор}} = l_r - l_{\text{н}} - l_{\text{мв}}$	39,3
5. Ексергія прісної води, $e_{\text{пр}}$	—	—	$e_{\text{пр}} = \dot{W}_{\text{мін}} \cdot \eta \cdot \mu_{\text{в}} / \mu_{\text{г}}$	14,1
6. Ексергія холоду газу, $e_{\text{q0(г)}}$	—	—	$e_{\text{q0(г)}} = q_0 / \varepsilon_{\text{к}}$	12,8
6.1. Холодопродуктивність, q_0	—	—	$q_0 = c_p \cdot \Delta T_0 = c_p \cdot (T_5 - T_4)$	126,5
6.2. Холодильний коефіцієнт, $\varepsilon_{\text{к}}$	—	—	$\varepsilon_{\text{к}} = T_{\text{ср0}} / (T_{\text{нс}} - T_{\text{ср0}})$	5,8
7. Ексергія холоду розсолу, $e_{\text{q0(р)}}$	—	—	$e_{\text{q0(р)}} = e_{\text{q0(г)}}$	1,4
8. Ексергія затрачена, $e_{\text{затр}}$	$e_{\text{затр}} = e_{\text{хв}} G_{\text{хв}}$	173,0	$e_{\text{затр}} = e_{\text{хв}} G_{\text{хв}}$	540,0
8.1. Ексергія глибинної холодної морської води, $e_{\text{хв}}$	$e_{\text{хв}} = c[(T_{\text{хв}} - T_0) - T_0 \cdot \ln(T_{\text{хв}}/T_0)]$	1,195	$e_{\text{хв}} = c[(T_{\text{хв}} - T_0) - T_0 \cdot \ln(T_{\text{хв}}/T_0)]$	1,195
8.2. Витрата глибинної холодної морської води, $G_{\text{хв}}$ (кг/кг газу)	$G_{\text{хв(A)}} = \Delta H_{\text{(A)}} / (c_p \cdot \Delta T_{\text{н}})$	145	$G_{\text{хв(Г)}} = \Delta H_{\text{(Г)}} / (c_p \cdot \Delta T_{\text{н}})$	452
8.3. Теплота фазового переходу робочого тіла, ΔH	$\Delta H_{\text{(A)}}$	1210	$\Delta H_{\text{(Г)}}$	3785
9. Ексергетичний ККД установки, $\eta_{\text{екс}}$	$\eta_{\text{екс}} = l_{\text{кор}} / e_{\text{затр}}$	0,08	$\eta_{\text{екс}} = (l_{\text{кор}} + e_{\text{пр}} + e_{\text{q0}}) / e_{\text{затр}}$	0,12

5) для формули (10.35):

$\epsilon_K = T_{cp0} / (T_{nc} - T_{cp0}) = 241 / (297 - 241) = 4,3$ – холодильний коефіцієнт зворотного циклу Карно, побудованого на середній температурі відводу тепла T_{cp0} для охолоджуваного середовища у випарнику теплообмінника і температури оточуючого середовища T_{cp0} . В якості оточуючого середовища обраний теплий поверхневий шар морської води.

$$T_{cp0} = (T_5 + T_4) / 2 = (253 + 226) / 2 = 241 \text{ К.}$$

6) для формули (10.36):

$c = 4,2 \text{ кДж/(кг·К)}$ – питома теплоємність глибинної холодної морської води при $T_0 = 8 \text{ °C}$;

$T_{хв} = 291 \text{ К}$ – температура глибинної холодної морської води;

$T_{ос} = 297 \text{ К}$ – температура поверхневої теплої морської води.

7) для формули (10.37):

$r_a = 1200 \text{ кДж/кг}$ аміака – теплота фазового переходу аміака при $T_4 = 12 \text{ °C}$;

$c = 4,2 \text{ кДж/(кг·К)}$ – питома теплоємність глибинної морської води при $T_0 = 8 \text{ °C}$;

$\Delta T_K = 2 \text{ °C}$ – нагрів морської води при охолодженні кристалізатора.

8) для формули (10.38):

$\Delta H_{\Gamma} = 3785 \text{ кДж/кг}$ природного газу – теплота плавлення (утворення газогідратів).

9) для формули (10.29):

$\Delta P_{мв} = 0,5 \cdot 10^5 \text{ Па}$ – прийнятий однаковим для теплообмінників випарника/кристалізатора і конденсатора/плавителя.

Таким чином, було розглянуто принципову схему та термодинамічний цикл газогідратної енерготехнологічної установки, що використовує ОТЕС.

На основі запропонованої методики визначено енергетичні показники, ексергетичні ККД ГЕТУ та установки, що використовує цикл Андерсона.

При однаковій природній різниці температур морської води на поверхні та глибині, ступінь розширення робочого тіла в турбіні ГЕТУ в кілька разів більший, ніж в установці Андерсона, що дає збільшення корисної роботи на 1 кг робочого тіла майже в 3 рази.

Термічні ККД ГЕТУ та установки, що використовує цикл Андерсона в однакових умовах ОТЕС, приблизно рівні, але ексергетичний ККД ГЕТУ, розрахований з урахуванням корисної ексергії виробленого додаткового продукту – прісної води та холоду, більше, ніж установки, що використовує цикл Андерсона в 1,5 рази.

Подальші дослідження з газогідратних енерготехнологічних установок доцільні у напрямку розробки конструктивних рішень енергетичних і технологічних елементів обладнання, моделювання процесів, що протікають у ньому, в умовах специфіки використання ОТЕС.

10.3. Експериментальна оцінка виготовлення твердого біопалива з композитів на основі рослинних відходів

Серед існуючих технологій переробки рослинних відходів на тверде паливо можна виділити ті, в яких формування пелет та брикетів здійснюється у філь'ерах матриць з ущільненням катками, і ті, в яких пелети та брикети утворюються в камерах пресування при дії пуансона. Досвід експлуатації обладнання, що використовується за такими технологіями, показує, що зміна біосировини або навіть характеристик одного її виду, наприклад, вологості призводить до погіршення якості пелет, а інколи й до зупинки процесу пелетоутворення.

Підвищити ефективність використання різних видів твердих рослинних відходів для виробництва біопалива можна попереднім їх змішуванням та приготуванням композитів, що містять інші види відходів та місцеві види палива.

При створенні біопалива з композитів, компоненти яких мають суттєво різні фізико-механічні характеристики, зокрема модулі Пуассона та Юнга, що можуть відрізнятися у декілька разів, потрібно оцінити умови, які необхідно забезпечувати для виготовлення доброякісних пелет, та обґрунтувати вибір доцільного пресового обладнання.

Експериментальні дослідження щодо виготовлення пелет та брикетів з рослинної сировини, наприклад, соломи, лушпиння соняшнику, тирси тощо показує, що на їх якість впливають фізико-

механічні характеристики біосировини, її вологість, фракційний склад, створюваний на неї тиск, геометричні розміри матриці або камери пресування та шорсткість бічної поверхні. З практики виробництва пелет відомо, що інколи солома одного й того ж сорту пшениці з різних полів гранулюється з різними кінцевими фізико-механічними характеристиками, а з деяких ділянок взагалі не вдається отримувати пелети задовільної якості.

На сьогодні з літературних джерел не можна зробити однозначний висновок про величину оптимального значення вологості сировини перед пелетуванням. Рекомендації відрізняються навіть щодо однакового виду рослинних відходів. Наприклад, для деревини в різній літературі вважаються за оптимальні значення 6-12 %, 10-12 %, 12-14 %. Разом з тим експериментальними дослідженнями встановлено, що найвищі значення щільності пелет, виготовлених з сировини ялинкових дерев, досягаються при значенні вологості приблизно 15 %.

Використання сировини з вологістю, що перевищує оптимальні значення, призводить до зниження якісних показників пелет, у тому числі енергетичної цінності, або навіть до руйнування пелет у процесі зберігання.

З аналізу досліджень впливу довжини подрібнення на щільність спресованої маси та зусилля пресування випливає, що для стебел колосових культур розмір подрібнення частинок має значний вплив на щільність брикету, а для стебел ріпаку такий вплив менший. Між тиском у робочому каналі та щільністю виробленого біопалива є залежність, яка описує логарифмічною функцією зв'язок щільності виробу та тиску пресування.

Для підвищення якості гранул у роботі іноді рекомендується приводити часточки сировини до одного розміру здрібненням у спеціальному обладнанні або розділенням за допомогою сит з отворами певних діаметрів.

Вивчення впливу фракційного складу відходів деревини ялинкових порід на щільність пелет досліджувалося, і було встановлено, що найвищі значення щільності досягалися для фракції з розміром частинок ≤ 2 мм. При цьому треба враховувати, що надмірне подрібнення сировини вимагає додаткових затрат енергії та призведе до зростання вартості біопалива.

Для виготовлення палива у вигляді пелет діаметром до 10 мм з різних відходів рослинного походження, фракційний склад яких не перевищує 6 мм, найбільш часто застосовують обладнання з циліндричною або плоскою матрицями, в якому пресування здійснюється ущільнювальними котками.

При виготовленні палива у вигляді брикетів відходи рослинного походження пресуються переважно на шнекових, гідравлічних та штемпельних (пуансонних) пресах різних конструкцій.

Перевагою шнекових пресів, що характеризуються зміною тиску в камері пресування, у порівнянні з грануляторами для виготовлення пелет є зниження вимог до фракційного складу сировини перед пресуванням та можливість створювати брикети підвищеної щільності.

Недоліком шнекових пресів є виготовлення брикетів невисокої щільності, а гідравлічних – невисока продуктивність.

У відомих конструкціях штемпельних пресів застосовується вертикальна подача біосировини, її стискання та брикетування горизонтально розміщеним пуансоном. Їх недоліком є те, що в процесі вертикальної подачі необхідно здійснювати попереднє ущільнення сировини, а отримане біопаливо має нерівномірну щільність.

Штемпельні преси з розміщенням пуансона у вертикальній площині можуть мати перевагу при виготовленні біопалива, оскільки в них не обов'язково здійснювати попереднє ущільнення сировини, а отримане біопаливо матиме рівномірну та більш високу щільність у порівнянні з горизонтальним розміщенням пуансона при однакових зусиллях стискування.

Експериментальні дані, приведені в літературних джерелах стосовно виготовлення біопалива з рослинних відходів, зокрема сумішей на їх основі, на пресі з вертикальним пуансоном малочисельні та мають розрізнений характер.

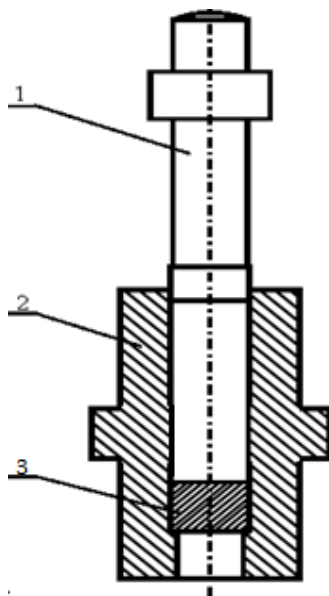
Тому доцільною є експериментальна оцінка особливостей виготовлення якісного твердого біопалива з композитів на основі рослинних відходів на пресі з вертикальним пуансоном.

Для експериментальних досліджень процесу утворення біопалива з рослинних відходів та сумішей на їх основі було

використано універсальну випробувальну машину УВМ-50, загальний вигляд робочої частини якої та спеціально виготовлений пресовий пристрій приведено на рис. 10.7. Машина УВМ-50 дає змогу виконувати випробування на стиск при максимальному навантаженні 500 кН. Величина та зміна навантаження преса машини визначаються та фіксуються силовимірювачем.



а)



б)

Рис. 10.7. Робоча частина універсальної випробувальної машини
а – робоча частина з встановленим пресовим пристроєм, б – пресовий пристрій
1- пуансон, 2 – матриця, 3 – упор

Для експериментів використовувалася сировина рослинних відходів у вигляді соломи, тирси, опалого листя дубу, а також подрібнений поліетилентерефталат (ПЕТ) (матеріал з використаних пляшок, товщина $\delta = 0,5$ мм) та буре вугілля.

Фракційний склад сировини наведено нижче:

- | | | |
|--------------------|---|------------|
| - солома | – | 1–4 мм |
| - тирса | – | 0,1–1,0 мм |
| - опале листя дубу | – | 0,1–1,0 мм |
| - пластик ПЕТ | – | 2–6 мм |

- буре вугілля	–	0,1–1,0 мм (80 %)
- буре вугілля	–	1,0–3,0 мм (10 %)
- буре вугілля	–	3,0–5,0 мм (10 %)

Процес виготовлення біопалива здійснювався таким чином. У матрицю 2 пресового пристрою (рис. 10.7, б), встановлену у робочій частині машини УВМ-50, спочатку завантажувалися рослинні відходи або суміш на їх основі, приготовлена окремо. Потім у неї встановлювався пуансон 1 та відбувалося стискання сировини пуансоном з фіксацією значень зусилля пресування. Після досягнення планованого тиску пресування сировини та утворення сформованого зразка біопалива навантаження знімалося, зразок виймався та визначалися його щільність та міцність, досліджувалися фрактографії поверхні.

Вологість сировини вимірювалася за стандартною методикою. Щільність зразків біопалива визначалася за допомогою електронних вагів з ціною поділу $1 \cdot 10^{-8}$ кг. Фрактографії вивчалися з використанням мікроскопа МБС-9.

Міцність виготовлених зразків оцінювалася вимірюванням твердості їх поверхонь (НВ) за методом Брінеля з використанням спеціально розробленого та виготовленого лабораторного гідравлічного пресу (рис. 10.8). Зразок біопалива, що випробувався, навантажувався дією сили 1000 Н протягом 10 с через сталеву кульку діаметром 10 мм, встановлену на поверхні зразка. За діаметром відбитку лунки на поверхні після втискування кульки визначали твердість зразка за таким виразом:

$$HB = \frac{2P}{\pi D \cdot (D - \sqrt{D^2 - d^2})}, \quad (10.39)$$

де P – навантаження на поверхню зразка;

D – діаметр кульки;

d – діаметр відбитку лунки.



Рис. 10.8. Лабораторний прес для дослідження зразків біопалива на твердість

Результати експериментів показали, що у пресовому пристрої з вертикальним пуансоном при застосуванні біосировини з соломи, сумішей тирса + солома, солома + тирса + листя дуба при вологості сировинних матеріалів 9-10 % та тиску в межах 263-350 МПа утворюються зразки біопалива задовільної якості. Зразки мають гладку бокову поверхню (рис. 10.9) та щільну структуру (рис. 10.10, табл. 10.3).

Значення щільності $1,0 \text{ г/см}^3$ досягається при тиску 263,2 МПа та відповідає вимогам, наприклад, стандартів ФРН, Швеції. Зростання тиску пресування від 87,7 до 350,9 МПа підвищує щільність пелет з соломи на приблизно 27 %



Рис. 10.9. Зразки пелет (діаметр 27 мм, довжина 30 мм) виготовлених при тиску 263,2 МПа

а – з соломи, б – із суміші тирси та соломи, в – з соломи, тирси та листя дуба

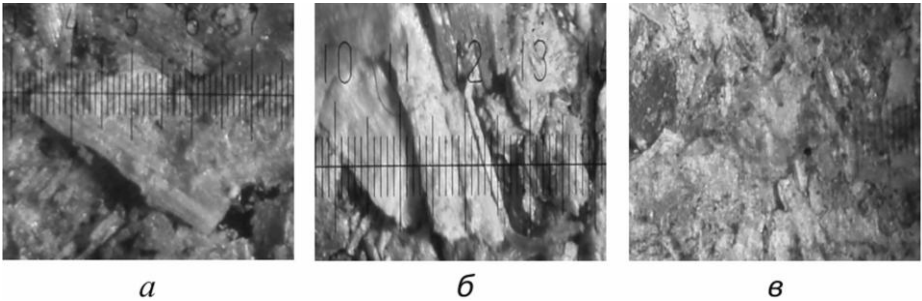


Рис. 10.10. Фрактографії поверхонь зразків солом'яних пелет, утворених при різних тисках, МПа

а: – 87,7 МПа, 0,82 г/см³; б – 175,4 МПа, 0,91 г/см³;
в – 263,2 МПа, с = 1,01 г/см³

Таблиця 10.3. Щільність пелет, виготовлених з соломи та суміші рослинних відходів при різних тисках пресування

Солома		Солома + тирса (1 : 1)		Солома + тирса + листя дубу (1 : 1 : 1)	
МПа	г/см ³	МПа	г/см ³	МПа	г/см ³
87,7	0,82	263,2	1,01	263,2	0,97
175,4	0,91	298,2	1,02	298,2	1,08
263,2	1,00	–	–	–	–
350,9	1,12	–	–	–	–

Аналіз фрактографій поверхонь пелет рис. 10.10 показує, що зростання тиску при пресуванні підвищує однорідність структури.

Результати досліджень щодо визначення твердості пелет з соломи наведені у табл. 10.4. Твердість отриманих пелет знаходиться у межах твердості таких порід дерев, як сосна, модрина, клен.

Таблиця 10.4. Твердість пелет з соломи, виготовлених при різних тисках пресування

Тиск, МПа	Середній діаметр лунки d, мм	Середня твердість пелет НВ	
		(кгс/мм ²)	МПа
175,4	6,78	2,29	22,5
263,2	6,52	2,55	25,0
350,9	6,33	2,73	26,8

Результати експериментальних досліджень утворення пелет із сумішей солома + буре вугілля, солома + тирса + листя дуба + буре вугілля, солома + ПЕТ приведені у табл. 10.5, загальний вигляд пелет показано на рис. 10.11, рис. 10.12.

Таблиця 10.5. Щільність пелет, виготовлених із суміші рослинних відходів та бурого вугілля або ПЕТ при тиску 298,2 МПа

Солома + буре вугілля		Солома + ПЕТ		Солома + тирса + листя дубу (1 : 1 : 1)	
буре вугілля, %	щільність пелет, г/см ³	вміст ПЕТ, %	щільність пелет, г/см ³	буре вугілля, %	щільність пелет с, г/см ³
5	0,95	10	0,82	5	0,96
15	0,96	20	0,76	15	0,98
25	0,98	30	0,72	25	1,01
40	1,08	—	—	—	—
50	1,09	—	—	—	—



Рис. 10.11. Зразки пелет $d = 27$ мм, виготовлених з соломи та ПЕТ
а – 10 % ПЕТ, б – 20 % ПЕТ, в – 30 % ПЕТ



Рис. 10.12. Зразки пелет $d = 27$ мм, виготовлені з суміші соломи, тирси, листя дубу (1 : 1 : 1) та бурого вугілля
а – 5 % вугілля, б – 10 % вугілля, в – 15 % вугілля

Збільшення вмісту ПЕТ у соломі від 10 до 30 % знижує щільність пелет, при тиску 298 МПа з $0,82 \text{ г/см}^3$ до $0,72 \text{ г/см}^3$ та погіршує структуру їх поверхонь (табл. 10.5, рис. 10.11). Такий результат можна пояснити суттєво різними значеннями коефіцієнта Пуассона соломи та пластику ПЕТ (відповідно 0,124 та 0,37-0,45), що спричиняє внутрішнє переміщення частинок сировини після зняття тиску пресування.

З композиту рослинні відходи + буре вугілля теж утворюються пелети задовільної якості, а збільшення вмісту бурого вугілля від 5 % до 50 % у суміші з соломною при пресуванні підвищує фізико-механічні характеристики пелет (табл. 10.5), зокрема щільність збільшується від $0,95$ до $1,09 \text{ г/см}^3$. Аналогічні результати були одержані при виготовленні пелет з композиту рослинних відходів солома + тирса + опале листя дубу + буре вугілля (див. табл. 10.5, рис. 10.12).

При опрацюванні технології порційного виготовлення пелет із соломи без виймання з матриці попередньо утворених зразків було встановлено, що перший зразок, утворений з першої порції сировини, мав найвищу щільність $1,01 \text{ г/см}^3$. Другий та третій зразки, утворені із сировини, що контактувала з попередньо виготовленими пелетами, які знаходилися в матриці, мали нижчі значення: відповідно $0,93$ та $0,90 \text{ г/см}^3$. Таку різницю щільності можна пояснити пружними характеристиками соломи.

Таким чином, експериментально апробовано виготовлення біопалива з композитів на основі рослинних відходів на пресовому обладнанні з вертикальним пуансоном.

Отримані результати можна розглядати як перший крок у розробці енергоефективної технології виготовлення якісного біопалива з композитів на основі рослинних відходів на пресовому обладнанні з вертикальним пуансоном.

10.4. Особливості схемних рішень заглиблених плодоовочесховищ, які використовують природний холод

Використання альтернативних джерел енергії при охолодженні та зберіганні плодоовочевої продукції сприяє заощадженню витрат електроенергії, зменшенню забруднення довкілля. Застосовування

заглиблених плодоовочесховищ, які використовують природний холод, є одним з ефективних варіантів рішень в цьому напрямку.

Заглиблені сховища для зберігання плодів та овочів у вигляді погребів, буртів, траншей використовуються здавна.

Останнім часом суттєво збільшується кількість досліджень і публікацій, які спрямовані на нові конструктивні рішення заглиблених сховищ. Значна увага приділяється вдосконаленню окремих вузлів та елементів і їх впровадженню для підвищенню ефективності використання природного холоду.

Слід мати на увазі, що не завжди поєднання окремих ефективних вузлів у конкретному сховищі при зберіганні певної продукції у визначених кліматичних умовах дозволить отримати позитивний результат. Тому при виборі схемного рішення заглиблених плодоовочесховищ, які використовують природний холод, враховують не тільки технологічні вимоги та кліматичні умови, а й характеристики ґрунту, рівень підґрунтових вод.

Плодоовочесховища призначено для зберігання насінної, продовольчої та фуражної продукції насипом або в тарі.

Сховища для зберігання плодів та овочів поділяють:

- за способом їх закладання – *насипом* чи *у тарі*;
- за тривалістю зберігання – *тимчасові* або *сезонні*, які часто називають *польові* (бурти і траншеї), та *постійні* (стаціонарні);
- за місткістю – *великі* (5-20 тис. т), *середні* (1-4 тис. т), *малі* (до 500 т).

За способом влаштування сховища бувають:

- *наземні* (високий рівень підґрунтових вод і невисокі температури в період основного зберігання продукції, в цих сховищах найважче регулювати температурний режим);
- *поглиблені* (низький рівень ґрунтових вод, в цих сховищах більш стабільний температурний режим, рівень підлоги від рівня землі заглиблений менше, ніж на половину висоти сховищ);
- *заглиблені* (будують у місцях низького залягання ґрунтових вод, а також там, де висока або дуже низька температура в період основного зберігання, рівень підлоги від рівня землі заглиблений не менше, ніж на половину висоти сховища).

Шар землі стабілізує температурний режим у сховищах: при високій температурі в обвалованому сховищі температура низька, а

при великих морозах таке сховище менш інтенсивно охолоджується.

В поглиблених та заглиблених сховищах для підтримання тепловологісного режиму з використанням природного холоду застосовують способи *природної, примусової або активної вентиляції*.

Особливості польових сховищ. Польовим способом у буртах і траншеях, особливо в умовах середніх широт, зберігають близько 50 % картоплі та овочів. Бурти і траншеї – тимчасові прості, досить дешеві сховища невеликої місткості, які закладають поряд із полями, поблизу тваринницьких ферм та ін. Збереженість продукції у буртах і траншеях залежить від фізичних властивостей ґрунту, покривного матеріалу, а також процесів теплообміну та газообміну в масі продукції.

До основних недоліків зберігання продукції польовим способом відносять такі:

- незручно стежити за її якістю;
- неможливо здійснювати частковий відбір продукції.

Через малу теплопровідність продукції та покривного матеріалу може виникнути її самозігрівання, а при великій теплопровідності – підмерзання. Та за правильного влаштування буртів і траншей, закладанні та вкритті продукції втрати її будуть мінімальні – не більше 3-5 %.

Бурти, або кагати – це насипані довгі купи картоплі, коренеплодів, капусти, цибулі, вкриті гідро- та теплоізолюючим матеріалом (рис. 10.13), бувають поглиблені і заглиблені

Траншеї – це довгі канали, вириті в ґрунті на певну глибину і призначені для зберігання картоплі, коренеплодів і капусти (рис. 10.14). Вони бувають глибокими і мілкими. У північних районах влаштовують широкі бурти і траншеї, а південних – вузькі. На півночі України бурти доцільно викопувати завширшки до 2 м, на півдні – до 1 м, траншеї – відповідно 1 і 0,6-0,7 м. Під бурти і траншеї обирають ділянки переважно з легкими ґрунтами, невеликим схилом для стікання води та з рівнем залягання ґрунтових вод не вище 1 м. Для відводу надлишкових вод на ділянці слід передбачати канали.

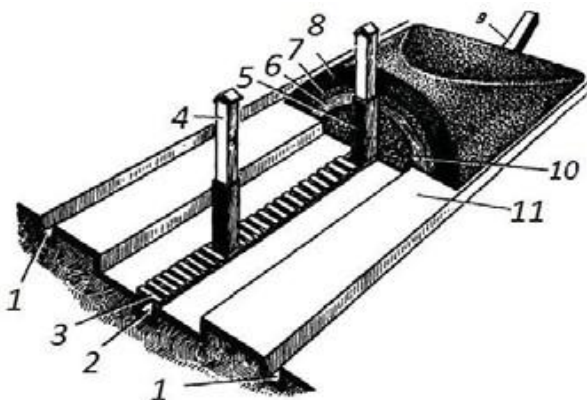


Рис. 10.13. Схема бурта

1 – водовідвідна канава, 2 – припливний канал, 3 – ґрати, 4 – витяжні труби, 5 – продукція, 6 – солома, 7 – перший шар землі, 8 – остаточний шар землі, 9 – припливна труба, 10 – буртовий термометр, 11 – котлован бурта

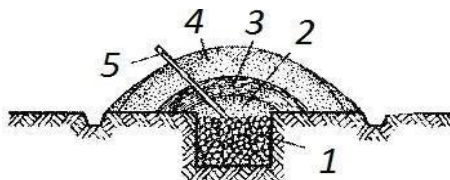


Рис. 10.14. Вигляд траншеї в поперечному розрізі

1 – продукція, 2 – шар ґрунту, 3 – шар соломи, 4 – земляне укриття, 5 – термометр

Бурти і траншеї бувають *глухі* (з постійним газовим режимом) або з *вентиляцією*. Вентиляція у них може бути *природною*, *примусовою* чи *активною*. Розміри буртів і траншей залежать від характеристики сорту плодів, призначених для зберігання.

Вкриття має забезпечувати температуру в кагаті або траншеї на кілька градусів вищу за мінімальну (кріоскопічну) для цієї продукції, що дає змогу запобігти підмерзанню та забезпечити належну гідроізоляцію об'єктів зберігання. Для вкриття кагатів використовують ґрунт, солому, торф, хмиз, сухий гній.

Теплопровідність цих матеріалів значною мірою залежить від їх вологості: чим вони сухіші, тим нижча теплопровідність, тобто товщину вкриття зменшують. Вологіші матеріали мають більшу теплопровідність, що вимагає збільшення товщини вкриття.

Товщиною вкриття регулюють тепло-волого-повітрообмін в буртах та траншеях, а її величина повинна узгоджуватися з числовим значенням питомої вентиляційної поверхні.

У північно-східних районах України, де можливе глибоке промерзання ґрунту, траншеї копають глибші і продукцію, особливо картоплю, вкладають на настил і вкривають двома шарами соломи та землі. Бурти і траншеї у південних областях України здебільшого влаштовують з охолоджуваними боками і дном. Восени вони мають вигляд канав, розміщених на відстані 0,5-0,6 м від стін бурта чи траншеї, через які охолоджується продукція, а з настанням морозів їх забивають соломною для захисту продукції від промерзання. Навесні з підвищенням інтенсивності дихання, тобто з настанням процесу проростання плодів, коли потрібно інтенсивніше охолоджувати їх у буртах і траншеях, бокові канали відкривають.

У великих господарствах, що спеціалізуються на вирощуванні картоплі та інших овочів, їх зберігають на постійних буртових майданчиках з активним вентиляванням (рис. 10.15).

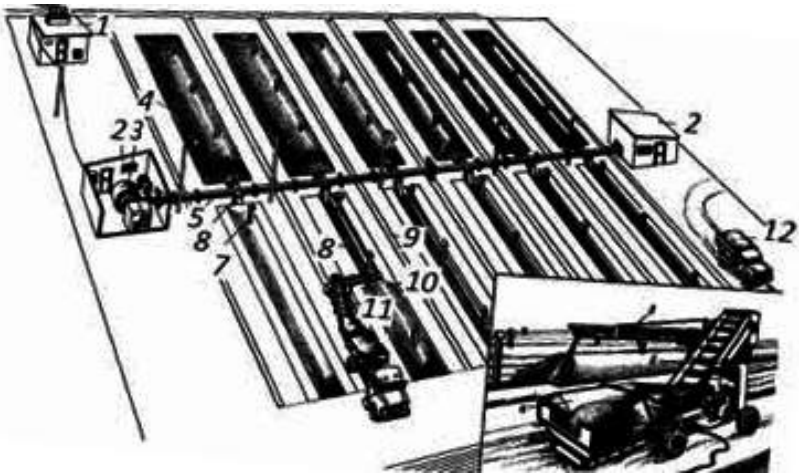


Рис. 10.15. Вигляд траншеї в поперечному розрізі

- 1 – трансформатор, 2 – вентиляційне приміщення, 3 – вентилятор, 4 – борт,
5 – магістральний канал, 6 – розподільний канал, 7 – витяжна труба,
8 – припливний канал, 9 – водозбірна канава, 10 – насип продукції,
11 – транспортер-завантажувач, 12 – самоскид

Для кожного виду продукції використовують різні проектні рішення через різні вимоги до температурно-вологісного та газового режимів. Спільними для всіх проектів є стаціонарна система вентилявання за допомогою вентилятора, який забезпечує питому подачу повітря до картоплі і коренеплодів $45\text{--}60\text{ м}^3/\text{т}$, а до капусти $60\text{--}90\text{ м}^3/\text{т}$ за годину.

На всіх майданчиках у системі передбачена можливість вентилявання кількох бортів та відключення від системи закриттям заслінок решти розподільних каналів. Канали зроблено із цегли, а перекриття – з легких решітчастих (для розподільних каналів) чи суцільних (для центрального та бокових каналів) бетонних плит.

Особливості стаціонарних заглиблених сховищ. Заглиблені та поглиблені стаціонарні сховища можна будувати тільки на сухих і добре інфільтрованих ґрунтах.

В інших випадках треба передбачати спеціальні рішення, які запобігали б проникненню води в сховище, наприклад, такі, що пропонуються при захороненні відходів буріння та експлуатації нафтогазових свердловин. Сховища повинні бути сухими та мати добру теплоізоляцію. В них не допускається поява крапель води внаслідок конденсації або протікань, особливо через стелю.

Висота приміщень від підлоги до низу обладнання і комунікацій в усіх будівлях приймається не менше 2 м у місцях регулярного проходження людей і не менше 1,8 м в інших випадках. Будівлі проектують переважно каркасного типу із застосуванням місцевих будівельних матеріалів, збірних навісних конструкцій.

Покриття передбачають переважно вентилявані. Підлога може бути з асфальтобетонним покриттям, а у засіках – глинобитною або земляною. Підлогу розміщують не менше, ніж на 1,5 м вище за рівень ґрунтових вод.

В'їзні ворота сховищ проектують двостулковими, розсувними або шторними, їх розміри у просвіті мають бути більші за розміри навантажених транспортних засобів за висотою більшою на 0,2 м і за шириною на 0,6 м. Вони мають бути щільними, утепленими та подвійними. Мінімальні розміри воріт $3,6 \times 3,6\text{ м}$, у місцях без в'їзду транспорту – $2,4 \times 2,3\text{ м}$ (ширина і висота).

У сховищах облаштовують підсобні приміщення, де перебирають, сортують, калібрують і пакують продукцію в період її основного зберігання. У підсобних приміщеннях встановлюють відповідні машини, лінії для сортування, освітлення та опалення.

Для картопле- та овочесховищ із уніфікованих секцій характерним конструктивним рішенням є застосування неповного і повного навісних каркасів. За неповного влаштовують несучі стіни із цегли або природного каменю. Для повнозбірних сховищ передбачають самонесучі керамзитобетонні стінові панелі. Каркас будівлі виготовляють зі збірного залізобетону. Колони і балки покриттів проектують за серіями, як і для одноповерхових сільськогосподарських будівель. Покрівлю настиляють рулонними матеріалами.

З урахуванням інфекційного навантаження місткість сховища вважається оптимальною: для зберігання картоплі – 1500 т, капусти – 750 т, коренеплодів – 300 т, цибулі – 200 т, яблук – 400 т. Крім того, місткість камер менше 200 т ускладнює їх експлуатацію.

Сховища з природною вентиляцією повинні мати вентиляційні ходи у вигляді дверних прорізів, люків, які розміщують так, щоб у приміщеннях для зберігання можна було забезпечити восени перехресні протяги для запобігання застою повітря в окремих місцях. Крім того, сховища облаштовують спеціальними шахтами або трубами для забезпечення припливно-витяжної вентиляції.

Припливну вентиляцію у сховищах влаштовують унизу з торцевого боку, де вставляють дерев'яні утеплені труби із заслінками. Витяжні труби встановлюють по коньку перекриття так, щоб внутрішній їх обріз не виступав усередину й не перешкоджав виходу струменя повітря. Припливні труби розміщують так, щоб вони знизу підходили під продукцію. Якщо це зробити неможливо, то верхній кінець їх повинен знаходитися не вище на 0,5 м продукції.

Вентиляційні труби обладнують дефлекторами, щоб запобігти потраплянню опадів, і утеплюють, інакше по їх стінках стікатиме конденсаційна волога. Переріз припливних каналів у сховищах для зберігання картоплі становить 50 см^2 , овочів $80\text{--}100 \text{ см}^2$.

На кожні 15-30 т картоплі встановлюють одну, а капусти – дві труби. Кількість витяжних труб, як правило, у 2-3 рази менша, ніж

припливних (переріз останніх не менше $0,5 \times 0,5$ м). Швидкість руху повітря в системі природної вентиляції сховищ $0,2-0,4$ м/с, тому необхідний температурний режим восени встановлюється дуже повільно – через 1,5-2 місяці. Це обґрунтовує доцільність додаткового тимчасового застосування для інтенсифікації витяжки в деяких випадках переносних вентиляторів.

Примусова вентиляція є більш досконалою і нею обладнують сховища великої і середньої місткості при зберіганні продукції у тарі. Повітря у сховище нагнітається вентиляторами, а видаляється через витяжні труби створеним тиском. Продуктивність вентиляторів розрахована на 20-30-кратний обмін повітря за годину. Цей спосіб вентилявання дає змогу підтримувати бажаний режим зберігання продукції у північній частині України.

Для влаштування примусової вентиляції використовують відцентрові вентилятори середнього тиску. Через їх значні габарити вентиляторні будки встановлюють на покрівлі сховища. Повітропроводи розміщують під стелею та під підлогою. Недоліком такої вентиляції є те, що повітря проникає на глибину не більше $0,7$ м, тому верхні шари продукції можуть переохолоджуватись, а середні – зігріватись.

Сховища з активною вентиляцією. Найперспективнішими для використання природного холоду при зберіганні плодоовочевої продукції є сховища із активною вентиляцією, під якою розуміють примусове рівномірне постійне або періодичне подання в масу продукції повітря з певною температурою, вологістю та швидкістю.

Схеми типових плодоовочесховищ для зберігання плодоовочевої продукції насипом або в контейнерах (штабелях) наведено на рис. 10.16, а і рис. 10.16, б.

Одним із недоліків розглянутих стаціонарних сховищ, які використовують природний холод, є складність, а інколи і неможливість, восени при добовому перепаді температур зовнішнього повітря в $10-20$ °С забезпечити при закладці плодів і овочів на збереження оптимальний темп охолодження $0,5-2$ °С за добу. Це викликано значними теплонадходженнями через огорожуючі конструкції у денний час, які додаються до суттєвих в цей же час тепловиділень від життєдіяльності продукції. Важко з

тих же причин підтримувати оптимальний температурно-вологісний режим і в процесі зберігання, особливо в осінньо-весняний період року.

Поліпшити теплотехнічні і технологічні характеристики плодоовочесховищ можна шляхом створення повітряного теплозахисту (динамічної теплоізоляції) і використанням акумулятора природного холоду.

Авторами запропоноване схемне рішення сховища із системою активної вентиляції зовнішнім повітрям, оснащеного динамічною теплоізоляцією та газогідратним акумулятором природного холоду. Така схема приведена на рис. 10.16, в.

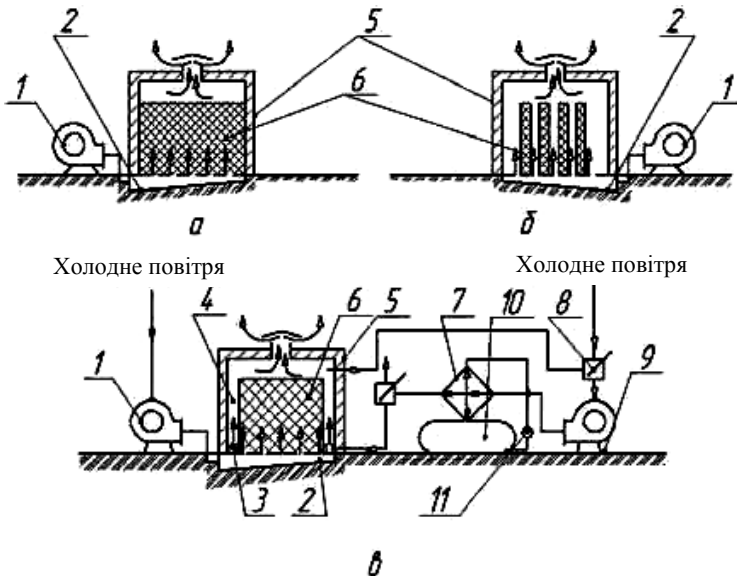


Рис. 10.16. Схеми сховища продукції з активною вентиляцією
 а – зберігання продукції насипом, б – зберігання продукції в контейнерах,
 в – з динамічною теплоізоляцією та газогідратним акумулятором холоду
 1, 9 – вентилятори, 2 – підпідлоговий повітропровід, 3 – надпідлоговий
 повітропровід, 4 – повітряний прошарок, 5 – огорожувальні конструкції,
 6 – продукція, 7 – повітроохолоджувач, 8 – клапан-змішувач,
 10 – газогідратний акумулятор природного холоду, 11 – насос

Промислові випробовування створеного за такою схемою кагату для зберігання цукрового буряка місткістю 980 т на

постійному буртовому майданчику (рис. 10.17) підтвердили ефективність його використання.

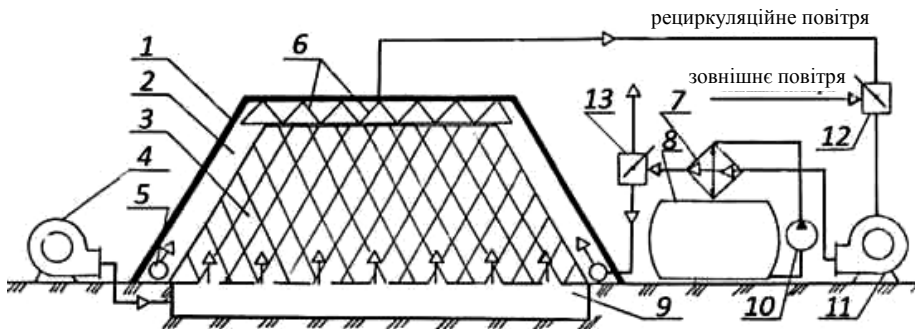


Рис. 10.17. Схема кагату цукрового буряка з динамічною теплоізоляцією та газогідратним акумулятором природного холоду
 1 – покриття з поліетиленової плівки, 2 – повітряний прошарок, 3 – буряк, 4 – вентилятор системи активного вентилявання, 5 – повітропровід для подачі повітря з холодоакумулятора, 6 – каркас з металічних ферм, 7 – повітроохолоджувач, 8 – холодоакумулятор, 9 – повітропровід для активної вентиляції; 10 – насос гідратної води, 11 – вентилятор холодоакумулятора; 12, 13 – триходовий клапан

При початковій цукристості буряка 16,7 % після зберігання протягом 34 діб середня цукристість буряка в контрольному кагаті склала 16,02 % до загальної маси, а в запропонованому – 16,46 % і відповідно до втрати маси цукру 2,02 % та 1,86 %. В цілому вихід цукру збільшився на 0,5 % відносно контрольного кагату.

10.5. Термодинамічний аналіз ефективності застосування газогідратного акумулятора природного холоду в системах активної вентиляції плодоовочесховищ

У плодоовочесховищах, оснащених системами активної вентиляції, досить успішно вирішується завдання забезпечення оптимальних тепловологісних режимів зберігання плодів і овочів, що дозволяє мінімізувати втрати продукції, яка зберігається, і зміну її якості. У цих сховищах технічно нескладно застосовувати природний холод, термодинамічна цінність якого визначається добовою термічною нерівноважністю зовнішнього повітря.

З метою скорочення теплонадходжень, які у ряді випадків вдвічі перевищують тепловиділення від дихання продукції, у типових збірних або стаціонарних секційних комплексах зберігання картоплі та овочів, що використовують штучний холод, рекомендується подача холодного повітря у простір між стінками секцій та зовнішніми огорожами. Але в плодоовочесховищах, що використовують у системах активної вентиляції лише природний холод, реалізувати таку схему роботи практично неможливо, оскільки в денний період, коли теплонадходження максимальні, температура зовнішнього повітря також висока.

Авторами запропоновано вдосконалена конструкція сховища рослинної продукції, оснащена системою активної вентиляції з автоматичним регулюванням режимів подачі зовнішнього повітря, динамічною теплоізоляцією та газогідратним акумулятором природного холоду, що дозволяє використовувати в таких сховищах ексергію у теплий період доби.

На рис. 10.18 наведена схема такого плодоовочесховища, а на рис. 10.19 – схема газогідратного акумулятора природного холоду.

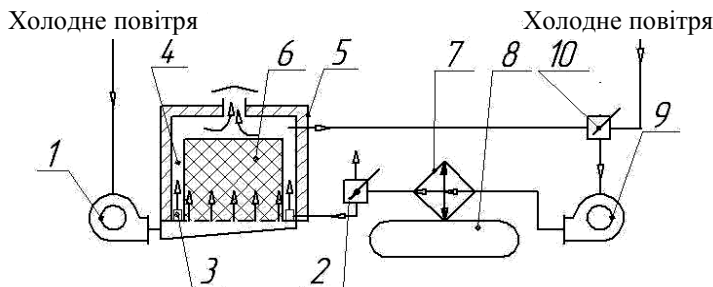


Рис. 10.18. Схема плодоовочесховища з активною вентиляцією та газогідратним холодоакумулятором

- 1, 9 – вентилятори, 2 і 10 – триходові клапани, 3 – підлоговий повітропровід,
4 – повітряний прошарок, 5 – овочесховище, 6 – продукт (плоди, овочі),
7 – повітроохолоджувач, 8 – акумулятор холоду

У холодоакумуляторі (рис. 10.19) пристроєм, що забезпечує відведення і підведення теплоти в процесах зарядки і розрядки, служить поверхневий охолоджувач повітря 7, в трубки якого через верхній колектор з ємності 1 насосом 8 подається вода. Вона

оохолоджується або підігрівається у міжтрубному просторі зовнішнім або рециркулюючим повітрям. У конструкцію акумулятора включений контур циркуляції гідратоутворювача, що складається з компресора 5, конденсатора 4, ресивера 3 і регулюючого вентиля 2. З його допомогою підтримують необхідні температури утворення та плавлення гідратів, що сприяє розширенню температурного діапазону роботи акумулятора.

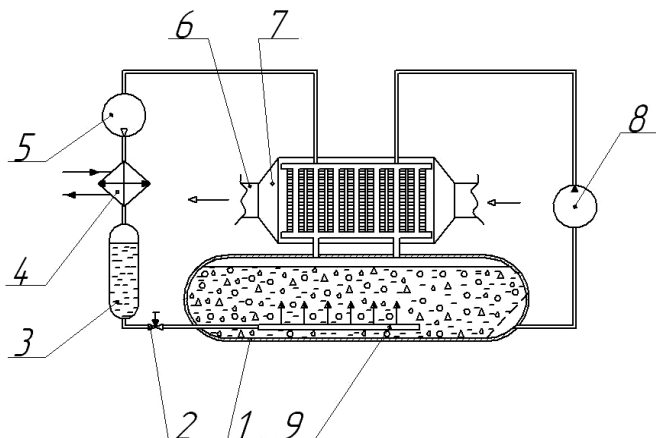


Рис. 10.19. Схема газогідратного акумулятора природного холоду
 1 – ємність, 2 – регулюючий вентиль, 3 – ресивер рідкого гідратоутворювача,
 4 – конденсатор, 5 – компресор, 6 – повітропровід, 7 – повітроохолоджувач,
 8 – насос, 9 – розподільник гідратоутворювача

У режимі зарядки гідратоутворювач подається в ємність 1 з ресивера 3 через регулюючий вентиль 2 у вигляді парорідинної суміші. Частина рідкого гідратоутворювача при контакті з водою утворює газогідрати безпосередньо в ємності 1, а частина, що переходить у газоподібний стан – у повітроохолоджувачі 7 при контакті з охолодженою водою, що стікає у вигляді плівки у внутрішній поверхні його трубок. Робочий тиск у системі підтримується за допомогою електроконтактного регулюючого манометра.

Термодинамічну цінність холодного зовнішнього повітря доцільно, згідно з другим законом термодинаміки, встановлювати за значенням його ексергії. Ексергію, що визначається добовими

коливаннями температури повітря, з достатнім ступенем точності можна обчислити, приймаючи як температуру навколишнього середовища та джерела холоду відповідно середньоінтегральні температури в холодний і теплий період доби. Межею між цими періодами може бути середньодобова температура повітря для даної місцевості. Тоді питома ексергія повітря, що використовується для охолодження, дорівнює:

$$e_{\text{хп}} = i'_1 - i_0 - T_0(s_1 - s_2) \approx c_p \left((T_1 - T_0) - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right), \quad (10.40)$$

де i'_1 – ентальпія зовнішнього повітря в холодний період доби;

i_0 – ентальпія зовнішнього повітря в теплий період доби;

s_1 – ентропія зовнішнього повітря в холодний період доби;

s_0 – ентропія зовнішнього повітря в теплий період доби;

T_1 – середньоінтегральна температура зовнішнього повітря в холодний період доби;

T_0 – середньоінтегральна температура зовнішнього повітря в теплий період доби;

c_p – питома теплоємність повітря.

Термодинамічна ефективність сховища з газогідратним акумулятором природного холоду і без нього порівнюється за значенням ексергетичного ККД:

$$\eta_{\text{екс}} = E_{\text{кор}} / E_{\text{затр}}, \quad (10.41)$$

де $E_{\text{кор}}$ – корисно використана ексергія;

$E_{\text{затр}}$ – затрачена ексергія.

У режимі охолодження під $E_{\text{кор}}$ будемо розуміти ексергію продукції, що охолоджується:

$$E_{\text{кор1}} = M_{\text{пр}} (i'_1 - i'_2 - T_0(s'_1 - s'_2)), \quad (10.42)$$

де $M_{\text{пр}}$ – маса продукції;

i'_1 – ентальпія продукції при початкових параметрах;

i'_2 – ентальпія продукції при кінцевих параметрах;

s'_1 – ентропія продукції при початкових параметрах;

s'_2 – ентропія продукції при кінцевих параметрах.

Корисна ексергія при охолодженні овочів вночі та локалізації зовнішніх теплонадходжень вдень визначається виразом:

$$E_{\text{кор}2} = E_{\text{кор}1} + E_{\text{лок}}, \quad (10.43)$$

де $e_{\text{лок}}$ – ексергія холодного зовнішнього повітря, необхідна для локалізації теплонадходжень:

$$E_{\text{лок}} = Q_{\text{зовн}} / (c_p \Delta T_{\text{п}}) c_p (T_{\text{п1}} - T_{\text{п2}}) - T_0 \ln(T_{\text{п1}} / T_{\text{п2}}), \quad (10.44)$$

де $Q_{\text{зовн}}$ – зовнішні теплонадходження через огорожуючі конструкції;

$$Q_{\text{зовн}} = \varepsilon_{\text{зовн}} Q_{\text{дих}}, \quad (10.45)$$

де $\varepsilon_{\text{зовн}}$ – коефіцієнт зовнішніх теплонадходжень,

$$\varepsilon_{\text{зовн}} = Q_{\text{зовн}} / Q_{\text{дих}}, \quad (10.46)$$

де $Q_{\text{дих}}$ – теплота дихання продукції;

$\Delta T_{\text{пр}}$ – підігрів повітря в повітряному прошарку;

$T_{\text{пр1}}$ – температура повітря на вході повітряного прошарку;

$T_{\text{пр2}}$ – температура повітря на виході повітряного прошарку;

Ексергія, витрачена на активне вентилявання, $e_{\text{затр1}}$ чисельно дорівнює сумі роботи вентилятора та ексергії холодного повітря, розрахованої з урахуванням формули (10.40):

$$E_{\text{затр1}} = L_{\text{ав}} + E_{\text{хп}} = \frac{[M_{\text{пр}}(i'_2 - i'_1) + Q_{\text{дих}} + Q_{\text{зовн}}]}{c_p \Delta T_{\text{п}}} \times$$

$$\times \left[\frac{\Delta p_{\text{ав}} \cdot 10^{-3}}{\rho_{\text{пов}} \eta_{\text{ав}}} + c_p \left(T_1 - T_0 - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right) \right], \quad (10.47)$$

де $L_{\text{ав}}$ – робота вентилятора при активній вентиляції продукції в режимі охолодження;

$E_{\text{хп}}$ – ексергія холодного зовнішнього повітря;

$\Delta T_{\text{пр}}$ – підігрів повітря у насипу продукції;

$\Delta p_{\text{ав}}$ – розрахунковий тиск, який створюється вентилятором у системі активної вентиляції;

$\rho_{\text{пов}}$ – густина повітря;

$\eta_{\text{ав}}$ – ККД вентилятора при активній вентиляції.

При використанні акумулятора затрачена ексергія рівна:

$$E_{\text{затр2}} = E''_{\text{затр1}} + E_{\text{зар}} + E_{\text{розр}}, \quad (10.48)$$

де $E''_{\text{затр1}}$ – затрачена ексергія при активній вентиляції без урахування $Q_{\text{зовн}}$;

$E_{\text{зар}}$ – затрачена ексергія при зарядці акумулятора холоду;

$E_{\text{розр}}$ – затрачена ексергія при розрядці акумулятора холоду.

З урахуванням (10.47) вираз (10.48) набуде вигляду:

$$E_{\text{затр2}} = \frac{[M_{\text{пр}}(i'_2 - i'_1) + Q_{\text{дих}}]}{c_p \Delta T_{\text{п}}} \cdot \left[\frac{\Delta p_{\text{ав}} \cdot 10^{-3}}{\rho_{\text{пов}} \eta_{\text{ав}}} + c_p \left((T_1 - T_0) - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right) \right] + \\ + \frac{Q_{\text{зовн}}}{c_p} \cdot \left[\frac{\Delta p_{\text{ав}} \cdot 10^{-3}}{\Delta T_{\text{ак}} \rho_{\text{пов}} \eta_{\text{зар}}} + \frac{c_p}{\Delta T_{\text{ак}}} \left(T_1 - T_0 - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right) + \frac{\Delta p_{\text{роз}} \cdot 10^{-3}}{\Delta T_{\text{п}} \rho_{\text{пов}} \eta_{\text{роз}}} \right], \quad (10.49)$$

де $\Delta p_{\text{зар}}$ – розрахунковий тиск, створений вентилятором під час зарядки акумулятора природного холоду;

$\Delta p_{\text{розр}}$ – розрахунковий тиск, створений вентилятором під час розрядки акумулятора природного холоду;

$\Delta T_{\text{ак}}$ – підігрів зовнішнього повітря в акумуляторі холоду у процесі його зарядки;

$\eta_{\text{зар}}$ – ККД вентилятора при зарядці акумулятора;

$\eta_{\text{розр}}$ – ККД вентилятора при розрядці акумулятора.

Порівняльні розрахунки за формулами (10.41) - (10.49) проводились для запропонованої конструкції сховища (рис. 10.18) та традиційного секційного картоплесховища. Ефективність теплозахисних властивостей огорожуючих конструкцій визначалась коефіцієнтом зовнішніх теплонадходжень $\epsilon_{\text{зовн}}$, який у реальних умовах може коливатися в межах від 0,1 до 2. Темп охолодження прийнято рівним 1 °С/добу, масу картоплі для спрощення проведення порівняльного аналізу у розрахунках прийнято $M_{\text{пр}} = 1000$ кг.

Вихідні дані для системи розподілу повітря: $\Delta p_{\text{ав}} = 400$ Па, $\Delta p_{\text{зар}} = 100$ Па, $\Delta p_{\text{розр}} = 300$ Па, $\eta_{\text{ав}} = \eta_{\text{зар}} = \eta_{\text{розр}} = 0,85$, $T_0 = T_{\text{пр}} + 5$, $T_1 = T_{\text{пр}} - 5$, $\Delta T_{\text{п}} = 2$, $\Delta T_{\text{н}} = 2$, $\Delta T_{\text{ак}} = 4$.

Результати порівняльних розрахунків приведено у вигляді графіків на рис. 10.20.

Як видно з рис. 10.20 величина $E_{\text{кор}}$ практично незмінна для традиційних систем активної вентиляції, які використовують зовнішнє повітря тільки для охолодження продукції в холодний період доби. У той же час застосування в системі акумулятора природного холоду дозволяє використовувати ексергію холодного повітря та в теплу пору доби. При цьому значення $E_{\text{кор}}$ для систем з акумулятором зі зростанням температури продукції $t_{\text{пр}}$ і коефіцієнта $\epsilon_{\text{зовн}}$ збільшуються, перевищуючи значення $E_{\text{кор}}$ для звичайних систем в 1,1-1,5 рази.

Таким чином запропоновано методику термодинамічного аналізу плодоовочесховища із системою активної вентиляції та газогідратним акумулятором природного холоду.

Виконаний порівняльний термодинамічний аналіз на основі ексергетичного методу показав, що використання газогідратного акумулятора природного холоду для локалізації теплонадходжень дозволяє знизити енерговитрати на охолодження продукції в системі активного вентилявання на 10-30 % і підвищити ексергетичний ККД у 1,2-1,8 рази.

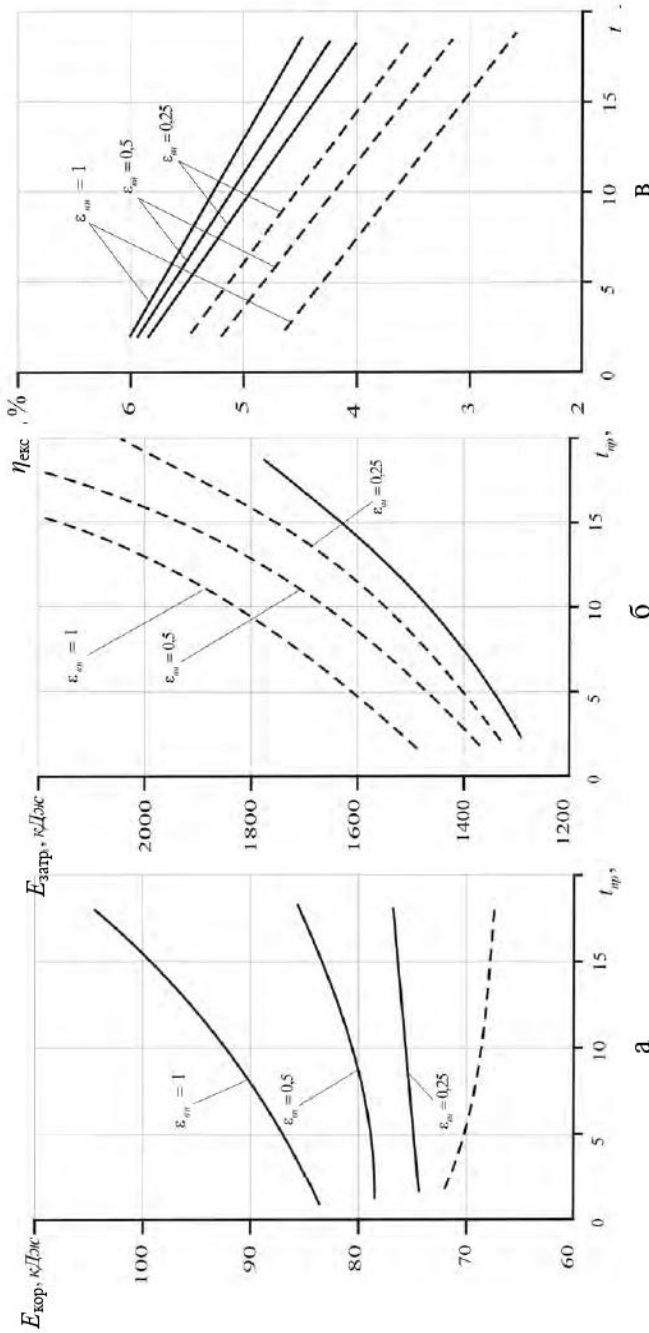


Рис. 10.20. Залежність корисно використаної ексергії $E_{кор}$ (а), ексергії $E_{затр}$ (б) затраченої на активну вентиляцію 1 тони картоплі протягом доби та ексергетичний ККД $\eta_{екс}$ (в) системи охолодження сховища від зовнішніх теплонадходжень $\epsilon_{зовн}$ та температури продукції $t_{пр}$
 — система охолодження з акумулятором, - - - система охолодження без акумулятора

10.6. Ґрунтовий теплоаккумулятор з покращеними теплотехнічними характеристиками

Обмеженість запасів природних енергоресурсів в Україні призводить до необхідності пошуку нетрадиційних способів виробництва та збереження теплової енергії. Одним із таких способів є використання систем підземної акумуляції теплоти.

Такі системи переважно застосовують як сезонні для підвищення ефективності систем тепло- і холодопостачання інженерних споруд шляхом накопичення / використання літнього «тепла» і зимового «холоду». Однак підвищувати ефективність систем тепло- і холодопостачання, що використовують теплові насоси, можливо і шляхом застосування теплоаккумуляторів (ТА), в яких використовується добовий перепад температур. В таких випадках також можливо застосовувати ґрунтові теплові аккумулятори. Для підвищення їх конкурентності з традиційними ТА вони повинні мати кращі теплотехнічні характеристики, ніж сезонні аккумулятори. Це стосується, насамперед, швидкості переносу енергії від / до споживача та теплозасвоєння ґрунтового масиву, які в свою чергу залежать від його теплофізичних властивостей.

Прийнято вважати, що ґрунтовий масив складається з неглибокого верхнього ґрунтового шару (*ґрунту*) та нижнього – *підґрунття*. Значення теплофізичних характеристик ґрунту, які досить добре вивчені є переважно невисокими, що обумовлює низьку конкурентність ТА, теплообмінні елементи (ТЕ) яких розташовані в ґрунтах горизонтально. Крім того, на ефективність роботи таких акумулюючих систем не прогнозовано впливають зовнішні чинники: зміна стану атмосфери, опади тощо.

Враховуючи це, а також часто високу вартість досить великих площ земельних ділянок, необхідних для розміщення ґрунтових ТА з горизонтальними ТЕ, доцільно використовувати ТА з вертикальним розташуванням ТЕ в ґрунтовому масиві. Довжина ТЕ значно перевищує їх діаметр, тому їх теплообмінна поверхня знаходиться переважно у підґрунті.

На сьогодні значення теплофізичних характеристик підґрунття, через труднощі визначення їх у відносно глибоких шарах, вивчені

недосконало і в літературі майже відсутні. Основні типи підґрунтя згідно гранулометричного складу, наступні: глина, суглинок, супісок та пісок. За розмірами частинок розрізняють: $<0,005$ мм – глина; $0,005-0,25$ мм – піл і $0,25-2,0$ мм пісок.

Відомо, що характеристики ґрунтів залежать від їх структурних особливостей, мінерального складу, температури, шпаристості і вологості, які в різних ґрунто-кліматичних зонах відмінні та змінюються на протязі року.

Осередок ґрунту, який накопичує теплоту, являє собою складну полідисперсну гетерогенну структуру з густиною $\rho_{гр}$, що складається з трьох фаз (твердої, рідкої та газоподібної), скелет якої утворено великою кількістю твердих частинок різної форми і розмірів. Проміжки між твердими частинками скелету можуть бути заповнені мінералізованою вологою, газом і паром або тим і іншим одночасно. Тобто середовище, яке заповнює порожнини твердого скелету, може знаходитися в різних агрегатних станах, що впливає на теплофізичні характеристики ґрунтового масиву.

В такому складному матеріалі теплопередача може здійснюватися з одночасною дією теплопровідності, конвекції газу або рідини, випромінювання газу та переносу вологи. Однак, вимушена конвекція в ґрунті відсутня, а експериментальні дослідження свідчать, що для виникнення вільної конвекції необхідна наявність в його структурі великих шпарин та дії значних, неприйнятних для природного стану ґрунту температурних перепадів.

Також з'ясовано і незначний вплив випромінювання в ґрунті, оскільки навіть при температурі 50°C для частинок діаметром $0,1-1$ мм приведений коефіцієнт радіаційної теплопровідності у тисячу разів менше загального коефіцієнта теплопровідності у гранульованих матеріалах. В загальному процесі теплообміну в таких системах можна нехтувати і переносом речовини, оскільки тільки у значно нагрітих або з надлишком зволжених ґрунтах помітний вплив масопереносу. Тому у природних ґрунтах, в яких відсутні високі температури, а вологість помірна, домінуючим способом переносу теплоти є процес теплопровідності. Решта теплових процесів майже не впливають на загальний механізм теплопередачі і ними можна нехтувати.

Це дозволяє стверджувати, що ефективність накопичення енергії в ґрунтових теплоаккумуляторах переважно залежить від теплофізичних властивостей ґрунтового масиву: теплоємності c , теплопровідності λ , температуропровідності α та коефіцієнту теплосасвоєння $b = \sqrt{\lambda c}$.

Коефіцієнт теплопровідності λ осередку ґрунту визначається трьома чинниками: шпаристістю n , температурою t і вологістю w :

$$\lambda = \varphi(n, w, t).$$

Залежність теплопровідності ґрунту від його шпаристості значна, оскільки теплопровідність твердого скелету ґрунту в сотні разів перевищує теплопровідність повітря, а вплив ґрунту при переході від одного типу до іншого в інтервалі температур 0-50 °C мало змінює нахил прямої $\lambda = \varphi(t)$. Для врахування залежності λ від температури при наближених теплотехнічних розрахунках запропоновано загальну формулу, придатну для багатьох ґрунтів:

$$\lambda = \lambda_0 (1 + \beta t),$$

де β – коефіцієнт майже однаковий для всіх ґрунтів і на підставі експериментальних даних визначений рівним 0,0025;

λ_0 і λ – коефіцієнти теплопровідності матеріалу при температурах відповідно 0 °C і t °C.

На практиці досить ефективно впливати на теплофізичні характеристики ґрунту з наявною структурою можна зволоженням. Залежність відношення коефіцієнта теплопровідності вологого ґрунту до сухого $\lambda_{\text{вол}} / \lambda_{\text{сух}}$ та їх питомих теплоємностей $c_{\text{вол}} / c_{\text{сух}}$ від вологості w при сталій шпаристості для більшості ґрунтів має зростаючий характер (рис. 10.21).

Наприклад: зміна вологості з 2 % до 20 % для супіску збільшує теплопровідність у 5 разів, а теплоємність в 1,3 рази, що можна пояснити збільшенням в шпаринах ґрунту вмісту води, яка має високу теплопровідність та теплоємність.

Наприклад: теплоємність води, яка становить 4,2 кДж/(м³·K) у 2,1 рази вище теплоємності твердої фази ґрунту, а теплопровідність води у 25 разів вища, ніж повітря: 0,6 проти 0,024 Вт/(м·K).

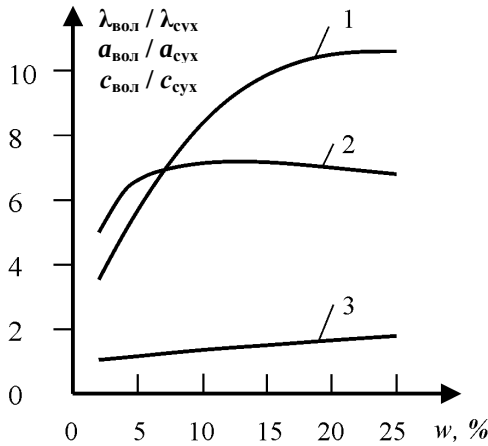


Рис. 10.21. Залежність відношень коефіцієнтів теплопровідності, температуропровідності та теплоємності від вологості для супіску
 1 – $\lambda_{\text{вол}} / \lambda_{\text{сух}}$, 2 – $\alpha_{\text{вол}} / \alpha_{\text{сух}}$, 3 – $c_{\text{вол}} / c_{\text{сух}}$

Залежність зростання λ при збільшенні w має вигляд:

$$\lambda_{\text{вол}} = \lambda_{\text{сух}} \left(\frac{d\lambda}{dw} \right) w,$$

де $\lambda_{\text{вол}}$ – коефіцієнт теплопровідності ґрунту у вологому стані;

$\lambda_{\text{сух}}$ – коефіцієнт теплопровідності ґрунту у сухому стані;

$d\lambda/dw$ – приріст λ на 1% вологості.

Для умов реальних ґрунтів є відхилення від прямолінійності у функції $\lambda = \varphi(w)$, тому останній вираз наближений, оскільки отриманий на підставі розгляду теплопередачі в ідеалізованій структурі ґрунту. Здійснивши апроксимацію λ для ґрунтів лінійною функцією вологості, було отримано вираз у такому вигляді:

$$\lambda_{\text{вол}} = \lambda_{\text{сух}} (1 + 0,01\delta_w \cdot w),$$

де δ_w – приріст (у %) коефіцієнту теплопровідності $\lambda_{\text{сух}}$ сухого ґрунту на кожен відсоток об'ємної води матеріалу w .

Значення $\lambda_{\text{сух}}$ та w різні для окремих класів ґрунтів в залежності від їх структури та властивостей.

Зміна відношення коефіцієнтів температуропровідності $\alpha_{\text{вол}} / \alpha_{\text{сух}}$, в залежності від вологості, має складний характер (рис. 10.22). Спочатку, зі збільшенням вологості, показник α всіх досліджених ґрунтів зростає лінійно і досягає максимальних значень, які відповідають певному типу ґрунту, а з подальшим зростанням вологості, у кожному типі ґрунту відбувається нелінійне зменшення показника α . Момент початку зменшення є також різним і характерним для кожного окремого ґрунту. Така тенденція обумовлена тим, що в інтервалі невисокої вологості згідно виразу для коефіцієнта температуропровідності $\alpha = \lambda / (\rho c)$ домінує зростання теплопровідності над теплоємністю (рис. 10.21). Починаючи з деякого значення вологості w відбувається спадання цієї переваги, а в подальшому позначається перевага впливу теплоємності над теплопровідністю, що зростає повільніше.

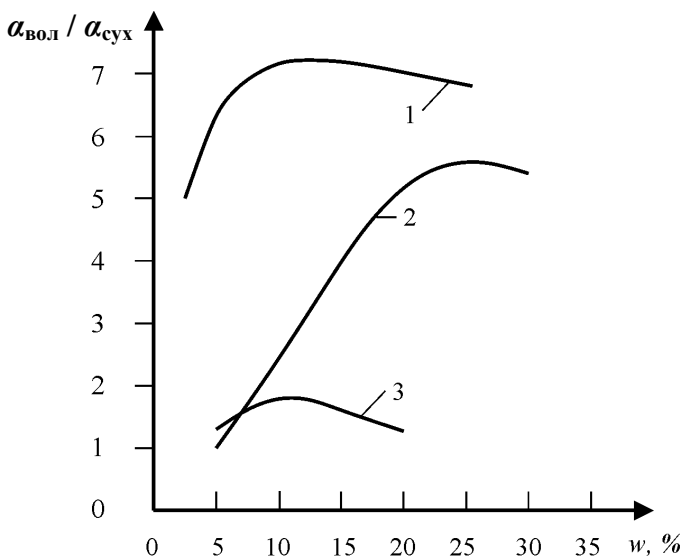


Рис. 10.22. Залежність від вологості ґрунту відношення коефіцієнтів температуропровідності зволоженого і сухого ґрунту
1 – супісок, 2 – підзолистий ґрунт, 3 – глинистий ґрунт

Проведений авторами короткий аналіз ґрунтів, які можуть використовуватись при експлуатації ґрунтових акумуляторів показує, що на теплопровідність, температуропровідність та

теплоємність ґрунту суттєво впливає зміна вологості, а максимуми для коефіцієнтів α розглянутих ґрунтів знаходяться в достатньо широкому інтервалі вологості 10-25 %.

Розглянемо нестационарний процес нагрівання осередку ґрунтового масиву гарячим теплоносієм, що рухається у вертикальному циліндричному теплообмінному елементі акумулятора. Схема описаного процесу зображена на рис. 10.23.

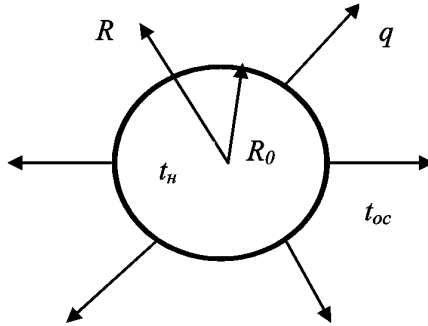


Рис. 10.23. Схема нагріву осередку ґрунтового масиву теплоносієм

При математичному описі процесу приймаємо наступне:

- масив будемо вважати однорідним та ізотропним, адже в межах розрахункового об'єму неоднорідність та анізотропність осередку ґрунтового масиву незначні і можуть враховуватись відповідним усередненням їх теплофізичних констант;

- початкова температура осередку масиву t_{oc} постійна і рівна температурі ґрунтового масиву за межами ґрунтового акумулятора t_r та для будь-якого робочого горизонту в межах об'єму масиву, що підлягає нагріванню;

- межею масиву є колова циліндрична зовнішня поверхня резервуару нескінченної довжини;

- коефіцієнт тепловіддачі α від гарячого теплоносія з температурою t_n , до внутрішньої стінки циліндричного резервуару приймаємо незмінним у часі, товщину стінки резервуару незначною з високим коефіцієнтом теплопровідності, а термічний опір масиву від зовнішньої поверхні стінки – сталою величиною.

Припускаючи також, що нагрівання осередку масиву відбувається при сталій температурі теплоносія циліндричного ТЕ, математична модель процесу матиме вигляд сукупності рівнянь:

1. Диференціальне рівняння теплопровідності в циліндричних координатах при $\partial^2 t / \partial z^2 = 0$:

$$\frac{\partial t}{\partial \tau} = a \left(\frac{\partial^2 t}{\partial R^2} + \frac{1}{R} \frac{\partial t}{\partial R} \right). \quad (10.50)$$

2. Закон початкового розподілу температур:

$$t_{oc} = t_r \text{ при } \tau = 0. \quad (10.51)$$

3. Умова необмеженості масиву в радіальному напрямку:

$$t_{oc} \rightarrow t_r \text{ при } R \rightarrow \infty, \tau > 0. \quad (10.52)$$

4. Закон теплообміну поверхні стінки масиву з теплоносієм ТЕ при $t_n = \text{const}$, з урахуванням незначної товщини стінки та високим коефіцієнтом її теплопровідності.

$$-\lambda \frac{\partial t}{\partial R} - \alpha (t_n - t_r) = 0 \text{ при } R = R_0. \quad (10.53)$$

Якщо температурне поле в масиві вважати одномірним, то рівняння теплопровідності (10.50) спроститься до виду:

$$\frac{\partial \vartheta}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 \vartheta}{\partial x^2}, \quad (10.54)$$

де ϑ – безрозмірна відносна температура ;

a – коефіцієнт температуропровідності, $\text{м}^2/\text{с}$;

x – координата, м ;

τ – час, с .

Розглядаючи осередок ґрунту як напівнескінченне тіло при

інтегруванні рівняння теплопровідності (10.54), отримаємо для розподілу температури наступний вираз:

$$\vartheta / \vartheta_0 = \operatorname{erf} z, \quad (10.55)$$

де $\operatorname{erf} z = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_0^z \exp -\beta^2 d\beta$ – інтеграл похибок Гауса;

z – відносна координата.

Оскільки $z = x / (2\sqrt{a\tau})$, то з останнього виразу можна знайти час, за який шар ґрунту на певній відстані від резервуару прогріється до певної температури.

Як приклад, розглянемо прогрівання підзолистого ґрунтового осередку при різних значеннях його вологості, а отже і при різних його теплофізичних характеристиках. Прийmemo, що в початковий момент часу температура ґрунту стала і дорівнює $t_r = 8^\circ\text{C}$, а температура стінки ТЕ починаючи з моменту часу $\tau = 0$ та під час усього процесу дорівнює $t_c = 30^\circ\text{C}$.

Залежність зміни температури підзолистого ґрунту від часу при різних відстанях від зовнішньої стінки ТЕ акумулятора приведено на рис. 10.24 Характер цих кривих показує, що у ґрунті з невисокою вологістю 10-15 %, а отже з низькими значеннями коефіцієнта температуропровідності α , для досягнення заданих значень температур необхідно значно більше часу, ніж для ґрунту з вологістю 25 %, при якій α має максимальне значення (рис. 10.22).

Густину теплового потоку з поверхні ТЕ для даних умов можна визначити за виразом:

$$q = -(\lambda_{cp})^{1/2} (t_c \pm t_r) (\pi\tau)^{-1/2}. \quad (10.56)$$

З останнього виразу випливає, що в перші моменти часу швидкість теплообміну найвища, а потім поступово зменшується. Причому швидкість теплообміну також зростає з підвищенням теплофізичних характеристик ґрунту, які об'єднані в коефіцієнт акумуляції теплоти, що визначається як $\varepsilon = \sqrt{\lambda_{cp}}$.

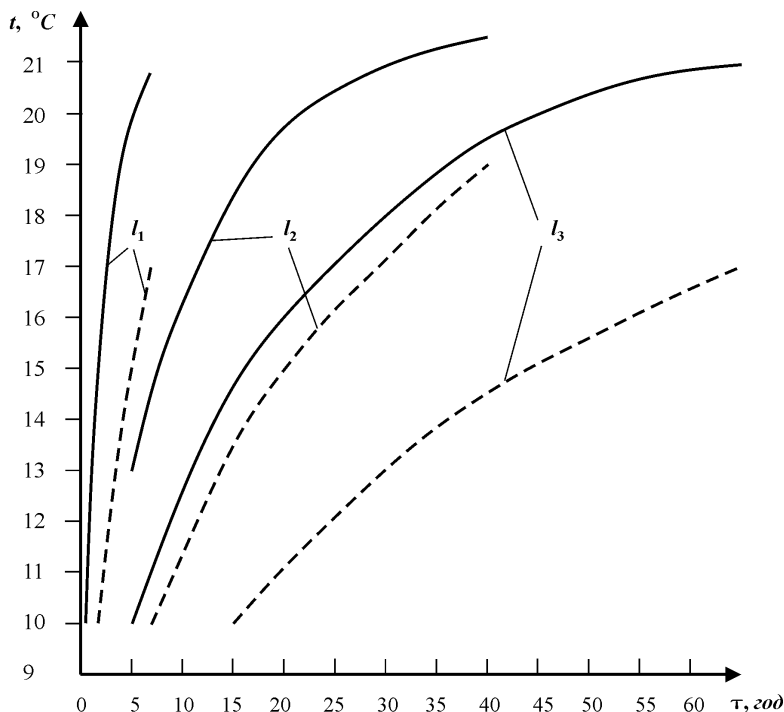


Рис. 10.24. Залежність зміни температури підзолистого ґрунту від часу при різних відстанях від зовнішньої стінки ТЕ акумулятора
 — — — — $w = 10\%$, ————— $w = 25\%$, l – відстань від стінки теплообмінного елемента ($l_1 = 0,1$ м, $l_2 = 0,2$ м, $l_3 = 0,3$ м)

Збільшити теплоспоживання осередком ґрунтового масиву та швидкості передачі теплоти до / від споживача можна здійснити в запропонованій конструкції ґрунтового теплоакумулятора, схема якого наведена на рис. 10.25.

Теплоакумулятор складається з циліндричних герметичних резервуарів (теплообмінних елементів) 1 з рідким теплоносієм 2 та розподільними камерами 3 та 4 і перегородками 5, розміщеними у свердловинах 6, що виконані в осередку ґрунтового масиву 7, гідроізолюваного по периметру від навколишнього природного ґрунту 8 вертикальними ґрунтоцементними палями 9 до рівня водонепроникного шару, і зверху вкритий гідроізоляційним матеріалом 10 (наприклад, горизонтальним шаром ґрунтоцементу), циркуляційного насоса 11.

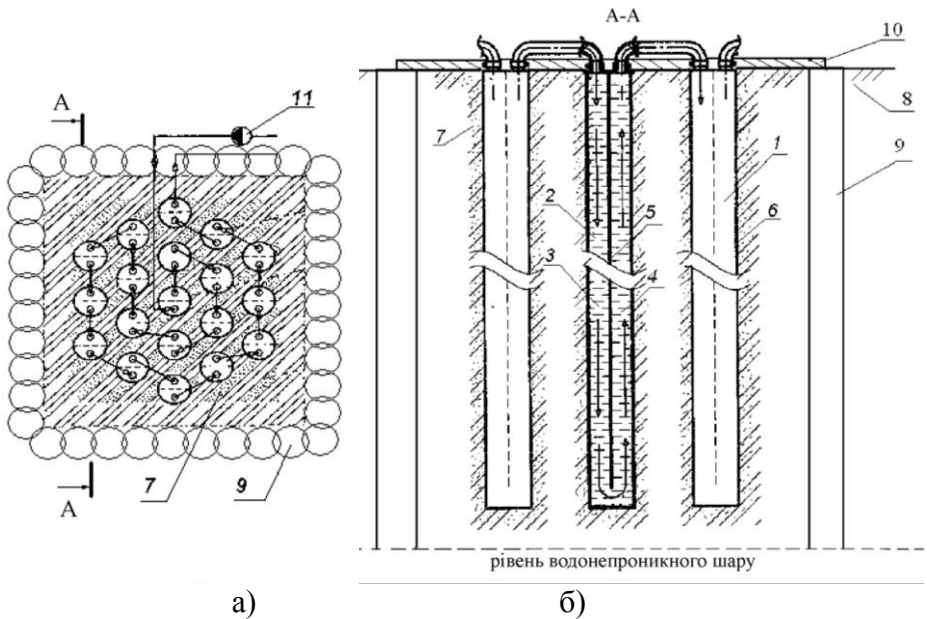


Рис. 10.25. Схема ґрунтового теплоакумулятора

а – вигляд зверху, б – бічний вигляд по розрізу А-А

- 1 – теплообмінні елементи, 2 – теплоносій, 3 і 4 – розподільні камери,
- 5 – перегородки, 6 – свердловини, 7 – осередок ґрунтового масиву,
- 8 – навколишній природний ґрунт, 9 – ґрунтоцементні палії,
- 10 – гідроізоляційний матеріал, 11 – циркуляційний насос

Накопичення теплової енергії акумуляторі здійснюється наступним чином. За допомогою циркуляційного насоса 11 рідкий теплоносій 2 рухається по замкнутому контуру акумулятора, послідовно проходячи через циліндричні герметичні резервуари 1. Рух рідкого теплоносія показано на рис. 10.25, а стрілками. Всередині герметичного резервуара 1 рідкий теплоносій 2 рухається вниз по камері 3, обгинає поздовжньо-поперечну перегородку 5 і піднімається вгору по камері 4 до наступного резервуара. Рух рідкого теплоносія 2 всередині резервуара 1 показаний стрілками на рис. 10.18, б. Завдяки покращеним теплофізичним характеристикам зволоженого осередку масиву 7 акумулятора, відбувається більш інтенсивна передача теплоти від рідкого теплоносія 2 через зовнішні поверхні резервуарів 1 до

осередку ґрунту 7 навколо свердловин 6 з накопиченням теплової енергії переважно центральною частиною осередку ґрунту.

Гідроізоляція осередку ґрунту 7 від природного ґрунту 8 здійснюється із ґрунтоцементних елементів 9, виготовлених за бурозмішувальною технологією без виймання ґрунту. *Ґрунтоцемент* – суміш ґрунту, цементу та води, яка з часом тужавіє та утворює водонепроникне кам’яновидне тіло – палю.

Бурозмішувальний метод виготовлення ґрунтоцементу полягає у тому, що за допомогою спеціального обладнання виконують розпушування ґрунту безпосередньо у масиві без його виймання. Одночасно у розпушений ґрунт нагнітається цементна суспензія, виконується перемішування й ущільнення ґрунтоцементної суміші. Як наслідок у ґрунті утворюється циліндричний ґрунтоцементний елемент (паля) діаметром 0,3-0,8 м і довжиною до 30 м.

Облаштування ґрунтового теплоаккумулятора з покращеними теплофізичними властивостями здійснюється наступним чином. По периметру запланованої площі ґрунтового теплоаккумулятора в природному ґрунті 8 буряться свердловини заданої глибини до рівня водонепроникного ґрунту та наповнюються ґрунтоцементом. Після його тужавіння утворюються ґрунтоцементні палі 9, які являють собою захисний водонепроникний екран від природного малозволоженого ґрунту 8. Свердловини буряться, налягаючи одна на одну, за бурозмішувальною технологією без виймання ґрунту. Потім у створеному осередку ґрунту 7, обмеженому ґрунтоцементними палями 9 бурять свердловини 6, в які встановлюють циліндричні резервуари (теплообмінні елементи) 1. Шляхом насичення осередку ґрунту 7 водою, досягається стан його оптимальної консистенції з покращеними теплофізичними властивостями. Для запобігання зміни теплофізичних властивостей зволоженого ґрунту 7 через відкриту верхню поверхню, його вкривають шаром з ґрунтоцементу 10. Розміри ґрунтового теплоаккумулятора теплоти, його об’єм, профіль і глибина визначаються на стадії робочого проектування стосовно конкретної кількості теплової енергії, яку необхідно акумулювати з урахуванням забезпечення необхідної динаміки режимів зарядки / розрядки.

Розрахувати тепловий потік від / до такого типу ТЕ ґрунтового акумулятора можна за формулою:

$$Q = U_a (t_n - t_r), \quad (10.57)$$

де: U_a – здатність до акумулювання теплоаккумулятора, що залежить від сумарної довжини ТЕ і теплового опору ґрунтового масиву;

t_n – середня температура теплоносія у теплообміннику;

t_r – середня температура масиву ґрунт.

Величина U_a визначається за виразом

$$U_a = nH/R_r, \quad (10.58)$$

де: n – кількість циліндричних резервуарів (ТЕ) ґрунтового теплообмінника;

H – глибина занурення ТЕ;

R_r – тепловий опір ґрунтового масиву.

Тепловий опір ґрунтового масиву розраховується для колової зони навколо кожного ТЕ. Для квадратичного або гексагонального їх розташування він описується виразом:

$$R_r = \frac{1}{2\pi\lambda} \left(\ln \frac{\sqrt{A_{\text{пер}}}}{\sqrt{\pi} \cdot r} - 0,75 \right) + R_c, \quad \text{при } \frac{\sqrt{A_{\text{пер}}}}{\sqrt{\pi} \cdot r} \geq 15, \quad (10.59)$$

де: λ – коефіцієнт теплопровідності ґрунтового масиву;

r – радіус буріння свердловини під циліндричний ТЕ;

R_c – ефективний тепловий опір самої свердловини;

$A_{\text{пер}}$ – площа перерізу осередку ґрунту навколо кожного теплообмінного елементу кожної свердловини.

Виконані розрахунки засвідчують, що в порівняних умовах поверхня теплообмінних елементів ґрунтового акумулятора з осередком ґрунту оптимальної вологості буде приблизно в 2,5 рази менша від поверхні, потрібної при їх розміщенні безпосередньо у «сухому» (малозволоженому) ґрунті.

10.7. Газифікація твердих біопалив та обґрунтування конструкції газогенераторів для її провадження

Розвиток лісових, фермерських та інших господарств аграрної галузі неможливий без забезпечення їх енергією для досягнення високої продуктивності праці та нормальних умов життя. Створення автономних енергетичних установок (АЕУ) для виконання будь-яких технологічних процесів або операцій, які працювали б на місцевих біоресурсах (дерево, солома, торф тощо) є одним із шляхів для вирішення цього питання. Така АЕУ повинна мати у своєму складі силовий агрегат, в якості якого найчастіше використовується тепловий двигун внутрішнього згоряння (ДВЗ). Безпосередньо для його живлення використовувати тверде біопаливо неефективно, а в більшості випадків і неможливо. Тому виникає необхідність у газифікації твердого біопалива, що обумовлює застосування у складі АЕУ газогенератора.

Технологія газифікації копалин, деревинних відходів та конструкції газогенераторів для продукування з них синтез-газу вже відомі, але на сучасному етапі виробляється велика різноманітність калорійного штучного брикетованого та гранульованого біопалива, з відмінними від традиційних місцевих палив властивостями. Тому відсутність ефективних конструкцій газогенераторів для термічної переробки біопалива у вигляді пелет обумовлює пошук раціональних рішень з цього питання.

На теперішній час розроблено велику кількість різних методів газифікації твердого палива і конструкцій газогенераторів в залежності від призначення синтез-газу, якості початкового палива, виду газифікуючого агента, тиску тощо. Особливість розробки конструкції газогенератора для АЕУ пов'язана з питаннями застосування виду палива, газифікуючого агента, вибором типу процесу газифікації палива і отримання якісного синтез-газу для подальшого його використання в ДВЗ або у двигуні Стірлінга.

Окрім деревини в газогенераторах АЕУ може бути використано інший вид біомаси – відходи рослинництва (солома, лушпиння тощо), які мають невисоку початкову вологість, а за теплотою згоряння майже не поступаються деревинним відходам.

Вплив фізичних і теплотехнічних властивостей таких біопалив,

спосіб їх газифікації та склад газифікуючого агента на ефективність процесу газифікації, конструкцію газогенератора остаточно ще не вивчено, тому доцільні подальші дослідження.

Використання технології термохімічної газифікації, в результаті якої одержують синтез-газ, дозволяє більш ефективно використовувати енергоресурс твердих біопалив. За такої технології необоротні втрати при перетворенні енергії палива в теплоту завжди менші, ніж при спалюванні палива без попередньої термохімічної переробки. Так, ефективність перетворення енергії палива в теплоту при температурі 930 °С, яка запасена у СО, порівняно з перетворенням тієї енергії, яка запасена у вуглеці при його прямому окисненні, приблизно на 7 % вища.

Склад синтез-газу, одержаного в результаті термічної газифікації, залежить від типу твердого біопалива, газифікуючого агента та умов проведення процесу. Синтез-газ після очистки від смол та домішок можна безпосередньо використовувати у теплових двигунах АЕУ.

Сьогодні на ринку палива крім необроблених деревинних відходів, соломи, лушпиння тощо, пропонується біопаливо у вигляді пелет і брикетів, отриманих з цих матеріалів, які мають інші фізико-механічні характеристики, ніж ці відходи, а за теплотворною здатністю наближаються до кам'яного вугілля. Використання такого палива при роботі газогенератора підвищить ККД процесу газифікації, оскільки у порівнянні з необробленим біопаливом його вологість менша, а теплотворна здатність вища.

Енергетичні показники деяких видів твердого палива для порівняння приведені у табл. 10.6.

Таблиця 10.6 Характеристики деяких твердих видів палив

Вид палива	Теплота згоряння, МДж/кг	Зольність, %	Вихід летких речовин, %
Кам'яне вугілля	20,9-30,1	10-35	9-50
Буре вугілля	10,5-15,7	10-35	40
Торф, вологість 20 %	15,1		70
Деревина, вологість 40 %	6,0-11,0	2,0	80-95
Пелети	17,0-21,0	0,5-9,0	75-90

Процес газифікації біомаси відбувається у газогенераторних апаратах. Для АЕУ доцільно застосовувати газогенератори, в яких щільний шар палива рухається зверху вниз. Їх можна поділити на апарати з прямим (рис. 10.26, а), зворотним (рис. 10.26, б) і поперечним процесом газифікації.

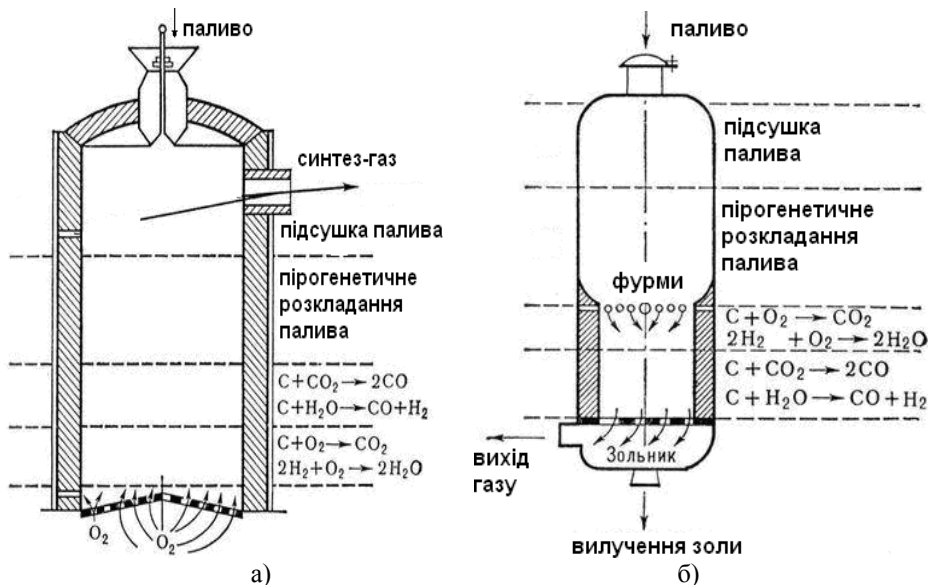


Рис. 10.26. Схеми газогенераторів твердого біопалива
а – прямого процесу газифікації, б – зворотного процесу газифікації

В газогенераторах прямого процесу газифікації біомаса спочатку просушується генераторним газом, який рухається вгору, потім тверда сировина розкладається з утворенням вуглистої речовини, яка продовжує рухатися вниз і проходить стадію газифікації. Пароподібні продукти піролізу виносяться вгору гарячим генераторним газом. Смоли, що містяться в цих продуктах, частково конденсуються на холодній сировині, яка опускається, а частково виносяться з реактора виробленим синтез-газом. Концентрація смол при такій технології в газі збільшується і може досягати 10-100 г/м³. Внаслідок значного вмісту смол, без додаткової очистки такий газ може спалюватися тільки в топках котлів.

Характерною рисою зворотного процесу газифікації є рух газу вниз через щільний шар сировини. Така технологія забезпечує одержання відносно чистого генераторного газу з вмістом смол 50-500 мг/м³. Досвід свідчить, що такий газ може використовуватися у газодизельних електростанціях невеликої потужності.

Газогенератори з поперечним рухом газу в роботі схожі з газогенераторами зворотного процесу газифікації. Газифікуючий агент у них підводиться в реактор через бокову стінку в нижній частині корпусу, а синтез-газ відводиться з нього з протилежного боку. Широкого розповсюдження газогенератори такої конструкції не одержали через нестабільність процесу газифікації.

Склад газифікуючого агента та термодинамічні умови проведення процесу газифікації суттєво впливають на теплотворну здатність синтез-газу.

Газ, з низькою теплотою згоряння (3,5-6,0 МДж/м³) утворюється при газифікації палива із застосуванням повітря або з суміші пари з повітрям при тиску, близькому до атмосферного. Такий газ характеризується високим вмістом баласту, а саме азоту до 40-50 %, що і обумовлює його низьку теплоту згоряння.

Газ з середньою теплотою згоряння (10-20 МДж/м³) одержують в процесах газифікації палива із застосуванням пари або з парокисневої суміші під тиском до 2-2,5 МПа або при аллотермічній реакції. За складом він являє собою суміш оксидів вуглецю і водню з невеликими кількостями метану та інших вуглеводнів. За економічною доцільністю газу з такою теплотою згоряння застосовують в обмежених масштабах як хімічну сировину та в металургії.

Газу з високою теплотою згоряння (більше 20 МДж/м³), що наближаються за цим показником до природного газу, одержують за рахунок газифікації при підвищених тисках та технології вилучення зі складу синтез-газу CO₂. Економічно обґрунтовано виробляти такий синтез-газ в стаціонарних установках великої продуктивності.

Технічна реалізація двох останніх способів одержання синтез-газу в газогенераторах АЕУ суттєво збільшує капітальні затрати на її спорудження і підвищує вимоги до кваліфікації персоналу, який її експлуатує, тому доцільним для газифікації твердого біопалива в

цьому випадку є застосування повітряного газифікуючого агента, при тиску близькому до атмосферного.

Для забезпечення ефективної роботи теплового двигуна необхідно щоб синтез-газ містив мінімальну кількість смол та інших домішок. Це обґрунтовує застосування для його виробництва газогенераторів зі щільним шаром палива і зворотним процесом газифікації (рис. 10.26, б), схема камери газифікації якого показана на рис. 10.27.

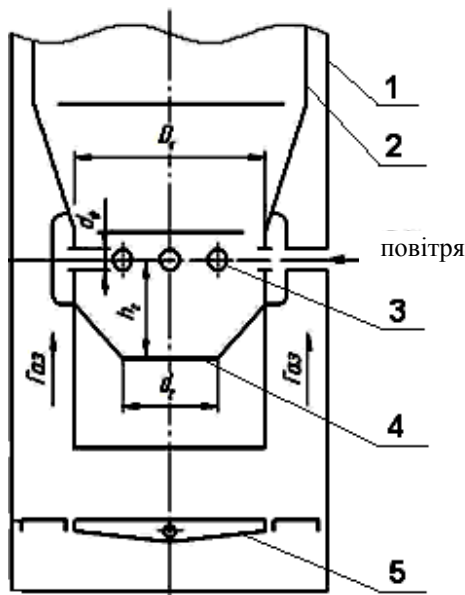


Рис. 10.27. Схема камери газифікації газогенератора зворотного процесу

1 – корпус газогенератора, 2 – внутрішній бункер, 3 – фурми,
4 – горловина, 5 – колосникова решітка

Такі апарати прості в конструктивному оформленні та більш надійні при експлуатації. Отриманий в них синтез-газ хоч і має відносно низьку теплоту згоряння, але придатний, як показує досвід, для використання його у ДВЗ та суттєво підвищує економічну і екологічну ефективність застосування твердого біопалива. Для газифікації подрібненої соломи доцільно використати газогенератор зворотного процесу, в якому

застосовано заглиблені у шар периферійні фурми, що подають повітря в центральну частину камери газогенератора.

Для більш повного розкладання смолистих речовин, отже і підвищення якості синтез-газу, в такій камері газифікації створюють місцеве звуження d_r (горловина). За такої форми камери потік повітря і гарячих газів спрямовується від фурм до її центру, внаслідок чого температура в ній підвищується. Це сприяє більш повному розкладанню смол при проходженні їх через розжарений вуглець.

При газифікації соломи, в тому числі і у вигляді пелет та брикетів, значною проблемою є низька температура плавлення її золи, вміст якої складає 5,5-9,0 % (проти 0,5-2,0 % для деревини). При виборі діаметра місцевого звуження горловини та розмірів інших конструктивних елементів камери газифікації треба врахувати можливість утворення золошлакових агломератів, що перешкоджають горінню. Враховуючи, що за фізико-механічними характеристиками пелети з соломи наближаються до торфобрикетів та відходів з деревини, для них орієнтовно можна визначати діаметр горловини за наступним виразом:

$$d_r = D_k / \sqrt{m}, \quad (10.60)$$

де D_k – діаметр камери газифікації;

m – показник, який враховує тип палива, для торфобрикетів $m = 4$, для відходів з деревини $m = 4$.

За аналогічними рекомендаціями відстань від фурменого пояса до горловини:

$$h_r = (0,4 \div 0,44) D_k, \quad (10.61)$$

Кількість фурм по периферії камери можна визначити за виразом:

$$n = \pi D_k / l_\phi, \quad (10.62)$$

де l_ϕ – відстань між фурмами по периметру (100-150 мм).

В камері газифікації рекомендується встановлювати кількість фурм в межах від 5 до 24.

Площа перерізу фурменого поясу камери газифікації визначається за формулою:

$$F_{\kappa} = \frac{Q_{\text{н}}^{\text{p}} \cdot G}{B}, \quad (10.63)$$

де $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – нижча теплота згоряння палива, кДж/кг;

G – годинна витрата палива, кг;

B – теплова напруга камери газифікації, кДж/(м²·год).

При виборі діаметру фурменого поясу потрібно враховувати, що для ефективної роботи камери газифікації її теплова напруга повинна бути в межах $(2,9-8,3) \cdot 10^6$ кДж/(м²·год).

Діаметр фурменого поясу газогенератора для газифікації соломи-січки з периферійним підведенням повітря можна визначити за виразом:

$$D_{\kappa} = 1,13 \sqrt{F_{\kappa}}, \quad (10.64)$$

Збільшення діаметра фурменого поясу підвищує потужність двигуна, але при цьому в синтез-газі зростає вміст смол і використання камери газифікації без горловини або підвищує навантаження на систему очистки газу або унеможливає одержання якісного кінцевого продукту в газогенераторі. Крім того, аналіз досліджень показує, що при збільшенні діаметра фурменого поясу в межах від 270 до 325 мм, тобто при зменшенні напруженості горіння, зростає годинне шлакоутворення.

Діаметр фурм для надходження повітря в зону горіння можна розрахувати за виразом:

$$d_{\text{ф}} = 18,85 \sqrt{V_{\text{пов}} / (n\omega\varphi)}, \quad (10.65)$$

де ω – швидкість подачі газифікуючого агента (в газогенераторах зворотного процесу газифікації $\omega = 14-16$ м/с);

n – кількість фурм;

φ – коефіцієнт витікання повітря з фурм (для циліндричних фурм $\varphi = 0,63$, для фурм, що звужуються, $\varphi = 0,82$);

$V_{\text{пов}}$ – витрата повітря в газогенераторі, $\text{м}^3/\text{год}$.

Кількість палива, яке може бути з достатньою ефективністю перетворене в якісний синтез-газ в камері газифікації, визначається її основними розмірами: діаметром фурменого поясу D_k (рис. 10.26), висотою камери H_k (висота активної зони) та інтенсивністю газифікації q , $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$:

$$q = G / F_k, \quad (10.66)$$

При підвищенні значення інтенсивності газифікації зростає температура в активній зоні камери газифікації, при цьому рівноважний склад газу зміщується в бік вмісту більшої кількості горючих компонентів CO і H_2 , в результаті чого зростає теплотворна здатність газу.

Однак підвищення q збільшує швидкість проходження газу в шарі палива, в результаті чого посилиться опір газогенератора, а отже зменшиться тиск синтез-газу на вході в ДВЗ. Крім того, при використанні біопалив з високим вмістом золи підвищення q може призвести до надмірного утворення шлаку в камері газифікації, що негативно вплине на ефективність роботи двигуна. Тому необхідна оптимізація вибору значення інтенсивності газифікації q для певних конструкцій газогенераторів твердого біопалива.

10.8. Спосіб газогідратного розділення компонентів біогазу

Авторами запропоновано винахід, що відноситься до біогазової енергетики, а саме до розділення компонентів біогазу, переважно метану і діоксиду вуглецю.

Відомий спосіб розділення компонентів біогазу, згідно якому в першій ступені стискають біогаз до тиску, достатньому для утворення газогідратів, потім охолоджують його з відводом теплоти в навколишнє середовище, контактують біогаз з водою та утворюють при їх охолодженні кипінням холодоагенту газогідрати

зі збільшеним вмістом CO_2 і зменшеним вмістом CH_4 порівняно з вмістом цих компонентів у біогазі вихідного стану, що збільшує вміст CH_4 і зменшує вміст CO_2 в біогазі після першої ступені, який направляють у другу ступінь і при контакті біогазу з водою і охолодженні кипінням холодоагенту утворюють газогідрати зі збільшеним вмістом CO_2 і зменшеним вмістом CH_4 порівняно з вмістом цих компонентів у біогазі після першої ступені, що збільшує вміст CH_4 в біогазі до відповідної концентрації біометану і зменшує вміст CO_2 , а газогідрати, отримані в першій і другій ступені, плавлять з отриманням газу, з переважним вмістом CO_2 та води, яку повертають для повторного утворення газогідратів в першій і другій ступенях. Холодильний агент (ХА), що використовується для охолодження в процесі гідратуутворення, циркулює при здійсненні одноступеневого холодильного циклу, в якому пара, утворена при кипінні ХА, стискується для конденсації до тиску, що визначається температурою плавлення газогідратів.

З аналізу енергобалансу наведеного вище циклу випливає, що величини теплоти плавлення гідратів недостатньо для повної конденсації пари ХА, тому частина несконденсованої пари ХА у вигляді газової фази циркулює як баласт, із затратою енергії на її стискування, але не приймає участь в охолодженні при здійсненні процесу гідратуутворення. Тобто холодильний цикл здійснюється з неповною конденсацією ХА, що збільшує в цілому енерговитрати на розділення компонентів біогазу.

Також у отриманому при плавленні газогідратів газі з переважним вмістом CO_2 міститься до 20 % CH_4 , що зменшує кількість біометану, призначеного для подальшого ефективного використання.

Була поставлена задача підвищити ефективність способу розділення компонентів біогазу шляхом здійснення плавлення газогідратів в два етапи: на першому етапі – з виділенням газу з переважним вмістом метану, який змішують в подальшому з газом, склад якого відповідає біометану, а на другому етапі – з виділенням газу з переважним вмістом CO_2 , який направляють на утилізацію або для подальшого використання як товарний продукт, та забезпеченням повної конденсації пари ХА, яка утворюється при охолодженні біогазу і води в процесі гідратуутворення.

Поставлена задача вирішується тим, що у відомому способі розділення компонентів біогазу, згідно якому в першій ступені стискують біогаз до тиску, достатньому для утворення газогідратів, потім охолоджують його з відводом теплоти в навколишнє середовище, контактують біогаз з водою та утворюють при їх охолодженні кипінням холодоагенту газогідрати зі збільшеним вмістом CO_2 і зменшеним вмістом CH_4 порівняно з вмістом цих компонентів у біогазі вихідного стану, що збільшує вміст CH_4 і зменшує вміст CO_2 в біогазі після першої ступені, який направляють у другу ступінь, і при контакті біогазу з водою і охолодженні кипінням холодоагенту утворюють газогідрати зі збільшеним вмістом CO_2 і зменшеним вмістом CH_4 порівняно з вмістом цих компонентів у біогазі після першої ступені, що збільшує вміст CH_4 в біогазі до відповідної концентрації біометану і зменшує вміст CO_2 , а газогідрати, отримані в першій і другій ступені, плавлять з отриманням газу з переважним вмістом CO_2 , який направляють на утилізацію, та води, яку повертають для повторного утворення газогідратів в першій і другій ступенях, при цьому холодильний агент, що використовується для охолодження в процесі гідратуутворення, циркулює при здійсненні одноступеневого холодильного циклу з неповною конденсацією пари холодильного агента, пропонується здійснювати плавлення газогідратів в два етапи: на першому етапі – з виділенням газу з переважним вмістом метану, який змішують в подальшому з газом, склад якого відповідає біометану, а на другому етапі – з виділенням газу з переважним вмістом CO_2 , який направляють на утилізацію або для подальшого використання як товарний продукт, а при здійсненні одноступеневого холодильного циклу для забезпечення повної конденсації пари холодильного агента стискувати її до тиску, величина якого визначається температурою навколишнього середовища.

Реалізація пропонованого способу дозволить зменшити енерговитрати на розділення компонентів біогазу та збільшити кількість отриманого біометану.

Пропонований спосіб схематично представлено на рис. 10.28.

Приклад реалізації способу розглянемо для розділення компонентів біогазу зі складом 60 % CH_4 і 40 % CO_2 .

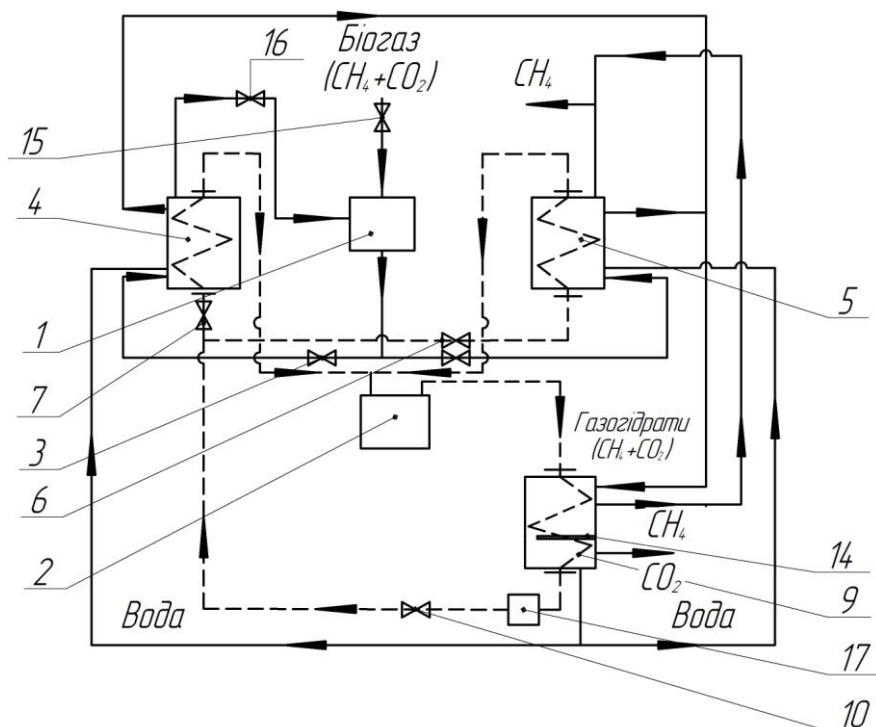


Рис. 10.28. Схема способу газогідратного розділення біогазу

1 – компресор, 2 – компресор холодильної машини, 3 – вентиль, 4 – газогідратний кристалізатор першої ступені, 5 – газогідратний кристалізатор другої ступені, 6 і 7 – вентилі, 9 – плавитель газогідратів, 10 – дросельний вентиль, 14 – перегородка, 15 і 16 – вентилі, 17 – конденсатор, 19 – випарник

Спосіб реалізується таким чином. Вихідний біогаз при початковому тиску $P_6 = 1$ бар і температурі $T = 293$ К подають в компресор 1 і стискають до тиску $P_1 = 35$ бар. Стиснутий газ, після охолодження в теплообміннику 20 з відводом теплоти в навколишнє середовище, направляють через відкритий вентиль 3 у газогідратний кристалізатор 4 першої ступені, де він взаємодіє з водою при температурі $T_1 = 278$ К і утворює газогідрати. Теплота гідратоутворення відводиться у випарнику 19 в процесі кипіння ХА, наприклад, пропану, при тиску $P_{ag1} = 0,44$ МПа. Пару, утворену при його кипінні, стискають в компресорі 2 холодильної машини (ХМ) до тиску $P_{ag2} = 1,05$ МПа, достатньому щоб частину її сконденсувати

в плавителі 9 шляхом відводу теплоти до газогідратів, які плавлять при $T_{пл} = 285 \text{ К}$, а іншу її частину сконденсувати в конденсаторі 17 при відводі теплоти конденсації до навколишнього середовища, температура якого $T_{нс} = 298 \text{ К}$. Це забезпечить повну конденсацію пари циркулюючого ХА. Рідкий ХА з конденсатора 17 через дросельний вентиль 10, в якому його тиск понижується до $P_{аг1} = 0,44 \text{ МПа}$, і вентиль 7 знову поступає у випарник 19, розміщений в кристалізаторі 4.

Оскільки процес кристалізації відбувається при постійному об'ємі, то при утворенні газових гідратів тиск у кристалізаторі 4 починає падати, тому процес гідратоутворення триває до тих пір, поки тиск у кристалізаторі не понизиться до $P_{4р} = 27 \text{ бар}$.

При утворенні гідратів в їх склад переважно вступає CO_2 , а газова фаза збагачується метаном і має склад 80 % CH_4 та 20 % CO_2 . Гідрати направляють на плавлення в плавитель 9, а газова суміш через вентиль 16 при закритому вентилі 15, що зупиняє на цей час подачу вихідного біогазу, направляється в компресор 1, стискується до тиску $P_1 = 35 \text{ бар}$ і подається в кристалізатор 5 другої ступені розділення, де вона, взаємодіючи з водою при температурі $T_2 = 276 \text{ К}$, утворює газогідрати. Теплота гідратоутворення відводиться в процесі кипіння ХА шляхом здійснення холодильного циклу, який реалізується аналогічно описаному вище в першій ступені, але при закритому вентилі 7 і відкритому вентилі 6. При утворенні гідратів в їх склад переважно вступає CO_2 , а газова фаза збагачується метаном. Після другої ступені газогідратного розділення отримують газову фазу, що відповідає біометану з і складом $\text{CH}_4 = 92 \text{ \%}$ та $\text{CO}_2 = 8 \text{ \%}$.

Гідрати з кристалізаторів 4 і 5 першої та другої ступеней розділення направляють у верхню частину плавителя 9, який розділений перегородкою 14 на дві частини, сполучені між собою звуженим проходом. Для здійснення процесу плавлення в плавителі підтримують температуру $T_{пл} = 285 \text{ К}$ та тиск $P_1 = 27 \text{ бар}$. У верхній частині плавителя 9 при русі газогідратів до нижньої частини здійснюють перший етап плавлення, тобто частини гідратів, з виділенням газу з переважним вмістом метану, що збільшує вміст CO_2 в складі частини газогідратів, які поступають у нижню частину

плавителя 9, де вони плавляться на другому етапі з виділенням газу з переважним вмістом CO_2 . Виділений газ з переважним вмістом CH_4 змішують з газовою фазою після кристалізатора 5 другої ступені розділення і на виході отримують біометан зі складом: 96 % CH_4 та 4 % CO_2 , який направляють для споживання. Виділений газ з переважним вмістом CO_2 також виводять з установки для утилізації або для подальшого використання як товарний продукт, а воду, отриману при плавленні гідратів, повертають в кристалізатори 4 і 5 для утворення газогідратів.

Описаний спосіб дає можливість зменшити енерговитрати на розділення компонентів біогазу на CH_4 (біометан) і CO_2 на 15-20 % та збільшити кількість отриманого біометану на 8-10 %.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Альтернативні енергоресурси. Вступ до спеціальності: навчальний посібник / С.В. Бойченко, А.В. Яковлева, О.О. Вовк, Казимир Лейда, С.Й. Шаманський; за заг. редакцією С.В. Бойченка. – К.: НАУ, 2021. – 397 с.
2. Арсеньєв В.М. Теплові насоси: основи теорії і розрахунку: навчальний посібник / В.М. Арсеньєв, С.С. Мелейчук. – Суми: Сумський державний університет, 2018. – 364 с.
3. Бойко С. М. Теоретичні засади формування електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації гірничорудних підприємств : монографія / Бойко С. М. ; за ред. Сінчука О. М. – Кременчук : [ПП Щербатих О. В.], 2020. – 263 с
4. Відновлювана енергетика в аграрному виробництві [Скидан О.В., Голуб Г.А., Кухарець С.М., Ярош О.Д., Чуба В.В., Медведський О.В., Цивенкова Н.М., Соколовський О.Ф., Кухарець В.В.]; за ред. О.В. Скидана і Г.А. Голуба. Житомир. ЖНАЕУ, 2018. – 338 с.
5. Відновлювані джерела електричної енергії в структурах систем електропостачання залізничних підприємств (аналіз, перспективи, проекти). Монографія / Бойко С.М., Сінчук І.О., Караманиць Ф.І. [та ін.]; під ред. Сінчука О.М. – Кривий Ріг, 2017. – 152 с.
6. Відновлювані джерела енергії / За заг. ред. С.О. Кудрі. – Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. – 392 с.
7. Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія / П.Д. Лежнюк, О.А. Ковальчук, О.В. Нікіторович, В.В. Кулик. – Вінниця: ВНТУ, 2014. – 204 с.
8. Дудюк Д.Л., Мазепа С.С., Гнатишин Я.М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. – Львів: «Магнолія 2006», 2008. – 188 с.
9. Енергетична стратегія України до 2035 року: «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». // Сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua>.
10. Енергозбереження та використання поновлюваних джерел енергії. Частина I / Уклад.: О.П. Голик, Р.В. Жесан, І.В. Волков [та ін.]. – Кропивницький : Видавець Лисенко В.Ф., 2020 – 192 с.
11. Ковальов, І.О. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії України: навч. посіб. / І.О. Ковальов, О.В. Ратушний. – Суми: СумДУ, 2016. - 201 с.
12. Комплексне використання відновлюваних джерел енергії [Текст] : підручник / Бойко С. М. [та ін.] ; під ред. д-ра техн. наук, проф. Сінчука О. М. - Кременчук : Щербатих О. В. [вид.], 2021. - 202 с.
13. Корчемний М. Енергозбереження в агропромисловому комплексі / М. Корчемний, В. Федорейко, В. Щербань. – Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. – 984 с.
14. Кудря С.О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: Підручник / С.О. Кудря. – К.: НТУУ «КПІ», 2012. – 492 с.

15. Кудря С.О. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. / С.О. Кудря, В.М. Головка. – К.: НТУУ «КПІ», 2011. – 184 с.
16. Куріс, Ю. В. Біогазові технології [Текст] : Енергетичні та екологічні аспекти : монографія / Ю. В. Куріс, І. Ф. Червоний ; ЗДІА. - Запоріжжя : ЗДІА, 2010. - 487 с
17. Немикіна О.В. Поновлювальні та альтернативні джерела енергії. Для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»: навч. посібник / О.В. Немикіна – Запоріжжя : НУ «Запорізька політехніка», 2020. – 188 с.
18. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України : монографія. У 8 кн. Кн. 1. Нетрадиційні джерела вуглеводнів: огляд проблеми / [Кудровець І.М. та ін.] ; Нац. акціонерна компанія «Нафтогаз України» та ін.. – К. : Ніка-Центр, 2014. – 208 с.
19. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії: Навч. посіб. / О.І. Соловей, Ю.Г. Лега, В.П. Розен та ін.; за заг. ред. О.І. Солов'я. – Черкаси: ЧДТУ, 2007. – 490 с.
20. Низькопотенційні та альтернативні джерела енергії. Навчально-методичний посібник для студентів ЗДІА Енергетичного напрямку всіх форм навчання/ Укладачі: Бердищев М.Ю, Чейлитко А.О., Назаренко О.М. Запоріжжя: Видавництво ЗДІА, 2015. – 270 с
21. Новітні технології біоенергоконверсії: монографія / Я.Б. Блюм, Г.Г. Гелетука, І.П. Григорюк та ін. – Київ: Аграр Медіа Груп, 2010. – 326 с.
22. Оніпко О.Ф. Вітроенергетика та енергетична стратегія / О.Ф. Оніпко, Б.П. Коробко, В.М. Миханюк. – К.: УАН, Фенікс, 2008. – 168 с.
23. Основи вітроенергетики: підручник / Г. Півняк, Ф. Шкрабець, Н. Нойбергер, Д. Ципленков. – Дніпропетровськ: НГУ, 2015. – 335 с.
24. Півняк Г.Г. Альтернативна енергетика в Україні: монографія / Г.Г. Півняк, Ф.П. Шкрабець Нац. гірн. Ун-т. – Д.: НГУ, 2013. – 109 с.
25. Пісарев В.Є. Теплові насоси та холодильні установки: Навч. посібник. – Київ: КНУБА, 2002. – 124 с.
26. Самохвалов В.С. Вторинні енергетичні ресурси та енергозбереження: навч. посіб. / В.С. Самохвалов. – К.: Центр учбової літ., 2008.– 224 с
27. Сегеда М.С. Нетрадиційні та відновлювані джерела електроенергії: навч. посібник / М.С. Сегеда, М.Й. Олійник, О.Б. Дудурич. – Львів: Вид-во Львів. політехніки, 2019. – 204 с.
28. Синєглазов В. М. Відновлювальна енергетика: навчальний посібник / В. М. Синєглазов, О. А. Зеленков, Ш. І. Аскеров, Б. І. Дмитренко – К.: НАУ, 2015. – 278с.
29. Сиротюк С.В. Альтернативні джерела енергії. Енергія вітру: Навч. посіб. / С.В. Сиротюк, В.М. Боярчук, В.П. Гальчак. – Львів: «Магнолія 2006», 2018. – 182 с.

30. Сінчук І. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії: Навчальний посібник / І. О. Сінчук, С. М. Бойко, К. І. Лосіна та ін. - Кременчук : Видавництво ПП Щербатих О. В., 2013. - 192 с.
31. Сонячна енергетика: теорія та практика : монографія / Й. С. Мисак, О. Т. Возняк, О. С. Дацько, С. П. Шаповал ; Нац. ун-т «Львівська політехніка». – Львів : Вид-во Львів. політехніки, 2014. – 340 с.
32. Спеціальні розділи енергетики. Нетрадиційна та відновлювана енергетика. Підручник / О.М. Сінчук, С.М. Бойко, І.О. Сінчук, О.М. Ялова, - Кременчук: ПП Щербатих О.В., 2017. – 218 с.
33. Теплові насоси та їх використання: навч. посіб. / М.К. Безродний, І.І. Пуховий, Д.С. Кутра. – Київ.: НТУУ «КПІ», 2013. -312 с.
34. Титко Р. Відновлювальні джерела енергії (досвід Польщі для України) : навч. посіб. / Р. Титко, В. М. Калініченко. – Варшава : Краків : Полтава : OWG, 2010. – 531 с
35. Денисов Ю.П. Газогідратна установка для вироблення електроенергії і опріснення морської води / Ю.П. Денисов, В.В. Клименко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2016. – № 3. – С. 65-72.
36. Denisov, V. Extraction of thermal energy from the ocean using gas hydrates / Y. Denisov, V. Klymenko // Environmentally Sustainable Design, 2017. - V. 1. - P. 3-11.
37. Експериментальна оцінка виготовлення твердого біопалива з композитів на основі рослинних відходів / В.В. Клименко, В.І. Кравченко, М.В. Личук, В.П. Солдатенко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2016. – № 3. – С. 18-24.
38. Клименко В.В. Особливості схемних рішень заглиблених плодовоовочесховищ, які використовують природний холод / В.В. Клименко, О.В. Скрипник // Збірник наукових праць Полтавського національного технічного університету ім. Ю.Кондратюка]. Сер.: Галузеве машинобудування, будівництво. – 2012. – Вип. 4(2). – С. 96-104.
39. Грунтовий теплоаккумулятор з покращеними теплотехнічними характеристиками / В.В. Клименко, В.І. Кравченко, М.В. Личук, В.П. Солдатенко // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2015. – № 1. – С. 51-58.
40. Клименко, В.В. Газифікація твердих біопалив та обґрунтування конструкції газогенераторів для її провадження / В.В. Клименко, В.І. Кравченко // Конструювання, виробництво та експлуатація сільськогосподарських машин: загальнодерж. міжвід. наук.-техн. зб. – Кіровоград: КНТУ, 2013. – Вип. 43, ч. 2. – С. 113-119.
41. Спосіб живлення споживачів електричної енергії від централізованої енергосистеми і відновлюваних джерел енергії: пат. 71470: МПК H02J 3/00 / Кубкін М.В., Солдатенко В.П., Сіріков О.І. - № у 201200725 заявл. 24.01.2012; опубл. 10.07.2012, Бюл. №23.
42. Автономна когенераційна установка з тепловим двигуном на місцевому паливі: пат. 86820: МПК C10J 3/00, F02B 43/00 / Клименко В.В., Кравченко В.І., Солдатенко В.П. - № у 201309142 заявл. 22.07.2013; опубл. 10.01.2014, Бюл. №1.

43. Грунтовий теплоаккумулятор: пат. 97104: МПК F24J 3/08 (2006.01) / Клименко В.В., Кравченко В.І., Зоценко М.Л., Солдатенко В.П., Кубкін М.В. - № у 201411309 заявл. 16.10.2014; опубл. 25.02.2015, Бюл. №4.

44. Автономна когенераційна установка з двигуном Стірлінга і двигуном внутрішнього згоряння: пат. 116127: МПК F02G 1/043 (2006.1) / Клименко В.В., Кравченко В.І., Личук М.В., Гуцул В.І., Солдатенко В.П. - № у 201611551 заявл. 15.11.2016; опубл. 10.05.2017, Бюл. №9.

45. Спосіб виробництва електроенергії автономною енергетичною установкою з використанням місцевого палива: пат. 118033: МПК F02G 1/043 (2006.1), F02B 65/00 / Клименко В.В., Кравченко В.І., Личук М.В., Гуцул В.І., Солдатенко В.П. - № у 201611550 заявл. 15.11.2016; опубл. 25.07.2017, Бюл. №14.

46. Анаеробний біореактор для виробництва біогазу та органічного субстрату: пат. 124712: МПК C02F 11/04 (2006.01), C02F 3/29 (2006.1) / Карпушин С.О., Клименко В.В., Шиндер А.В. - № у 201709143 заявл. 15.09.2017; опубл. 25.04.2018, Бюл. №8.

47. Спосіб влаштування корпусу біореактора для виробництва біогазу: пат. 145004: МПК C02F 11/04 (2006.01), C02F 3/28 (2006.1) / Клименко В.В., Зоценко М.Л., Михайловська О.В. - № у 202003742 заявл. 22.06.2020; опубл. 10.11.2020, Бюл. №21.

48. Спосіб газогідратного розділення компонентів біогазу: пат. 152070: МПК B01D 53/00, B01D 57/00, F25J 1/02 (2006.1) / Клименко В.В., Скрипник О.В., Мартиненко В.В., Солдатенко В.П., Свяцький В.В., Телюта Р.В. - № у 202202220 заявл. 27.06.2022; опубл. 19.10.2022, Бюл. №42.

49. Klymenko, V. V. Application of gas hydrated technology for biogas components separation / V. V. Klymenko, M. V. Bosyi, O. O. Mykytiuk, V. V. Martynenko // International research and practice conference “Modern methods, innovations, and experience of practical application in the field of technical sciences” : Conference proceedings, Lublin, Polska, december 27-28, 2017. – Riga : Izdevnieciba “Baltija Publishing”, 2018. – pp. 79-82. – ISBN 978-9934-571-17-6.

50. An alternative method of methane production from deposits of subaquatic gas hydrates / Vasyl Klymenko¹, Serhii Ovetskyi, Viktor Martynenko, Oleg Vytyaz, Andrii Uhrynovskyi // Mining of Mineral Deposits Volume 16 (2022), Issue 3, 11-17.

[illegible]

This image shows a single page of white paper with horizontal blue or grey ruling lines. The lines are evenly spaced and run across the width of the page, leaving small margins at the top and bottom. There are no vertical margin lines, and the page is completely blank except for the lines themselves.

**В. В. Клименко, В. П. Солдатенко, С. П. Плешков,
О. В. Скрипник, А. І. Саченко**

АЛЬТЕРНАТИВНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЇХ ВИКОРИСТАННЯ

Підписано до друку 01.09.2023 р. Формат 60х84 1/16.

Папір офсет. Гарнітура Times

Наклад 100. Зам № 718. Ум. друк. арк. 16,85.

Виготівник: ПП «Ексклюзив-Систем»,

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного реєстру видавців,
виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції

ДК № 4470 від 17.01.2013 р.

25006, Кіровоградська обл.,

м. Кропивницький,

вул. Шевченка, 25

тел. 050-92-20-913