

Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Гарант освітньої програми

До захисту

Завідувач кафедри

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему Порівняння технологічних схем виробництва, транспортування і регазифікації LNG

Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., ст. викладач Педченко Н.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата,

Виконавець роботи

Касян Валентин Юрійович

студент, ПІБ

група 2 мМН

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., ст. викладач Педченко Н.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 24.07.2024

Полтава, 2024

Скляр
хайло

Национальний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут:

Кафедра:

Освітньо-кваліфікаційний рівень:

Спеціальність:

Нафти і газу

Нафтогазової інженерії та технологій

Магістр

185 Нафтогазова інженерія та технології

Гарант освітньої програми

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГПТ

«___» _____ 20__ року

«___» _____ 20__ року

ЗАВДАННЯ
НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ

Касян Валентин Юрійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема проекту (роботи) Порівняння технологічних схем виробництва, транспортування і регазифікації LNG

Керівник проекту (роботи) к.т.н., ст. викладач. Педченко Н.М.

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

затверджені наказом вищого навч. закладу від "09" 08 2024 року № 8118-ф.а 2.

Строк подання студентом проекту (роботи) 15. 01. 2025 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи, конспекти лекцій. 2. Проекти розробки чи технологічні схеми розробки родовищ (за необхідності). 3. Геологічні звіти та звіти фінансової діяльності підприємств за профілем роботи. 4. Технологічні режими роботи свердловин та експлуатаційні карточки свердловин.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Вступ | Аналіз джерел інформації.

2. Аналіз варіантів технологічних схем підготовки газу за LNG-технологією.

3. Розрахунок установки зрідження природного газу

4. Технології та технічні засоби зберігання і транспортування скрапленого природного газу. Висновки

5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н. ст. викл. Терещук М. П.		
2	доч. к.т.н. Терещук В. П.		
3	доч. к.т.н. Терещук В. П.		
4	к.т.н. доц. Педченко Н. М.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	24.10.24
2	Експериментальна частина	14.11.24
3	Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання)	5.12.24
4	Впровадження результатів досліджень	01.12.24
5	Оформлення та узгодження роботи	12.12.24
6	Попередні захисти робіт	16.12.24
7	Захист магістерської роботи	

Студент _____

Керівник роботи _____

(підпис)

(підпис)

Касян В. Ю.
(прізвище та ініціали)

Педченко Н. М.
(прізвище та ініціали)

Вступ

За останні 100 років природний газ перетворився із місцевого палива на регіональний ресурс, а нині він готовий стати глобальним товаром. За оцінками Управління енергетичної інформації США (US Energy Information Administration) у період з 2002 по 2025 роки обсяг споживання газу зросте на 70% [1]. За сприятливі екологічні характеристики природний газ називають паливом майбутнього, і сьогодні він використовується як енергоносіє нарівні з вугіллям [4].

У той же час, значні запаси газу знаходяться у віддалених районах, де немає місцевого ринку і звідки його транспортування трубопроводами може виявитися нерентабельним. Все частіше цей газ зріджується та вирушає на приймальні термінали по всьому світу. Зріджений природний газ стає одним із головних екологічно чистих енергоносіїв із низьким рівнем шкідливих викидів при спалюванні.

Питання транспортування газу, особливо через морські акваторії, надзвичайно актуальне і не має однозначної відповіді. Стосовно природного газу нині існує три технології його морського транспортування – підводними трубопроводами або ж газовозами [1, 2], у скрапленому (Liquefied Natural Gas, LNG) чи стиснутому (Compressed Natural Gas, CNG) стані. Кожен із цих способів має свої переваги і недоліки.

Транспортування газу у скрапленому стані (тобто LNG) є ефективним, коли його треба переправити на великі відстані. Зараз це найпоширеніша технологія при морських газових перевезеннях, але й у неї є свої мінуси. Так, скраплений природний газ – це низькотемпературна рідина ($-161\text{ }^{\circ}\text{C}$), яка потребує наявності теплоізольованих кріогенних ємностей та автономної установки для приготування інертних газів. Окрім того, навіть при порожньому рейсі у трюмах газовоза мусить перебувати не менше ніж 5% від загального обсягу LNG, який перевозиться. Таким чином, помітно знижується коефіцієнт утилізації водотоннажності по чистій вантажопідйомності судна (коефіцієнт корисної дії вантажного простору судна). Зрештою, облаштування інфраструктури для отримання, зберігання і транспортування LNG є досить дорогою і технологічно складною справою.

Для України додатковою проблемою є прохід суден LNG через протоку Босфор. В даний час, у зв'язку зі зростанням енергоспоживання та постійним збільшенням цін на енергоносії в усьому світі, особливо у високорозвинених країнах, таких як Японія, США, країни Західної Європи, стають актуальними питання будівництва заводів зрідженого природного газу (LNG) та його експорту до цих країн.

Метою роботи є аналіз технологій виробництва, зберігання та транспорту зрідженого природного газу з метою його подальшого використання в Україні на підприємствах теплоенергетики, газопереробки, нафтохімії.

У зв'язку з цим передбачено вирішення наступних завдань:

- проаналізувати теоретичні основи LNG- технології;
- проаналізувати варіанти технологічних схем виробництва LNG;
- проаналізувати особливості і технічні засоби зберігання LNG;
- проаналізувати особливості і технічні засоби транспортування LNG;
- зробити розрахунок типової малотонажної установки зрідження природного газу.

Об'єкт дослідження – технологічний комплекс виробництва, транспортування і зберігання LNG.

Предмет дослідження – параметри холодильних циклів технології LNG.

Наукова новизна. За результатами комплексного аналізу технологій виробництва LNG встановлено параметри ефективної реалізації проектів транспорту і зберігання газу за даною технологією із урахуванням особливостей України.

Практична значимість. Показано можливість застосування існуючих технологій виробництва та зберігання LNG в умовах України.

Структура і обсяг роботи. Магістерська робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку та використаних джерел. Загальний обсяг роботи становить 119 сторінок, із них основного тексту 112 сторінки, 29 рисунків за текстом, 12 таблиць за текстом, список використаних джерел із 107 найменувань на 6 сторінках.

Розділ I. АНАЛІЗ ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1.1. Зріджений природний газ (LNG)

Нині основним видом транспорту газу є трубопровідний. Газ під тиском 75 і більше атмосфер прокачується трубами діаметром до 1420 мм. У міру просування газу трубопроводом він втрачає кінетичну енергію, долаючи сили тертя як між газом і стінкою труби, так і між шарами газу, яка розсіюється у вигляді тепла. Тому через певні проміжки необхідно споруджувати компресорні станції (КС), на яких газ дотискається до 75 атм та охолоджується. Спорудження та обслуговування трубопроводу дуже дорогі, але тим не менш – це найдешевший з точки зору початкових вкладень та організації спосіб транспортування газу на невеликі та середні відстані.

Окрім трубопровідного транспорту широко використовують спеціальні танкери – газозовози. Це спеціальні судна, на яких газ перевозиться у зрідженому стані у спеціалізованих ізотермічних ємностях за температури мінус 150-160 градусів Цельсія.

Зріджений природний газ (LNG) це унікальний за своїми енергетичними та екологічними властивостями продукт, який може стати основою гнучкої комерційної системи доставки природного газу на будь-які об'єкти його використання, розташовані на значній відстані від магістральних газопроводів, куди неможливо або економічно не вигідно тягнути газопровід. При атмосферному тиску, коли газ охолоджується до переходу в рідкий стан, його об'єм зменшується приблизно у 600 раз. Це робить зрідження та транспортування газу з великих віддалених родовищ на великі відстані економічно привабливим. З технологічної точки зору стає зручнішим процес зберігання газу. До того ж скраплений газ нетоксичний і може зберігатися в спеціальних ємностях з теплоізоляцією при температурі мінус 161 градус за Цельсієм.

LNG відрізняється від інших промислових флюїдів своєю низькою температурою: його температура кипіння при атмосферному тиску становить

близько -160°C (-256°F) [11]. Природний газ у рідкому вигляді закачується до морських суден спеціальної конструкції та перевозиться на термінали, відстань до яких часто складає тисячі миль. Ланцюжок зріджувальних установок і приймальних терміналів у різних частинах планети, пов'язаних морськими транспортними маршрутами, називається виробничо-збутовим ланцюжком LNG [12].

Таким чином, для транспортування газу цим способом необхідно протягнути газопровід від родовища до найближчого морського узбережжя, побудувати на березі термінал для зрідження газу і закачування його на танкери, і самі танкери. Звичайна місткість сучасних танкерів становить близько 150000 до 250000 м³.

Такий метод транспортування є значно економічнішим, ніж трубопровідний, починаючи з проектів, коли відстань до споживача зрідженого газу перевищує 2000 - 3000 км (оскільки основну вартість складає не транспортування, а вантажно-розвантажувальні роботи), але вимагає вищих початкових вкладень в інфраструктуру, ніж трубопровідний. До його переваг відноситься також той факт, що скраплений газ куди більш безпечний при перевезенні та зберіганні, ніж стислий.

Чистий LNG не горить, сам по собі не спалахує і не вибухає, плаває на поверхні води, не змішуючись з нею. На відкритому просторі за нормальної температури LNG повертається в газоподібний стан і швидко розчиняється у повітрі. Для використання LNG піддається регазифікації – випаровування без присутності повітря.

Природний газ, охолоджений після очищення від домішок до температури конденсації (мінус $161,5^{\circ}\text{C}$), перетворюється на рідину. Об'єм газу при зрідженні зменшується в 600 разів, що є однією з основних переваг цієї технології. Зріджений природний газ є кріогенною рідиною, що є сумішшю вуглеводнів ряду $\text{C}_1\text{-C}_{10}$ і азоту з переважною часткою метану (0,85-0,99). Він виходить із природного газу методом охолодження його до кріогенних температур: мінус $160\text{-}130^{\circ}\text{C}$. Температура кипіння при атмосферному тиску

мінус 162-160 °С. При переведенні LNG у газоподібний стан (газифікації) його властивості відповідають властивостям природного газу. Щільність LNG залежить від тиску, температури та компонентного складу і може перебувати в діапазоні від 370 до 430 кг/м³, середнє значення густини становить 390 кг/м³ (рис. 1.1). Пожежно-вибухонебезпечна концентрація газифікованого LNG у повітрі при 0 °С та 0,1013 МПа становить від 5 до 15 об'ємних відсотків (за метаном).

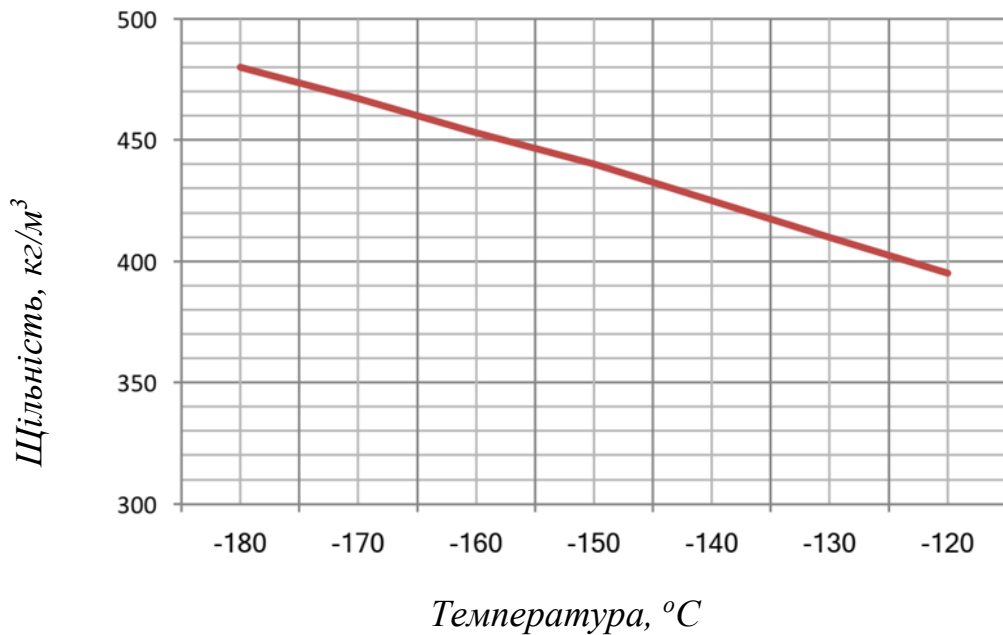


Рисунок 1.1 – Зміна щільності LNG в залежності від температури

Зріджений природний газ – кріогенна рідина, що по хімічному складу являє собою багатокомпонентну суміш вуглеводнів ряду C₁ - C₈ а також азоту N₂ і двоокису вуглецю CO₂ з переважним вмістом метану – CH₄. У таблиці 1.1 наведено компонентний склад зріджених природних газів на перших заводах з виробництва LNG. Сировинний газ до зрідження повинен бути очищений від водяної пари, CO₂ та сірчистих сполук. Початкове видалення кислих газів здійснюється з використанням тієї ж технології, що і за традиційної обробки природного газу. Остаточне очищення зазвичай проводиться найчастіше при пропусканні газу через багат шарові

молекулярні сита. Відділення CO₂ та сірчистих сполук відбувається у промивній колоні.

Таблиця 1.1. Склад LNG

		Ras-Laffan	Das Islands	Standard
Метан	CH ₄	90,28%	84,5%	89,63%
Етан	C ₂ H ₆	6,33%	12,9%	6,32
Пропан	C ₃ H ₈	2,49%	1.5%	2.16
Бутан	C ₄ H ₁₀	0,49%	0.5%	1.2
Ізо-бутан	C ₄ H ₁₀	0,00%	0.00%	0.00
Пентан	C ₅ H ₁₂	0,02%	0.00%	0.00
Ізо-пентан	C ₅ H ₁₂	0,00%	0.00%	0.00
Азот	N ₂	0,41%	0.6%	0.69
Серед.мол. маса		17,88	18.56	18.12
Темп.кип. (атм.тиск)		-160,8 °C	-161.0 °C	-160.9 °C
Щільність кг/м ³		461,8	456.8	459.4
Макс.питома енерг., кДж/кг		54,414	54.031	54.090

1.2. Фізичні властивості та склад LNG

Природний газ, це суміш вуглеводнів, яка після зрідження утворює чисту без кольору та запаху рідину. Такий LNG зазвичай транспортується і зберігається при температурі близької до точки його кипіння при атмосферному тиску – приблизно мінус160 °C.

Насправді склад LNG різний і залежить від джерела його походження та процесу зрідження, але основний компонент це звичайно метан. Іншими складовими можуть бути - етан, пропан, бутан, пентан і можливо невеликий відсоток азоту. Типовий склад LNG зазначений у таблиці 1.1, а фізичні властивості у таблиці 1.2 Для інженерних розрахунків, звісно, беруться фізичні властивості метану, але, коли потрібно точний підрахунок теплової цінності і щільності, - враховується реальний композитний склад LNG.

Під час морського переходу тепло передається LNG через ізоляцію танка, викликаючи випаровування частини вантажу, так зване википання. Склад LNG змінюється з допомогою википання, оскільки легші компоненти, мають низьку температуру кипіння, випаровуються першими. Тому LNG, що вивантажується, має більшу щільність, ніж той, який вантажився, нижче відсоток вмісту метану і азоту, але вище відсоток вмісту етану, пропану, бутану і пентану.

Таблиця 1.2. Фізичні властивості LNG

		Метан CH ₄	Етан C ₂ H ₆	Пропан C ₃ H ₈	Бутан C ₄ H ₁₀	Пентан C ₅ H ₁₂	Азот N ₂
Мол. маса		16.042	30.068	44.094	58.120	72.150	28.016
Тем.кип. 1 атм.абс	С	-161.5	-88.6	-42.5	-5	36.1	-196
Щільність .	кг/м ³	426.0	544.1	580.7	601.8	610.2	808.6
Питома вага пари 15 °С і 1 атм.абс.	кг/м ³	0.554	1.046	1.540	2.07	2.49	0.97
Віношення об'ємів газу до рідини при при ТК і 1 атм.абс.		619	413	311	311	205	695
Межі спалаху в повітрі	%	5.3 - 14	3 -12.5	2.1 – 9.5	2 -9.5	3 -12.4	Не горить
Температура самоспалаху	С	595	510	510/583	510/583		
Макс. питома. енергия 15 °С н/із	кДж/кг	55.559	51.916	50.367	49.530 49.404	49.069 48.944	
Теплота випаров. при темп. кипіння	кДж/кг	510.4	489.9	426.2	385.2	357.6	199.3

Межа займистості метану в повітрі (21% O₂) приблизно від 5,3 до 14% за обсягом. Для зменшення цієї межі перед початком навантаження повітря видаляється з танків за допомогою азоту до вмісту кисню 2%. Теоретично, вивив не відбудеться, якщо вміст кисню в суміші нижче 13% по відношенню до відсоткового вмісту метану. Для безпеки, на практиці, інертизація триває доки вміст кисню не буде нижчим за 2%. Причину цього буде пояснено пізніше. Википіла пара LNG легше, ніж повітря при температурі -110 °С, або

вище, – залежить від складу LNG. У зв'язку з цим, пар прагнуче піти вгору над щоглою і швидко розсіюватися. Коли холодна пара змішана з навколишнім повітрям, суміш пар/повітря буде добре видно як білу хмару через конденсацію вологи в повітрі. Зазвичай прийнято вважати, що межа займистості суміші пар/повітря не поширюється занадто далеко за межі цієї білої хмари. Температура самозаймання метану, тобто мінімальна температура нагріву газу, за якої він самозаймається без стороннього джерела відкритого вогню, – 595 °С. Критична температура метану – 82,5 °С, а критичний тиск 43 бар абс.

Температура кипіння метану збільшується зі збільшенням тиску, і це зміна показано на діаграмі для чистого метану. Цей тиск звичайно вищий, ніж при перевезенні метану на судні. Присутність важких компонентів LNG збільшує температуру кипіння для заданого тиску. Відношення між температурою кипіння і тиском LNG приблизно слідуватиме паралельно лінії чистого метану. Щільність парів метану значно змінюється в залежності від температури і при температурі близько -10 °С вона дорівнює щільності повітря (при щільності повітря 1,27 кг/м³ при 15 °С).

Розлив у воду. Кипіння метану дуже швидке, через велику різницю в температурах води та рідкого метану. LNG швидко поширюється на велику площу, що веде до величезної швидкості випаровування, доки воно не закінчиться (Rapid Phase of Transition RPT). Суцільний шар льоду не утворюється. За деяких умов, при концентрації метану менше 40%, можливі вибухи без полум'я при зіткненні з водою. Це є результатом прикордонного феномену, коли ЗПГ місцями сильно перегрівається до початку швидкого кипіння. Однак, комерційний ЗПГ містить більшу кількість метану ніж 40%, і знадобиться деякий час, до досягнення такої концентрації. Вибухонебезпечна хмара LNG та повітря може сягати великих дистанцій внизу, за відсутності топографічних перешкод, які створюють турбулентність, оскільки тільки при температурі – 100 °С метан легший за повітря.

1.3. Загальні відомості про процеси зрідження газу

Виробництво та споживання LNG передбачає розвиток особливої окремої інфраструктури, що вимагає використання спеціальних технологій для зрідження газу, його транспортування у спеціальних ємностях за низької температури та регазифікації. Виробничо-збутовий ланцюг LNG містить три основні ланки: зрідження газу, перевезення та регазифікація (рис.1.1).

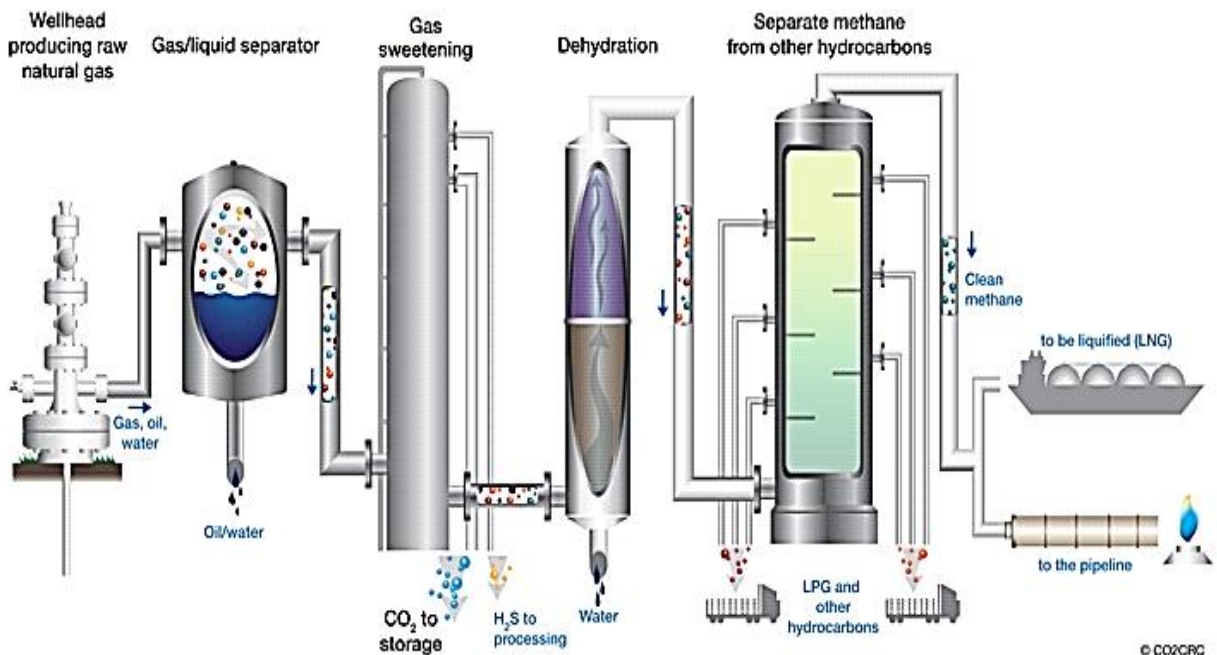


Рисунок 1.2 – Процес зрідження газу (отримання LNG)

Загалом загальний технологічний ланцюжок виробництва та застосування LNG на суші складається з наступних елементів: газопровід, що з'єднує родовище з берегом; завод зі скраплення газу на березі, термінал з відправки, що включає порт; ємності для зберігання LNG; установки для завантаження суден; флот танкерів-метановозів; приймаючий термінал та підрозділ регазифікації.

Заводи з виробництва LNG – це великі та складні технологічні об'єкти. Вони включають три окремі ділянки: ділянку очищення сировинного газу, ділянку його зрідження та зберігання та ділянку навантаження на судна.

Процес зрідження газу складається з наступних елементів: підготовка

сировинного газу, що включає видалення домішок і сепарацію газоконденсатних рідин (ШФЛВ); охолодження до температури зрідження; розміщення отриманого рідкого газу в резервуари для зберігання; зрідження природного газу (після його очищення, дегідратації та сепарації більш важких, ніж метан вуглеводнів) проводиться у серії теплообмінників, що забезпечують послідовне, повне зрідження та деяке переохолодження газу.

Функція зберігання інтегрована у наливні споруди. Далі танкери-газовози доставляють LNG приймальний регазифікаційний термінал. Після встановлення на якор і приєднання наливних рукавів у порту проводиться розвантаження танкерів: LNG перекачується судновими насосами в берегові резервуари для зберігання. Після чого скраплений газ знаходиться на зберіганні все ще в рідкому стані у відповідних резервуарах при атмосферному тиску. У регазифікаційних установках на терміналі, що приймається, відбувається керований процес випаровування, і потім природний газ в газоподібному вигляді направляється дистриб'юторам і кінцевим споживачам по трубопроводах.

У типовій ситуації мають сирий природний газ високого тиску за нормальної температури навколишнього середовища. Зрідження газу проводиться у серії теплообмінників (випарників холодильних машин), які забезпечують послідовне охолодження, повне зрідження та деяке переохолодження. Очищення та фракціонування реалізуються, як і основна частка охолодження, під високим тиском. Холод проводиться одним або декількома холодильними циклами, що дозволяють знизити температуру - 160°C. Кількість необхідного холоду розраховується по ентальпійних діаграм для природного газу. Зрідження завершується одноразовою сепарацією (ізоентальпійне розширення після регульованого штуцера) зниження тиску зрідженого газу до атмосферного.

Вибір холодильних циклів пов'язані з термодинамічними та економічними міркуваннями, і навіть з недостатнім розвитком техніки (конструкція і максимальні розміри устаткування, розрахунок процесу на

ЕОМ). Установки скраплення є великими споживачами енергії. Ця енергія зазвичай виробляється з допомогою споживання частини зріджуваного газу (у тепловому еквіваленті близько 12%). На практиці в режимі нормальної роботи в загальному випадку використовуються замість сирого газу один або кілька похідних продуктів, які обов'язково отримують при фракціонуванні (C_{5+} , C_{4+} і т.п.). Ці похідні продукти за кількістю та якістю підбираються виходячи зі складу сирого газу, з вибору комерціалізованих продуктів фракціонування (тобто реалізуються на ринку). Величини температури і тиску, у яких має відбуватися фракціонування, важливі з погляду вибору процесу зрідження.

Видалення домішок на заводі з виробництва LNG спрямоване на запобігання трьом потенційним ускладненням [25]. По-перше, такі домішки, як вода та вуглекислий газ, підлягають повному видаленню, оскільки вони можуть замерзнути під час зрідження та закупорити трубопроводи та інше обладнання. По-друге, азот може підвищити ймовірність розшарування вмісту резервуарів LNG, та його концентрацію зазвичай знижують до менш ніж 1 мол. %. Нарешті здійснюється видалення ртуті до вмісту не вище 0,01 мкг/м³. Більш високий вміст ртуті призводить до корозії алюмінієвих поверхонь теплообмінників та їх подальшого руйнування.

Очищений природний газ надходить у секцію зрідження. Ця секція конструюється так, щоб ККД зрідження був максимально близьким до ККД ідеального циклу Карно (рис.1.3). ККД, рівний 100%, має місце у разі повністю оборотного процесу і точного збігу кривих охолодження матеріалу та нагріву холодоагенту [26]. Хоча такий ККД можна досягти лише в ідеальному випадку, на існуючих заводах з виробництва LNG зроблено значний крок вперед до цієї мети. Ключові рішення для підвищення ККД слід шукати у трьох областях: холодоагентах, компресорах та теплообмінниках.

Процес розширення за циклом Джоуля-Томсона, традиційний для нафтової галузі, є одноступеневим циклом охолодження пропаном. Установа, що працює за цим принципом, складається з чотирьох апаратів:

компресора, конденсатора, розширювального вентиля та випарника. Робота системи відбувається у чотири стадії, які можна проілюструвати за допомогою діаграми Моляє «тиск-ентальпія» для пропану. Цикл починається у точці А, в якій пропан існує у вигляді насиченої пари при атмосферному тиску та температурі -40°C .

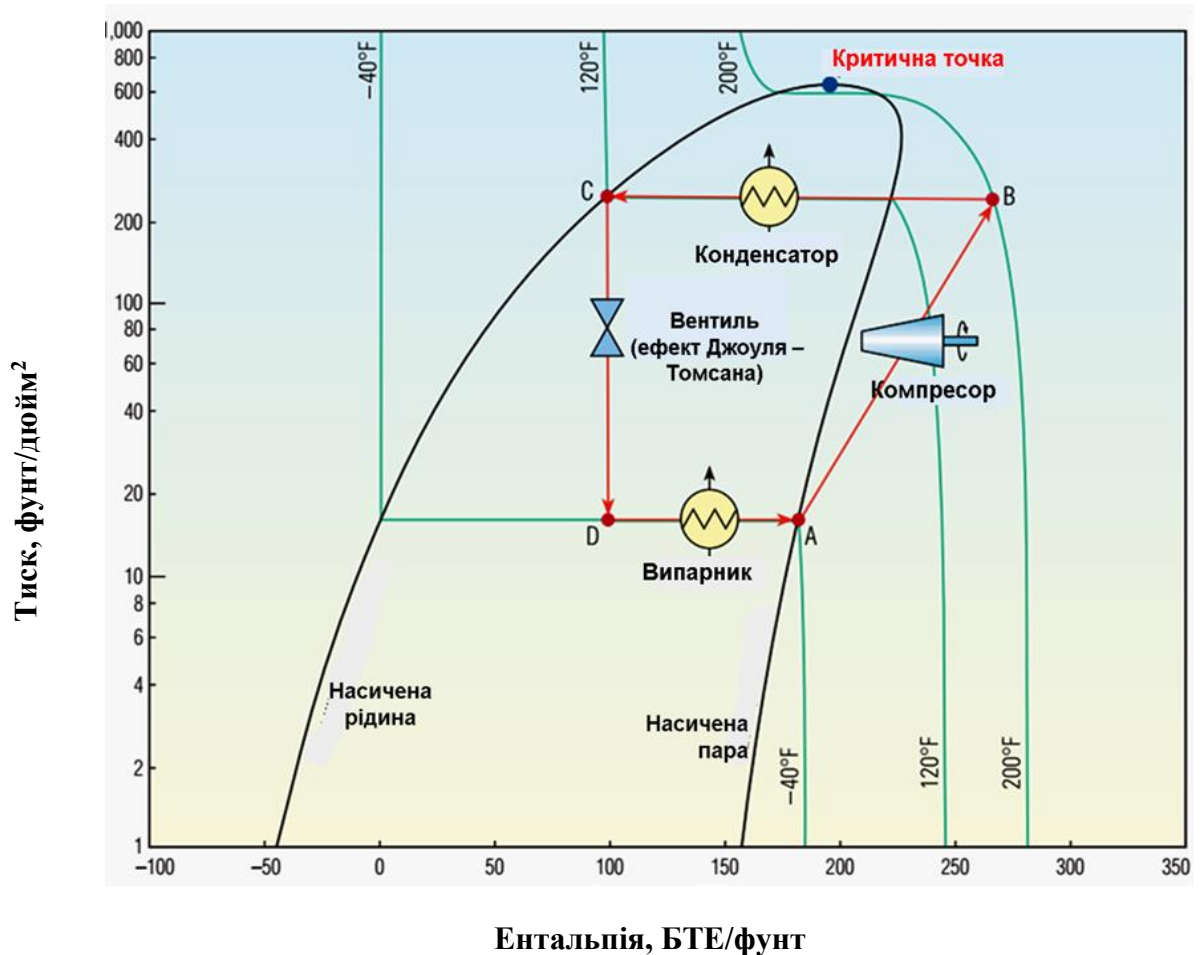


Рисунок 1.3 – Цикл охолодження випаровуванням

Пар пропану стискають до абсолютного тиску 1,62 МПа (235 фунт/дюйм²) при температурі 93°C (200°F) в точці В. Конденсація пари в точці при постійному тиску до стану насиченої рідини при температурі 49°C (120°F) у точці С відбувається за рахунок теплообміну із зовнішнім холодоагентом (як правило, повітрям). Рідкий пропан у точці С розширюється через розширювальний вентиль Джоуля-Томсона, приходячи в точку D у вигляді парорідинної суміші при температурі -40°C та атмосферному тиску. На останній стадії ця суміш у точці D проходить через

випарник, де вона втрачає приховане тепло через охолодження зовнішнім потоком. Пропан повертається у вихідну точку А у вигляді насиченої пари.

У сучасних установках для виробництва LNG використовуються два варіанти циклів охолодження: з використанням змішаного холодоагенту і каскадне охолодження чистими компонентами [27]. Наприклад, в процесі охолодження змішаним холодоагентом (mixed refrigerant) з попереднім охолодженням пропаном (C₃-MR), використовується пропан та багатокомпонентний холодоагент для зрідження очищеного природного газу за два цикли охолодження.

Альтернативна технологія, якою є оптимізований процес каскадного охолодження компанії ConocoPhillips, включає три цикли охолодження чистими холодоагентами для поступового охолодження та зрідження природного газу. Кожен підхід має свої переваги та недоліки, і остаточний вибір суттєво залежить від вимог замовника та умов на майданчику. У 2006 р. приблизно на 80% заводів з виробництва LNG у світі використовувався процес зі змішаним холодоагентом, а на решті 20% – каскадне зрідження.

Критичним чинником ефективного зрідження газу є ефективний теплообмін. Спеціальне теплообмінне обладнання забезпечує мінімальну різницю температур холодоагенту та природного газу, що охолоджується. В основному таке обладнання прийшло на сучасні заводи з виробництва LNG з інших галузей кріогенної техніки. Як правило, в контурах охолодження LNG використовується три типи спеціальних теплообмінників: пластинчасто-ребристі, спіральні та типу «сердечник у кожусі» [31].

Алюмінієві пластинчасто-ребристі теплообмінники, що застосовуються в каскадному процесі охолодження, складаються з шарів ребер, що чергуються, і пластин, укладених у прямокутний кожух [32]. Розмір і вага цих теплообмінників у порівнянні з аналогічним обладнанням із графіту або нержавіючої сталі становить лише 20 та 10% відповідно. Головним теплообмінним апаратом під час виробництва LNG з охолодженням змішаним холодоагентом є спіральний теплообмінник. У ньому внутр.

кожуха знаходиться центральний осердя з навитою на нього спіральною трубкою (рис. 1.3). Для каскадного процесу та процесу зі змішаним холодоагентом може використовуватися теплообмінник третього типу – «сердечник у кожусі». Він зазвичай застосовується при охолодженні пропаном і складається з пластинчасто-ребристого блоку, розміщеного у великому горизонтальному циліндричному кожусі [34].

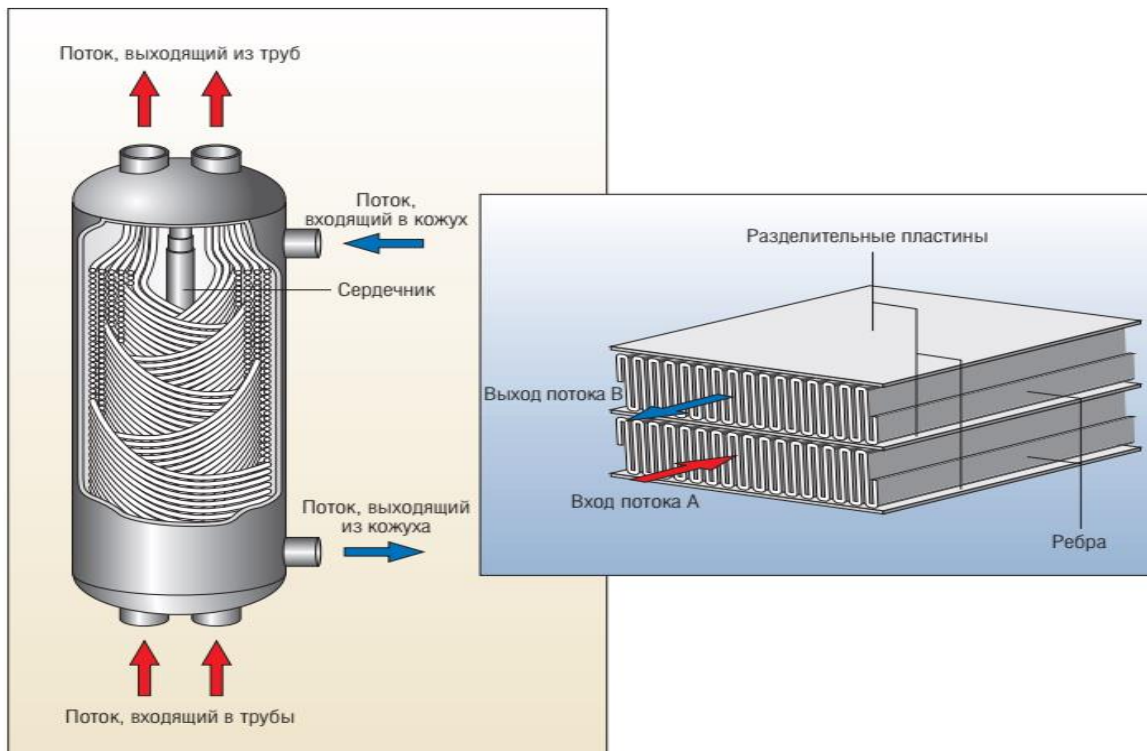


Рисунок 1.3 – Спіральні та пластинчасто-ребристі теплообмінники

Зрідження зі змішаним холодоагентом відбувається шляхом використання спірального криогенного теплообмінника (ліворуч на рис.) як головне. У такому апараті на сердечник у різних напрямках навиті труби малого діаметра. На показаній схемі потік у трубах входить у низ теплообмінника, піднімається по трубах і виходить через верх, а потік усередині кожуха зовні трубок йде зверху донизу, чим забезпечується протиточний теплообмін між потоками. Усі труби закінчуються в трубних ґратах, що є частиною циліндричного кожуха. Теплообмінники для виробництва LNG, як правило, виготовляються повністю з алюмінію, а відношення площі теплообміну до обсягу, що досягається, становить 50 - 150

$\text{м}^2/\text{м}^3$ (15,2– 45,6 $\text{фут}^2/\text{фут}^3$). У каскадному процесі зрідження, навпаки, використовуються пластинчасто-ребристі теплообмінники (праворуч на рис.). Такі теплообмінники є шарами гофрованих листів або ребер, розділених металевими пластинами. Гарячі і холодні потоки проходять через шари, що чергуються, і тепло одного потоку передається від ребра одного шару через розділову пластину до ребрів наступного шару і далі до іншого потоку. Ці теплообмінники виготовляються у вигляді суцільнопоаяної зварної судини високого тиску, що не має механічних з'єднань. Як і спіральні теплообмінники, пластинчасто-ребристі теплообмінники для виробництва LNG зазвичай алюмінієві та дуже компактні: відношення площі до обсягу досягає 300-1000 $\text{м}^2/\text{м}^3$ (91,5-305 $\text{фут}^2/\text{фут}^3$)

Як правило, на заводах з виробництва LNG є кілька технологічних ліній для зрідження природного газу. Це дозволяє здійснювати заплановане розширення заводу. Продукція однієї або кількох ліній відправляється у прилеглі теплоізольовані резервуари-сховища, де LNG зберігається до прибуття судна для завантаження та транспортування на віддалені термінали [35]. Хоча елементи різні за своєю суттю, технологічний ланцюжок LNG вимагає високого ступеня взаємодії та взаємозалежності між постачальниками та споживачами. Крім того, на даний час розглядається можливість виробництва зрідженого газу безпосередньо на місці видобутку газу (на шельфових родовищах). Ця технологія зветься FLNG (Floating Liquefied Natural Gas), що передбачає створення плавучих заводів LNG. Концепція FLNG передбачає розміщення об'єктів зі зрідження газу прямо над свердловинами, що дозволяє виключити створення берегової інфраструктури та транзитних трубопроводів. Зрідження газу відбувається на борту плавучого судна, завантаження метановозів для відправки також здійснюється безпосередньо в морі (швартування «пліч-о-пліч»).

Регазифікація зрідженого природного газу (LNG) – процес перетворення LNG з рідкого стану в газоподібний, після чого він стає придатним для звичайного використання – подачі трубопроводами споживачам і закачування в газові балони. Транспортування LNG у великих обсягах здійснюється морськими танкерами. Вони доставляють LNG на

спеціальні регазифікаційні термінали, які складаються з причалу, зливної естакади, резервуарів для зберігання, випарної системи, установок обробки газів випаровування з резервуарів та вузла обліку. Після прибуття на термінал LNG перекачується з танкерів у резервуари для його зберігання у зрідженому вигляді, потім при необхідності LNG переводиться в газоподібний стан. Перетворення на газ відбувається у системі випаровування з допомогою нагрівання. Підігрів може здійснюватися прямим та непрямим способом. У першому випадку газ отримує тепло безпосередньо від гарячого теплоносія, у другому – тепло надходить до газу через проміжний теплоносій, що обігривається гарячим теплоносієм. Найчастіше як гарячий теплоносій використовується морська вода, як проміжний теплоносій – пропан.

За потужністю LNG терміналів, як і за обсягом імпорту LNG, лідирує Японія – 246 млрд. кубометрів на рік за даними 2010 року. На другому місці – США, понад 180 млрд кубометрів на рік (дані 2010 року). Загалом на 2010 рік сукупна потужність терміналів перевищила 800 млрд. кубометрів.

1.4. Зберігання скрапленого природного газу

Перше низькотемпературне сховище зрідженого метану було споруджено в 1939 р. в штаті Вірджінія (США). Зріджений газ зберігався протягом чотирьох місяців у горизонтальному циліндричному резервуарі ємністю близько 60 м³. Резервуар був виготовлений з нікелевої сталі (2% Ni) та ізольований пробковими плитами завтовшки близько 600 мм. У 1941 р. поблизу Клівленда (штат Огайо, США) було введено в експлуатацію низькотемпературне сховище зрідженого метану, що складалося з чотирьох великих резервуарів загальною ємністю 15450 м³. Першими ізотермічними резервуарами, що з'явилися наприкінці 50-х років, були металеві резервуари так званої "самонесучої" конструкції. Влітку 1964 р. розпочалося будівництво станції покриття піків нерівномірності газоспоживання у районі

Бірінгема (США). У систему зрідження, зберігання та регазифікації метану було включено сховище, ємність першої черги якого становить 28 тис. м³ зрідженого метану при температурі зберігання – 161°С.

Ідея створення льодогрунтових сховищ для зрідженого метану належить Н.С.Куперу (США). Запропонований ним тип безпечного сховища представляв споруду досить глибокого виробітку (значно нижче поверхні) з ізоляцією стінок ґрунту паронепроникними листовими або рулонними матеріалами.

Незважаючи на те, що при великих обсягах сховищ підземний спосіб зберігання газів має значні економічні переваги, наземні резервуари для низькотемпературного зберігання газів широко застосовують у різних галузях техніки. Найбільшого поширення у світовій практиці набули вертикальні циліндричні ізотермічні резервуари. Вертикальні циліндричні ізотермічні резервуари класифікують за такими ознаками:

- конструктивного виконання стінок резервуара (одностінні, двостінні, з внутрішньою мембраною);
- конструктивному виконанню внутрішнього даху (самонесуча та підвісна);
- тип ізоляції (екранна, пориста, засипна, жорстка);
- застосовуваного матеріалу (металеві, залізобетонні, комбіновані).

Створення ізотермічних резервуарів мембранної конструкції дозволило збільшити корисні обсяги ємностей для зберігання скраплених газів до 130-140 тис. м³ і більше. Ще один варіант, що застосовується для зберігання LNG – резервуар із замкненою зовнішньою оболонкою. Конструкція широко застосовуваного у світі залізобетонного резервуару із замкнутою оболонкою представлена на рисунку 1.4.

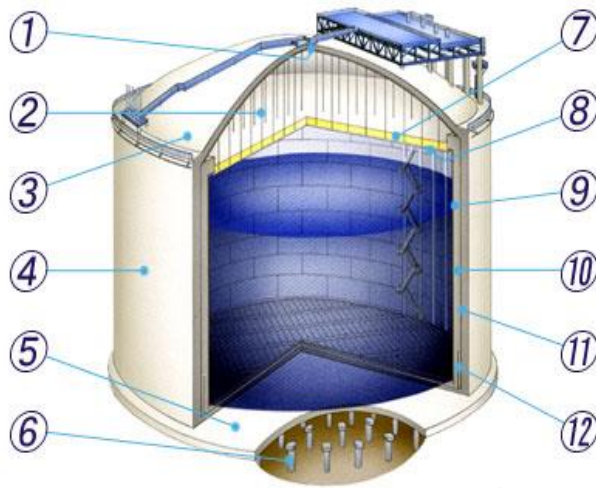


Рисунок 1.4 – Залізобетонний ізотермічний резервуар із замкненою зовнішньою оболонкою: 1 – підкладка даху; 2 – підвіска; 3 – залізобетонний дах; 4 – бічна стінка з портландцементу; 5 – залізобетонна стіна основи; 6 – залізобетонні палі; 7 - ізоляція даху; 8 – підвісна платформа; 9 – внутрішній корпус; 10 - теплоізоляція стінки резервуара; 11 - підкладка; 12 – вторинна перегородка

У зарубіжній практиці найбільшого поширення набули конструкції дахів, що збираються та зварюються з окремих елементів на днище резервуару з подальшим пневмопідйомом у проектне положення. У конструкції з самонесучим внутрішнім дахом надлишковий тиск газу сприймається внутрішнім резервуаром. У міжстінний простір подається інертний газ, наприклад, азот, який сушить теплоізоляцію в процесі експлуатації. Для зберігання азоту використовують спеціальний газгольдер. У світовій практиці поширена також конструкція підвісного плоского даху. Принципова відмінність такої конструкції від конструкції з самонесучим внутрішнім дахом полягає в тому, що пари продукту вільно проникають у міжстінний простір через проміжок між дахом і стінкою або через спеціальні отвори в підвісному даху. Багато фірм, що застосовували одностінні резервуари, в даний час воліють споруджувати двостінні конструкції. Це тим, що щодо висока первісна вартість двостінних резервуарів окупається значною економією експлуатаційних витрат. Різновидом наземних ізотермічних резервуарів є металеві вертикальні циліндричні резервуари, заглиблені в ґрунт, зазвичай на висоту корпусу (це робиться з міркувань

безпеки, щоб максимальний рівень зливу продукту не перевищував рівня поверхні землі). Схема заглибленого ізотермічного резервуара наведено на рисунку 1.5.

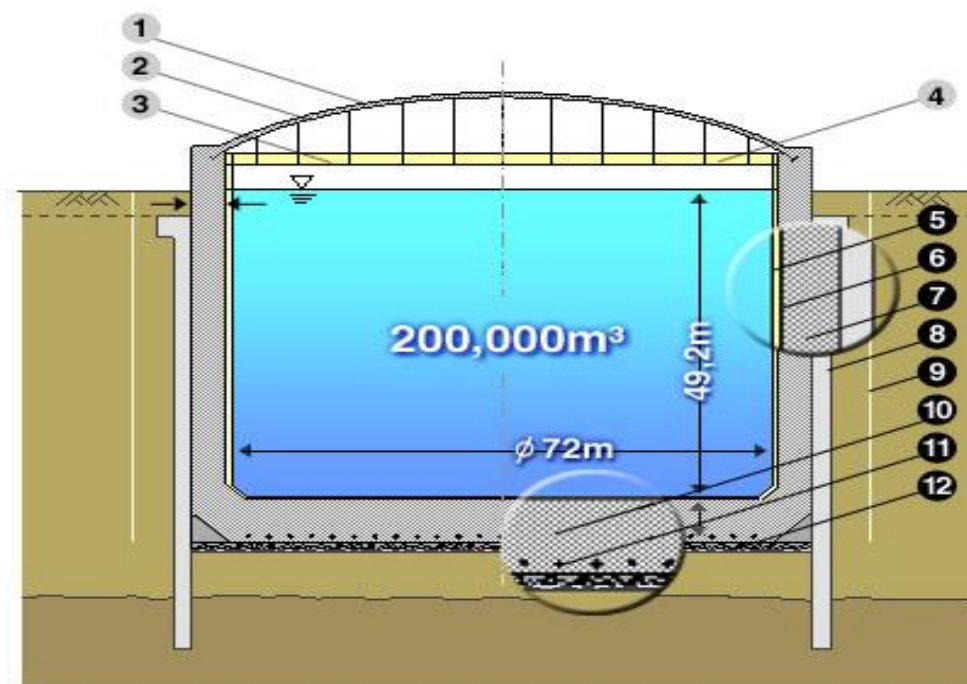


Рисунок 1.5 – Схема конструкції заглибленого ізотермічного резервуару:

1 – залізобетонний дах; 2 - сталевий дах; 3 – підвісна платформа; 4 - теплоізоляція зі скловати; 5 - тверда поліуретанова ізоляція що не містить фреону; 6 - мембрана з нержавіючої сталі, що містить 18% Cr та 8% Ni; 7 – залізобетонна стінка; 8 – залізобетонна шпунтова стінка; 9 - бічний підігрівач; 10 – залізобетонне дно; 11 - підігрівач основи; 12 - основа з гравію

Розрізняють два типи конструкції заглиблених ізотермічних резервуарів: 1) Тип з підвісною платформою (рисунок 1.6)

Заглиблені резервуари принципово не відрізняються від наземних резервуарів відкритої установки, але через необхідність проведення складних і трудомістких земляних робіт, улаштування спеціальних фундаментів з дренажем і гідроізоляцією дорожчі, хоча разом з тим надійніші, особливо в районах з підвищеною сейсмічністю.

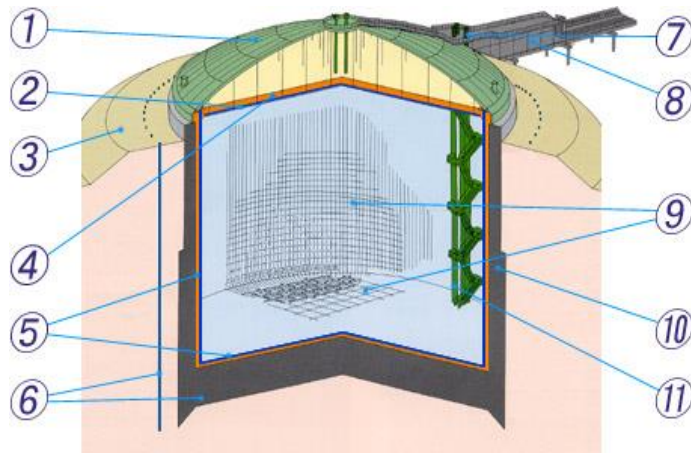


Рисунок 1.6 – Заглиблений резервуар із підвісною платформою: 1- купольний дах; 2-підвісна платформа; 3-берма (горизонтальний майданчик на откосі); 4-ізоляція на підвісній платформі; 5-ізоляція стінки та днища; 6- підігрівач; 7-насосний майданчик; 8-трубопровідна обв'язка та естакада; 9- мембрана; 10-стінка та заснування; 11-каркас поршневого насосу

2) Тип резервуара з дахом, що має внутрішню ізоляцію (рисунок 1.7)

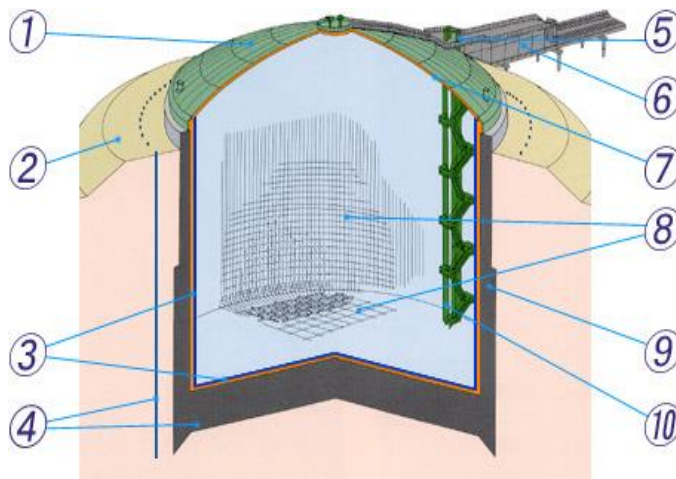


Рисунок 1.7 – Заглиблений резервуар з дахом, що має внутрішню ізоляцію: 1-купольний дах; 2- берма (горизонтальний майданчик на укосі); 3 – ізоляція стінки та днища; 4 – підігрівач; 5 – насосний майданчик; 6 – трубопровідна обв'язка та естакада; 7 – ізоляція даху; 8 – мембрана; 9 – стінка та основа; 10 – каркас поршневого насоса

Заглиблені резервуари не потребують обвалування, і обов'язковий простір між резервуарами та об'єктами, щоб убезпечити об'єкти, відносно невеликий, що дозволяє зберегти місце. За закордонним досвідом частку ізотермічних сховищ припадає близько 50% сумарних капіталовкладень у

комплекси LNG, що пред'являє підвищені вимоги до надійності конструкцій сховищ і технології їх експлуатації.

Однією з серйозних технологічних проблем, якій приділяється велика увага зарубіжними науковими організаціями та промисловими колами, є проблема стратифікації LNG у сховищах. Вона виникає, як правило, при закачуванні без перемішування нового LNG вже частково заповнений резервуар, в якому зберігається LNG з характеристиками (компонентний склад, щільність, температура та ін), відмінними від характеристик продукту, що закачується. В результаті розшарування відбувається поступовий перегрів нижнього шару щодо стану насичення при робочому тиску в резервуарі і подальше різке мимовільне змішування ("перевертання") шарів з інтенсивним пароутворенням LNG що багато разів перевищує номінальне випаровування. Явище отримало назву "ролловер" і трактується по суті як аварійний режим сховища із реальною загрозою його руйнування.

Явище "ролловера" у сховищах LNG активно вивчається фахівцями вже понад 30 років. Більшість випадків "ролловера" пов'язане з розшаруванням при доливанні в неповністю випорожнений резервуар LNG іншого складу. Зазначено випадки "ролловера" за рахунок саморозшарування LNG внаслідок переважного википання з нього азоту. У деяких випадках "ролловер" був спричинений різким падінням барометричного тиску. "Ролловер" спостерігався на резервуарах ємністю від 5 до 150 тис. м³ різних типів та конструкцій. Розрахункові надлишкові тиску резервуарів коливалися у від 50 до 225 Мбар. Більше половини резервуарів, на яких спостерігалися випадки "ролловера", експлуатувалися при постійних (підтримуваних) надлишкових робочих тисках у паровому просторі, що становлять 0,4-0,6 від розрахункового. Однак на ряді резервуарів (за технологічною потребою) тиск варіювався в процесі експлуатації в діапазоні 0,2-0,95 від розрахункового. Один із перших документально зареєстрованих випадків "ролловера" стався в серпні 1971 р. на приймальному терміналі LNG у м. Спеції (Італія) після зливу сильно "вивітряного" важкого LNG з танкера в ізотермічний резервуар

під шар легшого LNG, що вже знаходився в резервуарі . Через 18 годин після закінчення зливу тиск у резервуарі став мимоволі швидко зростати і піднявся з 250 мм вод. ст. (Робоче значення) до 710 мм вод. ст., перевищивши на 210 мм максимально допустиме та створивши реальну загрозу руйнування резервуара.

Існуючі способи запобігання "ролловеру" можна розділити на такі основні групи:

1) окреме зберігання LNG. Спосіб передбачає закачування LNG з різною щільністю (складом) у різні резервуари;

2) заповнення та перемішування з використанням ефекту плавучості. Спосіб передбачає закачування щодо легшої рідини знизу, тобто. під шар продукту, що зберігається, а більш важкої, навпаки зверху. За наявними на сьогоднішній день теоретичним опрацюванням спосіб дозволяє забезпечити ефективне перемішування рідин у процесі заповнення;

3) перемішування після заповнення з використанням насосів. Спосіб передбачає відбір LNG з резервуару за допомогою штатних занурювальних насосів і повторне закачування в резервуар;

4) перемішування після заповнення за допомогою барботажу.

1.5. Транспорт скрапленого природного газу

Транспорт природного газу на далекі відстані може здійснюватися трьома способами: трубопроводами, танкерами для перевезення зрідженого природного газу та танкерами для перевезення стиснутого природного газу. Найбільш поширені в першому десятилітті XXI століття танкера для перевезення LNG обсягом 140 000 м³. Для міжконтинентальних перевезень LNG на сьогоднішній день переважно використовуються танкери, які вперше з'явилися наприкінці 50-х років минулого століття. У 1914 році Годфрі Кабот запатентував баржу для перевезення рідкого газу, показавши, що

транспортування по воді технічно здійсненне. 1959 - перший у світі танкер-метановоз "Метан Піонер", переобладнане вантажне судно, місткістю 5000 м³ LNG що курсує між Лейк Чарльзом і Великобританією. Воно мало п'ять алюмінієвих призматичних ємностей, об'ємом 7000 барелів кожна, основу під кожен ємність було зроблено з дерева бальза, ізоляція кожної ємності з фанери та уретана. У 1997 флот LNG танкерів складав 100 судів. За 50 років випустили близько 170 танкерів.

Будівництво судна для транспортування LNG займає близько 4 років і потребує великих капітальних витрат, що перевищують витрати на будівництво великотоннажного нафтового танкера приблизно вдвічі. У минулому будівництво газозовів здійснювалося в рамках довгострокових контрактів щодо транспортування LNG із конкретного заводу на певні приймальні термінали. Але в умовах високих цін на природний газ та волатильності спотового ринку цей аспект перевезень LNG змінюється [44].

Конструкція газозова визначається кількома критеріями, заснованими на фізичних характеристиках самого LNG [45]. По-перше, низька щільність LNG обумовлює необхідність двокорпусного судна з водяним баластом, малою осадкою і високим надводним бортом [46].

Подвійний корпус забезпечує безпеку та простір для водяного баласту. По-друге, через вкрай низьку температуру LNG потрібні танки (резервуари для зберігання LNG), виготовлені зі спеціальних сплавів. Залежно від типу танка, це може бути алюмінієвий сплав, нержавіюча або нікелева сталь. Далі, для суднових танків, у яких відбуваються інтенсивні циклічні зміни температури, потрібна спеціально спроектована опорна конструкція. Зрештою, оскільки нержавіюча сталь, з якої зазвичай виготовляється корпус газозова, чутлива до впливу вкрай низьких температур, характерних для LNG, необхідна надійна теплоізоляція. Для деяких конструкцій танків ця теплоізоляція має також забезпечувати підтримку ваги вантажу.

Застосування цих критеріїв призвело до створення кількох конструктивних схем газозовів із двома основними типами танків:

автономними чи мембранними. Автономні танки, такі як танки типу Moss, є самонесучими і не входять до конструкції корпусу судна. Мембранні танки, наприклад, розроблені компанією GazTransport and Technigaz, підтримуються корпусом судна через теплоізоляцію та включають тонку металеву мембрану для герметизації [47].

Посилена тенденція переходу більш місткі судна породила обмеження обох систем зберігання вантажу, зокрема щодо автономних сферичних танків і спеціальних засобів їхнього будівництва.

Крім того, плата за прохід Суецьким каналом для суден зі сферичними танками вища, ніж для інших типів газозовів [48]. З іншого боку, мембранні системи можуть отримати пошкодження в результаті плескання LNG у танках з великою площею вільної поверхні, і цей ефект посилюється зі збільшенням розмір судна. Для визначення способів боротьби із цим явищем було проведено його дослідження на макетах танка. Хоча система зберігання LNG при перевезенні на суднах залишається в центрі досліджень, пропонуються нові концепції судових рухових установок, що відповідають дедалі більшим вимогам про зниження шкідливих викидів, що висуваються до енергоносіїв, та зростання цін на них. Зазвичай на газозовах використовуються паротурбінні рухові установки, що працюють на відпарному газі LNG, що перевозиться [50]. Але галузь почала перехід з таких установок (ККД 28%) на двопаливні дизельні двигуни (ККД 38–40%). газозові, комбінованих парогазотурбінних установок та зворотного введення відпарного газу. Інтерес до всіх цих нових концепцій рухових установок, зберігання вантажу LNG та конструкції газозовів викликається високою вартістю доставки, високими цінами на енергоносії та прагненням до скорочення шкідливих викидів. Історія одного з газозовів - "Polar Eagle" - ілюструє, наскільки швидко змінилася галузь транспортування LNG за останні 15 років.

В даний час можна виділити три типи танкерів для перевезення LNG. Вони відрізняються конструкцією ємностей для зберігання LNG, яка може

бути: сферичною («Moss»); мембранною; структурної призматичної. Весь флот для перевезення LNG на, залежно від конструкції, має різну ступінь використання. На рисунку 1.8 представлено співвідношення застосовуваних для перевезення LNG танкерів.

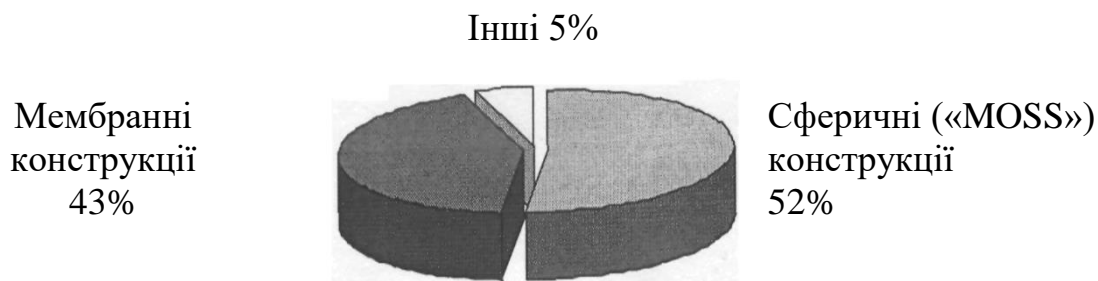


Рисунок 1.8 – Співвідношення застосовуваних для перевезення LNG танкерів

Вбудовані танки є структурною частиною корпусу судна і зазнають тих же навантажень, що і корпус судна.

Незалежні танки – самопідтримуючі, що не є частиною корпусу.

Конструкція танків залежить від максимального розрахункового тиску і мінімальної температури.

Мембранні танки – не самопідтримуючі, складаються з тонкої мембрани (0.5-1.2 мм), яка підтримується через ізоляцію, прикріплену до внутрішнього корпусу.

Термальні навантаження компенсуються якістю металу мембрани (нікель, алюмінієві сплави).

Танки з внутрішньою ізоляцією – не самопідтримуючі танки, що складаються з термоізоляційного матеріалу, що сприяє стримуванню вантажу та підтримується структурою пристосованою до внутрішнього корпусу або незалежного танка. Внутрішня поверхня ізоляції стикається з вантажем.

По архітектурно-конструктивному типу метановози є судна з кормовим розташуванням машинного відділення і надбудови, подвійним дном, з подвійними бортами і цистернами ізольованого баласту. Газ, зріджений при атмосферному тиску, перевозиться в термоізольованих та вкладних мембранних та напівмембранних танках (мембрана – тонка

металева оболонка, що спирається через несучу ізоляцію на внутрішню обшивку корпусу). Матеріал танків – алюмінієві сплави, сталі, леговані нікелем та хромом, спеціальні сплави (наприклад, інвар із 36% нікелю). Вкладні танки мають різну форму, включаючи сферичну, циліндричну та призматичну. Розвантаження газу, зрідженого при атмосферному тиску, провадиться судновими насосами, а навантаження - береговими засобами. Для морського транспортування LNG переважно використовуються два типи танкерів «MOSS» технології (сферичні) та мембранні. «MOSS» танкера мають характерні, роздільні сферичні вантажні танки, зазвичай виготовлені з алюмінію, які мають внутрішні конструктивні елементи чи перебірки. Ці танки підтримуються металевими кільцевими спідницями, укріпленими на екваторі спеціальним чином, що дозволяє сфері розширюватися і вільно стискатися. Танки самостійні, незалежні та не є деталлю конструкції корпусу корабля.

Мембранні танкери відрізняються від «MOSS» тим, що в них використовуються гнучкі сталеві мембрани, товщиною приблизно 1 мм, для зберігання вантажу. Мембрани оточені ізоляційним матеріалом, прикладеним безпосередньо до подвійного корпусу корабля, і вага вантажу передається через ізоляцію та сприймається конструкцією корабля. Конструкція вимагає основної та вторинної мембрани. Між основною та вторинною мембраною є теплоізоляція, а між вторинною мембраною та внутрішнім корпусом корабля вільний простір. Цей простір продувається азотом і постійно контролюється наявністю газу чи зміни температури. Існує два основних типи мембранних танкерів, проект GazTransport, в якому використовуються плоскі пластини з інвару (сплав заліза з нікелем) для основної мембрани, і проект Technigaz, в якому використовується гофрована мембрана з легованої сталі.

Після багатьох років фундаментальних проектів в області LNG – танкерів пропонується багато нових технологій – це спорудження танкерів об'ємом 200000 м³, і більше (плануються танкери об'ємом 250000 м³).

Розробляються альтернативні види двигунів для танкерів, деякі вже введені в експлуатацію. Так випущене на французькій верфі судно має дизельний електродвигун, в якому може спалюватися дизельне паливо або газ, що безпосередньо випарувався. Споруджуються судна з установками регазифікації на борту. Одне таке судно з прототипом установки регазифікації вже знаходиться в експлуатації.

Трубопроводи ЗПГ мають високу пропускну здатність, оскільки щільність зрідженого газу приблизно в 10-15 разів вище за щільність газу, стиснутого за звичайних умов. По трубопроводах діаметром 1220 і 1420 мм можна перекачувати щороку відповідно 55 і 80 млрд. м³ зрідженого газу, тобто у 3,5-4,0 рази більше, ніж у звичайних умовах подачі.

Основною вимогою до властивостей металу труб для LNG має бути хороша опірність крихкому руйнуванню, оскільки можливість такого руйнування – головна небезпека при експлуатації трубопроводу з температурою середовища, що транспортується – 120°C. Встановлювати для таких труб показник міцності треба, виходячи насамперед із вимог до крихкості. Роботи зі створення економно легованих сталей для труб LNG проводилися 1970-1980 роках у таких напрямках: розробка їх композиції, дослідження властивостей та особливостей термічної обробки; виплавка (в напівпромислових і промислових умовах) сталі кількох найбільш перспективних складів; прокатка та термічна обробка листа; вивчення властивостей листового прокату при +20 °C та в інтервалі температур від -100 до -160 °C (приділяючи основну увагу температурі -120 °C); відпрацювання технології виготовлення труб, включаючи зварювання швів у заводських умовах.

Небезпека низьких температур для металу, заходи безпеки. Звичайна сталь схильна до крихкого зламу при низьких температурах. Такі пошкодження можуть бути катастрофічними, оскільки крихку сталь можна пошкодити без особливих зусиль. Звичайна вуглецева сталь може втратити

свою гнучкість при температурах до -50°C , тому їх використання для температур -160°C неможливе.

Тому в конструкціях суден для перевезення LNG застосовуються спеціальні матеріали, які не втрачають своїх характеристик міцності при низьких температурах. Це ІНВАР (36% нікель-залізо сплав), аустенітна нержавіюча сталь, 9% нікелева сталь, алюмінієві сплави, такі як 5083 сплав.

Всі ці матеріали зберігають свої характеристики міцності при низьких, -162°C температурах, і протистоять навіть перевантаженням, зберігаючи свої непроникність. Для запобігання крихкому зламу звичайних сталей повинні бути вжиті відповідні заходи для запобігання контакту LNG або азоту з ними.

Додатково має бути спеціальне обладнання на випадок витoku LNG або азоту. Райони маніфолдів обладнані піддоном, із спеціальної сталі, який при розливі не дає поширитися низькотемпературній рідині, і існує можливість дренувати цю рідину за борт. Судно в районі маніфолду обладнане водяною завісою, яка працює від пожежного насосу. Пожежний насос повинен бути завжди під тиском та водяна завіса у дії при будь-яких вантажних операціях.

Додатково, пожежні шланги повинні бути прокладені до кожного бані для обробки будь-якого маленького витoku з клапана або фланця. Постійні піддони повинні бути встановлені під обладнанням, яке найімовірніше може створити проблеми та переносні піддони повинні бути готові для негайного використання у разі можливих витоків. Під час будь-яких переміщень вантажу, особливо під час навантаження/вивантаження, повинен бути організований постійний обхід на палубі для своєчасного виявлення витoku.

У разі розливу або витoku водяний спрей повинен бути направлений в це місце для розсіювання та випаровування рідини, а головне для захисту звичайної сталі. Витік повинен бути ліквідований, при необхідності навіть зупинивши вантажні операції. У разі великого розливу або витoku, вантажні операції повинні бути зупинені негайно, оголошено тривогу та включено палубне зрошення.

Поведінка LNG у вантажному танку.

1. При завантаженні у вантажні танки тиск у паровій фазі підтримується гранично постійним, трохи вище атмосферного тиску.

2. Зовнішнє тепло, що проходить через ізоляцію танка, генерує висхідні потоки всередині рідкого вантажу, підігрітий LNG піднімається нагору і кипить.

3. Тепло, необхідне для випаровування виходить із LNG і поки відбувається постійний відтік пари для підтримки тиску, LNG залишається при температурі кипіння.

4. Якщо тиск пари зменшити відкачуванням більшої кількості, ніж википає, – температура ЗПГ зменшиться. Для того, щоб зробити тиск еквівалентний його температурі, кипіння LNG посилюють, тим самим збільшуючи передачу тепла від LNG пару.

5. LNG це суміш кількох компонентів з різними фізичними властивостями, зокрема здатністю випаровування, – легші фракції випаровуються швидше. Пар, вироблений у процесі кипіння, містить більше легких складових, ніж LNG.

6. Характеристики LNG, температура кипіння, густина, теплова цінність мають тенденцію до збільшення під час рейсу.

Вища теплотворна здатність LNG (HHV). При передачі на зберігання LNG продається на основі його вищої теплотворної здатності (HHV). HHV (валовий HHV) визначається як тепло, що виділяється в результаті повного згоряння в повітрі для певної кількості газу, виміряного при заданому еталонному тиску та температурі, коли утворена вода знаходиться в рідині. LNG складається більш ніж з 40% HHV порівняно з іншими видами рідкого палива, отриманими в результаті хімічної конверсії природного газу [111]. Відповідність LNG HHV є однією з найважливіших вимог для будь-якого заводу LNG, оскільки він використовується для угод купівлі-продажу (SPA), взаємозамінності газу та гарантії продуктивності заводу.

1.6. Висновки до розділу I.

Ефективне транспортування газу – важливий чинник енергетичної безпеки. Оскільки цей цінний ресурс локалізується у вигляді скупчень в окремих і найчастіше віддалених районах, виникає проблема транспортування його до пунктів газоспоживання. Шляхом виробництва ЗПГ(LNG) значно спрощується вирішення питання щодо його транспорту. Крім того, зберігати ЗПГ вигідніше з погляду економії простору, оскільки у рідкому вигляді газ у 600 разів щільніший за газоподібний.

Технологію зрідження газу, його транспортування та зберігання вже цілком освоєно у світі. Тому виробництво LNG – галузь, що досить стрімко розвивається, у світовій енергетиці.

Сьогодні з метою далекого морського/океанського транспортування газу використовують технології скраплення газу та LNG-танкери (газовози).

Велику гнучкість та швидкість реалізації проектів забезпечує малотоннажний ЗПГ, але дана технологія використовує прості і малоефективні технології зрідження. Вивчення та вибір оптимальної технології виробництва ЗПГ визначає ефективність роботи заводу. Проблема оптимального вибору технологічного рішення нині одна із найактуальніших, оскільки вимагає глибокого аналізу факторів виробництва та перспективних рішень з їх порівняльним аналізом.

Розділ II. ХОЛОДИЛЬНІ ЦИКЛИ LNG ТЕХНОЛОГІЇ

Сучасна тенденція заводів з виробництва LNG зосереджена на будівництві однієї потужної лінії LNG (від 3 до 8 млн т/рік), яка забезпечує максимальну економічну ефективність. Тип процесу LNG визначає розмір лінії ЗПГ. Завдяки останнім технологічним досягненням у технологіях LNG існуючі процеси зрідження модернізуються та винаходять нові процеси зрідження, які підходять для великомасштабних ліній LNG. На сьогодні відомі наступні процеси зрідження, які підходять для потужної лінії LNG: пропановий попередньо охолоджений змішаний холодильний цикл (C_3MR), подвійний змішаний холодильний цикл (DMR), паралельний змішаний холодильний цикл (PMR), процес Liquefin™, каскад змішаних рідин (MFC), оптимізований каскадний цикл (POC).

2.1. Процес із змішаним холодоагентом із попередньо охолодженим пропаном (C_3MR)

Процес C_3MR вперше був застосований на заводі LNG у Брунеї в 1972 році, і близько 75% існуючих заводів LNG базового навантаження використовують цей процес [30]. Як показано на рис. 2.1, цей процес складається з циклів попереднього охолодження та зрідження. Попереднє охолодження природного газу досягається за допомогою чистого пропану, тоді як зрідження природного газу досягається за допомогою змішаного холодоагенту (MR), який складається з азоту (N_2), метану (CH_4), етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8) і бутану (і n - C_4H_{10}). У циклі попереднього охолодження чистий рідкий пропан (зелений потік) охолоджує природний газ і потоки MR (блакитний потік) приблизно до $-35^\circ C$ до $-40^\circ C$ [30, 61] у три або чотири ступені тиску. Попереднє охолодження цих потоків здійснюється в теплообмінниках котлового типу (рис. 2.2 [62]). Охолодження природного

газу та MR призводить до випаровування рідкого пропану. Цей випарований пропан потім стискається до 1,5-2,5 МПа [61] і конденсується на фоні навколишнього повітря або охолодження водою та повертається в котли для пропану.

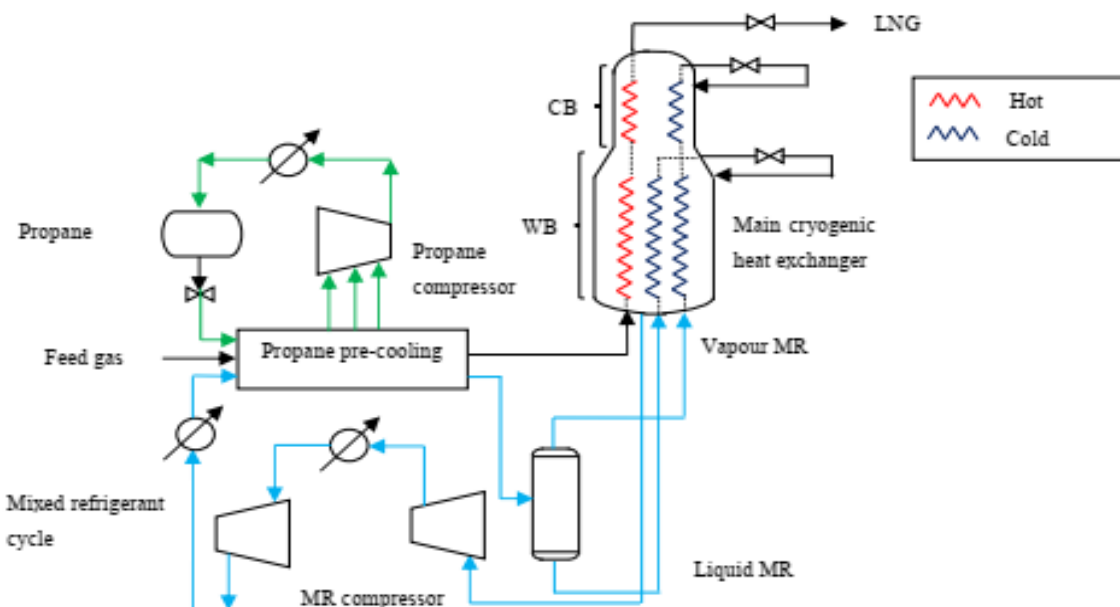


Рисунок 2.1 – Процес з попередньо охолодженим змішаним холодоагентом (C_3MR)[26]



Рисунок 2.2 – Теплообмінники пропанового котла на заводах LNG [62]

Тим часом частково конденсований MR виходить із циклу пропану, а потім розділяється на потоки пари та рідини в сепараторі високого тиску (НР). Ці потоки MR використовуються для зрідження та переохолодження природного газу приблизно до -150°C до -162°C [41, 63] в головному

криогенному теплообміннику (ГКТ). Потоки MR рідини та пари надходять у трубки ГКТ знизу. ГКТ складається з двох секцій, які називаються холодним пучком (CB) і теплим пучком (WB).

Рідкий потік MR виходить із WB або середнього пучка і проходить через клапан JT на стороні оболонки ГКТ. Потім він тече вниз і випаровується, забезпечуючи охолодження WB. Тоді як потік пари MR проходить через верхню частину ГКТ (CB), завдяки чому він зріджується та переохолоджується. Потім він пропускається через клапан JT до сторони оболонки ГКТ.

Він тече вниз і випаровується, забезпечуючи охолодження природного газу в CB і змішується з рідким MR, розділяючи обов'язок охолодження для нижніх пучків. Загальний випарований MR виходить зі сторони оболонки ГКТ і стискається приблизно до 45-48 бар [61]. Потім він охолоджується повітрям або охолоджувальною водою, а потім частково конденсується пропановим холодоагентом перед тим, як знову потрапити в ГКТ. Цей процес застосовувався на існуючих заводах LNG з потужністю від 1 до 4 млн т/ рік на ланцюг без будь-яких істотних змін існуючої конфігурації. Для потужності лінії, що досягає 5 млн т/ рік, застосовується конфігурація split MR [40, 64], оскільки пропановий компресор досягає максимальної продуктивності [65].

Розділений процес MR. Процес MR або відомий як розділений процес C_3MR був розроблений для подолання дисбалансу потужності між циклами пропану та MR [66] у процесі C_3MR . Конфігурація даного процесу аналогічна процесу C_3MR . Єдиною відмінністю є розташування газових турбін (ГТ) у пропановому та MR циклах. У цьому процесі використовуються дві привідні газові турбіни: перша приводить в рух MR високого тиску (HP MR) і пропановий компресор разом на одному валу, тоді як друга – в рух тільки компресори MR низького і середнього тиску (LP MR і MP MR) [67].

Пропановий компресор, який тут використовується, має один корпус [40]. Крім того, в обох циклах також встановлено допоміжний двигун

потужністю менше 20 МВт [40]. Доступна потужність від усіх ГТ і допоміжних двигунів використовується повністю [30, 40, 67]. НР MR споживає близько 30% навантаження від ГТ. Маючи таку конфігурацію процесу, частина навантаження MR передається в пропановий цикл, а розподіл потужності між двома ГТ [66] вирівнюється. Цей процес був застосований на 3, 4 і 5 лініях заводу Rasgas в Катар [68]. Досягнута потужність лінії 3 Rasgas становить 4,7 млн. тонн на рік [66]. При потужності понад 5 млн. тонн на рік кількість пропанових компресорів збільшують до двох, але вони приводяться в рух на одному валу [40].

Процес AP-XTM. Процес AP-XTM, показаний на рис. 2.3 [26], є похідним від процесу C₃MR.

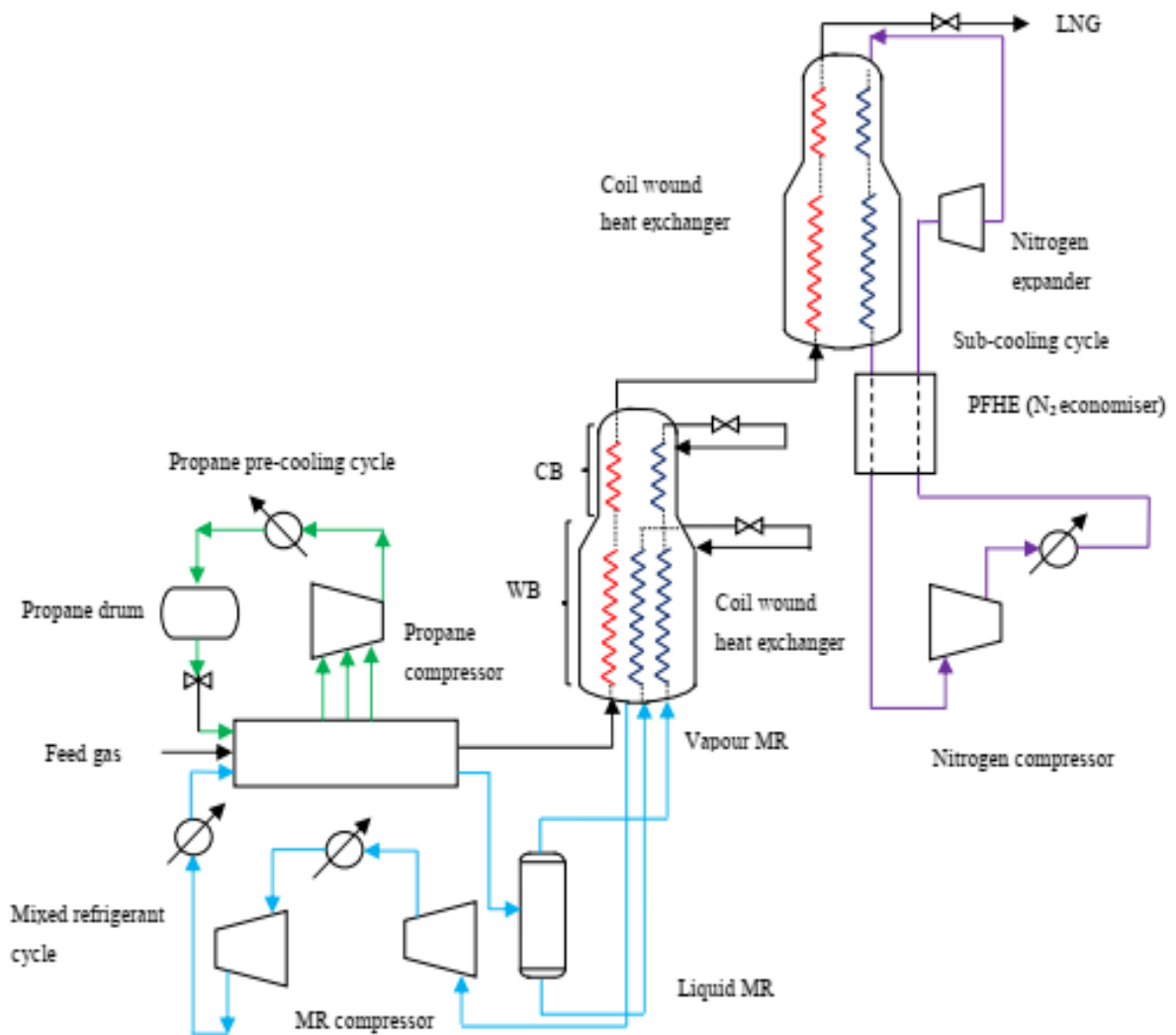


Рисунок 2.3 – Процес AP-XTM [26]

Цей процес складається з циклів попереднього охолодження, зрідження та переохолодження. Конфігурація процесу попереднього охолодження та зрідження подібна до процесу C_3MR ; однак використовуються два корпуси пропанового компресора. Потік природного газу попередньо охолоджується за допомогою чистого рідкого пропану (зелений потік) і зріджується приблизно до $-120\text{ }^\circ\text{C}$ за допомогою MR (блакитний потік) [26]. Єдина відмінність полягає в тому, що переохолодження природного газу досягається за допомогою азотного холодоагенту (фіолетовий потік).

Холодний газ N_2 низького тиску з детандера N_2 надходить у ГКТ зверху та переохолоджує природний газ. Потім він проходить через пластинчатий теплообмінник (PFHE) з наступним стисненням до високого тиску. Далі газ N_2 під високим тиском охолоджується повітрям і знову надходить у PFHE для подальшого охолодження газом N_2 під низьким тиском. Потім газ N_2 під високим тиском розширюється до нижчого тиску в детандері N_2 для остаточного переохолодження природного газу.

ГКТ використовуються для циклів зрідження MR та азотного переохолодження. Процес $AP-X$ не тільки зменшує швидкість потоку холодоагенту пропану та MR , але також дозволяє значно збільшити потужність СПГ (приблизно від 8 до 10 млн т/рік) для однієї лінії [30, 40, 69]. Цей процес підходить для ліній потужністю 6,5 млн. тонн на рік і більше [40]. Перший технологічний процес $AP-X$ був побудований у Катарі в 2008 році з паспортною потужністю 7,8 млн. тонн на рік на ланцюг і використовував три газові турбіни [40, 70]. Схема процесу $AP-X$ проілюстрована на рисунку 2.4 [69].

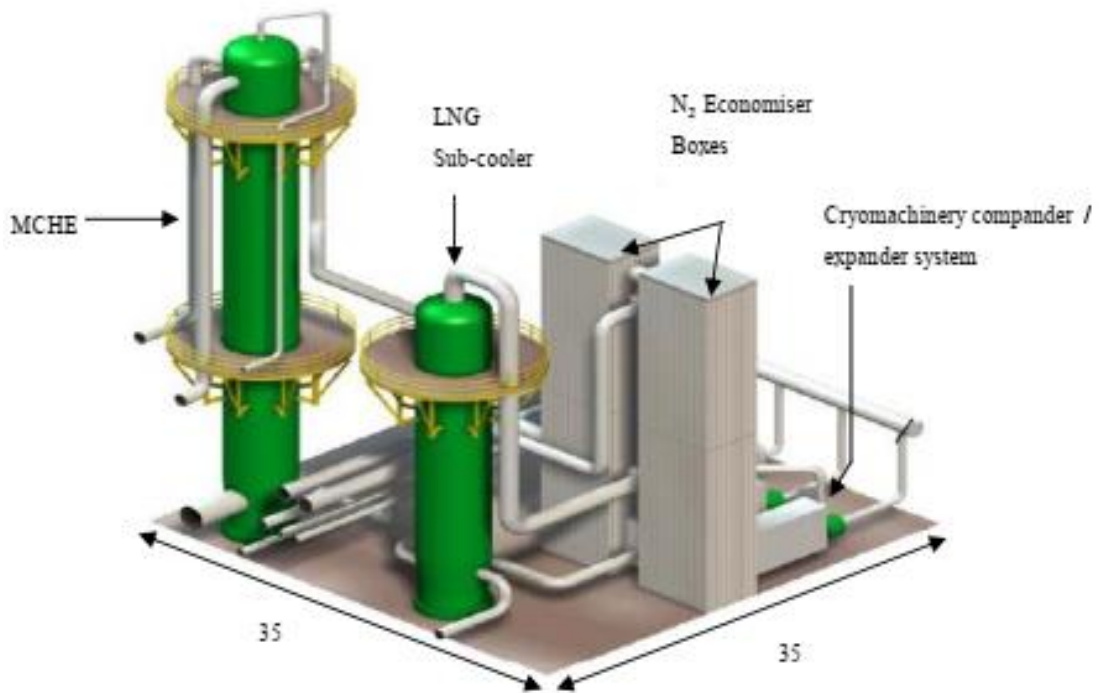


Рисунок 2.4 – Схема процесу LNG AP-X [69]

2.2. Процес подвійного змішаного холодоагенту (DMR)

Ліцензіарами процесу DMR є APCI та Shell. Вони розробили цей процес, щоб подолати обмеження розміру пропанового компресора [26]. Версія APCI-DMR показана на рисунку 2.5 [71].

Цей процес є модифікацією процесу C_3MR , згідно з яким у циклі попереднього охолодження використовується MR замість чистого пропану. Попереднє охолодження MR може бути складено, наприклад, з використанням суміші пропану та етану [26, 30] або інших компонентів (метан, етан, пропан та бутан) [71]. MR суміш циклу попереднього охолодження називається теплою MR (зелений потік). У обох циклах попереднього охолодження та зрідження використовуються ГКТ, що постачаються Linde або APCI, і вимоги до потужності відрізняються для кожного циклу [26].

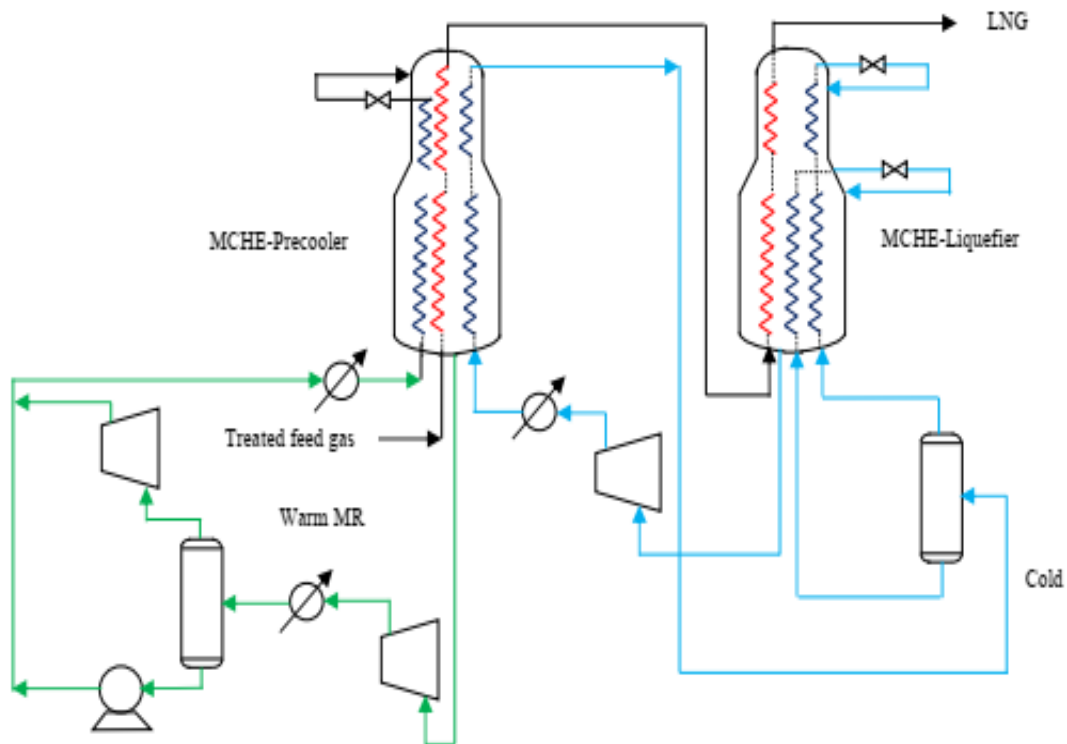


Рисунок 2.5. Процес подвійного змішаного холодоагенту (DMR) [71]

У цьому процесі природний газ спочатку попередньо охолоджується приблизно до температури -50°C , потім відбувається зрідження та переохолодження до -153°C за допомогою MR суміші азоту, метану, етану та пропану [26] або називається холодним MR (блакитний потік). Процес APCI-DMR використовує два етапи стиснення для циклу попереднього охолодження. Тепла пара MR, що виходить із попереднього охолоджувача ГКТ, стискається в першому компресорі. Далі пара, що виходить з компресора, частково конденсується і відокремлюється в сепараторі. Потім пара із сепаратора додатково стискається у другому компресорі, тоді як рідина перекачується та змішується з другим вихідним отвором компресора. Потім змішаний теплий потік MR охолоджується перед входом у попередній охолоджувач ГКТ. У попередньому охолоджувачі ГКТ теплий MR пропускається через клапан JT для забезпечення охолодження потоків природного газу та холодного MR.

Тим часом холодний MR надходить у ГКТ -зріджувач для зрідження та переохолодження природного газу. Конфігурації процесу можна модифікувати та оптимізувати відповідно до вимог проекту [71]. Процес DMR вперше був розгорнутий на Сахаліні, східна Росія, для двох ліній з пропускною спроможністю 4,8 млн. тонн на рік кожен. Потяги використовували два ГКТ, охолоджувані за допомогою навколишнього повітря, посиленого холодним кліматом. Через меншу кількість обладнання процес DMR також був обраний для багатьох проектів FLNG [72].

2.3. Процес паралельного змішаного холодоагенту (PMR)

«Шелл» представила ще один процес під назвою «паралельний змішаний холодоагент» (PMR), який є вдосконаленням процесу DMR. Як показано на рисунку 2.6 [59], цей процес подібний до процесу DMR, оскільки він використовує два ГКТ для циклів охолодження. Процес PMR може використовувати або чистий пропан, або MR як холодоагент для циклу попереднього охолодження.

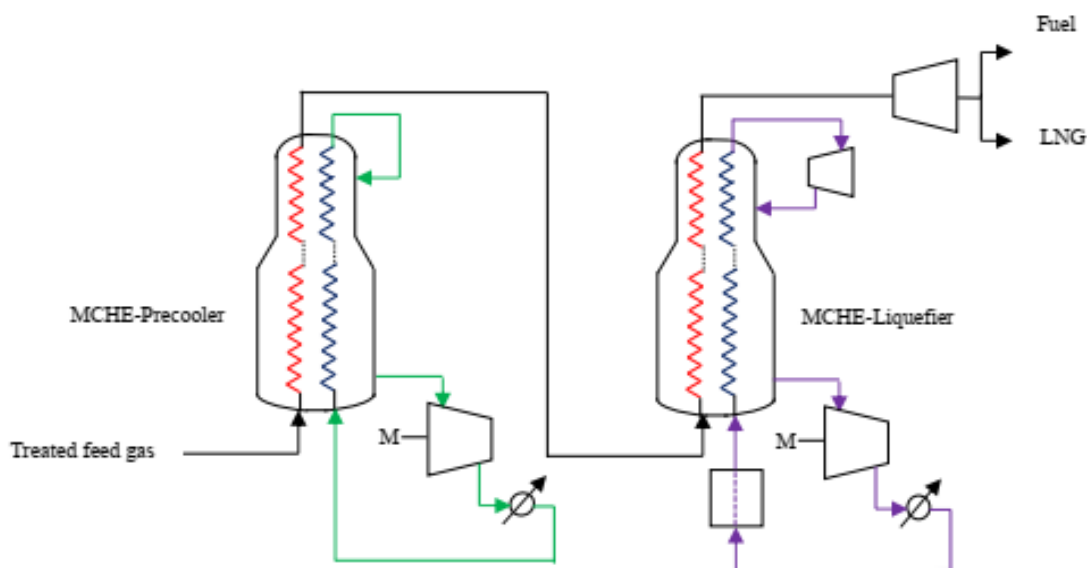


Рисунок 2.6 – Процес із паралельним змішаним холодоагентом (PMR) [73]

Як показано на рисунку 2.6, природний газ спочатку охолоджується в ГКТ – попередньому охолоджувачі, потім відбувається зрідження та переохолоджується в ГКТ -зріджувачі. Пара MR, що виходить із ГКТ, стискається та остаточно конденсується перед тим, як потрапити в ГКТ. В обох циклах електричні двигуни використовуються для приводу холодильних компресорів [60] замість газових турбін. Ці компресори встановлені паралельно навколо кожного з ГКТ, що допомагає зменшити перепад тиску в системі, отже, підвищує ефективність процесу [59]. Процес PMR може давати потужність LNG близько 8 млн т/рік за допомогою існуючих компресорів [59].

2.4. Процес Liquefin™

Процес Liquefin™ був винайдений IFP/Axens, як показано на рисунку 2.7 [74]. Цей процес був розроблений для отримання високої потужності ЗПГ з використанням простого налаштування обладнання за допомогою стандартних компресорів [74, 75]. І попереднє охолодження, і зрідження природного газу здійснюються з використанням двох різних MR різного складу, відомих як важкий (зелений потік) і легкий MR (фіолетовий потік). Важкий MR використовується для циклу попереднього охолодження, тоді як легкий MR використовується для зрідження та циклу переохолодження. MR складається з азоту, метану, етану, пропану та бутану [26, 61].

Загальний процес перетворення природного газу в рідину відбувається в паяному алюмінієвому пластинчасто-ребристому теплообміннику (VAPFHE). VAPFHE розділений на дві секції; секція попереднього охолодження та кріогенна. У секції попереднього охолодження важкий MR попередньо охолоджує подачу природного газу, охолоджує та конденсує легкий MR до приблизно від -50°C до -80°C [30, 76] при трьох різних рівнях тиску. Потім попередньо охолоджений природний газ відокремлюється від ШФЛУ в сепараторі та знову надходить у кріогенну секцію VAPFHE. Тим часом

конденсований світло MR, що виходить з ВАРФНЕ, розширюється та повертається в кріогенну секцію ВАРФНЕ для зрідження та переохолодження природного газу. Світло MR, що виходить із ВАРФНЕ, стискається двома ступенями стиснення та охолоджується перед тим, як знову потрапити у верхню частину ВАРФНЕ.

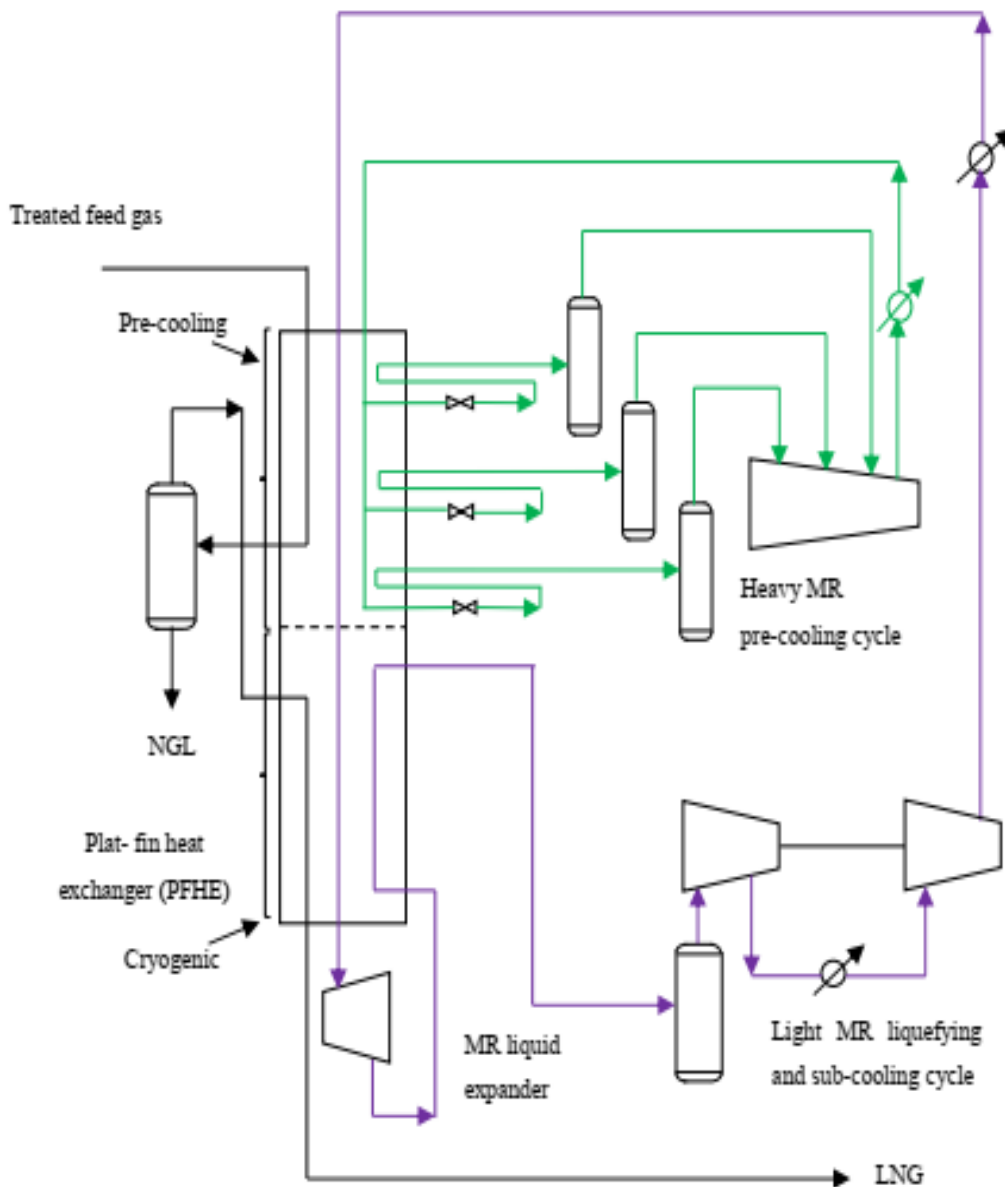


Рисунок 2.7 – IFP/Axens - процес Liquefin™ [74]

Цикли попереднього охолодження та цикли зрідження-переохолодження сконструйовані таким чином, що розподіл потужності становить становить 50/50 для обох циклів [77], щоб гарантувати, що можна використовувати той

самий привід компресора [26]. VAPFHE може бути виготовлений будь-яким незалежним постачальником, оскільки це непатентоване обладнання.

IFF/Axens заявили, що можна досягти приблизно 20% загальної економії витрат на тонну LNG порівняно з процесом C₃MR [78]. Тим не менш, промисловість продовжує мати певні сумніви щодо заявленої комерційної вигоди, оскільки ще жодного заводу не було побудовано за цією технологією. Цей процес придатний для базового навантаження одиночної лінії ЗПГ до 6 млн т/рік [61].

2.5. Каскадний процес змішаної рідини (MFC)

Каскадний процес змішаної рідини (MFC) був розроблений Linde у співпраці зі Statoil для заводів LNG, які розташовані в екстремальних умовах. Цей процес було обрано для Snohvit LNG, Норвегія та встановлено на острові Melkoy, біля берега Хаммерфеста (північ Північного моря), як показано на рисунку 2.8.

Пропускна спроможність однієї лінії становить 4,3 млн. тонн на рік [30]. Цей процес складається з трьох циклів; цикл попереднього охолодження, зрідження та переохолодження. У цьому процесі використовується виключно МР, що складається з азоту, метану, етану та пропану [26, 30, 61]. Для кожного циклу застосовуються різні композиції. Як показано на рисунку 2.9 [79], оброблений вихідний газ попередньо охолоджується, зріджується та переохолоджується за допомогою MR-1, MR-2 та MR-3 відповідно у трьох окремих циклах.



Рисунок 2.8 – Snohvit, LNG, будівництво майданчика в Норвегії [81].

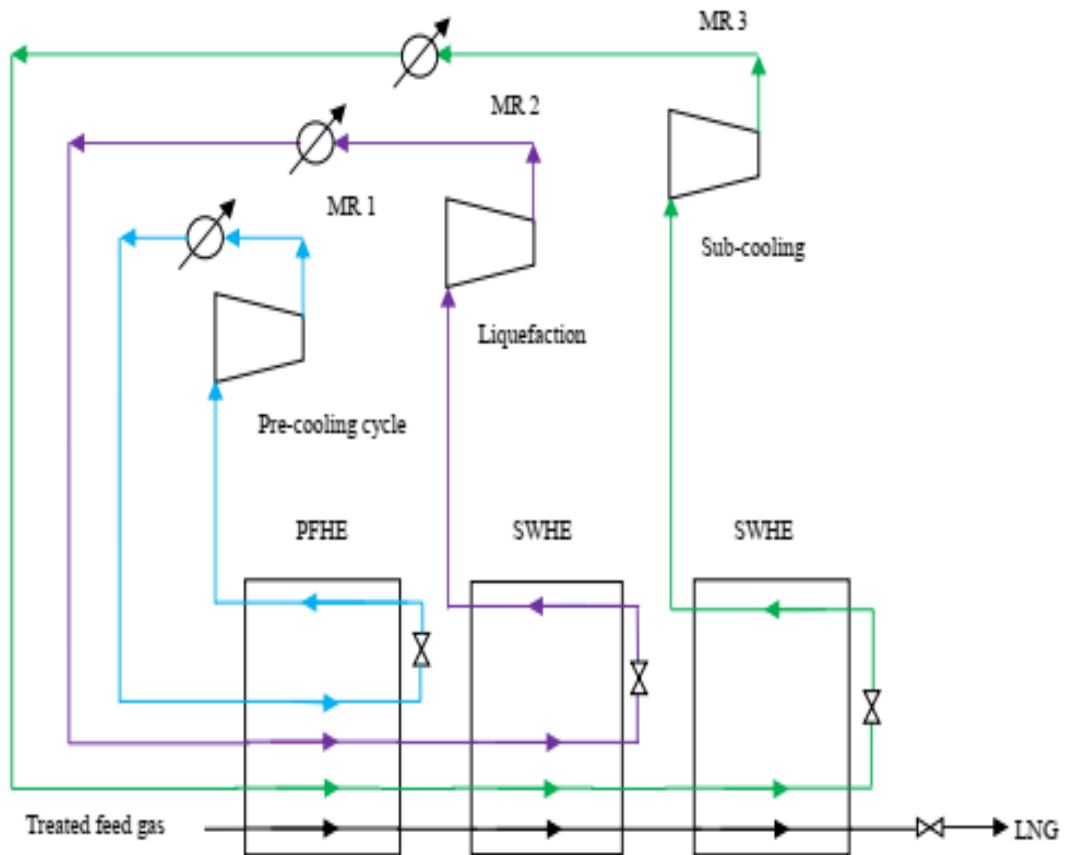


Рисунок 2.9 –Каскадний процес зі змішаною рідиною (MFC), [79]

2.6. Оптимізований Phillips каскадний процес LNG (POC)

Рання версія каскадного LNG -процесу Phillips була розроблена в 1960-х роках. У 1969 році цей процес був застосований у Kenai LNG, Аляска, з пропускною спроможністю однієї лінії 1,5 млн/рік. Завод був побудований

інженерною компанією США Bechtel. Пізніше Phillips розробив нову версію каскадного процесу під назвою «Phillips optimized cascade LNG process» і в 1999 році він був застосований на заводі Trinidad LNG [82].

Як показано на рисунку 2.10 [83], у цьому процесі використовуються три чисті холодоагенти, а саме пропан, етилен і метан для циклів попереднього охолодження, зрідження та переохолодження відповідно.

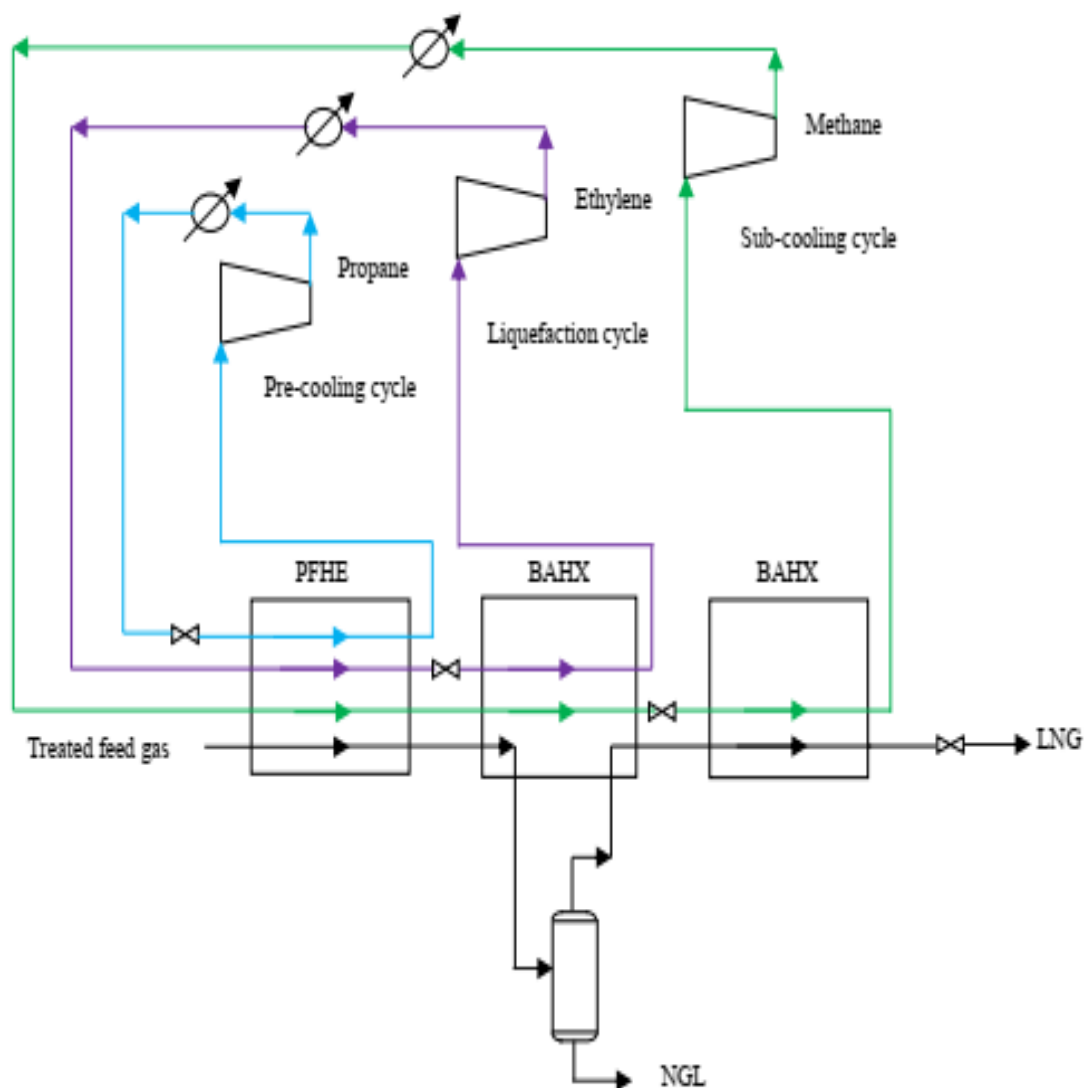


Рисунок 2.10 – Оптимізований Phillips каскадний процес LNG [83]

У циклі попереднього охолодження використовуються теплообмінники типу «ядро в котлі», тоді як у циклах зрідження та переохолодження використовується серія паяних алюмінієвих теплообмінників PFHE, розташованих у вертикальних холодних камерах [26]. У циклі попереднього

охолодження пропан охолоджує природний газ і метан, водночас конденсуючи етилен приблизно при -30°C [84]. Відведення тепла від стиснення та конденсація пропану досягається за допомогою повітря або охолоджуючої води. Після циклу попереднього охолодження природний газ і метан зріджуються за допомогою етилену приблизно до -90°C [84]. У той же час важчі вуглеводні відокремлюються від природного газу після одного або кількох етапів охолодження етиленовим холодоагентом. Нарешті, конденсований природний газ переохолоджується метановим холодоагентом приблизно до -150°C [84]. У випадку, коли N_2 присутній у метановому холодоагенті, потік конденсату відбирається для використання в якості палива, щоб уникнути накопичення інертних речовин [30]. Охолодження природного газу в кожному циклі відбувається в два-три ступені стиснення.

З іншого боку, процес LNG POC застосовував конфігурацію «дві лінії в одній», як показано на рисунку 2.11 [85].

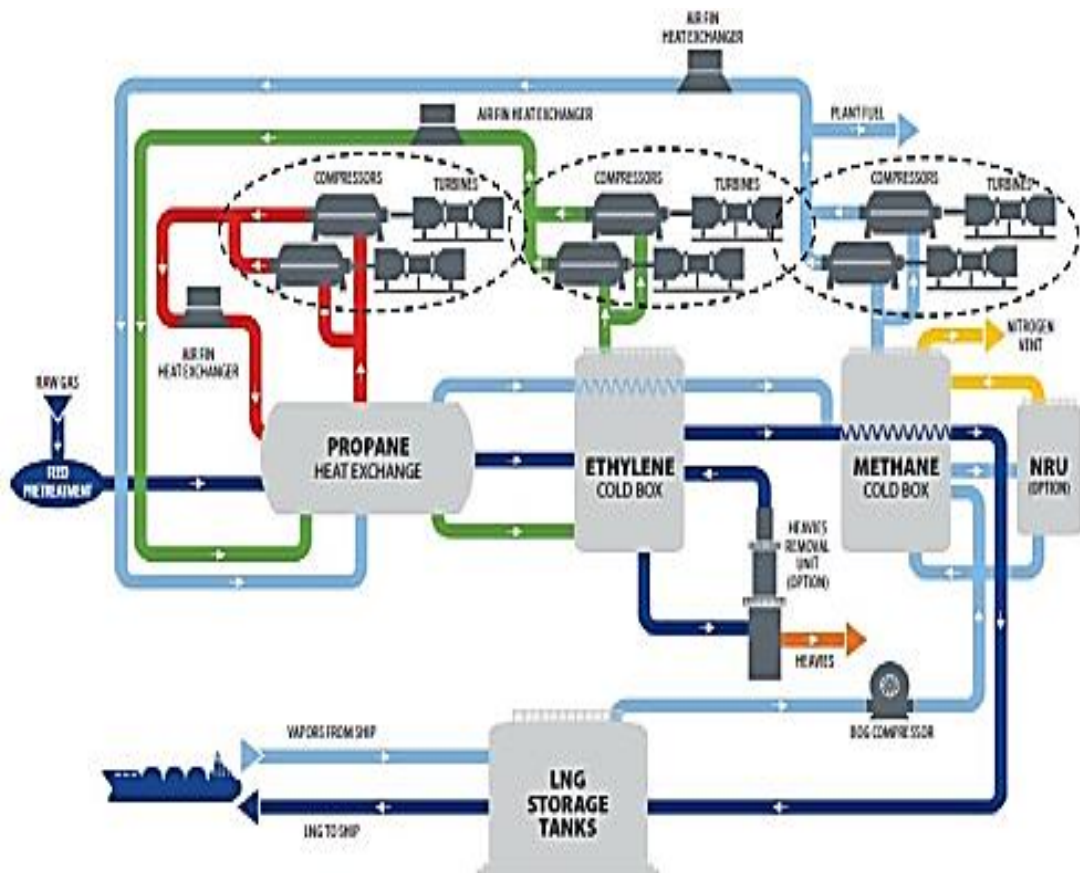


Рисунок 2.11: Концепція «Дві лінії в одній» для процесу COP LNG [78]

Як показано на рисунку 2.11, кожен холодильний контур має два паралельних комплекти компресорів/приводів, які обслуговують теплообмінники зрідження. Такий підхід покращує надійність і доступність установки [26, 84-86], також допомагає в плануванні об'єкта технічного обслуговування і забезпечує найвищу гнучкість перемикання [84, 85, 87]. Найвища гнучкість зміни тут стосується безперервного виробництва навіть на низькій швидкості; Продуктивність від 0 до 100% або від 60 до 80% може бути досягнута у випадку, коли будь-який із компресорів холодоагенту не працює [87]. Крім того, ця концепція також економить час, оскільки запобігає зупинці всього поїзда через ремонт машини [86]. Крім того, використання цієї унікальної конструкції та чистих холодоагентів допомагає збалансувати потужність навантаження в кожному контурі [30, 82].

Хоча ця концепція збільшує кількість компресорів/приводів на ланцюг, загальна потреба в електроенергії для цього процесу є відносно низькою [26]. Крім того, згідно з Finn, Johnson [88], цей процес вимагає невеликої площі поверхні теплообмінника на одиницю ємності. Це зробило каскадний процес LNG придатним для ліній великої потужності, оскільки низька потреба в електроенергії та невеликий розмір теплообмінника компенсують витрати на наявність кількох машин [86]. Це було доведено в 2005 році, коли в Тринідаді був побудований перша велика LNG - лінія (лінія 4) з потужністю 5,2 млн. тонн на рік з використанням процесу РОС LNG [85, 87, 89]. Це вважалося значним проривом у технології зрідження для промисловості LNG.

Ще один суттєвий момент, про який слід згадати, полягає в тому, що в останній конструкції процесу LNG РОС використовуються авіаційні газові турбіни, які мають малу вагу, вищу ефективність [90] і споживають менше паливного газу. Загальну конструкцію процесу також було вдосконалено за рахунок інтегрованих блоків видалення важких частинок і вилучення азоту [85]. Крім того, цей процес широко застосовується в усьому світі незалежно від кліматичних умов.

Успіх проекту LNG сильно залежить від типу обраної технології зрідження [26]. Це пов'язано з тим, що обраний процес зрідження визначатиме потужність, тривалість усього планування та реалізації проекту ЗПГ, тобто починаючи від початкового технічного проекту до будівництва, а також загальні капітальні та експлуатаційні витрати. Каскадний процес LNG обрано з кількох причин. Як пояснюється вище каскадний процес LNG зайняв міцну позицію в галузі LNG на основі свого досвіду роботи протягом більш ніж чотирьох десятиліть з моменту експлуатації його першого заводу; Kenai LNG, Аляска (1969). Концепція «дві лінії в одній», яка була застосована, забезпечує приблизно 95% готовності ліній і покращує надійність [85]. Це підтверджено на основі даних заводу Kenai, LNG, завдяки якому завод досяг 38 років безперебійного виробництва [87, 91].

З точки зору експлуатації, використання чистих компонентів замість MR робить цей процес безпечним, простим в експлуатації та зрозумілим [84]. З точки зору безпеки, у разі виникнення будь-якого факелу або витoku газу оператори візьмуть зразки потоку факелу, щоб знайти джерело запобіжного клапана тиску (PSV) або використають інфрачервоні детектори газу, щоб не лише повідомити про витік газу, але й ідентифікувати його [84]. Робота цього процесу також є гнучкою, оскільки кожний цикл контролюється окремо [30], отже, потужність навантаження між циклами охолодження можна регулювати, змінюючи профіль тиску [84]. Крім того, криві тиск-температура (PT) для чистих холодоагентів можуть бути запрограмовані в розподіленій системі керування, що допомагає операторам оперативно діяти у випадку, якщо будь-які холодоагенти виходять за межі специфікацій. Ще одна перевага використання чистого холодоагенту полягає в тому, що його можна повторно використовувати після відключення або плану капітального технічного обслуговування. У той час як компоненти MR (N_2 , метан і етан) не можна ні зберігати, ні повторно використовувати [84], оскільки вони зазвичай спалюються під час основних графіків технічного обслуговування або запуску, як описано в роботі [66] для роздільної роботи процесу MR.



Рисунок 2.12: Підйом Linde MCHE на заводі BLNG [92]

У контексті проектування використання паяних алюмінієвих теплообмінників, стандартизованого типу компресора та газової турбіни допомогло зменшити загальні капітальні витрати та тривалість будівництва нового заводу LNG на основі досвіду заводу LNG у Тринідаді [86, 87].]

Це пояснюється тим, що теплообмінники можна придбати у багатьох постачальників за конкурентоспроможними цінами [84], тоді як газова турбіна Frame 5D має сильні позиції на ринку, оскільки вона широко використовувалася на попередніх установках LNG. Між тим, не було повідомлено про серйозні витоки при використанні цього обмінника. У 2004 році компанія Brunei LNG (BLNG) брала участь у проекті заміни MCHE теплообмінників для чотирьох ліній (лінії 1-4) через часті незаплановані зупинки через витоки з них [92]. Крім того, інші заводи LNG також зіткнулися з таким інцидентом.

Тим часом, за словами Nored [68], багато нових проектів LNG обрали цей процес, оскільки він має кілька машин, низьку потужність двигуна та здатний використовувати авіаційні газові турбіни.

Отже, виходячи з проведеного всебічного аналізу процесів каскадний процес LNG був обраний як краща технологія зрідження для виробничої лінії. Детальний аналіз щодо вибору цього процесу наведено в наступному розділі.

2.7. Обрунтування потужності виробничої лінії (5 млн. тонн на рік)

Було проведено численні дослідження, які обговорювали оптимальну потужність лінії LNG. Згідно з Nored [68], поточний оптимальний розмір лінії LNG знаходиться в діапазоні від 5 до 6 млн т/рік. Подібним чином в роботі [40] зазначено, що майбутній розмір лінії LNG буде орієнтований на 5 млн. тонн на рік на основі тенденцій розвитку LNG технології. Крім того, Mokhatab, Mark [30] заявив, що майбутні LNG -лінії, ймовірно, будуть у діапазоні від 3 до 6 млн т/рік, тоді як лінії розміром 8-9 млн т/рік придатні лише в місцях, де є значні запаси газу та величезний попит на ринку [45]. Потужність лінії LNG 8 млн. тонн на рік може не підійти для будь-якого проекту з використанням нових територій, оскільки він потребує безперервного високого видобутку, Надійність виробництва також необхідно забезпечити запасним обладнанням, щоб у разі його відмови не потрібно було зупиняти чи запускати всю лінію [30]. В іншому дослідженні Eaton, Hernandez [45] класифікував майбутні розміри LNG виробництв за трьома різними потужностями: 4, 5 і 8 млн т/рік. Більшість заводів LNG, які були побудовані після 2000 року, мають пропускну здатність 4 млн. тонн на рік і придатні для нового проекту з обмеженим газопостачанням. Водночас лінії потужністю 5 млн. тонн на рік підходять для нових проектів, які вимагають менших витрат на обладнання, мають газопостачання та доступність збуту. Це також кращий варіант для проектів розширення LNG, особливо при копіюванні існуючої конструкції поїзда.

Отже, нові лінії зрідження, які були побудовані за останні 10 років, мають потужність від 3,4 до 5,2 млн. тонн на рік, тоді як для мегазаводів було

побудовано лише 6 ліній. Крім того, лише процес LNG РОС має підтверджену історію, яка відповідає потужності лінії 5 млн т/рік без будь-яких значних змін у конструкції та відповідає всім критеріям, необхідним для будівництва потужної лінії LNG. Виходячи з цього та огляду літератури доцільно передбачити потужність лінії 5 млн. тонн на рік.

Висновки до розділу II

1. Проведено аналіз існуючих технологій виробництва LNG, розглянуто їх техніко-економічні показники, що дозволило виявити можливості застосування окремих технологій залежно від напрямку подальшого використання LNG (далекій транспорт газу, регулювання нерівномірностей споживання газу).

3. Встановлено передумови виникнення нових технологій підготовки газу до зрідження та вдосконалення технологій виробництва LNG залежно від властивостей видобутого газу, а також від впливу кліматичних особливостей районів розташування заводів ЗПГ.

5. У процесі аналітичного дослідження було встановлено, що застосування того чи іншого циклу, а також апаратне оформлення кріогенної установки залежить від великої кількості факторів. Головні з них:

- необхідна холодопродуктивність;
- простота технологічної схеми процесу зрідження;
- вартість одиниці холоду;
- надійність роботи установки.

Розділ III. ТЕРМОДИНАМІЧНІ ОСНОВИ ПРОЦЕСІВ LNG

3.1. Перший і другий закони термодинаміки з точки зору LNG технології

Як зазначено в розділі I, зрідження природного газу базується на принципі системи охолодження, за допомогою якої холодоагент поглинає тепло потоку природного газу на послідовних стадіях розширення та стиснення та відводить його до вищої температури за допомогою повітряних охолоджувачів або системи водяного охолодження. Цей процес потребує значної кількості енергії через використання складних систем охолодження [26]. Щоб краще зрозуміти, як працює система охолодження, важливо знати та розуміти деякі основні компоненти цієї системи. Холодильна система застосовує фундаментальні закони термодинаміки, використовує різні закони теплообміну, щоб описати внутрішній процес системи, і базується на термодинамічному процесі розширення. Опис цих ключових елементів буде описано в наступному розділі.

Перший і другий закони термодинаміки – це основні принципи, які використовуються для розуміння роботи холодильної системи. Щоб процес відбувся, обидва ці закони мають бути виконані [93]. Перший закон термодинаміки визначається як закон збереження енергії, тобто енергія не може ні створюватися, ні знищуватися, вона може лише змінювати свою форму. Згідно з принципами термодинаміки, зміна енергії системи залежить від кінетичної енергії (КЕ), внутрішньої енергії (u) і потенціальної енергії (ПЕ) [94]. Енергія може передаватися до або від системи в трьох режимах: маса, теплота і робота [93]. Однією з важливих властивостей цього закону є ентальпія (h), яка пов'язана з внутрішньою енергією (u), тиском (P) і питомим об'ємом (v) і може бути визначена так:

$$h = u + P v \quad (3.1)$$

Ця властивість надалі використовується в енергетичному балансі закритої системи. Система керування об'ємом у стаціонарному стані, де є маса та енергія, що входять у систему та виходять із неї, а також між

системою та навколишнім середовищем відбувається взаємодія тепла та роботи.

Якщо ігнорувати зміну кінетичної, внутрішньої та потенційної енергії, зміну загальної кількості енергії між входом (i) і виходом (e) системи можна виразити як:

$$\sum_i \dot{m}_i h_i - \sum_e \dot{m}_e h_e + \dot{Q}_{CV} - \dot{W}_{CV} = 0 \quad (3.2)$$

де \dot{m} і h – масова витрата та ентальпія для відповідного потоку, \dot{Q}_{CV} – швидкість тепла в системі, а \dot{W}_{CV} – швидкість роботи, що виходить із системи. Як показано в рівнянні (3.2), загальна різниця енергії стаціонарної системи дорівнює нулю. Отже, загальний запас енергії зберігається. Рівняння (3.2) також представляє перший закон термодинаміки.

Перший закон зосереджується лише на кількості енергії та перетворенні енергії з однієї форми в іншу незалежно від її якості [93]. Збереження якості енергії (потенціал для виробництва роботи) [95] є важливим для інженерів, а також погіршення якості енергії під час процесу [93]. Якість енергії можна визначити, виконавши кількісну оцінку системи, і це робиться за допомогою другого закону термодинаміки. Існують різні твердження, які дають визначення другому закону термодинаміки.

Це пояснюється тим, що цей закон використовується для визначення теоретичних обмежень для деяких інженерних систем, таких як теплові двигуни, холодильники, а також для прогнозування ступеня завершеності хімічних реакцій [93].

У даному випадку доречно щоб другий закон термодинаміки посилався на твердження Клаузіуса, яке стверджує, що «неможливо побудувати пристрій, який би працював у циклі й не виробляв жодного ефекту, крім передачі тепла від тіла з нижчою температурою до тіла з вищою температурою [93]. Виходячи з твердження Клаузіуса, можна сказати, що холодильник не працюватиме, якщо компресор не живиться від зовнішнього джерела, такого як турбіна або електродвигун. Мета охолодження полягає в

підтримці охолоджуваної зони при низькій температурі (TL) шляхом відведення тепла (QL) з охолодженого простору та відведення цього тепла зовнішньому джерелу, яке є просто частиною циклу [93].

Принцип роботи холодильника відповідає другому закону термодинаміки. Існує деяка взаємодія, яка може спостерігатися між системою та оточенням. Певний чистий вплив на навколишнє середовище можна простежити через використання енергії у формі роботи на додаток до передачі тепла від холоднішої області до теплішої. Отже, холодильник відповідає другому закону Клаузіуса.

Ще одна важлива властивість, яка включається в застосування другого закону термодинаміки, – це ентропія. Ентропія визначається як міра молекулярної свободи або молекулярного безладу в системі, і вона не зберігається. Ентропія речовини найменша у твердій фазі, найбільша – у газовій [93]. Це пов'язано з тим, що в твердій фазі молекули компактні, і рух відбувається менше, ніж у газовій фазі, де молекули рухаються безладно і стикаються одна з одною. Наявність ентропії визначатиме, чи є процес оборотним чи необоротним. Процес, який не створює чистої ентропії, називається оборотним. В оборотний процес; як система, так і оточення можуть бути точно відновлені до початкових станів, тоді як для незворотного процесу це неможливо. Крім того, у оборотному процесі енергія не зменшується і не втрачається потенціал виконання роботи.

У реальному процесі кількість енергії завжди зберігається відповідно до першого закону, однак якість енергії обов'язково погіршується через збільшення ентропії [93]. Збільшення ентропії відбувається через незворотні ефекти, такі як тертя, нестримне розширення газу або рідини до нижчого тиску, стиснення газу до більш високого тиску, змішування матерії різного складу або станів і передача тепла через обмежену різницю температур [30, 93]. Наприклад, 10 кДж теплоти передається від гарячого середовища до холодного. Під час цього процесу випадковість і ентропія гарячого середовища зменшуються, тоді як молекулярний хаос і ентропія холодного

середовища збільшуються. Наприкінці процесу 10 кДж все ще доступні, але при нижчій температурі та нижчій якості енергії, оскільки чиста ентропія зростає.

Для того, щоб процес відбувався, він повинен відповідати як першому, так і другому законам термодинаміки. Перший закон обговорює лише перехід енергії з однієї форми в іншу, способи передачі (теплота, робота та маса), а кількість енергії в стаціонарному стані залишається постійною. Тим часом, другий закон обговорює вимогу зовнішнього джерела енергії для передачі тепла від холодного до гарячого середовища та потенціал створення роботи при взаємодії з оточенням. Крім того, було введено дві важливі термодинамічні властивості, а саме ентальпію та ентропію щодо першого та другого закону. Сумісне застосування першого закону і другого закону термодинаміки використовується для оцінки ефективності та продуктивності процесу зрідження.

3.2 Термінологія теплообміну холодильної системи

Існують різні термінології теплообміну, що застосовуються в процесі охолодження, такі як перегрів, переохолодження, відчутне та приховане тепло. Важливо розпізнати визначення цих термінів, щоб зрозуміти термодинаміку та усунути несправності циклу охолодження. Ці терміни пояснюються на прикладі пропану в холодильному циклі пропану.

Перегрів. Термін перегрівання застосовний лише для речовини, яка перебуває у стані газу або пари. Наприклад, рідкий пропан має температуру кипіння мінус 42°C при 1 атм. Коли пропан нагрівається до -32°C, кажуть, що пари пропану містять 10°C перегріву. У пропановому циклі охолодження, як показано на рисунку 2.18, пропан знаходиться в пароподібній фазі перед тим, як потрапити в компресор. Потім його стискають до більш високого тиску: 20,73 бар і має температуру 82,6°C. На цьому етапі пропан

знаходиться в перегрітому стані. Пароохолоджувач використовується в пропановому циклі для усунення цього стану перегріву. Температура кипіння рідини залежить від її тиску. Підвищуючи тиск у випарнику, він підвищує температуру кипіння рідкого пропану. Це пояснюється тим, що на поверхню рідини чиниться більший тиск, який потрібно подолати молекулам рідини. Отже, контролюючи тиск рідини через тиск у випарнику, можна змінювати температуру кипіння.

Переохолодження. Переохолодження - це термін, що застосовується для речовини, яка знаходиться в рідкому або твердому стані. Наприклад, на рисунку 3.1 пропан знаходиться в рідкому стані після конденсатора при температурі 57°C і $19,93 \text{ бар}$. Далі його охолоджують до 42°C при тиску $19,58 \text{ бар}$. Кажуть, що пропан було переохолоджено з 57°C до 42°C , тобто переохолоджено на 15°C .

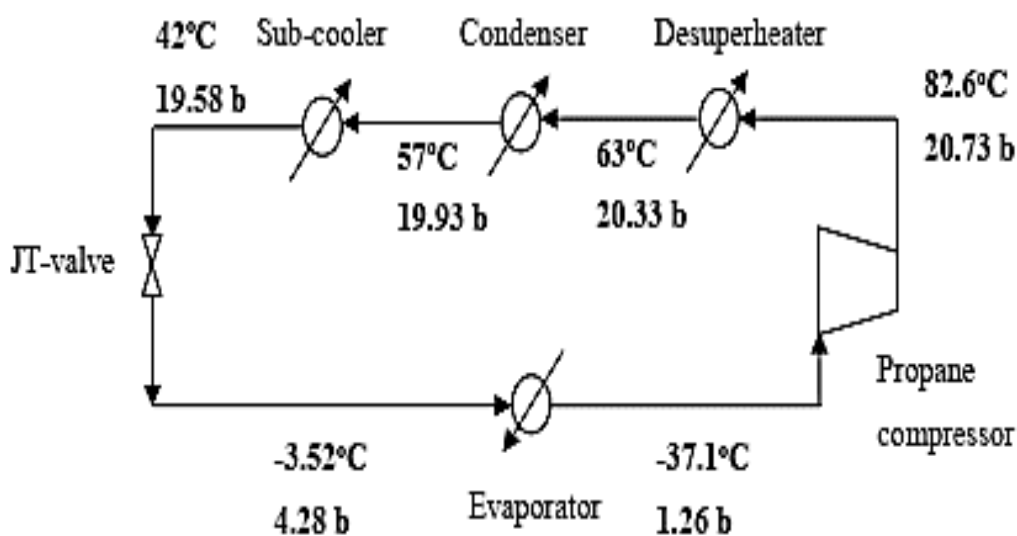


Рисунок 3.1 – Спрощений цикл пропанового охолодження.

Відчутне тепло та приховане тепло. Будь-яка зміна температури речовини без зміни фази називається відчутною теплотою. Цю зміну температури можна виміряти за допомогою термометра. Відчутне тепло використовується для перегріву та переохолодження, оскільки обидва процеси включають зміни температури. У холодильному циклі з пропаном температура перегрітого пропану змінюється від $-37,1^{\circ}\text{C}$ до $82,6^{\circ}\text{C}$, тоді як

для переохолодженого пропану температура падає з 57°C до 42°C. Обидва ці процеси не передбачають зміни фази. Тим часом термін «прихована теплота» або латинським словом «латентна» означає приховану через це тепло не можна виміряти термометром, оскільки температура залишається постійною. Ця прихована теплота включає фазовий перехід речовини з рідкої фази в пароподібну або навпаки, і це відбувається при постійній температурі. У холодильному циклі з пропаном прихована теплота випаровування відбувається у випарнику, завдяки чому рідкий пропан кипить при постійній температурі за умови підтримки тиску у випарнику. Кількість тепла (енергії), що поглинається під час випаровування, еквівалентна кількості тепла (енергії), що виділяється під час конденсації, і її конкретно називають «прихованою теплотою випаровування» [93]. Кількість прихованої теплоти залежить від температури або тиску, при якому відбувається зміна фази.

3.3. Термодинаміка процесів розширення

Конструкція системи охолодження базується на різних термодинамічних процесах розширення. Існує три типи термодинамічних процесів розширення, які застосовуються на існуючих установках LNG, а саме розширення Джоуля-Томсона (JT), розширення Брейтона та розширення Клода. Двома найпоширенішими процесами розширення є JT і Brayton.

Ефект Джоуля Томсона. Під час ранніх розробок заводів LNG процес розширення Джоуля Томсона (JT) був першим і єдиним методом, застосованим для охолодження газових потоків [96]. Процес розширення JT показано на рисунку 3.2 [97]. Цей процес розширення не передбачає жодної роботи або передачі тепла. Це пояснюється тим, що клапан JT ізольований, що робить його адіабатним, тобто не відбувається теплопередачі з навколишнім середовищем і не спостерігається чистої зміни внутрішньої енергії на KE руху маси [96-98]. Тому ентальпія рідини (холодоагенту)

залишається постійною, отже, це ізоентальпійний процес розширення. Розширення JT працює шляхом дроселювання холодоагенту через клапан або отвір [96], завдяки чому зворотний потік рідини неможливий, тому це незворотний процес.

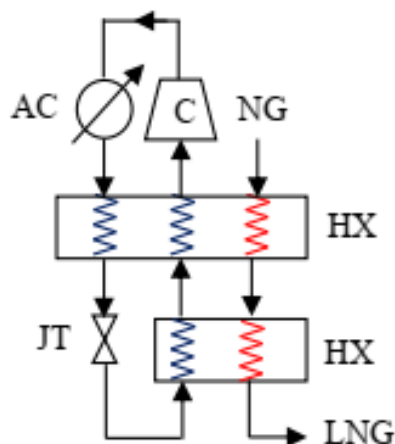


Рисунок 3.2 – Розширення JT [97]

Рідкий холодоагент протікає через клапан і розширюється на дві фази; рідина і пара. Це призводить до зниження температури та тиску холодоагенту. Охолоджений холодоагент обмінюється теплом з природним газом (ПГ), що надходить у протитечійному напрямку. Холодоагент випаровується та стискається до більш високого тиску. Потім холодоагент під високим тиском охолоджується за допомогою повітряного охолоджувача і конденсується в теплообміннику перед тим, як знову розширюватися через клапан JT. Ступінь охолодження або ефект охолодження сильно залежить від термодинамічних властивостей холодоагенту [97].

Це пов'язано з різним складом холодоагенту, оскільки як чистий, так і MR можна використовувати в процесі розширення JT. Розширення JT є простим процесом [99]. Цикл холодоагенту з конфігурацією розширення JT відомий як «цикл JT» [97].

Процес розширення Брейтона. У розширенні Брейтона використовується турбодетандер або механізм розширення. Як показано на рисунку 3.3 [97], процес розширення Брейтона забезпечує охолодження через ізоентропійне розширення газу при високому тиску до нижчого тиску.

Зменшення ентальпії розширеного газового потоку генерує потужність. Потужність, що виробляється від розширювача, може бути використана для приводу валу компресора в холодильній системі [100]. Холодоагент повинен перебувати в газовій фазі протягом циклу вище тиску насиченої пари, щоб забезпечити безпечну роботу розширювача [97]. Цей процес є оборотним процесом, оскільки він працює ізоентропійно (постійна ентропія), тому відомий як «зворотний цикл Брайтона». Цей процес розширення підходить для морських заводів LNG і заводів з невеликою потужністю [30, 100, 101]. Процес розширення Брейтона є основою процесу на основі детандера зрідження [26].

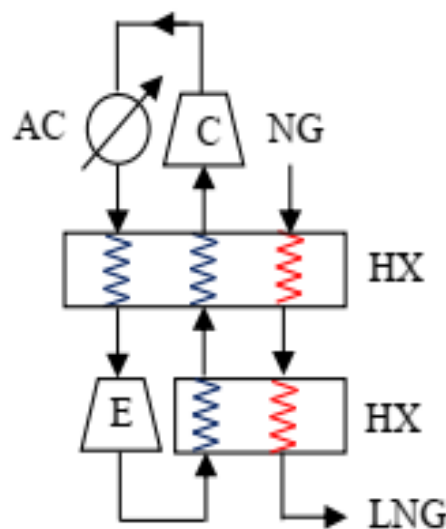


Рисунок 3.3 – Процес розширення Брейтона [97]

Процес розширення Клода. Як показано на рисунку 3.4, процес розширення Клода є комбінацією циклів JT і Брейтона. Охолоджений холодоагент високого тиску, що виходить із верхнього HX, розділяється на два потоки. для подальшого охолодження. Перший потік ізоентропійно розширюється за допомогою розширювача, тоді як другий потік охолоджується в наступному HX і, нарешті, дроселюється через клапан JT для досягнення найнижчої температури. Цей комбінований процес розширення було застосовано в технології зрідження AP-X.

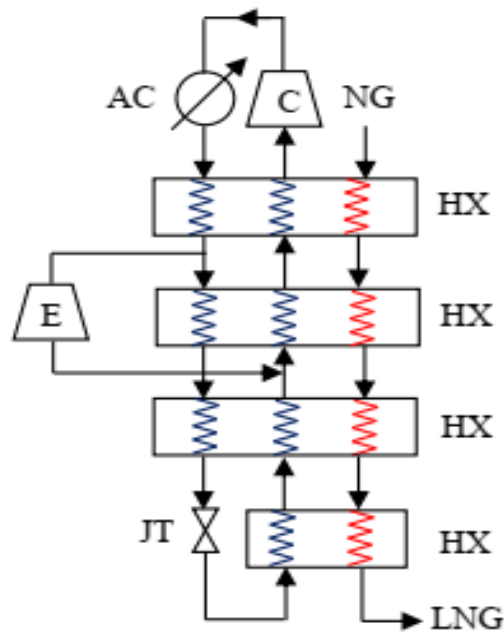


Рисунок 3.4 – Процес розширення Клода, [97]

3.4. Холодильні системи

Зрідження природного газу досягається видаленням видимого та прихованого тепла в широкому діапазоні температур за допомогою одного чи кількох холодоагентів [88], отже, потрібна складна система охолодження. Доступні два типи систем охолодження, а саме компресійне охолодження та абсорбційне охолодження [102]. На заводах ЗПГ використовуються переважно компресійні холодильні системи [26].

Існує два типи компресійних циклів охолодження, а саме: ідеальне стиснення та неідеальний цикл стиснення. Ідеальний тут означає, що процес здійснюється ізентропійно, тобто немає змін в ентропії [102], і кожне обладнання в циклі працює ідеально. Наприклад, адіабатичний ККД розширювачів і компресорів вважається 100% (тобто ізентропійний процес), тоді як мінімальна різниця температур і падіння тиску теплообмінників на всіх компонентах потоку дорівнює нулю [97].

Ідеальний цикл стиснення. Ідеальний цикл стиснення показаний на рисунку 3.5 [102]. Цей єдиний цикл складається з випарника, компресора, конденсатора та детандера.

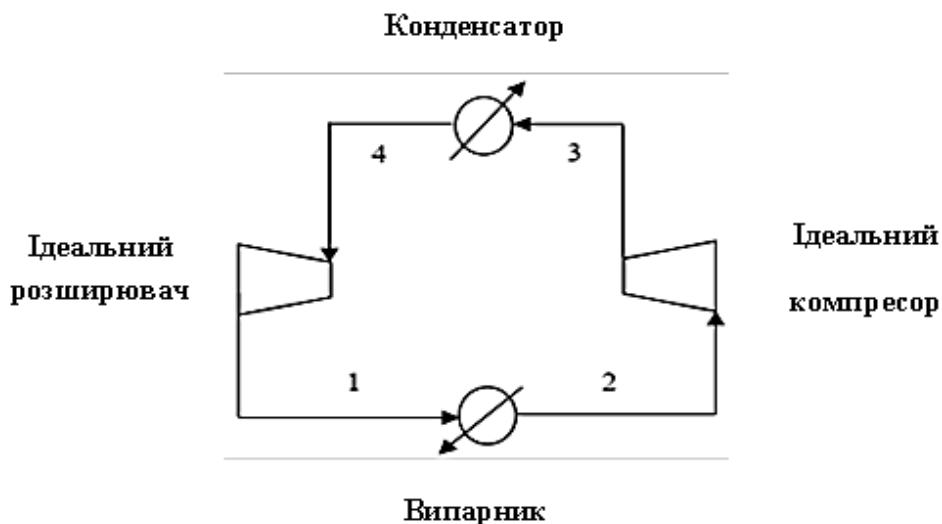


Рисунок 3.5 – Ідеальний цикл стиснення [102].

Принцип роботи цього циклу описується з використанням чистого холодоагенту як робочої рідини. Цикл працює наступним чином. У точці 1 суміш пари та рідкого холодоагенту надходить у випарник. Рідкий холодоагент поглинає тепло при постійній температурі (ізотермічний) і тиску (ізобарний) і випаровується, створюючи ефект охолодження перед виходом із випарника в точці 2. Це тепло називається «прихованою теплотою випаровування». Далі весь пароподібний холодоагент ізоентропічно стискається в компресорі до вищого тиску від точки 2 до 3. У точці 3 пароподібний холодоагент перебуває в перегрітому стані через процес стиснення. Слідом за компресором, від точки 3 до 4, перегріта пара холодоагенту перегрівається та конденсується при постійному тиску в конденсаторі. Цей процес призводить до зменшення ентальпії холодоагенту, і він залишає конденсатор у насиченому рідкому стані. Нарешті, рідкий холодоагент ізоентропічно розширюється в розширювачі для зниження тиску

з точки 4 до точки 1. Розширення рідкого холодоагенту створює ефект охолодження для охолодження, і цикл продовжується.

Зв'язок між температурою (T) і ентропією (S) і тиском (P) і ентальпією (H) ідеального циклу стиснення проілюстровано на рисунках 3.6.

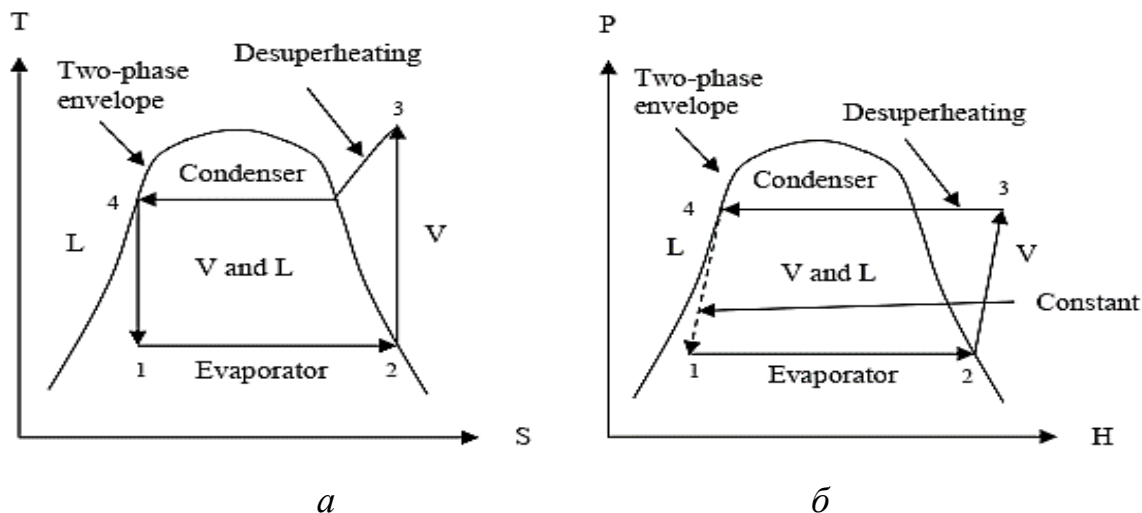


Рисунок 3.6 – Ідеальний цикл стиснення: а - на діаграмі температура-ентропія ($T-S$), б - на діаграмі тиск-ентальпія ($P-H$) [102].

На рисунку 3.6,а показано ідеальне стиснення на діаграмі температура-ентропія ($T-S$). Діаграма являє собою двофазну оболонку холодоагенту. Права сторона кривої вказує на те, що холодоагент знаходиться у фазі пари (V), всередині кривої холодоагент присутній як у фазі рідини (L), так і у фазі пари (V), а ліворуч від кривої – холодоагент знаходиться в рідкій (L) фазі. Починаючи з точки 1 і 2, холодоагент у двофазній суміші надходить у випарник, де відбувається ізотермічне випаровування. Від точки 2 до точки 3 випарований холодоагент ізентропічно стискається в компресорі, і ця стадія вважається ідеальною. Ізоентропійний процес завершується в точці 3. Далі перегрітий холодоагент спочатку деперегрівується (видаляється тепло) і, нарешті, ізотермічно конденсується в конденсаторі до точки 4. На цьому етапі (4) холодоагент знаходиться в насиченому рідкому стані. Нарешті, від точки 4 до точки 1 рідкий холодоагент розширюється ізентропійно, і це розширення є ідеальним, коли не відбувається збільшення ентропії.

Між тим, рисунок 3.6,б показує той самий цикл, представлений на діаграмі тиск-ентальпія ($P-H$). Як видно з рисунка, ентальпія холодоагенту зростає від точки 1 до точки 2 у випарнику. Потім від точки 2 до точки 3 відбувається збільшення тиску та ентальпії компресора. Далі від точки 3 до точки 4 тиск залишається незмінним, але спостерігається зменшення ентальпії за рахунок перегріву і конденсації. Нарешті, зниження тиску відбувається в розширювачі від точки 4 до 1, і оскільки розширення є ізентропічним, спостерігається падіння ентальпії.

Неідеальний цикл стиснення. Неідеальний цикл стиснення показаний на рисунку 3.7 [102]. Цей єдиний цикл складається з випарника, компресора, конденсатора та клапана. Робота циклу така ж, як і цикл ідеального стиснення. Однак стиснення холодоагенту є неізоентропійним, а розширення відбувається за постійної ентальпії (тобто ізоентальпійно) за допомогою розширювального клапана замість ідеального розширювача.

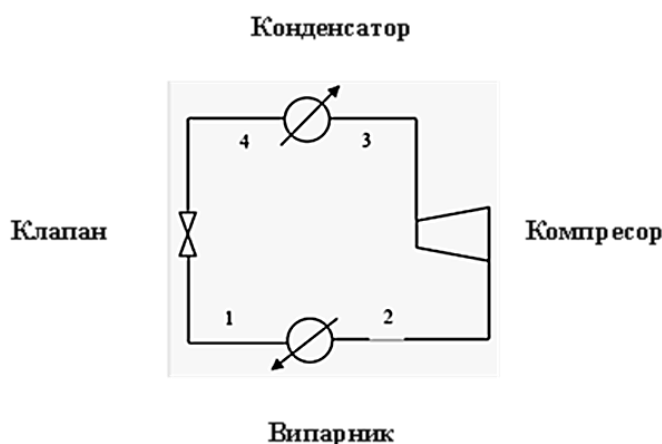


Рисунок 3.7 – Неідеальний цикл стиснення [102]

На рисунку 3.8,а [102] показано неідеальне стиснення на діаграмі температура-ентропія ($T-S$). Цикл працює в однакових умовах від точки 1 до 2 і 3 до 4 відповідно до ідеального стиснення. Однак від точки 2 до 3 і 4 до 1 ентропія стиснення та розширення холодоагенту збільшується порівняно з ідеальним стисненням (пунктирна лінія). Збільшення ентропії робить цей цикл неідеальним стисненням.

Неідеальне стиснення представлено на діаграмі тиск-ентальпія ($P-H$) як на рисунку 3.8,б [102]. Робота цього циклу в основному така ж, як і при ідеальному стисненні від точки 1 до 2 і 3 до 4. Однак, від точки 2 до 3 стиснення холодоагенту викликає значне збільшення ентальпії порівняно з ідеальним стисненням (пунктирна лінія). При цьому розширення холодоагенту досягається ізоентальпійно від точки 4 до точки 1, що відрізняється від ідеального випадку.

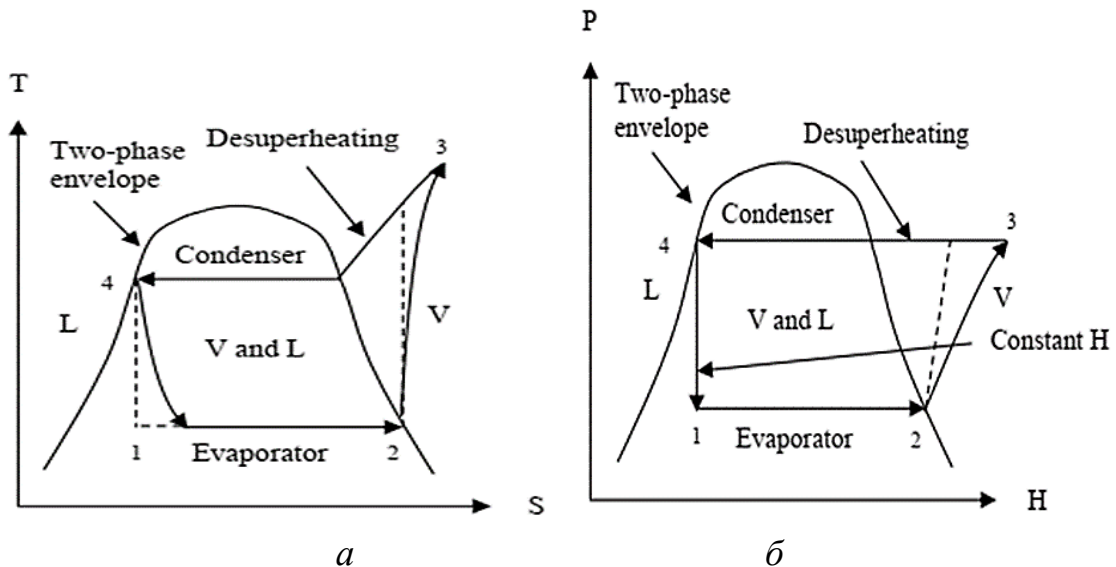


Рисунок 3.8 – Неідеальний цикл стиснення: а - на діаграмі температура-ентропія ($T-S$); б – на діаграмі тиск-ентальпія ($P-H$) [102]

На роботі ідеальних і неідеальних циклів стиснення базуються основи холодильного циклу, що застосовується на заводах LNG з базовим навантаженням. Більшість із цих установок використовують складні холодильні системи, які є похідними від одного циклу охолодження. Один цикл охолодження не підходить для охолодження LNG у широкому діапазоні температур. Як зазначають Khan і Lee [103], для отримання LNG потрібна велика кількість енергії (потрібно близько 1370 кДж/кг LNG). Отже, щоб мінімізувати це значне споживання енергії, конфігурацію циклу охолодження потрібно змінити. Одним із способів змінити конфігурацію є запровадження багатоступінчастого стиснення та розширення [102], що не тільки зменшує робоче навантаження на один компресор холодоагенту, але й оптимізує загальну ефективність [26].

3.5. Багатоступеневе стиснення і розширення

Доступні три типи багатоступеневих циклів стиснення та розширення, які наведені нижче: багатоступеневе стиснення і розширення з використанням сепаратора (економайзера) з проміжним охолоджувачем; багатоступеневе стиснення і розширення з пресатуратором і каскадним циклом. Рис. 3.9 [102] ілюструє багатоступеневе стиснення і розширення за допомогою сепаратора.

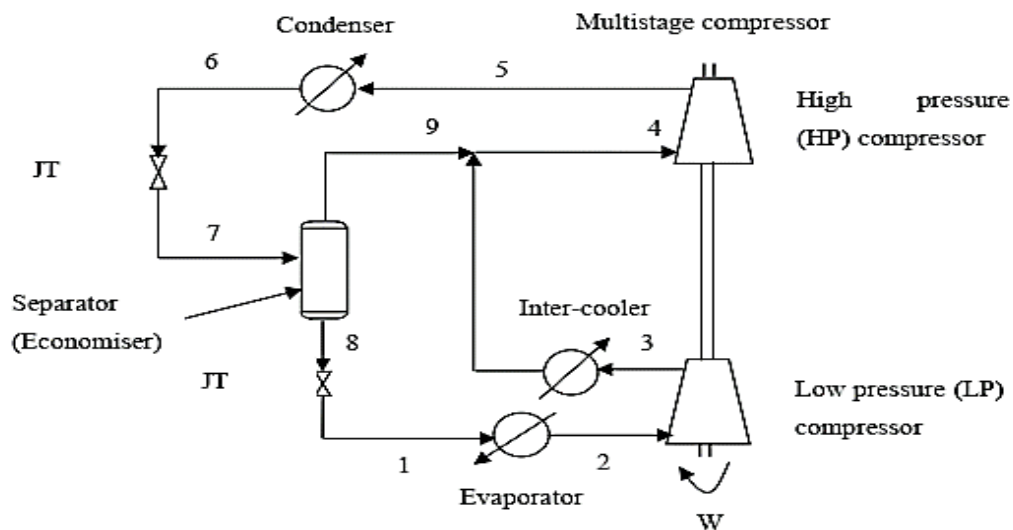


Рисунок 3.9 – Багатоступеневе стиснення та розширення за допомогою сепаратора [102]

Процес розширення проводиться в два етапи; від точки 6 до 7 і від 8 до 1. Сепаратор використовується після першого розширення, де рідина, що виходить із сепаратора (потік 8), додатково розширюється (потік 1). Випарований холодоагент (потік 2) подається на ступінь стиснення низького тиску (*LP*). Нагнітання ступеня компресора низького тиску (потік 3) потім охолоджується за допомогою проміжного охолоджувача з подальшим змішуванням із потоком пароподібного холодоагенту (потік 9) із сепаратора, а потім подається (потік 4) на ступінь компресора високого рівня.

Введення сепаратора між цими двома ступенями зменшує кількість потоку пари холодоагенту, що надходить у ступінь компресора *LP*, тоді як проміжний охолоджувач допомагає зменшити температуру на вході (ступінь

перегріву) до ступеня компресора НР. Використання сепаратора та проміжного охолоджувача між цими ступенями зменшує загальну потужність стиснення.

Однак установка проміжного охолоджувача не є практичною для низькотемпературного циклу [26]. Діаграма тиск-ентальпія ($P-H$) цієї конфігурації показана на рисунку 3.10 [102]. Як видно з рисунка 3.10 [102], загальний метод роботи такий самий, як і для неідеального циклу стиснення, за якого випаровування та конденсація відбуваються в ізобаричних умовах (постійний тиск), тоді як розширення є ізентальпійним. Єдиною відмінністю є введення проміжного рівня з сепаратором і проміжним охолоджувачем між двома ступенями стиснення. Інший момент, про який слід згадати, полягає в тому, що хоча ступінь перегріву потоку 3 знижується завдяки проміжному охолоджувачу, вхідний потік парів холодоагенту на ступінь НР, тобто потік 4, все ще перебуває в перегрітому стані.

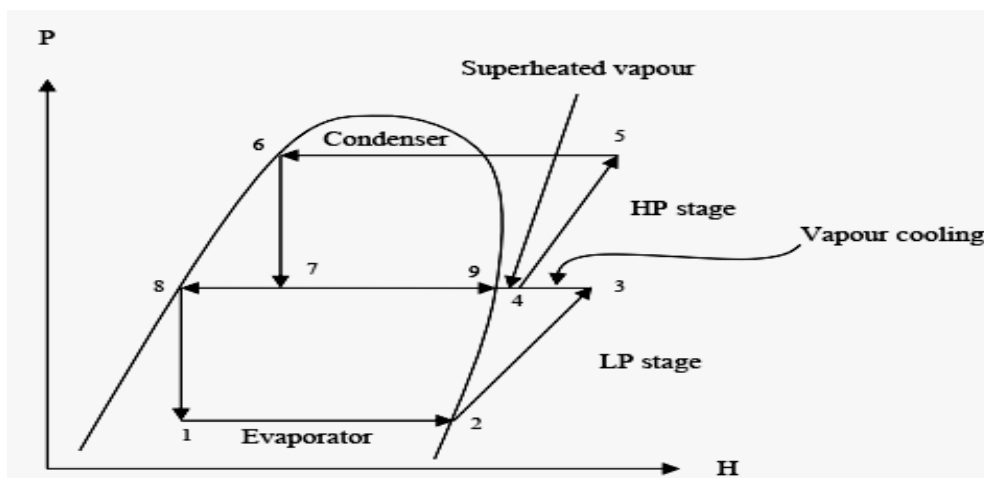


Рисунок 3.10 – Діаграма тиск-ентальпія ($P-H$) для багатоступеневого стиснення та розширення з сепаратором [102]

На рисунку 3.11 [102] показана інша схема багатоступеневого стиснення та розширення, яка може зменшити загальне енергоспоживання холодильного циклу. Розділення між парою та рідиною досягається за допомогою попереднього зволоження замість сепаратора. Пари холодоагенту (потік 3) зі ступеня низького тиску надходять до попереднього насичення, який охолоджує їх до стану насиченої пари (тобто знімає ступінь перегріву

до нуля). Попередній насичувач знижує температуру на вході потоку 4 на етап НР через прямий контакт із рідким холодоагентом, таким чином зменшуючи потужність стиснення. Тим не менш, процес попереднього насичення потребує великої швидкості потоку парів холодоагенту [26].

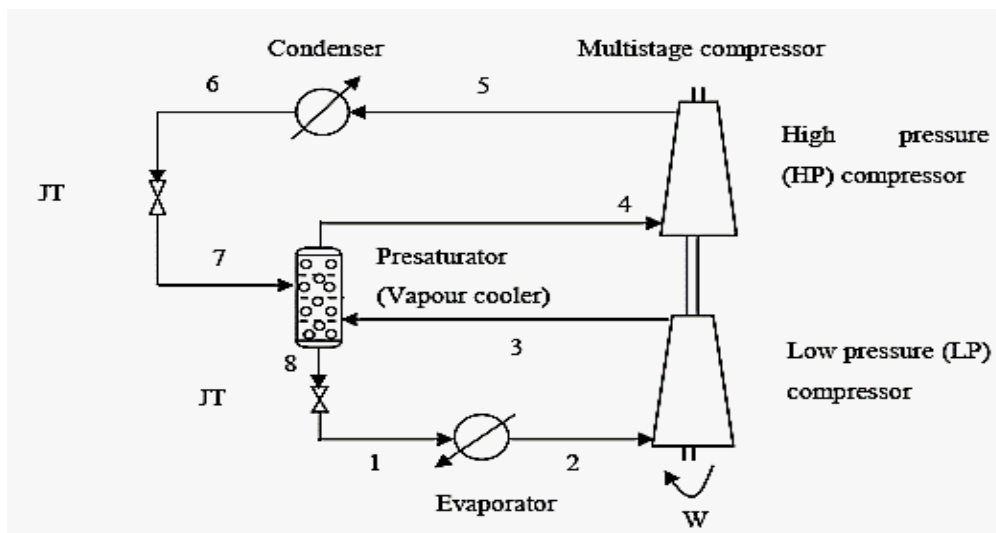


Рисунок 3.11 – Багатоступінчасте стиснення та розширення з попереднім насичувачем [102]

Діаграма тиск-ентальпія ($P-H$) рисунку 3.11 [102] представлена на рисунку 3.12 [102]. Як видно з рисунка 3.12 [102], пара холодоагенту, що виходить зі ступеня LP (потік 3), перегрівається, доки не досягне лінії насичення пари. Ступінь перегріву на цій лінії насичення дорівнює нулю, отже, температура на вході до наступного ступеня стиснення знижується. Це мінімізує силу стиснення. Інші процеси, такі як випаровування, конденсація та розширення, відбуваються відповідно до циклу неідеального стиснення.

Багатоступеневе стиснення та розширення також можна модифікувати іншим способом, що може зменшити споживання енергії циклом охолодження. Ця конфігурація відома як каскадний цикл, показаний на рисунку 3.13 [102]. Це включає в себе два або більше циклів з використанням різних холодоагентів (фіолетовий і чорний потоки), які можуть працювати за допомогою одного теплообмінника (випарник – В/каскадний конденсатор). Кожен цикл має власний спеціальний холодоагентний компресор. Каскадний цикл показано на діаграмі тиск-ентальпія ($P-H$) на рисунку 3.14 [102].

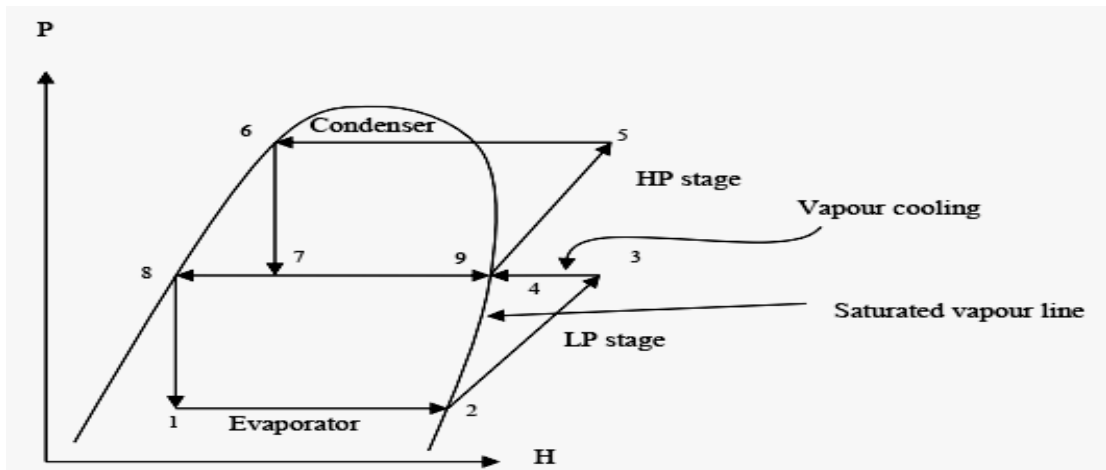


Рисунок 3.12 – Діаграма тиск-ентальпії (P-H) для багаступеневого стиснення та розширення з попереднім насиченням [102]

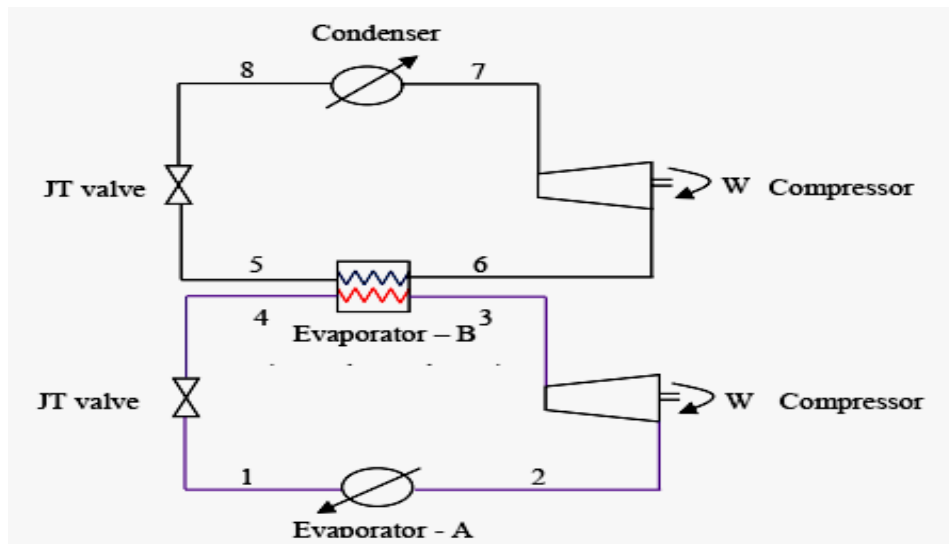


Рисунок 3.13 – Каскадний цикл [102]

На цьому рисунку фазові оболонки позначено фіолетовим і чорним кольорами, які представляють холодоагент А і В відповідно. Як видно з пунктів 1-2, холодоагент А охолоджує технологічний потік у випарнику – А при постійному тиску та стискається до точки 3. Потім він відводить своє тепло до іншого циклу від точки 3 до 4 у випарнику – В. Тоді як з точки 5 по 6 холодоагент В поглинає тепло холодоагенту А і випаровується при постійному тиску. Крім того, холодоагент В водночас конденсував холодоагент А. Через цю подвійну функцію випарник В також називають каскадним конденсатором.

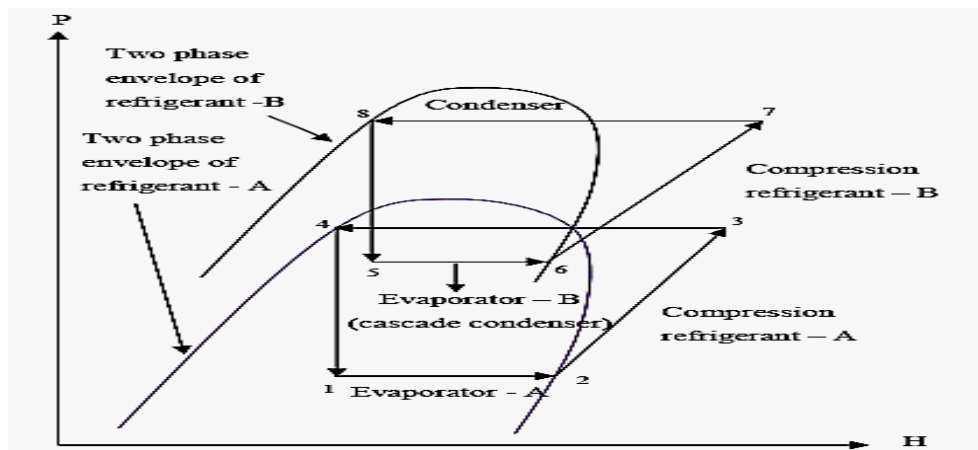


Рисунок 3.14 – Діаграма тиск-ентальпія (P-H) для каскадного циклу [96]

Тим часом випарований холодоагент В потім стискається до вищого тиску від точки 6 до 7. Потім він відводить своє тепло в конденсаторі за постійного тиску в охолоджуючу воду або повітря від точки 7 до 8. Каскадний цикл застосовується для дуже низьких температур температурні процеси охолодження та використання одного холодоагенту не підходять для охолодження в широкому діапазоні температур [26, 102]. Інший важливий факт, про який слід згадати, полягає в тому, що температура межі між цими двома циклами зазвичай визначається температурою випарника в циклі з вищою температурою і відома як температура розділення. Цей параметр є вирішальним ступенем свободи [102].

Каскадний цикл також можна налаштувати як багатоступеневе стиснення та розширення, як показано на рисунку 3.15. Ця унікальна конфігурація працює подібним чином, як зазначено вище, однак для охолодження технологічного потоку в широкому діапазоні температур використовуються два різних холодоагенти. Лінії потоку холодоагенту позначено фіолетовим і чорним кольорами, які представляють холодоагент А і В відповідно. Обидва холодоагенти А і В мають власні спеціальні компресори. Як показано на рисунку 3.15, злиття потоку 7 з потоком 13 знижує температуру на вході на етап НР, отже, зменшує загальне енергоспоживання каскадного циклу. Діаграма тиск-ентальпія (P-H) цієї конфігурації проілюстрована на рисунку 3.16.

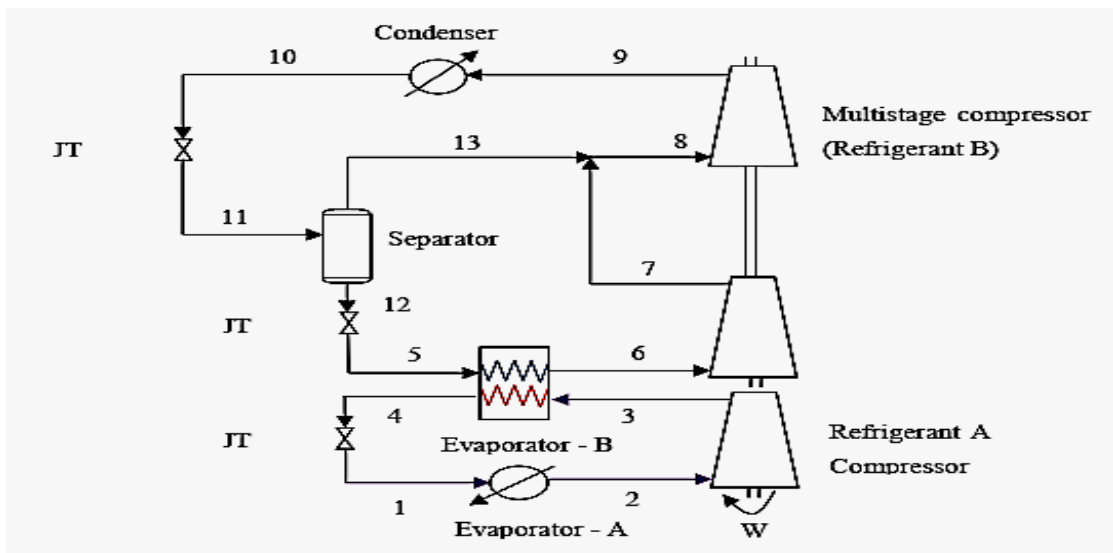


Рисунок 3.15 – Багатоступеневе стиснення та розширення каскадного циклу

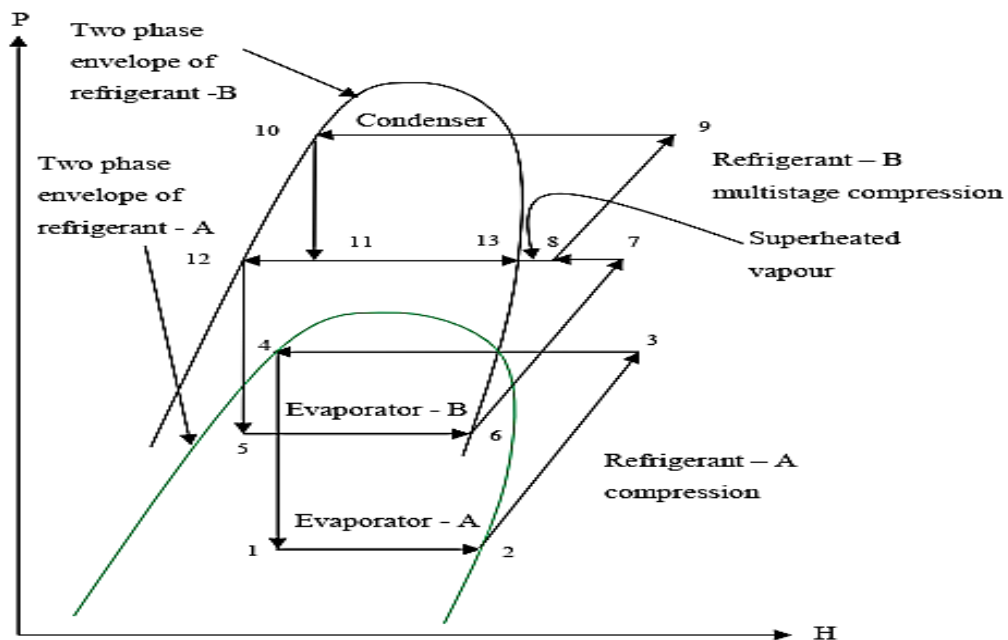


Рисунок 3.16 – Діаграма тиск-ентальпій (P-h) для багатоступінчастого стиснення та розширення каскадного циклу

Як видно з рисунка 3.15, з точки 5 по 6 випарник В діє як конденсатор для конденсації холодоагенту А, поглинаючи його тепло; потім він стискається до більш високого тиску від точки 6 до 7.

Потік 7, що випускається, потім перегрівається шляхом злиття з потоком пари, що знаходиться зверху 13. Ступінь перегріву об'єднаного потоку, тобто потоку 8, зменшується, отже знижуючи температуру на вході до НР етапу. Це

зменшує загальне енергоспоживання каскадного циклу. Отже дана конфігурацію доцільно прийняти за основу в даному дослідженні.

Виходячи наведеного вище аналізу можна зробити висновок, що холодильний цикл можна модифікувати та налаштовувати різними способами, щоб зменшити споживання енергії. Усі наведені вище процеси LNG розроблені шляхом поєднання особливостей різних циклів охолодження. Оскільки охолодження є основою процесу зрідження, оптимізація його конструкції та робочих параметрів покращить загальну ефективність процесу.

3.6. Висновки до розділу III

6. Установки з дросельними циклами відрізняються простотою та надійністю в роботі, внаслідок чого широко поширені у виробництві холоду та зріджених газів. Однак через низьку економічність ці установки придатні лише для отримання холоду в невеликих кількостях (частка одержуваної рідини не перевищує 16,5%). Проте технології, засновані на циклі Лінде, застосовуються досить активно.

7. Установки з детандерними циклами найефективніші, переважно в малотоннажному виробництві LNG. Більше того, енергоефективність установок підвищується за рахунок застосування детандерних агрегатів, що підвищує привабливість застосування цієї технології.

8. Комбіновані цикли з використанням дросельно-детандерного циклу та попереднім охолодженням мають особливе місце у практиці зрідження. Ефективність таких установок є достатньо виправданою. Незважаючи на складну технологічну схему процесу, такі цикли досить поширені.

Розділ IV. ВИБІР ХОЛОДИЛЬНИГО ЦИКЛУ ДЛЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ЕФЕКТИВНОГО МАЛОТОНАЖНОГО ВИРОБНИЦТВА LNG

Малотонажні виробництва використовують простіші, але енерговитратні цикли. Для підвищення його ефективності застосовуються такі рішення: 1) виробництво LNG із вищою температурою, тобто охолодження газу не до температури мінус 161°C, а, наприклад, мінус 150°C. Це дозволяє знизити енергетичні витрати або підвищити обсяг випуску LNG. При цьому потрібне зберігання газу під тиском, щоб запобігти втрат LNG. Зберігання LNG під тиском дозволяє збільшити термін зберігання та відповідає інтересам споживача. У сегменті малотоннажного ЗПГ усі відомі сховища газу є сховищами під тиском; 2) Розміщення виробництва з можливістю доступу до системи магістрального трубопроводу, газорозподільної станції та розподільної мережі, куди прямуватиме частина не зрідженого газу.

Основними елементами комплексу з виробництва LNG є: завод зі зрідження природного газу, резервуари для зберігання LNG та комплекс з відвантаження скрапленого газу. На міні-заводах LNG можливе використання двох технологічних рішень: «технологія відкритого циклу» та «технологія циклу розширення азоту». Технологія відкритого циклу передбачає використання тиску газу, що подається, як джерело енергії для його охолодження. Газ, що знаходиться під високим тиском, проходить через дросель, розширюється, або виконує роботу, наприклад, на турбіні, охолоджується, і на виході із системи перетворюється на рідину. Технологія циклу розширення холодоагенту (азот, багатоконпонентна суміш) побудована на циркуляції холодоагенту в замкнутому контурі, що містить компресори та турбіни. Холодоагент охолоджується і подається в теплообмінний апарат, в який також подається метан. Відбувається процес теплообміну, метан охолоджується та зріджується. Далі холодоагент знову підігрівається, подається в компресор, турбіну, знову охолоджується, і процес повторюється.

4.1. Обґрунтування і розрахунок холодильного циклу

Мінімально необхідна робота для зрідження метану при $P = 0,1$ МПа і $T = 300$ К дорівнює:

$$l_{\min} = 300 (11,628 - 4,929) - (1200,23 - 285,6) = 1095,07 \text{ кДж/кг,}$$

або $0,3042$ кВт·год/кг LNG.

Однак, на практиці здійснити ідеальний цикл зрідження неможливо, проте мінімальна робота зрідження метану, дає можливість оцінити ступінь досконалості реальних циклів, що застосовуються для його зрідження.

Як зазначено вище, в даний час для зрідження природного газу використовуються: дросельні цикли, детандерні цикли середнього тиску, каскадні криогенні цикли з чистими холодоагентами, однопотоківі каскадні цикли з холодоагентом – багатокомпонентною сумішшю (змішаний холодоагент), комбінація перерахованих вище циклів.

На вибір технологічної схеми зрідження істотно впливають параметри природного газу, що надходить на зрідження (склад, наявність тих чи інших домішок, що підлягають видаленню, та їх концентрація, температура і тиск), продуктивність зрідження, вимоги, які пред'являються до складу LNG і т.п.

Розрахунково-теоретичні дослідження з оцінки ефективності детандерного циклу зрідження метану, виконані в роботах [25, 47], показали, що при порівнянні з іншими відомими циклами, цикл з розширенням метану в детандері з ізоентропним розширенням в області вологої пари має найменші енергетичні витрати . (табл. 4.1).

При цьому для циклів, де процес розширення метану закінчується в однофазній області, адіабатичний ККД детандера приймався рівним 0,8.

У роботі [25], де аналізується ряд криогенних циклів, призначених для зрідження метану, наводяться також відомості про використання азотного циркуляційного циклу для зрідження метану під тиском за способом Крекко. Для зрідження метану, що поступає в зріджувач при тиску $\sim 4,0$ МПа,

використовується циркуляційний азотний цикл, в якому весь потік циркуляційного попередньо охолодженого азоту розширюється в детандері.

Таблиця 4.1 – Порівняння енерговитрат циклів зрідження метану

Цикл	Питомі витрати енергії, кВт·год /кг LNG
Цикл високого тиску з двократним дроселюванням та циркуляцією частини метану при проміжному тиску.	1,36
Цикл високого тиску із попереднім охолодженням	1,18
Цикл високого тиску з двократним дроселюванням та попереднім охолодженням	0,94
Цикл високого тиску з розширенням у детандері частини метану	0,89
Цикл середнього тиску з розширенням у детандері частини попередньо охолодженого метану	0,85
Цикл високого тиску з циркуляцією детандерного потоку	0,84
Цикл високого тиску з двома детандерами та проміжним підігрівом	0,82
Каскадний цикл (NH ₃ , C ₂ H ₄ , CH ₄)	0,80
Цикл високого тиску з розширенням у детандері в області вологої пари	0,70

При цьому наголошується, що зрідження метану під тиском дозволяє зменшити холодопродуктивність азотного циклу та отримати питомі витрати енергії близько 0,7 кВт год/кг LNG, які нижчі, ніж при каскадному способі зрідження з аміачним, етиленовим та метановим циклами.

Поруч із цими засобами у роботі [25] розглядається детандерний цикл зрідження ПГ, запропонований Ж. Лурье. У цьому варіанті циклу зрідження стисненого ПГ до Р 10 МПа використовується циркуляційний метановий цикл.

У метановому циркуляційному циклі метан стискається в компресорі, потім охолоджується в пропановій компресорній установці і прямує на розширення детандер, де його температура знижується до 116 К. У цьому стані потік надходить в теплообмінник для охолодження стиснутого метану,

що зріджується в циклі. По виході з теплообмінника метан циркуляційного потоку надходить на стиск в компресор. Зріджений ПГ дроселюється до атмосферного тиску і прямує до сховища LNG.

Цей цикл має меншу складність порівняно з розглянутим нижче каскадним способом зрідження ПГ. Він може бути рекомендований для установок невеликої продуктивності.

Значення x у цьому циклі досягає 80%, а решта 20% перероблюваного ПГ йдуть як паливо для приводу установки. Розрахункове значення питомих енергетичних витрат при тиску ПГ, що надходить на зрідження та дорівнює $\sim 4,2$ МПа, становить 0,64 кВт·год/кг LNG.

Для великих установок зрідження дуже ефективними є зріджувачі ПГ, що працюють за каскадним циклом зрідження. Як показано в роботі [48], сутність цього циклу полягає в тому, що газ, що зріджується при менш низькій температурі, використовується в якості холодильного агента для другого, важкоконденсованого газу.

Цей метод був використаний фізиком Р. Пікте для одержання рідкого кисню, а пізніше В. Кеезомом для зрідження азоту, де в каскадному циклі застосовувалися каскади, в яких як робочий газ використовувалися аміак, етилен, метан і азот.

На рис. 4.1 наведено принципову схему установки зрідження ПГ (метану), що працює за трикаскадним циклом. У цій установці так само, як і в аналогічній їй, наведеній у роботах [25, 48], використано каскад «аміак-етилен-метан (ПГ)». У першому циклі каскаду в компресорі К1 аміак стискається до необхідного тиску, потім охолоджується в теплообміннику ТО1, в який на охолодження аміаку подається вода. Одночасно з охолодженням аміаку в теплообміннику ТО1 він конденсується і рідина за допомогою дросельного вентиля дроселюється в конденсатор-випарник КІ1.

У другому циклі в компресорі К2 стискається етилен, який охолоджується в двох паралельно встановлених теплообмінниках ТО2 і ТО3.

низького тиску етилену, що виходять із теплообмінників TO2 і TO3, потім надходять на стиск компресора K2.

Метан, що виходить з теплообмінників TO4 і TO5, потім надходить на конденсацію в конденсатор-випарник KI2 за рахунок кипіння в цьому апараті рідкого етилену. Зріджений у конденсаторі-випарнику KI2 метан потім дроселюється у відділник рідини ОЖ, звідки зріджена частина метану у вигляді ЗПГ надходить споживачеві.

Таким чином, у першому циклі аміак, що випаровується, використовується для конденсації етилену в другому циклі, а етилен що випаровується – для конденсації метану, що циркулює в третьому циклі, і зріджуваного в циклі метану, що відводиться у вигляді потоку ЗПГ.

Визначення величин потоків, що циркулюють у кожному з циклів, було проведено для значень тисків кріопродуктів кожного з циклів, які наведені в роботах [25, 48] для оптимального режиму роботи такої каскадної установки.

При проведенні розрахункового аналізу гідравлічні втрати по лінії зворотних потоків газів, що виходять з апаратів KI1, KI2 та ОЖ, не враховувалися і приймалося, що кипіння аміаку, етилену та метану в них відбувається при $P = 0,1$ МПа.

Величина питомих холодовтрат була прийнята рівною $q_c = 4,0$ кДж/кг. Сумарний потік метану G , що складається з потоку, що циркулює в циклі, і зрідженої частини x , що відводиться з установки у вигляді LNG, був прийнятий 1 кг. Прийняті значення температур кипіння, конденсації і тисків конденсації наведені в табл. 4.2.

Таблиця 4.2 – Значення основних параметрів кріопродуктів, що використовуються у трикаскадній установці зрідження ПГ

Кріопродукт	Тиск конденсації, МПа	Температура конденсації, К	Температура кипіння, К	ΔT_x^* , К
NH ₃	1,0	298	239	–
C ₂ H ₄	1,86	243	169,4	4,0
CH ₄	2,45	172	111,5	2,0

Значення різниці температур між прямим і зворотним потоками на теплому кінці теплообмінників ТО2-ТО5 було прийнято рівним і становило 5К. Температура стислих кріопродуктів на виході з компресорів К1-К3 дорівнювала 300 К. Тоді відповідно до позначень потоків і вузлових точок циклів, наведених на рис. 4.1 частка рідини або коефіцієнт зрідження x природного газу на виході з віддільника рідини ОЖ складе

$$x = \frac{i_{16} - i_{15}}{i_{16} - i_0}. \quad (4.1)$$

У даному випадку $x = G_{зпг}$, а частка пари $G_{CH_4}^n$. Величина циркуляційного потоку може бути визначена із спільного рішення рівнянь теплового балансу теплообмінників ТО4 і ТО5

$$G_{CH_4} (i_{12} - i_{13}) + q_c^{CH_4} = G_{CH_4}^n (i_{17} - i_{16}) + n G_{C_2H_4} (i_{11} - i_{10}) \quad (4.2)$$

і теплового балансу конденсатора-випарника КИ2

$$G_{C_2H_4} (i_{10} - i_8) = G_{CH_4} (i_{13} - i_{14}). \quad (4.3)$$

При розв'язанні рівнянь (4.2) і (4.3) визначаються величина потоку та ентальпія потоку метану i_{13} на виході з теплообмінників ТО4 та ТО5. При цьому приймається частка потоку C_2H_4 , що дорівнює n , яка направляєється з конденсатора-випарника КИ2 теплообмінник ТО4. В даному випадку величина n була прийнята рівною 0,5.

Визначення кількості аміаку, що циркулює в аміачному циклі, проводиться із спільного рішення рівнянь теплового балансу теплообмінників ТО2 та ТО3

$$G_{C_2H_4} (i_6 - i_7) + q_c^{C_2H_4} = G_{NH_3} (i_5 - i_4) + (1 - n) G_{C_2H_4} (i_{11} - i_{10}) \quad (4.4)$$

та теплового балансу конденсатора-випарника КИ1

$$G_{C_2H_4} (i_7 - i_8) = G_{NH_3} (i_4 - i_3). \quad (4.5)$$

При спільному розв'язанні рівнянь (4.4) і (4.5) визначаються величина потоку та ентальпія потоку етилену i_7 на виході з теплообмінників ТО2 та ТО3.

Витрата охолоджуючої води, що витрачається в теплообміннику ТО1 на охолодження та конденсацію аміаку, визначається з рівняння теплового балансу теплообмінника ТО1, який без урахування теплоприпливу з навколишнього середовища має такий вигляд:

$$G_{\text{H}_2\text{O}}(i_{18} - i_{19}) = G_{\text{NH}_3}(i_1 - i_2). \quad (4.6)$$

У табл. 4.3 наведено параметри всіх вузлових точок для потоків, що проходять в окремих циклах каскаду.

Таблиця 4.3 – Параметри вузлових точок для потоків окремих циклах каскаду

Кріопродукт цикла	Точки	Тиск, МПа	Температура, К	Ентальпія, кДж/кг
NH ₃	1	1,0	300	1470,5
	2	1,0	298	297,3
	3	0,10	239	297,3
	4	0,10	239	1400,6
	5	0,10	295	1524,1
C ₂ H ₄	6	1,86	300	635,8
	7	1,86	243	513,4
	8	1,86	243	188,4
	9	0,10	169,3	188,4
	10	0,10	169,3	481,5
	11	0,10	295	656,9
CH ₄	12	2,45	300	1176,9
	13	2,45	185,1	886,6
	14	2,45	171,3	524,3
	15	0,10	111,4	524,3
	16	0,10	111,4	796,1
	17	0,10	295	1189,1
	0	0,10	111,4	285,6

В результаті проведених розрахунків матеріальні потоки, що циркулюють в етиленовому та аміачному циклах, рівні

$$G_{\text{C}_2\text{H}_4} = 1,236 \text{ кг і } G_{\text{NH}_3} = 0,364 \text{ кг при } G_{\text{CH}_4} = 1 \text{ кг}.$$

Витрата води, що надходить на охолодження та конденсацію аміаку, визначається з теплового балансу теплообмінника ТО1, який має такий вигляд:

$$G_{\text{NH}_3} (i_1 - i_2) = G_{\text{H}_2\text{O}} C_{\text{H}_2\text{O}} \Delta T_{\text{H}_2\text{O}},$$

де $\Delta T_{\text{H}_2\text{O}}$ – різницю температури води між виходом та входом у теплообмінник ТО1.

При температурі входу H_2O , рівній 293 К, и виходу 298 К, $\Delta T_{\text{H}_2\text{O}} = 5$ К, $G_{\text{H}_2\text{O}}$ складе 20,4 кг.

Питомі витрати енергії на зрідження метану в цьому випадку складаються з трьох складових: $l_{\text{уд}} = l_{\text{NH}_3} + l_{\text{C}_2\text{H}_4} + l_{\text{CH}_4}$, де l_{NH_3} , $l_{\text{C}_2\text{H}_4}$, l_{CH_4} – питомі витрати енергії відповідно у циклах NH_3 , C_2H_4 и CH_4 на зрідження метану (ПГ), кВт·ч/кг ЗПГ. При значенні ізотермічного ККД для компресорів кожного циклу, рівного 0,6, $l_{\text{уд}} = 0,819 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{кг СПГ}}$.

У роботі [25] розглянуті різні модифікації установок такого типу, що включають більше каскадів, а також каскадних циклів з різними комбінаціями холодоагентів, наприклад, "пропан-етан-метан" або "вода-аміак-етилен-метан" та ін. У роботі [49] наведено розрахунок одного з можливих варіантів каскадної установки, що включає цикли пропану, етилену і метану, де кожен цикл працює при декількох значеннях тисків холодоагенту.

Аналізуючи ефективність установок такого типу автори роботи [25] приходять до висновку, що їх відрізняють підвищена складність, громіздкість обладнання, необхідність наявності кількох холодоагентів, але незважаючи на порівняно високий коефіцієнт зрідження та низькі енергетичні витрати все вищесказане істотно здорожує установку. У зв'язку з цим схема зрідження ПГ може бути виправдана лише при великій продуктивності заводу при тиску газу, що надходить в установку, порядку 0,15 МПа.

У роботі [25], де розглядається можливість використання різних кріогенних циклів для зрідження метану, наводяться дані різних варіантів застосування каскадного циклу зрідження. Зокрема зазначено, що у 1959 р.

Ж. Лур'є запропонував одне із варіантів каскадного циклу зрідження ПГ, який включав 7 каскадів – холодильних циклів на пропані, етані і метані. У цьому циклі пропан конденсується водою або повітрям, охолоджуючи природний газ до $T = 236 \text{ K}$, і конденсує етан. Етан охолоджується до 190 K і конденсує метан. Метан зріджує ПГ при $T = 116 \text{ K}$, за якої зберігається у зрідженому вигляді.

Можуть бути використані інші комбінації речовин, наприклад "вода-аміак-етилен-метан" або "вода-пропан-етилен-метан-азот".

Однак незважаючи на наявність малої незворотності окремих процесів, що забезпечує відносно низькі енергетичні витрати на зрідження ПГ, каскадний цикл відрізняють достатня складність і громіздкість обладнання, що пов'язано з необхідністю мати кілька робочих речовин для його реалізації.

Робочою речовиною однопотокowego циклу (рис. 4.2) є суміш азоту, метану, етилену та пропану. Ця суміш стискається в турбо-компресорі ТК та охолоджується водою у водяному холодильнику ВХ. В результаті охолодження конденсується частина суміші, в основному складається з пропану. Утворений конденсат відокремлюється у відділі рідини ОЖ1 і потім охолоджується в теплообміннику ТО1 з подальшим дроселюванням міжтрубний простір цього апарату. На вході в теплообмінник ТО1 цей потік змішується зі зворотним потоком, що виходить із теплообмінника ТО2, і охолоджує прямі потоки, що надходять на теплообмінник ТО1. Після виходу з теплообмінника ТО1 зворотний потік надходить на стиск турбо-компресор ТК. З циркулюючої в установці суміші після охолодження теплообміннику ТО1 частково конденсуються етилен і пропан і надходять на відділення в відділ рідини ОЖ2.

З відділювача рідини ОЖ2 рідина надходить на переохолодження в теплообмінник ТО2, по виході з нього дроселюється в міжтрубний простір теплообмінника ТО2 і до неї під'єднується зворотний потік суміші, що виходить з теплообмінника ТО3.

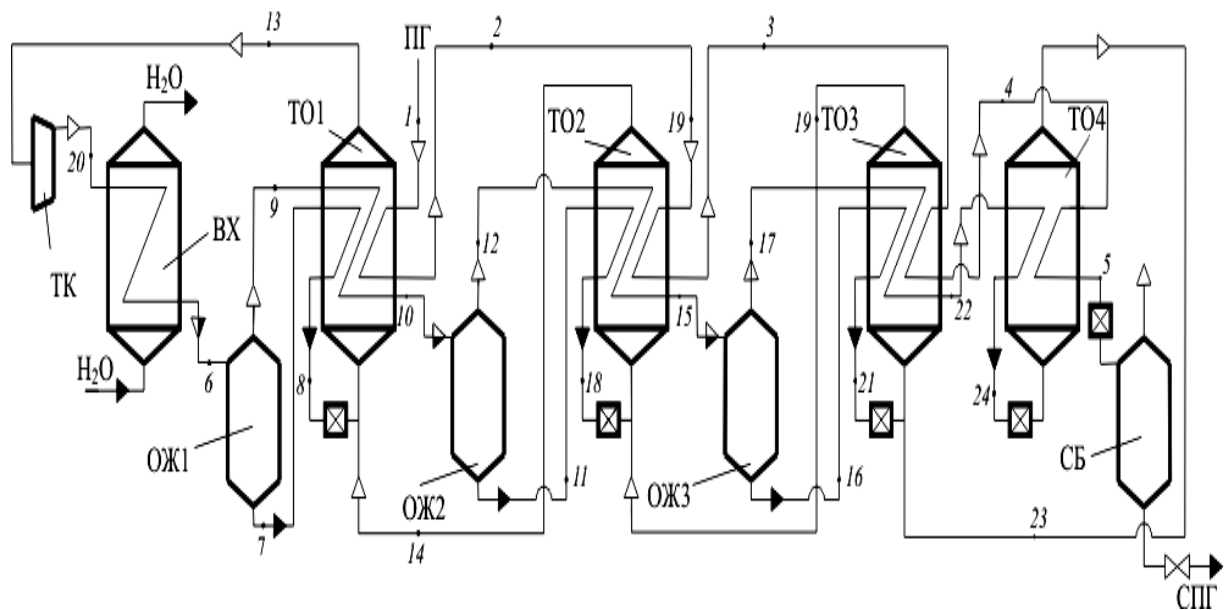


Рисунок 4.2 – Принципова схема установки зрідження ПГ, що працює за однопоточним каскадним циклом: ТК – турбокомпресор; ВХ – водяний холодильник; ТО1, ТО2, ТО3, ТО4 – теплообмінники; ОЖ1, ОЖ2, ОЖ3 – відокремлювачі рідини; СБ – збірник рідини

Прямий потік суміші, охолодженої теплообміннику ТО2, у якому при охолодженні частково конденсуються етилен і метан, надходить у відділник рідини ОЖ3, звідки зріджений потік суміші подається на переохолодження теплообмінник ТО3. Переохолоджена рідина по виході з цього апарату дроселюється, змішується зі зворотним потоком, що виходять з теплообмінника ТО4, і надходить у теплообмінник ТО3 для охолодження прямих потоків, що проходять через цей апарат. З прямого потоку в теплообміннику ТО3, при його охолодженні, конденсуються метан і залишок етилену і потім цей потік переохолоджується в теплообміннику ТО4, по виході з якого дроселюється в його міжтрубний простір. Цей потік по виході з теплообмінника ТО4 послідовно проходить через теплообмінники ТО3-ТО1, змішуючись при вході в кожен з них з потоком конденсованої суміші після її дроселювання, і потім сумарний потік суміші надходить на стиск в турбо-компресор ТК.

Природний газ послідовно охолоджується в теплообмінниках ТО1-ТО4 і дроселюється у збірник рідини СБ. Зі збірки несподівана частина надходить на спалювання, а LNG – споживачеві.

Зазвичай розрахунок установок такого типу будується з припущення циркуляції питомої витрати суміші, рівного $V=1$ моль. В результаті розрахунку визначається питома величина ЗПГ, яка може бути цільовим продуктом виведена з установки споживачеві.

Нижче наведена послідовність такого розрахунку стосовно прикладу, де циркуляційний газ був сумішшю N_2 , CH_4 , C_2H_4 і C_3H_8 . Молярний склад циркуляційної суміші становить, моль: $CH_4 - 0,36$; $C_2H_4 - 0,12$; $C_3H_8 - 0,5$; $N_2 - 0,02$. Тиск суміші після турбокомпресора дорівнює 3,0 МПа, а тиск ПГ, що подається на зрідження, – 4,0 МПа. Природний газ приймається у вигляді чистого метану. Температури по виходу з водяного холодильника та теплообмінників ТО1–ТО4 циркулюючої суміші та ПГ наведені в табл. 4.4. Там же наведено значення констант фазової рівноваги окремих компонентів циркуляційної суміші при цих температурах. Значення недорекуперації на теплому кінці теплообмінників прийнято рівним 5 К.

Таблиця 4.4 –Значення констант фазової рівноваги при $P = 3,0$ МПа для компонентів циркуляційної суміші після виходу з ВХ та ТО1–ТО4

Компонент суміші	Константи фазової рівноваги			
	303 К	238 К	178 К	120 К
CH_4	5,4	2,6	0,8	0,1
C_2H_4	1,8	0,65	0,09	0
C_3H_8	0,4	0,067	0	0
N_2	–	–	–	0,75

Суміш, що циркулює в циклі, послідовно проходить водяний холодильник ВХ і теплообмінники ТО1-ТО4. При цьому в кожному із цих теплообмінних апаратів здійснюється часткова конденсація суміші з утворенням конденсату. Процесом часткової конденсації є прямоточна

конденсація, і величина конденсату визначається кінцевою температурою охолодження суміші в теплообміннику.

Відповідно до методики розрахунку цього процесу, яка наведена в роботі [20], приймається кількість конденсату L , одержуваного після охолодження потоку циркуляційної суміші в теплообмінному апараті, який потім відокремлюється у відповідному відділнику рідини. За рівнянням (4.7), виходячи зі складу суміші, що надходить в обчислюваний теплообмінний апарат, з використанням констант фазової рівноваги визначається частка кожного компонента l_i в конденсаті. Перевіркою правильності прийнятого значення L є виконання рівності, у якому $L = \sum_1^n l_i$. Якщо це рівність не дотримується, то приймається нове значення L і розрахунок повторюється до отримання нового значення та його порівняння з другим значенням L , прийнятим для розрахунку.

Визначення значень l_i проводиться за наступною залежністю:

$$l_i = \frac{m_i}{1 + K_i \frac{B-L}{L}}, \quad (4.7)$$

де m_i – кількість i -го компонента в суміші, що надходить у відповідний теплообмінний апарат.

Дані за результатами розрахунку величини L , одержуваної у водяному холодильнику ВХ при охолодженні в ньому суміші, що розділяється при $P_{\text{см}} = 3,0$ МПа, значеннях $m_{\text{CH}_4} = 0,36$ моль; $m_{\text{C}_2\text{H}_4} = 0,12$ моль, $m_{\text{C}_3\text{H}_8} = 0,5$ моль та виділеної у відділнику рідини ОЖ1, наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5 – Зведені дані щодо розрахунку процесу прямотної конденсації у водяному холодильнику

Вихідні дані для розрахунку		$A_i = 1 + K_i \frac{B-L}{L}$			$l_i = \frac{m_i}{A_i}$, моль			$\sum l_i$	$\Delta = L - \sum l_i$
L , моль	$\frac{B-L}{L}$	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈		
0,4	1,5000	9,1	3,7	1,6	0,03956	0,03243	0,3125	0,38449	0,01551
0,3	2,3333	13,5998	5,1999	1,9333	0,02647	0,02308	0,25862	0,30817	-0,00817
0,3345	1,98954	11,7435	4,5812	1,7958	0,03066	0,02619	0,27843	0,3353	-0,0008

Після розрахунку при прийнятих значеннях $L_1 = 0,4$ моль и $L_2 = 0,3$ моль дійсне значення L визначається залежно від

$$L = \frac{L_1 \Delta_2 - L_2 \Delta_1}{\Delta_2 - \Delta_1}. \quad (4.8)$$

У рівняння (4.8) Δ_1 і Δ_2 підставляються з тим знаком, з яким вони отримані з розрахунку. Після цього проводиться перевірочний розрахунок величини L . При цьому Δ має дорівнювати нулю. У разі значення $\Delta = -0,0008$, тобто величина, близька до нуля, тому подальше уточнення величини L немає сенсу. Остаточне значення L приймається рівним $0,3353$ моль.

Виходячи з отриманого значення L , розраховується концентрація кожного компонента в конденсаті, яка дорівнює

$$x_i = \frac{l_i}{L}. \quad (4.9)$$

Потім визначається кількість залишкового газу, яке дорівнює кількості суміші, що надходить у наступний теплообмінник, де для ТО1

$$B^I = \sum m_i^I, \quad m_i^I = m_i - l_i. \quad (4.10)$$

Концентрація компонентів у газовій суміші залишкового газу B^I , що виходить з відокремлювача рідини ОЖ1, буде рівна

$$y_i = \frac{m_i - l_i}{B - L}. \quad (4.11)$$

Потім визначається маса кожного компонента в залишковому газі та конденсаті

$$G_{\kappa_i} = l_i M_i; \quad (4.12)$$

$$G_{n_i} = m_i^I M_i. \quad (4.13)$$

Зведені дані, розраховані за рівняннями (4.7)-(4.13) для парової та рідкої фаз, що відводяться з відділників рідини ОЖ1-ОЖ3, наведені в табл. 4.6.

Кількість теплоти, що забирається при охолодженні 1 кг ПГ в теплообміннику ТО1, становить:

$$q_{\text{CH}_4} = i_1 - i_2 = 1161,70 - 1001,65 = 160,05 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}}, \quad (4.14)$$

Таблиця 4.6 – Зведені дані щодо визначення матеріальних потоків, що виходять з водяного холодильника та теплообмінників ТО1–ТО3

Ком-понент	m_i , МОЛЬ	L , МОЛЬ	l_i , МОЛЬ	x_i , МОЛЬ МОЛЬ	y_i , МОЛЬ МОЛЬ	B , МОЛЬ	G_{K_i} , КГ	G_{n_i} , КГ
<i>Водяний холодильник</i>								
CH ₄	0,37		0,03065	0,09143	0,49546		0,4907	5,2694
C ₂ H ₄	0,11		0,02618	0,07812	0,14113		0,7335	2,6262
C ₃ H ₈	0,51	0,3354	0,27844	0,83038	0,33331	0,6646	12,2515	9,7484
N ₂	0,02		0	0	0,03008		0	0,5612
Σ	1,00		0,3354	0,99993	1,0000		13,4757	18,2044
<i>Теплообмінник ТО1</i>								
CH ₄	0,32933		0,11953	0,30133	0,78253		1,91265	3,3568
C ₂ H ₄	0,09382		0,06521	0,16434	0,10675		1,8257	0,80108
C ₃ H ₈	0,22156	0,39662	0,21197	0,53434	0,03578	0,26797	9,32713	0,42196
N ₂	0,021		0	0	0,07464		0	0,560
Σ	0,66473		0,39672	1,0000	0,9998		13,06537	5,13984
<i>Теплообмінник ТО2</i>								
CH ₄	0,2097		0,14615	0,7987	0,74889		2,33857	1,01825
C ₂ H ₄	0,02862		0,02726	0,1491	0,01576		0,76355	0,03753
C ₃ H ₈	0,00958	0,18302	0,00958	0,0523	0	0,08497	0,42197	0
N ₂	0,021		0	0	0,23534		0	0,562
Σ	0,2671		0,18301	1,0000	1,0000		3,52407	1,61576
<i>Теплообмінник ТО3</i>								
CH ₄	0,063645		0,06365	0,7488	0		1,01825	0
C ₂ H ₄	0,00133		0,00133	0,0157	0		0,03753	0
C ₃ H ₈	0	0,08497	0	0	0	0	0	0
N ₂	0,022		0,021	0,2354	0		0,561	0
Σ	0,08496		0,08497	1,0000	0		1,61575	–

де параметри точок 1 і 2, а також усіх вузлових точок потоків, що проходять через теплообмінні апарати ТО1-ТО4.

Кількість теплоти, що забирається в теплообміннику ТО1 від рідкої суміші при охолодженні від T_7 до T_8 ,

$$q_{ж} = \sum_1^3 C_{p8} G \Delta T = 3,3363 \cdot 0,4903 \cdot 62 + 2,6 \cdot 0,7335 \cdot 62 + 2,2 \cdot 12,2513 \cdot 62 = 1890,84 \text{ кДж}, \quad (4.15)$$

де C_{p8} – теплоємність i -го компонента конденсату в точці 8;

ΔT – різниця температур на вході та виході рідкої суміші з теплообмінника ТО1, К.

Кількість теплоти, що віднімається при конденсації та охолодженні газової фази в теплообміннику ТО1, що виходить з відокремлювача рідини ОЖ1

$$q_{\text{ж}} = \sum_1^4 G_{i_9} i_{i_9} - \sum_1^4 (G_{i_{11}} i_{i_{11}} + G_{i_{12}} i_{i_{12}}) = (5,2693 \cdot 1186,73 + 2,6264 \cdot 659,3 + 9,7485 \cdot 502,33 + 0,57 \cdot 558,78) - (1,91263 \cdot 1053,42 + 1,8255 \cdot 565,2 + 9,32713 \cdot 41,85 + 3,3567 \cdot 1030,37 + 0,80107 \cdot 576,63 + 0,42195 \cdot 435,35 + 0,55 \cdot 493,75) = 5377,01 \text{ кДж.} \quad (4.16)$$

Теплове навантаження при кипінні суміші складу, що відповідає точці 8

$$q_0 = \sum_1^3 G_{i_8} i_{i_8} - \sum G_{i_8} i_8 = (0,4906 \cdot 1189,11 + 0,7336 \cdot 653,0 + 12,2514 \cdot 535,8) - (0,4906 \cdot 1062,65 + 0,7336 \cdot 573,48 + 12,2514 \cdot 41,86) = 6171,83 \text{ кДж.} \quad (4.17)$$

Теплове навантаження по зворотному потоку, що проходить через ТО1,

$$q_{\text{о.п}} = \sum_1^4 C_{p_i} (T_{13} - T_{14}) G_{i_{14}} = 2,10 \cdot 62 \cdot 5,2694 + 1,34 \cdot 62 \cdot 2,6264 + 1,63 \cdot 62 \cdot 9,7486 + 1,08 \cdot 62 \cdot 0,56 = 2026,97 \text{ кДж.} \quad (4.18)$$

Холодопродуктивність, яку можна використовувати в теплообміннику ТО1 для охолодження ПГ,

$$Q_0 = (q_0 + q_{\text{о.п}}) - (q_{\text{ж}} + q_{\text{к}}) = (6171,83 + 2026,97) - (1890,83 + 5377,02) = 930,95 \text{ кДж.}$$

Кількість зрідженого ПГ, яке можна охолодити в теплообміннику ТО1 з 300 К до $T = 238 \text{ К}$ при $P = 4,0 \text{ МПа}$:

$$G_{\text{CH}_4}^1 = \frac{Q_0}{q_{\text{CH}_4}} = \frac{930,95}{160,05} = 5,817 \text{ кг.}$$

Зведені дані щодо розрахунку інших теплообмінників наведені в табл. 4.7.

Масова частка кожного з компонентів суміші, що використовується в однопоточному циклі, визначається за рівнянням

$$y_i^{\text{м}} = \frac{y_i M_i}{\sum_1^4 y_i M_i}, \quad (4.19)$$

Таблиця 4.7. Зведені дані щодо розрахунку теплообмінників ТО2–ТО4 зріджувача ПГ

Величина	Розрахункове рівняння	Значення	Розмірність
<i>Теплообмінник ТО2</i>			
q_{CH_4}	$i_2 - i_3$	445,76	кДж/кг
$q_{\text{ж}}$	$\sum_1^3 C_{p_i} (T_{11} - T_{18}) G_{i_{11}}$	1894,67	кДж
$q_{\text{к}}$	$\sum_1^4 G_{i_{12}} i_{i_{12}} - \sum_1^3 (G_{i_{16}} i_{i_{16}} + G_{i_{17}} i_{i_{17}})$	1277,62	кДж
q_0	$\sum_1^4 G_{i_{18}} i_{i_{14}} - \sum_1^3 G_{i_{18}} i_{i_{18}}$	6010,04	кДж
$q_{\text{о.п}}$	$\sum_1^4 C_{p_i} (T_{14} - T_{19}) G_{i_{19}}$	567,72	кДж
Q_0	$(q_0 + q_{\text{о.п}}) - (q_{\text{ж}} + q_{\text{к}})$	3405,47	кДж
G_{CH_4}	Q_0 / q_{CH_4}	7,640	кг

Закінчення табл. 4.7

Величина	Розрахункове рівняння	Значення	Розмірність
<i>Теплообмінник ТО3</i>			
q_{CH_4}	$i_3 - i_4$	235,35	кДж/кг
$q_{\text{ж}}$	$C_{p_i} (T_{16} - T_{21}) G_{i_{16}}$	616,84	кДж
$q_{\text{к}}$	$\sum_1^3 G_{i_{17}} i_{i_{17}} - \sum_1^3 G_{i_{22}} i_{i_{22}}$	611,36	кДж
q_0	$\sum_1^3 G_{i_{19}} i_{i_{19}} - \sum_1^3 G_{i_{21}} i_{i_{21}}$	2053,42	кДж
$q_{\text{о.п}}$	$\sum_1^3 C_{p_i} (T_{19} - T_{23}) G_{i_{23}}$	151,59	кДж
Q_0	$(q_0 + q_{\text{о.п}}) - (q_{\text{ж}} + q_{\text{к}})$	976,81	кДж
G_{CH_4}	Q_0 / q_{CH_4}	4,15	кг
<i>Теплообмінник ТО4</i>			
q_{CH_4}	$i_4 - i_5$	67,08	кДж/кг
$q_{\text{ж}}$	$\sum_1^3 C_{p_i} (T_{22} - T_{24}) G_{i_{22}}$	96,03	кДж
q_0	$\sum_1^3 G_{i_{24}} i_{i_{23}} - \sum_1^3 G_{i_{24}} i_{i_{24}}$	836,49	кДж
Q_0	$q_0 - q_{\text{ж}}$	740,46	кДж
G_{CH_4}	Q_0 / q_{CH_4}	11,04	кг

де M_i – молекулярна маса i компонента суміші; y_i – мольна доля i -го компонента суміші.

$$\begin{aligned} \text{Тоді } y_{\text{CH}_4}^{\text{M}} &= \frac{y_{\text{CH}_4} M_{\text{CH}_4}}{\sum_1^4 y_i M_i} = \frac{0,36 \cdot 16}{0,36 \cdot 16 + 0,12 \cdot 28 + 0,5 \cdot 44 + 0,02 \cdot 28} = \\ &= 0,1818 \text{ кг/кг суміші.} \end{aligned}$$

Для наступних компонентів

$$y_{\text{C}_2\text{H}_4}^{\text{M}} = 0,1061; y_{\text{C}_2\text{H}_6}^{\text{M}} = 0,6944; y_{\text{N}_2}^{\text{M}} = 0,0177 \text{ кг/кг суміші.}$$

Молярна маса суміші

$$\begin{aligned} M_{\text{CH}} &= \sum_1^4 M_i y_i^{\text{M}} = 16 \cdot 0,1818 + 28 \cdot 0,1061 + \\ &+ 44 \cdot 0,6944 + 28 \cdot 0,0177 = 35,93 \text{ кг/моль.} \end{aligned}$$

Кількість газової суміші, що циркулює в циклі,

$$G_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{G_{\text{CH}_4}^{\text{cp}}} = \frac{35,93}{7,16} = 5,02 \text{ кг,}$$

де $G_{\text{CH}_4}^{\text{cp}}$ – середньоарифметичне значення очікуваного ПГ

$$G_{\text{CH}_4}^{\text{cp}} = \frac{5,817 + 7,640 + 4,15 + 11,04}{4} = 7,16 \text{ кг.}$$

У зв'язку з тим, що кількість ПГ, що проходить через кожен з теплообмінників ТО1–ТО4, має бути одне й те саме, то по отриманому значенню повинен бути зроблений перерахунок шляхом підбору нового складу суміші, що циркулює в циклі. У даному випадку цей перерахунок не виконаний і $G_{\text{CH}_4} \approx G_{\text{CH}_4}^{\text{cp}}$

Тоді питомі витрати енергії на зрідження 1 кг метану складають

$$l = \frac{G_{\text{см}} T_6 R \ln P_1 / P_0}{M_{\text{см}} \eta_{\text{из}}} = \frac{5,02 \cdot 300 \cdot 8,134 \ln 3,0 / 0,1}{35,93 \cdot 0,6} = 1932,7 \text{ кДж/кг,}$$

або 0,5367 кВт·ч/кг ЗПГ.

Ізотермічний ККД компресора з прийнятий рівним 0,6.

4.2. Утилізація холоду зрідженого природного газу при регазифікації

Зазвичай регазифікація ЗПГ здійснюється випаровуванням і підігрівом утвореного газу повітрям, газом, водою або паром, залежно від обсягу газу, що регазифікується, і шляхи подальшого використання ПГ.

Однак у цьому випадку не використовується значна кількість холоду, що міститься у ЗПГ. Якщо вважати, що ЗПГ цілком складається з метану, то втрачається кількість теплоти, яке може бути відібрано від об'єкта охолодження за рахунок прихованої теплоти пароутворення, яка при $P = 0,1$ МПа становить 510,5 кДж/кг. Крім того, може бути корисно використаний той холод, який акумульований в парах метану при їх підігріві від стану насиченої пари до температури, близької до температури навколишнього середовища. Якщо прийняти умову, що пари CH_4 при $P = 0,1$ МПа будуть підігріті до $T = 300$ К, то тоді за даними роботи [3],

$$q_{\text{п}} = i_{300} - i'' = 1200,23 - 796,1 = 404,13 \text{ кДж/кг} \quad (4.20)$$

Повна кількість теплоти, яку можна відібрати при випаровуванні та підігріві до $T = 300$ К одного кілограма CH_4 , складе

$$q_0 = r + q_{\text{п}} = 510,5 + 404,13 = 914,63 \text{ кДж/кг}. \quad (4.21)$$

Така кількість холоду може бути утилізована в різних галузях промисловості, де виробничі процеси побудовані на використанні техніки низьких температур.

Можливі напрями утилізації холоду ЗПГ розглядаються у низці робіт [3–18], де поруч із передбачуваними проектами обговорюються і результати, отримані під час реалізації деяких із них.

З цих напрямків можуть бути зазначені такі, як використання холоду СПГ, що регазифікується: на установках опріснення морської води методом виморожування; на заводах із виробництва NH_3 ; для заморожування та зберігання харчових продуктів [7, 19, 20]; для заморожування ґрунту при будівництві та прокладанні доріг та тунелів; при переробці брухту-сировини (пластмас, гумових покришок і т. п.), яка при охолодженні стає крихкою і

легко подрібнюється; при виробництві CO_2 та сухого льоду; в енергетичних установках для вироблення електроенергії та тепла, а також для охолодження води та конденсації пари на теплових електростанціях; для охолодження гіперпровідних та надпровідних ліній електропередач (ЛЕП); при поділі водневмісних газів етиленових виробництв для виділення етилену та очищення водню; при низькотемпературному поділі повітря з отриманням O_2 , N_2 і Ar , а також їх зрідженні при отриманні на ВРУ в газоподібному вигляді за рахунок холоду ЗПГ, що регазифікується. У всіх вищеперелічених методах утилізація холоду ЗПГ дозволяє підвищити ефективність основного технологічного процесу за рахунок зниження енерговитрат або підвищення енерговіддачі.

В даний час успішно експлуатується і розробляється ряд енергетичних установок, в яких вироблення електроенергії проводиться за допомогою замкнутого циклу, що використовує холод, одержуваний при регазифікації ЗПГ [21, 22, 23]. створена фірмами SNAM Progetti (Італія) та Brown Boveri and Cie (Швейцарія) [22, 24, 25]. У замкнутому циклі в якості робочого тіла використовується газоподібний N_2 , який охолоджується у випарнику ЗПГ приблизно до 140 К, стискається в низькотемпературному компресорі і після проходження через рекуператор і підігрівач розширюється в газовій турбіні. При потужності установки 44 МВт витрата ЗПГ, що надходить на регазифікацію становить 210 т/год.

Аналогічна схема системи, що призначена для вироблення електроенергії, наведена в каталозі [5], показана на рис. 4.3.

Розробляються і більш потужні установки такого типу, що дозволяють регазифікувати до 5 млрд m^3 /рік газу, що виходить з випарника при $T = 283 \text{ K}$ і $P = 7 \text{ МПа}$, що забезпечують отримання 150 МВт електроенергії [26].

Очевидно, що найбільший ступінь утилізації холоду ЗПГ буде досягатися в тих випадках, коли є можливість найбільш ефективно використовувати низькотемпературний холод ЗПГ. Це підтверджується і

результатами, отриманими в роботах [4, 5, 11, 27], де проведено оцінку ефективності використання холоду ЗПГ у деяких технологічних процесах.

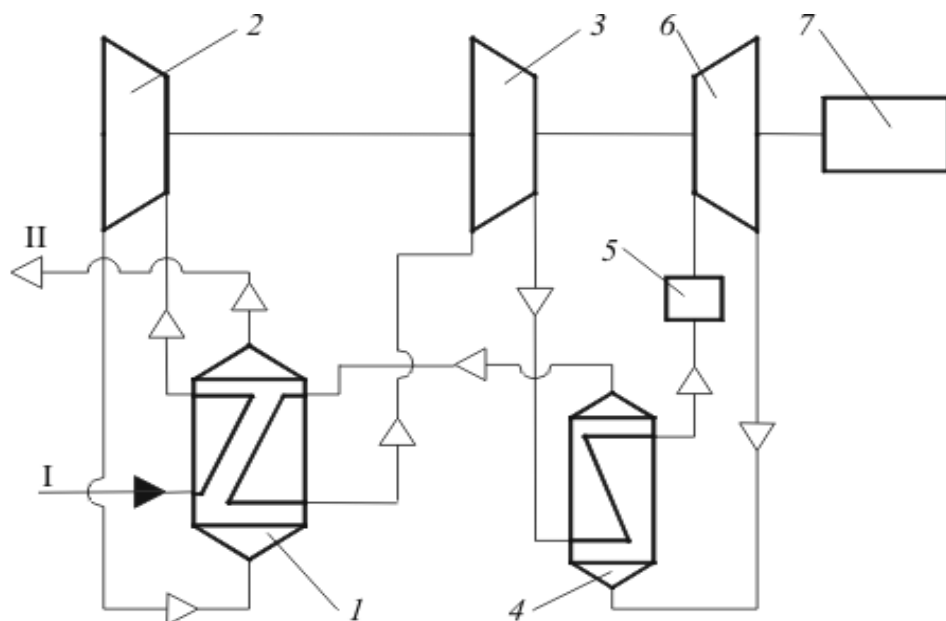


Рисунок 4.3 – Принципова схема системи для вироблення електроенергії із застосуванням ЗПГ: 1 – ЗПГ; II – ПГ; 1 - випарник-підігрівач ПГ; 2 – турбодетандер ПГ; 3 - низькотемпературний азотний турбокомпресор; 4 – рекуперативний теплообмінник; 5 – нагрівач; 6 – азотна турбіна; 7 – генератор

Так, величина роботи (кВт·ч/кг), яка може бути додатково отримана або зекономлена в різних процесах при утилізації холоду 1 кг ЗПГ, за даними статті [4] становить: при низькотемпературному поділі повітря з отриманням рідких O_2 і N_2 – 0,694; при полімеризації ізобутилену – 0,171; при регазифікації ЗПГ в енергетичній установці та одержанні роботи при температурі CH_4 перед турбіною 240 °С, тиску 10 МПа і кінцевому тиску 0,3 МПа – 0,089; для депарафінізації олій – 0,079; при отриманні холодоносія з температурою 258 К – 0,056 і для конденсації пари теплових електричних станцій – 0,004.

Можливість щодо повної утилізації холоду ЗПГ у повітророзділювальних та газорозділювальних кріогенних установках підтверджується і даними, наведеними в табл. 4.8.

Таблиця 4.8 – Температури конденсації та кількості теплоти, що забирається при зрідженні 1 кмоль деяких криопродуктів з початкового температурного рівня $T_{o.c} = 300\text{ K}$

Значення величини при $P = 0,101\text{ МПа}$	Криопродукт					
	Повітря	Кисень	Аргон	Азот	Етилен	Метан
Кількість теплоти, що відбирається при охоложенні від $T_{o.c}$ до T_k , кДж/кмоль	6490	6215	4510	6545	5110	6390

Закінчення табл. 4,5

Значення величини при $P = 0,101\text{ МПа}$	Криопродукт					
	Повітря	Кисень	Аргон	Азот	Етилен	Метан
Температура конденсації T_k , К	78,8– 81,8	90,19	87,29	77,36	169,37	111,67
Теплота конденсації, кДж/кмоль	5942	6810	6450	5560	6310	8200
Сумарна кількість теплоти, що, кДж/кмоль	12432	13025	10960	12105	11420	14590

Висновки до розділу VI

1. Обґрунтовано доцільність реалізації малотоннажної технології виробництва LNG. Використання заводів малотоннажного виробництва дозволяє вирішувати завдання щодо газопостачання регіонів у найкоротші терміни та з мінімальними капітальними вкладеннями. Вирішальним фактором для впровадження міні-заводів є потреба забезпечення доступності природного газу для віддалених населених пунктів.

2. Обґрунтовано доцільність реалізації малотоннажної технології виробництва LNG, засновану на однопоточному каскадному циклі. За рахунок запропонованої системи можливо знизити питомі енерговитрати на 14,36%. (Завод продуктивністю 2 т/годину матиме питоме енергоспоживанням 719,35 кВт·ч/т LNG.)

3. Обґрунтовано параметри енергоощадного процесу регазифікації LNG в місці його споживання.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

1. Проведено комплексне технічне дослідження щодо вдосконалення світової LNG -індустрії, на підставі якого визначено можливі перспективи розвитку цієї галузі. Встановлено, що в структурі розташування місць видобутку та споживання природного газу переважним є морський транспорт.

2. Проведено аналіз існуючих технологій виробництва LNG, розглянуто їх техніко-економічні показники, що дозволило виявити можливості застосування окремих технологій залежно від напрямку подальшого використання LNG (далекий транспорт газу, регулювання нерівномірностей споживання газу).

3. Встановлено передумови виникнення нових технологій підготовки газу до зрідження та вдосконалення технологій виробництва LNG залежно від властивостей видобутого газу, а також від впливу кліматичних особливостей районів розташування заводів ЗПГ.

4. Проведено аналіз розвитку різних типів ємностей зберігання LNG на основі якого виявлено перевагу ізотермічних ємностей. Досліджено проблеми зберігання LNG в ізотермічних сховищах, а також особливості виникнення в них аварійних режимів.

5. У процесі аналітичного дослідження було встановлено, що застосування того чи іншого циклу, а також апаратурне оформлення кріогенної установки залежить від великої кількості факторів. Головні з них:

- необхідна холодопродуктивність;
- простота технологічної схеми процесу зрідження;
- вартість одиниці холоду;
- надійність роботи установки.

6. Установки з дросельними циклами відрізняються простотою та надійністю в роботі, внаслідок чого широко поширені у виробництві холоду та зріджених газів. Однак через низьку економічність ці установки придатні лише для отримання холоду в невеликих кількостях (частка одержуваної

рідини не перевищує 16,5%). Проте технології, засновані на циклі Лінде, застосовуються досить активно.

7. Установки з детандерними циклами найефективніші, переважно в малотоннажному виробництві LNG. Більше того, енергоефективність установок підвищується за рахунок застосування детандерних агрегатів, що підвищує привабливість застосування цієї технології.

8. Комбіновані цикли з використанням дросельно-детандерного циклу та попереднім охолодженням мають особливе місце у практиці зрідження. Ефективність таких установок є достатньо виправданою. Незважаючи на складну технологічну схему процесу, такі цикли досить поширені.

9. В роботі також обґрунтовано доцільність реалізації малотоннажної технології виробництва LNG, засновану на азотному циклі, але, з метою збільшення холодопродуктивності, з додаванням контуру CO₂. За рахунок запропонованої системи можливо знизити питомі енерговитрати на 14,36%. (Завод продуктивністю 2 т/годину матиме питоме енергоспоживанням 719,35 кВт·ч/т LNG.)

Atrepatrya

1. Alva, A., The Outlook for Energy: A view to 2040, 2011, p. 43.
2. Statistical Review of World Energy, 2018; 67th. [Available from: www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-world-energy.html].
3. Amano, S., et al., LNG: An eco-friendly cryogenic fuel for sustainable development. *Applied Energy*, 2011, 88(12): p. 4264-4273.
4. Amano, T., M. Furukawa, and H. Ishitani, Future forecast for life-cycle greenhouse gas emissions of LNG and city gas 13A. *Applied Energy*, 2007, 84(13): p. 1136-1149.
5. Choe, A.F., Markets for natural gas. *Encyclopedia of Energy*, 2004, 3: p. 799-808.
6. Joo, K., R. Sun, J. Wu, and G. Hochman, The growth and development of natural gas supply chains: The case of China and the US. *Energy Policy*, 2018, 115: p. 64-71.
7. Adama, K., et al., The utilization of LH2 and LNG cold for generation of electric power by a cryogenic type stirling engine. *Cryogenics*, 1978, 18(11): p. 817-820.
8. Angelino, G., The use of liquid natural gas as heat sink for power cycles. *Journal of Engineering for Power*, 1978, 100(1): p. 169-177.
9. Kuroshima, N. and T. Akutsu. Development of LNG cryogenic power generation plant. in Proc., Intersoc. Energy Convers. Eng. Conf.; (United States). 1982. Tokyo Electric Power Company, Inc., Japan.
10. Kim, C., S. Chang, and S. Ro, Analysis of the power cycle utilizing the cold energy of LNG. *International Journal of Energy Research*, 1995, 19(9): p. 741-768.
11. Appclund, A. and T. Gundersen, A liquefied energy chain for transport and utilization of natural gas for power production with CO₂ capture and storage- Part I. *Applied Energy*, 2009, 86(6): p. 781-792.
12. Zhang, N. and N. Lior, A novel near-zero CO₂ emission thermal cycle with LNG cryogenic exergy utilization. *Energy*, 2006, 31(10): p. 1666-1679.
13. De Carvalho Jr, A.V., Natural gas and other alternative fuels for transportation purposes. *Energy*, 1985, 10(2): p. 187-215.

Имя	Фамилия	Инициалы	Пол	Дата рождения	Место рождения

14. HS., W., Liquid natural gas a transport fuel in heavy trucking industry, technical report, sponsored by US department of energy. 1994-1995.
15. Litzke, W.-L. and J. Wegrzyn, Natural gas as a future fuel for heavy-duty vehicles. 2001, SAE Technical Paper.
16. S., H., LNG as alternative transport fuel. Natural gas solution for heavy-duty vehicles seminar. 2009: Melbourne.
17. Letter, I.C.N., The fertilizer industry as the largest domestic consumer of LNG, in Indonesian Commercial News Letter. 1991: Indonesia.
18. Jaramillo, P., W. Griffin, and H. Matthews, Comparative Life-Cycle Air Emissions of Coal, Domestic Natural Gas, LNG, and SNG for Electricity Generation. Environmental Science & Technology, 2007. 41(17): p. 6290-6296.
19. U.S. Annual Energy Outlook 2016 with projections to 2040. 2016.
20. Kirillov, N., Liquefied Natural Gas as a Motor Fuel and a Refrigerant: Methodology of Evaluation of Ecological Suitability of Truck-Mounted Refrigerating Systems. Chemical and Petroleum Engineering, 2002. 38(5): p. 344-350.
21. AS, L.H.K.S. The LNG future seen from a ship owner. in Magalog conference. 2007.
22. Hekkert, M.P., F.H.J.F. Hendriks, A.P.C. Faaij, and M.L. Neelis, Natural gas as an alternative to crude oil in automotive fuel chains well-to-wheel analysis and transition strategy development. Energy Policy, 2005. 33(5): p. 579-594.
23. Hondo, H., Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. Energy, 2005. 30(11): p. 2042-2056.
24. Kannan, R., K.C. Leong, R. Osman, and H.K. Ho, Life cycle energy, emissions and cost inventory of power generation technologies in Singapore. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2007. 11(4): p. 702-715.
25. Chem, O., Schaum's outline series.
26. Lim, W., K. Choi, and I. Moon, Current Status and Perspectives of Liquefied Natural Gas (LNG) Plant Design. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2013. 52(9): p. 3065-3088.
27. Wood, D.A., A review and outlook for the global LNG trade. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2012. 9: p. 16-27.
28. NETL, D., Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts. 2005.

29. Klinkenbijn, J.M., M.L. Dillon, and E.C. Heyman, Gas Pre-Treatment and their impact on Liquefaction Processes, in 78th Annual GPA Convention 1999: Nashville, TN, USA.
30. Mokhatab, S., J.Y. Mark, J.V. Valappil, and D.A. Wood, Handbook of liquefied natural gas, ed. J.Y. Mark, J.V. Valappil, and D.A. Wood. 2013, Burlington: Elsevier Science.
31. Mortazavi, A., et al., Performance enhancement of propane pre-cooled mixed refrigerant LNG plant. Applied Energy, 2012. 93: p. 125-131.
32. Hudson, H.M., J.D. Wilkinson, K.T. Cuellar, and M.C. Pierce, Integrated liquids recovery technology improves LNG production efficiency, in 82nd Convention of the Gas Processors Association. 2003: Midland, Texas, USA. p. 1-9.
33. Elliot, D., et al., Benefits of integrating NGL extraction and LNG liquefaction technology. AIChE Journal, 2005: p. 1943-1958.
34. Cuellar, K.T., J.D. Wilkinson, H.M. Hudson, and M.C. Pierce, CO-Producing LNG from cryogenic NGL recovery plants in 81st Convention of the Gas Processors Association. 2002: Dallas, Texas, USA. p. 1-8.
35. Kanoğlu, M., Cryogenic turbine efficiencies. Exergy, An International Journal, 2001. 1(3): p. 202-208.
36. (EIA), U.S.E.I.A., The Global Liquefied Natural Gas Market: Status & Outlook. 2003.
37. Hasan, M.M.F., I.A. Karimi, and H.E. Alfadala. Optimizing Compressor Operation in an LNG Plant. in Proceedings of the 1st Annual Gas Processing Symposium. 2009. Amsterdam: Elsevier.
38. Hatcher, P., R. Khalilpour, and A. Abbas, Optimisation of LNG mixed-refrigerant processes considering operation and design objectives. Computers & Chemical Engineering, 2012. 41: p. 123-133.
39. Union, I.G., IGU World Gas LNG report in 27th World Gas Conference 2018, International Gas Union: Washington DC. p. 1-106.
40. Spilsbury, C., S. McLauchlin, and B. Kennington, Optimising the LNG liquefaction Process. LNG journal, 2005(January/February): p. 40-43.
41. McKeever, J., M. Pillarella, and R. Bower, An ever evolving technology. LNG Industry Spring, 2008.

