

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва, транспорту та енергетики
Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____ Петро ПЛЄШКОВ
“___” _____ 2024 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ**

на тему:

**«Модернізація системи очистки біогазу для
підвищення ефективності його використання в
когенераційних установках»**

Виконав здобувач вищої освіти
II курсу, групи ЕНМ-23М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____ Віталій ПІЦИК
«___» _____ 2024 р.

Керівник роботи проф., доктор.техн. наук,
_____ Василь КЛИМЕНКО
«___» _____ 2024 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет *будівництва, транспорту та енергетики*
Кафедра *електротехнічних систем та енергетичного менеджменту*
Рівень вищої освіти *другий (магістерський)*
Галузь знань *14 «Електрична інженерія»*
Спеціальність *141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*
Освітньо-професійна програма *Енергетичний менеджмент*

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛЄШКОВ

“ ____ ” _____ 2024 р.

**ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА
ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ
ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ**

_____ *Піцик Віталій Сергійович* _____

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи (проекту) *Модернізація системи очистки біогазу для підвищення ефективності його використання в когенераційних установках*

Modernisation of the biogas purification system to increase the efficiency of its use in cogeneration units

2. Керівник роботи (проекту) *Клименко Василь Васильович, д.т.н., професор*

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту *14.12.2024 р.*

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту)

Мета: Розробити модернізовану систему очистки біогазу (БГ) від домішок для підвищення ефективності його використання в когенераційних установках (КГУ)

Завдання: Проаналізувати конструкції газових КГУ та стан їх використання. Виконати аналіз способів очистки біогазу та обґрунтувати застосування газогідратної технології (ГГТ) для очистки БГ, що використовується в КГУ. Проаналізувати методи параметризації умов газогідратної очистки біогазу. Розробити схемне рішення газогідратної установки (ГГУ) для очистки БГ від домішок та визначити питомі енерговитрати. Оцінити ефективність використання біогазу, очищеного до рівня біометану, в КГУ. Розглянути та запропонувати заходи з охорони праці.

5. Консультанти розділів проекту (роботи)

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н., доц. Савеленко І.В.</i>		

6. Дата видачі завдання _____ року

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ.</i>	4.10.24	
2	<i>Огляд і аналіз когенераційних установок(КГУ) з газовими первинними двигунами</i>	10.10.24	
3	<i>Схемно-конструктивні рішення біогазових(БГ) установок та біореакторів</i>	21.10.24	
4	<i>Очистка БГ від домішок та обґрунтування застосування газогідратної технології (ГГТ) для очистки БГ,що використовується в КГУ</i>	4.11.24	
5	<i>Розробка схемного рішення газогідратної установки(ГГУ) очистки БГ до рівня біометану для використання в КГУ</i>	12.11.24	
6	<i>Методика визначення та розрахунок енерговитрат в ГГУ очистки БГ, оцінка ефективності використання очищеного БГ в КГУ.</i>	20.11.24	
7	<i>Охорона праці</i>	2.12.24	
8	<i>Висновки</i>	6.12.24	
9	<i>Оформлення пояснювальної записки та презентації магістерської роботи</i>	11.12.24	
10	<i>Подання магістерської роботи до захисту</i>	14.12.2024	

Дата видачі завдання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника

_____ Василь КЛИМЕНКО

Завдання прийнято до виконання

« ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача

_____ Віталій ПІЦИК

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 102 с.; 32 рис.; 10 табл.; 43 джерела.

Піцик В. С. Модернізація системи очистки біогазу для підвищення ефективності його використання в когенераційних установках. – Рукопис.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка та аналіз удосконаленої системи очищення біогазу (БГ) до рівня біометану(БМ), яка забезпечить підвищення ефективності його використання в когенераційних установках.

У роботі показано необхідність підвищення енергетичної ефективності та надійності когенераційних установок за рахунок модернізації системи очистки біогазу, що особливо важливо при їх застосування в децентралізованих енергетичних системах. Для цього розглянуто і проаналізовано конструктивні рішення та стан використання газових когенераційних установок; проаналізовано методи виробництва та очистки БГ і обґрунтовано ступінь його очистки до рівня БМ. Також виконано порівняння схемно-конструктивних рішень біогазових установок (БГУ) та показано переваги БГУ з двокамерним реактором.

Для очистки БГ від домішок обґрунтовано доцільність застосування газових гідратів та наведено методи параметризації термодинамічних та кінетичних умов газогідратної очистки БГ. Запропоновано схемно-конструктивне рішення газогідратної установки (ГГУ) очистки БГ до рівня БМ. На основі розробленої методики розраховано енерговитрати в ГГУ очистки біогазу $L_{ГГУ}$ та виконано їх порівняння з $L_{ін}$ при застосуванні інших методів очистки. $L_{ГГУ}$ складає 0,140-0,172 кВт·год/кг біогазу і суттєво менше $L_{ін}$, що знаходиться в діапазоні 0,174 ... 0,639 кВт·год/кг біогазу.

Показано, що ККД газопоршневого двигуна при роботі в складі КГУ на біометані $ККД_{БМ} = 35...38\%$ і більше, ніж при роботі на біогазі $ККД_{БГ} = 28...30\%$, в 1.25...1,27 раза.

Ключові слова: когенераційна установка, біогаз, біометан, газогідрати, термодинамічні та кінетичні параметри, газопоршневий двигун, енерговитрати, ККД.

ANNOTATION

Qualification work: 103 p.; 32 fig.; 10 tables; 43 sources.

Pitsyk V. S. Modernization of the biogas purification system to increase the efficiency of its use in cogeneration units. – Manuscript.

The purpose of the qualification work is to develop and analyze an improved biogas (BG) purification system to the level of biomethane (BM), which will ensure an increase in the efficiency of its use in cogeneration units.

The work shows the need to increase the energy efficiency and reliability of cogeneration plants by modernizing the biogas purification system, which is especially important when using them in decentralized energy systems. For this purpose, design solutions and the state of use of gas cogeneration plants are considered and analyzed; methods of production and purification of BG are analyzed and the degree of its purification to the level of BM is justified. A comparison of the schematic and design solutions of biogas units (BGU) was also made and the advantages of BGU with a two-chamber reactor were shown.

For cleaning BG from impurities, the feasibility of using gas hydrates is substantiated and methods for parameterizing thermodynamic and kinetic conditions of gas hydrate cleaning of BG are given. A schematic and design solution of a gas hydrate units (GGU) for cleaning BG to the BM level is proposed. Based on the developed methodology, energy consumption in the GGU for biogas cleaning L_{GGU} was calculated and their comparison with L_{in} was performed when using other cleaning methods. L_{GGU} is 0.140-0.172 kWh/kg of biogas and is significantly less than L_{in} , which is in the range of 0.174 ... 0.639 kWh/kg of biogas.

It is shown that the efficiency coefficient (EC) of a gas piston engine when operating as part of a GGU unit on biomethane $EC_{BM} = 35...38\%$ and is higher than when operating on biogas $EC_{BG} = 28...30\%$, 1.25...1.27 times.

Keywords: cogeneration plant, biogas, biomethane, gas hydrates, thermodynamic and kinetic parameters, gas piston engine, energy consumption, efficiency coefficient .

ЗМІСТ

ЗМІСТ	5
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	7
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СТАНУ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОВИХ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК	11
1.1 Когенераційні установки: основні визначення і стан використання	11
1.2 Когенераційні установки з газовими первинними двигунами	16
1.2.1 Когенераційні установки на основі газових поршневих двигунів	16
1.2.2 Когенераційні установки на основі газотурбінних двигунів	20
1.3 Порівняння газових когенераційних установок	22
1.4 Застосування біогазу в когенераційних установках	25
РОЗДІЛ 2. АНАЕРОБНА ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА БІОГАЗУ ТА БІОГАЗОВІ УСТАНОВКИ	27
2.1 Виробництво біогазу із застосуванням анаеробної ферментації біомаси	27
2.2 Біогазові установки та біореактори	29
2.2.1 Технологічний ланцюг переробки біомаси в біогазових установках	29
2.2.2 Класифікація біогазових установок	31
2.2.3 Схемно-конструктивні рішення біогазових установок та біореакторів	34
2.2.4 Характеристики основного обладнання біогазових установок	40
РОЗДІЛ 3. ОЧИСТКА БІОГАЗУ ДО РІВНЯ БІОМЕТАНУ	43
3.1 Обґрунтування доцільності очистки біогазу до рівня біометану	43
3.2 Стандартизація якості біометану	45
3.3 Методи очистки біогазу до біометану	47
3.3.1 Абсорбційні методи очистки біогазу	47
3.3.2 Адсорбція при змінному тиску	52
3.3.3 Мембранна сепарація	53

3.3.4 Кріогенна сепарація	55
РОЗДІЛ 4. МЕТОДИ ПАРАМЕТРИЗАЦІЇ УМОВ ГАЗОГІДРАТНОЇ ОЧИСТКИ БІОГАЗУ	57
4.1 Газові гідрати-кристалічні структури клатратного типу	57
4.1.1 Короткі відомості про будову газових гідратів	57
4.1.2 Використання газогідратів, як твердих розчинів, для розділення газових сумішей	61
4.2 Параметризація термодинамічних умов газогідратного фракціонування біогазу для відділення домішок	63
4.3 Методи розрахунку кінетики процесів утворення газогідратів при фракціонуванні біогазу	72
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ СХЕМНОГО РІШЕННЯ ГАЗОГІДРАТНОЇ УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ БІОГАЗУ ДО РІВНЯ БІОМЕТАНУ	76
5.1 Огляд літературних джерел з питань способів та пристроїв застосування газогідратів для фракціонування біогазу	76
5.2 Розробка схемного рішення газогідратної установки очистки біогазу до рівня біометану	81
5.3 Методика визначення та розрахунок енерговитрат в газогідратній установці очистки біогазу	84
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89
ДОДАТОК	93
ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ	94

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

КГУ - когенераційна установка

БГУ - біогазова установка

БГ - біологічний газ, біогаз

БМ - біометан

ТЕЦ - теплова електроцентрально

ККД - коефіцієнт корисної дії

у.о.п. - умовна одиниця палива

ГПД - газопоршневий двигун

ГТД - газотурбінний двигун

CFD - методи обчислюваної гідродинаміки

КС-I - кристалічна структура газогідратів 1-го типу

КС-II - кристалічна структура газогідратів 2-го типу

ГС-Н - кристалічна структура газогідратів гексагонального типу

Aspen HYSYS - спеціалізована програма для моделювання термодинамічних умов гідратоутворення

ВСТУП

Енергетична безпека є одним із ключових факторів сталого розвитку будь-якої держави, особливо в умовах глобальних змін клімату та виснаження традиційних енергетичних ресурсів. В умовах сучасного стану захисту України від російської агресії, коли агресори прямими ударами руйнують важливі об'єкти енергетики, змінюються підходи до вирішення задач у сфері енергетичної стратегії. Підвищується роль децентралізованих систем та використання відновлюваних джерел енергії, зокрема біогазу. Біогазова енергетика не лише сприяє зменшенню залежності від викопного палива, а й забезпечує утилізацію органічних відходів, зменшуючи негативний вплив на довкілля.

Одним із основних напрямів використання біогазу є виробництво електроенергії та тепла в когенераційних установках. Когенерація найчастіше використовується в децентралізованій енергетиці, зокрема на об'єктах міні-ТЕЦ. Децентралізована генерація сприяє підвищенню стійкості енергосистеми до атак, впровадженню високоефективних технологій в енергетиці, забезпеченню стабільності енергопостачання для громад та диверсифікації енергоміксу. Ці аспекти роблять децентралізовану генерацію важливим кроком на шляху до модернізації та стійкого розвитку енергетичної галузі України.

Проте ефективність таких систем значною мірою залежить від якості біогазу, зокрема його очищення від небажаних домішок, таких як двоокис вуглецю, сірководень, аміак і волога. Наявність цих речовин у біогазі може призводити до зниження продуктивності обладнання, корозії матеріалів, підвищених витрат на технічне обслуговування та скорочення терміну експлуатації когенераційних систем. Важливим показником ступеню очистки біогазу при подальшому використанні в когенераційних установках є підвищення його енергетичного потенціалу до рівня біометану, здатного замінювати природний газ

На сьогодні існує широкий спектр технологій очистки біогазу, включаючи адсорбцію, хімічне очищення, мембранну сепарацію, а також біологічні методи. Однак вибір найбільш ефективної та економічно доцільної технології залишається актуальним завданням, особливо в контексті модернізації існуючих систем для підвищення їх ефективності та адаптації до умов конкретного об'єкта.

Актуальність дослідження визначається необхідністю підвищення енергетичної ефективності та надійності когенераційних установок за рахунок модернізації системи очистки біогазу. Це дозволить оптимізувати умови використання біогазових установок, знизити їх експлуатаційні витрати та більш повно реалізувати екологічні переваги альтернативної біогазової енергетики.

Мета і задачі дослідження. Метою даної магістерської роботи є розробка та аналіз удосконаленої системи очищення біогазу, яка забезпечить підвищення ефективності його використання в когенераційних установках.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі основні задачі:

- Проаналізувати конструктивні рішення і стан використання газових когенераційних установок.
- Проаналізувати методи виробництва та очистки біогазу і обґрунтувати ступінь його очистки до рівня біометану.
- Розробити модернізовану систему очистки біогазу з використанням газогідратної технології.
- Визначити ефективність запропонованої системи очистки біогазу та оцінити її вплив на роботу когенераційної установки.

Об'єктом дослідження є газова когенераційна установка.

Предметом дослідження є модернізація системи очистки біогазу шляхом застосування газогідратної технології.

Методи дослідження. Вирішення поставлених задач роботи відбувалося за допомогою методів комп'ютерного імітаційного

модельовання, методів технічної термодинаміки та теорії тепло-масобміну ,чисельних методів розв'язку задач.

Наукова цінність: Розроблено схемно-конструктивне рішення модернізованої шляхом застосування газогідратної технології системи очистки біогазу та запропоновано методику розрахунку її термодинамічних параметрів. Визначено ефективність використання в когенераційних установках біогазу,очищеного до рівня біометану.

Практична цінність: Запропонована модернізована система очистки біогазу дозволить підвищити його енергетичний тепловий потенціал до рівня біометану. Використання біометану підвищить енергетичну ефективність і надійність газових когенераційних установок, а також зменшить капітальні затрати при їх впровадженні.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗОВИХ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ УСТАНОВОК

1.1. Когенераційні установки: основні визначення і стан використання

Когенерація – це ефективний метод енергозабезпечення, який полягає в одночасному виробництві електричної та теплової енергії. Ця технологія дозволяє максимально використати потенціал генерації енергії, досягаючи загального коефіцієнта корисної дії (ККД) понад 85% (рис. 1.1) [1].

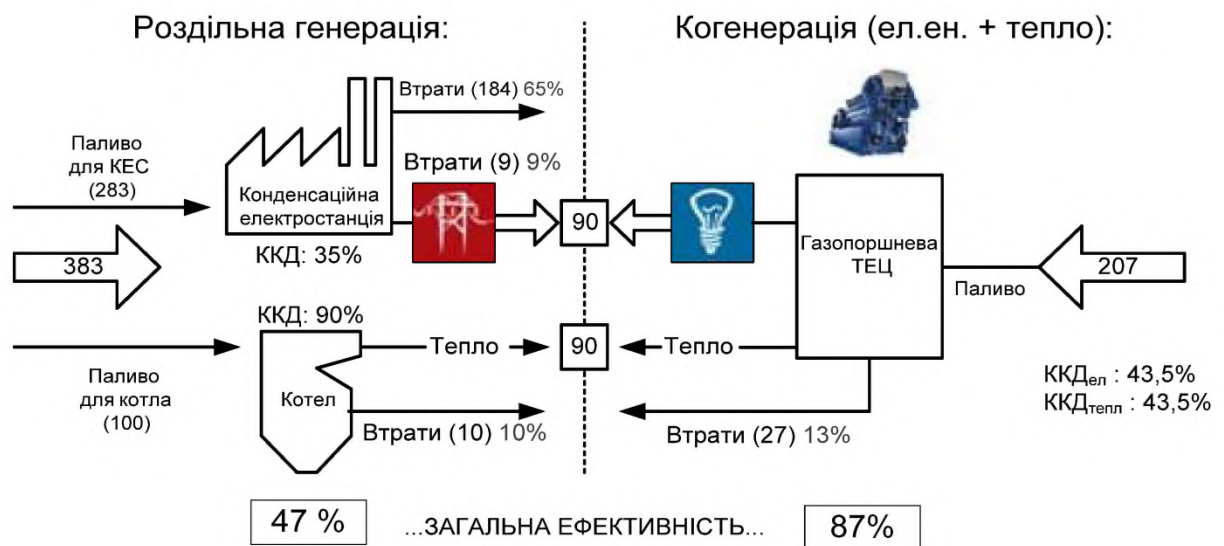


Рис.1.1. Порівняння енергетичних потоків при роздільному та комбінованому (когенерація) виробленні енергії, (дані наведені в у.о.п.).

На відміну від великих централізованих електростанцій, які також застосовують комбіноване виробництво тепла й електроенергії (наприклад, ТЕЦ), когенерація найчастіше використовується в децентралізованій енергетиці, зокрема на об'єктах міні-ТЕЦ [2]. Децентралізована генерація сприяє підвищенню стійкості енергосистеми до атак, впровадженню високоефективних технологій в енергетиці, посиленню конкуренції на ринку,

забезпеченню стабільності енергопостачання для громад, декарбонізації енергетичного сектору та диверсифікації енергоміксу. Ці аспекти роблять децентралізовану генерацію важливим кроком на шляху до модернізації та стійкого розвитку енергетичної галузі України [3].

Такі установки знаходять застосування у промислових підприємствах, інфраструктурних і житлових комплексах. У централізованих системах значна частина теплової енергії втрачається через викиди в атмосферу, оскільки її передача споживачам на великі відстані є технічно складною та економічно невигідною. Когенераційні установки (КГУ) розміщують безпосередньо на об'єктах, що дозволяє уникнути втрат під час транспортування енергії [4].

Використання когенераційних технологій сприяє вирішенню низки таких основних завдань:

1. Суттєве скорочення витрат на енергоресурси. Завдяки когенерації витрати на енергію можуть зменшитися в кілька разів.
2. Забезпечення якісного та стабільного енергопостачання. Когенерація дозволяє створити незалежне й надійне джерело енергії, що позитивно впливає на економічний розвиток.
3. Розв'язання проблеми зростаючих енергетичних потреб. У традиційній енергетиці збільшення потужностей підприємства супроводжується значними організаційними, технічними та фінансовими труднощами, такими як будівництво нових трансформаторних підстанцій чи теплотрас.
4. Усунення втрат при транспортуванні енергії. Розташування енергогенеруючого обладнання поблизу споживача зменшує витрати на передачу енергії та виключає її втрати.

Когенераційні установки складаються з чотирьох основних компонентів:

- первинного двигуна;
- електрогенератора;

- системи утилізації тепла;
- системи контролю та управління.

Роль первинного двигуна залежить від технічних вимог і може виконуватися такими пристроями, як:

- поршневий двигун;
- парова турбіна;
- газова турбіна.

В *первинних двигунах* когенераційних установок теплова енергія, що виділяється при згорянні палива, використовується для отримання механічної енергії, яка витрачається на обертання вала первинного двигуна,

Електричні генератори в КГУ призначені для перетворення механічної енергії, отриманої від обертання вала первинного двигуна, в електричну енергію. Існують два основних типи генераторів: синхронні та асинхронні. Синхронний генератор здатен працювати як в автономному режимі, так і в паралельному з'єднанні з електричною мережею. Загальний вид синхронного генератора показано на рис.1.2. Натомість асинхронний генератор може функціонувати тільки в разі підключення до мережі і його робота припиняється у випадку її обриву чи інших неполадок. Оскільки синхронні генератори забезпечують більшу гнучкість в експлуатації, вони частіше застосовуються в розподілених когенераційних енергосистемах.

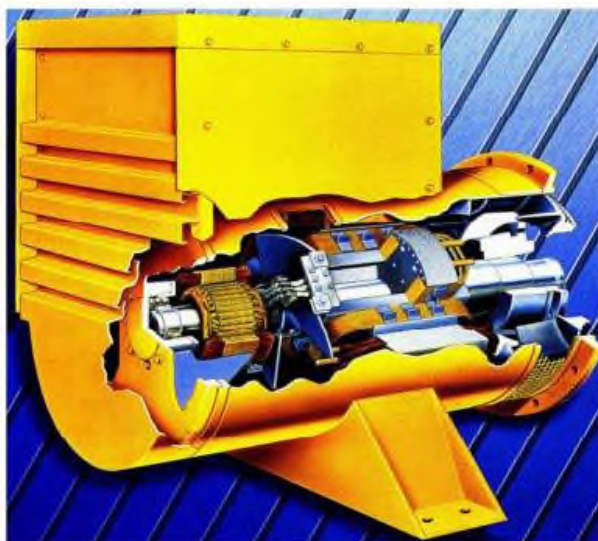


Рис. 1.2. Загальний вид синхронного генератора [5]

Система утилізації тепла є ключовим елементом у складі будь-якої когенераційної установки. Загальний вигляд блоку утилізації теплоти КГУ (теплоутилізатора) показано на рис.1.3. Його принцип роботи полягає в утилізації теплової енергії відхідних гарячих газів, що утворюються в процесі роботи КГУ



Рис. 1.3. Загальний вигляд блоку утилізації теплоти КГУ [6]

Принцип роботи теплоутилізаторів полягає в наступному: відхідні газы проходять через теплообмінник, де відбувається передача теплової енергії до рідинного теплоносія (вода або гліколь). Після цього охолоджені газы викидаються в атмосферу, не змінюючи свій хімічний склад і кількість. Проте, при цьому значна частина теплової енергії втрачається. Для досягнення ефективного теплообміну необхідно, щоб температура відхідних газів була вища за температуру теплоносія хоча б на 30°C . Окрім того, температура газів не повинна знижуватись до рівня, при якому починається конденсація водяної пари в димоходах, оскільки це перешкоджає нормальному виходу газів в атмосферу. Також, зниження температури газів до точок утворення кислотного конденсату може призвести до корозії матеріалів, що особливо критично для палива з високим вмістом сірководню.

Для використання прихованої теплоти водяної пари у вихлопних газах температура відхідних газів може бути знижена до рівня нижче 100°C , коли водяні пари конденсуються в рідину. Однак це потребує певних ускладнень в конструкції теплоутилізатора. Для підвищення ефективності теплової частини КУ теплоутилізатор можна доповнити економайзером —

теплообмінником, який попередньо підігріває теплоносії відхідними газами до його подачі в основний теплообмінник. В основному теплообміннику теплоносії нагрівається за рахунок тепла від вихлопних газів двигуна. Використання економайзера дозволяє знижувати температуру відхідних газів до рівня 120°C і нижче, що сприяє зменшенню теплових втрат.

Системи контролю та управління призначені для підтримання оптимальних режимів роботи когенераційних установок в різних умовах експлуатації

Основні показники ефективності когенераційних установок наведені на рис.1.4.

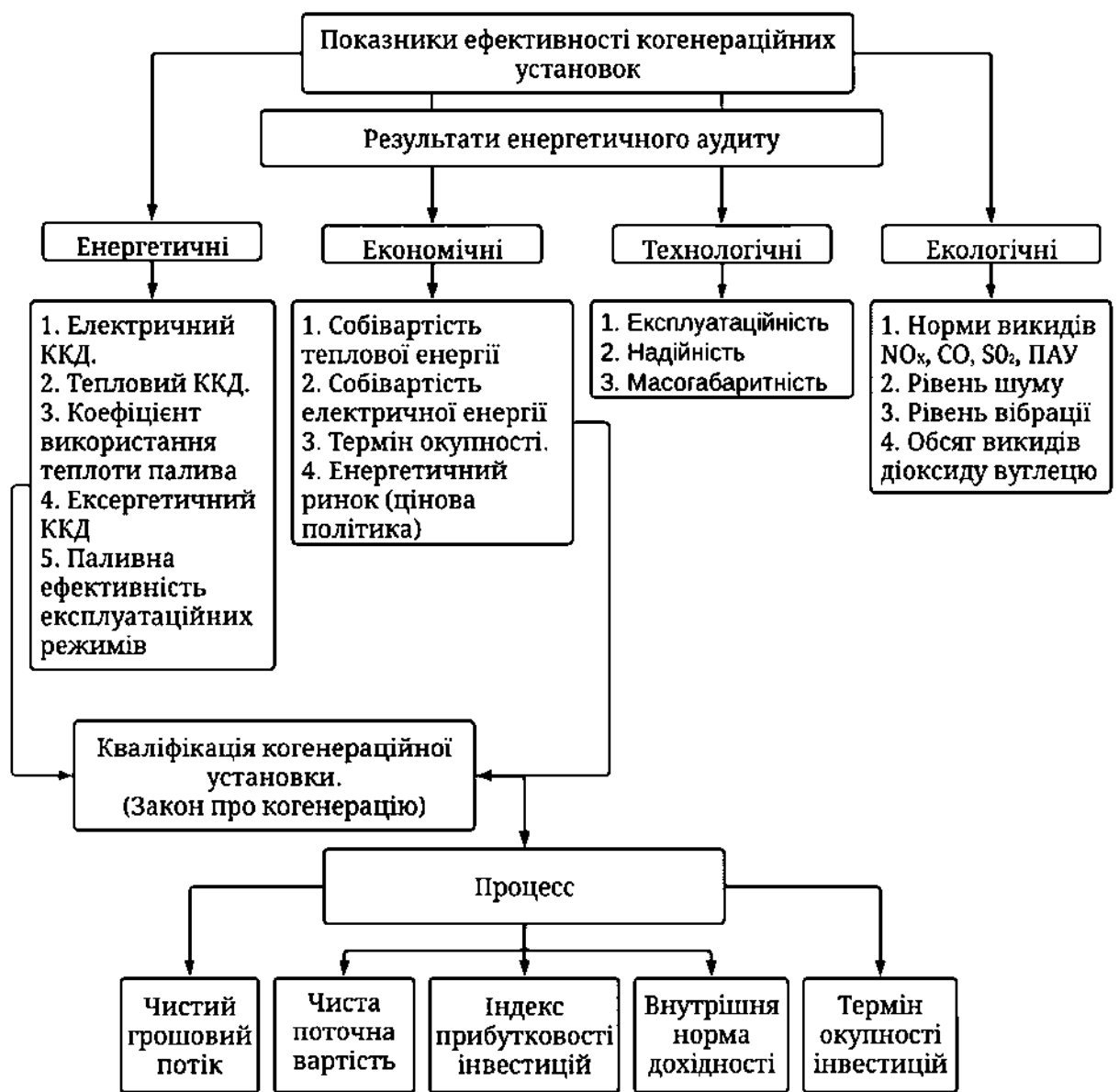


Рис.1.4. Основні показники ефективності когенераційних установок [7]

До складу економічних характеристик когенераційної установки, яка виробляє електричну та теплову енергію, входить наявність ринку збуту обох видів енергії за тарифами, що відповідають потребам споживача. При визначенні таких показників часто виникають складнощі, пов'язані з труднощами розподілу палива, яке використовується для генерації різних видів енергії [8]. У такій ситуації доцільно застосовувати оцінки та показники паливної ефективності, які враховують експлуатаційні режими когенераційних установок, як зазначено у [9].

Серед технологічних характеристик можна виділити експлуатаційний показник ефективності. Він охоплює наявність сучасних систем автоматизованого управління (АСУ ТП), можливість функціонування установки за різних технологічних умов та потребу в обслуговуючому персоналі. Для кожного типу когенераційної установки необхідний персонал із відповідною кваліфікацією та у визначеній кількості.

Показник надійності відображає як тривалість роботи установки до проведення капітального ремонту, так і її ремонтпридатність. Надійність функціонування залежить не лише від типу установки, але й від якості виконання проектних, виробничих та монтажних робіт, а також від виробника обладнання.

1.2. Когенераційні установки з газовими первинними двигунами

1.2.1. Когенераційні установки на основі газових поршневих двигунів

Поршневі двигуни які застосовуються в когенераційних установках системах, демонструють досить високу ефективність у виробництві електроенергії. Однак створення когенераційних систем на їх основі потребує рішень відведення теплової енергії, яка частково виділяється системою охолодження двигуна (двигун і мастило, що використовується в системі змащення, постійно потребують охолодження), а також використання теплоти потоку вихлопних газів, температура яких досягає 400°C, через

пульсуючий характер [10]. Кількісне співвідношення вироблюваної теплової та електричної енергії у поршневих двигунів становить від 0,5:1 до 1,5:1.

На практиці використовуються газові поршневі двигунів з іскровим запалюванням (аналог бензинового двигуна). Вихідна електрична потужність цих двигунів зазвичай на 15-20% нижча порівняно з дизельними аналогами через обмеження, спрямовані на уникнення детонації. Вони працюють на чистому газі, включно з природним або біогазом, що зменшує витрати на паливо.

Когенераційні системи на основі газових поршневих двигунів (ГПД) зазвичай використовують теплову енергію вихлопних газів для виробництва пари (з тиском до 15 кг/см²), гарячої води (з температурою до 100°C) або для безпосереднього нагрівання в процесах сушіння. Додатково можна застосовувати воду із системи охолодження двигуна, проте її енергетична ємність обмежена (температура становить 80-90°C).

Проектування місця для встановлення поршневих двигунів передбачає вирішення питань вібрації. Для цього рекомендується використання платформ із пневматичними амортизаторами. Шум від роботи двигунів зазвичай менший, ніж у промислових турбін, але низькочастотна складова звуку може створювати дискомфорт і потребує додаткових захисних конструкцій.

Поршневі двигуни мають більше рухомих частин у порівнянні з турбінами, тому інтервали технічного обслуговування коротші. При цьому їхня ефективність залишається на рівні не нижче 90%. Водночас двигуни не рекомендується експлуатувати тривалий час на потужності нижче 50%.

Для зменшення шкідливих викидів використовуються каталітичні фільтри або конструктивні зміни двигунів, що підвищують час горіння та ступінь стиснення паливної суміші. Проте ці модифікації підвищують вартість обладнання та обслуговування. Високий рівень викидів обумовлений історичним розвитком технології, коли основна увага приділялася продуктивності, а не екологічності.

Переваги газових поршневих двигунів:

- висока продуктивність;
- відносно низька вартість впровадження;
- гнучкість у виборі палива;
- можливість автономної роботи;
- швидкий запуск.

Недоліки газови поршневих двигунів:

- високий рівень шуму (низькочастотний);
- високі викиди шкідливих речовин;
- вища частота технічного обслуговування порівняно з турбінами;
- обмеження на роботу при знижених навантаженнях.

Газопоршневі когенераційні установки забезпечують роботу електрогенератора, використовуючи в якості джерела первинної енергії газоподібне паливо. Основним приводом генератора в таких системах є поршневий двигун внутрішнього згоряння.

На рисунку 1.5 наведено принципову схему когенераційної установки з газовим поршневим двигуном, яка забезпечує одночасне виробництво теплової та електричної енергії. Установка працює наступним чином. Газовий двигун спалює паливо (зазвичай природний газ), приводячи в дію генератор, який виробляє електроенергію. Електроенергія виводиться через відповідні системи контролю та розподілу. Вихлопні гази, які утворюються під час роботи двигуна, спрямовуються через теплообмінник. Цей теплообмінник відбирає теплову енергію від гарячих газів і передає її в систему опалення або для інших потреб (наприклад, нагрівання води).

Відпрацьоване тепло двигуна також передається у вторинний контур через інший теплообмінник. Це дозволяє ефективно використовувати залишкову теплову енергію для забезпечення нагріву. Тепло передається до опалювальної системи або іншого споживача, що забезпечує обігрів будівель чи технологічні процеси.

Ця система є прикладом ефективного використання енергії, адже дозволяє зменшити втрати тепла та підвищити загальну ефективність шляхом одночасного виробництва електроенергії та теплової енергії.



Рис. 1.5. Принципова схема газопоршневої когенераційної установки з газовим поршневим двигуном

Особливості когенераційних установок на основі газопоршневих двигунів:

- Робочий тиск газу для забезпечення стабільної роботи становить від 1 до 3 бар.
- Генератори функціонують у діапазоні від 50% до 100% від номінальної потужності. При цьому агрегати мають чітко визначені ступені потужності.
- Теплова енергія утилізується у вигляді гарячої води з температурою до 100°C.
- Час реакції на навантаження складає 2–3 хвилини, що забезпечує оперативність у змінах режимів роботи.
- Максимальний електричний ККД досягає 40%, що є високим показником для таких установок.

- Показники ККД і вихідної потужності залишаються стабільними незалежно від температури повітря, що важливо для умов із коливаннями клімату.

- Виготовлення генераторів триває близько 6 місяців.

1.2.2. Когенераційні установки на основі газотурбінних двигунів

У 90-х роках ХХ століття внаслідок загального переходу на використання природного газу як основного палива в енергетичному секторі газові турбіни здобули значну популярність на ринку. Хоча максимальна ефективність таких установок досягається при потужностях від 5 мВт і більше (до 250 мВт), деякі виробники також випускають моделі в діапазоні від 1 до 5 мВт.

Принцип роботи КГУ з газотурбінним двигуном (ГТД) базується на наступному: повітря, яке стиснене компресором і подається в камеру згоряння, змішується з паливом, утворюючи горючу суміш, яка підпалюється. Продукти згоряння з високою температурою проходять через лопатки турбіни, змушуючи її обертатися. Механічна енергія вала передається через редуктор до генератора, який виробляє електричну енергію. Теплова енергія від відхідних газів після турбіни відводиться до теплообмінників. Крім генерації електрики, механічну енергію турбіни можна використовувати для приводу насосів, компресорів та інших механізмів. Основним паливом для ГТД є природний газ, хоча можливе використання й інших видів палива, що утворюють гази. При цьому до якості палива висуваються строгі вимоги, зокрема щодо наявності механічних домішок і вологості.

. Принципова схема когенераційної установки з газотурбінним двигуном зображена на рис.1.6

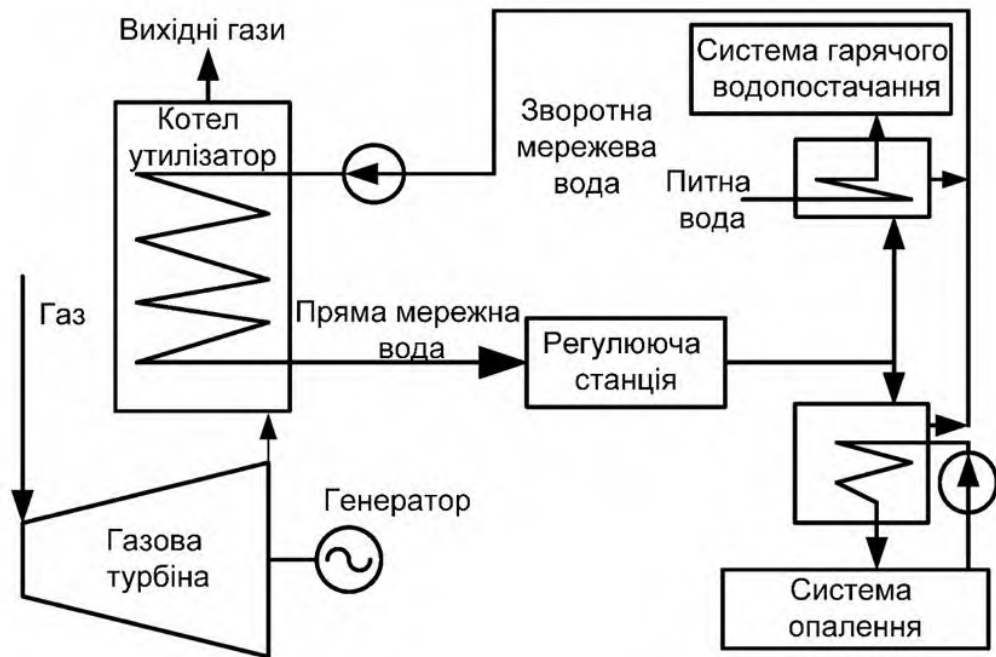


Рис. 1.6. Принципова схема когенераційної установки з газотурбінним двигуном

Температура газів, що виходять із турбіни, становить від 450°C до 550°C . Співвідношення теплової і електричної енергії в ГТД варіюється від 1.5:1 до 2.5:1, що дозволяє створювати когенераційні системи з різними типами теплоносіїв:

- пряме використання відхідних газів;
- виробництво пари низького або середнього тиску ($8\text{--}18 \text{ кг/см}^2$) у зовнішньому котлі;
- виробництво гарячої води;
- виробництво пари високого тиску (комбіновані турбіни, деталі опису наведені нижче).

ККД газотурбінного двигуна становить 25-30%, в залежності від параметрів її роботи та характеристик палива. В рамках когенераційних систем ефективність може досягати 90% на одиницю витраченого палива. Оскільки робота турбін супроводжується високим рівнем шуму, для їх монтажу часто використовують спеціалізовані будівлі (у тому числі контейнерного типу), які забезпечують належний захист від вологи та інших факторів [11].

Переваги газотурбінних двигунів:

- висока надійність;
- відсутність потреби в водяній системі охолодження;
- ефективне використання теплової енергії [12].

1.3. Порівняння газових когенераційних установок

Газопоршневі КГУ демонструють вищу ефективність порівняно з газотурбінними та дизельними установками з кількох причин.

По-перше, вони характеризуються високим електричним ККД. Максимальний електричний ККД газової турбіни досягає 30%, тоді як газопоршневий двигун може працювати з ККД понад 40% при 100%-ному навантаженні (рис.1.7). У разі зниження навантаження до 50% електричний ККД газової турбіни зменшується майже в три рази. Для газопоршневих двигунів зміна навантаження не має такого значного впливу на загальний або електричний ККД, що робить їх більш стабільними в різних режимах роботи.

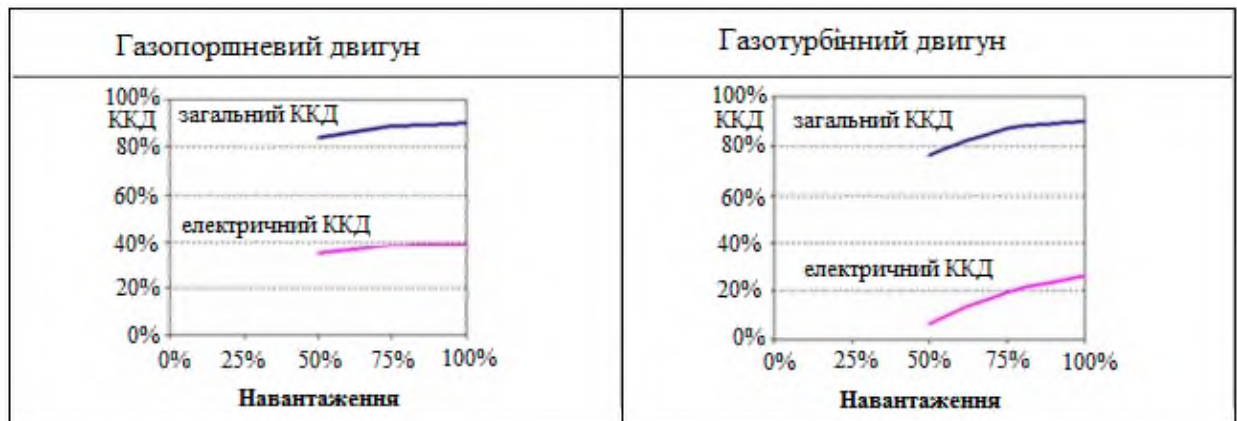


Рис. 1.7. Графіки залежності ККД від навантаження

Графіки чітко демонструють, що газопоршневі двигуни забезпечують високий електричний ККД, який залишається стабільним в межах навантаження від 50% до 100%. Іншим важливим аспектом є умови експлуатації. Номінальна потужність як газопоршневого двигуна, так і газотурбінного залежить від висоти розташування об'єкта над рівнем моря та температури навколишнього повітря. Як показано на графіку (рис. 1.8), при

підвищенні температури з -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$ електричний ККД газової знижується на 15-20%. Якщо температура перевищує $+30^{\circ}\text{C}$, ККД газової турбіни ще більше падає. Натомість газопоршневий двигун підтримує більш стабільний та високий електричний ККД впродовж всього температурного діапазону, зберігаючи постійну ефективність навіть при температурах до $+25^{\circ}\text{C}$.

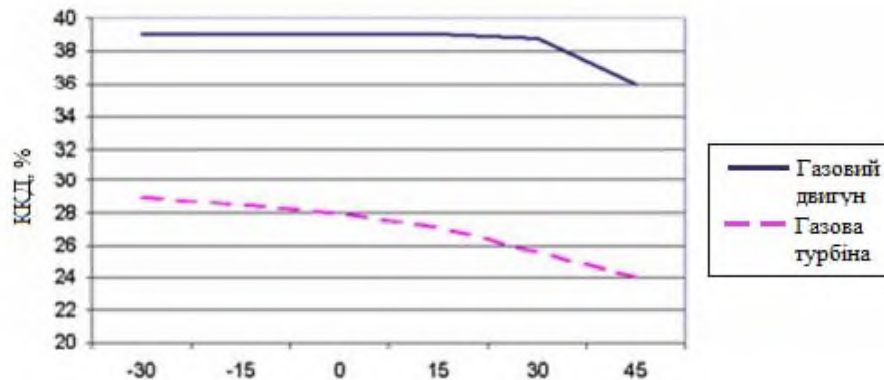


Рис. 1.8. Графік залежності електричного ККД газової турбіни від температури навколишнього повітря

По-друге, *умови експлуатації*. Кількість пусків: газопоршневий двигун здатний здійснювати нескінченну кількість пусків і зупинок без значного впливу на його ресурс. У випадку газової турбіни, кожен запуск зменшує її ресурс на 500 годин. Час запуску: час, необхідний для прийняття навантаження після запуску, становить 15-17 хвилин для ГТД та 2-3 хвилини для газопоршневого двигуна.

По-третє, *проектний термін служби та інтервали технічного обслуговування*. Ресурс до капітального ремонту для ГТД складає від 20 000 до 30 000 робочих годин, тоді як для газопоршневого двигуна цей показник досягає 60 000 годин (табл. 1.1). Вартість капітального ремонту газової турбіни, з урахуванням витрат на запчастини та матеріали, значно вища.

По-п'яте, *відносно низькі капіталовкладення*: розрахунки показують, що питома вартість капіталовкладень у виробництво електричної та теплової енергії за допомогою газопоршневих двигунів є нижчою. Це особливо

актуально для потужностей до 30 МВт. Так, для КУ потужністю 10 МВт на основі ГПД інвестиції складають близько 7,5 мільйонів доларів, а при використанні ГТД витрати збільшуються до 9,5 мільйонів доларів (рис. 1.9).

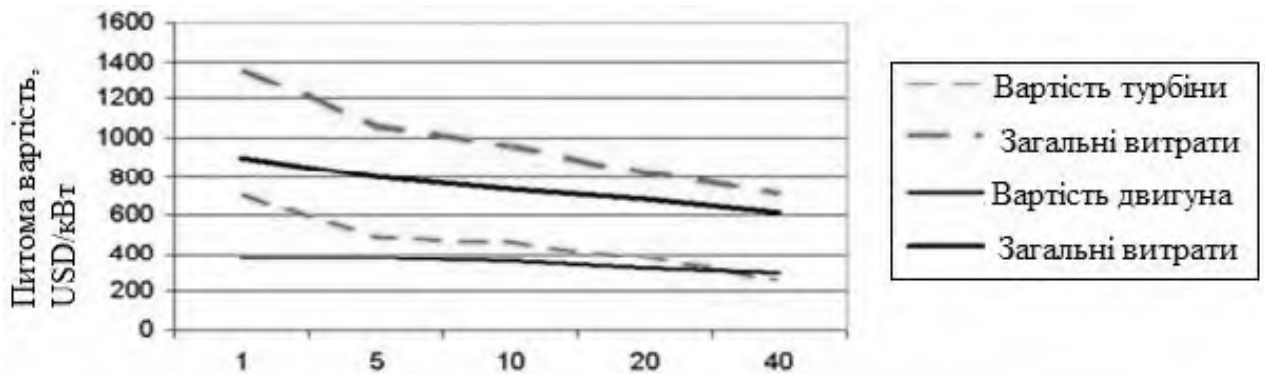


Рис.1.9. Обсяги капітальних вкладень в КГУ з різними первинними двигунами

Головною перевагою газопоршневих двигунів у порівнянні з дизельними є нижча вартість палива. Навіть при використанні газової суміші пропан-бутан як резервного палива, вартість одиниці електричної енергії, виробленої на газопоршневій установці, виявляється на 1,3 рази нижчою, ніж на дизельній установці.

Основні показники КГУ з газотурбінними і газопоршневими двигунами приведено в табл.1.1 [12].

Таблиця 1.1. Основні показники КГУ з газотурбінними і газопоршневими двигунами

Двигун	Паливо	Діапазон потужностей (МВт)	Відношення тепла електроенергії	ККД ел.	ККД заг.
Газотурбінний	Газ,біогаз	0,25-300	1,5:1-5:1	25-42%	65-87%
Газопоршневий	Газ,біогаз	0,003-6	1:1-3:1	35-43%	70-90%

Порівняльний графік залежності ККД та електричної потужності (МВт) ГКУ від типу первинного двигуна приведено на рис.1.10.



Рис. 1.10. Порівняльний графік залежності ККД та електричної потужності (МВт) ГКУ залежно від типу первинного двигуна

З рисунка 1.10 видно, що газопоршневі двигуни, порівняно з газовими турбінами, при низькій вартості обладнання мають значний потенціал для виробництва як теплової, так і електричної енергії. Це обумовлено високим коефіцієнтом корисної дії, що може досягати до 90%, а діапазон потужностей варіюється від 0,003 до 6 МВт, з відношенням теплової енергії до електричної в межах 1:1 до 3:1.

1.4. Застосування біогазу в когенераційних установках

Біогаз — це відновлювальне екологічно чисте джерело енергії, що отримується шляхом анаеробного зброджування органічних відходів. Його використання у когенераційних установках дозволяє одночасно виробляти електроенергію та тепло, що робить цей процес надзвичайно ефективним та економічно вигідним.

Проте, внаслідок низької теплоти згорання та наявності шкідливих домішок, біогаз без очистки не можна прямо використовувати в двигунах

внутрішнього згоряння та газотурбінних установках. Але, якщо біогаз осушити, очистити від шкідливих домішок, то отримаємо біометан (вміст CH_4 95-97%), близький за властивостями до природного газу і здатний його замінювати.

В когенераційній установці, яка використовує біогаз, реалізуються такі основні етапи

1. Підготовка біогазу: очищення від домішок (H_2S , CO_2) і водяної пари.
2. Вироблення механічної енергії в первинному газовому двигуні.
3. Генерація електроенергії.
4. Використання (утилізація) тепла з відхідних газів, системи охолодження двигуна та мастила.

Впровадження когенераційних установок на біогазі перспективно для:

- Аграрних підприємств України: когенераційні установки забезпечують автономне енергопостачання ферм і теплиць.
- Комунальних очисних споруд: в проєктах очистки стічних вод та утилізації мулових осадів стічних вод.
- Промислових підприємств: в проєктах використання відходів харчової промисловості.

Застосування біогазу у когенераційних установках відкриває значні можливості для підвищення енергоефективності та сталого розвитку України. Ця технологія дозволяє одночасно вирішувати екологічні, енергетичні та економічні проблеми, сприяючи енергетичній незалежності країни та впровадженню "зелених" технологій.

РОЗДІЛ 2

АНАЕРОБНА ТЕХНОЛОГІЯ ВИРОБНИЦТВА БІОГАЗУ ТА БІОГАЗОВІ УСТАНОВКИ

2.1. Виробництво біогазу із застосуванням анаеробної ферментації біомаси

Анаеробне бродіння представляє собою складний мікробіологічний процес, який може бути описаний чотирма основними етапами: гідроліз, ацидогенез, ацетогенез і метаногенез [13].

– У гідролізі складні органічні речовини розкладаються на складові частини. Відбувається каталізація ферментами, які виділяються гідродітичними бактеріями. Результат - розчинені мономері. У той час як білки, цукри і крохмаль легко розкладаються, вуглецеві полімери розкладаються складніше, в свою чергу лігнін не може розкладатися анаеробно.

– Під час ацидогенезу розчинені органічні сполуки, в тому числі мономері, які утворюються в результаті гідролізу, зброджуються з різними проміжними продуктами, такими як летючі жирні кислоти і спирти, ацидогенними бактеріями, а також деякою кількістю інших побічних продуктів. Кислотоутворюючі бактерії швидко ростуть з мінімальним часом подвоєння близько 30 хвилин.

– В ацетогенезі багато продуктів, утворені на попередньому етапі, перетворюються ацетогенними бактеріями в оцтову кислоту, CO_2 і H_2 . Ацетогенні бактерії ростуть досить повільно з мінімальним часом подвоєння від 1,5 до 4 днів [14].

– Метаногенез є заключною стадією анаеробного зброджування, при якій метаногени утворюють метан з кінцевих продуктів ацетогенеза, а також з деяких проміжних продуктів інших фаз. Існує два основних шляхи: перетворення оцтової кислоти в метан (близько 70%) і перетворення CO_2 і H_2 в метан. Різні види метаногенних бактерій беруть участь в цих шляхах. Ті, які

беруть участь у виробництві метану з оцтової кислоти (ацетокластичні бактерії), ростуть дуже повільно з мінімальним часом подвоєння, рівним 2-3 дні.

На всі ці мікробні підпроцеси впливають такі умови навколишнього середовища, як температура, значення рН, макро- і мікроелементи, лужність, інгібітори бактерій, мікроелементи і токсичні елементи. Тому якість біогазу багато в чому визначається сировиною і параметрами навколишнього середовища.

Концентрація інгібіторів в сировині і під час процесу має важливий вплив на вихід газу. Вміст поживних речовин повинен бути добре збалансований, щоб уникнути збою процесу через накопичення аміаку.

Умови навколишнього середовища безпосередньо пов'язані з експлуатаційними параметрами, такими як органічне навантаження, час утримання рідини, об'єм і тип реактора, робочий тиск і т.д. В сільськогосподарських біогазових установках в основному використовується резервуарний реактор з безперервним перемішуванням, тоді як в промисловості зазвичай використані реактори з висхідним потоком анаеробного осаду.

Вихід біогазу і вміст метану в ньому безпосередньо залежать від органічного складу сировини, оскільки різні види сировини мають різну швидкість розкладання. Жири забезпечують найвищий вихід біогазу, але вимагають тривалого часу утримання через їх погану біодоступність. Вуглеводи і білки показують набагато вищі швидкості конверсії, але більш низькі виходи газу.

Розрізняють три типи режимів анаеробної ферментації:

1) Мезофільний режим (30–42°C).

Найпоширеніший режим через його стабільність і економічність. Використовується для більшості біогазових установок. Процес проходить при температурі 35–37 °C, а час перебування субстрату в реакторі зазвичай становить 15–30 днів.

2) Термофільний режим (50–60°C).

Процес проходить швидше (7–15 днів), але вимагає більше енергії для підтримання високої температури. Термофільний режим забезпечує кращу деградацію органічних речовин та знешкодження патогенів.

3) Психрофільний режим (нижче 20°C).

Процес проходить за низьких температур, але значно повільніше (місяці). Використовується в регіонах із холодним кліматом для зменшення енергетичних витрат на підігрів.

Склад біогазу в залежності від джерела походження сировини наведено в таблиці 2.1 [15].

Таблиця 2.1. Склад біогазу в залежності від джерела походження сировини

Компонент	Побутові відходи	Стічні води	Сільське господарство	Промислові виробництва	Звалища
CH ₄ (об-%)	50-60	55-77	50-75	50-75	35-70
CO ₂ (об-%)	34-38	19-45	19-40	26	15-60
N ₂ (об-%)	0-5	<2	<3	-	<17
O ₂ (об-%)	0-1	<1	<1	-	0-5
H ₂ (об-%)	-	-	-	-	0-5
CO (об-%)	-	-	-	-	0-3
H ₂ S (ppm)	70-650	150-3000	1000-2000	280	0-20000
Аміак	-	-	50-100 мг/м ³	-	5 ppm

2.2. Біогазові установки та біореактори

2.2.1. Технологічний ланцюг переробки біомаси в біогазових установках.

Біогазова установка - це пристрій, оснащений технологічним обладнанням, що дозволяє переробляти біомасу різного походження та отримувати біологічний газ (біогаз).

Схема технологічного ланцюга переробки біомаси в біогазових установках показана на рис.2.1.



Рис.2.1 Схема технологічного ланцюга переробки біомаси в біогазових установках [16].

Основний принцип функціонування всіх типів біогазових установок полягає в наступному: після збору і попередньої обробки сировини (доведення до потрібної вологості у спеціальній ємності) вона подається у реактор, який також часто називають метатенком або метантенком. У реакторі створюються оптимальні умови для процесу переробки.

Процес утворення біогазу та біодобрив із сировини називається ферментацією або зброджуванням. Він базується на діяльності особливих бактерій, які розщеплюють органічну масу. Під час ферментації на поверхні сировини утворюється кірка, яка перешкоджає вивільненню біогазу. Для її руйнування сировину потрібно перемішувати. Це здійснюється вручну або за допомогою спеціальних пристроїв, вмонтованих у реактор.

Отриманий у процесі зброджування біогаз очищується, збирається в газгольдері та зберігається до моменту використання. З газгольдера газ

транспортується до місця споживання через газові труби, де використовується для побутових чи промислових потреб.

Сировина, перероблена в реакторі, трансформується у біодобрива. Ці добрива вивантажуються через спеціальний отвір і можуть бути використані для підживлення ґрунту або як кормова добавка для тварин. Такий підхід дозволяє ефективно утилізувати органічні відходи та отримувати екологічно чисті продукти — біогаз і біодобрива [17].

Для ефективної переробки органічних відходів у реакторі біогазової установки необхідно дотримуватися ряду умов:

- забезпечення безкисневого середовища;
- підтримка оптимальної температури;
- наявність доступних поживних речовин для мікроорганізмів;
- правильне співвідношення вуглецю та азоту в сировині;
- контроль кислотно-лужного балансу;
- підтримка відповідного рівня вмісту твердих частинок і регулярне перемішування;
- уникнення інгібіторів, які можуть гальмувати процес ферментації.

Своєчасне завантаження і вивантаження сировини також відіграє важливу роль у забезпеченні стабільної роботи установки.

2.2.2. Класифікація біогазових установок

Біогазові установки класифікуються за різними критеріями залежно від їхньої конструкції, способу роботи, застосування та інших характеристик. Ось основні критерії класифікації біогазових установок:

1) За типом завантаження та роботи:

- Безперервної дії.

Установки, в яких органічні відходи постійно завантажуються, а відпрацьований субстрат та біогаз виходять безперервно. Забезпечує стабільну роботу.

- Періодичної (пакетної) дії

Установки, які повністю завантажуються на початку циклу, після чого процес ферментації триває без додавання нових порцій сировини. Підходить для невеликих фермерських господарств.

- Напівперіодичної дії

Компромісний варіант, де завантаження й вивантаження відбуваються в певні проміжки часу.

2) За типом ферментації:

- Сухі біогазові установки

Працюють із субстратами з низьким вмістом води (15–30%). Переважно використовуються для твердих органічних відходів, таких як біомаса, солома, залишки їжі.

- Вологі біогазові установки

Використовуються для рідких або напіврідких субстратів (гній, стічні води) із вологістю понад 85%.

3) За температурним режимом:

- Мезофільні (30–42°C)

Найпоширеніший тип, оптимальний для ферментації в більшості кліматичних умов. Має низькі енергетичні витрати.

- Термофільні (50–60°C)

Вимагають більше енергії для нагріву, але забезпечують вищу продуктивність біогазу і знешкоджують патогени.

- Психрофільні (нижче 20°C)

Застосовуються в холодних регіонах, але процес розкладання органіки значно повільніший.

4) За конструкцією реактора:

- Реактори із зануреною плівкою

Використовують для створення біоплівки, яка сприяє процесу ферментації.

- Реактори із плаваючим куполом

Газ накопичується під рухомим куполом, що забезпечує регулювання тиску газу.

- Реактори із фіксованим дахом

Мають фіксовану конструкцію, у якій газ накопичується у верхній частині.

5) За фазовим поділом процесу:

- Однофазні

Усі стадії ферментації (гідроліз, кислотогенез, метаногенез) відбуваються в одному резервуарі.

- Двофазні

Процес розділений на два етапи: спочатку відбувається розщеплення органіки (гідроліз і кислотогенез), а потім у іншому реакторі виробляється метан.

б) За джерелом сировини:

- Гноєві

Використовують гній великої рогатої худоби, свиней або птахів.

- Харчові відходи

Переробляють залишки їжі або органічні відходи з кухонь і ресторанів.

- Стічні води

Використовуються для очищення і переробки органічних речовин у стічних водах.

- Рослинна біомаса

Використовують залишки сільськогосподарських культур, соломі, силос тощо.

Ця класифікація допомагає обрати біогазову установку відповідно до конкретних потреб, ресурсів і умов.

2.2.3. Схемно-конструктивні рішення біогазових установок та біореакторів

Схемно-конструктивні рішення біогазових установок (БГУ) залежать від кількості та властивостей сировини, теплового режиму, способів завантаження властивостей сировини, теплового режиму, способів завантаження і переробки.

Основними конструктивними компонентами БГУ є:

- Герметична ємність із теплообмінником: забезпечує підтримку температури 50–60°C.
- Системи завантаження і вивантаження сировини.
- Газовідвідна система для транспортування біогазу до місця зберігання чи споживання.

Схемно-конструкційне рішення традиційної біогазової установки показано на рис. 2.2

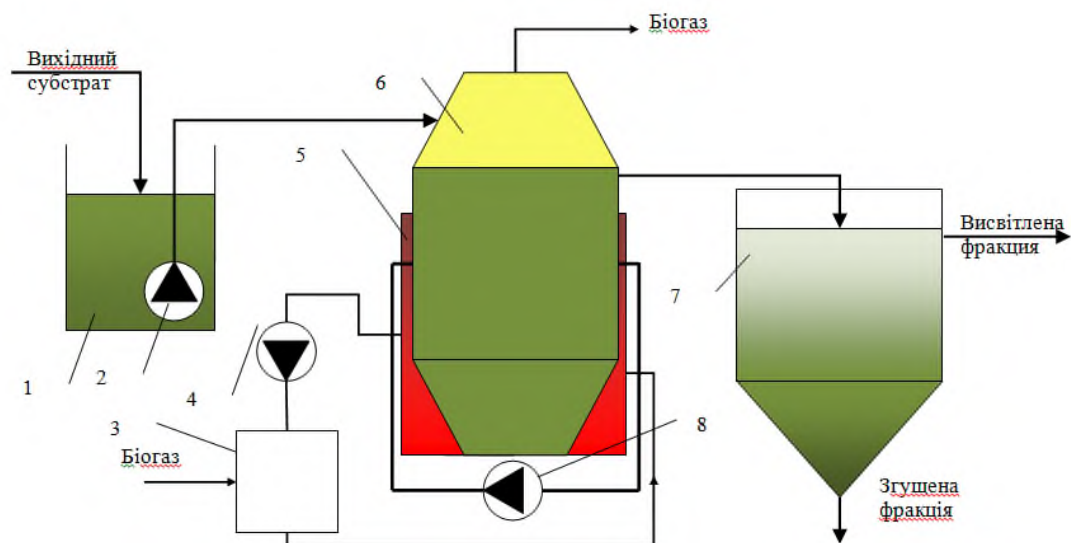


Рис.2.2. Технологічна схема традиційної біогазової установки

1 – приймальна ємність; 2 – насос завантаження; 3 – водогрійний котел; 4 – насос циркуляції теплоносія; 5 – теплова сорочка метантенка; 6 – метантенк; 7 – відстійник ефлюента; 8 – насос перемішування субстрату.

Вхідний субстрат (суміш органічних відходів) подається у приймальну ємність 1. Це початковий етап, де здійснюється накопичення сировини перед її завантаженням у систему. Субстрат із приймальної ємності перекачується

насосом завантаження 2 у метантенк 6. Водогрійний котел 3 нагріває субстрат до необхідної температури. Це важливий етап для підтримки анаеробного бродіння у подальшому. Насос циркуляції теплоносія 4 забезпечує подачу гарячої води або іншого теплоносія в теплову сорочку метантенка 5 для підтримки оптимальної температури процесу. Субстрат, що знаходиться в метантенку 6, підігрівається за рахунок циркуляції теплоносія. Це забезпечує необхідні умови для біологічного процесу анаеробного бродіння. Після завершення процесу бродіння залишковий субстрат направляється у відстійник 7, де відбувається розділення на збагачену рідку фракцію (ефлюент) і густу фракцію, що використовується як добриво. Насос перемішування субстрату 8 забезпечує рівномірне перемішування субстрату у метантенку для стабільності процесу бродіння та ефективного утворення біогазу.

Ця схема забезпечує стабільну роботу установки та оптимізацію процесів отримання біогазу з органічних відходів.

Схемно-конструктивне рішення БГУ з двокамерним реактором показано на рис.2.3.

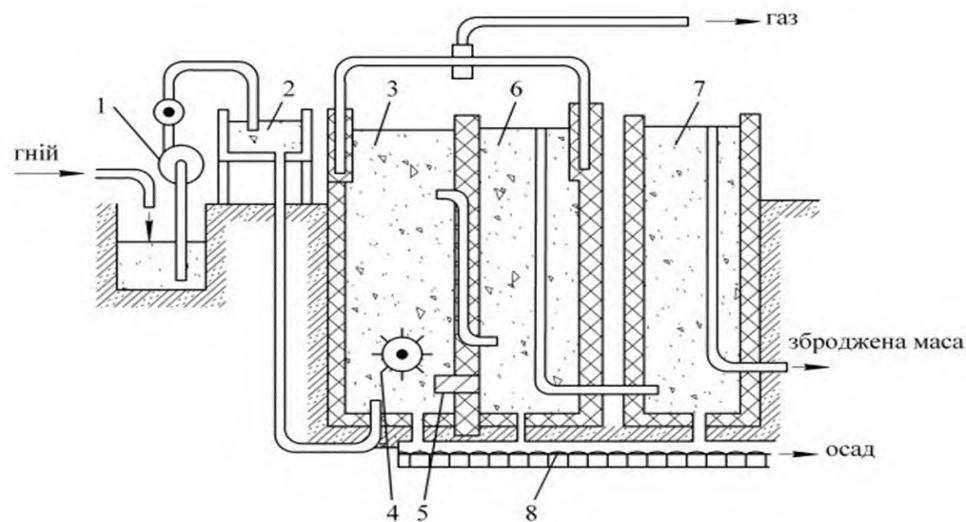


Рис.2.3. Схемно-конструктивне рішення БГУ з двокамерним реактором

1 – насос; 2 – приймальна камера; 3 – бродильна камера; 4 – пристрій для перемішування; 5 – підігрівач біомаси; 6 – камера остаточного зброджування; 7 – збірник збродженої маси; 8 – шнек

Якщо циліндричний резервуар розділити вертикальною поперечною перегородкою на дві камери, це дозволить організувати систему роботи біогазової установки з почерговим використанням камер, в якій камери використовуються почергово (рис. 2.3). Спорудження БГУ з двокамерним реактором є більш економічно вигідним, ніж будівництво БГУ з двома окремими реакторами [18]. При такій конструкції знижується потреба в теплоізоляції зовнішніх стінок, а в перегородку з матеріалу з високою теплопровідністю можна легко інтегрувати нагрівальний пристрій, що надає додаткові конструктивні переваги установці.

Значного поширення, особливо в країнах Південно-Східної Азії отримали траншейні біогазові установки (рис. 2.4) [19].

Схема траншейної біогазової установка показана на рис.2.4

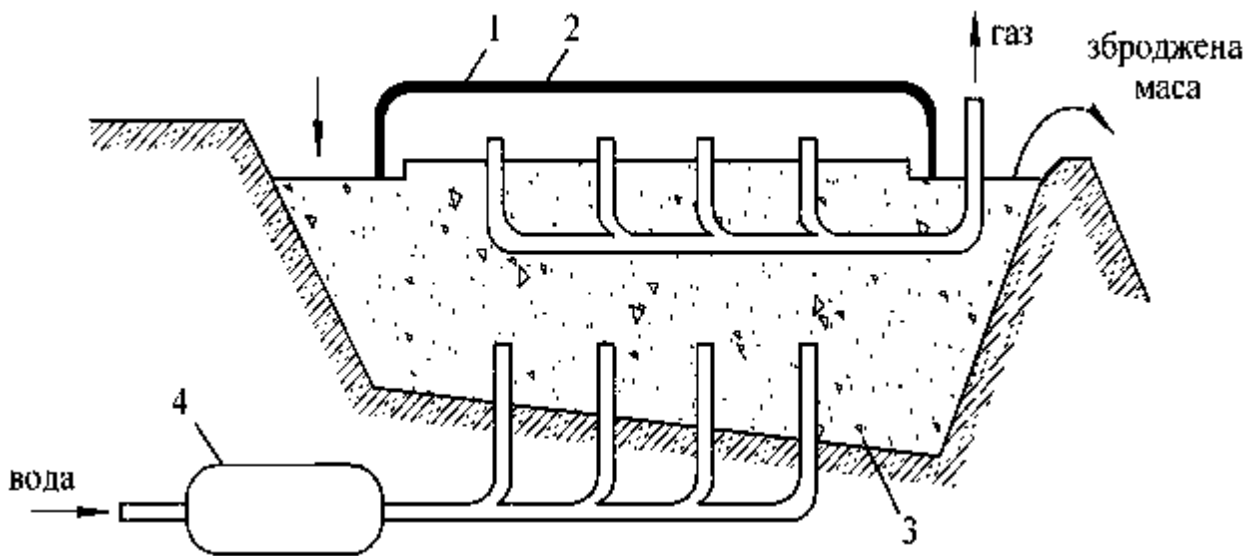


Рис.2.4. Траншейна біогазова установка:

- 1 – еластичний збірник біогазу; 2 – плити із пінопласту; 3 – біогазовий реактор;
4 – нагрівач (бойлер)

Із приміщення, де утримують худобу, гній, розбавлений водою, надходить в біогазовий реактор 3, в якому відбувається бродіння. В установці передбачені механічне перемішування субстрату та грейфер для вивантаження збродженого гною.

Схемно-конструктивні рішення біогазових реакторів (метатенків)

Оскільки умови на об'єктах утворення сировини можуть суттєво відрізнятися (тип підстилкового матеріалу, особливості теплопостачання тощо), створити універсальний біореактор неможливо. Конструкція біогазового реактора повинна враховувати локальні умови та доступні матеріали.

Класифікацію біогазових реакторів за конструктивними ознаками наведено на рис. 2.5 [20].



Рис.2.5. Класифікація біогазових реакторів за конструктивними ознаками

Схемно-конструктивні рішення найбільш поширених форм біогазових реакторів показано на рис.2.6

З точки зору створення найбільш сприятливих умов для перемішування рідкого субстрату, накопичення газу, видалення відпрацьованих добрив та руйнування кірки, що утворюється на поверхні, доцільно використовувати

резервуар, який за формою нагадує яйце (рис. 2.6) [21]. Великі реактори такої форми зазвичай споруджують із бетону, тому для них характерна висока вартість виготовлення, що суттєво обмежує їх застосування. Проте реактори менших об'ємів зовсім нескладно виконати із склопластика, тобто із армованої поліефірної смоли, до того ж вони мають меншу вартість.

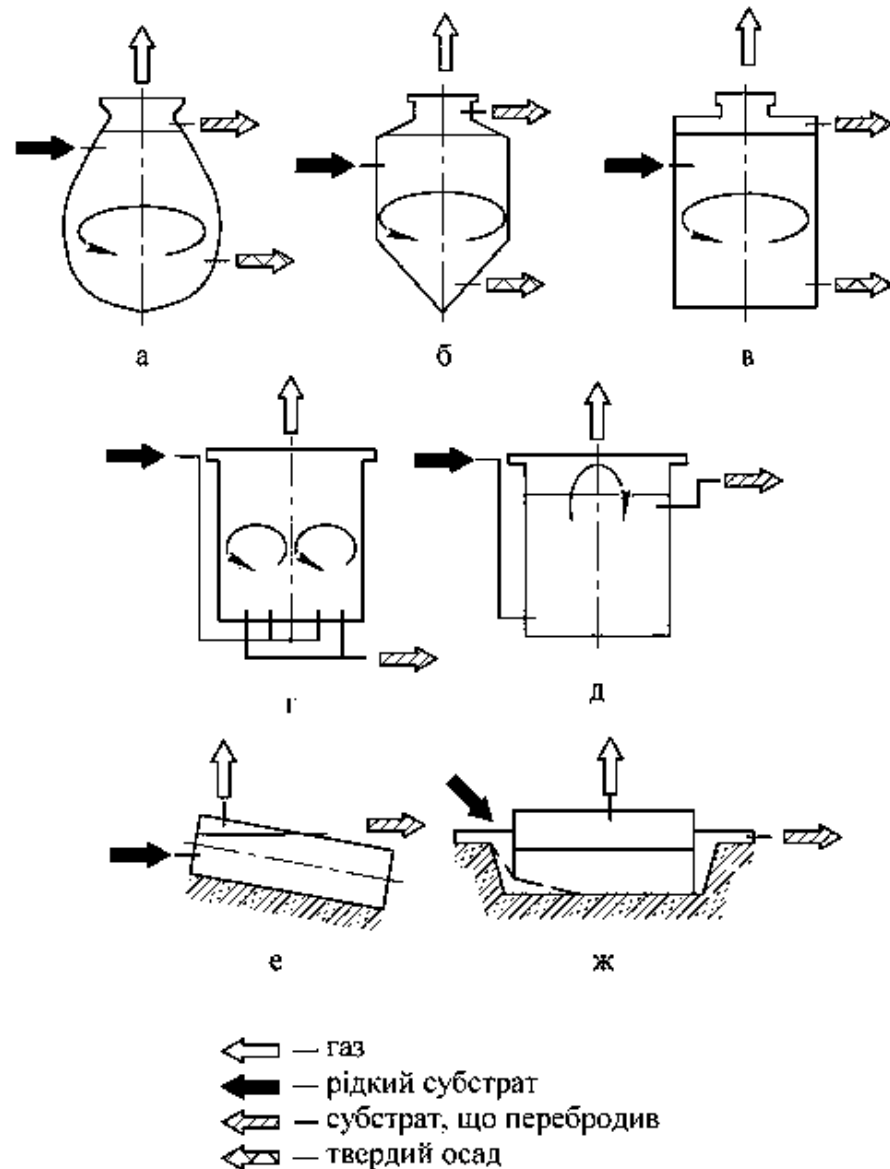


Рис.2.6. Схемно-конструктивні рішення найбільш поширених форм біогазових реакторів:

а – у вигляді яйця, б – циліндричний з конусними верхньою та нижньою частинами, в – циліндричний, г – циліндричний з перегородкою, д – у вигляді паралелепіпеда (з перегородкою), е – циліндричний (розміщений з нахилом), ж – траншея в ґрунті (із кришкою).

Схемне рішення біореактора типової конструкції, що використовується в Україні та інших країнах, зображено на рисунку 2.7 [18].

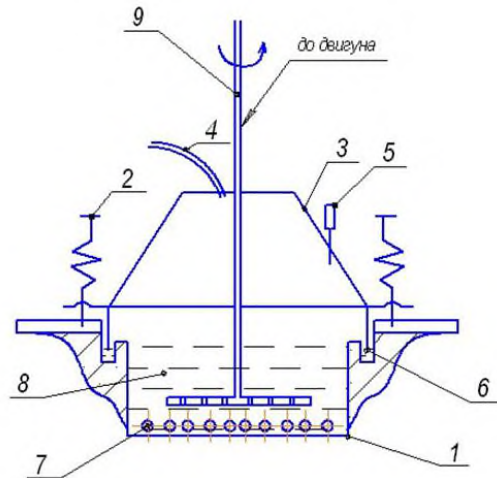


Рис.2.7. Схемне рішення біореактора типової конструкції

1 – корпус, 2 – напрямні ковпака, 3 – ковпак, 4 – газовідвідна трубка, 5 – манометр, 6 – гідрозатвори, 7 – нагрівальний елемент, 8 – субстрат, 9 – мішалка.

Схемно-конструктивне рішення біореактора з утепленим корпусом показано на рис. 2.8. Прошарок між утепленим корпусом та робочим резервуаром дозволяє підвищити термічний опір стінки резервуара без додаткових капіталовкладень на ізоляційний матеріал.

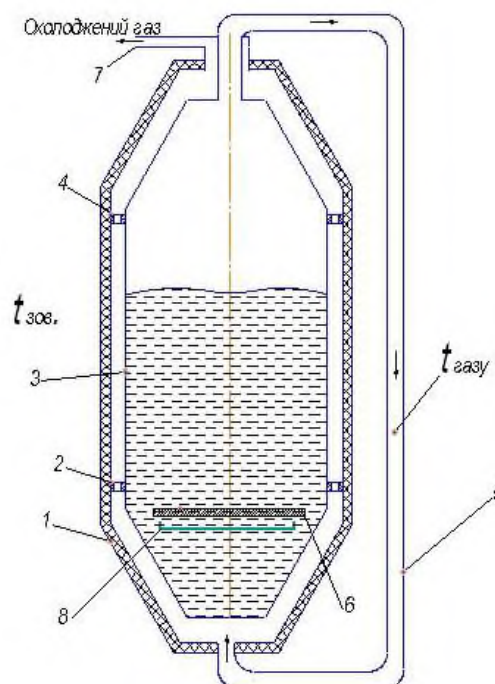


Рис.2.8. Схемно-конструктивне рішення біогазового реактора з утепленим корпусом

Реактор містить утеплений корпус 1. До корпусу за допомогою верхньої 4 та нижньої 2 опорних газорозподільних решіток кріпиться робочий резервуар 3. В верхній частині робочого резервуара 3 закріплено газопровід 5. Газопровід 5 сполучає низ утепленого корпусу та верх робочого резервуара 3. У нижній частині робочого резервуара 3 розміщено нагрівальний елемент 6 та мішалку 8. У верхній частині утепленого корпусу розміщено патрубок відведення біогазу 7, який приєднано до резервуара накопичення.

Така конструкція біогазового реактора дозволяє зменшити енерговитрати на підтримання необхідного температурного режиму в робочому резервуарі біореактора та збільшити вихід біогазу.

2.2.4. Характеристики основного обладнання біогазових установок

Біогазові установки складаються з різного обладнання, яке забезпечує процес отримання, очищення, зберігання та використання біогазу. Кожен компонент виконує важливу роль у забезпеченні ефективності та стабільності функціонування системи.

1. Реактор (метатенк) для ферментації

Призначення: основна частина установки, де відбувається анаеробне зброджування органічної сировини.

Основні характеристики:

Тип: горизонтальний, вертикальний, із плаваючим або жорстким дахом.

Матеріал: сталь, бетон, склопластик або полімери.

Обсяг: залежить від продуктивності, може варіюватися від 10 м³ до декількох тисяч м³.

Теплоізоляція: забезпечує мінімальні тепловтрати, що важливо для підтримання мезофільного (30–40°C) або термофільного (50–60°C) режиму.

Додаткові компоненти: мішалки для рівномірного перемішування субстрату, нагрівальні елементи.

2. Система завантаження та вивантаження субстрату

Призначення: забезпечує подачу органічної сировини в реактор і вивантаження відпрацьованого матеріалу.

Основні характеристики:

Тип завантаження: порційне або безперервне.

Механізми: шнекові або насосні системи для подачі твердих або рідких відходів.

Продуктивність: залежить від типу сировини (тверді чи рідкі органічні відходи).

3. Газозбірник (газгольдер)

Призначення: забезпечує зберігання отриманого біогазу до його подальшого використання.

Основні характеристики:

Тип конструкції: інтегрований у дах реактора, окремий жорсткий резервуар або мембранний купол.

Об'єм: залежить від потужності установки.

Матеріали: сталь, полімерні мембрани.

Особливості: наявність системи безпеки (клапани, манометри).

4. Система перемішування субстрату

Призначення: забезпечує рівномірне перемішування сировини, запобігаючи утворенню застійних зон і поліпшуючи вихід біогазу.

Основні характеристики:

Тип мішалок: механічні, гідравлічні або пневматичні.

Розташування: вертикальні або горизонтальні мішалки.

Привід: електричний чи гідравлічний.

5. Система нагріву

Призначення: підтримує оптимальну температуру ферментації в реакторі.

Основні характеристики:

Тип нагрівача: водяний або паровий теплообмінник.

Джерело тепла: тепло від когенераційних установок, електричні нагрівачі.

Контроль температури: термостати, датчики температури.

8. Система безпеки

Призначення: забезпечує контроль за тиском, температурою та рівнем заповнення резервуарів.

Основні характеристики:

Запобіжні клапани: для запобігання перевищенню тиску.

Манометри: для моніторингу тиску в системі.

Датчики температури: для контролю теплового режиму

9. Система управління та моніторингу

Призначення: автоматизація процесів роботи біогазової установки.

Основні характеристики:

Контролери: для управління мішалками, нагрівальними елементами, клапанами.

Датчики та сенсори: вимірювання температури, тиску, рівня субстрату.

Інтерфейс: локальний чи віддалений контроль через комп'ютер або мобільний пристрій.

10. Трубопроводи та аксесуари

Призначення: забезпечують транспортування субстрату, відпрацьованих мас і біогазу.

Основні характеристики:

Матеріали: сталь, полімери з антикорозійним покриттям.

Тиск: залежить від типу системи (низький чи високий).

Додаткові елементи: фільтри, клапани, з'єднувальні елементи.

Ефективність біогазової установки залежить від правильно підібраного та налагодженого обладнання. Високоякісно виготовлені компоненти, такі як біореактори, системи очищення та управління, забезпечують стабільність процесу, підвищення виходу біогазу та безпечну експлуатацію системи.

РОЗДІЛ 3

ОЧИСТКА БІОГАЗУ ДО РІВНЯ БІОМЕТАНУ

3.1. Обґрунтування доцільності очистки біогазу до рівня біометану

Біогаз - це горюча газова суміш, що складається з 50÷70% метану (CH_4), 30÷50% діоксиду вуглецю (CO_2), 1÷3% сірководню (H_2S) та незначних домішок вуглеводневих газів (табл.1) [22]. Сірководень хоча і є горючим газом, але він одночасно і найбільш шкідливий компонент біогазу. Цей газ токсичний, має неприємний запах, в присутності вологи і, особливо в комбінації з діоксидом вуглецю викликає корозію металевих обладнання. При згорянні утворює оксид і діоксид сірки, які, взаємодіючи з парами води, перетворюються в сірчисту і сірчану кислоти, що мають високу корозійну активність.

Таблиця 3.1. Домішки біогазу та їх вплив.

Домішка	Можливий вплив
Вода	Внаслідок утворення з іншими речовинами слабких кислот сприяє корозії металевих частин, пошкоджує вимірювальні прилади внаслідок потрапляння конденсату, призводить до обмерзання накопичувачів вологи при високих тисках та відносно низькій температурі
Пил	Призводить до закупорення вентиляційних та димових труб
H_2S	Призводить до корозії металевих частин, емісії SO_2 при спалюванні або H_2S при неповному спалюванні, знищує каталітичний нейтралізатор
CO_2	Понижує загальну калорійність, призводить до корозії металевих частин обладнання внаслідок утворення слабкої вуглецевої кислоти
Силоксани	Внаслідок утворення кварцевих частинок кремнезему призводить до стирання рухомих частин обладнання.
Вуглеводні	Корозія двигунів внаслідок горіння.
NH_3	Призводить до збільшення антидетонаційних властивостей двигунів, зумовлює утворення NO_x , сприяє корозії
O_2	Вибухонебезпечна суміш внаслідок високої концентрації O_2 в біогазі
Cl	Сприяє корозії металевих частин
F	Сприяє корозії металевих частин

Внаслідок низької теплоти згоряння та наявності шкідливих домішок, біогаз без очистки не можна прямо використовувати для подачі в транспортну мережу з метою заміщення природного газу, на газозаправних станціях, в двигунах внутрішнього згоряння та газотурбінних установках. Але, якщо очистити біогаз від шкідливих домішок, а потім розділити суміш CH_4 і CO_2 , то отримаємо біометан, близький за властивостями до природного газу і здатний його замінювати та вуглекислий газ.

Очистка біогазу до рівня біометану (CH_4 понад 96%) дозволяє значно розширити спектр його застосування. Біометан, отриманий з біогазу, має якісні характеристики, які дозволяють його використання як заміника природного газу [23]. Основні переваги:

1. Енергетична цінність: з підвищенням концентрації метану зростає теплота здатність палива. Біометан має енергетичну щільність, аналогічну природному газу, що забезпечує ефективніше його використання [24].
2. Універсальність застосування: Біометан можна використовувати:
 - У газотранспортних системах для опалення або промислових потреб.
 - Як паливо для автомобільного транспорту (CNG, compressed natural gas).
 - Для виробництва електроенергії та тепла у високоефективних когенераційних установках.

Очистка біогазу до рівня біометану сприяє зменшенню викидів парникових газів, забруднення навколишнього середовища та забезпечує відповідність якості палива міжнародним стандартам, що відкриває доступ до ринків торгівлі енергоносіями [25, 26].

3.2. Стандартизація якості біометану

Вимоги до якості біометану описані в технічних стандартах DVGW G260 та G262, які розроблені в Європі [27]. Стандарти передбачають дві можливості використання біометану – в якості додаткового газу, а також в якості замітника природного газу. В першому випадку технічним вимогам повинна відповідати суміш газів в газопроводі, тому до мережі може подаватись біометан різної якості. В другому випадку якість біометану повинна бути найвищою.

В таблиці 3.2 наведені порівняльні вимоги національних стандартів до складу біометану в ЄС.

Таблиця 3.2. Вимоги національних стандартів до складу біометану

Компонент	Од.виміру	Австрія	Франція	Бельгія	Чехія	Німеччина	Нідерланди	Швеція	Швейцарія
CH ₄	% об.	≥96	≥86	≥86	≥95		≥85	≥97	≥96
CO ₂		≤3	≤2,5	≤2,5	≤5	≤6 (сух)	≤6	≤3	≤3
O ₂		≤0,5	≤0,01		≤0,5	≤0,5 (вол) 3 (сух)	≤0,5	≤0,5	≤4
H ₂		≤4	≤6	≤0,1		≤5	≤0,5	≤0,5	≤4
CO			≤2	≤0,2			≤1		
S _{заг}	мг/нм ³	≤10	≤30	≤30	≤30	≤30	≤45	≤23	≤30
H ₂ S (+COS у Франції та Бельгії)		≤5	≤5	≤5	≤7	≤5	≤5	≤10	≤5
Меркаптани		≤6	≤6	≤6	≤5	≤15	≤10		≤5 ppmV
Хладони		0	≤1 (Cl) ≤10 (F)	≤1 (Cl) ≤10 (F)	≤1,5 (F+Cl)	0	≤50/25 (Cl/F)		≤1
Важкі метали			≤1 (μг, Hg)	≤1 (μг, Hg)		≤5			≤5
Силоксани		≤10			≤6 (Si)		≤5 ppm (Si)		
Аміак		техн. відсутні	≤3	≤3			≤3	≤20	≤20
H ₂ O				≤110				≤32	
Точка роси	°C	≤-8, 40 бар	≤-5, Pmax		≤-10	темпл.грунту	≤-10, 8 бар	≤ tmin-5	Відсутність конденсатоутворення
Одорант		за вимогою	15-40 мг ТНТ/м ³			за вимогою	>10, 18-40 мг ТНТ/м ³		
Частинки		техн. відсутні	техн. відсутні		немає частинок	немає частинок	техн. відсутні	≤ 1 (μмоль)	

3.3. Методи очистки біогазу до біометану

Вибір методу очищення залежить від того, як саме планується використовувати очищений біогаз.

Технології збагачення біогазу базуються на таких методах, як абсорбція, адсорбція, фільтрація та кріогенний поділ.

3.3.1. Абсорбційні методи очистки біогазу

Для очищення біогазу від кислих компонентів, таких як сірководень та вуглекислий газ використовують абсорбційні методи [28]. Абсорбційні процеси очищення газу поділяються на три групи в залежності від природи взаємодії кислих компонентів газу з молекулами абсорбенту:

1. Хімічні (хемосорбційні);
2. Фізичні;
3. Фізико-хімічні;

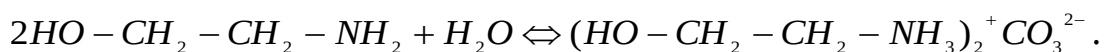
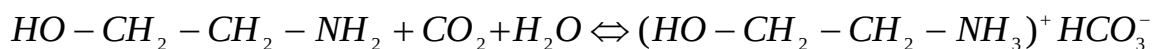
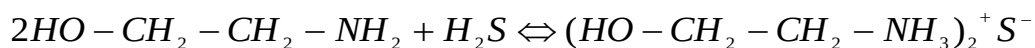
Хемосорбційні методи

Процеси хімічної абсорбції базуються на взаємодії кислих газів із активними компонентами абсорбенту у водному розчині. Хемосорбційні методи, зокрема амінові, широко використовуються для видалення кислих домішок, таких як сірководень і діоксид вуглецю, із вуглеводневих газів. Назви цих методів пов'язані з типом поглинального розчину, який використовується: моноетаноламіновий, діетаноламіновий тощо. Очищення амінами проводять за умов тиску 2-7 МПа, температури 30-70 °С, і концентрації аміну від 10% до 50% маси, залежно від конкретного типу з'єднання.

У промисловості найпоширенішими хімічними абсорбентами є водні розчини амінів:

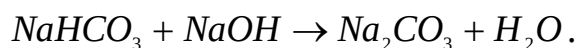
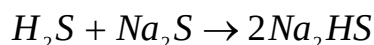
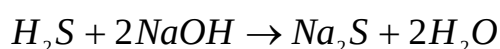
- первинні — моноетаноламін (МЕА);
- вторинні — діетаноламін (ДЕА), діізопропаноламін (ДІПА);
- також застосовуються розчини гідроксиду натрію.

Метод МЕА використовує як хемосорбент водний розчин моноетаноламіну з концентрацією 15-30% мас. Реакції між МЕА і кислими газами, такими як сірководень і діоксид вуглецю, відбуваються за наступними схемами:



Розчини моноетаноламіну ефективно здійснюють тонку очистку біогазу від H_2S та CO_2 у широкому діапазоні концентрацій. Порівняно з іншими амінами, МЕА має складніший процес регенерації, однак він поглинає меншу кількість вуглеводневих компонентів. Основним недоліком МЕА є його висока реакційна здатність щодо органічних сірковмісних сполук, що призводить до утворення побічних продуктів, а також висока корозійна активність розчинів.

При використанні розчину $NaOH$ для очищення біогазу також відбувається видалення сірководню та діоксиду вуглецю, відповідно до наступних рівнянь реакцій:



Спрощена технологічна схема хемосорбційного методу розділення показано на рис.3.1.

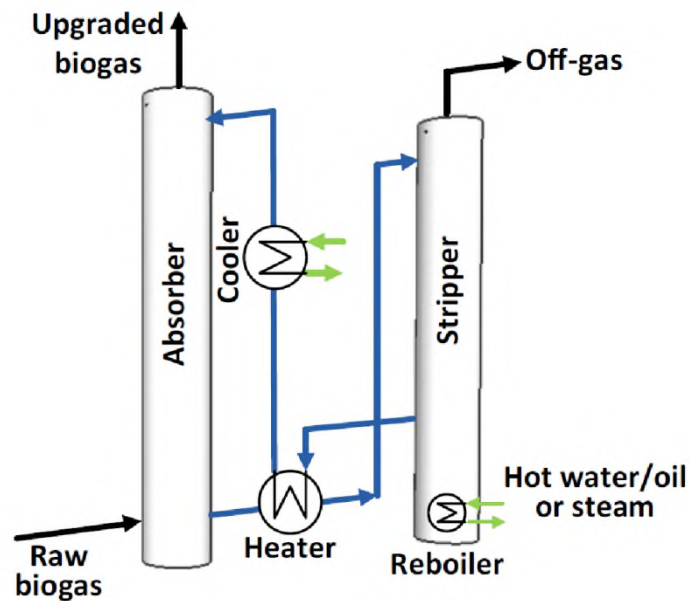


Рис.3.1. Схема очистка біогазу шляхом абсорбції в амінах

Основним недоліком цієї технології є високе споживання енергії, оскільки для регенерації хімічних розчинників потрібна велика кількість високотемпературного тепла [29].

Фізичні абсорбційні методи

У процесах фізичної абсорбції видалення кислих домішок базується на відмінності в розчинності компонентів біогазу в абсорбенті. Під час контакту газу з фізичним абсорбентом встановлюється рівновага між рідкою та газовою фазами компонентів, що підлягають видаленню. Цей процес описується константою фазової рівноваги, яка визначається як співвідношення концентрацій компонентів у газовій і рідкій фазах:

$$K_i = \frac{Y_i}{X_i}.$$

Механізм дії фізичних абсорбентів базується на вибіркового розчиненні кислих компонентів газу в рідині без участі хімічних реакцій. Поглинання газу триває доти, поки його парціальний тиск у газовій фазі перевищує рівноважний тиск над розчином. Для досягнення високої

ефективності процесу необхідне використання чистого абсорбенту та створення протитечії у колоні.

Метод фізичної абсорбції дозволяє видаляти всі кислі компоненти біогазу (H_2S , CO_2) одночасно. Однак порівняно з хімічною абсорбцією, фізичні методи характеризуються меншою селективністю, оскільки фізичні абсорбенти також активно поглинають вуглеводні, що знижує ефективність розділення. Найчастіше використовуються поліетиленгліколі, такі як Selexol або Genosorb.

Водяний скруббер

Цей процес заснований на фізичному поглинанні, де розчинником є вода. Принцип заснований на різній розчинності в воді між CH_4 і CO_2 , причому діоксин вуглецю має набагато більш високе значення в порівнянні з метаном. Крім того, сірководень також може бути видалений, оскільки його розчинність в воді навіть вище, ніж у CO_2 . Проте, H_2S є отруйним і після розчинення у воді може викликати корозію, тому зазвичай рекомендується попередня обробка біогазу для видалення H_2S [30]. В даний час водний скруббер є найпоширенішою технологією, на частку якої припадає приблизно 41% світового ринку виробництва біометану.

Технологічна схема представлена на рисунку 3.2. Тиск в колоні поглинання часто становить 6-10 бар, хоча може бути у межах 10–20 бар. У колоні миттєвого випаровування процес відбувається при тиску 2-4 бар, що дозволяє виділяти газову фазу з високим вмістом CO_2 (80-90% CO_2 і 10-20% CH_4), яка повертається в процес впуску. Декомпресія води до атмосферного тиску в десорбційній колоні, часто супроводжується уприскуванням повітря, що призводить до остаточної регенерації абсорбенту, який повертається в абсорбційну установку. Необхідна кількість води ($\text{м}^3/\text{год}$) залежить від тиску і температури води. Технологія дозволяє отримувати біометан з вмістом CH_4 близько 80-99% в залежності від вмісту газів, таких як N_2 і O_2 , які не можна відокремити від CH_4 .

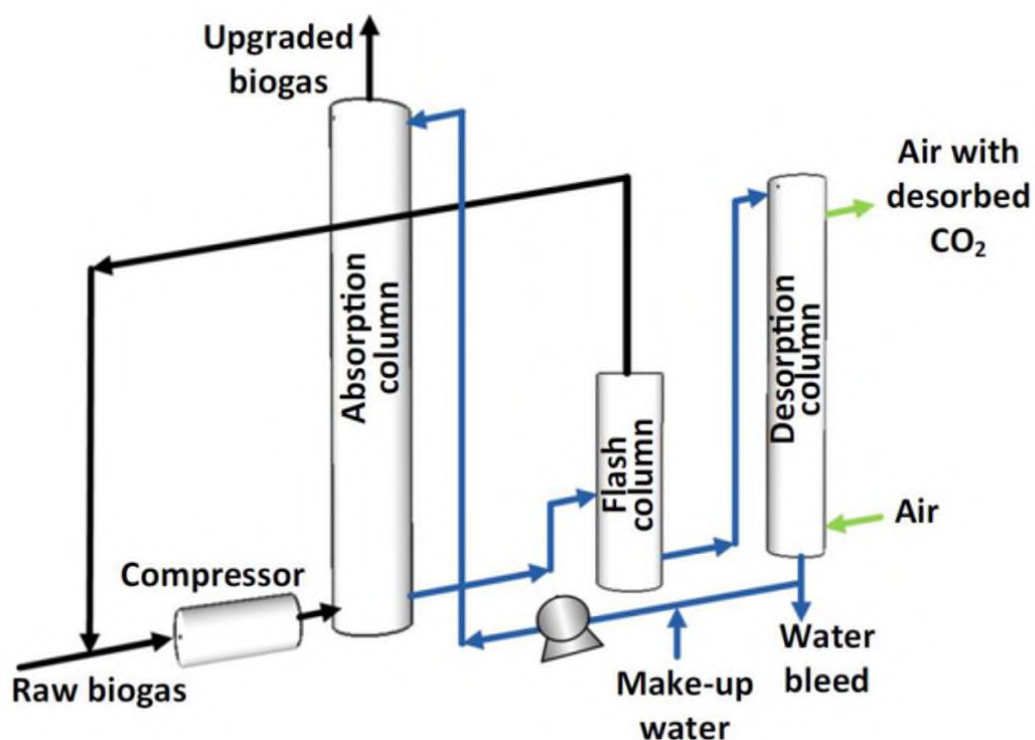


Рис. 3.2. Очистка біогазу методом водяного скрубера.

Фізико-хімічні абсорбційні методи

У процесах фізико-хімічної абсорбції використовують комбіновані абсорбенти - суміш фізичного абсорбенту з хімічним. Фізико-хімічні абсорбенти позбавлені недоліків фізичних абсорбентів, що дозволяють очищати тільки гази з високим парціальним тиском кислих компонентів і недоліків найбільш поширених хімічних абсорбентів - амінів. Комбіновані абсорбенти забезпечують глибоке відділення H_2S та CO_2 : основна кількість кислих компонентів витягується фізичним абсорбентом, а тонке очищення відбувається хімічним [27].

Для цих абсорбентів характерні проміжні значення розчинності кислих компонентів газу. Найбільше промислове застосування знайшов абсорбент сульфінол, розроблений фірмою «Шелл Ойл Компані», що представляє собою суміш діізопропанол аміну (30-45%), сульфолану (діоксиду тетрагідротіофена 40-60%) і води (5-15%). В останні роки широко почав входити в промислові процеси абсорбент «укарсол», розроблений фірмою

«Юніон карбайд» (США) і представляє собою суміш метилдіетаноламіну, алкілових ефірів поліетиленгліколю і води.

Загальними недоліками абсорбційних методів очистки біогазу є:

1. Громіздкість устаткування (абсорбційні колони);
2. Висока матеріалоємність обладнання;
3. Токсичність використовуваних абсорбентів;
4. Необхідність проведення регенерації абсорбентів;
5. Високі енерговитрати при регенерації абсорбентів.

3.3.2. Адсорбція при змінному тиску

Процес адсорбції при змінному тиску використовує той факт, що під високим тиском, гази мають тенденцію бути притягнуті до поверхні твердого тіла, або «адсорбованого». Чим вище тиск, тим більше газу адсорбується. В якості сорбуючих матеріалів зазвичай застосовують активоване вугілля, силікагель, активований оксид алюмінію, цеоліти та полімерні сорбенти. Коли тиск знижується, газ вивільняється, або десорбує. Процеси можуть бути використані для поділу газів в суміші, так як різні гази, як правило, притягуються до різних твердих поверхонь більш або менш сильно.

Отже, CH_4 можна відокремити від N_2 , O_2 та CO_2 , оскільки молекула CH_4 більша, чим інші молекули газу. В даному методі вологу та H_2S видаляють на попередньому етапі. Загалом, адсорбція - це переривчастий процес, але застосування декількох адсорбційних колон перетворює переривчастий процес в безперервний (рис. 3.3). У той час, як одна колона адсорбує молекули CO_2 з основного потоку CH_4 , інші адсорбційні колони регенеруються. Стадія адсорбції зазвичай працює при тиску 4-10 бар, щоб збільшити утримання CO_2 всередині адсорбуючого матеріалу. Коли ємність насичується CO_2 , фаза продувки починається з заповнення наступної ємності (попередньо регенерованої) газом, що виходить. Насичена колона скидається до тиску навколишнього середовища і продувається збагаченим біогазом для

завершення регенерації шару адсорбентів. Технологія дозволяє отримувати біометан з вмістом CH_4 близько 95-98%.

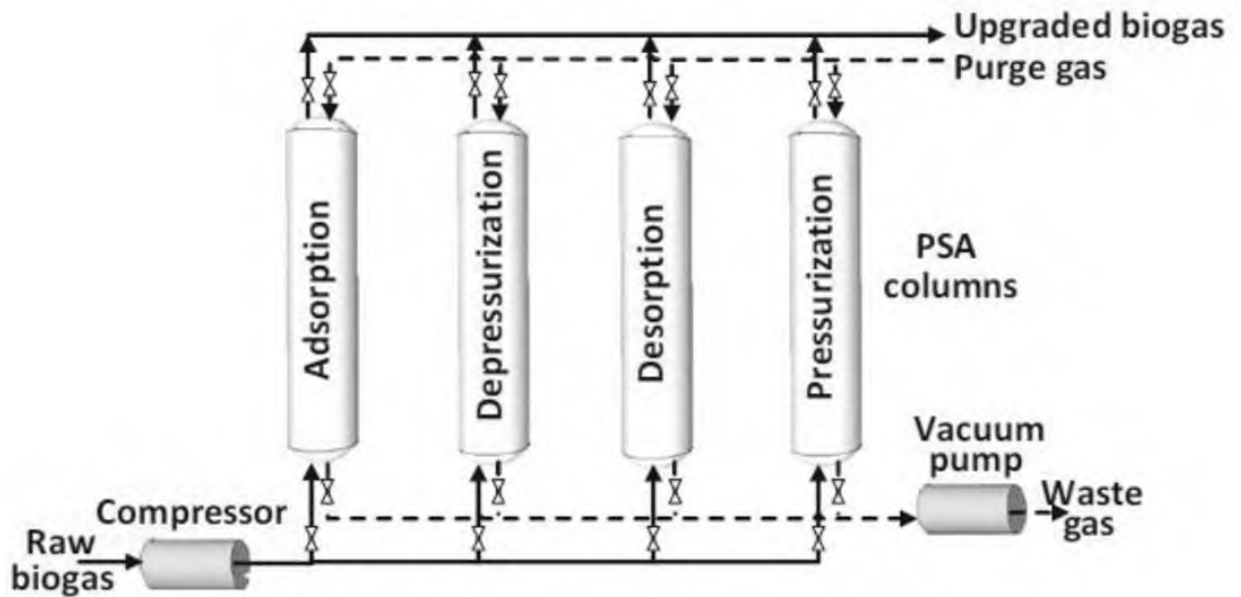


Рис. 3.3. Модернізація біогазу методом адсорбції при змінному тиску

Недоліками адсорбційного методу розділення біогазу є:

1. Висока матеріалоемність обладнання;
2. Необхідність проведення регенерації адсорбентів і періодична заміна адсорбентів, які виробили свій ресурс;
3. Висока вартість адсорбентів;
4. Втрати адсорбованих компонентів внаслідок неповної десорбції.

3.3.3. Мембранна сепарація

Метод мембранного розділення ґрунтується на різній проникності компонентів газової суміші через селективно проникну перегородку, яка розділяє апарат на дві робочі зони. Така перегородка включає три основні елементи: мембрану, пористу підкладку та конструктивні елементи, що забезпечують її механічну стійкість.

Газова суміш, що подається в мембранний апарат під тиском, потрапляє в напірний канал. Завдяки різній проникності компонентів крізь мембрану, склад суміші змінюється:

4. Легкопроникаючі компоненти проходять через селективний шар мембрани й виводяться через дренажний канал.
5. Важкопроникаючі компоненти залишаються в суміші, яка виводиться із розділового апарату окремо.

Для селективного виділення CO_2 і H_2S з біогазу, в промисловому масштабі використовують тільки полімерні мембрани, або мембрани на основі блок-сополімерів: плоскі асиметричні мембрани з ацетату целюлози, ультратонкі (з товщиною селективного шару до 200 А) мембрани з сополімера полікарбонату з поліметилсилоксану (МЕМ-079); У таблиці 3.3 наведені фактори поділу мембран різних типів.

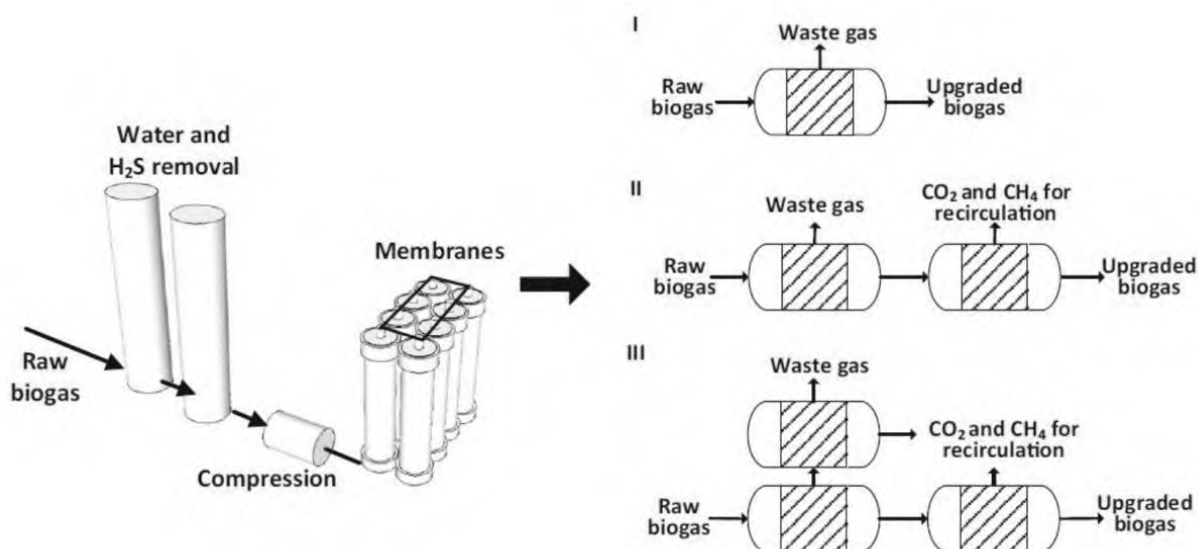


Рис. 3.4. Очистка біогазу методом мембранної сепарації

Таблиця 3.3. Характеристики мембран різних типів при різниці тисків $\Delta P=0,31\text{МПа}$

Матеріал мембрани / виробник	Фактор розділення	
	CO_2/CH_4	$\text{H}_2\text{S}/\text{CH}_4$
Ацетат целюлози / «Гассен»	30,6	50,6
Ацетат целюлози / «Дюпон»	24	36
Сополімер полікарбонату з поліметилсилоксаном МЕМ-079 / «Монсанто»	16,2	-

Недоліками мембранних методів розділення газових сумішей є:

1. Висока вартість мембран і мембранних установок;
2. Необхідність створення великих перепадів тиску при проведенні процесу мембранного розділення;
3. Необхідність попередньої підготовки газу, що включає осушку і очищення від механічних домішок;
4. Невисока продуктивність.

3.3.4. Кріогенна сепарація

Кріогенна сепарація - це процес ізобарного охолодження газу до температур, при яких при заданих тиску та складі газу з'являється рідка фаза [31]. Поділ вуглеводневих газів методом НТК здійснюється шляхом охолодження газового потоку до заданої температури з наступним поділом в сепараторах газової і рідкої фаз. Температура кипіння метану $-161,5^{\circ}\text{C}$, а вуглекислого газу $-78,5^{\circ}\text{C}$. При пониженні температури в умовах надлишкового тиску CO_2 переходить в рідкий стан, в той час коли метан знаходиться ще в газоподібному стані. На попередніх етапах з біогазу видаляють вологу та сірководень.

Недоліками кріогенної сепарації газових сумішей є:

1. Матеріалоємність обладнання;
2. Необхідність створення низьких температур;
3. Високі енерговитрати, пов'язані з підтриманням низьких температур;
4. Необхідність проведення попередньої осушки газів для запобігання утворення газових гідратів в процесі поділу при низькій температурі.

В табл. 3.4 наведена порівняльна характеристика розглянутих технологій збагачення біогазу по показникам споживання енергетичних та матеріальних ресурсів, а також основним параметрам процесу.

Таблиця 3.4. Порівняльна характеристика технологій збагачення біогазу [30]

		Адсорбція при змінному тиску	Водяний скруббер	Фізична абсорбція органічними сорбентами	Хімічна абсорбція органічними сорбентами	Мембранна сепарація	Кріогенна сепарація
Споживання е/е	кВт·год/ нм ³ БГ	0,2- 0,25	0,2- 0,3	0,23- 0,33	0,06- 0,15	0,18- 0,25	0,18- 0,33
Споживання тепла	кВт·год/ нм ³ БГ	0	0	0,3	0,5-0,8	0	0
Температура теплоносія	°С	-	-	55-80	110- 160	-	-
Необхідний тиск в системі	бар	4-7	5-10	4-7	0,1-4	5-10	
Втрати метану	%	1-5	0,5-2	1-4	0,1	2-8	
Необхідність очистки відхідних газів (вимоги стандартів)		так	так	так	ні	так	так
Тонка доочистка біогазу від сірководню		так	ні	ні	так	реком	так
Потреба в воді		ні	так	ні	так	ні	ні
Потреба в хімічних реагентах		ні	ні	так	так	ні	ні

Аналіз технологій показав, що очищення біогазу є ключовим етапом у перетворенні його на біометан, придатний для використання в якості заміни природного газу. Це забезпечує підвищення енергетичної цінності газу, розширення сфер його застосування та відповідність вимогам технічних стандартів, таких як DVGW G260 та G262.

Виділено основні методи очищення:

- Фізичні методи: абсорбція водою, мембранна сепарація, кріогенна дистиляція.
- Хімічні методи: амінове очищення, адсорбція на активованому вугіллі.

Кожен метод має свої переваги й обмеження залежно від вимог до якості біометану та обсягів виробництва.

Перспективними напрямками є впровадження газогідратних методів очищення, оптимізація енергоспоживання та створення компактних систем для малих і середніх установок.

РОЗДІЛ 4

МЕТОДИ ПАРАМЕТРИЗАЦІЇ УМОВ ГАЗОГІДРАТНОЇ ОЧИСТКИ БІОГАЗУ

4.1. Газові гідрати-кристалічні структури клатратного типу

4.1.1. Короткі відомості про будову газових гідратів

Газові гідрати належать до нестехіометричних клатратних сполук. Вони формуються шляхом включення молекул газу (молекул-гостей) у порожнини льодоподібного каркасу, який утворений молекулами води, з'єднаними водневими зв'язками (каркас-господар) [32]. Молекули гостей і господаря взаємодіють через ван-дер-ваальсові сили, без утворення хімічних зв'язків. Ця взаємодія забезпечує стабілізацію водних клатратних каркасів, які термодинамічно менш стабільні, ніж гексагональний лід при температурах нижче 273 К або рідка вода при температурах вище 273 К [33].

Молекули води завдяки своїй тетраедричній координації та гнучкості водневих зв'язків здатні утворювати різноманітні кристалічні каркаси. Ці структури включають порожнини молекулярного розміру, що пояснює існування численних твердих фаз води (гексагональний і кубічний лід, лід високого тиску, а також різні клатратні структури).

Методи рентгенівської спектроскопії, ЯМР-аналізу, нейтронної дифрактометрії та кристалохімічного моделювання показали, що клатратні гідрати містять порожнини різної форми (рис. 4.1) [34]:

- Малі порожнини: 12-гранні додекаедри (D, D/).
- Великі порожнини: 14-гранники (T), 15-гранники (T/), 16-гранники (P), 20-гранники (H, E).

Порожнини утворюються за рахунок атомів кисню на вершинах поліедрів, а ребра представлені водневими зв'язками [35].

Малі порожнини (D): найбільш енергетично вигідні, оскільки кут між водневими зв'язками становить 108° , що близьке до тетраедричного кута.

Великі порожнини (*T, P, H, E*): демонструють певну деформацію, яка проявляється у варіаціях довжин ребер і кутів між водневими зв'язками.

Включення гостьових молекул призводить до додаткової деформації порожнин, особливо великих, форма яких суттєво відрізняється від сферичної. Наприклад, найбільша порожнина (*E*) має значно нерівномірну форму [36].

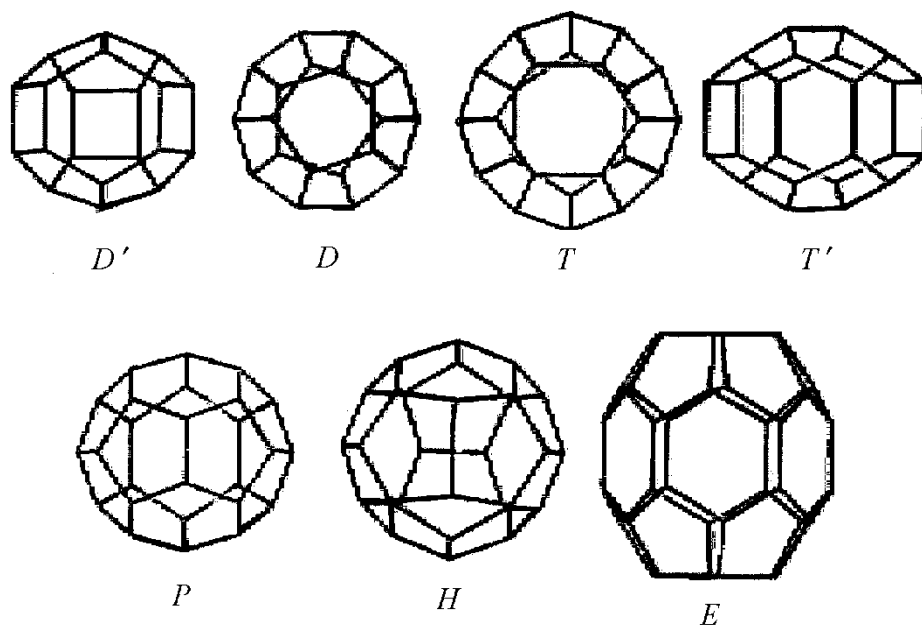


Рис.4.1. Порожнини в водних клатратних каркасах

У порожнинах водного каркаса можуть розташовуватися молекули-гості як з невеликим ван-дер-ваальсовим радіусом, наприклад CH_4 , Ar , H_2S - у всіх типах порожнин, починаючи з *D*, *D'*, і молекули C_2H_6 , CO_2 - в *T*-порожнинах, так і більші молекули типу C_3H_8 , *i*- C_4H_{10} , *n*- C_4H_{10} - в *H*-порожнинах, а дуже великі молекули, наприклад, метилциклогексана, можуть розміститися тільки в *E*-порожнинах.

Основними кристалічними структурами газових гідратів є кубічні структури КС-I, КС-II і гексагональна структура ГС-Н (рис.25) [37].

У клатратних гідратах КС-I елементарний осередок містить 46 молекул води, які утворюють дві малі (*D*) і шість великих (*T*) порожнин. У гідратах КС-II на елементарну комірку припадає 136 молекул води, 16 малих (*D*) і 8

великих (H) порожнин. У гідратах ГС-Н на одну велику порожнину E припадає п'ять малих порожнин (D і D'). Особливість цієї структури - наявність дуже великих порожнин, які можуть заповнюватися великими молекулами (метилциклогексан, циклооктан, адамантан), причому без заповнення значної частки малих D - і D' - порожнин молекулами так званого допоміжного газу (наприклад CH_4 , H_2S) стабілізація цієї структури неможлива [38].

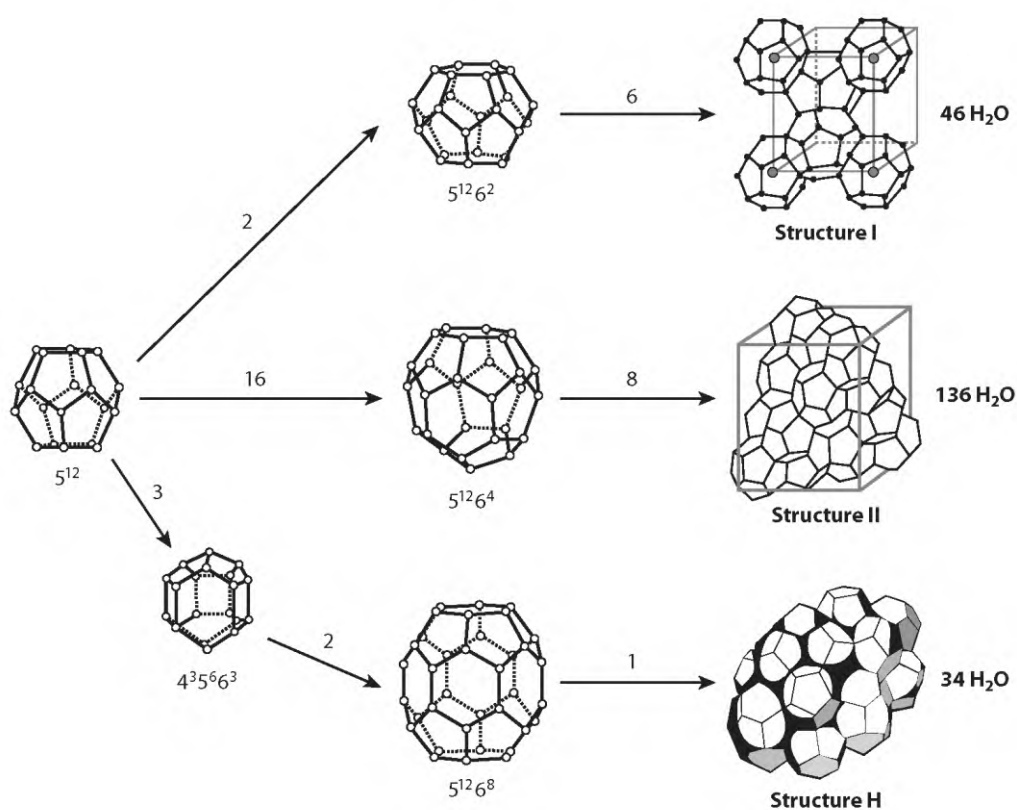


Рис.4.2. Кристалічні структури газових гідратів

Порожнини у водних клатратних каркасах можуть бути заповнені молекулами газів як повністю, так і частково. Ступінь заповнення залежить від характеру взаємодії між молекулами-гостями та молекулами води, а також від термодинамічних умов. Раніше вважалося, що кожна порожнина здатна вміщувати лише одну молекулу газу. Проте сучасні дослідження показали, що за умов дуже високого тиску можливе заповнення порожнин двома або більше молекулами [39].

Аналізуючи ван-дер-ваальсові розміри порожнин і молекул-гостей, можна якісно оцінити можливість утворення гідратів певної структури:

- Молекули розміром 4,2–5,6 Å найкраще стабілізують гідрати структури КС-I.
- Молекули розміром до 7,2 Å сприяють формуванню гідратів структури КС-II.
- Молекули з розмірами до 9,2 Å здатні стабілізувати гідрати структури ГС-Н.

Утім, для структури ГС-Н недостатнє заповнення лише великих Е-порожнин. Наявність значної кількості вакантних малих порожнин робить такі структури термодинамічно нестабільними. Для забезпечення стійкості потрібне заповнення малих порожнин молекулами допоміжного газу, що утворюють подвійні гідрати.

Молекули-гості з проміжними розмірами, наприклад циклопропан, здатні утворювати як гідрати структури КС-I, так і КС-II, залежно від термобаричних умов. Це робить їх поведінку варіативною і залежною від конкретних умов утворення.

Розуміння взаємодії молекул-гостей із порожнинами водних клатратів дозволяє прогнозувати їхню стабільність і структуру, що є важливим для застосування гідратів у різних галузях, включаючи зберігання та транспортування газів.

Процеси гідратоутворення знайшли застосування в різних галузях промисловості завдяки своїй універсальності та ефективності. Основні напрями їх використання:

- Розділення газових сумішей на основі відмінностей у термодинамічних умовах утворення гідратів окремими компонентами.
- Зберігання газів у гідратному стані, що дозволяє значно зменшити об'єм газу за рахунок переходу в гідратну форму.
- Осушення газів шляхом зв'язування вологи у вигляді гідратів і подальшого їх виведення з потоку.

4.1.2. Використання газогідратів, як твердих розчинів, для розділення газових сумішей.

Газогідратна кристалізація є сучасним методом розділення газових сумішей, що базується на здатності молекул газів утворювати гідрати (клатрати) у присутності води за певних термобаричних умов (рис.4.3) [40]. Цей підхід демонструє ефективність для відділення окремих компонентів із складних газових потоків, таких як біогаз, природний газ чи промислові газові відходи.

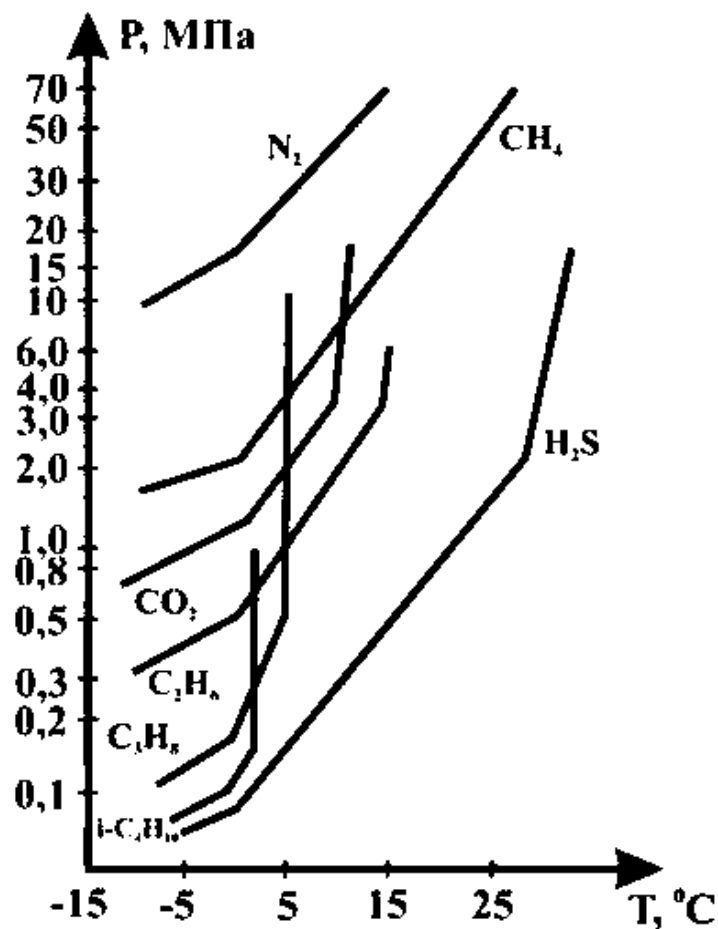


Рис. 4.3. Залежність термобаричних умов гідратоутворення для різних газів

Основними процесами газогідратної технології для розділення газових сумішей є утворення і плавлення газогідратів, параметри яких можна гнучко змінювати в залежності від концентрації компонентів суміші газів та вимог до якості отриманих окремих газів, як товарних продуктів.

Газові гідрати являють собою молекулярні комплекси, які утворюються шляхом включення молекул газової суміші в порожнину кристалічного каркаса, побудованого з молекул гідратоутворювача (води). Якщо кристалічний каркас не заповнений мінімальною кількістю молекул газу, то він термодинамічно нестійкий. Газові гідрати можуть утворюватися, якщо тиск в системі більше критичного, названого тиском дисоціації $P_{дис}$. Тиск дисоціації істотно залежить від складу біогазу і його температури.

Внаслідок утворення газогідратів відбувається перерозподіл компонентів: в газовій суміші збільшується концентрація компонента рівноважний тиск гідратоутворення якого при даній температурі вищий (або який взагалі не утворює газогідрати), а в газогідратах збільшується концентрація компонента, рівноважний тиск гідратоутворення якого при даній температурі нижчий. Метод розділення компонентів газової суміші за допомогою газових гідратів можна назвати газогідратним фракціонуванням [40].

Переваги методу:

- Селективність: газогідратна кристалізація дозволяє відділяти певні компоненти навіть у сумішах із низькою концентрацією цільового газу.
- Енергоефективність: Порівняно з методами зрідження чи хімічного поглинання, процес потребує менших енергетичних витрат за умов оптимізації.
- Екологічність: Метод не використовує токсичних реагентів, а вода, що є основним агентом, легко регенерується.
- Універсальність: Підходить для широкого спектра газів, включаючи парникові (CO_2 , CH_4) та промислові газу.

Газогідратна кристалізація є перспективним методом розділення газових сумішей завдяки своїй селективності, енергоефективності та екологічності. Незважаючи на технологічні виклики, метод має великий потенціал для очищення біогазу, покращення якості природного газу та

утилізації парникових газів. Подальший розвиток обладнання та оптимізація процесів здатні зробити цей підхід більш конкурентоспроможним у промислових масштабах [37].

4.2. Параметризація термодинамічних умов газогідратного фракціонування біогазу для відділення домішок

Першим завданням при розробці технологічних процесів, пов'язаних з гідратоутворенням, є прогнозування термобаричних умов, при яких можливе утворення гідратів.

Для вирішення цього завдання спочатку використовували інженерні методи ручних обчислень, що дозволяють виконувати такі розрахунки без допомоги комп'ютера. Ці методи широко застосовуються для наближеної оцінки умов гідратоутворення. До них відносяться: розрахунок по рівноважним кривим (густині газу), по розрахунковим рівнянням Г.В.Пономарьова, по константам рівноваги (метод Катца), з використанням додатків статистичної теорії гідратів.

Метод розрахунку за густиною газу був розроблений професором Катцом зі співавторами в 40-х роках. Зручність цього методу - в його простоті, оскільки використовується всього лише одна діаграма. Діаграма являє собою простий графік залежності P - T , де третім параметром є густина газу. Така діаграма в представлена на рис.4.4.

Відносна густина газу розраховується за:

$$\rho = \frac{M_{\text{газу}}}{M_{\text{нов}}}.$$

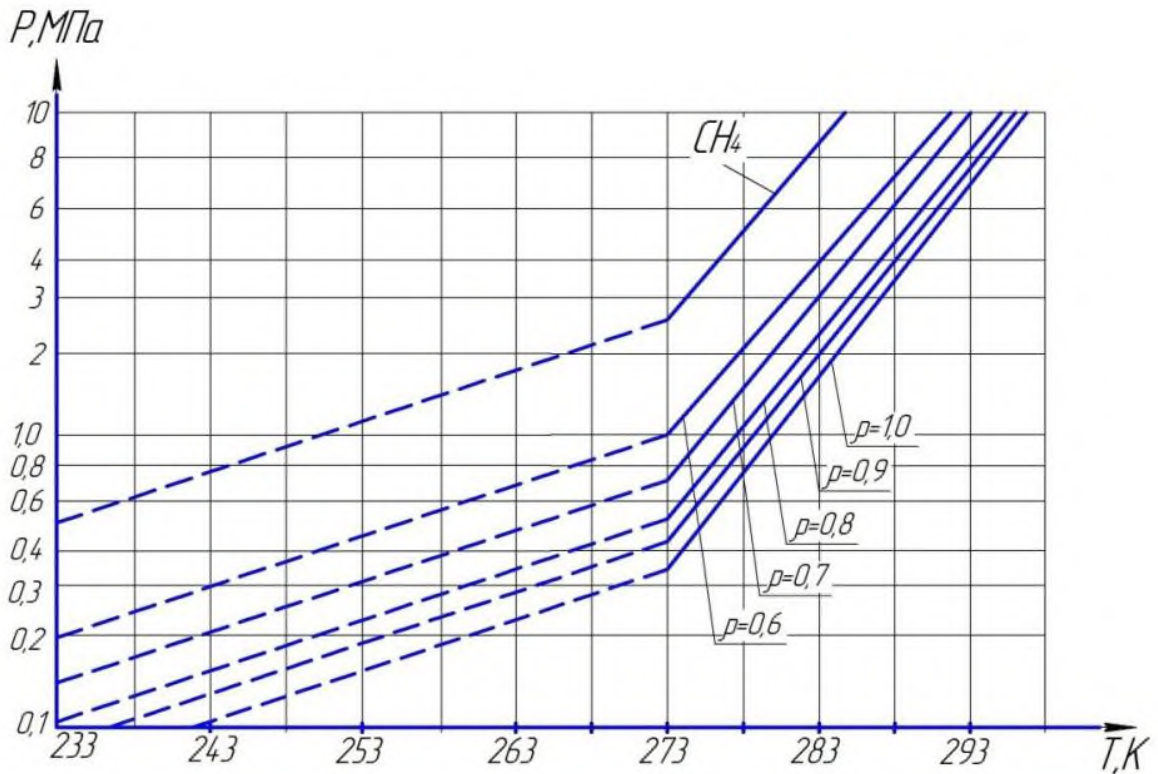


Рис.4.4. Залежність рівноважних параметрів гідратування природних газів від їх густини

Другим методом, що дозволяє виконувати обчислення вручну, є метод на основі констант рівноваги K . Спочатку цей метод розробили Карсон і Катц, але згодом він був доповнений новими даними і діаграмами. Одним з недоліків цього методу полягає в тому, що діаграми, спочатку складені Карсоном і Катц і охарактеризовані авторами як «попередні», потім відтворювалися без змін протягом багатьох років.

Коефіцієнт K визначається як показник розподілу даного компонента між гідратною і газовою фазами:

$$K_i = \frac{y_i}{s_i},$$

де y_i і s_i – молярні долі i -го компонента в газовій і гідратній фазах відповідно. Молярна доля визначаються на безводній основі, і вода в розрахунках не враховується. Передбачається, що в системі є достатня кількість води для утворення гідрату.

Константи рівноваги представлені на рисунку 4.5.

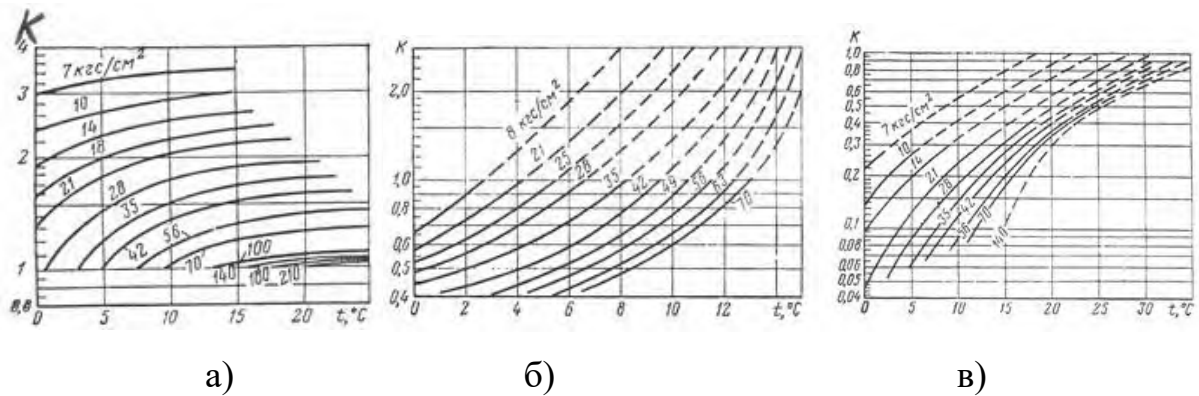


Рис. 4.5. Константи рівноваги газ-гідрат компонентів природного газу при додатніх температурах: а – метан, б – вуглекислий газ, в – сірководень.

Розглянемо застосування цього методу на прикладі визначення параметрів для суміші газу зі складом 60% CH_4 , 38% CO_2 , 2% H_2S . Виберемо початкове значення тиску рівним 4 МПа для зручності читання діаграми; проте для значень концентрації CO_2 при даному тиску потрібно використовувати екстраполяцію. Виконаємо другу ітерацію для тиску 5 МПа.

Підсумовування результатів ітерацій представлено нижче в таблиці 4.1. Діаграми не дозволяють провести відлік з точністю вище, ніж приблизно 1 МПа. Тому немає сенсу продовжувати ітерації далі, хоча він дає вельми грубу оцінку.

Таблиця 4.1. Результати розрахунку за допомогою методу на основі констант рівноваги K

Компоненти газової суміші	4 МПа		5 МПа	
	K_i	y_i/K_i	K_i	y_i/K_i
CH_4	1,5	0,547	1,35	0,607
CO_2	3	0,042	2	0,063
H_2S	0,21	0,257	0,18	0,300
$\Sigma = 0,846$			$\Sigma = 0,970$	

Шляхом лінійної екстраполяції на підставі результатів, зазначених у таблиці 4.1, отримаємо тиск 5,24 МПа. Результат розрахунку трохи перевищує експериментальне значення. Отримана помилка значною мірою обумовлена фізичними можливостями зчитування значень з діаграми. Також враховується необхідність виконання екстраполяції на деяких кривих.

Г. В. Пономарьов запропонував універсальні формули, отримані на основі обробки експериментальних даних за умовами гідратоутворення природних газів різного складу і певною мірою враховують вплив складу газу.

Ці рівняння мають наступний вигляд: при додатніх температурах

$$t_p = 18,47 \lg p_p - B$$

або

$$\lg p_p = 0,0541(t_p + B);$$

при від'ємних температурах

$$t_p = -58,5 \lg p_p + B_1$$

або

$$\lg p_p = 0,0171(B_1 - t_p),$$

де t_p - рівноважна температура гідратоутворення, °C; p_p - рівноважний тиск гідратоутворення, атм.

Розрахунок рівноважного параметрів з використанням програми статистичної теорії гідратів.

Згідно з основними положеннями статистичної теорії, термодинамічні умови існування гідратів в загальному вигляді виражаються рівнянням:

$$\ln Z = Y,$$

де $\ln Z$ - відношення тисків парів води над водою (або льодом) і метастабільним «порожнім» гідратом; Y - різниця хімічних потенціалів води в метастабільному гідраті та воді (або льоді).

Ліва частина рівняння - функція температури (тиск парів залежить тільки від температури), права - функція температури і тиску (від

температури залежать константи Ленгмюра компонентів суміші, а від парціальних тисків компонентів - ступені заповнення гідратної решітки). Таким чином, якщо для суміші даного складу відомі залежності $\ln Z = f(T)$ та $Y = f(T, p)$, то при фіксованому тиску можна обчислити температуру гідратуутворення і навпаки.

1. Для суміші газу задаємося значенням тиску, при, якому потрібно розрахувати температури початку гідратуутворення.

2. Розраховуємо парціальні тиски компонентів p_i при заданому загальному тиску газу за формулою $p_i = y_i \cdot p_{\text{заг}}$, де y_i - мольна доля i -того компонента в суміші.

3. Вибираємо за табл.4.2 значення констант A_1, A_2, B_1, B_2 для усіх компонентів суміші.

Табл.4.2. Константи A і B для розрахунку коефіцієнта Ленгмюра

Компонент	Структура I			
	малі порожнини		великі порожнини	
	A_1	B_1	A_2	B_2
CH ₄	6,9153	0,03155	6,0966	0,02792
CO ₂	14,9976	0,05884	15,2076	0,05886
	Структура II			
	малі порожнини		великі порожнини	
	A_1	B_1	A_2	B_2
CH ₄	6,0499	0,02844	6,2957	0,02845
CO ₂	23,035	0,09037	25,271	0,09781

4. Розраховуємо значення констант Ленгмюра c_i за рівнянням $c = e^{A-BT}$ для температур завідомо більших та менших, ніж рівноважна для малих та великих порожнин.

5. Розраховуємо значення $c_i p_i$ для указаних значень тисків для малих та великих порожнин, потім знаходимо $\sum c_i p_i$.

6. Розраховуємо ступінь заповнення малих та великих гідратних порожнин $\sum \theta_i$ за рівняннями типу

$$\theta_{i(1,2)} = \frac{c_{i(2)} p_i}{1 + c_{i(2)} p_i + c_{j(2)} p_j + \dots}.$$

для кожного компонента $i, j, \dots$ при T_1 та T_2 і заданих значеннях тисків.

7. Розраховуємо значення функції Y за рівнянням

$$Y = 0,2709 \ln(1 - \sum \theta_1) + 0,1354 \ln(1 - \sum \theta_2).$$

8. Знаходимо точку перетину ізобари з прямою залежності $\ln Z = f(T)$.

Методи ручних обчислень можуть бути корисні для наближеної оцінки умов гідратуутворення. На жаль, недоліком цих методів є їх невисока точність. Як загальне правило, чим менше вихідної інформації потрібно для розрахунку, тим буде нижче точність його результатів. Проте ці методи до цих пір залишаються досить популярними.

З появою потужних персональних комп'ютерів робота інженера-проектувальника стала набагато простіше. Інженеру більше не доводиться покладатися на наближені ручні методи обчислень, як ті, що були розглянуті нами вище при розрахунку умов гідратуутворення. Крім того, в їх розпорядженні з'явився широкий спектр додаткових обчислювальних засобів. Це відноситься до розрахунків умов гідратуутворення, для виконання яких було розроблено декілька комп'ютерних програм.

В основу цих програм покладені строгі термодинамічні моделі, описані в літературі. Нижче коротко розглянуто три найбільш відомі моделі, розроблені із застосуванням методів статистичної термодинаміки, які використовуються при комп'ютерному моделюванні.

Модель Ван-дер-Ваальса і Платтеу

Першу модель для розрахунку умов гідратуутворення розробили Ван-дер-Ваальс (внук) і Платтеу [44]. Ними була запропонована статистична модель гідратуутворення. Процес концентрації неводних молекул в гідраті в цій моделі розглядається за аналогією з адсорбцією газу на твердому тілі. Для однієї молекули - гостя цей член виразу визначається таким чином:

$$\mu^H - \mu^\beta = RT \sum_i \nu_i \ln(1 - Y_i),$$

де ν_i - кількість порожнин i -го типу, а Y - функція ймовірності. Величина Y визначається як ймовірність того, що порожнина i -го типу виявиться зайнятою молекулою - гостем, і обчислюється за формулою:

$$Y_i = \frac{c_i P}{1 + c_i P}.$$

У цій формулі c_i є функцією зайнятості молекули - гостя і порожнини, а P - тиск. Хоча це і не очевидно з наведених тут пояснень, величини c_i є також функцією температури.

Наведемо простий приклад: оскільки молекули етану займають тільки малі порожнини в решітці гідрату I типу, відповідно, значення c_i , для молекул етану і малих порожнин решітки дорівнює нулю. З іншого боку, молекули метану, які також утворюють гідрат I типу, можуть займати як великі, так і малі порожнини решітки. Тому обидва показники c_i , для цього компонента не рівні нулю.

Модель Перріша і Праусніца

Принцип, спочатку запропонований Ван-дер-Ваальсом і Платтеузом, послужив гарною основою для розрахунку умов гідратоутворення, але він не забезпечував достатню точність необхідну для інженерних розрахунків. Однією з перших моделей, що забезпечували необхідну точність, була модель Перріша і Праусніца. Існують дві принципових відмінності між первісною моделлю Ван-дер-Ваальса і Платтеува і моделлю, запропонованою Перрішом і Праусніцом. По-перше, вони розширили можливість застосування своєї моделі для багатокомпонентних сумішей гідратоутворюючих речовин. Для цього вони використовували рівняння:

$$\mu^H - \mu^\beta = RT \sum_i \nu_i \ln(1 - \sum_K Y_{Ki}),$$

де друга сума обчислюється за всіма компонентами суміші. Функція ймовірності для кожного окремого компонента при цьому приймає вигляд:

$$Y_{ki} = \frac{c_i P_K}{1 + \sum_j c_{ij} P_j}.$$

У цій формулі сума також обчислюється за всіма компонентами суміші, а P з нижнім індексом позначає парціальний тиск даного компонента. Інші компоненти суміші також включаються у вираз, оскільки їх молекули конкурують між собою за заповнення тих же порожнин решітки. Таким чином, присутність інших молекул-гостей зменшує для даної молекули-гостя ймовірність проникнення в кристалічну решітку гідрату.

По-друге, Перріш і Праусніц замінили парціальний тиск у формулі (4.6) на летючість. Ми будемо розглядати летючість як міру «виправленого» тиску з урахуванням відхилень від ідеальності. При введенні летючості в формулу (4.6) остання приймає вигляд:

$$Y_{ki} = \frac{c_i \hat{f}_K}{1 + \sum_j c_{ij} \hat{f}_j},$$

де $\hat{f}$ - летючість i -го компонента газової суміші. Це дозволило врахувати в моделі відхилення від ідеальності в газовій фазі і, таким чином, розширити можливість її застосування для більш високих значень тиску.

Крім того, деякі з параметрів моделі були скориговані, щоб відобразити перехід від тиску до летючості, а також підвищити адекватність моделі в цілому. Зокрема, в моделі, заснованій на летючості, потрібний інший набір значень c_i , ніж в моделі на основі тиску.

Модель Нге і Робінсона

Наступним важливим досягненням стала модель Нге і Робінсона [38]. Розроблену ними модель використовувати для розрахунку умов гідратуутворення в рівноважних системах з рідкими вуглеводнями. Для цього насамперед треба було ввести в рівняння параметри зміни ентальпії та зміни об'єму або, щонайменше, скласти альтернативний варіант цього рівняння.

У моделі Нге і Робінсона значення летючості розраховувалися за допомогою рівняння стану Пенга і Робінсона. Це рівняння стану

застосовується як до газів, так і до неводних рідин. Крім того, параметри моделі були незначно скориговані, щоб врахувати перехід до рівняння Пенга-Робінсона. Аналогічним чином можна було використовувати рівняння Соаве [8] або будь-яке інше рівняння стану, що описує і гази, і рідини, але рівняння Соаве і Пенга-Робінсона (і їх варіанти) вже встигли себе добре зарекомендувати при застосуванні в газовій галузі.

Комп'ютерні методи моделювання

Сучасні комп'ютерні методи розрахунку термодинамічних умов гідратуутворення дозволяють швидко і точно визначати рівноважний тиск, температуру, фазовий склад та інші параметри системи. Ці методи базуються на інтеграції термодинамічних моделей, експериментальних даних та потужних обчислювальних алгоритмів.

Aspen HYSYS, OLGA, PVTsim, Hydrate++ - це спеціалізовані програмні пакети, які використовуються для моделювання умов гідратуутворення.

Можливості:

- Розрахунок рівноважного тиску і температури.
- Аналіз фазового складу (газова, рідка, тверда фази).
- Оцінка впливу інгібіторів (наприклад, метанолу, гліколю) на процес гідратуутворення.
- Моделювання багатокомпонентних газових сумішей.

Переваги:

- Інтуїтивно зрозумілий інтерфейс.
- Швидке отримання результатів для складних систем.
- Можливість аналізу широкого спектру умов (тиск, температура, склад суміші).

Недоліки:

- Висока вартість ліцензій.

Отже для параметризації термодинамічних умов гідратуутворення в процесах газогідратної очистки можна використовувати різноманітні

підходи: від інженерних спрощених методів з використанням констант рівноваги до сучасного комп'ютерного моделювання із застосуванням методів статистичної термодинаміки. Вибір методу залежить від постановки задачі, складу системи та необхідної точності результатів. Інтеграція цих методів дозволяє оптимізувати процеси гідратоутворення для промислового застосування.

4.3. Методи розрахунку кінетики процесів утворення газогідратів при фракціонуванні біогазу

Кінетика процесу гідратоутворення при фракціонуванні біогазу визначає швидкість формування гідратів, яка залежить від ряду факторів: температури, тиску, складу газової суміші, властивостей води та інших умов. Для моделювання та аналізу цього процесу використовуються різні підходи, які дозволяють описати його з фізико-хімічної точки зору. Нижче розглядаються різні кінетичні моделі процесу гідратоутворення, які знайшли практичне застосування.

Емпіричні моделі

Емпіричні моделі базуються на експериментальних даних і використовуються для отримання залежностей між умовами гідратоутворення (тиском, температурою) і швидкістю процесу.

Переваги: простота реалізації та мінімальні обчислювальні ресурси.

Недоліки: обмежена точність для нових систем або умов, що не досліджувались експериментально.

Емпіричне рівняння швидкості:

$$R = k \cdot (P - P_{eq})^n,$$

де R - швидкість утворення гідратів, k - константа швидкості, P - тиск, P_{eq} - рівноважний тиск, n - емпіричний показник.

Моделі на основі дифузії

Дифузійні моделі описують перенесення молекул газу через плівку на межі поділу фаз (газ/рідина) до зони гідратоутворення.

Кінетика переноситься на основі закону Фіка:

$$J = -D \cdot \frac{dC}{dx},$$

де J - потік молекул газу, D - коефіцієнт дифузії, $\frac{dC}{dx}$ - градієнт концентрації.

Враховується вплив температурного градієнта та швидкості перемішування.

Переваги: підходять для багатоконпонентних систем.

Недоліки: складність у визначенні точних значень дифузійних коефіцієнтів для реальних умов.

Моделі гетерогенного нуклеаційного процесу

Гідратоутворення починається з нуклеації — формування зародків гідратної структури. У моделях гетерогенного нуклеаційного процесу використовується підхід класичної теорії нуклеації:

$$J_n = A \cdot \exp\left(-\frac{\Delta G_c}{k_B \cdot T}\right),$$

де J_n - швидкість утворення зародків, A - частота зіткнень молекул, ΔG_c - енергія активації, k_B - стала Больцмана, T - температура.

Переваги: описує початкові етапи гідратоутворення.

Недоліки: не враховує вплив зовнішніх факторів, таких як механічне перемішування.

Термодинамічні моделі

Ці моделі засновані на аналізі енергетичних змін у системі під час гідратоутворення. Вони враховують рівноважний стан між газовою і рідинною фазами та включають розрахунки хімічного потенціалу.

Рівняння хімічного потенціалу:

$$\Delta\mu = \mu_g - \mu_p,$$

де μ_g - хімічний потенціал газу, μ_p - хімічний потенціал рідини.

Переваги: дозволяють врахувати вплив різних термодинамічних параметрів.

Недоліки: потребують значних обчислювальних ресурсів.

Комп'ютерне моделювання та CFD-аналіз

Сучасні підходи включають використання комп'ютерного моделювання на основі методів обчислювальної гідродинаміки (CFD) і молекулярної динаміки.

Особливості:

- Враховують складні фактори: турбулентність потоку, розподіл температур і концентрацій.

- Дають змогу моделювати поведінку багатокомпонентних сумішей.

Інструменти:

- ANSYS Fluent, COMSOL Multiphysics для моделювання потоків.
- GROMACS або LAMMPS для молекулярної динаміки.

Переваги: висока точність для складних систем.

Недоліки: вимагають високих обчислювальних потужностей.

Напівемпіричний метод A. Vysniauskas і P. R. Bichnoi

На основі механізму гідратоутворення і отриманих експериментальних даних A. Vysniauskas і P. R. Bichnoi розробили напівемпіричну модель кінетики гідратоутворення метану двоокису вуглецю, згідно з якою швидкість гідратоутворення визначається виразом:

$$r = A \cdot \exp\left(-\frac{\Delta E}{R \cdot T}\right) \cdot \exp\left(-\frac{\alpha}{\Delta T^\beta}\right) \cdot p^\gamma,$$

де r - швидкість гідратоутворення, $\text{см}^3/\text{см}^2 \times \text{хв}$;

A - предекспоненціальна константа $\text{м}^3/(\text{см}^2 \times \text{хв} \times \text{бар})$;

ΔE - енергія активації утворення газових гідратів, кДж/моль ;

R - газова постійна, кДж/(моль×К);

p – парціальний тиск, бар;

T - температура в системі, К;

γ - загальний порядок реакції по відношенню до тиску в системі.

Табл.4.3. Величини параметрів для різних систем

Параметр	Система	
	CH ₄ + H ₂ O	CO ₂ + H ₂ O
A	$4,554 \cdot 10^{-26}$	$2,165 \cdot 10^{-28}$
ΔE	-106,204	-125,856
γ	2,986	2,95
α	0,0778	0,054
β	2,411	2,38

Методи розрахунку кінетики процесу гідратоутворення забезпечують розуміння швидкості та умов формування гідратів. Вибір методу залежить від задачі: емпіричні підходи підходять для простих оцінок, а CFD та молекулярне моделювання дають змогу аналізувати складні системи. Інтеграція цих методів дозволяє оптимізувати процеси гідратоутворення при фракціонуванні біогазу в промислових умовах .

Для практичних розрахунків кінетики процесу гідратоутворення доцільно використовувати напівемпіричний метод A.Vysniauskas і P. R. Vichnoi, оскільки в літературних джерелах викладено достатньо повно емпіричних даних для розрахунку швидкості утворення основних компонентів біогазу CH₄ і CO₂.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА ТА АНАЛІЗ СХЕМНОГО РІШЕННЯ ГАЗОГІДРАТНОЇ УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ БІОГАЗУ ДО РІВНЯ БІОМЕТАНУ

5.1. Огляд літературних джерел з питань способів та пристроїв застосування газогідратів для фракціонування біогазу

Питанням розробки способів та пристроїв застосування газогідратів для фракціонування газових сумішей і, зокрема, біогазу, розглядається в роботах [32, 41, 42].

В роботі [32] надано газогідратний спосіб розділення біогазу, що представляє собою суміш метану, вуглекислого газу, сірководню та азоту представлений Метою винаходу є розробка способу розділення біогазу з виділенням його компонентів, що дозволяє отримати метан і вуглекислий газ з високим ступенем чистоти, а також одночасно зберігати значні обсяги біогазу при відносно невеликих об'ємах газгольдера. Спосіб полягає в утворенні в газгольдері за певних термобаричних умов (5 МПа, 278 К) газового гідрату, при цьому метан, вуглекислий газ і сірководень переходять в гідратну фазу, а азот залишається в газовій (рис.5.1). Далі відокремлюють газову фазу від гідратної при зазначених термобаричних умов і далі поступово знижують тиск.

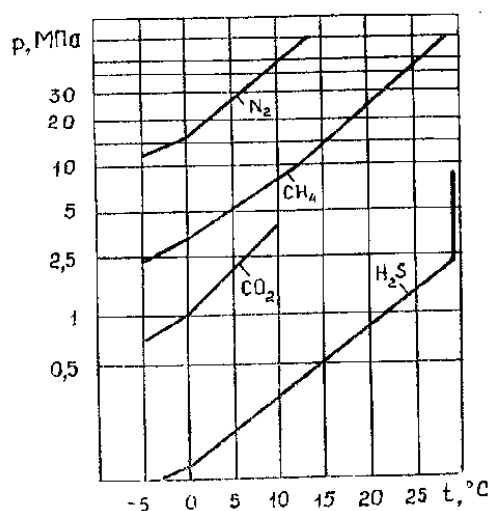


Рис. 5.1. Залежність умов гідратоутворення для окремих компонентів біогазу

На думку авторів, буде відбуватися селективна дисоціація змішаного гідрату з виділенням індивідуальних компонентів високого ступеня чистоти (CH_4 , CO_2 , H_2S), що є вельми сумнівним твердженням, так як видалення з молекулярних порожнин одного з компонентів (наприклад, метану) має викликати дестабілізацію клатратної структури змішаного гідрату.

У патенті [41] представлено винахід, який стосується процесу гідратації газів, зокрема, спрямований на спрощення вилучення, розділення та обробки гідратоутворюючих газів. Одна з основних цілей цього винаходу – створення способу фракціонування гідратоутворюючих компонентів у газових сумішах без необхідності досягати екстремально низьких температур, що зазвичай використовуються у процесах, заснованих на різниці температур кипіння.

Винахід пропонує впливати на газ, що містить одну або кілька гідратоутворюючих складових, певними умовами температури й тиску у присутності води. Це дозволяє утворювати гідрат або гідрати, які потім відокремлюють від залишкових газів. Отриманий твердий гідратний матеріал можна зберігати чи транспортувати у вигляді гідрату або розкласти для виділення газоподібного компоненту. Завдяки цьому стає можливим відокремлення гідратоутворюючих газів від сумішей з негідратоутворюючими компонентами.

Крім того, автори виявили, що у разі часткової гідратації багатокомпонентних газових сумішей відбувається утворення гідратів, у яких частка легше утворюваного компонента є вищою, а частка складових, що формують гідрати важче, – нижчою, ніж у початковій газоподібній суміші. Таким чином, поведінка бінарних та багатокомпонентних сумішей гідратоутворюючих газів у процесах гідратоутворення й розкладу є подібною до їхньої поведінки у процесах конденсації та випаровування.

Розглянуто можливість використовувати переваги такої поведінки для здійснення фракційної гідратації, в якій може бути використана методика,

аналогічна методиці фракційної дистиляції. Схема газогідратної установки розділення газових сумішей представлена на рисунку 5.2.

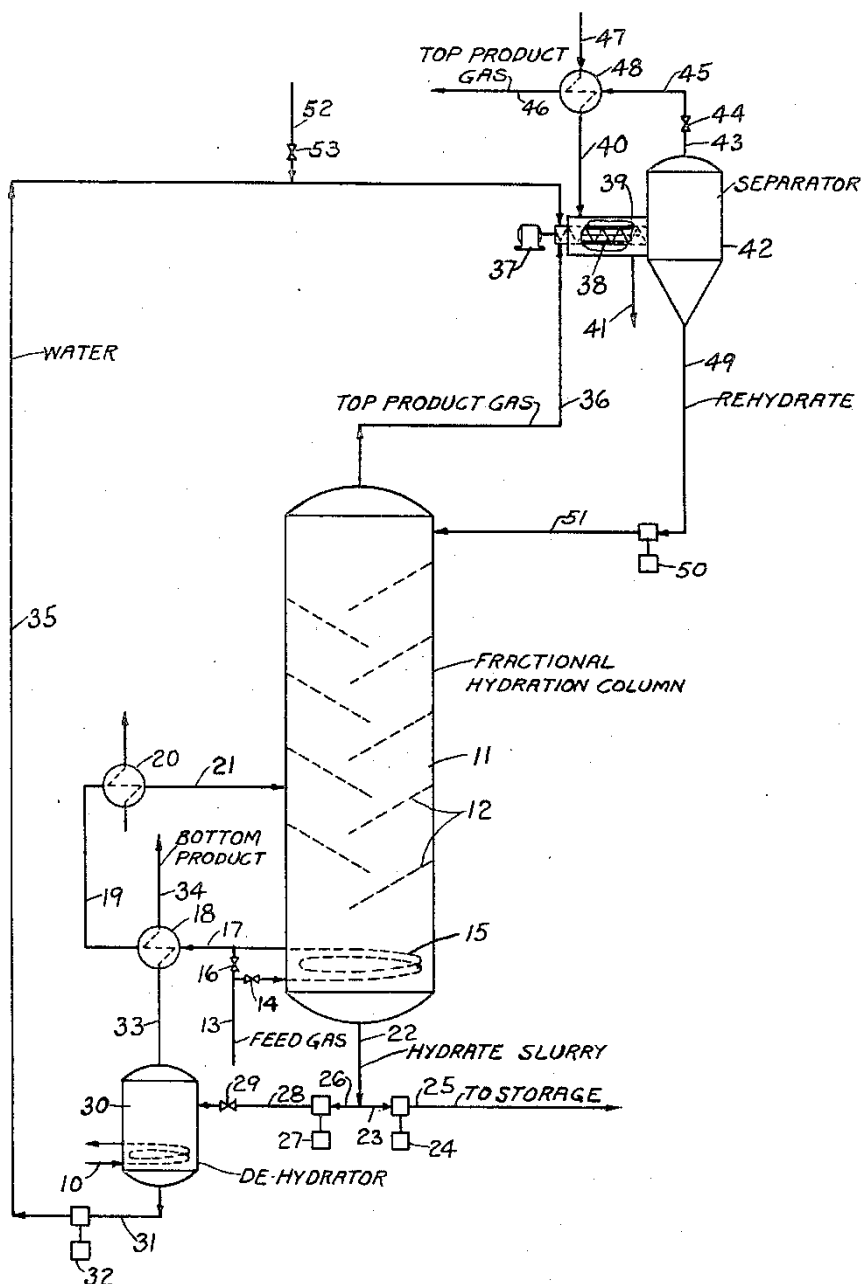


Рис. 5.2. Схема газогідратної установки розділення газових сумішей

Колона 11 є вертикально витягнутою герметичною посудиною, яка здатна витримувати внутрішній тиск. Вона обладнана численними контактними перегородками 12, що аналогічні тим, які використовуються в дистиляційних колонах та інших протитечійних парорідинних контактних пристроях.

Суміш метану та етану, яку необхідно розділити, подається під тиском через лінію 13. Температура суміші спочатку дорівнює або перевищує температуру навколишнього середовища. Вибір робочого тиску залежить від складу суміші, необхідного ступеня чистоти продукту та економічних факторів.

Фракційна гідратація газової суміші відбувається у колоні 11 за температур, нижчих за температуру навколишнього середовища. Ці температури визначаються обраним тиском. Бажано, щоб сировина перед введенням до колоні була охолоджена до температури, яка відповідає умовам у точці введення газу. Для цього тепло, що надходить до основи колоні 11, може бути використане економічно. Зокрема, частину або весь газ із лінії 13 можна спрямувати через теплообмінник 15, розташований на дні колоні.

Додаткове охолодження поданого газу може бути досягнуте завдяки теплообміну з потоком холодного газу, отриманого на наступному етапі процесу, у теплообміннику 18. Далі охолоджений газ спрямовується через лінію 19 до кінцевого охолоджувача 20, де регулюється до бажаної температури за допомогою відповідного холодоагенту. Після охолоджувача газ подається до проміжної точки колоні 11 через лінію 21.

У колоні фракційної гідратації 11 газ вступає у контакт із низхідною холодною суспензією гідратних кристалів і води. Температура та тиск у колоні забезпечують умови, за яких починається гідратація більш легкоутворюваного компонента (етану), а також часткова гідратація важчеутворюваного компонента (метану). Утворені гідрати опускаються через перегородки колоні разом із водною суспензією до її основи.

Газ, що проходить через теплообмінник 15, нагріває гідратну суспензію на дні колоні до температури, достатньої для часткового розкладання гідратів. Газ, який виділяється внаслідок розкладання, має підвищений вміст метану порівняно із сумішшю, з якої він утворився. Цей газ повертається у верхню частину колоні разом із негідратоутворюючими компонентами.

Гідратна суспензія, відведена через лінію 22, збагачена етаном порівняно із початковою сумішшю. Вона спрямовується через шламовий насос 27 по лінії 28 до редукційного клапана 29, де відбувається зниження тиску, що спричиняє розкладання гідратів. Процес супроводжується поглинанням тепла, що призводить до зниження температури. Для забезпечення повного розкладання гідратів у дегідраторі 30 передбачено теплообмінник 10, через який циркулює пара або інше теплоносії. У дегідраторі відбувається відокремлення газоподібної фази від рідкої.

У роботі [42] продемонстровано можливість реалізації інтегрованого технологічного процесу, що поєднує установку для безперервного виробництва біогазу та інноваційну техніку розділення газових гідратів для підвищення ефективності використання біогазу. На першому етапі було здійснено запуск та оптимізацію процесу ферментації для отримання біогазу. Для цього мікробіологічну культуру, виділену з осадів очисних споруд поблизу, культивували на живильному середовищі на основі сахарози.

Друга серія експериментів була спрямована на визначення оптимальної системи гідратних промоторів із максимальним коефіцієнтом поділу. Для забезпечення помірних робочих умов та швидкого утворення гідратів об'єднали термодинамічні та кінетичні промотори. У якості термодинамічного промотора використовували тетрагідрофуран, а кінетичного — додецилсульфат натрію. Для підвищення ефективності поділу додатково досліджували інші речовини. Один із підходів полягав у використанні поверхнево-активних речовин із різними HLB-показниками, а альтернативний — у застосуванні фізичних абсорбентів.

Для пошуку оптимального промотора та середовища поділу авторами було протестовано кілька варіантів систем. Обидві серії експериментів об'єднали в єдиний процес безперервного виробництва та удосконалення біогазу, після чого визначили ефективність поділу, що підтверджує концепцію. У завершальній серії експериментів побудували адаптовану

діаграму МакКейба-Тіле для розрахунку необхідної кількості ступенів з метою досягнення чистоти газу, що відповідає промисловим стандартам.

5.2. Розробка схемного рішення газогідратної установки очистки біогазу до рівня біометану

Оскільки в системі «біогаз+вода» утворюються змішані гідрати CH_4 і CO_2 , то для отримання біометану і вуглекислого газу товарної якості пропонується, як правило, декілька ступенів розділення за однаковою технологічною схемою.

Наявність декількох послідовних ступенів в технологічному ланцюгу установки для газогідратного фракціонування біогазу дозволяє отримати біометан з концентрацією до 95% -97% CH_4 .

Пропонується технологічна газогідратна установка двоступеневого розділення компонентів біогазу, принципова схема якої приведена на рис.5.3.

Установка працює наступним чином. Вихідну газову суміш зі складом, наприклад, 60% CH_4 та 40% CO_2 пропускають через сепаратор та подають в компресор 1, де її стискають до тиску $P=35$ бар. Стиснутий газ після охолодження в теплообміннику 2 направляють у газогідратний кристалізатор 3, де він, взаємодіючи з водою при температурі $T_1=275$ К, утворює газогідрати. Так як процес кристалізації проходить при постійному об'ємі, то при утворенні газових гідратів тиск у кристалізаторі починає падати, тому процес гідратоутворення триває доти, доки тиск в кристалізаторі не стане нижче рівноважного. При утворенні гідратів в реакцію переважно вступає CO_2 , тому після відділення в суміші в газовій фазі від гідратів ми отримуємо суміш масою, що складається з 80% CH_4 та 20% CO_2 . Гідрати направляють на дегідrataцію в плавильник 6, а газову суміш подають в компресор 4. Підтиснутий до тиску $P=35$ бар газ після охолодження в теплообміннику 5 надходить на другу ступінь розділення в кристалізатор 6. Після повторного процесу гідратоутворення, отримуємо газову фазу зі складом ~93% CH_4 , ~7% CO_2 . Гідрати направляють на

дегідратацію в плавитель 7, де гідрати першої та другої ступеней розділення змішуються.

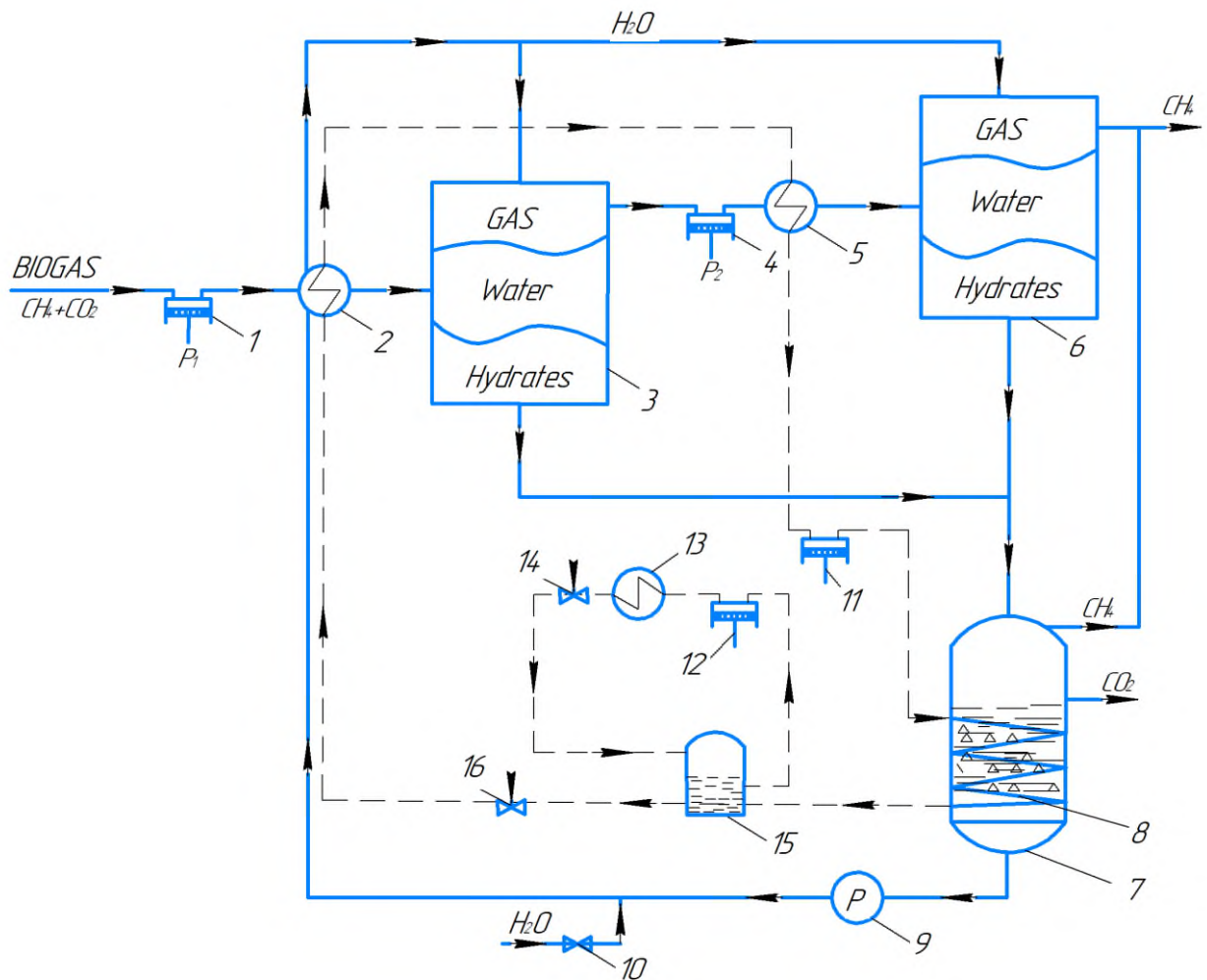


Рис. 5.3. Схема газогідратної установки двоступеневого розділення компонентів біогазу

1,4 – компресор; 2,6 – теплообмінник; 3,6 – газогідратний кристалізатор; 7 – дегідратор (плавитель); 8 – змієвиковий теплообмінник; 9 – насос для перекачки води; 10 – насос для перекачки води; 11,12 – компресор холодильної машини; 13-конденсатор; 14, 16 – дросельний вентиль; 15-відділювач рідкого холодоагенту;

У плавителі 7 при температурі 10°C гідрати розкладаються на газ і воду внаслідок підводу теплоти конденсації пари холодоагенту у теплообміннику-конденсаторі 8, що входить до складу першої ступені холодильної машини. Газ, що першим виділився в дегідраторі 7, містить переважно CH_4 , тому він змішується з газовою сумішшю другої ступені розділення. На наступному

етапі плавлення виділяється CO_2 і виводиться з установки, а вода з дегідратора 7 насосом 9 подається для подальшого використання.

Оскільки з установки буде виводитися з метаном і CO_2 розчинена у них вода, то необхідно до циркулюючої в установці води подавати свіжу воду, яка підводиться через вентиль 10.

Для охолодження води і біогазу в теплообмінниках 2 і 5 з метою підвищення енергоефективності установки газогідратного фракціонування біогазу доцільно застосовувати двоступеневу холодильну машину (ХМ). В склад першого ступеню входять компресор 11, теплообмінник-конденсатор 8, другого-компресор 12, конденсатор 13, дросельний вентиль 14, які спільно з'єднані з відділювачем рідкого холодоагенту 15.

Це дозволить суттєво понизити енерговитрати на охолодження внаслідок роботи першої ступені в режимі термотрансформатора, що забезпечує рекуперацію теплоти процесів утворення (необхідно охолодження води до температури близько 1°C , а біогазу до 4°C) і плавлення газогідратів(необхідно підводити теплоту при температурі плавлення 10°C). Друга ступінь ХМ потрібна для конденсації частини пари, що не може бути сконденсована в першому ступені. При використанні холодоагенту, наприклад, пропану, термодинамічний цикл першого ступеню ХМ буде здійснюватися в інтервалі тисків від $P_{ag1}=0,44$ МПа до $P_{ag2}=0,73$ МПа, а другого від $P_{ag2}=0,73$ МПа до $P_{ag3}=1,05$ МПа.

На рис.5.4 зображено на Р-Т діаграмі термодинамічний цикл для біогазу, що здійснюється в цій установці при таких умовах:склад вихідного біогазу- $60\% \text{ CH}_4 + 40\% \text{ CO}_2$, початковий тиск $P_1 = 1$ бар, тиск в газогідратному кристалізаторі $P = 35$ бар, температура біогазу на вході в установку $T_1 = 279\text{K}$.

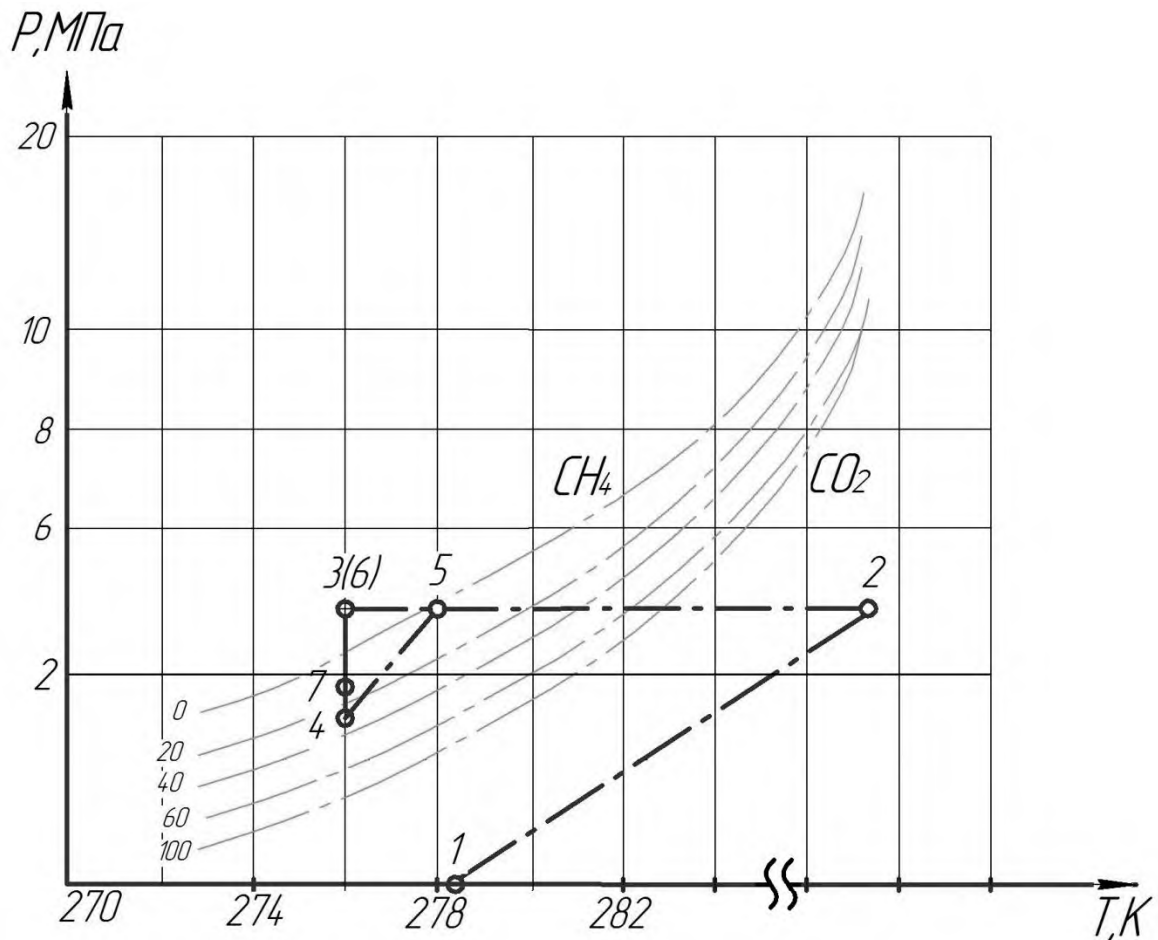


Рис.5.4. P - T -діаграма термодинамічного циклу газогідратного двоступеневого розділення компонентів біогазу

1-2 – процес стиснення біогазу до тиску 35 бар,

2-3 – процес охолодження стиснутого біогазу до температури гідратоутворення,

3-4 – процес гідратоутворення,

4-5 – плавлення гідратів та стиснення виділеного газу для другої ступені,

5-6 - процес охолодження біогазу до температури гідратоутворення другої ступені,

6-7 – процес гідратоутворення другої ступені.

5.3. Методика визначення та розрахунок енерговитрат в газогідратній установці очистки біогазу

Оціночний розрахунок основних показників установки газогідратного фракціонування біогазу проводиться за наступною методикою.

Послідовно визначаються:

Показник адіабати:

- біогазу:

$$k_b = S_{CH_4} k_{CH_4} + S_{CO_2} k_{CO_2},$$

де S - концентрація компонента, k - показник адіабати компонента.

- біометану з домішкою CO_2 :

$$k_{\text{bioCH}_4} = S_{\text{bioCH}_4} k_{\text{CH}_4} + (1 - S_{\text{bioCH}_4}) k_{\text{CO}_2}.$$

Газова постійна:

- біогазу:

$$R_b = R \cdot \left(\frac{S_{\text{CH}_4}}{M_{\text{CH}_4}} + \frac{S_{\text{CO}_2}}{M_{\text{CO}_2}} \right), \text{ Дж/кг} \cdot \text{К}.$$

Питома робота компресора:

Робота 1-ої ступені:

$$l_{\text{CM}(1)} = \frac{k}{k-1} \cdot R_b \cdot T \cdot \left[\left(\frac{P_1}{P_2} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_c}, \text{ кДж/кг(біогазу)}.$$

Ступені збільшення тиску в компресорах прийнято однаковими.

Сумарна робота компресорів:

$$l_{\text{CM}} = l_{\text{CM}(1)} + l_{\text{CM}(2)}, \text{ кДж/кг}$$

Витрата вихідної біогазової суміші:

$$G_b = V_b \cdot \rho_b, \text{ кг/с}.$$

Густина суміші:

$$\rho_b = S_{\text{CH}_4} \rho_{\text{CH}_4} + S_{\text{CO}_2} \rho_{\text{CO}_2}, \text{ кг/м}^3,$$

Витрата метану перед плавителем:

$$G_{\text{CH}_4} = G_b \cdot \frac{S_{\text{CH}_4}}{1 - S_{\text{CO}_2}}, \text{ кг/с}$$

Потужність компресора:

$$N_{\text{CM}} = G_b \cdot l_{\text{CM}}, \text{ кВт}.$$

З урахуванням встановленої потужності:

$$N_{\text{CM}} = 1,15 \cdot N_{\text{CM}}, \text{ кВт}.$$

Витрата метану на виході із розділювача:

$$G_{\text{bioCH}_4} = G_b \cdot S_{\text{CH}_4}, \text{ кг/с}.$$

Витрата вуглекислого газу на виході із розділювача:

$$G_{CO_2} = G_b \cdot S_{CO_2} , \text{ кг/с.}$$

Питоме теплове навантаження Кр-П (на 1 кг вихідного CO₂):

$$q_{Kr-Deg} = -(g_w C_w + g_{CO_2} C_{CO_2})(T - T_w) + g_{CO_2} \cdot \Delta H_{CO_2} , \text{ кДж/кг.}$$

Питома маса гідрата CO₂:

$$g_{CO_2} = 1 + \frac{M_w \cdot n}{M_{CO_2}} , \text{ кг(г)/кг(CO}_2\text{),}$$

де n - число, що характеризує склад газогідратів CO₂

Питома маса води:

$$g_w = g_{CO_2} \cdot \xi , \text{ кг(H}_2\text{O)/кг(CO}_2\text{),}$$

де ξ - концентрація гідратів у водогідратній суспензії

Теплове навантаження Кр-П:

$$Q_{Kr-Deg} = G_{CO_2} \cdot q_{Kr-Deg} , \text{ кВт.}$$

Робота компресорів холодильної машини:

$$l_{cool(1)} = \frac{k}{k-1} \cdot R_{ag} \cdot T \cdot \left[\left(\frac{P_{ag1}}{P_{ag2}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_c} , \text{ кДж/кг(агента).}$$

$$l_{cool(2)} = \frac{k}{k-1} \cdot R_{ag} \cdot T \cdot \left[\left(\frac{P_{ag2}}{P_{ag3}} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_c}$$

$$l_{cool} = l_{cool(1)} + l_{cool(2)} .$$

Робота насоса для перекачки води:

$$l_{pump} = \frac{g_w \cdot \Delta P}{\rho_w} , \text{ кДж/кг(води),}$$

де ΔP - різниця тисків між РК та плаваителем.

Загальна робота:

$$L = l_{CM} + l_{cool} + l_{pump} .$$

В табл.5.1 наведено результати розрахунку питомих енерговитрат в модернізованій газогідратній системі очистки біогазу від домішок та

порівняно їх з енерговитратами при застосуванні інших методів очистки біогазу від домішок

Табл.5.1. Результати розрахунку розрахунку питомих енерговитрат в модернізованій газогідратній системі очистки біогазу від домішок та порівняно їх з енерговитратами при застосуванні інших методів очистки біогазу від домішок

Технологічний процес	Гідратний метод, кВт·год/кг біогазу	Інші методи
Стиснення біогазу	0,103	[28, 29, 30, 31]
Охолодження	0,042	
Перекачування води	0,027	
Загальні енерговитрати, L	0,172	0,174 – 0,639

При визначенні енерговитрат модернізованого газогідратного методу очистки не враховувалося, що при його реалізації окрім біометану виробляється зріджений CO_2 як товарний продукт. Тобто, загальні енерговитрати на виробництво біометану і зрідженого CO_2 потрібно розділити, наприклад, пропорційно величинам їх ексергій. З урахуванням такого підходу енерговитрати на виробництво біометану складатимуть 0,140...0,150 кВт·год/кг біогазу.

В цілому, порівнюючи ефективність когенераційної установки з газопоршневим двигуном при використанні біогазу і біометану та з урахуванням дослідно-промислових даних ТДВ«ДИЗЕЛЬМАШ – КГУ» [43] можна зробити такі основні висновки:

1. ККД газопоршневого двигуна при роботі в складі КГУ на біометані $\text{ККД}_{\text{БМ}} = 35...38\%$ більше, ніж при роботі на біогазі $\text{ККД}_{\text{БГ}} = 28...30\%$ в 1,25...1,27 рази.

2. За однакової загальної величини ККД використання теплового потенціалу метану в КГУ_{БГ} і КГУ_{БМ} в когенераційній біометановій установці виробляється в 1,2...1,3 рази більше електроенергії при відповідному зменшенні кількості теплової енергії, що може використовуватися в КГУ_{БМ} для теплопостачання.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Виконані дослідження дозволяють сформулювати такі основні висновки:

1. Проаналізовано стан використання газових когенераційних установок (КГУ) в Україні та розглянуто застосування біогазу в КГУ.

2. Розглянуто і порівняно схемні рішення КГУ з газопоршневими (ГПД) і газотурбінними (ГТД) двигунами. Показано, що ГПД порівняно з ГТД, при низькій вартості обладнання мають більш високий потенціал для виробництва електричної енергії в складі КГУ, проте їх застосування варіюється в межах діапазону потужностей від 0,003 до 6 МВт.

3. Виконано порівняння схемно-конструктивних рішень біогазових установок (БГУ) та показано переваги БГУ з двокамерним реактором. Виконано класифікацію біогазових реакторів (БР) за конструктивними ознаками та обгрунтовано використання БР з утепленим корпусом.

4. Проаналізовано анаеробний спосіб ферментації біомаси з виробленням біогазу (БГ). Розглянуто склад БГ та оцінено варіанти шкідливого впливу домішок у його складі при використанні БГ. Виконано аналіз методів очистки БГ та показано доцільність його очищення до рівня біометану (БМ).

5. Обгрунтовано застосування газових гідратів для очистки БГ від домішок та наведено методи параметризації термодинамічних та кінетичних умов газогідратної очистки БГ. Запропоновано схемно-конструктивне рішення газогідратної установки (ГГУ) очистки БГ до рівня БМ.

6. На основі розробленої методики розраховано енерговитрати в ГГУ очистки біогазу $L_{ГГУ}$ та виконано їх порівняння з $L_{ін}$ при застосуванні інших методів очистки. $L_{ГГУ}$ складає 0,140-0,172 кВт·год/кг біогазу і суттєво менше $L_{ін}$, що знаходиться в діапазоні 0,174 ... 0,639 кВт·год/кг біогазу.

7. ККД газопоршневого двигуна при роботі в складі КГУ на біометані $ККД_{БМ} = 35...38\%$ і більше, ніж при роботі на біогазі $ККД_{БГ} = 28...30\%$, в 1,25...1,27 рази.

8. За однакової загальної величини ККД використання теплового потенціалу метану в КГУ_{БГ} і КГУ_{БМ} в модернізованій когенераційній біометановій установці виробляється в 1,2...1,3 рази більше електроенергії при відповідному зменшенні кількості теплової енергії, що може використовуватися в КГУ_{БМ} для теплопостачання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг: [Електронний ресурс]- URL:[http:// www.nerc.gov.ua/?id=189](http://www.nerc.gov.ua/?id=189).
2. Eder B., Schultz H. Biogas plants. A practical guide edited by IA Reddich, Zorg Biogas, 2011. P. 175.
3. Куріс Ю. В., Червоний І. Ф. Біогазові технології. Енергетичні та екологічні аспекти: монографія. Запоріжжя : РВВ ЗДІА, 2010. 488 с.
4. Гелетуха Г. Г., Кучерук П. П., Матвеев Ю. Б. Перспективи виробництва та використання біогазу в Україні : Аналітична записка. № 11. Київ, Біоенергетична асоціація України, 2014. 42 с.
5. Principios de generación de voltaje – Режим доступу: <https://www.slideshare.net/slideshow/principios-de-generacin-de-voltaje/8377558>
6. А.В.Разуваєв Доцільність застосування систем утилізації теплоти ДВЗ – Режим доступу: <https://sdsauto.com/uk/content/20-doclnst-zastosuvannya-sistem-utilizac-teploti-dvz>
7. Теоретико-прикладні аспекти декарбонізації та розвитку розподіленої електроенергетики України, кол. моногр., М. О. Кизим, Ред. Харків: ФОП Лібуркіна Л. М., 2020, 344 с.
8. Crovetto R. Evaluation of Solubility Data for the System biogas and baimetan. Journal of Physical and Chemical Reference. 2014. № 20. P. 575 – 589.
9. Качан Ю. Г., Коваленко В. Л., Аносов Д. О. Щодо доцільності та ефективності застосування біогазових технологій в умовах металургійних підприємств. Металургія : наукові праці Запорізької державної інженерної академії. 2015. Вип. 2 (34). С. 106 – 110.
10. Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А. Л. Шубенко, В. А. Маляренко, А.В. Сенецкий, Н. Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с.ISBN

11. Боблях С. Р., М. М. Мельнійчук, В.С. Мельник, Р. М. Ігнатюк./Відновлювальні джерела енергії. Монографія. – Луцьк: Волинський національний університет ім. Лесі Українки, 2012. - 227 с.
12. Маляренко, В.А. Потенциал интеграции когенерационных систем в малую энергетику Украины [Текст] / В.А. Маляренко, А.Л. Шубенко, А.В. Сенецкий, И.А. Темнохуд.- Інтегровані технології та енергозбереження // Щоквартальний науково-практичний журнал. - Харків: НТУ «ХПІ».- 2012.- Вип. №4. - С. 11-17. – 162 с.
13. Біогазові проекти в Україні: перспективи, наслідки та регуляторна політика / Г. С. Трипольська. Ekon. prognozuvannâ. 2018. № 2. Р. 111–134. DOI: <https://doi.org/10.15407/eip2018.02.111>
14. Eder B., Schultz H. Biogas plants. A practical guide edited by IA Reddich, Zorg Biogas, 2011. P. 175.
15. Куріс Ю. В., Червоний І. Ф. Біогазові технології. Енергетичні та екологічні аспекти : монографія. Запоріжжя : РВВ ЗДІА, 2010. 488 с.
16. Ю. І. Сидоров Сучасні біогазові технології. Biotechnologia АСТ. 2013. V. 6, № 1. Р. 46 – 61.
17. Закон України “Про альтернативні джерела енергії” [Електронний ресурс]. – Режим доступу : <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/555-15>.
18. Богоявленский Р.Г., Рыжов В.А. Мировые тенденции в области современных технологий утилизации твердых промышленных и бытовых отходов. М.: ЭКОС, 2000. – с. 42-51.
19. Габрель М.С. Виробництво твердого біопалива в Україні: стан та перспективи розвитку/ М.С. Габрель. – Л.: Науковий вісник НЛТУ України. – 2011. – Вип. 21.9. – с. 126-131.
20. Біогазові установки та методи їх розрахунку [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://www.rusnauka.com/26_NII_2009/Tecnic/52007.doc.htm
21. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А., Праховик А. К. Аналіз енергетичних стратегій країн ЄС та світу і ролі в них відновлюваних джерел енергії// Біоенергетична асоціація України - К. : 2015. No13. -40 с

22. Інформаційна довідка про основні показники розвитку галузей паливно-енергетичного комплексу України за листопад та 11 місяців 2019 року (за фактичними даними) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article;jsessionid=01EBA81989B4A0C3082E15616E0A72EF.app1?art_id=245434290&cat_id=35081
23. Fredric Bauer, Christian Hulteberg, Tobias Persson, Daniel Tamm. Biogas upgrading – Review of commercial technologies / SGC Rapport 2013:270.
24. Потенціал відновлюваної енергетики в Україні [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.saee.gov.ua/uk/activity/vidnovlyuvana-enerhetyka/potentsial>.
25. M. Persson, O. Jönsson, A. Wellinger. Biogas upgrading to vehicle fuel standards and grid injection. – IEA Bioenergy. Task 37 - Energy from biogas and landfill gas. – December 2006.
26. Technical rule DVGW G 260:2021-09 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.dinmedia.de/en/technical-rule/dvgw-g-260/345469197>
27. Sun Q, Li H, Yan J, Liu L, Yu Z, Yu X. Selection of appropriate biogas upgrading technology-a review of biogas cleaning, upgrading and utilisation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015, 51: 521-532.
28. Petersson A, Wellinger A. Biogas upgrading technologies – developments and innovations. IEA Bioenergy. 2009, Task 37 - Energy from biogas and landfill gas.
29. Ryckebosch E, Drouillon M, Vervaeren H. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy*. 2011, 35: 1633-1645.
30. Scholz M, Melin T, Wessling M. Transforming biogas into biomethane using membrane technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2013, 17: 199-212.
31. Ратушный, А. В. Криогенные системы разделения газов. — Киев: Наукова думка, 2010. — 312 с.
32. Makogon, T. Y. Natural Gas Hydrates—A Potential Energy Source for the Future. — Springer, 2022. — 400 p.

33. Boswell, R., & Collett, T. S. (2011). "Current perspectives on gas hydrate resources." *Energy & Environmental Science*, 4(4), 1206–1215.
34. Sloan, E. D., & Koh, C. A. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*. — CRC Press, 2010. — 752 p.
35. Ripmeester, J. A., & Alavi, S. *Gas Hydrates: Physical Chemistry of Water and Gas*. — *Chemical Society Reviews*, 2016, 45(5), 1375–1415.
36. Gupta, A., & Bandyopadhyay, S. (2020). "Advances in gas hydrate research for energy recovery and CO₂ sequestration." *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 194, 107508.
37. Kvenvolden, K. A. Methane Hydrate—A Major Reservoir of Carbon in the Shallow Geosphere? — *Chemical Geology*, 1993, 71(1), 41–51.
28. Belosludov, V. R., & Yamaguchi, T. *Molecular Modeling of Clathrate Hydrates*. — Springer, 2016. — 450 p.
39. Sloan, E. D. *Fundamentals of Gas Hydrates*. — Colorado School of Mines, 2020. — 480 p.
40. Tohidi, B., & Anderson, R. Hydrate Formation and Dissociation in Gas Production Processes. — *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, 175, 100–115.
41. *Saline Water Conversion Report for 1963* – U. S. Dept. of the Interior, Office of Saline Water, U. S. Government Printing Office, Washington, 1964.
42. Патент US6352576 від 05.03.2002, автор Spencer Dwain F.
43. ТДВ «ДИЗЕЛЬМАШ – КГУ». Когенераційні установки.[Електронний ресурс].-Режим доступу <https://dieselmash.com.ua/produksiya/dvigatel-generatory/kogeneratsionnye-ustanovki.html>.

ДОДАТОК

ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1. Аналіз небезпечних та шкідливих виробничих факторів при роботі біогазових установок

Виробничі фактори, що можуть бути небезпечними та шкідливими, розділяються на чотири основні групи: фізичні, хімічні, біологічні та психофізіологічні. Ці фактори можуть виникати під час роботи з обладнанням під час експлуатації, обслуговування, ремонту та монтажу.

Приміщення, де розташовані біогазові установки, відрізняються високим рівнем небезпечних і шкідливих виробничих факторів (НШВФ). До небезпечних фізичних факторів відносяться:

- Рухомі машини і механізми, рухливі частини устаткування (повзунки, муфти, відкриті кривошипно-шатунні механізми), рухомі елементи.
- Нагріті поверхні устаткування.
- Високий рівень напруги в електричній мережі та статична електрика.
- Гострі кромки на устаткуванні.
- Підйомно-транспортні механізми та переміщення вантажів.
- Можливість пожежі.

До шкідливих фізичних факторів відносяться:

- Підвищений рівень шуму та вібрації.
- Збільшена пиловмісткість повітря.
- Підвищена температура робочого повітря.
- Підвищена вологість повітря.
- Недостатня освітленість робочої зони.
- Знижена контрастність.
- Підвищений рівень електромагнітних полів.
- Підвищений рівень інфрачервоної радіації.
- Підвищений рівень інфразвукових коливань, ультразвуку.

Приміщення з біогазовими установками характеризуються підвищеним рівнем шуму. Великий рівень шуму створюється струменями стислого повітря, насосами та компресорами. Головні джерела шуму пов'язані з конструкцією біогазових установок: обертання лопаток, вихлоп відхідних газів, робота компресора, насосів. Рівень шуму, що виникає під час роботи біогазових установок, зазвичай досягає 105 дБ, значно перевищуючи допустимі норми по всьому діапазону частот, особливо у високочастотній області. Цей перелік причин підкреслює складність завдання з боротьби із шумом при роботі біогазових установок, яке вимагає комплексного підходу для вирішення цієї проблеми.

А.2. Способи захисту від шуму

Нормативні вимоги до рівнів шуму наведено у таблицях А.2.1, А.2.2.

Таблиця А.2.1. Допустимі еквівалентні рівні звукового тиску

Робоче місце	Рівень звуку, дБ А
Приміщення конструкторських бюро, програмістів обчислювальних машин, лабораторій для теоретичних та дослідних робіт	50
Приміщення керування, робочі кімнати	60
Кабіни спостережень і дистанційного керування:	
- Без мовного зв'язку	80
- З мовним зв'язком	65
Постійні робочі місця і робочі зони у виробничих приміщеннях і на території підприємств	80

Таблиця А.2.1 – Допустимі рівні звукового тиску в октанових смугах

Рівень звукового тиску, дБ									Еквівалентний рівень звуку, дБ
Середньо геометричні частоти октанових смуг, Гц									
31,5	3	25	50	500	1000	2000	4000	8000	
86	1	1	4	9	5	2	0	8	50
93	9	0	3	8	5	2	0	9	60
96	3	4	8	3	0	7	5	4	65
103	1	3	7	3	0	8	6	4	75
107	5	7	2	8	5	3	1	9	80

Для відповідності нормативним вимогам застосовуються різні заходи:

- Будівельно-акустичні заходи: Включають роботу зі структурою будівель, спрямовану на зменшення проникнення звуку.
- Розміщення шумного обладнання в окремих приміщеннях або зонування: Це використання спеціальних окремих приміщень або зон для установки шумогенеруючого обладнання із спеціальними заходами для зменшення шуму.
- Заміна шумного обладнання менш шумним: Відноситься до заміни джерела шуму на менш шумне, коли це можливо.
- Зміна конструкції обладнання або технології для зменшення шуму: Модифікація самого обладнання або технології його використання для зниження рівня шуму.
- Зменшення розповсюдження шуму: Це включає в себе звукопоглинання, ізоляцію джерела шуму або робочого місця, а також використання глушників.
- Використання засобів індивідуального захисту: Захист для працівників, такий як навушники або окуляри, що зменшують вплив шуму на їхнє здоров'я.
- Санітарно-гігієнічні заходи: Застосування санітарних норм та правил для забезпечення безпеки та здоров'я працівників.
- Інтенсивність шуму в промислових приміщеннях залежить не тільки від прямого звуку, а й від відбитого звуку. Тому, якщо неможливо знизити прямий звук, важливо зменшити відбитий звук, що відбивається від внутрішніх поверхонь приміщення.

Для цього використовуються звукопоглинаючі матеріали, які поглинають частину звукової енергії, перетворюючи її в теплову енергію через тертя в порах матеріалу. Такі матеріали повинні мати пористу структуру, що сполучена між собою, і використовуються для облицювання внутрішніх поверхонь приміщень.

Матеріали, такі як пористі тверді плити на цементному сполученні, скловолокно, капронові і базальтові волокна, деревоволокнисті та мінераловатні плити, застосовуються як звукопоглинаючі матеріали. Коефіцієнт їхнього звукопоглинання на середніх частотах перевищує 0,2.

Важливо враховувати, що ефективність звукопоглинаючих облицювань залежить від їхньої товщини та частоти звуку. Облицювання стін, стелі чи обох поверхонь виробничого приміщення може значно знизити рівень шуму.

Практика показує, що використання звукопоглинаючих матеріалів може знизити рівень шуму на певну величину в зоні відбитого звуку та біля джерела шуму.

Для вибору конструкції та типу звукопоглинаючого облицювання потрібен аналіз шуму в приміщенні та властивостей матеріалу. Головна мета - забезпечити максимальний коефіцієнт звукопоглинання в місцях з найбільшим рівнем шуму.

А.3. Безпечне обслуговування біогазових установок

Під час обслуговування біогазових агрегатів слід дотримуватись наступних правил.

Зовнішні напірні мастилопроводи, розміщені в зоні гарячих поверхонь, необхідно обладнати спеціальними щільними захисними коробами з листової сталі. Нижня частина коробів повинна мати схил для стікання мастила у збірний трубопровід, незалежний від колектора аварійного зливання і поєднаний з ємкістю аварійного зливання мастила. Під час проведення капітальних ремонтів коробки слід перевіряти на щільність - заповненням їх водою.

Мастилопроводи, розміщені зовні коробка, необхідно відділити від гарячих поверхонь металевими захисними екранами, а їхні фланці розмістити у спеціальних кожухах із зливом з них мастила у безпечне місце. Кожухи фланцевих з'єднань повинні охоплювати фланці, а також розміщені поруч зварні шви і ділянку труби завдовжки від 100 до 120 мм від шва.

Випробування автомата безпеки збільшенням частоти обертання ротора слід проводити за програмою, затвердженою головним інженером електростанції, під керівництвом начальника цеху або його заступника. Перед початком проведення цих випробувань слід проінструктувати працівників, які беруть в них участь, - із записом про це в журналі інструктажів. Працівників, які беруть участь у проведенні випробувань, слід розставити так, щоб у потрібний момент можна було відключити ГТУ. Начальник цеху або його заступник повинні контролювати частоту обертання ротора турбіни. Перед початком проведення випробувань необхідно провести роботи з: - перевірки щільності паливних клапанів; - перевірки дієздатності електроприводів паливних засувок; - розходжування клапана автоматичного затвора (стоп-крана); - перевірки спрацьовування захисту у разі дії на кнопку зупинки і ключ дистанційної зупинки з блочного щита керування (центрального щита керування). Під час проведення випробувань автомата безпеки перебувати на площадці обслуговування газової турбіни працівникам, які безпосередньо не беруть участі у випробуваннях, заборонено.

Якщо під час проведення випробувань автомат безпеки не зупинив БГУ по досягненні частоти обертання ротора до рівня спрацьовування, БГУ слід зупинити ручним вимикачем. У разі неспрацювання ручного вимикача, БГУ необхідно зупинити швидким закриванням арматури на паливопроводах або вимкненням паливних насосів. Проводити повторне випробування автомата безпеки збільшенням частоти обертання ротора дозволяється тільки після виявлення і усунення всіх дефектів.

Не дозволяється на працюючому обладнанні підніматись на кришки корпусів циліндрів БГУ або на теплоізоляційний кожух, а також входити у всмоктувальну камеру компресора.

Обтирання БГУ необхідно проводити регулярно, не допускаючи накопичення пилу, мастила та іншого матеріалу, - щоб уникнути пожежі.

У разі виявлення витікання мастила і рідкого палива на гарячі поверхні необхідно негайно зупинити БГУ і вжити заходів щодо відвернення витікання.

Роботи на повітроводах, газоходах необхідно проводити: - за умови закритих шиберів перед компресором і після газової турбіни; - після ретельної вентиляції газоходів від шкідливих газів і перевірки повітря на загазованість;

Зовнішні огляди повітроводів і газоходів повинні проводити не менше двох, а внутрішні огляди і ремонт - не менше трьох працівників з дотриманням вимог.

Паливопроводи повинні бути герметичними. У місцях можливих витікань (біля кранів, вентилів) слід установити спеціальні пристрої для відведення палива з них у безпечне місце.

Підтягувати сальникові ущільнення і фланцеві з'єднання на арматурі і вузлах паливоподачі дозволяється тільки на непрацюючому обладнанні.

У разі виведення у ремонт вузлів паливоподачі необхідно відділити їх від паливопроводів заглушками.

У разі виведення у ремонт ділянки паливопроводу його необхідно від'єднати, спорожнити, очистити (промити, продути) і відділити заглушками.

Під час експлуатації БГУ вогневі роботи на відстані до 10 м від вузлів паливоподачі слід проводити за нарядом - з дотриманням заходів щодо створення безпечних умов праці (установлення засобів пожежогасіння, перевірка повітря у приміщенні на загазованість тощо).

Не допускається підвищення температури продуктів згоряння після БГУ понад плюс 500°C.

Гасити пожежу, що виникла на працюючій БГУ, слід тільки вуглекислотними або пінистими вогнегасниками, а не водою.

У разі виникнення пожежі у блоці внутрішніх підшипників необхідно зупинити БГУ і подати у порожнину блока вуглекислоту.

У разі виникнення пожежі під час пуску БГУ в газоході необхідно різко підняти навантаження; якщо збити полум'я не вдається, БГУ необхідно зупинити. У газохід необхідно подавати вуглекислоту; якщо пожежа продовжується, то через люки слід подати піну від піногенератора.

У разі виникнення пожежі під теплоізолювальним кожухом БГУ "легкого" типу, слід негайно зупинити і подати вуглекислоту.

У разі виникнення пожежі в теплообмінному обладнанні БГУ слід негайно зупинити і за наявності системи обмивання - подати воду. Якщо пожежа продовжується, а також за відсутності системи обмивання, слід відкрити люки і подати піну від піногенератора.

А.4. Розрахунок захисного заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Грунт – супісь, другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані

Визначається норма на опір заземлення R_3^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом.}$$

Згідно ПУЕ, так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повинен бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом.}$

Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{табл} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом/м},$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{табл} = 250 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ [43],

ψ - підвищувальний коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,4$.

Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_0 &= 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м;

d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_3'' \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_t – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0,8$, $\eta_o=0,59$ [12], $a = 4 \text{ м}$ – відстань між електродами згідно ПУЕ.

Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05 \cdot a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м},$$

Опір смуги з урахуванням екранування:

η_n де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10 \text{ мм}$ та товщиною 5 мм.

Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_3^H}{R_n - R_3^H} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

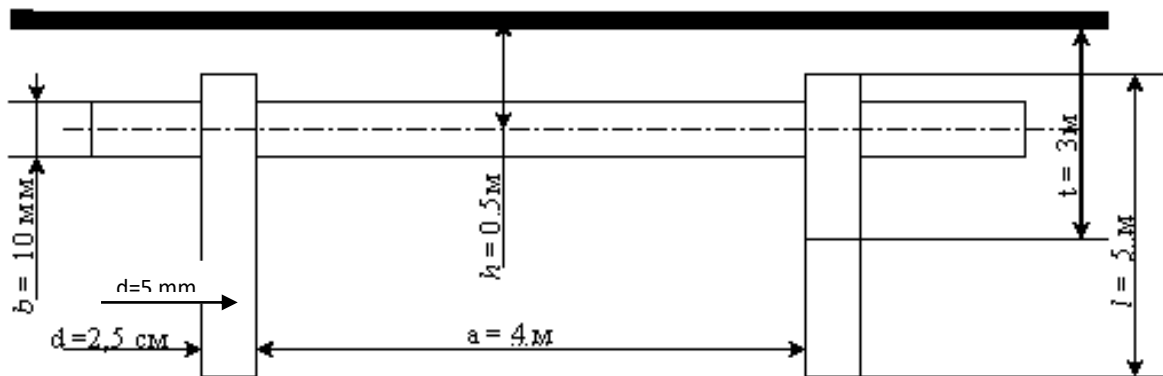


Рисунок А.4.1 Схема прокладки заземлення

Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,361}{4,8 \cdot 0,59} = 7,49 \approx 8 \text{ шт.}$$

Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормуємим:

$$R_3 = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.

1. В результаті проведеного аналізу небезпечних та шкідливих факторів, що можуть виникнути при експлуатації елементів біогазових установок визначено найсуттєвіші з них а також запропоновано заходи по їх усуненню.

2. В результаті проведеного розрахунку захисного заземлення згідно з відповідними вихідними даними було встановлено, що кількість заземлювачів, за якої їх опір не перевищує нормативний, дорівнює восьми.