

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедри ЕТС та ЕМ
канд. техн. наук., професор
_____Петро ПЛЕШКОВ
“ ____ ” _____2022 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“ Дослідження енергоефективності схемно—
конструктивних рішень технологічного
застосування газогідратів ”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕНМ-21М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Вадим ВОРОБЕЙ
« ____ » _____2022 р.

Керівник роботи
докт. техн. наук, професор
_____Василь КЛИМЕНКО
« ____ » _____2022 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічні системи та енергетичний менеджмент

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 Електрична інженерія

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Плешков П.Г.

“ ” 2022 р.

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

Воробею Вадиму Федоровичу

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Дослідження енергоефективності схемно—конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів

Study of the energy efficiency of schematic and constructive solutions for the technological use of gas hydrates

2. Керівник роботи д.т.н., професор Клименко Василь Васильович

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

3. Строк подання здобувачем роботи до захисту 01.12.2022

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи Метою кваліфікаційної роботи є розробка схемно-конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів та дослідження їх енергоефективності. Завдання роботи:

1.Проаналізувати напрямки технологічного застосування газових гідратів та стан практичного застосування газогідратних технологій; 2.Розробити схему технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспортування, вуглеводневих газів малодебітних родовищ;

3. Розробити метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою їх транспортування і зберігання для подальшого енерготехнологічного використання; 4. Виконати порівняльний аналіз енерговитрат в компресорному та газо- гідратних дотискувачах паливного газу на прикладі

ГТП з двигуном Д-336; 5.Виконати розрахунки основного газогідратного технологічного обладнання для умов практичного застосування; 6.Оцінити економічні характеристики транспортування природного газу у вигляді гідратів для морського варіанту за маршрутом: Поті-Одеса.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів проекту	Примітки
1	<i>Вступ. Короткі відомості про будову газових гідратів. Аналіз напрямків технологічного застосування газових гідратів.</i>	15.09.22	
2	<i>Схемно-конструктивне рішення та розрахунки газогідратного дотискувача для ГТУ.</i>	03.10.22	
3	<i>Схемно-конструктивні рішення: техно-логічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспорту вуглеводневих газів.</i>	19.10.22	
4	<i>Порівняльний аналіз енерговитрат в компресорному та газогідратних дотискувачах паливного газу.</i>	28.10.22	
5	<i>Розрахунки основного газогідратного технологічного обладнання для умов малодебітних родовищ природного газу.</i>	09.11.22	
6	<i>Оцінка економічних характеристик транспортування природного газу у вигляді газогідратів.</i>	15.11.22	
7	<i>Охорона праці.</i>	20.11.22	
8	<i>Висновки.</i>	24.11.22	
9	<i>Оформлення розрахунково-пояснювальної записки та презентації кваліфікаційної роботи.</i>	29.11.22	

Дата видачі завдання

« 03 » 09 2022 р.

Підпис керівника _____

Завдання прийнято до виконання

« _____ » _____ 2022 р.

Підпис здобувача _____

АНОТАЦІЯ

Воробей В.Ф. Дослідження енергоефективності схемно—конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів

Спеціальність 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». – ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет. – м. Кропивницький, 2022 р.

Метою кваліфікаційної роботи є розробка схемно-конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів та дослідження їх енергоефективності.

В роботі виконано огляд та проаналізовано стан наукових досліджень і практичного застосування газогідратних технологій. Розроблено схему технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспортування, вуглеводневих газів малodeбітних родовищ, а також метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою їх зберігання і транспортування у вигляді льодогідратних пелет для подальшого енерготехнологічного використання.

Розроблено схему, термодинамічний цикл та методику визначення енерговитрат газогідратного дотискувача (ГГД) паливного газу для умов пуску та експлуатації газотурбінного приводу (ГТП). Порівняльним аналізом енерговитрат на прикладі ГТП з двигуном Д-336 показано, що для практичних умов в режимі пуску потужність енерговитрат в ГГД може бути майже на порядок менше, ніж в компресорному дотискувачі, внаслідок рознесення в часі процесів утворення і плавлення газогідратів.

Виконано розрахунки газогідратного технологічного обладнання при видобутку, транспортуванні і використанні вуглеводневих газів для умов розробки малodeбітних родовищ. Техніко-економічні розрахунки показали переваги застосування газогідратів при транспортуванні вуглеводневих газів морським шляхом від Поті до Одеси (відстань 820 км).

Ключові слова: ГАЗОВІ ГІДРАТИ, ГАЗОГІДРАТНІ ПЕЛЕТИ, ГАЗОТУРБІННИЙ ПРИВІД, ТЕРМОДИНАМІЧНІ ТА ТЕПЛООБМІННІ ПРОЦЕСИ, ЕНЕРГОВИТРАТИ

Vorobey V.F. Study of the energy efficiency of schematic and constructive solutions for the technological use of gas hydrates

Specialty 141 - "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics". - OPP "Energy Management". - Central Ukrainian National Technical University. – Kropyvnytskyi, 2022

The purpose of the qualification work is the development of circuit design solutions for the technological application of gas hydrates and the study of their energy efficiency.

The work includes reviews and analyzes the state of scientific research and practical application of gas hydrate technologies. A scheme of the technological application of the process of hydrate formation during the extraction and preparation for transportation of hydrocarbon gases from low-flow deposits, as well as a method and schematic solution for the production of gas hydrates with the purpose of their storage and transportation in the form of ice-gas hydrate pellets for further energy-technological use, has been developed. A scheme, a thermodynamic cycle and a method of determining the energy consumption of a gas hydrate compressor (GHD) of fuel gas for the conditions of start-up and operation of a gas turbine drive (GTD) have been developed. A comparative analysis of energy consumption on the example of a GTD with a D-336 engine shows that for practical conditions in the start-up mode, the power of energy consumption in the GHD can be almost an order of magnitude less than in the compressor compactor, due to the time difference in the processes of formation and melting of gas hydrates.

Calculations of gas hydrate technological equipment during the extraction, transportation and use of hydrocarbon gases for the conditions of development of low flow deposits were performed. Technical and economic calculations showed the advantages of using gas hydrates in the transportation of hydrocarbon gases by sea from Poti to Odesa (a distance of 820 km).

Keywords: GAS HYDRATES, GAS HYDRATE PELLETS, GAS TURBINE DRIVE, THERMODYNAMIC AND HEAT EXCHANGE PROCESSES, ENERGY CONSUMPTION

ЗМІСТ

Перелік умовних позначень	7
Вступ.....	8
Розділ 1. Аналіз напрямків технологічного застосування газових гідратів та схемно-конструктивне рішення газогідратного дотискувача для ГТУ	11
1.1 Короткі відомості про будову газових гідратів	11
1.2 Аналіз напрямків технологічного застосування газових гідратів	13
1.3 Стан практичного застосування газогідратних технологій	38
1.4 Схемне рішення та цикл газогідратного дотискувача паливного газу для газотурбінного приводу	43
1.5 Розрахунок основних показників газогідратного дотискувача паливного газу для газотурбінного приводу на основі двигуна Д-336.....	48
Висновки до розділу	55
Розділ 2. Схемно-конструктивні рішення технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспортування, регазифікації газогідратів вуглеводневих газів малodeбітних родовищ.....	57
2.1 Схемне рішення технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку вуглеводневих газів з середньodeбітного родовища.....	58
2.2 Схемні рішення застосування газогідратної технології для видобутку та підготовки вуглеводневих газів з малodeбітного родовища.....	63
2.2.1 Метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою транспортування і зберігання	63
2.2.2 Схемне рішення застосування газогідратної технології при видобутку вуглеводневих газів з малodeбітного родовища та підготовці газогідратів до транспортування	65
2.3. Схемне рішення регазифікації гідратних пелет в контейнері для їх транспортування.....	69
Висновки до розділу	72

Розділ 3. Розрахунки основного газогідратного техно-логічного обладнання для умов малодобітних родовищ природного газу	73
Висновки до розділу	81
Розділ 4. Оцінка економічних характеристик транспортування природного газу у вигляді гідратів	82
Висновки до розділу	90
Загальні висновки	101
Список використаних джерел	102
Додатки	103

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

- CCS** – CO₂ capture and storage – технологія уловлювання та накопичення CO₂
- FCI** – фіксовані капітальні витрати (Fixed Capital Investments);
- JOGMEC** – Japan Oil, Gas and Metals National Corp – Японська національна корпорація видобування нафти, газу та металів
- TCI** – сукупні капітальні інвестиції (Total Capital Investments)
- ВЕР** – вторинні енергетичні ресурси
- ГAKX** – газогідратні холодоакумулятори
- ГГТ** – газогідратна термокомпресія
- ГДПГ** – газогідратний дотискувач паливного газу
- ГКВ** – гідратоконвертер
- ККД** – коефіцієнт корисної дії
- ГТД** – газотурбінний двигун
- ГТУ** – газотурбінна установка
- ГТП** – газотурбінний привод
- НПС** – насосно-поршньова система
- ТК** – термокомпресор
- NGH-** газові гідрати природного газу
- LNG-** зріджений природний газ
- чиста теперішня вартість

ВСТУП

В різних країнах світу все більша увага приділяється розробці та дослідженню інноваційних технологій, в яких використовуються альтернативні джерела енергії та застосування яких має енергетичні і екологічні переваги порівняно з традиційними, .

Застосування газогідратів відноситься саме до таких напрямків, що визначає **актуальність** дослідження енергоефективності схемно—конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів.

Метою роботи є розробка схемно-конструктивних рішень технологічного застосування газогідратів та дослідження їх енергоефективності.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі основні **задачі**:

- проаналізувати напрямки технологічного застосування газових гідратів та стан практичного застосування газогідратних технологій;
- розробити схему технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспортування, вуглеводневих газів малодебітних родовищ;
- розробити метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою їх транспортування і зберігання для подальшого енерготехнологічного використання;
- розробити термодинамічний цикл та методику визначення енерговитрат газогідратних дотискувачів паливного газу для умов пуску та експлуатації газотурбінного приводу (ГТП);
- виконати порівняльний аналіз енерговитрат в компресорному та газогідратних дотискувачах паливного газу на прикладі ГТП з двигуном Д-336;
- виконати розрахунки основного газогідратного технологічного обладнання для умов практичного застосування;
- оцінити техніко-економічні характеристики транспортування природного газу у вигляді гідратів.

Об'єктом дослідження є система технологічного застосування газогідратів.

Предметом дослідження є схемно-конструктивні рішення застосування газогідратних технологій та їх енергоефективність.

Методи досліджень, використані в роботі:

- аналіз і узагальнення науково-технічної літератури для визначення сучасних напрямків технологічного застосування газових гідратів та стану практичного застосування газогідратних технологій;

- методи технічної термодинаміки для розрахунків параметрів процесів утворення і плавлення газогідратів ;

- теорія теплопровідності та теплопередачі для розрахунків конструктивних елементів газогідратного технологічного обладнання;

- застосування прикладних програм Microsoft Excel та Matlab при виконанні теплотехнічних розрахунків.

Наукова цінність: Розроблено та досліджено енергоефективні схемно-конструктивні рішення для технологічного застосування газогідратів: 1) при видобутку та транспорті вуглеводневих газів в умовах розробки середньо - та малодебітних родовищ; 2) в дотискувачах паливного газу для умов пуску та експлуатації газотурбінного приводу.

Практична цінність: Визначено параметри циклу роботи газогідратного дотискувача паливного газу для умов пуску та експлуатації газотурбінного приводу (ГТП) з двигуном Д-336. Розраховано основне газогідратне обладнання, використання якого дозволить зменшити витрати енергії для запуску в роботу ГТП.

Структура роботи. Магістерська робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, додатків. Повний обсяг роботи складає 107 сторінок. Основна частина викладена на 89 сторінках друкованого тексту, містить 25 рисунків та 3 таблиці. Список використаних джерел містить 103 джерела та викладений на 9 сторінках.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ НАПРЯМКІВ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОВИХ ГІДРАТІВ ТА СХЕМНО-КОНСТРУКТИВНЕ РІШЕННЯ ГАЗОГІДРАТНОГО ДОТИСКУВАЧА ДЛЯ ГТУ

1.1.Короткі відомості про будову газових гідратів

Газові гідрати відносяться до нестехіометричних клатратних сполук, в яких один компонент ("господар") утворює структуру, що містить у своїх порожнинах інший компонент ("гість ") [1].

Здатністю утворювати гідрати володіють багато газів, летючі органічні рідини, а також їх подвійні і багатокомпонентні суміші [2, 3]. Структура газового гідрату, подібна кристалічній структурі льоду, відноситься до рівноважної сингонії, при цьому залежно від величини молекули гідратоутворюючої речовини розрізняють кристалічні структури 9 типів [1]. В даний час в технологічних процесах використовуються газові гідрати I - III типів [1,2,4].

Гідрати типу I мають об'ємноцентровану кубічну решітку, утворену дванадцятигранниками (додекаедрами) А, які складаються з правильних п'ятикутників і чотирнадцятигранниками (тетрадекаедрами) В, які складаються з двох правильних шестикутників і 12 п'ятикутників. Роль гостей молекул можуть грати молекули, діаметр яких менше внутрішніх діаметрів цих багатогранників, відповідно $5,2 \times 10^{-10}$ м і $5,9 \times 10^{-10}$ м. Осередок структури типу I газового гідрату - це куб з довжиною сторони 1200×10^{-12} м і містить 46 молекул води. Молекули, які утворюють структуру типу I газових гідратів, мають діаметр $410 \dots 580 \times 10^{-12}$ м [5].

Якщо у всіх порожнинах знаходиться по одній молекулі гідратоутворювача, то утворюється гідрат зі складом, як, наприклад, для метану і етану. Молекули таких газів, як фреон - 22 і фреон - 31, можуть розміститися тільки в порожнинах багатогранника В, за рахунок чого

виходить гідрат складу $6M \times 46H_2O = M7\frac{2}{3}H_2O$, структура якого відноситься до типу I - перехідна.

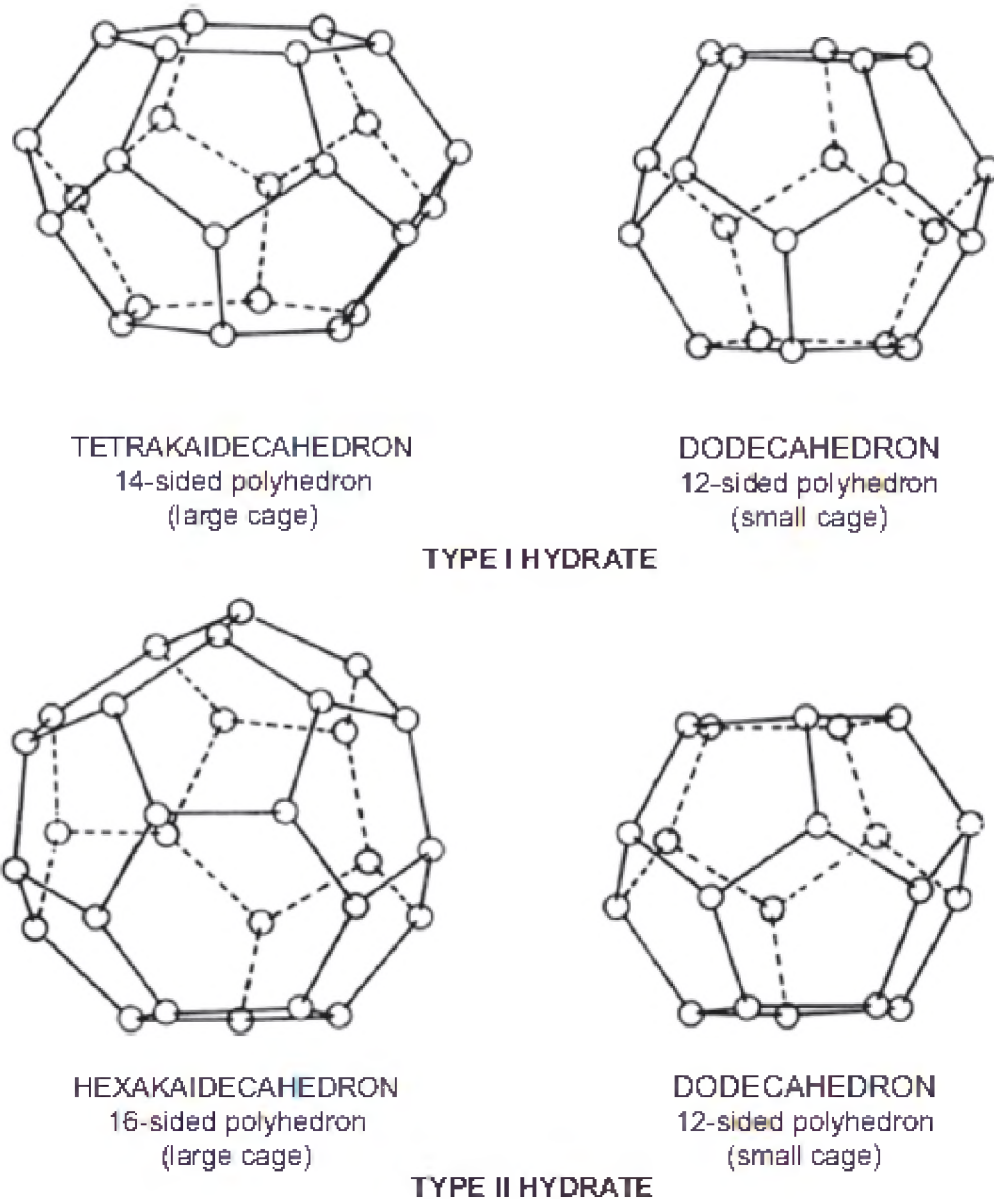


Рис. 1. Багатогранники, утворені газовими гідратами зі структурою типу I, II

Гідрат типу II складається з додекаедрів С, утворених з правильних п'ятикутників (як і в многогранниках А), але з меншим розміром внутрішніх порожнин - $4,8 \times 10^{-10}$ м і шестнадцятигранників (гексакадекаедров) Д (рис.1.б), утворених чотирма правильними шестикутниками і дванадцятьма п'ятикутниками, з розміром внутрішніх порожнин - $6,9 \times 10^{-10}$ м. Осередок газового гідрату структури II-це куб довжиною сторони близько 1730×10^{-12}

м, містить 136 молекул води, і складається з 8 гексакедрів і 12 пентагональних порожнин додекаедра, його склад $M \cdot 17H_2O$. Молекули, які утворюють структуру гідрату типу II, - мають діаметри менші ніж 410×10^{-12} мабо більше ніж $550 \times 10^{-12}m$ [5]. D. W. Davidson [6] визначив, що Ar, Kr, O₂, і N₂ утворюють гідрати структури II. Цікаві результати були отримані F. Fleyfel і J. P. Devlin [7] при інфрачервоних спектроскопічних дослідженнях. Вони стверджують, що CO₂ є "найбільшою" маленькою молекулою здатною утворювати гідрат структури II. Крім того, вони вивчили ріст CO₂ гідрата спільно з гідратом окису етилену і гідратом тетрагідрофурана (ТГФ). Структура I гідрату утворилася окисом етилену, а CO₂ займав як маленьку так і велику порожнину в решітці води. Коли CO₂ гідрат збільшили епігаксіально до гідрату ТГФ, утворювалася структура II і CO₂ займав лише незначну порожнину в решітці води.

На базі методу NMR и даних порошкової дифракції було виявлено існування структури III [8]. Вона відома, - як H структура і може зустрічатися в природі (рис.1.1в). J. A. Ripmeester и С. I. Ratcliffe [9], а також J. P. Lederhosi співробітники [10] опублікували дані першої фази рівноваги для гідратів структури H і визначили 24 гостей молекули структури. Для промисловості, де в якості сировини використовуються вуглеводні, відкриття нової структури має важливе значення і вимагає подальшого вивчення [8].

1.2. Аналіз напрямків технологічного застосування газових гідратів

Процеси гідратуутворення можуть бути використані в різних областях промисловості, зокрема, для [1, 2, 4, 11-50]:

- зберігання газів в гідратному стані і підвищення їх тиску шляхом переходу через гідратний стан;
- розділення газових сумішей у процесі гідратуутворення;
- зниження вмісту вологи газів;
- зміни активності ферментів;

- опріснення води і концентрування водних органічних розчинів;
- виробництва та акумулювання холоду;
- реалізації CCS технології;
- добування та транспорту природного газу.

В основі способу зберігання газів у гідратному стані лежить властивість газу різко зменшувати свій об'єм при переході в газові гідрати [11-16]. На один об'єм води в гідраті припадає від 70 до 300 об'ємів газу в нормальному стані. Звідси очевидно, що зберігання газу в гідратному стані не вимагає будівництва компресорних станцій, ємностей високого тиску і найбільш ефективно при його відносно низьких рівноважних тисках, коли при одному і тому ж тиску в одиниці об'єму в гідратному стані міститься значно більше газу, ніж у вільному.

При розкладанні гідратів шляхом підігріву до декількох десятків градусів в замкнутому об'ємі тиск газу можна підвищити в сотні разів [16]. Так, при розкладанні гідрату етану, отриманого при 520 кПа и 273 °К, і підвищенні температури в замкнутому об'ємі до 370 К тиск складе 400000 кПа [17]. Цей спосіб запропоновано застосовувати на газових промислах в технічній системі стабілізації та транспорту конденсату при підготовці газу до транспорту [18].

У патенті [19] розглянуто спосіб поділу біогазу, який здійснюється в такій послідовності. Біогаз за допомогою компресора закачується в газгольдер заповнений водою з температурою 5 °С, до досягнення тиску понад 5 МПа. За цих умов утворюються газові гідрати метану, діоксиду вуглецю і сірководню. Для подальшого використання компонентів біогазу здійснюють процес ступінчастої дегідратації, відокремлюючи окремі компоненти біогазу за рахунок зниження тиску.

В якості іншого прикладу розглянемо газогідратний метод розділення неуглеводневих і углеводневих газів, запатентований авторами Jackson A. I Amin R. у США [20]. Метод складається з наступних стадій: додавання до

вихідної газової суміші води й агента, що зменшує міжфазний натяг між водою і вуглеводнями, стискування отриманої суміші газ-агент-вода, охолодження суміші для активації утворення гідрату, збагаченого виділюваним вуглеводнем, відділення отриманого гідрату, розкладання гідрату з одержанням суміші газів, збагаченої виділюваним вуглеводнем і збідненої неуглевододневим газом відносно вихідної газової суміші.

При знижених температурах газового потоку для його сушіння можна ефективно використовувати процес зв'язування вологи в гідрат з подальшим виведенням гідрату з потоку.

Осушка газів за допомогою гідратів проводиться шляхом введення протитечією в газовий потік при температурі гідратоутворення вологих гранульованих речовин або дрібнодиспергової води. При цьому в точці виведення гідратів з осушувача газового потоку не повинна бути присутня вільна вода [18]. Осушка газів за допомогою гідратів газів або легколетких рідин знайшли застосування в аерології при руйнуванні туманів в області температур 265 - 272 K [20].

Перспективним видається використання газових гідратів в біоінженерії та біотехнології. D.B. Lund повідомив про ефект впливу утворення гідратів та їх розкладання на активність ферменту сахарози [21, 22]. G. van Hulle, O. Fennema підтвердили можливість утворення гідратів в тканинах рослин і тварин, за умов достатньої кількості окису етилену для початку дифузії і кристалізації [23]. А. М. Rao і його співробітники досліджували вплив гідратів, що утворюються на активність ферментів, які присутні у міцелах [24]. Утворення гідратів йде в мікро - водному оточенні ферментів, із зменшенням вмісту води і зміною розміру міцел. Таким чином, гідратоутворення дозволяє регулювати активність ферментів.

Газогідратний метод опріснення відноситься до методів з використанням холоду і по апаратному оформленню подібний виморожування з вторинним холодоагентом [25]. Процес полягає в отриманні кристалів газових гідратів при контактуванні солоної води з

гідратоутворюючого речовиною. Виділений з розчину гідрат відмивається від розсолу і розкладається на воду і газ [26]. Слід зазначити, що ряд специфічних вимог, які відсутні в інших способах опріснення води, досі обмежує широке поширення газогідратних опріснювальних установок.

Недоліком більшості таких установок є те, що гідрат, який утворюється контактує з розсолом, сорбує іони солей, що вимагає віджимання і відмивання розсолу, а на цю операцію витрачається до 30% одержуваної води; ефективність установки при цьому різко знижується [26].

Існує велика кількість водних розчинів, концентрацію яких можна збільшити шляхом утворення газових гідратів. Так як газові гідрати можуть утворюватися при температурах вище точки замерзання води, газгідратна технологія концентрування економічно більш вигідна, ніж виморожування [25-27].

Експерименти, по використанню газогідратної технології для концентрування стічних вод багатоконпонентного складу металургійних заводів, підтвердили високий ступінь концентрування навіть при одноступінчатому процесі кристалізації [27].

С. Р. Huang досліджував питання концентрування водних розчинів за допомогою CH_3B_2 і CH_3F в якості гідратоутворювачів [28, 29]. Досліди показали можливість концентрування розчинів, що містять органічні речовини такі як протеїни, ліпіди, лактоза. Концентруванням розчинів сахарози, хлориду води, окису пропілену, двоокису сірки, метил хлориду і екстракту кави займався G. N. Werezak [30]. У ході експериментів було виявлено, що процесом концентрування можна легко керувати за допомогою окису етилену, як гідратоутворюючого агента.

Висока прихована теплота утворення газових гідратів дозволяє їх ефективно використання при виробництві та акумулюванні холоду [2, 31 - 36].

Л. Ф. Смірнов і В.В. Клименко запропонували схему двоцільової кристалогідратної установки (рис. 2), що використовує термічну нерівновагу морської води для вироблення прісної води і холоду на двох температурних рівнях [37].

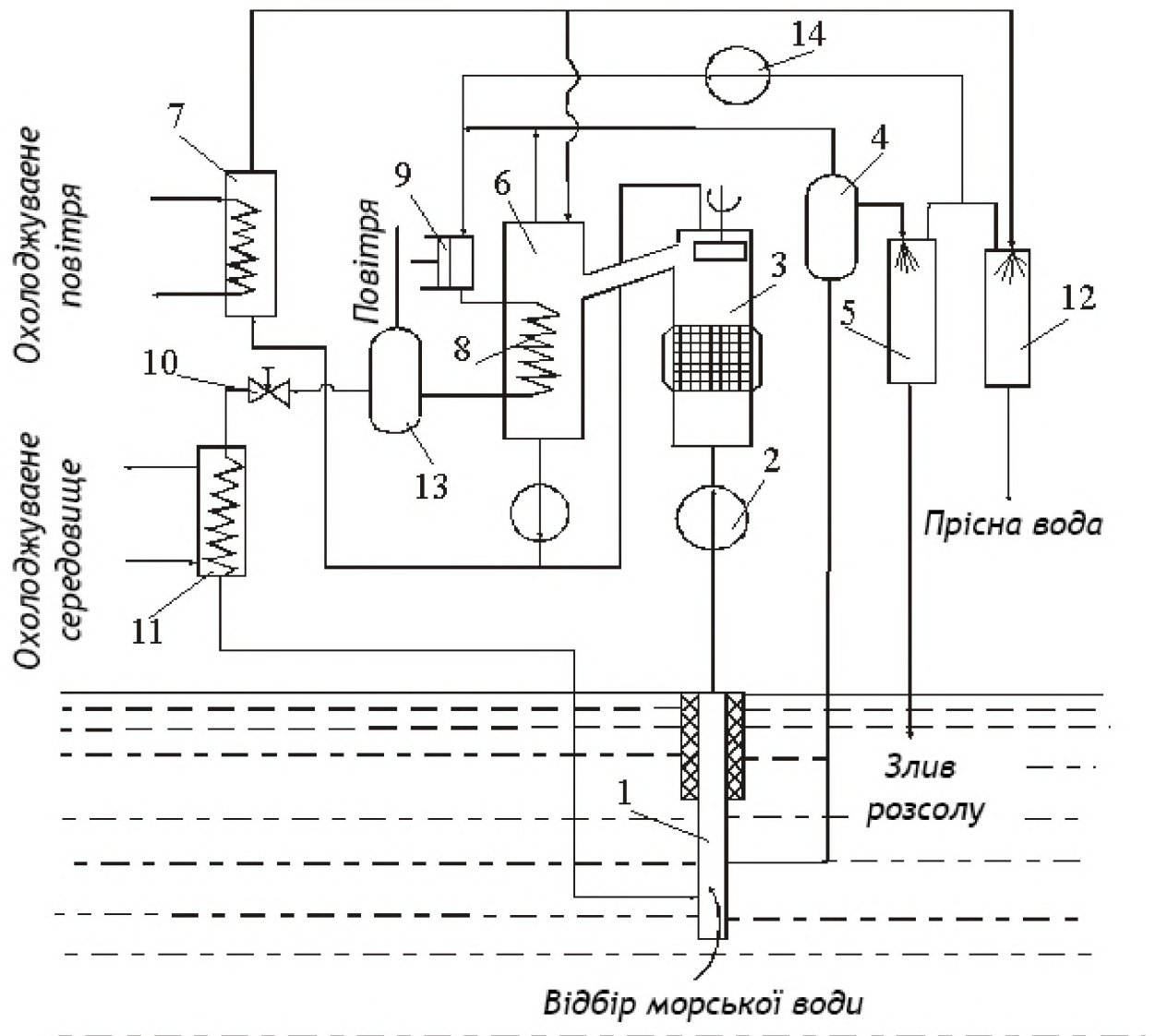


Рис. 2. Схема двоцільової кристалогідратної установки для вироблення прісної води и холоду:

- 1 – трубопровід-кристалізатор; 2 – насос суспензії; 3 – сепаратор;
 4 – газовідділювач; 5, 12 – дегазатори; 6 – плавитель; 7 – теплообмінник;
 8 – конденсатор; 9 – компресор; 10 – дросельний пристрій; 11 – випарник;
 13 – повітровідділювач; 14 – вакуум-насос.

Установка працює таким чином. У нижній частині трубопроводу-кристалізатора 1 гідратоутворюючий агент, наприклад фреон-22, змішується з холодною глибинною морською водою.

У результаті змішування при температурі 11°C і тиску 500 кПа, визначеному гідростатичним стовпом води на глибині близько 40 м, утворюються кристалогідрати. Теплота гідратоутворення відводиться через

теплопередаючу поверхню трубопроводу-кристалізатора в навколишню холодну морську воду.

Гідрато-розсолна суспензія насосом 2 подається в сепаратор 3, що представляє собою промивальну протічну колону. У сепараторі гідрати відокремлюються від розсолу і промиваються прісною водою. З сепаратора частина розсолу направляється на рециркуляцію в кристалізатор, інша частина через газовідділювач 4 подається в дегазатор 5, піднятий на висоту більше 10 м над рівнем моря (для безнасосного виведення розсолу), і потім скидається з установки.

Промиті в сепараторі гідрати надходять у плавитель 6, в якому вони розкладаються при температурі 5°C і тиску 100 кПа. Теплота плавлення частково вноситься прісною водою, підігрітою в теплообміннику 7 за рахунок охолодження, наприклад, повітря з системи кондиціонування, і частково підводиться агентом, конденсується в конденсаторі 8, вбудованому в плавитель.

Гідрати розкладаються на газоподібний агент і воду. Агент стискається компресором 9 до тиску 650 кПа, охолоджується і конденсується в конденсаторі 8, потім через дросельний пристрій 10 проходить у випарник 11, де кипить при мінус 1°C, і прямує в трубопровід-кристалізатор на рециркуляцію.

Прісна вода, яка виходить із плавників розділяється на два потоки: один надходить у сепаратор 3 на промивання, інший в теплообмінник 7, після якого частина води повертається в плавник, інша частина, після вилучення з неї агента в дегазаторі 12, виводиться з установки в якості продукту. Повітря, що надходить в установку разом з холодною глибинною водою, віддаляється за допомогою повітровідділювача 13. Фреон, розчинений у воді і розсолі, витягується в дегазаторах шляхом вакуумування вакуум-насосом 14 до тиску 2,4 кПа.

Знизити енерговитрати при отриманні холоду можливо шляхом здійснення процесів випаровування рідкого холодоагенту при низькому

тиску, стиснення пари і їх конденсації при високому тиску і подальшим дроселюванням рідкого агента, якщо випаровування рідкого агента здійснювати в об'ємі води з утворенням газових гідратів, а потім гідратну суспензію дроселювати і плавити при тиску нижче тиску кипіння (випаровування) рідкого холодоагенту [38]. У цьому випадку отримують холод при плавленні газових гідратів, а процеси кипіння холодоагенту використовують для сприйняття теплоти гідратоутворення, що дозволяє, по - перше, використовувати в якості агента практично всі поширені в холодильній техніці гідратоутворювачі, а не тільки хлор, по - друге, використовувати для охолодження теплоту плавлення гідратів, яка в 4...8 разів більше теплоти пароутворення самого агента.

Розглянемо спосіб одержання холоду, заснований на реалізації термодинамічного циклу, що включає процеси утворення і плавлення газогідратів, з одержанням холоду при кипінні гідратоутворюючого агента і плавленні газогідратів на різних температурних рівнях, запропонований Клименком В.В. [38].

На рис.3 представлена схема установки з газогідратною холодильною машиною для здійснення способу.

Відповідно до цього способу одержання холоду відбувається шляхом випарювання рідкого холодоагенту, здросельованого до низького тиску з одержанням холодильного ефекту, змішування отриманої пари з водою з утворенням газових гідратів і відводом теплоти їхнього утворення, плавлення останніх з одержанням води і рідкого холодоагенту при високому тиску і роздільному їхньому дроселюванні до низького тиску, рідкий холодоагент високого тиску попередньо дроселюють до проміжного тиску, при якому частину його випаровують за рахунок відводу теплоти утворення газових гідратів, а пари, що утворилися при цьому стискають до тиску конденсації, конденсують, потім дроселюють до проміжного тиску і змішують з рідким холодоагентом після його попереднього дроселювання.

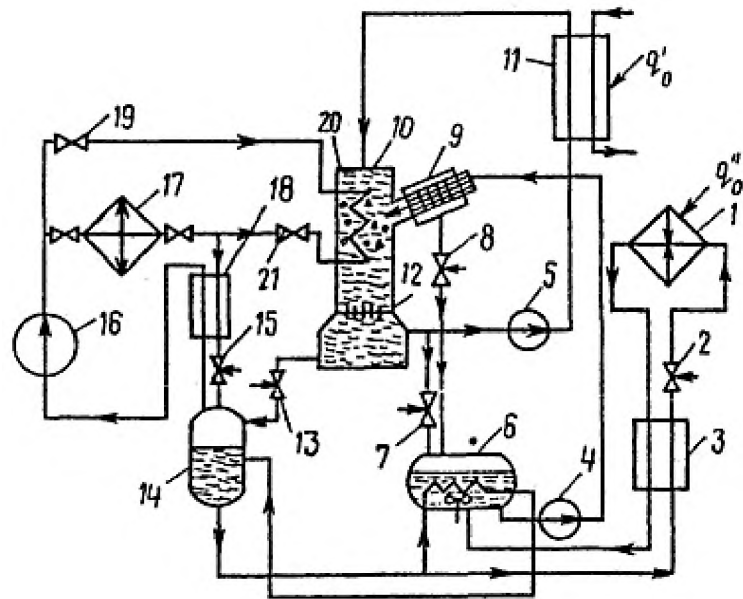


Рис.3. Схема газогідратної холодильної машини для одержання холоду на двох температурних рівнях:

*1 - випарник; 2, 7, 8, 13, 15 - дросельні вентиля; 3 - теплообмінник;
4 і 5 - насоси; 6 - кристалізатор-випарник; 9 - віддільник газгідратів;
10 - плавитель; 11- охолоджувач; 12 - сітка; 14 - віддільник рідкого холодоагенту; 16 - компресор; 17 - конденсатор; 18 - теплообмінник;
19, 21 - вентиля; 20 - додатковий конденсатор.*

Холодильна установка на R-290 (пропан) працює наступним чином.

У випарнику 1 при тиску 2,5 бар і температурі -20°C кипить рідкий пропан, забираючи тепло від охолоджуваного об'єкта. Пари, що утворюються при цьому, направляються через теплообмінник 3, у якому підігріваються рідким холодоагентом, у кристалізаційну частину кристалізатора-випарника 6. У цій частині кристалізатора-випарника 6 знаходиться вода або водний розчин, що має більш низьку, ніж у води, температуру замерзання, при тиску 2,5 бар і температурі $1,5^{\circ}\text{C}$. З'єднуючись з водою, пари пропану утворюють газові гідрати, теплота утворення яких відводиться через теплообмінну поверхню випарної частини кристалізатора-випарника 6 пропаном, що кипить при тиску 4,5 бар і -3°C .

З кристалізаційної частини кристалізатора-випарника 6 газогідратна суспензія (15-20% газових гідратів у воді) насосом 4 подається у віддільник 9

газгідратів, з якого вода через сітчастий фільтр зливається в кристалізаційну частину кристалізатора-випарника 6, а газові гідрати скидаються в плавитель 10. В останньому газові гідрати плавляться при тиску 6,5 бар і 7,5°C водою, яка прокачується насосом 5 через охолоджувач 11. При плавленні газгідратів виділяються рідкий холодоагент і вода, що розділяються внаслідок різниці густин у нижній частині плавителя 10. Пропан із плавителя 10 через дросельний вентиль 13 надходить у віддільник 14 рідини, у якому підтримується проміжний тиск 4,5 бар. У віддільник 14 рідини подається також пропан, здросельований у дросельному вентилі 15 від тиску конденсації 11 бар до проміжного тиску 4,5 бар. Після віддільника рідини 14 рідкий пропан розділяється на два потоки, один із яких направляють у випарну частину кристалізатора-випарника 6 і випаровують при проміжному тиску 4,5 бар, а інший потік переохолоджують у теплообміннику 3, дроселюють у дросельному вентилі 2 до тиску 2,5 бар і направляють у випарник 1, де він випаровується при -20°C, створюючи холодильний ефект.

Пари холодоагенту, що утворюються у випарній частині кристалізатора-випарника 6, надходять у віддільник рідини 14, звідки вони разом з парами, що утворилися після дроселювання в дросельних вентилях 13 і 15, відсмоктуються компресором 16, стискаються до тиску конденсації 11 бар і подаються в конденсатор 17, де конденсуються. З конденсатора 17 рідкий пропан через теплообмінник 18 і дросельний вентиль 15 знову подається у віддільник рідини 14. При підвищеному тепловому навантаженні відкривають вентиля 19, 21 і пари холодоагенту після компресора 16 надходять у додатковий конденсатор 20, що приводить до зниження температури конденсації.

Необхідно відмітити зростання інтересу до вивчення застосування газогідратів розповсюджених холодоагентів R-134A, R-141B, R-152A, R-22, CO₂ для підвищення енергоефективності холодопостачання, як систем кондиціонування так і низькотемпературних споживачів холоду [30, 38].

У цілому енерговитрати при здійсненні реальних термодинамічних циклів газогідратних холодильних машин менші на 20...30%, ніж у звичайному термодинамічному циклі парокомпресійної холодильної машини [38].

Одночасно з розробкою способів отримання холоду за допомогою газгідратної технології вивчалися і інші можливості використання теплового ефекту утворення і розкладання гідратів. Морі С.С. з співробітниками науково - дослідної лабораторії фірми «Дайкін коге» запропонували схему централізованого енерго- та водопостачання, в якій передача одночасно теплової енергії і води від основної станції до споживача здійснюється у вигляді газгідратної суспензії [39]. Як показали дослідження, при використанні всього 20%-суспензії замість води при порівняльних умовах залежно від призначення системи можна або зменшити діаметр трубопроводів на 25%, або збільшити в 2 рази кількість переносимої теплоти, або знизити втрати тиску в трубопроводах в 4 рази [38, 39].

В національній лабораторії «OakRidge» розроблена схема теплонасосної системи з акумуляцією тепла і холоду, що використовує прямий контакт холодоагенту і акумулюючої речовини. Це дозволяє отримати високі теплообмінні характеристики системи [40, 41].

Газгідратна технологія дозволяє ефективно використовувати в акумуляторах холоду добову нерівновагу температур атмосферного повітря для охолоджуючих систем овочесховищ, установок кондиціювання повітря [30, 42 - 44].

Газогідратний акумулятор холоду, запропонований В.В.Клименком та Ю.І.Дем'яненком (рис.4) [30], працює таким чином: ємність 1 заповнюється на 5/6 об'єму водою. Основна частина гідратоутворюючого агента, наприклад R-22, в ємності 22 у вигляді рідини, інша в газоподібному вигляді заповнює верхню частину ємності 1 для води.

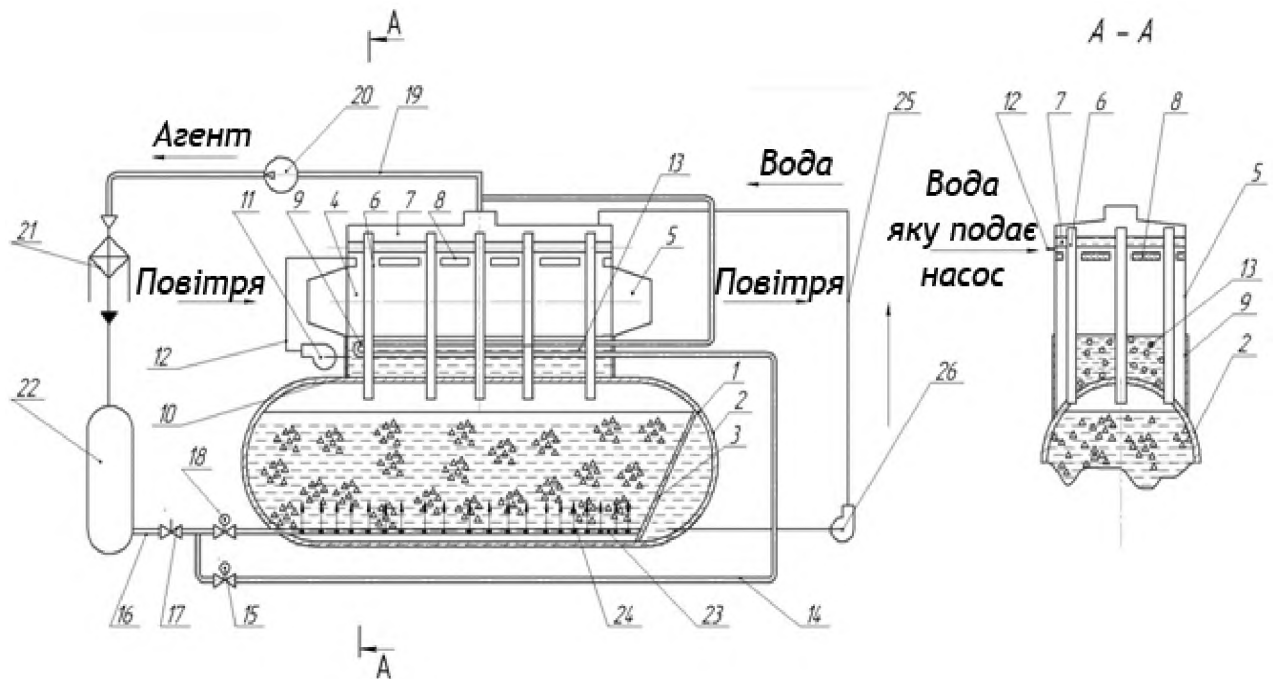


Рис.4. Схемне рішення акумулятора холоду:

1 – ємність; 2 – ізоляція; 3 – сітчаста перегородка; 4 – повітряний теплообмінник; 5 – кожух; 6 – трубки; 7, 23 – колектори; 8 – розподільник води; 9 – піддон; 10, 12, 14, 16, 19, 25 – трубопроводи; 11, 26 – насоси; 12 – патрубок; 13 – випарник; 15, 18 – соленоїдні вентиля; 17 – регулюючий вентиль; 20 – компресор; 21 – конденсатор; 22 – ємність; 24 – вивідні патрубки

Водою заповнюється також піддон 9, який має патрубок для періодичного наповнення води. При роботі акумулятора в режимі зарядки спочатку включають компресор 20, відкривають регулюючий вентиль 17 і соленоїдний вентиль 15. Рідкий агент з ємності 22 через вентиля 17 і 15, трубопровід 14 надходить у випарник 13, де википає, охолоджуючи воду в піддоні 9. Пари агента відсмоктуються компресором 20, стискаються, конденсуються в конденсаторі 21, а рідкий агент направляється в ресивер 22. При охолодженні води до 10,5 - 11°C соленоїдний вентиль 15 закривають і відкривають соленоїдний вентиль 18. За допомогою компресора в ємності 1 підтримують тиск 7,5 бар, внаслідок чого R-22 кипить при температурі 14°C, відводячи теплоту, що виділяється при гідрато утворенні. Кількість газових гідратів, які утворюються у цей час визначається холодопродуктивністю

компресора 20. Коли температура атмосферного повітря внаслідок природних добових коливань досягне в нічний період 15°C (при відносній вологості повітря, наприклад 50%) включають насос 11 і подають воду з піддону 9 через трубопроводи 10 і 12 в розподільник 8. З розподільника вода тонкою плівкою стікає по зовнішній поверхні вертикальних теплообмінних трубок в піддоні 9. Всередину трубок насосом 26 з ємності 1, температура в якій $15,5^{\circ}\text{C}$, подається вода через трубопровід 25 і горизонтальний колектор 7. Вона стікає плівкою, охолоджується до температури 14°C і повертається в ємність 1, де, сприймаючи теплоту гідратуутворення, підігрівається до $15,5^{\circ}\text{C}$. Внаслідок випарного охолодження температура води, що стікає плівкою по зовнішній поверхні теплообмінних трубок стане постійною і приблизно на два градуси вище, ніж температура по мокрому термометру, тобто приблизно $11,5^{\circ}\text{C}$.

У разі використання холодоакумулятора в системах охолодження плодоовочесховищ доцільно повітря, що виходить з теплообмінника 4, подавати для охолодження продукції, так як його температура нижче атмосферного, а вологість - вище. Роботу холодоакумулятора в режимі зарядки припиняють або при підвищенні температури атмосферного повітря вище 15°C , або при накопиченні достатньої кількості газових гідратів. При роботі акумулятора в режимі розрядки закривається соленоїдний вентиль 18 і вимикається насос 11. Насосом 26 вода з ємності 1 подається в розподільник 8, стікає по трубках 6, і охолоджуючи тепле повітря, що подається в теплообмінник, до заданої технологічної температури, наприклад 15°C , нагрівається. Підігріта вода, надходячи в ємність 1, плавить газові гідрати і охолоджується. Газ, що виділився відсмоктується компресором 20 з верхньої частини колектора 7 по трубопроводу 19, стискається, конденсується в конденсаторі 21 і в рідкому вигляді надходить в ємність 22. Таким чином, включення до холодоакумулятору додаткового водяного контуру, дозволяє здійснювати акумулювання холоду при більш високій температурі атмосферного повітря. Розміщення в цьому контурі випарника дозволяє

протягом малого проміжку часу знизити температуру води, що циркулює в додатковому контурі, до температури по мокрому термометру. Використання при зарядці холодоакумулятора атмосферного повітря з більш високою температурою збільшує час його роботи в цьому режимі і дозволяє зменшити поверхню теплообмінника холодоакумулятора, що підвищує економічність холодоакумулятора на 10-20%. Експериментальні дослідження процесів акумулювання холоду за допомогою гідратів газів і органічних рідин проведені В.В.Клименком і В.Н.Корнієнком підтвердили переваги гідратів як холодоакумуляуючих речовин [43, 44]. Крім того, В.В.Клименко зі співавторами також розробили спосіб акумулювання холоду з застосуванням газогідратів ізобутану[45]; систему акумуляції холоду, що використовує безпосередньо контакт холодоагенту з акумулюючою речовиною [46]; установку для охолодження рідин і рідких харчових продуктів з використанням прихованої теплоти плавлення гідратів на стадії попереднього охолодження [47]; установку кондиціювання повітря з гідратним акумулятором підвищеної холодоємності [48]; спосіб та установку осушки стисненого повітря охолодженням, що використовує принцип газогідратного акумулювання холоду [49]; спосіб термостатування об'єктів при різко виражених змінах теплового навантаження шляхом застосування газогідратів R-22 [50].

На сьогоднішній день існує проблема зменшення викидів та захоронення CO₂, для рішення якої пропонується CCS технологія (CO₂ capture and storage) [51 -53].

CCS технологія складається з наступних чотирьох частин – сепарування CO₂ з викидів електростанцій або інших зосереджених джерел; транспортування, захоронення та зберігання.

Цією технологією передбачається уловлювання CO₂ з викидів за допомогою хімічного або фізичного поглинання, транспортування попередньо підготовленого CO₂ (у вигляді карбонатних мінералів, або в рідкому вигляді), поховання CO₂ у глибоких підземних геологічних

формаціях або на дні глибоководних водойм, контроль за зберіганням CO_2 [51-53].

Газгідратна технологія дозволяє істотно спростити вирішення проблеми зменшення викидів та захоронення CO_2 в глибоких водоймах. Так як діоксид вуглецю в складі гідратів інертний, то кислотність океанічних вод при захороненні CO_2 не збільшуватиметься [54-57].

Цікаве технологічне рішення (технологія "Квіти і бджоли") з об'єднання видобутку метану з морських гідратовмісних покладів та утилізації вуглекислого газу у вигляді гідратів на морському дні (рис. 5) запропоновано в роботі [58].

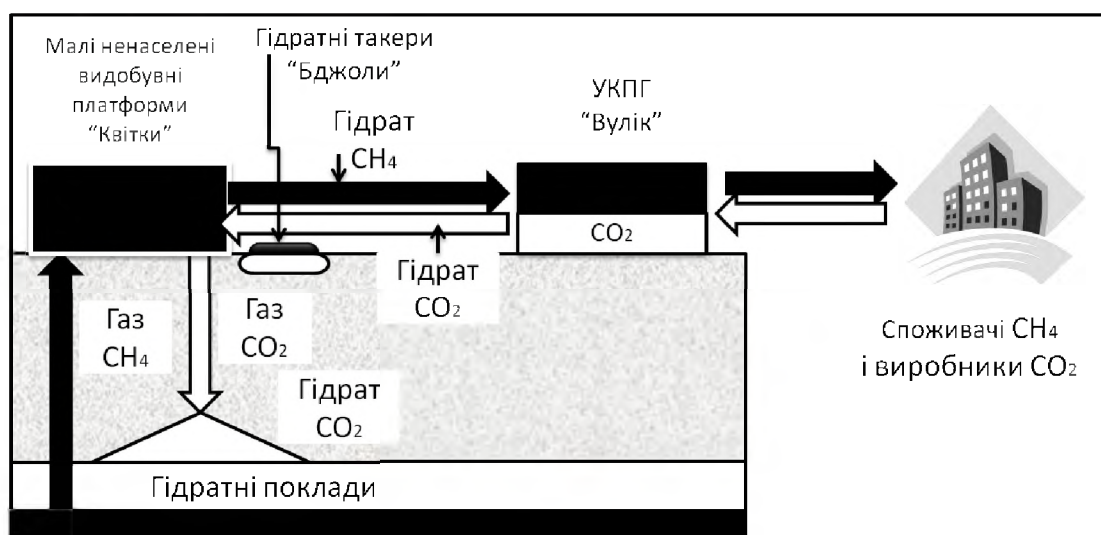


Рис. 5. Технологія "Квіти і бджоли".

Суть пропозиції зводиться до наступного: видобутий невеликими автоматизованими платформами газ переводять у гідратний стан безпосередньо в спеціальному танкері, пришвартованому до добувної платформи, використовуючи для компенсації теплоти гідратоутворення холод, що виділяється в сусідньому танкері від розкладання гідрату вуглекислого газу, привезеного цим танкером з берега. Діоксид вуглецю, що виділяється легко може бути закачаний на морське дно або на необхідну для гідратоутворення глибину поблизу добувної платформи під дією

створюваного ним при розкладанні тиску. Зворотній процес (розкладання гідрату природного газу і одночасне утворення гідрату CO_2 в сусідніх танкерах) відбувається біля берега, коли танкер, заповнений гідратом природного вуглеводневого газу, прибуває в порт призначення до газового терміналу. Там природний газ, який виділився з гідратів під власним тиском надходить на звичайну установку сепарації і осушення природного газу. Таким чином, дана система не потребує будь-якого складного обладнання і практично не споживає енергії (виключаючи паливо для танкерів і невеликі компресори, які потрібні для закачування діоксиду вуглецю на танкер).

Коротко зупинимося на газогідратній технології видобутку і підготовки природного газу на стадії розробки виснажених родовищ [59,60]. Схемне рішення приведенне на рис.6.

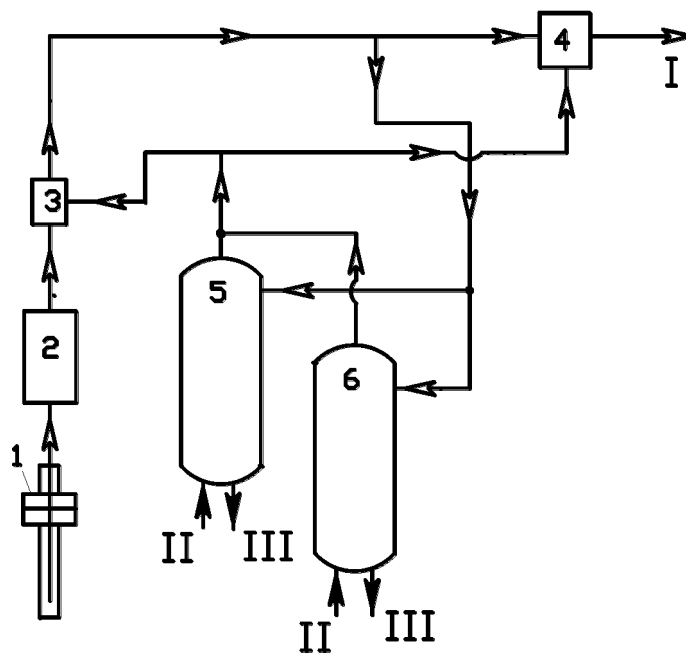


Рис. 6. Схемне рішення газогідратного способу видобутку і підготовки природного газу:

*1 – експлуатаційна свердловина; 2 - сепаратор; 3 - ежектор попереднього тиску;
4 - ежектор остаточного тиску; 5, 6 - газогідратні термокомпресори;
I - стиснутий газ; II - підведення тепла; III - відвід тепла.*

Спосіб здійснюється наступним чином : природний газ відбирається зі свердловини 1 при температурі 25°C і тиску 0,8 Мпа, відокремлюється в сепараторі 2 від механічних домішок, конденсату води і вуглеводнів, направляється в ежектор попереднього стискування 3, де стискується до тиску гідратуутворення $P_z = 2,5$ Мпа газом, що по черзі надходить з газогідратного термокомпресора 5 або 6 при тиску 15 Мпа і температурі 25°C .

Стиснутий газ після ежектора попереднього стискування 3 розділяється на два потоки. Перший потік направляється по черзі в газогідратні термокомпресори 5 і 6 для утворення газогідратів при тиску $P_z = 2,5$ Мпа і середній температурі 3°C (теплота гідратуутворення відводиться, наприклад, пароежекторною холодильною пропановою машиною). Утворені газогідрати по черзі плавлять у газогідратних термокомпресорах 5 і 6 при високому тиску 15 Мпа і температурі 25°C з виділенням газу і води внаслідок підведення теплоти від зовнішнього джерела. Газ, що виділився, розділяють на дві частини, однією з яких здійснюють ежекування і попереднє стискування газу зі свердловини 1, а іншою стискають другий потік газу в ежекторі остаточного стискування 4 до тиску $P_n = 6,0$ Мпа, необхідного для його підготовки і подачі в газопровід.

Таким чином, запропонований спосіб дозволяє здійснювати видобуток природного газу з газових і газоконденсатних родовищ на компресорній стадії розробки аж до повного відпрацьовування покладів

Застосування газгідратної технології для накопичення та транспортування природних газів є серйозною альтернативою технологіям, які використовуються в даний час. Це пов'язано з тим, що, по-перше, заморожені гідрати досить стійкі, щоб бути запасеними у великому об'ємі і транспортуватися на великі відстані. По-друге, транспортування з допомогою гідратних капсул або поршнів більш економічне при поставках природного газу на ринок і дозволяє значно знизити фінансові витрати [61-63]. Для

транспортування природного газу у розмірах, співрозмірних з подачею магістральними газопроводами, відомі такі пропозиції:

- спеціальними кораблями-носіях (NGH технологія) у вигляді заморожених капсул газових гідратів [61];
- газопроводами різної пропускної здатності у вигляді поршнів газових гідратів [64].

NGH технологія розроблена в Норвезькому Науково-Технологічному Університеті і складається з трьох головних частин: виробництво, морське транспортування та регазифікація (рис.7) [61, 65, 66].

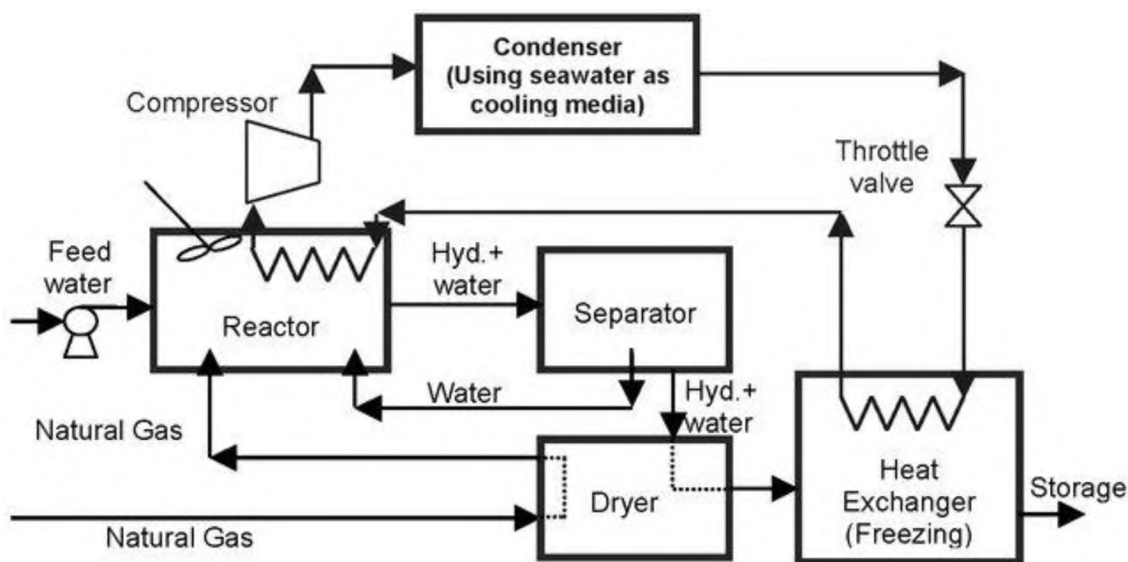


Рис. 7. NGH технологія

Процес здійснюється наступним чином. Природний газ, що має склад: C_1 - 94,0 %, C_2 - 4,6 %, C_3 - 1,4 %, надходить в гідратний реактор під тиском 65 бар і 10°C. Конденсат, отриманий при попередній обробці, далі не розглядається. Перш, ніж природний газ надходить в реакторну систему, газ використовується в операціях по сушці і заморожуванні у водно-гідратній системі поділу. У NGH технологічному процесі прийнято, щоб прісна вода при температурі 2°C накачувалася в безперервно розмішуючу систему, що складається з резервуара- реактора при температурі близько 10 °C.

Природний газ надходить з системи розділення і нагнітається в реакторну систему, в якій резервуари - реактори розташовані послідовно і гідрати утворюються за умов активного перемішування. Вода виходить з аміачної системи охолодженою. З реакторної системи водно-гідратна суміш направляється до трьох поясів фільтрів. Гідрат після сепараторів містить приблизно 12% вільної води від ваги суміші. Вологий гідрат пропускається через осушувач, де проходить підсушування гідрату природним газом і вміст вільної води зменшується до 10%. Потім гідрат направляється в гвинтовий конвеєр, де охолоджується до температури приблизно мінус 15°C. Гідрат з температурою мінус 15°C переміщається в резервуар зниженого тиску. Для кожної лінії є три таких резервуари. У будь-який момент один резервуар заповнюється, другий резервуар має знижений тиск і третій резервуар спорожняється. Тиск знижується від 50 bar до атмосферного. Заморожений гідрат переміщається з резервуара конвеєрами до транспортного засобу. Гідрат знаходиться при атмосферному тиску і температурі мінус 15° С і оточений природним газом. Все обладнання та конвеєри теплоізовані. Схема транспортного засобу (корабель - носій) для транспортування замороженого гідрату була розроблена в Осло [65]. Корабель - носій замороженого гідрату має 12 вантажних резервуарів, 12 резервуарів баласту і має подвійну основу. Вантажні резервуари ізовані, насамперед, для запобігання утворення льоду на зовнішній частині. Корабель - носій може вантажитися замороженим гідратом безпосередньо в порту із стаціонарних резервуарів для його зберігання.

Газ, що виділився використовується як паливо для двигунів корабля - носія, а лід, що утворився сформує ізолюючий шар між замороженим гідратом і стінкою резервуара.

Заморожений гідрат пропонується плавити в кораблі - носії [66]. Вода з температурою 20° С накачується в 12 вантажних резервуарів корабля - носія заморожених гідратів. Гідрат плавиться в резервуарах, і природний газ направляється в труби великого діаметру, які під'єднані до компресорів на

землі. Охолоджена вода подається від NGH корабля - носія до системи підігріву води, яка заснована на відводі тепла, від компресорів та теплових насосів.

Одним з перших для транспортування природного газу у вигляді поршнів газових гідратів запропонував використовувати газопровід Л.Ф.Смирнов [64]. На рис.8а представлена схема газопроводу, а на рис.8 б - переохолоджувачі проміжної станції.

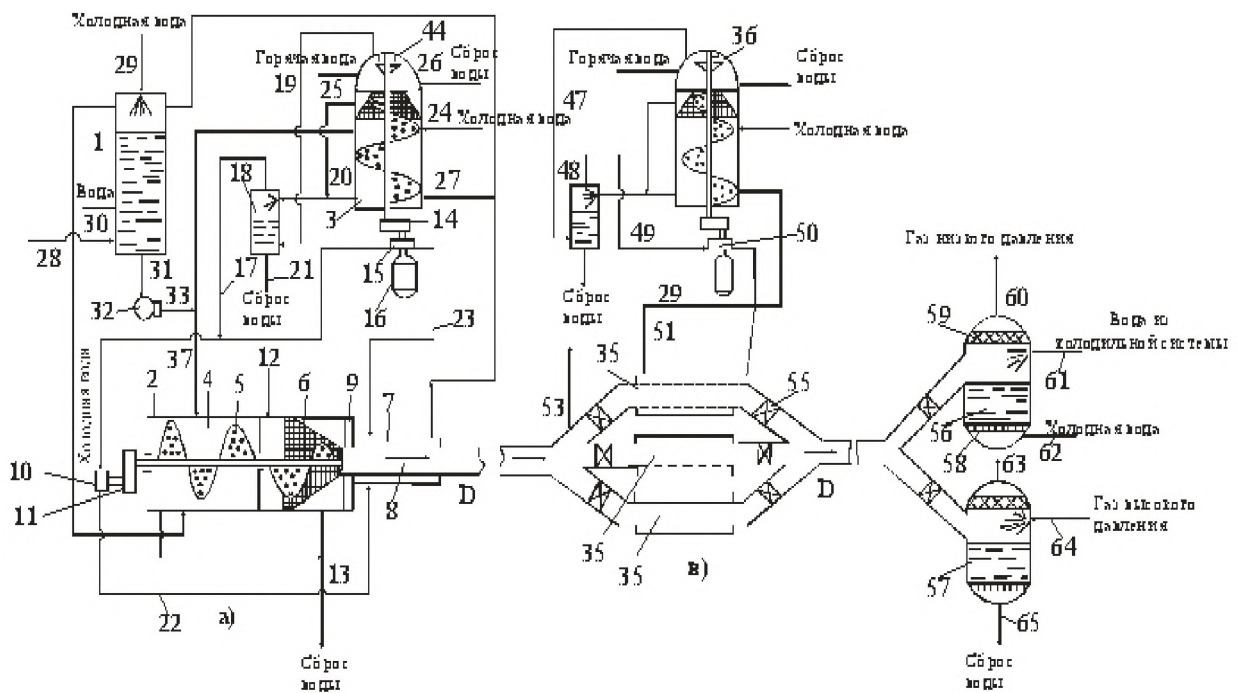


Рис. 8. Схема газопроводу для транспортування природного газу у формі газгідратів:

а) схема станції по утворенню гідратного поршня;

б) переохолоджувачі проміжної станції;

- 1 – кристалізатор; 2 – газоконвертер; 3 – термокомпресор; 4 – камера збагачення; 5 – шнек; 6 – конусний фільтр; 7 – камера перехолодження;
 8, 20, 30, 61, 62, 64, 65 – труба; 9 – ножовий пристрій;
 10, 15 – трубодетандери; 12, 24, 28 – патрубок; 18 – камера попереднього охолодження; 17, 19, 22, 23, 27, 33, 34, 45, 54 – трубопровід;
 32 – насос; 35 – переохолоджувач; 36 – термокомпресор;
 39 – простір; 42 – рухома штанга; 43 – пружинні упори; 44 – приводні упори; 46, 52, 55 – клапан; 51 – канал; 56, 57 – плавители.

Газопровід працює таким чином. У районі газовидобутку газ переводять в газові гідрати, пресують у тверді гідратні циліндричні блоки

(неповоротні контейнери), охолоджують їх до 271...281°K, транспортують по трубопроводу на газовій подушці під дією перепаду тиску природного газу і плавлять в районі газоспоживання з виділенням природного газу. Виїмкою маси зверху і знизу блоку знижують центр ваги в порівнянні з його геометричною віссю, а також влаштовують Z-подібну герметизуючу манжету, складену з запірних переднього нижнього, тильного верхнього та поздовжнього бічного поясів і зменшуючи перетікання газу з простору за блоком, де тиск більше, в простір перед блоком, де тиск менше. Блок може бути суцільним і порожнистим для пониження гідравлічних втрат, а також для попутного транспортування нафти, газового конденсату і сипучих вантажів - вугілля, руди. Зовнішня поверхня блоку загартована охолодженням і має крижану або гідратну кірку. Блоки транспортують окремо або, що енергетично вигідніше, в зістикованому вигляді, що має загальну по всій довжині Z-подібну манжету. Перепад тиску на початковій і проміжних станціях створює термокомпресію газу, що знаходиться між блоками. На початковій станції гідрати пресують в блоки, розрізають, надають певну форму і охолоджують у безперервному режимі гідратоконвертерами (ГКВ), зістикованими через розподільник гідратних блоків безпосередньо з магістральним трубопроводом.

Охолодження проводять адіабатичним скиданням тиску ГКВ. Тиск газу на проміжних станціях підвищують, і газ охолоджують без зупинки блоків у схемі із струменевим апаратом. На кінцевій станції гідратні блоки плавлять водою при 273...293 K з видачею стисненого газу, прісної води і високотемпературного холоду.

При застосуванні газогідратної технології для зберігання та транспортування природного газу у відносно невеликих масштабах, наприклад, для постачання регіональним споживачам, доцільно використати установки, запропоновані Клименком В.В. зі співавторами для виробництва льодогазгідратних капсул [67].

Установка згідно патенту України 23179А (рис.9) працює наступним чином. За допомогою насоса 22 і регулятора рівня 23 в кристалізаторі 2 підтримують рівень води трохи нижче вхідного перерізу віджимної камери 8 (на 1...2 мм) з тим, щоб при запуску установки, у відсутності гідратів, вода не заливала віджимну камеру і з'єднаний з нею приймач 23 .

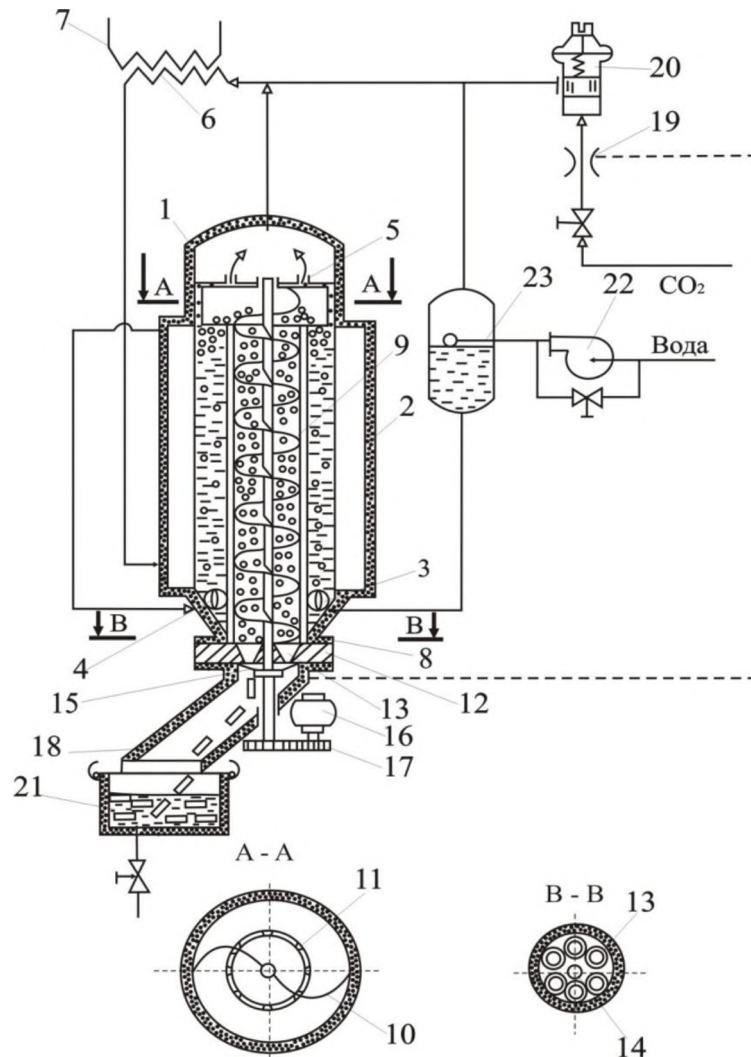


Рис. 9. Схема установки для виробництва крижаних капсул наповнених газовими гідратами:

- 1 – кристалізатор; 2 – охолоджувальна сорочка; 3, 4 – патрубки з сопловими насадками;
 5 – сепаратор; 6 – конденсатор; 7 – холодильна установка; 8 – віджимна камера;
 9 – шнек; 10 – направляючі лопатки; 11 – поздовжні ребра; 12 – торцева плита;
 13 – калібрувальні отвори; 14 – вал; 15 – відрізне пристосування; 16 – електродвигун
 17 – редуктор; 18 – холодильна камера; 19 – ежектор; 20 – регулятор тиску;
 21 – знімні приймачі; 22 – насос; 23 – регулятор рівня.

В умовах відведення теплоти гідратоутворення при температурі плюс 1°C за допомогою холодильної установки 20 і при інтенсивному

барботажному перемішуванні газогідратної суспензії в кристалізаторі 29 утворюються гідрати діоксиду вуглецю, які під дією обертаючихся по спіралі вгору газових бульбашок концентруються у верхній і центральній зоні кристалізатора на рівні входу в віджимну камеру 8. При цьому направляючі лопатки 10, виконані загнутими вперед, переміщують обертаючі назустріч газові гідрати на вхід віджимної камери 8, де вони, потрапляючи під дію шнека 7, переміщуються вниз і ущільнюються з відводом води по кільцевому зазору уздовж внутрішньої поверхні камери назад в кристалізатор. Гідрати, віджаті від води, поступають з віджимної камери 8 в конфузорні калібровані отвори 13 торцевої плити 12, звідки виходять в вигляді спресованих пористих поршнів, що потрапляють на лопасті відрізного пристосування 15.

Утворені таким чином гідратні заготовки направляються в холодильну камеру 18 і далі в приймач 21, де підтримується тиск порядку 1...1,1 бар шляхом відкачування газу з допомогою ежектора 19 в порожнину конденсатора 6. При такому тиску гідрати на поверхні пористого поршня виявляються в нерівноважному стані і розкладаються з виділенням газу і води, що супроводжується поглинанням тепла, що викликає зниження температури поверхні пористого поршня і її обмерзання. Процес розкладання поверхневого шару газових гідратів в результаті адіабатного скидання тиску згідно з принципом Ле-Шательє спрямований у бік досягнення рівноважного стану, що згідно з фазовою діаграмою призводить до зниження температури поверхні при тиску від 1 до 1,1 бар від мінус 40 до мінус 60°C. По мірі промерзання поверхні поршня на глибину приблизно відповідну герметичному перекриттю водяних пор поршня крижаною оболонкою і формування капсули, більша частина гідратів залишається всередині капсули без розкладання. Кількість газових гідратів всередині капсули може регулюватися зміною діаметру і довжини капсули, наприклад, шляхом зміни торцевої плити, забезпеченої калібрувальними отворами заданої геометрії. Отримані крижані капсули з газовими гідратами діоксиду вуглецю можна зберігати при атмосферному тиску і температурі -5...-10°C.

На установці, аналогічній наведеній вище, можна виробляти також і льодогазгідратні капсули природного газу чи його компонентів.

Подальший розвиток технологічних рішень по одержанню і використанню капсул газових гідратів CO_2 отримало в пропозиціях В.В.Клименка зі співавторами для утилізації діоксиду вуглецю з сатураторних газів, виробництва безалкогольних напоїв [68-70].

Застосування газогідратів природного газу (метану) для забезпечення паливом суднових двигунів.

Природний газ успішно застосовується як основне паливо, наприклад, на суднах, які було побудовано в Голландії – Mondriaan і Escher (1994 р.), Rembrandt і Van Gogh (2000 р.). Однак його широке застосування стримується із-за обмеженої місткості балонів із стиснутим газом, які можна розмістити на судні без шкоди його основному призначенню, а також наявності в районі використання судна спеціальної інфраструктури, необхідної для поповнення запасів газу, наприклад інфраструктури по бункеруванню суден зрідженим природним газом.

Перехід на газове паливо для двигунів на суднах є перспективним напрямком та може забезпечити зниження операційних витрат за рахунок нижчої вартості газу порівняно з традиційними видами палива, якщо вирішити проблему довготривалого зберігання природного газу (метану) на транспортному засобі і його безпечного застосування .

Відомо пропозиції по застосуванню NGH технології, яка передбачає транспортування кораблями природного газу у вигляді газогідратних блоків, а газ, який виділяється при частковому плавленні газогідратів внаслідок теплопритоків при транспортуванні, пропонується використовувати як додаткове джерело пального [1].

Гідрат метану – супрамолекулярна сполука метану з водою, стійкий при відносно низьких температурах і підвищених тисках. Зовнішнім виглядом кристали гідрату метану схожі на сніг. Завдяки своїй клатратній структурі одиничний об'єм газового гідрата може містити до 160–180 об'ємів

чистого газу [2]. Щільність гідрату метану (близько 900 кг/м^3) нижча за щільність води і льоду. Для утворення газогідратів досить тиску величиною $2,0 - 2,5 \text{ МПа}$ і температури $+3 \dots +5 \text{ }^\circ\text{C}$ (т.4 на рис.1). При підвищенні температури (процес 4 – 5 на рис.1) або зменшенні тиску (процес 4 – 6 на рис.1) гідрат розкладається на газ і воду (т.5, т.6 на рис.1) з поглинанням великої кількості теплоти. Розкладання гідрата в замкнутому об'ємі призводить до значного підвищення тиску [2].

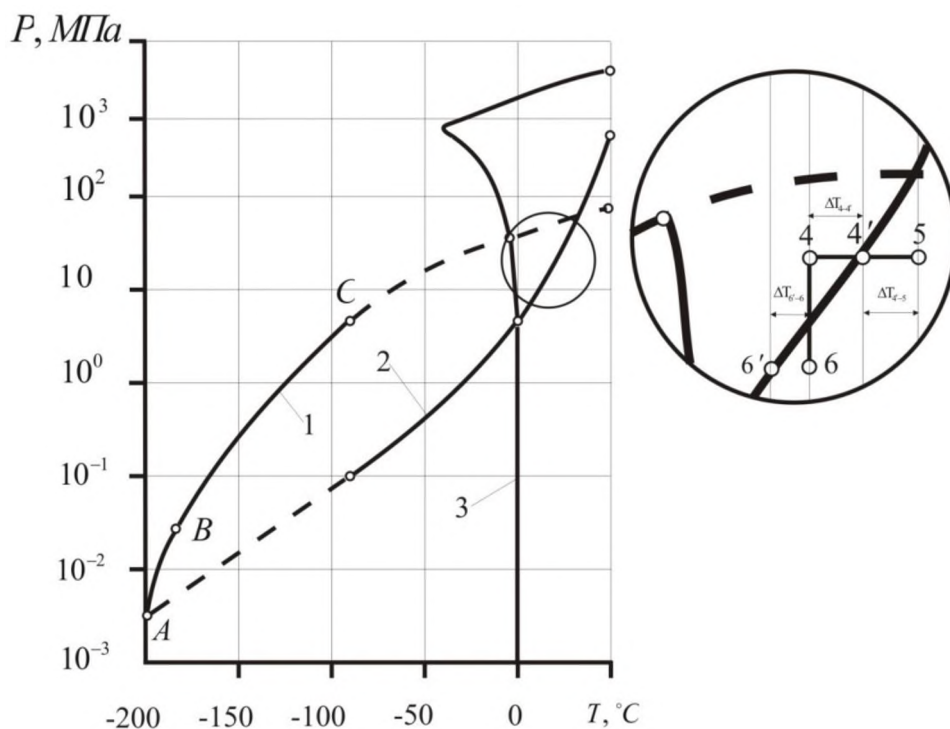


Рис.10. Фазова діаграма P - t гетерогенної термодинамічної системи "метан + вода":

1 - крива пружності пари метану (AB – над твердим метаном, BC – над рідким метаном, C – критична точка); 2 - рівноважна крива гідратоутворення (вище неї гідрати утворюються, нижче – розкладаються); 3 – крива замерзання води; т.4 – процес утворення газогідратів (рушійна сила процесу $\Delta T_{4-4'}$); 4 – 5 – ізобарний процес переходу гідратів в стан плавлення; т.5 – процес плавлення гідратів (рушійна сила процесу $\Delta T_{4'-5}$); 4 – 6- ізотермний процес переходу гідратів в стан плавлення; т.6 - процес плавлення гідратів (рушійна сила процесу $\Delta T_{6-6'}$).

Виробництво газогідратів вимагає значно менше енергії, ніж стискування або зрідження газу. Якщо використати ефект "самоконсервації"

або "консервації" і покрити газогідрати, сформовані, наприклад, у вигляді циліндричного блоку, тонкою льодяною плівкою, то отримаємо льодогазгідратні капсули, які можна довготривало зберігати при атмосферному тиску і температурах $-3 \dots -5^{\circ}\text{C}$ [3, 4].

Це дозволяє використовувати для зберігання газогідратів теплоізововану частину трюму або контейнер з простою, легкою і безпечною теплоізоляцією завтовшки в декілька сантиметрів, порушення якої не призведе до катастрофічних наслідків через велику теплову інерційність льодогазгідратних капсул. На транспортному засобі метан отримують завдяки плавленню, яке здійснюють внаслідок підводу тепла, наприклад, від забортної води.

Розглянутий спосіб використання газогідратів для зберігання і застосування газового палива припускає наявність двох різних систем: системи виробництва або постачання льодогазгідратних капсул і системи їх зберігання і подачі палива в двигун судна.

Попередні розрахунки показують, що для зберігання еквівалентних по теплоті згорання метану в складі газогідратів і традиційного рідкого палива в першому випадку необхідний об'єм приблизно в 5 раз більший.

Але слід відмітити, що техніко - економічні показники системи зберігання і постачання природного газу для суднових двигунів можна значно підвищити, якщо:

1. Ефективно використовувати прісну воду, яка виділяється в процесі плавлення газогідратів (вона має властивості "живої" води, аналогічні воді, утвореній після плавлення льоду);

2. Ефективно використовувати теплоту плавлення газогідратів в якості джерела холоду, наприклад, для систем кондиціонування;

3. Здійснювати процес плавлення газогідратів в окремому пристрої з виділенням газу при високому тиску з подальшим використанням його потенційної енергії для отримання додаткової роботи.

1.3. Стан практичного застосування газогідратних технологій.

Відомі практичні дослідження в області газогідратних технологій малочисельні, стосуються, в основному, дослідно-промислових об'єктів з добування газу з газогідратних покладів.

З 2002 році міжнародний дослідницький консорціум з числа наукових організацій трьох країн: США, Японії, Канади здійснює експериментальний видобуток метану з офшорного газогідратного родовища Маллік в Канадській Арктиці в дельті ріки Мак-Кензі, 2 травня 2012 року Міністерство енергетики США оголосило про прорив у дослідженнях на «Ігнік Сікумі №1». Вводячи суміш вуглекислого газу та азоту у поклади гідрату метану на Північному схилі Аляски, було отримано постійний притік природного газу в польових випробуваннях цього методу. В проекті під патронажем Міністерства енергетики США приймали участь компанії ConocoPhillips та Japan Oil, Gas and Metals National Corp (JOGMEC).

Дослідження з видобутку океанічних метангідратів розпочато в Японії в середині 90-х років під егідою Міністерства економіки та промисловості. Було створено консорціум японських дослідницьких центрів MH21 з участю державної компанії JOGMEC для роботи з метангідратної тематики.

У 2013 р. про перший видобуток газу шляхом декомпресії газогідратного пласта в східній частині западини Нанкай (Філіпінське море) у великому масштабі повідомило державне підприємство JOGMEC. Судно „Chikyu” виконало свердловини у морському дні східної частини западини Нанкай, на відстані приблизно 50 км від півострова Ацумі (острів Гонсю). У роботу над добуванням сировини із цього джерела від 2001 року проінвестовано сотні мільйонів доларів.

Інформація з напівпромислових установок виробництва газогідратів мізерна й обмежується рекламними буклетами або повідомленнями на інтернет-сайтах передових компаній, що ведуть дослідження в цій області. Це пояснюється тим, що установки по виробництву газових гідратів у промислових масштабах є об'єктами підвищеного комерційного інтересу

компаній-розробників, у зв'язку з чим вся інформація з установок вважається конфіденційною.

На рис.11а показана установка для виробництва 800 кг «законсервованого» гідрату метану в добу, розроблена і створена фахівцями японської фірми Mitsui Engineering&ShipbuildingCo., Ltd.

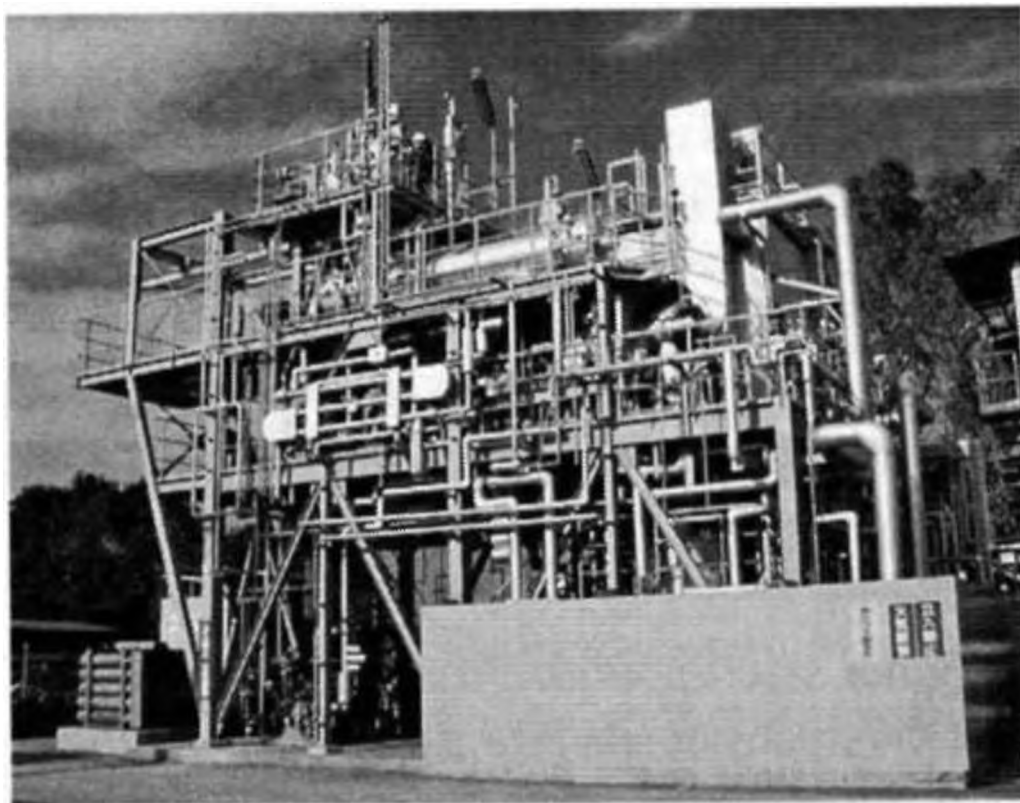


Рис.11а. Установка для виробництва газогідратів фірми

Установка складається із самої камери для виробництва гідратів і пристрою вивантаження вже сформованих гідратних часток, камери зневоднювання і додаткового насичення гідратів газом, а також з комунікаційних трубопроводів. Ця установка працює з 2005р. при підтримці компанії JOGMEC. Конструкція установки передбачає можливість підвищення її продуктивності до 5000 кг/добу(планується на 2015 р.).

Установка синтезу газових гідратів подібної конструкції працює у м. Осаці на базі Національного політехнічного інституту й Університету Осаки потужністю до 600 кг/день.

У Великобританії створена дослідно-промислова установка по виробництву гідратів продуктивністю 1 т/добу (рис.11б). Ця установка призначена для відпрацювання технології одержання газових гідратів на морських платформах з наступним їхнім транспортуванням.

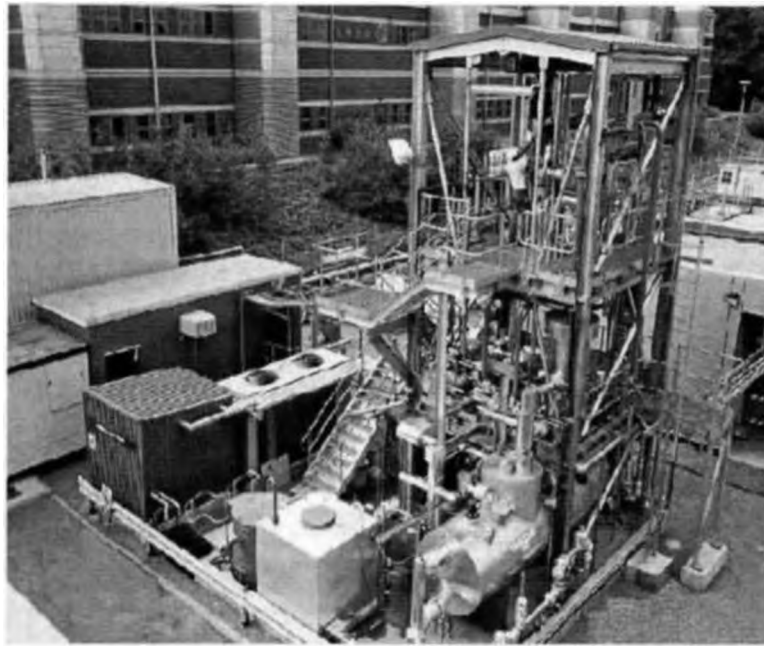


Рис 11 б. Дослідно-промислова установка по виробництву газогідратів фірми Advantika.

На основі отриманих під науковим керівництвом Клименка В.В. результатів експериментальних і теоретичних досліджень було розроблено і створено дослідно-промислові (макетні) зразки газогідратних холодоакумуляторів (ГАКХ): для систем охолодження з холодильними машинами (холодоємністю 100 МДж) та в Одеському технологічному інституті холодильної промисловості (тепер-Інститут холоду, кріотехнологій та екоенергетики ОНАХТ (м. Одеса) для систем з використанням природного холоду (холодоємністю 90 МДж).

Акумулятор холодоємністю 100 МДж випробовувався у ВНІХІ на стенді з холодильною машиною на базі 2 ФУБС 9 та контуром циркуляції

холодоносія (рис.12). На основі проведених стендових випробовувань підтверджено, як працездатність холодоакумулятора, так і задовільну узгодженість його теплотехнічних та кінетичних характеристик з розрахунковими значеннями [71].

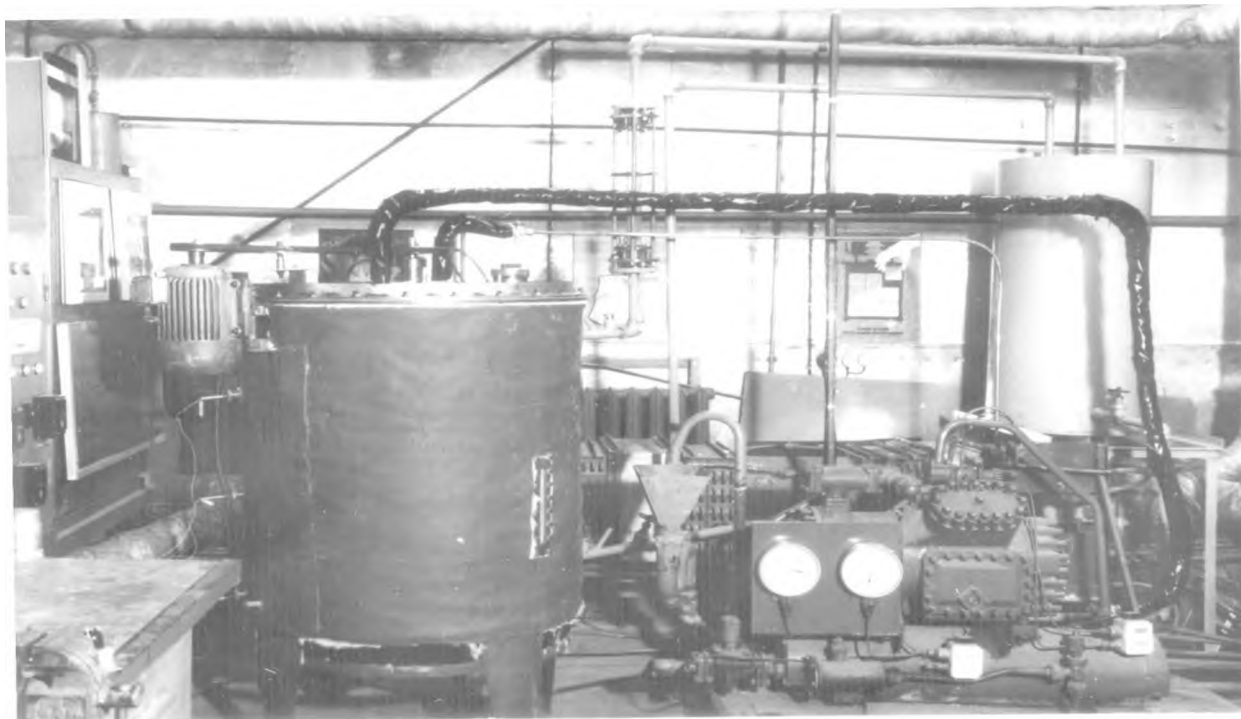


Рис.12. Загальний вид стенда для випробовувань макетного зразка гідратного холодоакумулятора системи з холодильною машиною.

В газогідратному акумуляторі холодоємністю 90 МДж поєднуються теплообмін через поверхню між холодоносієм (вода, яка не увійшла у склад газогідратів) і зовнішнім джерелом холоду (атмосферне повітря в холодний період доби) та прямоконттактний теплообмін гідратоутворюючого агента з водою при утворенні і плавленні газогідратів. Дослідження режимів роботи акумулятора та визначення працездатності, як окремих конструктивних вузлів, так і акумулятора в цілому проводилось на стенді, загальний вид якого приведено на рис.13.

Після усунення виявлених в процесі стендових випробовувань недоліків в конструкції сальника насоса гідратної води та пристрою для вводу гідратоутворюючого агента в зону гідратоутворення промислові

дослідження роботи макетного зразка ГАКХ природного холоду здійснювалися на Первомайському цукровому заводі в складі системи активного вентилявання кагата цукрового буряка, яка забезпечує не тільки охолодження продукції, а і локалізацію теплопритоків в денний період за допомогою динамічної теплоізоляції і ГАКХ.

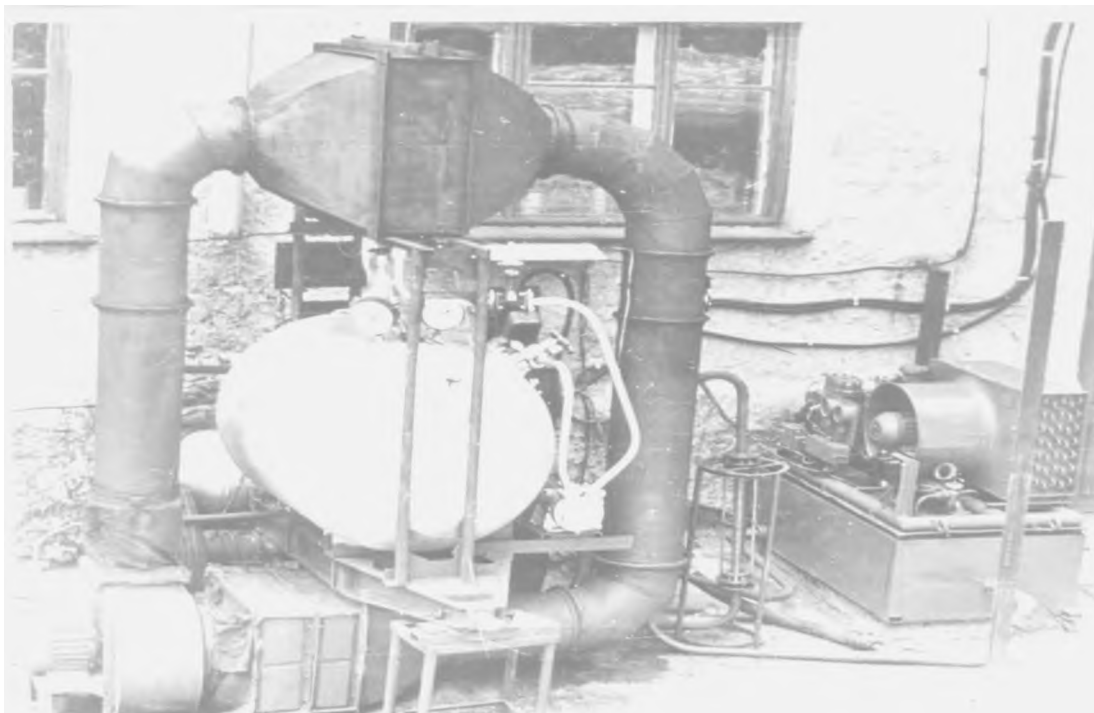


Рис.13. Загальний вид макетного зразка газогідратного аккумулятора природного холоду і стенду для його випробовувань.

Для випробовувань було закладено експериментальний кагат місткістю 980 т і контрольний, такої ж місткості, обладнаний традиційною системою активної вентиляції. При початковому вмісті цукру в буряку 16,7%, після зберігання на протязі 34 діб середня цукристість буряка в контрольному кагаті склала 16,02% до загальної маси, а в експериментальному - 16,46% і відповідно втрати маси цукру 2,02% та 1,86%. В цілому вихід цукру збільшився на 0,5% відносно виходу цукру із сировини контрольного кагата.

1.4. Схемне рішення та цикл газогідратного дотискувача паливного газу для газотурбінного приводу

Газотурбінний привод (ГТП) застосовують в різних сферах промисловості та енергетики, зокрема, в нафтовій та газовій галузях - в складі газоперекачувальних агрегатів транспортування газу, в енергетиці – в складі установок парогазових і газотурбінних електростанцій. В якості палива в ГТП використовують природний чи супутний нафтовий газ різного складу [73].

Для роботи найбільш розповсюджених ГТП виробництва України та країн басейну Чорного моря тиск паливного газу на вході в камеру згорання повинен складати 2,4 МПа, що не дозволяє їх експлуатацію при наявності паливного газу з меншим тиском. Тому у випадках, коли тиск газу нижчий 2,4 МПа, подача паливного газу в газотурбінний привод здійснюється за допомогою дотискного компресора. Але компресорне обладнання високовартісне, вимагає додаткових витрат на підготовку паливного газу, складне в обслуговуванні при експлуатації.

Альтернативою компресорному обладнанню для підвищення тиску паливного газу може стати дотискувач, який працює на основі газогідратної термокомпресії [72].

Умови початку гідратуутворення природних газів різної відносної густини приведено на рис.14 [73]. Газогідратна термокомпресія (ГГТ) газів базується на тому, що гідратуутворювач у газогідратному стані займає суттєво менший об'єм, ніж у газоподібному. Так, наприклад, 1 м³ гідрату вміщує 162,6 м³ метану. Процес стискування шляхом ГГТ безмашинний, одноступеневий, при будь-яких ступенях стискування близький до ізотермічного.

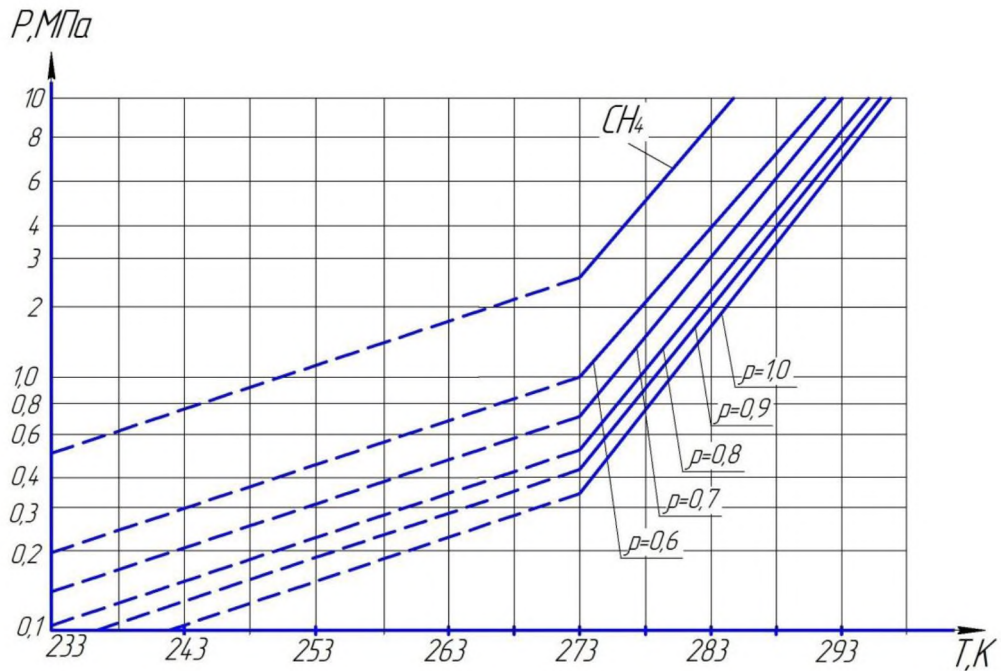


Рис. 14. Умови початку гідратуутворення природних газів різної густини.

Тиск для метану, супутнього нафтового газу та інших може бути визначений із рівняння стану при температурі плавлення газогідратів за питомим об'ємом. Наприклад, утворивши гідрат етану при 5,2 бар і 0°C та розклавши в замкнутому об'ємі при 95°C , отримаємо тиск 4000 бар [75].

На рис. 15 наведено схемне рішення газотурбінного приводу з газогідратним дотискувачем паливного газу (ГДПГ).

Дотискувач, в якому здійснюється газогідратна термокомпресія паливного газу містить: 6 – реактор утворення газогідратів; 7 – випарник; 8 – теплообмінник; 9 – розпилювач води; 10 – підвищувач тиску термотрансформатора; 11 – конденсатор; 12 – газогідратний плавитель; 13 – насос газогідратної суспензії; 14 – сепаратор, 15, 16, 17 – регулюючі вентилі.

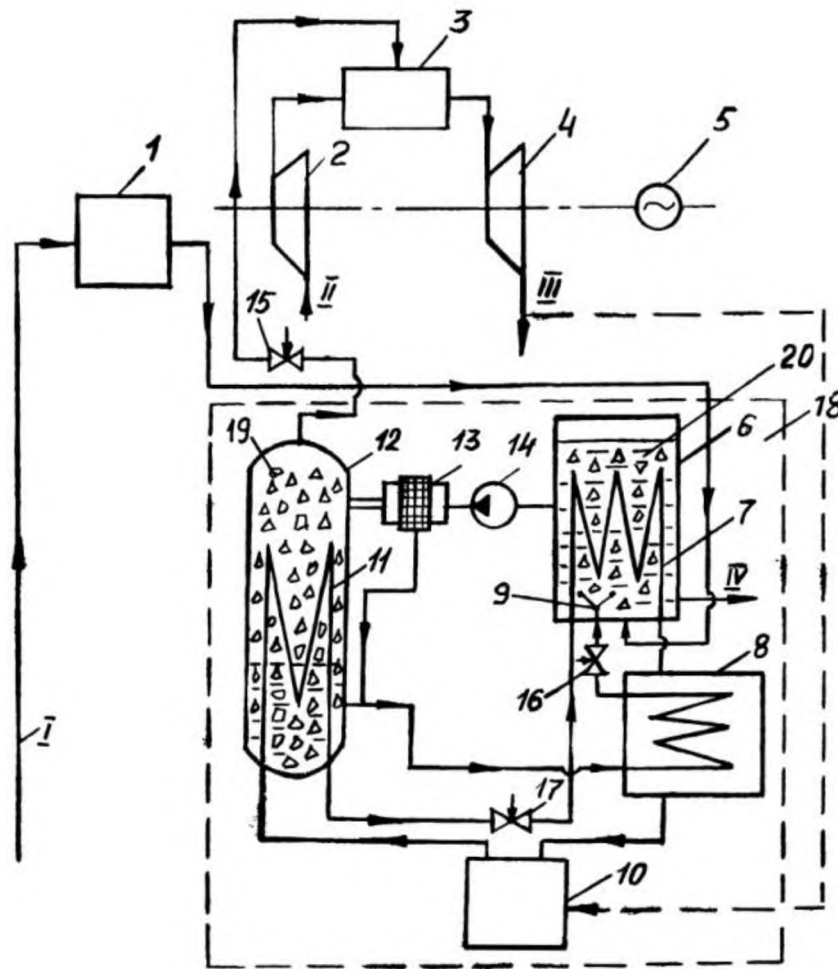


Рис. 15. Схемне рішення газотурбінного приводу з газогідратним дотискувачем паливного газу

1 – апарат повітряного охолодження; 2 – компресор стиснення повітря; 3 – камера згорання палива; 4 – газова турбіна; 5 – електрогенератор ; 6 – реактор утворення газогідратів; 7 – випарник ; 8 – теплообмінник; 9 – розтилювач води; 10 – підвищувач тиску термотрансформатора; 11 – конденсатор 12 – газогідратний плавитель; 13 – насос; 14 – сепаратор; 15, 16, 17 – регулюючі вентилі; 18 – газогідратний дотискувач (позначений пунктирною лінією); 19 - газогідрати; 20 - газогідратна суспензія; I – потік газу в газопроводі; II – подача повітря; III – вихід продуктів згорання газу; IV – конденсат

Основні процеси, які реалізуються в ГДПГ, зображено на P - T діаграмі (рис.16), а в табл. 1.1 приведено значення термодинамічних параметрів реперних точок процесів, визначених наближеними розрахунками для природного газу наступного складу: CH_4 -94,12%; C_2H_6 -2,92%; C_3H_8 -0,92%; C_4H_{10} – 0,42%; C_5H_{12} – 0,11%; C_6+ - 0,14%; CO_2 – 1,22%; N_2 – 0,15%.

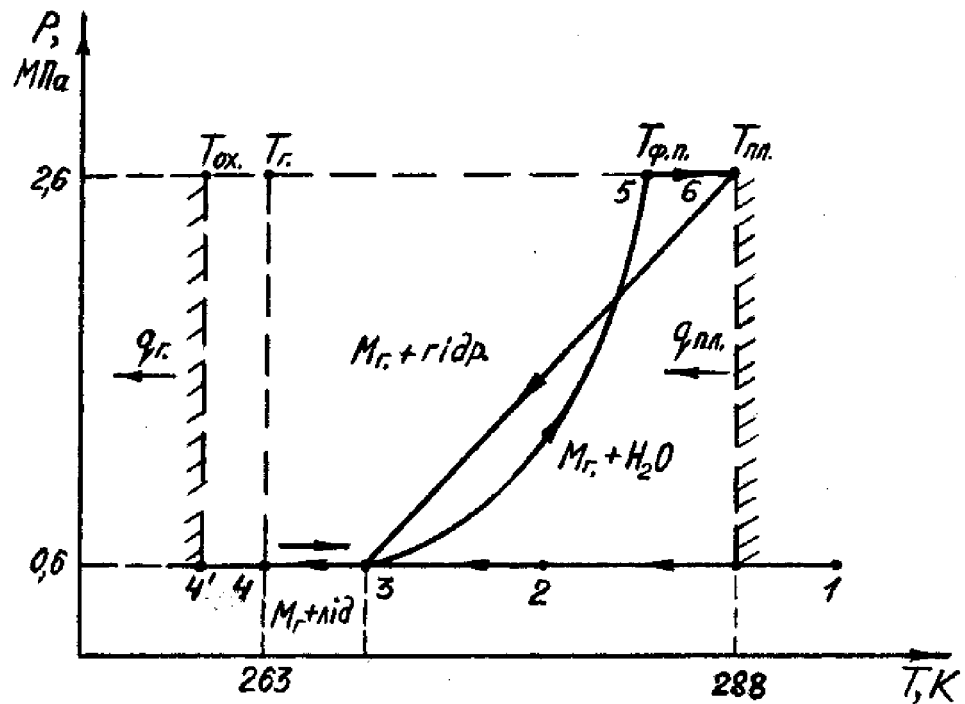


Рис. 16. Основні процеси в газогідратному дотискувачі

T.1 – стан газу на вході в 1-2-3-4 – охолодження газу в реакторі; T.3- стан трифазної рівноваги в реакторі 6; 3-4 – охолодження води в реакторі 6; T.4 – утворення газогідратів в реакторі 6; 4-5- підвищення тиску газогідратної суспензії від P_4 до P_5 ; 5-6 – процес нагрівання суспензії в плавителі 12; T. 6 – плавлення газогідратів на газ і воду; 6-3 – охолодження води в теплообміннику 8 та пониження тиску в регулюючому вентилі 16 до тиску P_4 ; (3-5) – лінія трифазної рівноваги «газ-водний розчин- газогідрат»; умовні позначення: M_z – гідратоутворюючий агент (паливний газ); гідр-газогідрат; T_{ox} – температура кипіння холодильного агента у випарнику 11; T_z , $T_{пл}$ – температура процесів утворення та плавлення газогідратів; $T_{ф.пл.}$ – рівноважна температура в системі «газ-водний розчин- газогідрат»; q_r , $q_{пл}$ – теплота гідратоутворення та плавлення газогідратів.

Таблиця 1.1. Термодинамічні параметри реперних точок процесів в газогідратному дотискувачі

Номер точки	1	2	3	4	5	6
Тиск P , МПа	0,6	0,6	0,6	0,6	2,6	2,6
Температура t , $^{\circ}\text{C}$	25	5	8	-10	10	15

Слід відмітити, що рівноважна температура гідратоутворення природного газу вказаного вище складу при тиску $P = 0,6$ МПа становить $t = -7^{\circ}\text{C}$, при якій вода буде знаходитись у вигляді льоду. Відомо, що кінетика гідратоутворення всистемі «газ+лід» характеризується дуже малими значеннями швидкості процесу.

Тому в розглянутому випадку доцільно використовувати не воду, а водний розчин, наприклад метанолу чи етанолу, температура замерзання якого нижче -10°C . Це дозволить підтримувати рушійну силу процесу гідратоутворення $\Delta t = t_3 - t_4 = 3^{\circ}\text{C}$, що забезпечить прийнятну швидкість утворення газогідратів.

ГТП з газогідратним дотискувачем паливного газу працює наступним чином. Потік газу I з тиском $P=0,6$ МПа при температурі $t=25^{\circ}\text{C}$ через апарат повітряного охолодження 1 поступає до реактора газогідратів 6, де при контакті з охолодженим водним розчином утворюються газогідрати при тиску $P=0,6$ МПа і температурі $t=-10^{\circ}\text{C}$. Теплота гідратоутворення сприймається холодильним агентом, який кипить у випарнику термотрансформатора 7, розміщеному в реакторі 6. Вуглеводневий конденсат, що утворюється негідратоутворюючими компонентами паливного газу при його охолодженні, виводиться з реактора 6 (потік IV).

Водогідратна суспензія подається насосом 13 в сепаратор 14, де гідрати відділяються від водного розчину і поступають в газогідратний плавитель 12. При підводі теплоти від конденсатора термотрансформатора 11, розміщеному в плавителі 12, газогідрати плавляться при тиску $P=2,6$ МПа і температурі $t=10^{\circ}\text{C}$ з утворенням газу та води. Газ при тиску $P=2,6$ МПа і температурі $t=10^{\circ}\text{C}$ подається в камеру згорання ГТП.

Водний розчин після сепарації і з плавителя газогідратів 12 охолоджується в теплообміннику 8 до температури $t=3^{\circ}\text{C}$ і надходить в реактор 6 через регулюючий вентиль 16 і розпилювач 9.

1.5. Розрахунок основних показників газогідратного дотискувача паливного газу для газотурбінного приводу на основі двигуна Д-336

Вихідні дані:

Витрати паливного газу – $2500 \text{ м}^3/\text{год}$;

Склад паливного газу – наведено вище;

Робоче тіло термотрансформатора – пропан (C_3H_8)

Показник адіабати пропану – 1,13

Ефективний ККД компресора термотрансформатора – 0,85

Питома теплота гідратоутворення метану – 3785 кДж/кг

Густина метану – $0,72 \text{ кг/м}^3$

Питома теплоємність гідрату метану – $2,5 \text{ кДж/кг}\cdot\text{К}$

Напір насоса водогазгідратної суспензії – 2 МПа

Ефективний ККД насоса – 0,8

При розрахунках використані методики з літературних джерел [1, 2, 4, 25, 75-78].

Визначення потужності основного компресора термотрансформатора.

Основний термодинамічний цикл термотрансформатора, побудований згідно вихідним даним приведено на рис.17

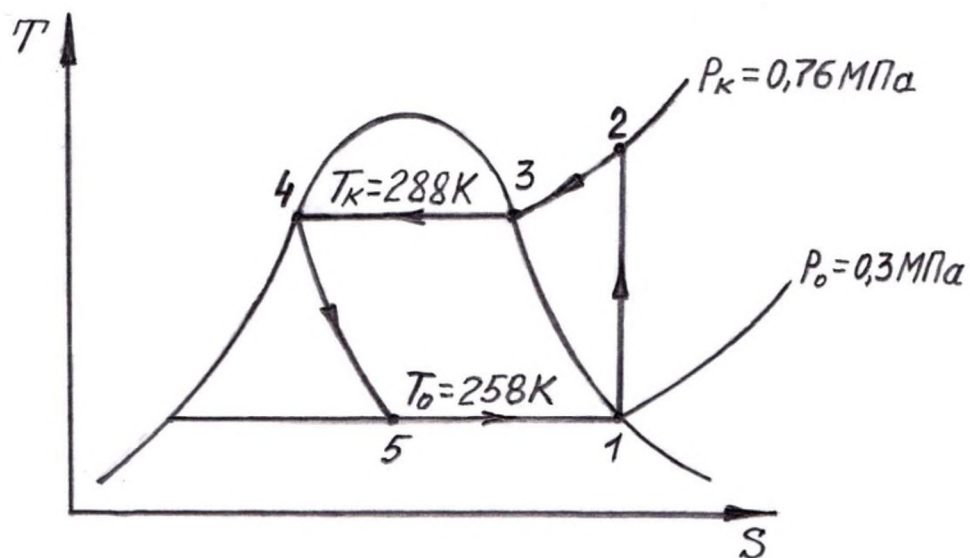


Рис.17. Основний термодинамічний цикл термотрансформатора в T-S координатах.

Температури випаровування і конденсації T_0, T_K :

$$T_0 = T_{H_2} - \Delta T_0 = 263 - 5 = 258 \text{ К}$$

$$T_K = T_{H_2} - \Delta T_K = 263 - 5 = 258 \text{ К}$$

Питома робота компресора:

$$l_K = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot T_1 \cdot \left[\left(\frac{p_2}{p_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{\eta_K},$$

де $k = 1,13$ – показник адіабати пропану;

$$R(C_3H_8) = \frac{R_\mu}{\mu(C_3H_8)} = \frac{8314}{44} = 188,95 \text{ Дж/кг} - \text{газова стала пропану};$$

$\mu(C_3H_8) = 44 \text{ кг/кмоль}$ – молекулярна маса пропану;

$T_1 = T_0 = 258 \text{ К}$ – температура кипіння робочого агента;

$P_1 = P_0 = 0,3 \text{ МПа}$ – тиск кипіння робочого агента;

$P_2 = P_K = 0,76 \text{ МПа}$ – тиск конденсації пари робочого агента;

$\eta_K = 0,85$ – ефективний ККД компресора.

Питома робота компресора:

$$l_K = \frac{1,13}{1,13-1} \cdot 188,95 \cdot 258 \cdot \left[\left(\frac{0,76 \cdot 10^6}{0,3 \cdot 10^6} \right)^{\frac{1,13-1}{1,13}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{0,85} = 53554,65 \text{ Дж/кг}.$$

Потужність компресора:

$$N_K = l_K \cdot G_{az}(C_3H_8),$$

де l_K – питома робота компресора;

$G_{az}(C_3H_8)$ – витрата робочого холодоагенту пропане, кг/с .

Витрата робочого агента (пропану):

$$G_{az}(C_3H_8) = \frac{Q_z}{\Delta h(C_3H_8)} = \frac{G_M \cdot \Delta H_z}{\Delta h(C_3H_8)},$$

де Q_z – кількість теплоти яка відводиться в процесі гідратування, кДж/с ;

G_m – витрати гідратуутворюючого агента (метану), кг/с;

$\Delta H_z = 3785$ кДж/кг_(ар) – теплота гідратуутворення метану;

$\Delta h(C_3H_8) = h_1 - h_5 = 879,2 - 563,1 = 316,1$ кДж/кг – різниця ентальпій робочого агента пропана в точках 1 і 5, $h_5 = h_4$;

Витрата гідратуутворюючого агента метану:

$$G_m = V_m \cdot \rho_m = 0,7 \cdot 0,72 = 0,504 \text{ кг/с},$$

де $V_m = 2500 \text{ м}^3/\text{Г} = 0,7 \text{ м}^3/\text{с}$ – об'ємна витрата метану;

$\rho_m = 0,72 \text{ кг/м}^3$ – густина метану.

Масова витрата робочого агента (пропану):

$$G_{az}(C_3H_8) = \frac{0,504 \cdot 3785}{316,1} = 6 \text{ кг/с},$$

Об'ємна продуктивність компресора:

$$V_k = \frac{G_{az}(C_3H_8)}{\rho_{проп}} = \frac{6}{0,67} = 9 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Потужність компресора:

$$N_k = 53,55 \cdot 6 = 321 \text{ кВт}.$$

Визначення величини теплообмінної поверхні кристалізатора та плавителя

Приймаємо питоме теплове навантаження кристалізатора $K_p(p)$ (на 1 кг CH_4)

$$q_{kp} = \Delta H_z = 3785 \text{ кДж/кг(ар)}.$$

Теплове навантаження кристалізатора $K_p(p)$:

$$Q_{kp(p)} = G_m \cdot q_{kp} = 0,504 \cdot 3785 = 1907 \text{ кВт}.$$

Поверхня теплообміну $K_p(P)$:

$$F_{кр} = \frac{Q_{кр(p)}}{k \cdot \Delta T} = \frac{1907}{2 \cdot 5} = 190,7 \text{ м}^2.$$

де $k = 2 \text{ кВт/м}^2 \cdot \text{К}$ – коефіцієнт теплопередачі від суспензії в кристалізаторі (реактора) до пропану у випарнику 7;

$\Delta T = 5^\circ \text{C}$ – різниця температур при теплопередачі.

Так як теплове навантаження плавителя газогідратів, внаслідок рівності питомих теплот утворення і плавлення газогідратів, буде рівним тепловому навантаженню кристалізатора, то виконавши аналогічні розрахунки отримаємо величину поверхні теплообміну плавителя $F_{пл} = 191 \text{ м}^2$.

Визначення основних конструктивних розмірів кристалізатора і плавителя газогідратів

Приймаємо в якості основного елемента теплообмінної поверхні трубу діаметром $d = 0,05 \text{ м}$.

Загальне число труб n , яке можна розмістити на трубній решітці по вершинах рівносторонніх трикутників в межах вписаного в коло шестикутника:

$$n = 0,75 \cdot (n_d^2 - 1) + 1 = 0,75 \cdot (16^2 - 1) + 1 = 192 \text{ шт},$$

де n_d - число труб, що розміщуються на діаметрі трубної решітки (на більшій діагоналі шестикутника):

$$n_d = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot F}{3 \cdot \beta \cdot t \cdot f}} = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 191}{3 \cdot 4 \cdot 0,1 \cdot 3,14 \cdot 0,05}} = 15,95 \approx 16 \text{ шт},$$

де F - розрахункова поверхня теплопередачі, м^2 ;

t - крок труб, м ;

f - поверхня 1 м труби прийнятого діаметра, м^2 ;

β - відношення висоти або довжини робочої частини теплообмінника до діаметру.

Діаметр трубної решітки теплообмінника:

$$D = (n_d - 1) \cdot t + 4 \cdot d_n = (16 - 1) \cdot t + 4 \cdot 0,05 = 1,7 \text{ м}.$$

Робоча висота однієї труби теплообмінника:

$$l = \beta \cdot D = 4 \cdot 1,7 = 6,8 \text{ м.}$$

Загальна кількість труб кристалізатора (плавителя):

$$n = \frac{F}{\pi \cdot d \cdot l} = \frac{191}{3,14 \cdot 0,05 \cdot 6,8} = 179 \text{ шт.}$$

Якщо прийняти елементну конструкцію кристалізатора (плавителя) з числом елементів $n_{ел} = 3$, то теплообмінна поверхня одного елемента буде

$$F_{ел} = 191/3 = 63,7 \text{ м}^2$$

Відповідно габаритні розміри одного елемента $D = 1,2 \text{ м}$, $l = 4,8 \text{ м}$

При однорядній компоновці елементів, розміщених вертикально, габаритні розміри кристалізатора (плавителя):

$$L \cdot B \cdot H = 7,2 \cdot 1,44 \cdot 5,76,$$

де $L \cong 6 \cdot D = 6 \cdot 1,2 = 7,2 \text{ м}$ – довжина;

$B \cong 1,2 \cdot D = 1,2 \cdot 1,2 = 1,44 \text{ м}$ – ширина;

$H \cong 1,2 \cdot l = 1,2 \cdot 4,8 = 5,76 \text{ м}$ – висота.

Визначення продуктивності та потужності насоса водогазгідратної суспензії

Питома маса гідрата метану (CH_4):

$$q_2 = 1 + \frac{18 \cdot n}{\mu_{\text{CH}_4}} = 1 + \frac{18 \cdot 6,3}{16,04} = 8,07 \text{ кг(гідр.)}/\text{кг(аг.)}.$$

Частку газогідратів в суспензії на виході із насоса приймаємо 20%, $q_e = 80\%$.

Питома витрата води в складі суспензії:

$$q_{вс} = \frac{q_2 \cdot 0,8}{0,2} = \frac{8,07 \cdot 0,8}{0,2} = 32,38 \text{ кг(в)}/\text{кг(аг.)}.$$

Частку газогідратів в суспензії на виході з сепаратора приймаємо 60%, $q_e = 40\%$.

Питома витрата води в складі суспензії на виході з сепаратора:

$$q_{ec} = \frac{q_z \cdot 0,4}{0,6} = \frac{8,07 \cdot 0,4}{0,6} = 5,38 \text{ кг(в)/кг(аг)}.$$

Витрати води:

$$G_e = q_{ec} \cdot G_m = 5,38 \cdot 0,504 = 2,71 \text{ кг(в)/с}.$$

Витрата газогідратів:

$$G_z = q_z \cdot G_m = 8,07 \cdot 0,504 = 4,07 \text{ кг(гідр)/с}.$$

Витрата водогідратної суспензії:

$$G_{ec} = G_z + G_e = 4,07 + 2,71 = 6,78 \text{ кг(вс)/с}.$$

Питома робота насоса:

$$l_n = \frac{G_{ec} \cdot \Delta P}{\rho_{ec} \cdot \eta_n},$$

де $\Delta P = 2 \text{ МПа}$ – напір;

$\rho_{ec} = 981,35 \text{ кг/м}^3$ – густина водогідратної суспензії;

$\eta_n = 0,8$ – ефективний ККД насоса.

Визначимо густину водогідратної суспензії:

$$\rho_{ec} = \frac{1}{\frac{\xi_z}{\rho_z} + \frac{1 - \xi_z}{\rho_e}},$$

де ξ_z – масова частка газогідратів; $\xi_z = 0,2$

$\rho_z = 910 \text{ кг/м}^3$ – густина газогідратів метану;

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

$$\rho_{ec} = \frac{1}{\frac{0,2}{910} + \frac{1 - 0,2}{1000}} = 981,35 \text{ кг/м}^3.$$

Питома робота насоса:

$$l_n = \frac{6,78 \cdot 2 \cdot 10^6}{981,35 \cdot 0,8} = 17,2 \text{ кДж/кг(аг)}$$

Потужність насоса:

$$N_n = G_m \cdot l_n = 0,504 \cdot 17,2 = 8,67 \text{ кВт}.$$

Продуктивність насоса:

$$V_n = G_{ec} \cdot G_m / \rho_{ec} = 20,38 \cdot 0,504 / 981,35 = 0,105 \text{ м}^3/\text{с} = 37,7 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Проведені розрахунки показують, що енерговитрати при газогідратній компресії в газогідратному дотискувачі паливного газу ГТП на основі двигуна Д- 336 (потужність 6,3 МВт, витрати паливного газу 2500 м³) досить значні (з урахуванням роботи додаткового компресора вони збільшаться на 7...10%) при використанні термотрансформатора на основі пароконпресійної холодильної машини. Капітальні витрати на ГДПГ також будуть досить значними, оскільки величина поверхні теплообміну реактора утворення газогідратів (кристалізатора) і газогідратного плавителя та їх габаритні розміри досить великі. При цьому вартість компресорного обладнання термотрансформатора буде зіставна з вартістю дотискного компресора, в якому процес стискування паливного газу здійснювався б в розглянутих межах тисків: 0,6...2,4 МПа.

Дещо підвищити енергетичну привабливість ГДПГ можна шляхом застосування термотрансформатора на основі тепловикористовуючої холодильної машини: абсорбційної або пароежекторної. Але це призведе до збільшення металоємності дотискувача.

Тому пропонується використати ГДПГ як пристрій, що забезпечував би тільки пуск газотурбінного приводу при наявності паливного газу, тиск якого нижче технологічно допустимого, а подальша подача паливного газу здійснювалась би дотискним компресором.

Для двигуна типу Д- 336 пусковий період складає $\cong 20$ хв. На цей час роботи потрібно $\cong 800 \text{ м}^3$ газу, який буде міститися в 5-ти м³ газогідратів. При концентрації гідратів у суспензії 40%, об'єм накопичувача гідратів складатиме 12,5 м³.

Виконавши розрахунки згідно вищенаведеної методики отримуємо

1. Габаритні розміри кристалізатора – плавителя:

Діаметр $D = 0,7$ м; висота $H = 2,8$ м

2. Поверхня теплообміну кристалізатора – плавителя

$F = 10,5 \text{ м}^2$; (діаметр теплообмінних труб $d = 0,02$ м, робоча висота однієї труби $l = 2,4$ м, діаметр трубої решітки $D_{\text{тр.р}} = 0,6$ м).

3. Холодопродуктивність $Q_{\text{кр}} = 105$ кВт

4. Потужність пропанового компресора $N_{\text{к}} = 22,5$ кВт

Використання ГДПГ в запропонованому варіанті дозволить суттєво спростити наведене на рис.15 схемне рішення, так як робота кристалізатора і плавителя гідратів буде рознесена в часі, а це дозволить процеси утворення і плавлення гідратів здійснювати в одному апараті.

Висновки до розділу 1

1. Проведений аналіз основних шляхів застосування газогідратних технологій показав, що газгідратний метод опріснення є перспективним інструментом енергоефективної очистки забрудненої та перенасиченої солями (важких металів зокрема) води та відноситься до методів з використанням холоду і по апаратному оформленню подібний виморожування з вторинним холодоагентом.

2. Проведений аналіз системи зберігання і постачання природного газу для судових двигунів показав, що її ефективність можна значно підвищити, якщо:

- ефективно використовувати прісну воду, яка виділяється в процесі плавлення газогідратів (вона має властивості “живої” води, аналогічні воді, утвореній після плавлення льоду);
- ефективно використовувати теплоту плавлення газогідратів в якості джерела холоду, наприклад, для систем кондиціонування;
- здійснювати процес плавлення газогідратів в окремому пристрої з виділенням газу при високому тиску з подальшим використанням його потенційної енергії для отримання додаткової роботи.

3. Аналіз існуючих технологій транспортування газогідратів показав - що всі здійснювані на сьогоднішній день напівпромислові роботи зі збереження і транспорту газу в гідратному стані направлені на рішення трьох основних задач:

- одержання гідратів у таких термодинамічних умовах, щоб гідратне число було близьке до мінімального для даної молекулярної структури, чим забезпечується максимальний газовміст
- охолодження гідратів до температур, що забезпечують надійну самоконсервацію при скиданні тиску з мінімальними енерговитратами;
- переведення гідратних часток у законсервованій стан з мінімальними втратами газу і мінімальним ваговим відношенням лід/гідрат.

4. Застосування ГДПГ, як пристрою для пуску газотурбінного приводу, має певну перспективу і надає підстави для подальшого вивчення цього напрямку забезпечення працездатності ГТП при наявності паливного газу, тиск якого нижче технологічно допустимого.

РОЗДІЛ 2

СХЕМНО-КОНСТРУКТИВНІ РІШЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗАСТОСУВАННЯ ПРОЦЕСУ ГІДРАТОУТВОРЕННЯ ПРИ ВИДОБУТКУ ТА ПІДГОТОВЦІ ДО ТРАНСПОРТУВАННЯ, РЕГАЗИФІКАЦІЇ ГАЗОГІДРАТІВ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ МАЛОДЕБІТНИХ РОДОВИЩ

Аналіз динаміки зміни запасів нафти і газу, досягнутого коефіцієнту газодобування та виробленості запасів свідчить, що при практично незмінній кількості родовищ, має місце закономірне зменшення поточних видобувних запасів, річного видобутку нафти та газу зі зростанням частки важковидобувних запасів. До того ж має місце і незабезпеченість компенсації відборів вуглеводнів приростом їх запасів [81]. Існує тенденція постійного зменшення запасів родовищ, що відкриваються, причому не тільки в освоєних регіонах, але і на нових перспективних площах та проблема облаштування розвіданих родовищ, які знаходяться далеко від інфраструктури. Тому впровадження новітніх технологій та пошук нових шляхів збільшення видобутку газу з виснажених родовищ на даний час набули особливої актуальності.

Чимало з експлуатованих родовищ газу Дніпровсько-Донецької западини відпрацювали 50—80% свого ресурсу і характеризуються пониженим пластовим тиском з відповідним скороченням обсягів видобутку газу. Проблеми, пов'язані із зниженням пластового тиску на завершальній стадії розробки покладів газу родовищ Харківської та Полтавської області, частково могли би вирішитися за рахунок введення в експлуатацію дотискних компресорних станцій, однак при їх впровадженні виникло багато ускладнень технічного характеру, що стало на заваді їх практичного застосування [82]. На деяких родовищах, зокрема Котелівському, Тимофіївському та Куличихінському з цією метою застосовують сайклінг-

процес, що передбачає повторне закачування в пласт видобутого "сухого" газу, однак така технологія потребує досить значних капіталовкладень.

У той же час, значна частина відносно малих, необлаштованих та віддалених від транспортної інфраструктури родовищ не розробляється не тільки через складнощі видобування природного газу, а й через проблему його транспортування до споживачів.

Останнім часом спостерігається підвищена увага до газогідратних технологій, спрямованих на розв'язання проблеми видобування, транспортування і довгострокового зберігання вуглеводневих газів. Це обґрунтовується тим, що великі об'єми газу можуть довгостроково зберігатися та транспортуватися в газогідратному стані при атмосферному тиску та незначній від'ємній температурі.

Необлаштовані та віддалені родовища природного газу можна умовно розділити на малі, з дебітом до 5×10^3 куб.м за добу, та середні, з дебітом $5 \times 10^3 \dots 20 \times 10^3$ куб.м за добу.

В залежності від дебіту родовища нами пропонується два, дещо різних, схемних рішення застосування процесу гідратоутворення при видобутку природного газу.

2.1. Схемне рішення технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку вуглеводневих газів з середньодебітного родовища.

В даному схемному рішенні пропонується спосіб видобування і підготовки природного газу в період зниження пластового тиску на завершальній стадії розробки газових і газоконденсатних родовищ, що включає відбір газу з експлуатаційних свердловин, його сепарацію від домішок, стискування видобутого газу до тиску, необхідного для підготовки та подальшого транспортування, який відрізняється тим, що відбір газу здійснюють ежекуванням потоком газу високого тиску і стискують до тиску, достатнього для переводу газу в газогідратний стан, а стиснутий газ

поділяють на два потоки, перший із яких переводять в газогідратний стан та плавлять утворені газогідрати при високому тиску, більшому ніж тиск гідратоутворення, з виділенням газу, який розділяють на дві частини, однією з яких здійснюють ежекування газу із свердловини, а іншою ежекують і стискають другий потік газу до тиску, необхідного для його підготовки та подальшого транспортування [59].

Установка, в якій здійснюється згаданий вище спосіб видобування і підготовки природного газу [60] (рис.18), містить сепаратор фазового розділення продукції свердловини 1, дотискну компресорну станцію, блок осушки стиснутого газу, з'єднані трубопроводами, і відрізняється тим, що дотискна компресорна станція складається з ежекторів попереднього 2 і остаточного стискування 8, апаратів повітряного охолодження 3, 13, газогідратних дотискувачів 18, 20, теплообмінника 12, реактора утворення газогідратів 11, холодильної машини 14, причому ежектор попереднього стискування 2 створює додаткову депресію на пласт і компресує газ до тиску гідратоутворення P_2 , а ежектор остаточного стискування 8 компресує газ до заданої умовами підготовки величини тиску P_3 .

Для забезпечення умов роботи ежекторів з трубопроводу на ділянці між ежекторами попереднього і остаточного стискування відбирається необхідна кількість газу, охолоджується в теплообміннику 13 і подається в реактор утворення газогідратів 11, де при контакті з попередньо охолодженою водою, що циркулює в системі, переводиться в газогідратний стан. Утворені газогідрати по чергово подаються в газогідратні дотискувачі 18, 20 до їх максимального заповнення і плавляться в обмеженому просторі з виділенням газу високого тиску P_4 [60]. Для охолодження потоків газу і води перед їх подачею в реактор утворення газогідратів, відводу теплоти з реактора та підводу необхідної кількості теплоти для по чергового плавлення газогідратів використовується, наприклад, пароежекторна пропанова холодильна машина, випарник 10 якої розміщений в реакторі утворення газогідратів, а конденсатори 17 і 19 - в газогідратних дотискувачах 18 і 20.

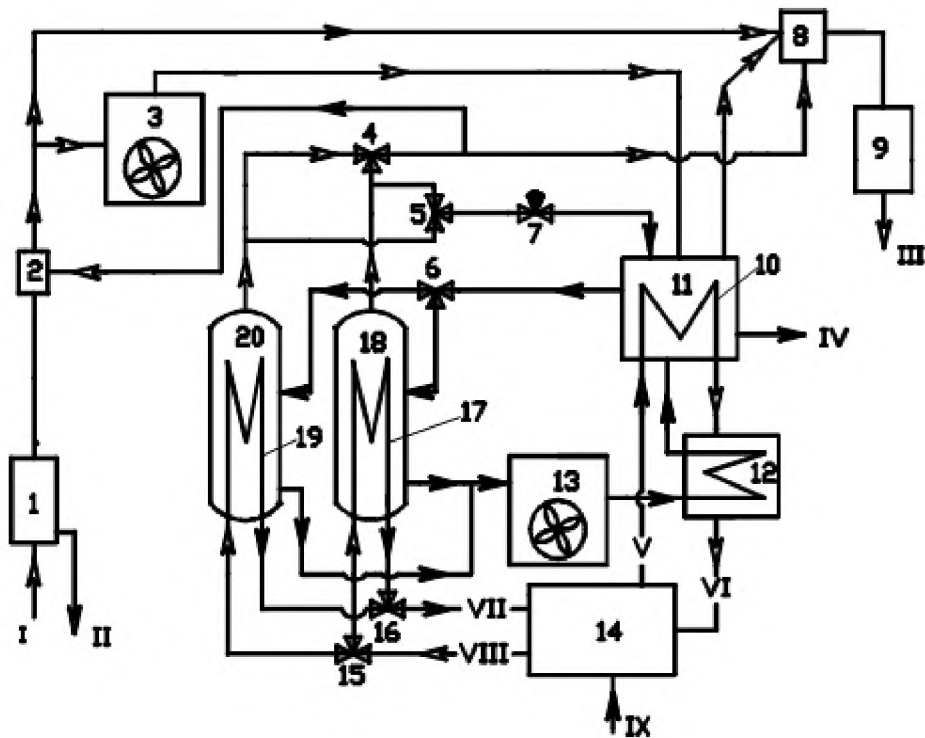


Рис. 18. Схема установки для видобування і підготовки природного газу із застосуванням газогідратної технології.

1 – сепаратор фазового розділення продукції свердловини; 2 – ежектор попереднього стиснення; 3, 13 – апарати повітряного охолодження; 4, 5, 6, 15, 16 – триходові крани; 7 – дросель; 8 – ежектор остаточного стиснення; 9 – блок осушки стиснутого газу; 10 – випарник холодильної машини; 11 – реактор утворення газогідратів; 12 – теплообмінник; 14 – тепловикористовуючий агрегат холодильної машини; 18, 20 – газогідратні дотискувачі; 17, 19 – конденсатори холодильної машини; I – продукція газової (газоконденсатної) свердловини; II, IV – конденсат; III – стиснений газ; V – рідкий пропан на випаровування; VI – газоподібний пропан після випаровування; VII – газоподібний пропан на конденсацію; VIII – зконденсований пропан; IX – теплоносій від зовнішнього джерела тепла

Застосування в установці двох послідовно встановлених по лінії руху газу ежекторів попереднього і остаточного стискування, з'єднаних трубопроводами з реактором утворення газогідрату і, як мінімум, з двома циклічно працюючими газогідратними дотискувачами, дозволяє створювати додаткову депресію на пласт і стискувати газ до заданої умовами підготовки величини тиску. Це уможливорює відбір газу із свердловини практично до повного її виснаження.

Установка працює наступним чином (чисельні значення термодинамічних параметрів визначені наближеними розрахунками для природного газу зі складом, характерним для Шебелинського родовища [83]). Продукція газової (газоконденсатної) свердловини (потік I), наприклад, при температурі $T_I=25$ °C і тиску $P_I=0,8$ МПа, поступає в сепаратор 1, де відділяється від механічних домішок, конденсату води та вуглеводнів (потік II) і направляється в ежектор попереднього стиснення 2, де стискується до тиску гідратоутворення $P_2=2,5$ МПа газом високого тиску, який утворюється при плавленні газогідратів по чергово в газогідратних дотискувачах 18 або 20 при тиску $P_4=14$ МПа. Після ежектора попереднього стиснення 2 від газового потоку відбирається частина газу, яка охолоджується в апараті повітряного охолодження 3 і надходить до реактора утворення газогідратів 11, де при контакті з охолодженою водою, утворюються газогідрати при тиску $P_2=2,5$ МПа і середній температурі 4°C. Відвод теплоти гідратоутворення із реактора 11 відбувається завдяки розміщеному в ньому випарнику 10 холодильної машини 14 (потоки входу і виходу холодильного агента V і VI). Частина відібраного газу, що не увійшла у склад газогідратів повертається через ежектор остаточного стиснення 8 в основний газовий потік. Вуглеводневий конденсат, що утворюється в реакторі гідратоутворення в результаті попереднього стискування і охолодження гідратоутворюючого газу, виводиться у вигляді потоку IV .

Утворені газогідрати через триходовий кран 6 по чергово подаються в газогідратні дотискувачі 18 та 20 (до максимального їх завантаження) і, внаслідок по чергового підключення через триходові крани 15 і 16 в роботу конденсаторів холодильної машини 17 і 19 (потоки входу і виходу холодильного агента VII і $VIII$), розміщених в газогідратних дотискувачах 18 і 20, плавляться в обмеженому просторі при тиску $P_4=14$ МПа і температурі 28°C з утворенням газу та води.

Вода після закінчення процесу плавлення газогідратів із газогідратних дотискувачів 18 і 20, через апарат повітряного охолодження 13 і

теплообмінник 12, де вона охолоджується до температури 1-2°C, надходить в реактор утворення газогідратів 11, причому цей процес відбувається шляхом поступового заміщення (витіснення) води в газогідратному дотискувачі 18 чи 20 утвореними газогідратами в міру їх надходження із реактора 11.

Відвід потоку газу високого тиску, що утворюється в результаті почергового плавлення газогідратів в дотискувачах 18 чи 20 (переключення відбувається триходовим краном 4) розділяють на дві частини, однією з яких здійснюють ежекування потоку газу в ежекторі попереднього стиснення 2, а іншою ежекують і стискають другий потік газу в ежекторі остаточного стиснення 8 до тиску $P_3 = 6,0$ МПа, необхідного для його підготовки і подачі в газопровід. Причому в кінці стадії плавлення газогідратів, коли тиск виділеного газу стає нижчим за необхідний для ефективної роботи ежекторів попереднього 2 і остаточного 8 стиснення, цей потік направляється на повторне гідратоутворення в реактор 11 через триходовий кран 5 і дросель 7.

Стиснений газ після ежектора остаточного стиснення 8 надходить в блок осушки стиснутого газу 9, а з нього в трубопровід (потік III). Для роботи пароежекторної пропанової холодильної машини 14 може бути використано практично будь-яке джерело тепла. Важливою особливістю такої технології є те, що при температурі повітря близько 0°C потреба в роботі холодильної машини відпадає.

У результаті застосування установки збільшиться величина потенційних видобувних ресурсів природного газу, відпаде необхідність у використанні дорогого і складного в обслуговуванні компресорного обладнання.

2.2. Схемні рішення застосування газогідратної технології для видобутку та підготовки до транспорту вуглеводневих газів з малодебітного родовища

2.2.1. Метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою транспортування і зберігання

На даний час малодебетні родовища природного газу переважно необлаштовані та не під'єднані до систем трубопровідного транспорту. Для таких випадків систему добування газу доцільно поєднувати з системою утворення газогідратних блоків, придатних для їх тривалого зберігання та/або транспортування при атмосферному тиску та невеликих від'ємних температурах. Одним з перших рішення в цьому напрямку запропонував Gudmudsson J.S. і захистив його патентом US № 553 6893 [84].

На рис. 19 зображена спрощена схема, що ілюструє відповідно до винаходу спосіб одержання гідратів придатних для тривалого зберігання та/або транспортування при атмосферному тиску та невеликих від'ємних температурах. Згідно цієї схеми спочатку природний газ чи суміш природного газу з іншими вуглеводнями відокремлюють від нафти і води на місці виробництва. Очищений газ стискають компресором і охолоджують у холодильнику-теплообміннику холодним повітрям або морською водою. Конденсований газ 1, отриманий після цієї стадії стискування й охолодження, видаляють у сепараторі 2; температуру і тиск установлюють такими, щоб одержувати потрібні вуглеводні, переважно бутан і вищі вуглеводні. Ці відокремлювані рідкі компоненти можна використовувати в процесах горіння і для забезпечення роботи енергетичних пристроїв. Виділений охолоджений газ піддають стискуванню в компресорі 4, пропускають через теплообмінник 5 і охолоджують, наприклад повітрям або морською водою.

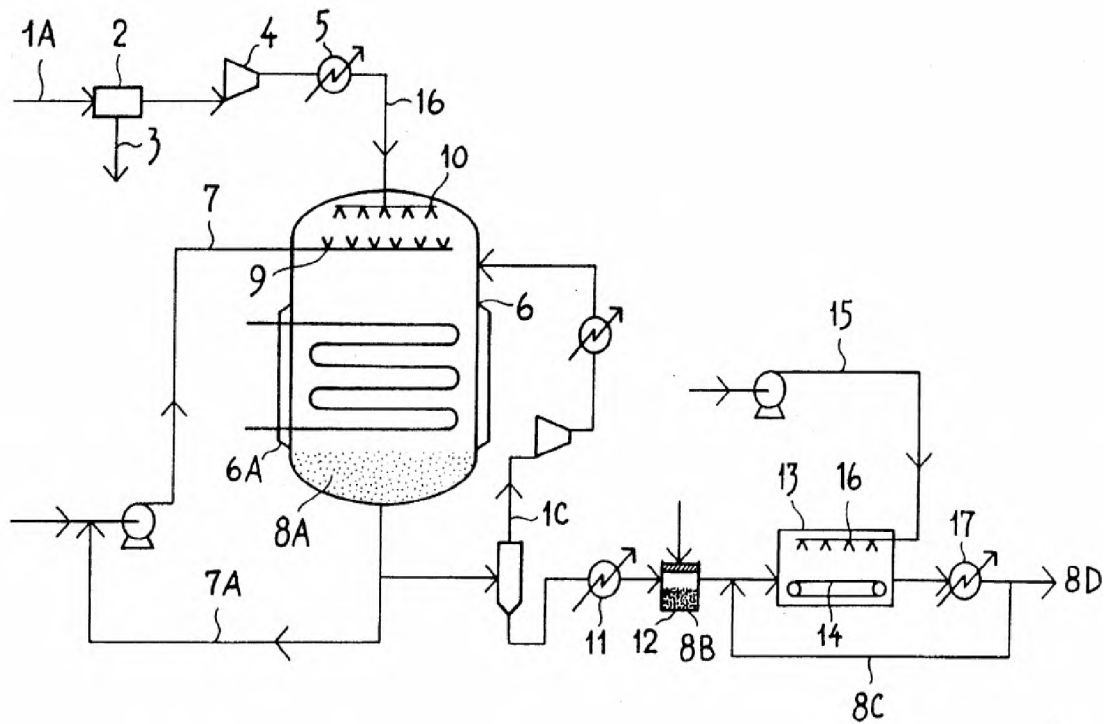


Рис. 19. Метод виробництва газових гідратів з метою транспортування і зберігання [84]

1A – охолоджений газ; 1B – стиснутий газ; 1C – сепарований газ; 2 – сепаратор; 3 – конденсат; 4 – компресор; 5 – теплообмінник; 6 – реактор; 6A – система охолодження; 7, 7A, 15 – лінія подачі води; 8A – газові гідрати; 8B – агломерований газогідрат; 8C – подрібнений газогідрат; 8D – газові гідрати, покриті крижаною кіркою; 9 – пристрій для подачі води; 10 – пристрій подачі газу; 11, 17 – холодильник; 12 – гранулятор; 13 – пристрій для консервації газових гідратів; 14 – транспортер; 16 – форсунка

Стиснутий і охолоджений газ переводять у реактор 6, у який також подають під тиском воду 7, для одержання газового гідрату 8а з включеннями газу. Газовий гідрат далі вивантажують з реактора, наприклад, за допомогою механічного транспортуючого пристрою, або використовуючи надлишковий тиск у реакторі. Частки гідрату 8а відокремлюють від будь-якого непрореагованого газу і видаляють рідку воду. Тиск на виході з реактора при необхідності регулюють шляхом відповідної установки робочого тиску в трубі, що з'єднує реактор і сепаратор.

В подальшому гідрат агломерують. Ціль агломерації гідрату - зменшити його об'єм і одночасно використовувати об'єм шпаринок-часток для збереження газу. Стискування або "агломерація" повинні відбуватися при таких тиску і температурі, щоб досягти оптимуму вмісту газу і стабільності

часток, тобто тиск і температура повинні знаходитися в області більш високих тисків і низьких температур стосовно рівноважної кривої утворення гідрату. При необхідності агломеровані частки гідрату переводять в апарат 13, у якому насичені газом частки покривають оболонкою з чистого льоду, збризкуючи водою, що замерзає й утворює на них крижану оболонку. Отримані таким способом агломеровані й охолоджені частки гідрату 8д, при необхідності покриті крижаною оболонкою, готові до подальшого транспортування або збереження.

2.2.2. Схемне рішення застосування газогідратної технології при видобутку вуглеводневих газів з малодебітного родовища та підготовці газогідратів до транспортування

Розглянемо технологічний ланцюг способу утворення газогідратів при видобутку вуглеводневих газів з малодебітного родовища, їх транспортування та регазифікації, загальна схема якого зображена на рисунку 20. Дещо умовно цей технологічний ланцюг можна розділити на три складових:

- утворення газогідратів та гідратних пелет, що передбачає стискування газу, який відбирається зі свердловини, утворення газогідратів, їх сепарацію та пресування, гранулювання газогідратів (утворення гідратних пелет) та їх завантаження в контейнери для зберігання, транспортування і регазифікації;
- транспортування гідратних пелет до споживача;
- регазифікація гідратних пелет з виділенням газу, що направляється споживачу.

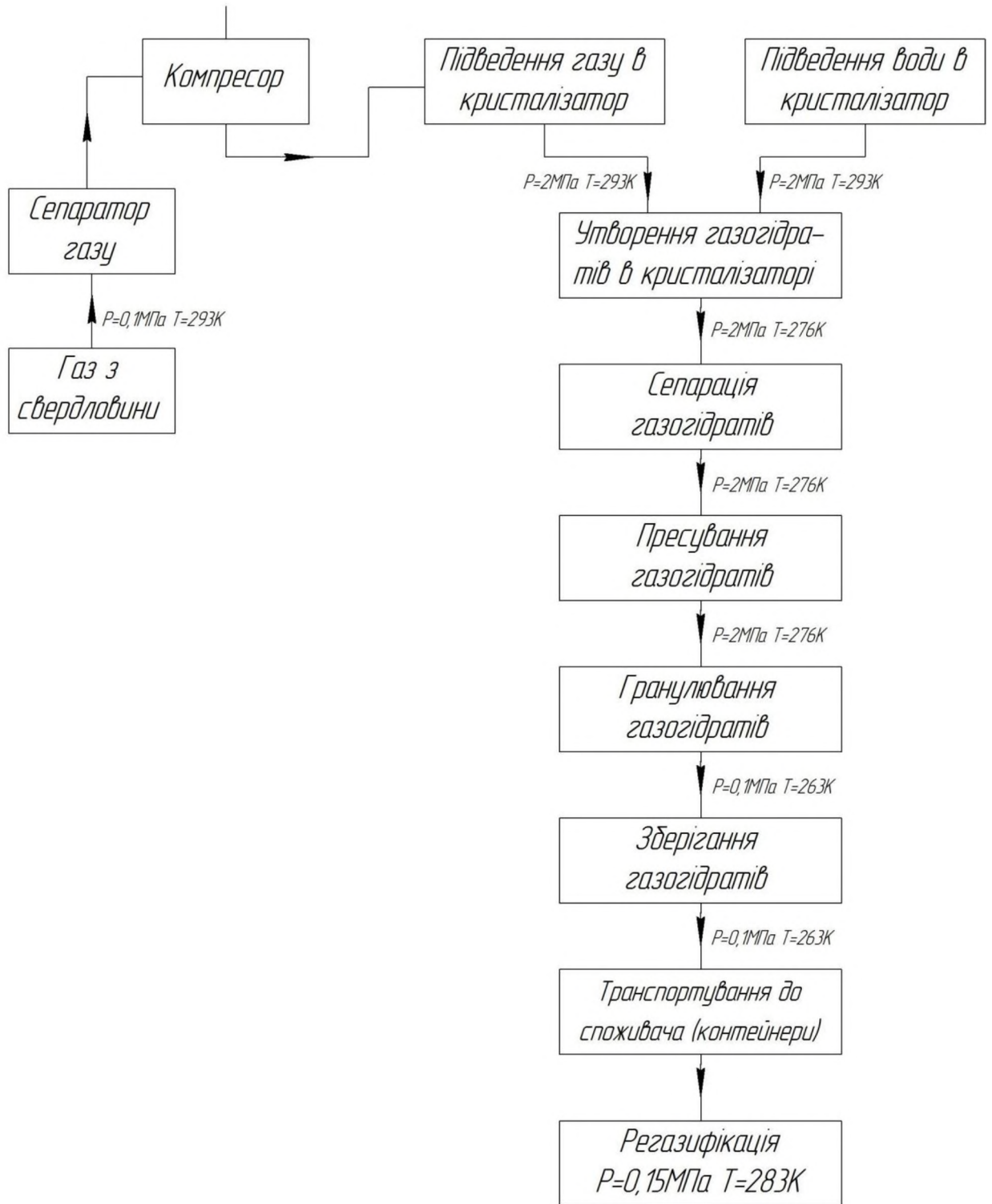


Рис.20. Технологічний ланцюг способу утворення газогідратів при видобутку вуглеводневих газів з малodeбітного родовища, їх транспортування та регазифікації

Нижче розглядається схемне рішення технологічного ланцюга застосування процесу гідратуутворення при видобутку та підготовці до транспортування вуглеводневих газів з малодебітного родовища (рис.21), в якому частково враховано результати та висновки, отримані в роботах [85-89].

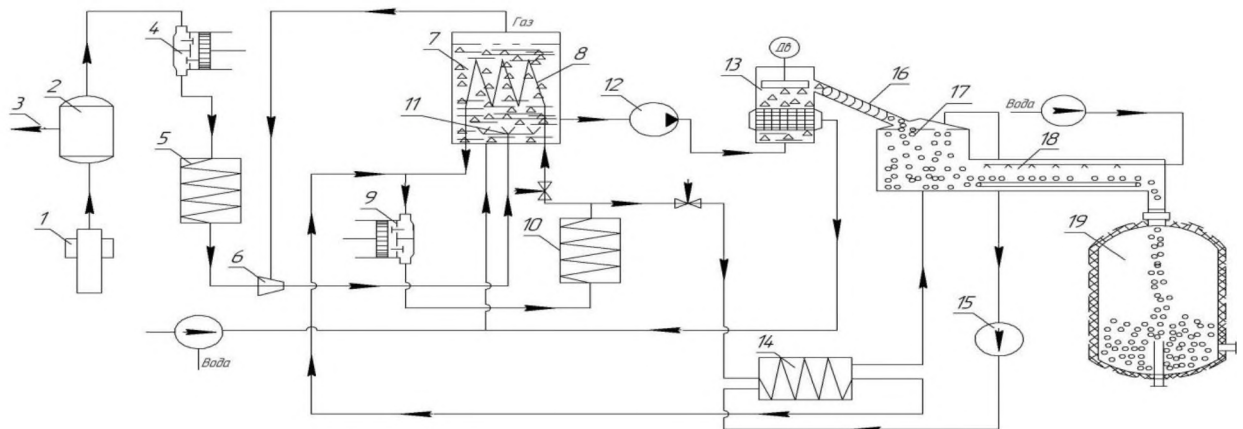


Рис.21. Схема застосування процесу гідратуутворення для видобутку та підготовки до транспорту вуглеводневих газів з малодебітного родовища

- 1 – газ з свердловини; 2 – сепаратор; 3 – конденсат; 4 – компресор;
 5, 14 – теплообмінник; 6 – ежектор; 7 – кристалізатор; 8 – випарник;
 9 – компресор холодильної машини; 10 – конденсатор; 11 – барботажний пристрій; 12 – насос; 13 – сепаратор газогідратів; 15 – вентилятор для циркуляції газу;
 16 – гвинтовий шнек(екструдер); 17 – ємність для утворення газогідратних пелет;
 18 – пристрій консервації газогідратних пелет; 19 – контейнер для зберігання пелет.

За цим схемним рішенням видобуток та підготовка до транспорту вуглеводневих газів з малодебітного родовища здійснюється наступним чином.

Природний газ/суміш природного газу з іншими вуглеводнями із свердловини 1 з тиском $P=0,1$ Мпа і температурою $T=293$ К подається в сепаратор 2, де відокремлюється від крапель нафти, води і конденсату 3.

Очищений газ стискується в компресорі 4 і охолоджується в теплообміннику 5. Стиснутий і охолоджений газ через ежектор 6 та барботажний пристрій 11 поступає в кристалізатор 7, куди також подається

вода. В кристалізаторі, де підтримуються параметри $P=2$ Мпа і $T=293$ К, утворюються газогідрати, а теплота гідратуутворення відводиться пропаном, що кипить у випарнику 8. Тиск води не є критичною величиною для утворення газогідрату і він може бути встановлений на відповідному рівні, більш високому, ніж тиск в кристалізаторі 7. Але тиск води повинен бути відрегульований так, щоб забезпечити достатнє по обсягу введення води в кристалізатор 7. Швидкість утворення газогідрату можна збільшити за допомогою рециркулюючого непрореагованого газу, який можна також подавати в кристалізатор до основного потоку живлення свіжим газом через ежектор 6, досягаючи в такий спосіб ще кращого перемішування газу і води (суспензії).

Водогазгідратна суспензія подається насосом 12 в сепаратор газогідратів 13, де частки гідрату відокремлюються від води, яку змішують з потоком свіжої води і направляють знову в кристалізатор 7.

Після сепарації водогідратної суспензії гідрати поступають в пристрій для гранулювання часток гідрату 16 (екструдер). Воду, яка виділяється при екструдеруванні, направляють знову в кристалізатор, а з газогідратів формують газогідратні пелети, наприклад у формі кульок діаметром 20 мм. Пелети в грануляторі 17 охолоджуються до температури $\approx -20^{\circ}\text{C}$ та частково підморожуються газом, який подається з випарника 14, утворюючи гранули. Потім такі гранули поступають по транспортеру в пристрій для консервації гідратів 18, де зверху на них розпилюється охолоджена вода і гідрати покриваються тонким шаром льоду, зберігаючи при цьому загальний вміст газу усередині частинок. Діаметр стиснутих частинок гідрату залежить від способу гранулювання і необхідного ступеня стиснення, але типовий діаметр гранульованих частинок гідрату природного газу знаходиться в межах 10...20 мм. Щільність гранульованих частинок гідрату газу становить 850-950 кг/м³. Товщину крижаної оболонки можна змінювати за необхідності, достатньо щоб крижана оболонка мала товщину 0,5-1,5 мм. Крижана оболонка льоду має вплив на стабільність частинок гідрату. По-перше,

запобігається дифузія газу з середини в зовнішнє середовище, тому що дифузія газу крізь лід дуже мала і нею можна знехтувати. По-друге, крижана оболонка це захисне покриття, що втримує підвищений внутрішній тиск у частинці гідрату, достатній для запобігання розкладання типового гідрату природного газу при температурах на декілька градусів нижче 0°C і атмосферному тиску.

Отримані таким чином гранульовані, охолоджені і покриті крижаною оболонкою (тонким шаром льоду) частинки гідрату у вигляді пелет надходять в резервуар контейнер 19 для зберігання. Цей контейнер придатний до транспортування та в наступному і для проведення процесу регазифікації.

2.3. Схемне рішення регазифікації гідратних пелет в контейнері для їх транспортування

Наразі в Україні відкрито понад 350 традиційних родовищ рідких та газоподібних вуглеводнів, зпоміж яких 89 є чисто газовими, 111 – газоконденсатними, 13 – нафтогазовими та газонафтовими. Більшість з відкритих родовищ є дрібними (більше 90 %) та виснаженими (більше ніж на 75 %) [97].

Згідно попереднього аналізу можливих умов експлуатації малodeбітного родовища природного газу середній дебіт окремої свердловини можна прийняти 1250м^3 за добу, а відстань, на яку його доцільно транспортувати знаходиться в межах 100 км.

Як зазначено вище, утворені відповідним чином газогідратні пелети, покриті крижаною плівкою невеликої товщини, можна довгостроково зберігати та транспортувати при атмосферному тиску і температурах $-10...20^{\circ}\text{C}$, але навіть при температурі $-1,5^{\circ}\text{C}$ на протязі певного часу вони зберігають свою стійкість.

Це дозволяє для їх транспортування на невеликі відстані використовувати звичайний автомобільний транспорт, як це апробовано в демонстраційному проекті, описаному в роботі [98].

Нескладні розрахунки показують, що при витратах природного газу $\sim 52 \text{ м}^3$ за годину (1250 м^3 за добу), щоб утворити 1 м^3 газогідратів необхідно ~ 3 год. Отже при середній швидкості автотранспорту $50 \dots 60 \text{ км/год}$, з урахуванням наявності надлишкової води з газогідратами $20 \dots 25\%$, ступенем завантаженості кузова $50 \dots 70\%$, витратою часу на завантаження та розвантаження, достатньо буде два невеликих вантажних автомобіля вантажопідйомністю кожного не менше $1,5 \text{ т}$.

Газогідратні пелети, підготовлені до транспортування можна завантажувати в пластмасові термоізовані ємності-контейнери, наприклад, розміром (в метрах) $d \times h = 0,7 \times 1,2$. В одну ємність поміститься $\sim 0,4 \dots 0,5 \text{ т}$ газогідратів, а таких ємностей, з урахуванням часу на регазифікацію, достатньо буде 12 шт.

У випадку необхідності накопичення резервної маси газогідратів, наприклад, внаслідок нерівномірного споживання природного газу, доцільно на місці споживання розмістити додаткову стаціонарну ємність (або кілька ємностей) для зберігання газогідратних пелет при атмосферному тиску і невеликих від'ємних температурах, в яку можна було б розвантажувати газогідрати з транспортних ємностей.

Регазифікацію газогідратів можна здійснювати безпосередньо в транспортних контейнерах, шляхом подачі в них теплої води з температурою $30 \dots 40^\circ\text{C}$, для нагрівання якої використовується тепловий насос (рис.22).

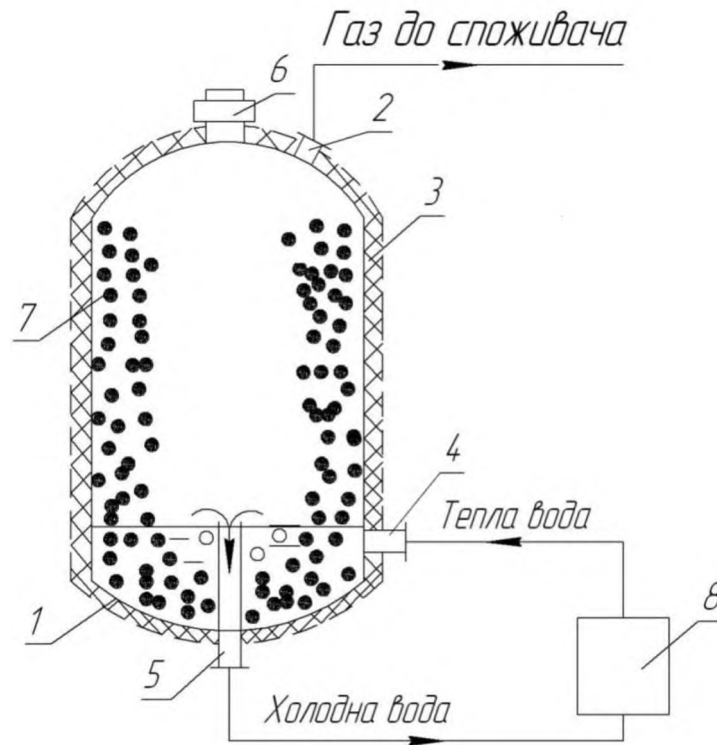


Рис.22. Схемне рішення регазифікації гідратних пелет в контейнері для їх транспортування:

- 1 – корпус транспортної ємності; 2 – патрубок подачі газу до споживача;
 3 – термоізоляція; 4, 5 – патрубок для підвода теплої води і відводу холодної;
 6 – люк для завантаження газогідратних пелет; 7 – газогідратні пелети;
 8 – тепловий насос.

Процес регазифікації в транспортній ємності здійснюється наступним чином. В патрубок 4 подається тепла вода з теплового насосу 8. При контакті теплої води з пелетами, вони спочатку підігріваються до температури плавлення, а потім плавляться при тиску $P=0,15$ МПа. Газ, який виділяється через патрубок 2 направляється до споживача, а холодна вода через патрубок 5 повертається до теплового насосу 8 для підігріву.

В теплий період року регазифікатор доцільно використовувати в якості охолоджувача для системи кондиціонування повітря.

Висновки до розділу 2

1. Для визначення можливостей розвитку нетрадиційного газовидобутку, зокрема шляхом регазифікації газових гідратів проаналізовано технології видобутку природного газу з мало дебітних родовищ та виділено такі його особливості, що можуть стати вирішальними при обґрунтуванні доцільності цього напрямку енергопостачання.

2. Природний газ є значущим джерелом первинної енергопропозиції, у той же час потенційні технічно видобувні ресурси газу шляхом регазифікації газових гідратів перевищують доведені традиційні на 14 %, що дозволяє розглядати їх як джерело забезпечення енергетичних потреб в майбутньому;

3. Розглянуті в розділі 2.1 схемні рішення технологічного застосування процесу гідратоутворення газогідратів при видобутку та підготовці до транспортування вуглеводневих газів з середньодебітних родовищ складні та недостатньо ефективні для застосування. Більш енергоефективний технологічний ланцюг способу утворення газогідратів при видобутку вуглеводневих газів з малодебітного родовища, їх транспортування та регазифікації розглянуто у розділі 2.2.

РОЗДІЛ 3

РОЗРАХУНКИ ОСНОВНОГО ГАЗОГІДРАТНОГО ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ УМОВ МАЛОДЕБІТНИХ РОДОВИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

До основного газогідратного обладнання при видобутку, транспортуванні і використанні вуглеводневих газів відносяться: кристалізатор, утворювач газогідратних пелет, ємність для транспортування газогідратних пелет та їх регазифікації.

Для підтримання термобаричних умов роботи газогідратного технологічного обладнання необхідно задіяти компресор стискування природного газу, холодильну машину для відводу теплоти при гідратоутворенні в кристалізаторі та при консервації газогідратів, тепловий насос для регазифікації газогідратів, насоси для подачі води.

Кристалізатор газових гідратів

Матеріальний баланс кристалізатора

Витрата газогідратів:

$$G_z = q_z \cdot G_m,$$

де q_z - питома маса гідрата метану (CH_4), $\text{кг}_{\text{гид}}/\text{кг}_{\text{ар}}$;

G_m - витрата гідратоутворюючого агента метану.

$$q_z = 1 + \frac{18 \cdot n}{\mu_{\text{CH}_4}} = 1 + \frac{18 \cdot 6,3}{16,04} = 8,07 \text{ кг}_{\text{гид}}/\text{кг}_{\text{ар}}.$$

$$G_m = V_m \cdot \rho_m,$$

де $V_m = 1250 \text{ м}^3/\text{доб} = 52,08 \text{ нм}^3/\text{Г} = 1,4 \cdot 10^{-2} \text{ нм}^3/\text{с}$;

$\rho_m = 0,72 \text{ кг}/\text{м}^3$ – густина метану.

$$G_m = 1,4 \cdot 10^{-2} \cdot 0,72 = 0,010 \text{ кг/с},$$

$$G_z = 8,07 \cdot 0,010 = 0,081 \text{ кг}_{\text{гид}}/\text{с}.$$

Питома витрата води в складі суспензії при вмісті гідратів 20%:

$$q_{ec} = \frac{q_z \cdot 0,8}{0,2} = \frac{8,07 \cdot 0,8}{0,2} = 32,38 \text{ кг}_B/\text{кг}_{ag}.$$

Витрата води:

$$G_e = q_{ec} \cdot G_m = 32,38 \cdot 0,010 = 0,3238 \text{ кг}_B/\text{с}.$$

Витрата водогідратної суспензії:

$$G_{ec} = G_z + G_e = 0,324 + 0,081 = 0,405 \text{ кг}/\text{с}$$

Тепловий розрахунок кристалізатора газогідратів

Тепловий баланс кристалізатора:

$$Q_{кр} = G_e \cdot c_e \cdot (T_{ex.e} - T_{вих.e}) + G_{zz} \cdot c_{zz} \cdot (T_{ex.z} - T_{вих.z}) + G_z \cdot \Delta H_z + \Delta Q_{кр},$$

де G_e - витрата води, кг/с; c_e - теплоємність води, кДж/кг·К;

G_{zz} - витрата газу, кг/с; c_{zz} - теплоємність газу, кДж/кг·К;

G_z - кількість газогідратів, кг/с;

$\Delta H_z = 410$ кДж/кг_г - теплота утворення 1 кг гідрату метану;

$\Delta Q_{кр}$ - невраховані теплопритоки.

Кількість теплоти, яка відводиться при охолодженні води:

$$Q_e = G_e \cdot c_e \cdot (T_{ex.e} - T_{вих.e}) = 0,405 \cdot 3,37 \cdot (293 - 276) = 23,2 \text{ кВт}.$$

Кількість теплоти, яка відводиться при охолодженні гідратного газу:

$$Q_{zz} = G_{zz} \cdot c_{zz} \cdot (T_{ex.z} - T_{вих.z}) = 0,01 \cdot 2,08 \cdot (293 - 276) = 0,35 \text{ кВт}.$$

Кількість теплоти, яка відводиться при утворенні газогідратів:

$$Q_z = G_z \cdot \Delta H_z = 0,081 \cdot 410 = 33,21 \text{ кВт}.$$

Приймаємо $\Delta Q_{кр} = 3\%$ від $Q_e + Q_z + Q_{zz}$, тоді

$$Q_{кр} = 23,2 + 0,35 + 33,21 + 1,7 = 58,46 \text{ кВт}.$$

Визначення густини теплового потоку в кристалізаторі

Приймаємо, що конструкція кристалізатора подібна конструкції кожухотрубного теплообмінника. Газогідрати утворюються в міжтрубному просторі, а холодильний агент - пропан, кипить всередині теплообмінних труб.

При кипінні коефіцієнт тепловіддачі залежить від густини теплового потоку та різниці температур між гріючою поверхнею і киплячим агентом.

Тому густину теплового потоку в кристалізаторі відносно 1 м² внутрішньої поверхні труби теплообмінної поверхні визначаємо графоаналітичним методом.

Згідно цього методу задаються значеннями температури стінки $T_{ст}$, яка в нашому випадку приймається в межах значень температури суспензії $T_{сус} = 276$ К та температури кипіння пропану $T_{н} = 268$ К і для цих значень розраховують відповідні коефіцієнти тепловіддачі та густини теплових потоків q_F від суспензії до пропану. За цими значеннями будують графіки в системі координат $T(\Delta T) - q_F$ і за координатами точки їх перетину визначають $T_{ст}$ та значення q_F .

Коефіцієнт тепловіддачі від киплячого пропану розраховуємо за формулами Д.А. Лобунцова [80]:

при $Re \geq 10^{-2}$

$$Nu = 0,125 Re^{0,65} \cdot Pr^{0,33},$$

при $Re \leq 10^{-2}$

$$Nu = 0,0625 Re^{0,5} \cdot Pr^{0,33},$$

$$\text{де } Re = \frac{q \cdot l}{r \cdot \rho'' \cdot \nu}, \quad Nu = \frac{\alpha \cdot l}{\lambda}.$$

Межі застосування формул Д.А.Лобунцова:

$$Re = 10^{-5} - 10^4; \quad Pr = 0,86 - 7,6; \quad P = (0,045 - 175) \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

В цих формулах величина l має розмірність довжини і визначається виразом:

$$l = \frac{c_p \cdot \rho' \cdot \sigma \cdot T_n}{(r \cdot \rho'')^2},$$

де σ - коефіцієнт поверхневого натягу рідкого пропану; ρ' і ρ'' - густина рідкого пропану та пари; c_p - теплоємність рідкого пропану; r - теплота пароутворення пропану; T_n - температура насичення.

Коефіцієнт тепловіддачі від суспензії визначаємо з рівняння, приведенного в роботі [80]:

$$\frac{\alpha_c}{\lambda_c} \frac{\nu_c}{\chi^4 \sqrt{\rho_c g W o m \varphi (1 - \varphi) 2}} = \frac{Pr_c}{\vartheta_{\max}},$$

де α_c - коефіцієнт тепловіддачі від водо-гідратної суспензії, Вт/м² К;

λ_c - коефіцієнт теплопровідності водо-гідратної суспензії, Вт/м К;

ν_c - коефіцієнт кінематичної в'язкості водо-гідратної суспензії, м²/с;

ρ_c - густина водо-гідратної суспензії, кг/м³;

Pr_c - критерій Прандтля водо-гідратної суспензії;

φ - відносний газовміст суспензії;

$\vartheta_{\max}$ - максимальна різниця температур;

χ - константа .

$\vartheta_{\max}$ і χ визначаються за даними роботи [80].

На рис.23 приведено графіки, побудовані за розрахунками для наших умов густин теплового потоку, віднесеного до 1м² внутрішньої поверхні труби теплообмінної поверхні. В точці перетину графіків $q_F = 6150$ Вт/м².

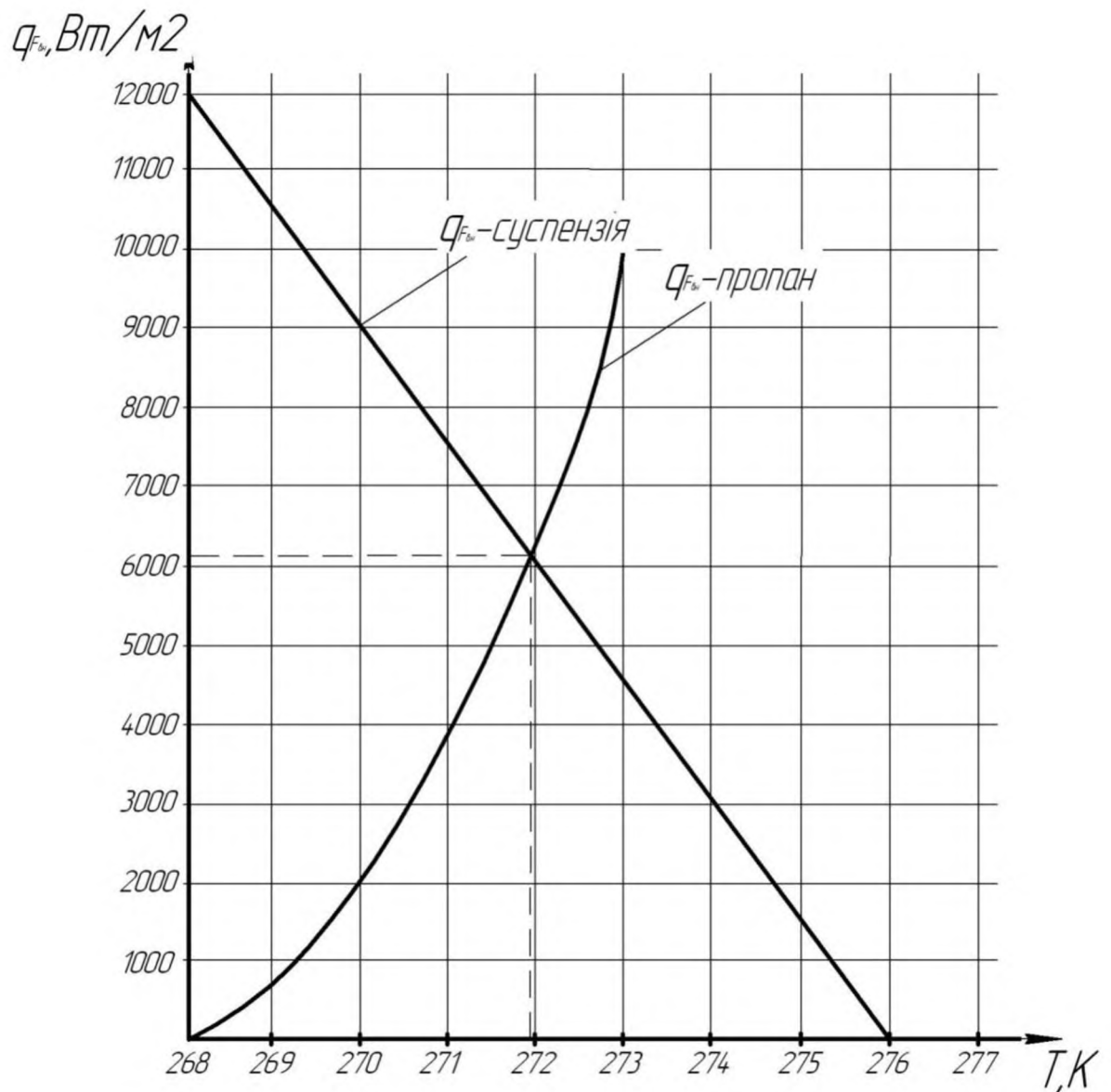


Рис. 23. Графіки залежності густини теплового потоку, віднесеного до 1 м^2 внутрішньої поверхні теплообмінної труби q_F від температури (різниці температур) при теплопередачі

Визначення розмірів кристалізатора

Поверхня теплообміну кристалізатора (внутрішня):

$$F_{\text{вн}} = \frac{Q_{\text{кр}}}{q_{F_{\text{вн}}}} = \frac{58460}{6150} = 9,5 \text{ м}^2;$$

Загальна довжина труб:

$$L_{\text{заг}} = \frac{F_{\text{вн}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}}} = \frac{9,5}{3,14 \cdot 0,03} = 100,8 \text{ м};$$

Приймаємо в якості основного елемента теплообмінної поверхні трубу діаметром $d=0,03$ м.

Загальне число труб n , яке можна розмістити на трубній решітці по вершинах рівносторонніх трикутників в межах вписаного в коло шестикутника:

$$n = 0,75 \cdot (n_d^2 - 1) + 1 = 0,75 \cdot (9^2 - 1) + 1 = 61 \text{ шт},$$

де n_d - число труб, що розміщуються на діаметрі трубної решітки:

$$n_d = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot F_{\text{вн}}}{3 \cdot \beta \cdot t \cdot f}} = \sqrt[3]{\frac{4 \cdot 9,5}{3 \cdot 4 \cdot 0,05 \cdot 3,14 \cdot 0,03}} = 8,8 \cong 9 \text{ шт},$$

де t - крок труб; приймаємо 0,05 м;

f - поверхня 1 м труби прийнятого діаметра, м^2 ;

β - відношення висоти або довжини робочої частини теплообмінника до діаметру; приймаємо $\beta = 4$.

Діаметр трубної решітки, або внутрішній діаметр кожуха, теплообмінника:

$$D = (n_d - 1) \cdot t + 4 \cdot d_{\text{н}} = (9 - 1) \cdot 0,05 + 4 \cdot 0,03 = 0,52 \text{ м}.$$

Робоча висота однієї труби теплообмінника:

$$l = \beta \cdot D = 4 \cdot 0,52 = 2,08 \text{ м}.$$

Загальна кількість труб кристалізатора:

$$n = \frac{F}{\pi \cdot d \cdot l} = \frac{9,5}{3,14 \cdot 0,03 \cdot 2,08} = 48,5 \cong 49 \text{ шт}.$$

Габаритні розміри кристалізатора:

$$B = 1,2 \cdot D = 1,2 \cdot 0,52 = 0,63 \text{ м} - \text{зовнішній діаметр};$$

$$H = 1,2 \cdot l = 1,2 \cdot 2,08 = 2,5 \text{ м} - \text{висота}.$$

Утворювач газогідратних пелет

Об'єм однієї газогідратної пелети :

$$V_n = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3 = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot 0,01^3 = 4,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

де R - радіус пелет, м.

Об'ємна витрата газогідратів:

$$V_{\text{гидр}} = \frac{G_{\text{гидр}}}{\rho_{\text{гидр}}} = \frac{0,081}{950} = 8,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{с},$$

де $G_{\text{гидр}}$ - витрата газогідратів, кг_{гидр}/с;

$\rho_{\text{гидр}}$ - густина газогідратів, кг/м³.

Кількість пелет:

$$n = \frac{V_{\text{гидр}}}{V_n} = \frac{8,5 \cdot 10^{-5}}{4,2 \cdot 10^{-6}} = 20 \text{ шт/с},$$

де V_n - об'єм однієї газогідратної пелети, м³.

Об'єм однієї пелети при товщині замороженої оболонки гідратної пелети 0,015 м:

$$V_{\kappa} = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3 = \frac{4}{3} \cdot \pi \cdot 0,015^3 = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Визначаємо різницю об'ємів між газогідратом і з наморозеною оболонкою льодом пелетою:

$$\Delta V = V_{\kappa} - V_n = 6,4 \cdot 10^{-6} - 4,2 \cdot 10^{-6} = 2,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Витрата льоду на газогідратні пелети:

$$G_{\text{л}} = V_{\text{л}} \cdot \rho_{\text{л}} \cdot n = 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 1000 = 0,044 \text{ кг/с}.$$

Витрата теплоти на утворення льоду:

$$Q_{\text{л}} = 4,4 \cdot 10^{-2} \cdot 330 = 14,5 \text{ кВт}.$$

де 330 кдж/кг – питома теплота льодоутворення.

Витрата охолодженого газу:

$$Q_{\text{газ}} = G_{\text{газ}} \cdot c_{\text{газ}} \cdot \Delta t.$$

Витрата холоду на охолодження пелет та часткове заморожування:

$$Q_{\text{зід}} = G_{\text{зід}} \cdot c_{\text{зід}} \cdot \Delta t + \Delta Q_{\text{зам}} = 0,081 \cdot 2,3 \cdot 23 + 1,45 = 5,73 \text{ кВт},$$

де Δt – різниця початкової температури газогідратів і кінцевої;

$\Delta Q_{\text{зам}}$ - витрата холоду на часткове заморожування.

Витрата газу на охолодження пелет та часткове заморожування:

$$G_{\text{газ}} = \frac{Q_{\text{газ}}}{c_{\text{газ}} \cdot \Delta t} = \frac{5,73}{2,08 \cdot 15} = 0,184 \text{ кг}_{\text{ог}}/\text{с}.$$

Витрата холоду на повне утворення льодяної кірки:

$$Q'_{\text{газ}} = 14,5 - 1,45 = 13 \text{ кВт}.$$

Витрата газу на повне заморожування льодяної кірки:

$$G'_{\text{газ}} = \frac{Q'_{\text{газ}}}{c'_{\text{газ}} \cdot \Delta t} = \frac{13}{2,08 \cdot 15} = 0,416 \text{ кг}_{\text{ог}}/\text{с}.$$

Загальна витрата газу:

$$G_{\text{газ}} + G'_{\text{газ}} = 0,184 + 0,416 = 0,6 \text{ кг}_{\text{ог}}/\text{с}.$$

Холодопродуктивність холодильної машини:

$$Q_{\text{хол}} = Q_{\text{газ}} + Q'_{\text{газ}} = 5,73 + 13 = 18,73 \text{ кВт}.$$

Ємність (контейнер) для транспортування газогідратних пелет та їх регазифікації.

Розрахунок кількості теплої води, необхідної для плавлення газогідратних пелет:

$$Q_{\text{л}} + Q_{\text{зідр}} = Q_{\text{в}};$$

Витрата теплоти на плавлення гідратів:

$$Q_{\text{зідр}} = G_{\text{зідр}} \cdot \Delta H_{\text{зідр}} = 0,081 \cdot 410 = 33,2 \text{ кВт},$$

де $G_{\text{зідр}}$ - витрата газогідратів, $\text{кг}_{\text{гідр}}/\text{с}$;

$\Delta H_{\text{зідр}}$ - теплота утворення газогідратів, $\text{кДж}/\text{кг}$;

Витрата теплоти на плавлення льоду:

$$Q_{\text{л}} = G_{\text{л}} \cdot c_{\text{л}} \cdot \Delta t;$$

де $G_{\text{л}}$ - витрата льоду, $\text{кг}/\text{с}$;

c_l - теплоємність льоду, кДж/кг·К;

Витрата теплоти на плавлення льоду:

$$Q_l = 4,4 \cdot 10^{-2} \cdot 330 = 14,5 \text{ кВт};$$

$$Q_l + Q_{\text{зідр}} = G_e \cdot c_e \cdot \Delta t;$$

Витрата теплої води для плавлення газогідратних пелет:

$$G_e = \frac{Q_l + Q_{\text{зідр}} + \Delta Q_{\text{пл}}}{c_e \cdot \Delta t_e} = \frac{14,5 + 33,2 + 2,7}{4,19 \cdot 15} = 0,8 \text{ кг/с},$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{\text{пл}} &= \Delta Q_l + \Delta Q_{\text{зідр}} = G_l \cdot c_l \cdot \Delta t + G_{\text{зідр}} \cdot c_{\text{зідр}} \cdot \Delta t = \\ &= 0,044 \cdot 2,3 \cdot 10 + 0,081 \cdot 2,08 \cdot 10 = 2,7 \end{aligned}$$

c_e - теплоємність води, кДж/кг·К;

Δt - різниця температур при підігріві охолоджених пелет.

Δt_e - різниця температур між теплою і холодною водою, яка застосовується для регазифікації пелет.

Висновки до розділу 3

У розділі проведено розрахунки основного газогідратного обладнання при видобутку, транспортуванні і використанні вуглеводневих газів до якого відносяться: кристалізатор, утворювач газогідратних пелет, ємність для транспортування газогідратних пелет та їх регазифікації.

РОЗДІЛ 4

ОЦІНКА ЕКОНОМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ТРАНСПОРТУВАННЯ
ПРИРОДНОГО ГАЗУ У ВИГЛЯДІ ГАЗОГІДРАТІВ

Витрати на транспортування природного газу в гідратному стані складаються з капітальних та експлуатаційних витрат на наступних етапах: виробництво гідратів та їх зберігання в порту відправлення; власне транспортування по морю; зберігання гідратів в порту приймання та регазифікації природного газу. Чисто енергетичні витрати на виробництво гідратів метану (NGH) можуть бути оцінені, виходячи з питомої теплоти гідратоутворення, яка за даними різних джерел [2, 8, 10] становить 50-60 кДж/моль. При переводі в інші енергетичні одиниці витрати становлять 1 кВт·год/кг метану, що дещо більше, ніж теоретичні витрати при зріджуванні метану (LNG) (0,4 кВт·год/кг). Разом з тим, виробництво LNG пов'язане з охолодженням і зберіганням продукту при температурі -162°C , на відміну від -20°C для гідратної технології, що пов'язане з набагато більшими енергетичними витратами. Оцінки вартості транспортування природного газу в гідратному стані проводилися різними авторами, починаючи з розрахунків, проведених у 1995 р. Норвезьким науково-технологічним університетом [95]. Дослідники оцінюють капітальні витрати з транспортування NGH як менші на 12-26%, ніж аналогічні витрати по LNG, в залежності від обсягів і дальності перевезень: табл.4.1., рис.24.

Таблиця 4.1. Порівняльна таблиця затрат на технологію ЗПГ та ГПГ

Етап	LNG (%) млн. \$	NGH (%) млн. \$	Різниця (%) млн. \$
Виробництво	1489 (56%)	955 (48%)	534 (36%)
Транспортування	750 (28%)	560 (28%)	190 (25%)
Ревазифікація	438 (16%)	478 (24%)	-40 (-9%)
Разом	2677 (100%)	1995 (100%)	684 (26%)

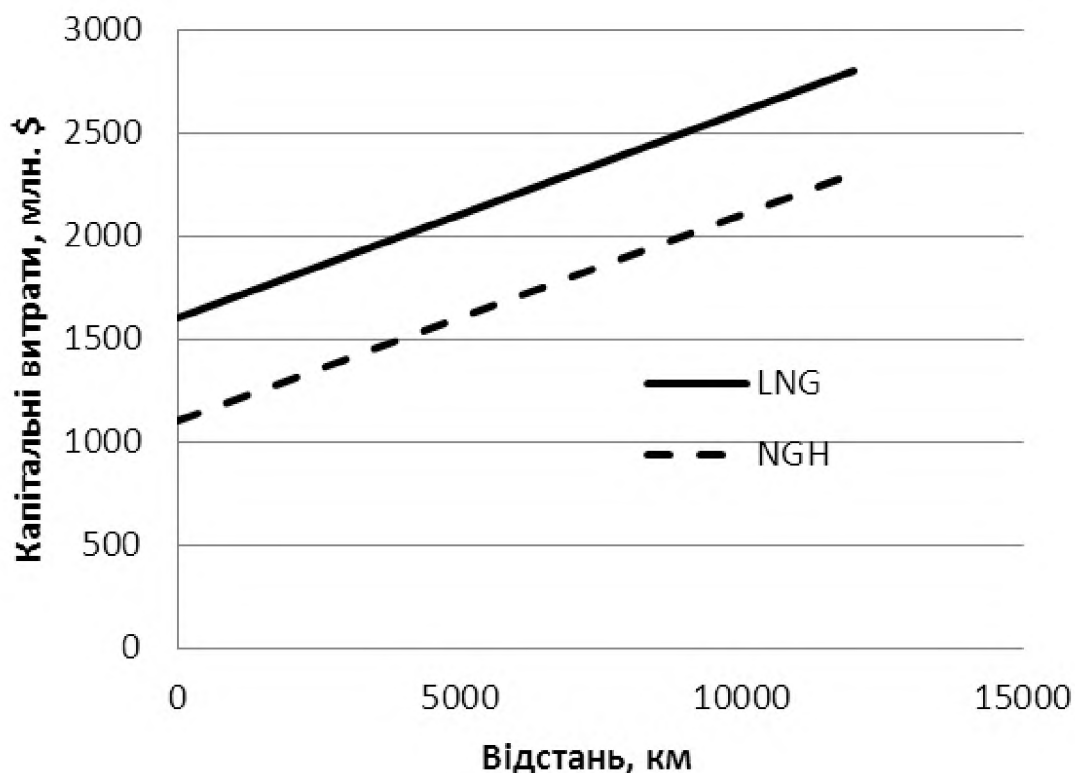


Рис.24. Приблизні капітальні витрати для різних способів транспортування природного газу.

При транспортуванні гідратів по Чорному морю в порт приймання на території України, варіант економічної оцінки якого розглядається нижче, найбільш близьким є розрахунок капітальних витрат [95], пророблений для об'ємів 4 млрд.м³/рік і відстані 5500 км. При транспортуванні того ж об'єму, наприклад, з Поті до Одеси (820 км) витрати на перевезення істотно знизяться.

Для оцінки економічної ефективності технології ГПГ було використано такі припущення:

- споживачами є електростанції з газотурбінним циклом;
- сировиною є природний газ з малих свердловин або попутний газ нафтопромислу;
- транспортування морським шляхом на відстань до 3500 морських миль;

Концептуальний дизайн та вивчення економічної доцільності були зроблені для двох випадків з різними об'ємами поставок та різною відстанню

перевезень. Оцінка проводилась для об'ємів перевезень 0,4 – 1 мільйон тонн природного газу в рік, з одним портом загрузки та одним портом розвантаження. Використовувались кораблі повною вантажопідйомністю 130000 тон.

Результати, наведені вище, показують, що повна вартість технологічного ланцюга з виробництва та постачання ГПГ менша на 23-27% ніж технологічний ланцюг тієї ж потужності, але при використанні ЗПГ.

ГПГ має деякі переваги в сукупній вартості газу включаючи експлуатаційні витрати, тому що така ціна на ГПГ нижча від вартості ЗПГ того же об'єму на 18-25%, при встановленому 10% прибутку.

Перевага ГПГ над ЗПГ в сукупній вартості залишається навіть якщо зростають об'єми перевезень. Коли обсяги виробництва сягають 2 мільйонів т/рік і більше (3500 морських миль), у випадку з ГПГ, кількість кораблів більше 10, а інтервал між прибуттям кораблів менше 3-х днів, зменшується “вікно” між рейсами.

Відповідно до всього вищевикладеного, транспортування газу за гідратною технологією H.Kanda [96] відносно невеликих об'ємів (менше $1 \cdot 10^6$ т/рік) природного газу є більш доцільним, ніж у зрідженому вигляді. Ця технологія сприятиме розвитку малих газових родовищ завдяки таким своїм перевагам як, зручність у виробництві, малі затрати на зберігання та роботи по прийманню ГПГ при -20°C , а також дуже вигідний спосіб для забезпечення газом малих споживачів, таких як незалежні виробники електроенергії, які розкидані по узбережжю або малі газові компанії по забезпеченню малих міст.

Утилізація сирої води , яка виділилася під час процесу дисоціації.

Було виявлено, що продаж води дисоціації ГПГ зменшить повну вартість газу на 0,1-0,2 долара. За продажну ціну води було взято міжнародну ціну на сиру воду, що дорівнює 1 долар США за тону води. Воду дисоціації можна використовувати як підживлюючу для котлів на електростанціях, технічну воду для прибирання та прання, а також як водопровідну.

Розрахунки основних показників транспортування природного газу у гідратному стані по Чорному морю проводилися по методиці Університету Оклахоми (США) [15].

Сукупні капітальні інвестиції (Total Capital Investments):

$$TCI = FCI + WC,$$

де *FCI* (Fixed Capital Investments) - фіксовані капітальні витрати (нерухомість, устаткування і т.п.);

WC (Working Capital)-оборотний капітал;

Фіксовані капітальні витрати є сумою цін на обладнання та його обслуговування та складаються з прямих та непрямих витрат:

$$FCI = DC + IC$$

DC (Direct Costs) – прямі витрати;

IC (Indirect costs) – непрямі витрати;

До прямих витрат (*DC*) належать :

1. Придбання устаткування (теплообмінники, насоси, ємності та ін.);
2. Монтаж обладнання;
3. Прокладка трубопроводів (включаючи роботи по ізоляції);
4. Інструменти та контрольно-вимірювальні прилади;
5. Електроустаткування;
6. Будівництво;
7. Роботи з підготовки до будівництва;
8. Витрати на забезпечення будівництва (водо-, газо-, електро-, паропостачання та ін.);
9. Земля під будівництво.

До непрямих витрат (*IC*) належать:

1. Розроблення проектів та технічний нагляд;
2. Витрати на будівництво;
3. Платня підрядним організаціям;
4. Непередбачені витрати;
5. Витрати на запуск заводу.

Експлуатаційні витрати WC (working capital) – кошти потрібні для роботи заводу.

Витратні матеріали, планові затрати та кошти для забезпечення необхідним для роботи підприємства зазвичай складають 10-20% від сукупних інвестиційних витрат (TCI). Витрати на придбане обладнання (E) в умовах України – слід корегувати відносно західної методології – з огляду на коливання вартості імпортованого обладнання – через стрибки курсу долара.

Таблиця 4.2. Розрахунок фіксованих витрат :

<i>Прямі витрати</i>	
Придбане обладнання	E
Монтаж	47% E
Оснащення приладами	18% E
Трубопроводи	66% E
Електроніка	11% E
Будівлі	18% E
Роботи по підготовці буд.майданчика	10% E
Забезпечення	70% E
Земля	6% E
<i>Непрямі витрати</i>	
Інженерія (ENG)	33% E
Спорудження (CONST)	41% E
Платня підрядним організаціям	5% (Direct + ENG + CONST)
Непередбачені витрати	10% (Direct + ENG + CONST)
Пуск в роботу	8-12% FCI
Експлуатаційні витрати	
WC	10-20% TCI (FCI)

Сукупна річна вартість (TAC) складається з річної фіксованої вартості та витрат на функціонування.

$$TAC = AFC + OC,$$

де AFC - річна фіксована вартість;

OC – витрати на функціонування;

$$AFC = FCI/n,$$

де n – очікувана кількість років функціонування .

Інвестиційний проект с точки зору ефективності капіталовкладень дуже добре ілюструє економічний коефіцієнт окупності інвестицій ROI (Return Of Investments) – фінансовий коефіцієнт , який відображає рівень прибутковості або збитковості бізнесу. Показник ROI є відношенням суми прибутку або збитків до суми інвестицій. Значенням прибутку може бути процентний дохід, прибуток/збитки по бухгалтерському обліку, прибуток/збитки по управлінському обліку або чистий прибуток/збиток. Значенням суми інвестицій можуть бути активи, капітал, сума основного боргу бізнесу та інші виражені в грошах інвестиції.

$$ROI = \left[\frac{\text{продажі} - TAC}{FCI} \right]$$

Сукупна річна вартість за тону, фіксовані капітальні витрати за тону та коефіцієнт окупності інвестицій були розраховані для природного газу та для зрідженого природного газу з $M\&S$ індексом 1000. Ці економічні показники були розраховані для різних відстаней. Економічні показники для відстані в 0 км показують сукупну річну вартість, фіксовані капітальні витрати, а також коефіцієнт окупності інвестицій для виробництва та регазифікації без транспортування, так як це є на станції покриття пікових навантажень. Ці три фактори були порівняні і було виявлено оптимальні параметри відстані транспортування та об'ємів для природного газу у вигляді гідратів та зрідженого природного газу.

Фіксовані капітальні витрати для технології транспортування гідратів природного газу є сума фіксованих капітальних витрат на виробництво, перевезення та регазифікацію. Сукупні фіксовані капітальні інвестиції для виробництва 3,56 мільйонів тонн природного газу у вигляді гідратів в рік та транспортування на 820 км складаються з:

- виробництва - 1,15 мільярда доларів США;
- транспортування - 101 мільйон доларів США;

- регазифікації - 385 мільйонів доларів США;

FCI загалом склало 1,636 мільярда доларів США.

Сукупна річна вартість представляє собою суму сукупних річних витрат на синтезування, перевезення та дисоціацію гідратів метану:

- виробництво - 362 мільйони доларів США;

- транспортування - 130 мільйонів доларів США;

- регазифікація - 90 мільйонів доларів США.

TAC загалом склала 582 млн. доларів США на рік для потужності виробництва та відстані транспортування, які вказані вище.

Поділивши фіксовані капітальні інвестиції або сукупну річну вартість на потужність виробництва в тонах продукції ми отримаємо коефіцієнти *FCI* та *TAC* в доларах США за тону метану

$$FCI = 460 \text{ \$}/\text{т};$$

$$TAC = 163 \text{ \$}/\text{т}.$$

Показник *ROI* залежить від ціни на газ в Україні. Логічно припустити, що ціна не буде нижчою за тариф газу для населення (270\$ за 1000 м³ або 380\$ за тону). При цьому *ROI* буде змінюватись відповідно до рис.25.

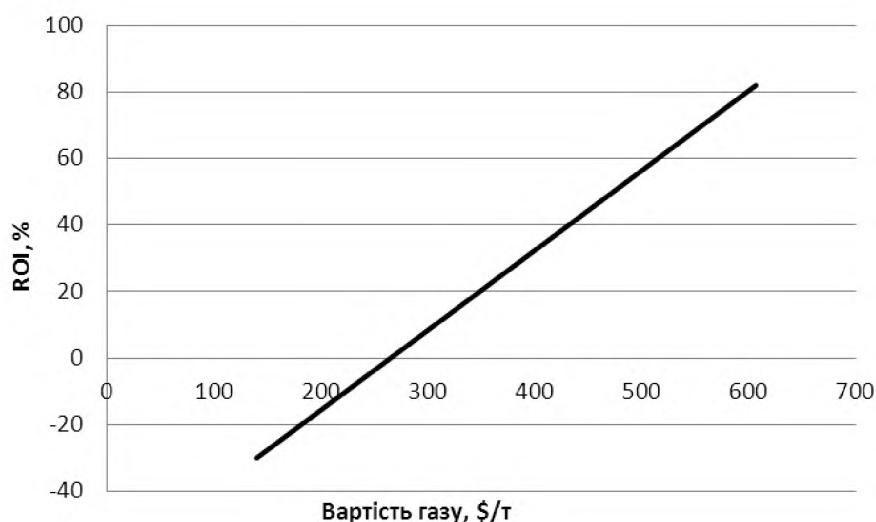


Рис. 25. Залежність коефіцієнту окупності інвестицій від ціни газу в Україні.

Висновки до розділу 4

В результаті проведеного техніко-економічного порівняння технологій транспортування природного газу можна зробити висновок, що впровадження технології ГПГ(NGH) порівняно з технологією LNG є економічно обґрунтованим.

Коефіцієнт окупності інвестицій *ROI* впровадження газогідратної технології транспортування природного газу в кількості 3,56 мільйонів тонн (4 млрд м³) за рік морським шляхом за маршрутом Поті-Одеса складатиме ~ 25%.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Виконано огляд та проаналізовано стан наукових досліджень і практичного застосування газогідратних технологій.

2. Розроблено схему технологічного застосування процесу гідратоутворення при видобутку та підготовці до транспортування, вуглеводневих газів малодебітних родовищ.

3. Розроблено метод і схемне рішення виробництва газових гідратів з метою їх зберігання і транспортування у вигляді льодогідратних пелет для подальшого енерготехнологічного використання.

4. Запропоновано спосіб роботи та схемне рішення газогідратного дотискувача для забезпечення паливним газом двигуна газотурбінного приводу в умовах пуску двигуна при пониженому тиску газу в напірному газопроводі.

5. Розроблено термодинамічний цикл та методику визначення енерговитрат газогідратних дотискувачів паливного газу для умов пуску та експлуатації газотурбінного приводу (ГТП).

6. Виконано порівняльний аналіз енерговитрат в компресорному і газогідратному дотискувачі паливного газу на прикладі ГТП з двигуном Д-336. Показано, що для практичних умов тільки в режимі пуску потужність енерговитрат в газогідратному дотискувачі може бути майже на порядок менше, ніж в компресорному дотискувачі, внаслідок можливого рознесення в часі процесів утворення і плавлення газогідратів.

7. Виконано розрахунки основного газогідратного технологічного обладнання при видобутку, транспортуванні і використанні вуглеводневих газів для умов розробки малодебітних родовищ.

8. Показано переваги транспортування природного газу з використанням газогідратної технології ГПГ (NGH) порівняно з технологією транспортування зрідженого газу LNG. Коефіцієнт окупності інвестицій *ROI* впровадження газогідратної технології транспортування природного газу в кількості 3,56 мільйонів тонн (4 млрд м³) за рік морським шляхом по маршруту Поті-Одеса складатиме ~ 25%.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю. Ф. Макогон -М.: Недра, 1974. – 310 с.
2. Бык С. Ш. Газовые гидраты / Бык С. Ш., Макогон Ю. Ф., Фомина В. И. - М.: Химия, 1980. – 295с.
3. Chersky N. J. Solid Gas Word Reserves are Enormous / N. J. Chersky, Y. F Makogon // Oil Gas Int. – 1970. - № 10. – p. 82 – 84.
4. Клименко В.В. Науково-технічні основи газгідратної технології (термодинаміка та кінетика процесів, схемні рішення): автореф. дис. докт. техн. наук: 05.14.06. – К., 2012. – 40 с.
5. Katz D. L. Depths to Which Frozen Gas Fields (Gas Hydrates) May Be Expected / D. L. Katz // J. Pet. Techno. – 1971. - № 21. – p. 419 – 423.
6. Davidson D. W. Gas Hydrates In Water: A Comprehends Treatise / D. W. Davidson // Plenum Press. -2004. - № 2. – p. 155 – 234.
7. Fleyfel F. Carbon Dioxide Clathrate Hydrate Epitaxial Growth: Spectroscopic Evidence for Formation of the Simple Type - II CO₂ Hydrate / F. Fleyfel, J. P. Devlin // J. Phys. Chem. – 1991. - № 95. – p. 3811 – 3815.
8. Ripmeester J. A. New Clathrate Hydrates Structure / J. A. Ripmeester, J. S. Tse, C. I. Ratcliffe // Nature. – 1987. - № 325. – p. 135 – 136.
9. Ripmeester J. A. I. ¹²⁹Xe NMR Studies Clathrate Hydrates: New Guests for Structure II and Structure H / J. A. Ripmeester, C. I. Ratcliffe // J. Pres. Chem. – 1990. – № 94. – p. 8773 – 8776.
10. Lederhos J. P. Structure H Clathrate Hydrate Equilibria of Methan and Adamantane / J. P. Lederhos, A. P. Mehta, G. B. Nyberg // AJChE J. – 1992. – № 38. – p. 1045 – 1048.
11. А. с. 270641 СССР, МКИ³ В26 J 25/00. Способ хранения газов / Макогон Ю. Ф. (СССР). – №3340575/24-08; заявл. 23. 12. 1969; опубл. 08.06.70, Бюл. № 17.
12. Experimental studying of additives effects on gas storage in hydrate / Z. G. Sun, R. S. Ma, R. Z. Wang, K. H. Guo, S. S. Fa // Energy Fuels. – 2003. – № 17. – p. 1180 – 1185.
13. Natural gas storage in hydrates with the presence of promoters / Z. G. Sun, R. Wang, R. Ma, K. Guo, S. Fan // Energy Convers Manage. – 2003. – № 44. – p. 2733 – 2742.
14. Anomalous preservation of pure methane hydrate at 1 atm / L. A. Stern, S. Circone, S. H. Kirby // J. Phys. Chem. – 2001. – № 105. – p. 1756 – 1762.
15. Gnanendran N. The effect of hydrotopes on gas hydrate formation / N. Gnanendran, R. Amin // J. Petrol. Sci. Eng. – 2003. – № 40. – p. 37 – 46.
16. А. с. 237770 СССР, МКИ³ В26 J 25/00. Способ повышения давления газов / Макогон Ю. Ф. (СССР). – №3440575/25-06; заявл. 16. 10. 1967; опубл. 24.03.69, Бюл. № 9.

17. Галанин И. А. Повышение давления этана путем перевода его через гидратное состояние / И. А. Галанин // Газовое дело – 1972. - № 6. – С. 9 – 15.
18. Кузуб И. Ф. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений / И. Ф. Кузуб, Ю. Ф. Макогон. – М.: ВНИИЭГазпром, 1976. – 356 с.
19. Пат. RU2118560 Российская Федерация, МПК'Р 05 В26 J25/00. Способ разделения биогаза / Просвирнин В. Ю, Евтеев В. К.; заявлено и патентообладатель Просвирнин В. Ю. - № 34001371/08; заявл. 08. 09. 95; опубл. 12. 12. 95, Бюл. № 11.
20. Jackson. A. (Alfred Cove, AU) , Amin R. (Salter Point, AU). Method for separation of non-hydrocarbon gases from hydrocarbon gases. United States Patent № 6916361, International Classes: C10L3/10; C10L3/00, 07.12.2005.
21. Lund D. B. Rotation Apparatus for Shell Freezing / D. B. Lund, O. Fennema, W. D. Powrie // Criobiologu. – 1968. - № 5. – p. 26 – 28.
22. Lund D. B. Effekt of Gas Hydrate Formers on Invertase Activiti / D. B. Lund, O. Fennema, W. D. Powrie // Arch. Biochem. Biophys. – 1969. - № 129. – p. 181 - 188.
23. Van Hulle G. Gas Hydrate in Aqueous Organic Systems IV. Formation and Detection of Ethylene Oxide Hydrate in Tissue / G. van Hulle, O. Fennema // Cryobiology. – 1971. – № 7, 1a. – p. 223 – 227.
24. Rao A. M., Kommareddi N., John V. T. The Use of Pressure to Modify Enzyme Activity in Reversed Micelles / A. M. Rao, N. Kommareddi, V. T John // Biotechnology. Pres. – 1992. – № 8. – p. 514 – 520.
25. Различные области применения холода. Опреснение соленой воды / [Мельцер Л. З., Смирнов Л. Ф. и др.] ; под ред. А. В. Быкова. – М.: Агропромиздат, 1985. – 272 с.
26. Saline Water Conversion Report for 1963 – U. S. Dept. of the Interior, Office of Saline Water, U. S. Government Printing Office, Washington, 1964. – p. 57.
27. Кудряшов В. И., Бухгалтер Э. Б. Направления использования гидратного процесса в промышленности / В. И. Кудряшов, Э. Б. Бухгалтер – М.: ВНИИГазпром, 1976. – 21 с.
28. Huang C. P. Hydrates in Organic Systems I. Preliminary Studies / C. P. Huang, O. Fennema, W. D. Powri // Criobiologu. – 1962. - № 19. – p. 109 – 115.
29. Huang C. P. Hydrates in Organic Systems II. Concentration by Gas Hydrate Forma / C. P. Huang, O. Fennema, W. D. Powri // Cryobiology. – 1966. – № 2. – p. 240 – 245.
30. Werezak G. N. Unusual Methods of Separation / G. N. Werezak // AIChE Symp. Ser. – 1969. – № 65 (91). – p. 6 – 18.

31. An excess function method to model the thermophysical properties of one-phase secondary refrigerants / R. Lugo, L. Fournaison, J. M. Chourot, J. Guilpart // *Int. J. Refrig.* – 2002. – № 25(7). – p. 916 – 923.
32. Saito A. Recent advances in research on cold thermal energy storage / A. Saito // *Int. J. Refrig.* – 2002. – 25(2). – p. 177 – 189.
33. Rheology, flow behaviour and heat transfer of ice slurries: a review of the state of the art / V. Ayel, O. Lottin, H. Peerhossaini // *Int. J. Refrig.* – 2003. – № 26(1). – p. 95 – 107.
34. Continuous ice slurry formation using a functional fluid for ice storage / K. Matsumoto, Y. Namiki, M. Okada, T. Kawagoe, S. Nakagawa, C. Kang // *Int. J. Refrig.* – 2004. – № 27(1). – p. 73 – 81.
35. Influence of volumetric-flow rate in the crystallizer on the gas hydrate cool-storage process in a new gas-hydrate cool-storage system / Y. Bi, T. Guo, T. Zhu, S. Fan, D. Liang, L. Zhang // *Appl Energy*. – 2004. – № 78. – p. 111 – 121.
36. I. Chatti. Impact of THF on CO₂ hydrates for a better energy use of hydrate slurries plied to refrigeration processes. Inpreparation / ChattiI // *EnergyConversionandManagement*. – 2005. – № 46. – p. 1333 – 1343.
37. Смирнов Л. Ф. Использование глубинной морской воды для получения пресной воды и холода / Л. Ф. Смирнов, В. В. Клименко // *Холодильная техника* – 1975. – № 2. – С. 34 – 37.
38. А. с. 1368453 СССР, МКИ³ В26 J 25/00. Способ получения холода / В. В. Клименко, Ю. П. Денисов. (СССР). – №3540678/25-04; заявл. 16. 10. 87; опубл. 24.12.87, Бюл. № 9.
39. Мори С. Передача низкотемпературной энергии по трубопроводу (перевод)/ С. Мори., С. Като, К. Сакитани, Я. Ария // *Рэйто.* – 1975. – Том 50, № 572. – С. 425- 430.
40. Tomlison I. I. Heat pump/cool storage inclathrate of freon/17 – th. / I. I. Tomlison // *International Energy conversion engineering conference*. – 1982. – № 7. – p. 2060 – 2064.
41. Tomlison J.J., Obszewski M., Geist G.A. Comparative Analysis of Cool Storage Systems Based and Ice and Clathrates // *Proceeding of 19-th IECEC.* – 1984. – V.2. – pp. 1201- 1206.
42. А. с. 1307179 СССР, МКИ³ В26 J 25/00. Аккумулятор холода / В. В. Клименко, В. И. Ивахнов, В. Н. Корниенко. (СССР). – №3640679/26-05; заявл. 05. 05. 86; опубл. 04.05.87, Бюл. № 3.
43. Клименко В. В., Корниенко В. Н. Рациональное использование термической неравновесности наружного воздуха / В. В. Клименко, В. Н. Корниенко // *Холодильная техника* – 1989. – № 6. – С. 24 – 27.

44. Клименко В. В., Корниенко В. Н. Сравнительная оценка гидратов органических жидкостей как хладоаккумулирующих веществ. // Сборник статей НПО Агрохолодпром. – 1988. - № 3. – С.28 – 31.

45. А. с. 1409830 СССР, МКИЗ F25 D3/00. Способ аккумулярования холода / В. В. Клименко, В. Н. Корниенко, (СССР). - № 4172339/30-13; заявл. 31.12.86; опубл. 15.07.88, Бюл. № 26.

46. А. с. 1449795 СССР, МКИ³ B26 J 25/00. Аккумулятор холода / В. Н. Корниенко, В. В. Клименко, В. И Ивахнов. (СССР). – №36408549/27-08; заявл. 17. 08. 86; опубл. 04.02.88, Бюл. № 21.

47. А. с. 1530161 СССР, МКИ³ B27 I 25/00. Устройство для охлаждения жидкостей / В. В. Клименко, В. Н. Корниенко, Н. Н. Машкова, Л. К. Казеннов . (СССР). – №36409631/28-04; заявл. 03. 06. 88; опубл. 17.04.89, Бюл. № 6.

48. А.с. 1620792 СССР, МКИ5 F25 Д 3/00. Аккумулятор холода/ В.Н. Корниенко, В.В. Клименко, Н.Д. Малова. (СССР).- №4499740/13; заявл. 31.10.88; опубл. 15.01.91. Бюл. № 2.

49. А.с. 1117434 СССР, МКИ⁴F 25 J 3 /08. Способ осушки сжатого газа и устройство для его осуществления / В.В. Клименко, Л.Ф. Смирнов, А.В. Владимирский, В.Т. Говорушенко (СССР).- 3407619/ 23-26; заявл. 16.03.82; опубл. 07.10.84. Бюл. № 37.

50. А. с. 1409829 СССР, МКИ5 F25 D3/00. Способ термостатирования объектов, находящихся в условиях колебаний тепловой нагрузки / В. В. Клименко, Ю. П. Денисов. (СССР). □ № 4003290/31-13; заявл. 03. 01. 86; опубл. 15.07.88. Бюл. № 26.

51. Chakma A. CO₂ capture processes – opportunities for improved energy efficiencies / A. Chakma // Energy Convers Manage. – 1997. – № 38. – p. 51 – 56.

52. CO₂ capture by amine-enriched fly ash carbon sorbents / M. L. Gray, Y. Soong, K. J. Champagne, J. Baltrus, R.W. Stevens, P. Toochinda // Sep. Purif. Technol. – 2004. – № 35(1). – p. 31 – 36..

53. Bachu S. Sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change: capacity of deep saline aquifers to sequester CO₂ in solution / S. Bachu, J. J. Adams // Energy Convers Manage. – 2003. – № 44. – p. 3151 – 3175.

54. CO₂ hydrate: synthesis, composition, structure, dissociation behavior, and a comparison to structure I CH₄ hydrate / S. Circone, L. A. Stern, S. H. Kirby, W. B. Durham, B. C. Chakoumakos, C. J. Rawn // J. Phys. Chem. – 2003. – № 107(23). – p. 5529 – 5539.

55. Жук Г.В. Применение гидратов в технологиях хранения CO₂ / Г.В. Жук, А.И. Пятничко, П.Ф. Гожик, В.В. Клименко // Енергоефективність-

2010: Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції (19- 21 жовтня 2010 р., Київ, Україна)- К.: Інститут газу НАНУ.-2010- С. 48- 51.

56. Sequestration carbon dioxide into complex structures of naturally occurring hydrates / Y. Park, D. Y. Kim, J. W. Lee, D. G. Huh, K. P. Park // Proc. Nalt. Acad. Sci. – 2006. – № 103 (34). –p. 12690 – 12694.

57.CO₂ hydrate composite for ocean carbon sequestration / S. Lee, L. Y. Liang, D. Riestenberg, O. R. West // Environ. Sci. Technol. – 2003. –№ 37(16). –p. 3701 – 3708.

58. Якушев В. С. Крупнейший экспортер природного газа XXI столетия – Япония / В. С Якушев // Газовая промышленность – 1998. - № 1. – С. 72 – 74.

59. Патент України 53196, МПК Е 21 В 43/00, F 04 1/00/. Спосіб видобування і підготовки природного газу / В.В.Клименко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко, Л.О. Педченко; заявник і патентовласник Полтав. націон. техніч. університ. ім.Ю.Кондратюка- u201004096; заявл. 08.04.2010; опубл.27.09.2010. Бюл. № 18.

60. Патент України 53195, МПК Е 21 В 43/00, F 04 1/00/. Установка для підготовки природного газу / В.В.Клименко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко, Л.О. Педченко; заявник і патентовласник Полтав. націон. техніч. університ. ім.Ю.Кондратюка.- u201004095; заявл. 08.04.2010; опубл.27.09.2010. Бюл. № 18.

61. Gudmundsson J. S. Storage of Natural Gas Hydrate at Refrigerated Conditions / J. S. Gudmundsson, M. Parlaktuna // AIChE Spring National Meeting. – 1992. - № 5. – 27 pp.

62. Nakajima, Y., Takaoki, T., Ohgaki, K. & Ota, S. Use of hydrate pellets for transportation of natural gas– II; Proposition of natural gas transportation in form of hydrate pellets in Proc. 4th Int.Conf. GasHydrates -2002.- pp.987–990.

63. Takamichi Daimaru, Minoru Fujii, Akihiro Yamasaki, Yukio Yanagisawa. Energy saving potential for natural gas hydrate transportation / Prepr. Pap.-Am. Chem. Soc., Div. FuelChem.- 2004, 49 (1) - pp.191-192.

64. А. с. 711758 СССР, МКИ³ В 65 G 51/02. Газопровод для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов / Л. Ф. Смирнов.(СССР).– № 33409321/24-03;заявл. 04. 01. 76;опубл.03.12.83, Бюл. № 45.

65. Gudmundsson J. S. Storage of Natural Gas as Frozen Hydrate / J. S. Gudmundsson, M. Parlaktuna, A. A. Khokhar // SPE Production and Facilities. – 1994. - № 10. – p. 69 – 72.

66. Gudmundsson J. S. Natural Gas Hydrate an Alternative to Liquefied Natural Gas / J. S. Gudmundsson., A. Binrrehaug // Natural Gas Hydrate. – 1996. - № 8. – p. 1 – 6.

67. Патент України 23179 А, F25D 3/00 F25C 1/18. Установа для виробництва льодяних капсул, які наповнені газовими гідратами діоксину вуглецю./В.В.Клименко, В.Н. Корнієнко (RU), Віт.В.Клименко, Ю.П. Денисов, І.Г. Чумак; заявник і патентовласник В.В. Клименко.- № 96093438-заявл. 03.09.96; опубл.19.05.98. Бюл. № 6.

68. Патент України 34661 А, МПК C12C1/06. Установа для виробництва льодяних капсул, наповнених газовими гідратами вуглекислого газу/ О. В. Скрипник, В. А. Кошурко, В. В. Клименко; заявник і патентовласник Кіровогр. націон.техніч. університ. – №98126464; заявл. 08. 12. 98; опубл.15.03.2001. Бюл. № 2.

69. Скрипник О.В. Газогідратна технологія утилізації двооксиду вуглецю із сатураторного газу цукрового виробництва / О.В. Скрипник, В.В. Клименко // Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація: Збірник наукових праць КНТУ. –2011. □ Вип. 24 (ч. 1).- С. 257 – 264.

70. Патент України 40031 А, 7 А23L2/26. Лінія виробництва безалкогольних шипучих напоїв. / О. В. Скрипник, В. О. Кошурко, В. В. Клименко; заявник і патентовласник Кіровогр. націон. техніч. університ. □ № 98126461; заявл. 08. 12. 98; опубл.16.07.2001. Бюл. № 6.

71. Корниенко В.Н. Экспериментальное исследования макетного образца газогидратного хладоаккумулятора для систем с холодильными машинами / В. Н. Корниенко, В. В. Клименко, А. В. Скрипник // Холодильна техніка і технологія. – 2011. □ № 6(134). – С. 15 –18.

72.Клименко В.В.Стендові випробовування макетного зразка газогідратного акумулятора природного холоду / В.В. Клименко, В.М. Корнієнко, О.В. Скрипник // Техніка в сільськогосподарському виробництві, галузеве машинобудування, автоматизація: Збірник наукових праць КНТУ. – 2012. – Вип.25(ч. 2).-С. 298– 302.

73.Костюк А. Г. Шерстюк А. И. Газотурбинные установки. – М. : Высшая школа, 1979. -254с.

74.Скрыпник А. В. Экспериментальная оценка кинетики образования гидратов диоксида углерода в системе «H₂O + CO₂» / Скрыпник А. В., Клименко В. В. // Холодильна техніка і технологія. – 2006. □ № 4 (102). – С. 50 – 54.

75.Vysniauskas A., Bichnoi P.R. A Kinetic Study of Methane Hydrate Formation // IV Canadian Permalrast Conference. Calgary. – 1981. – p. 299 – 304.

76.Englezos P, Kalogerakis N, Dholabhai P. D. and Bisnhoi P. R. /Kinetics of Formations of Methane and Ethane Gas Hydrates . // Chem. .Eng. Sci.- 1987, 42. - p.2647 - 2651.

77. Богданов С.Н. Холодильная техника. Свойства веществ. Справочник. Изд. 3-е, перераб. и доп./ С.Н.Богданов, О.П. Иванов, А.В. Куприянова –М.: Агропромиздат, 1985- 208 с.

78. Павлов К.Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Изд.8-е, пер. и доп./ К.Ф. Павлов, П.Г. Романков, А.А. Носков.- Л.: Химия, 1976.- 552 с.

79. Варгафтик Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. / М.: Наука, 1972.- 720 с.

80. Кошкин Н.Н., Стукаленко А.К. и др. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин. Л., "Машиностроение", 1976 г., 464 с.

81. Палиця І.П., Гнип М.П., Прокопів В.Й., Дорошенко В.М. Стан та напрямки удосконалення систем розробки родовищ нафти і газу ВАТ "Укр-нафта"// Вісник НГСУ. - № 3/2004 - [Електронний ресурс]. - <http://gasunion.org.ua/visnik-ngsu-32004-rozrobka-rodovish.htm>

82. Кобаль Г. Газовидобування: і тут криза //Економічна правда. - [Електронний ресурс-<http://www.epravda.com.ua/publications/2008/10/8/165701>].

83. Клименко В.В. Підвищення ефективності видобування і підготовки газу з виснажених родовищ шляхом застосування газогідратної технології / В. В. Клименко, М. Л. Зоценко, О. В. Бандуріна, Л. О. Педченко // Вісник КрНУ імені Михайла Остроградського. -2012.- Випуск 2 (73).- С.92 -95.

84. Patent No. 5,536,893, U.S.. Method for production of gas hydrates for transportation and storage / J.S. Gudmundsson ; inventor J.S. Gudmundsson.- №195748; 07.01.1994; pub. 16.07. 1996. – 7 p.

85. Клименко В.В. Газотурбінний привід з газогідратним дотискувачем паливного газу/В.В. Клименко, М.В. Босий, В.П. Парафійник, С.О. Прилипко// Холодильна техніка і технологія. – 2014. □ № 4(150). – С. 37 –40.

86. Клименко В.В. Аналіз енергоспоживання в газогідратному дотискувачі паливного газу для газотурбінного приводу/В.В. Клименко, М.В. Босий, А.В. Смірнов, С.О. Прилипко // Науковий журнал (Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. Енергетика) //Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.- 2014.- Вип. 1 (3).- С.241–251.

87. Скрипник А. В. Экспериментальная оценка процессов замораживания смеси "H₂O + газовые гидраты CO₂" / Скрипник А. В., Клименко В. В. // Холодильна техніка і технологія. – 2007. – № 1 (105). – С. 87 – 89.

88. Клименко В.В. Моделирование адиабатного способа утворення льодогазогідратних капсул / В.В.Клименко, Педченко М.М., Педченко Л.О. // «Холодильна техніка і технологія». – 2010. - № 6(128). - С. 41-45.

89. Клименко В.В. Заморожування води в порах при адиабатному способі утворення льодогазогідратних капсул / В.В.Клименко, Педченко

М.М., Педченко Л.О. // «Холодильна техніка і технологія». – 2011. - № 1(129). - С. 37-39.

90. Shigeru Watanabe, Shinji Takahashi, Hiroshi Mizubayashi. A Demonstration Project Of Ngh Land Transportation System // Proceedings of the 6th International Conference on Gas Hydrates (ICGH 2008) - <http://www.nghjapan.mes.co.jp/topics/pdf>

91. Смирнов Л.Ф. Технологическое использование газовых гидратов: Сб. науч. тр. «Природные и техногенные газовые гидраты». - М.: ООО «ВНИИГАЗ», 1990. - С. 127-166.

92. Тер-Саркисов Р.М., Якушев В.С. Проблемы и перспективы ОАО «Газпром», связанные с газогидратами // Наука и техника в газовой промышленности. - 2003. - № 4. - С. 45-51.

93. Каталог газоиспользующего и газозаправочного оборудования-2008 /Составители Матюшечкин В.Н. и др.//М.:ООО «ИРЦ Газпром», 2009.- С.226.

94. Смирнов Л.Ф. Метан из газогидратов Черного моря (инвестиционный проект)/Л.Ф.Смирнов// Науковий журнал (Геологія. Гірництво. Нафтогазова справа. Енергетика) //Полтавський національний технічний університетімені Юрія Кондратюка.- 2014.- Вип. 1 (3).- С.33–52.

95. Gudmundsson, J.S., Hveding, F. and Borrehaug, A. Transport of Natural Gas as Frozen Hydrate Proc. /5-th International Offshore and Polar Engineering Conf., The Hague, June 11-16, 1995, Vol. I, p.282-288.

96. Kanda H. Economic Study On Natural Gas Transportation With Natural Gas Hydrate (NGH) Pellets // 23rd World Gas Conference, Amsterdam, 2006 - <http://igu.dgc.dk/html/wgc2006/pdf/paper/add10399.pdf>

97. Енергетичний баланс України за 2013 рік [Електронний ресурс] / Енергетика // Державна служба статистики України. – Режим доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua/>.

98. Ефективність використання паливно-енергетичних ресурсів: статистична доповідь//Держ. Стат. України. — доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua/>

99. Євтушенко С. О. Організаційно-економічні фактори підвищення інвестиційної привабливості промислових підприємств: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. екон. наук за спеціальністю 08.06.02 – «Підприємництво, менеджмент і маркетинг» / С.О. Євтушенко. - Харків, 2001.- 20 с.

100. Загороднюк П. Природний газ в Україні: традиційні джерела [Електронний ресурс] / Українська енергетика. – Режим доступу : http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk_Presentation_Ua.pdf.

101. Загороднюк П. Природний газ із «традиційних» і «нетрадиційних» родовищ в Україні [Електронний ресурс] / Київський міжнародний енергетичний клуб. – Режим доступу : <http://www.qclub.org.ua/wp-content/uploads/2013/03/>.

102. Роздрібний продаж світлих нафтопродуктів і газу через АЗС за грудень 2015 року: експрес-випуск [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України. – Режим доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua/express/expr2016/01/12pdf.zip>.

103. Роздрібний продаж світлих нафтопродуктів і газу через АЗС за грудень 2014 року: експрес-випуск [Електронний ресурс] / Державна служба статистики України. – Режим доступу : <http://www.ukrstat.gov.ua/express/expr2015/01/14pdf.zip>.

ДОДАТКИ

Додаток А. Охорона праці

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

Небезпечні та шкідливі виробничі фактори поділяються на чотири групи: фізичні, хімічні, біологічні та психофізіологічні, що можуть мати місце під час експлуатації, обслуговування, ремонту та монтажу устаткування.

Приміщення в яких розташовуються ГТУ та газогідратне обладнання відрізняються великою кількістю небезпечних і шкідливих виробничих факторів (НіШВФ). До небезпечних фізичних виробничих факторів належать:

- рухомі машини і механізми; рухомі частини устаткування (повзуни, муфти, відкриті кривошипно-шатуні механізми); елементи, що пересуваються;

- нагріті поверхні устаткування;
- висока напруга в силовій електричній мережі й статична електрика;
- гострі кромки устаткування;
- підйомно-транспортні пристрої і переміщувані вантажі;
- можливість виникнення пожеж.

До шкідливих фізичних виробничих факторів відносять:

- підвищений рівень шуму і вібрації;
- підвищену запиленість повітря;
- підвищену температуру повітря робочої зони;
- підвищену вологість повітря;
- підвищену рухливість повітря;
- недостатню освітленість робочої зони;
- знижену контрастність;
- підвищений рівень електромагнітних полів;
- підвищений рівень інфрачервоної радіації;

- підвищений рівень інфразвукових коливань, ультразвуку

Приміщення, в яких розташовані ГТУ характеризуються підвищеним рівнем шуму. Основне джерело шуму створює робота ГТД. Крім того, підвищене джерело шуму створюють струмені стислого повітря, насоси і компресори. Основні причини шумоутворення при роботі ГТУ пов'язані з їх конструкцією: обертання ротора турбіни з лопатками, вихлоп відхідних газів, робота компресора, робота паливного насоса. Шум, що виникає в процесі роботи ГТУ з одночасним вихлопом, зростає до 105 дБ, значно виходячи за межі допустимого по всьому діапазону частот, особливо у високочастотній частині спектру. Перелік лише цих причин свідчить про те, що боротьба з шумом при роботі ГТУ є важким завданням і повинна включати одночасне вирішення всього комплексу питань.

А.2. Способи захисту від шуму

Нормативні вимоги до рівнів шуму наведено у таблицях А.1, А.2.

Таблиця А.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 – Допустимі рівні звукового тиску в октанових смугах

Рівень звукового тиску, дБ									Еквівалентний рівень звуку, дБ А
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 забезпечення нормативних вимог використовують наступні заходи:

- будівельно-акустичні заходи;
- розміщення шумного обладнання в окремих приміщеннях або в окремих частинах приміщення зі спеціальним огороженням;
- заміна шумного обладнання менш шумним;
- зменшення шуму у джерелі за рахунок зміни конструкції обладнання або технології;
- зменшення шуму по шляху його розповсюдження (звукопоглинання, ізоляція джерела шуму або робочого місця, використання глушників);
- використання засобів індивідуального захисту;
- санітарно-гігієнічні заходи.

Інтенсивність шуму у виробничому приміщенні залежить не тільки від прямого, але і від відбитого звуку. Тому, якщо в цеху неможливо знизити енергію прямого звуку, то необхідно зменшити енергію звукових хвиль, що відбиваються від внутрішніх поверхонь приміщення. Для цієї мети внутрішні поверхні приміщення облицьовують звуковбирними матеріалами. При падінні звукових хвиль на такі матеріали поглинається значна частина звукової енергії. Процес поглинання звуку відбувається в результаті переходу енергії коливних часток повітря в теплоту унаслідок утрат на тертя в порах звуковбирного матеріалу. Тому для ефективного звукопоглинання матеріал

повинний мати пористу структуру, пори мають бути відкритими з боку падіння звуку і з'єднуватися між собою. В якості звуковбирних матеріалів застосовують пористі тверді плити на цементному сполученні, скловолокно, капронове і базальтове волокна, деревоволокнисті і мінераловатні плити на різних зв'язуваннях. Коефіцієнт звукопоглинання цих матеріалів на середніх частотах більше 0,2. Звуковбирні властивості пористого матеріалу залежать від товщини шару чи частоти звуку, наявності повітряного проміжку між шаром і стінкою, на якій він закріплений. Вибір конструкції і типу звуковбирного облицювання має бути зроблений на основі аналізу спектра шуму в приміщенні цеху чи ділянки і звуковбирних властивостей облицювання. Необхідно домагатися, щоб максимум коефіцієнта звукопоглинання облицювання відповідав частотам, де має місце максимальне перевищення граничного спектра шуму..

Звуковбирні облицювання ефективні для виробничих приміщень висотою приблизно до 4-6 м, тому що в приміщеннях меншої висоти основними поверхнями, що відбивають, є підлога і стеля великої площі. У таких приміщеннях облицювають стелю, тому що покриття підлоги звуковбирним матеріалом не можливе. У високих і витягнутих приміщеннях, де висота більше ширини, облицювання стін дає великий ефект. У приміщеннях кубічної форми облицювають стіни і стелю. Практика показує, що установка звуковбирних облицювань знижує шум на 6-8 дБ у зоні відбитого звуку на відстані від джерела і на 2-3 дБ поблизу джерела шуму. Розрахунки засобів захисту від шуму наведені у літературі [36].

А.3. Безпечне обслуговування газотурбінних установок

Під час обслуговування газотурбінного агрегату 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 збільшення 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 ГТУ по досягненні частоти обертання ротора до рівня спрацьовування, ГТУ слід зупинити ручним вимикачем. У разі неспрацювання ручного вимикача, ГТУ 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 ГТУ або на теплоізоляційний кожух, а також входити у всмоктувальну камеру компресора.

Обтирання ГТУ 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 ГТУ 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 ГТУ 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 ГТУ понад плюс 500°C.

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

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

У разі виникнення пожежі під час пуску ГТУ в газоході необхідно різко підняти навантаження; якщо збити полум'я не вдається, ГТУ 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 ГТУ "легкого" типу ГТУ слід негайно зупинити і подати вуглекислоту.

У разі виникнення пожежі в теплообмінному обладнанні ГТУ 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 [46]. 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.

1. 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 повин бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4 \text{ Ом}$.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

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

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

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

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

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

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).

4. 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.

5. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

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

6. Опір смуги з урахуванням екранування:

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

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

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

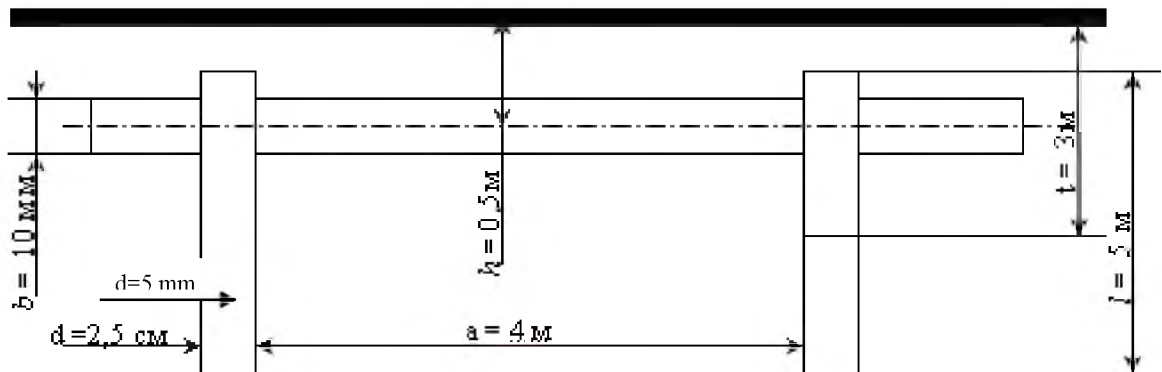


Рисунок А1. Схема прокладки заземлення

8. Остаточна кількість заземлювачів:

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

9. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормуючим:

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

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