



ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ

**на тему : Дослідження параметрів регазифікаційної установки
природного газу на основі низькотемпературного турбінного циклу**

Здобувача Базименка А.В.

IV курсу 141 групи

Керівник доц. Ярошенко В.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту
Рішення кафедри від червня 2026 р., протокол № .
Завідувач кафедри кріогенної техніки

Юрій СИМОНЕНКО

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет низькотемпературної техніки та інженерної механіки

Кафедра кріогенної техніки

Освітньо-кваліфікаційний рівень - бакалавр

Спеціальність – Енергетичне машинобудування

Освітня програма – Кріогенні технології виробництва, зрідження і транспортування природних газів

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри

Юрій СИМОНЕНКО

2026 р.

ЗАВДАННЯ

НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Базименка Андрія Володимировича.

1. Тема проекту : **Дослідження параметрів регазифікаційної установки природнього газу на основі низькотемпературного турбінного циклу**

Керівник роботи к.т.н., доцент Ярошенко В.М.

затверджені наказом вищого навчального закладу від 30. 10. 2025 року №636-03

2. Строк подання студентом роботи 4.06. 2026 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) : Виконати теоретично-розрахункові роботи проекту силової енергогенеруючої установки для системи регазифікації СПГ традиційної технології продуктивністю 712000 тон на рік

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

- Дослідження світового сучасного ринку скрапленого природнього газу
- Аналіз технологій скраплення та транспорту СПГ
- Розрахунок теоретичних та дійсних характеристик системи регазифікації СПГ з виробництвом електричної енергії
- Розрахунок та вибір турбінних апаратів.
- Охорона праці
- Цивільна оборона

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень в рамках презентації)

Технологічна схеми установки регазифікації, схеми установок скраплення та реконденсації ,цикл та схема силової установки, креслення турбоагрегатів та системи контролю частоти обертання.

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Основний	Доц. Ярошенко В.М.		
Охорона праці	Доц. Ярошенко В.М.		
Цивільна оборона	Доц. Ярошенко В.М.		

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

/п	Назва етапу кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1	Сучасний стан ринку скрапленого природного газу та перспективи розвитку систем СПГ	грудень січень 2026	
2	Технологія виробництва СПГ. Морський транспорт . Системи переміщення та зберігання	січень лютий 2026	
3	Критичний аналіз традиційних систем регазифікації та їх модифікації	березень 2026	
4	Технологічна схема регазифікаційної енергетичної установки. Цикл та схема силової модифікованої енергетичної установки. Розрахунок обладнання	квітень 2026	
5	Турбодетандер силового циклу та розрахунок допоміжного турбодетандеру та система захисту турбодетандеру від розгону	травень 2026	
6	Охорона праці та безпека життєдіяльності	червень 2026	

Здобувач Базименко А.В.

Керівник роботи _____ Ярошенко В.М.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник

Базименко А.В.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота бакалавра на тему «Дослідження параметрів регазифікаційної установки природного газу на основі низькотемпературного турбінного циклу»

Пояснювальна записка включає: 69 стр., 34 рис., 4 табл., 15 літературних джерел, 15 слайдів презентації.

Актуальність теми

Широкий розвиток індустрії скрапленого природного газу обумовлюється гострою необхідністю диверсифікації джерел і форм енергетичного постачання економік багатьох країн в умовах розвитку економіки та зростаючої нестабільності поставок нафти. Постійно зростає застосування СПГ в якості заміни пропан-бутанових газових сумішей в районах, віддалених від магістральних газопроводів. СПГ дозволяє ефективно використовувати нові моделі високопродуктивних енергетичних турбін з комбінованим циклом для вироблення тепла та електроенергії. Головна перевага СПГ полягає в можливості його трансконтинентальних перевезень за допомогою великотоннажних криогенних супертанкерів, а також по суші в залізничних і автомобільних цистернах

Мета роботи: Дослідження та аналіз процесів регазифікації скрапленого природного газу, що здійснюється одночасно з виробництвом роботи в формі електричної генерації. Побудова термодинамічної моделі установки регазифікації що базується на оборотних термодинамічних процесах за допомогою яких енергія холоду перетворюється в електричну енергію, а із установки виходить регазифікований газ під тиском, який відповідає системам споживання газу. У силовому контурі паротурбінного силового циклу установки аналізуються різні робочі тіла, як однокомпонентні так і на основі суміші низькотемпературних газів метану, етану, пропану і бутану.

Для досягнення вказаної мети поставлено і виконано **завдання:**

провести порівняльний аналіз енергетичної та загальної техніко економічної ефективності технологій транспорту природного газу;

провести аналіз способів регазифікації скрапленого природного газу, як при традиційних технологіях так і при умові утилізації енергії СПГ в тому числі при виробництві електричної енергії

провести порівняльне дослідження систем скраплення природного газу з метою вибору робочих тіл для низькотемпературної силової паротурбінної регазифікаційної установки;

провести розрахунок низькотемпературного силового термодинамічного циклу з розрахунками та вибором відповідного обладнання;

провести розрахунки та вибрати теплообмінне обладнання та турбоагрегати модифікованого циклу паросилової регазифікаційної системи ;

розробити систему захисту турбінного високо обертового обладнання від критичного перевищення числа обертів;

розглянути питання охорони навколишнього середовища, безпеки життєдіяльності та цивільної оборони

Ключові слова: скраплений газ, установки скраплення , берегові та офшорні термінали , енергетична ефективність, регазифікація, утилізаційні технології, паротурбінний цикл, електрогенерація, турбінний агрегат

ABSTRACT

Bachelor's qualification work on the topic "Study of parameters of a natural gas regasification plant based on a low-temperature turbine cycle

Explanatory note includes: 69 pages, 34 figures, 4 tables, 15 literature sources, 20 presentation slides.

Topic relevance

The extensive development of the liquefied natural gas industry is due to the urgent need to diversify sources and forms of energy supply to the economies of many countries in the context of economic development and increasing instability of oil supplies. The use of LNG as a replacement for propane-butane gas mixtures in areas remote from main gas pipelines is constantly increasing. LNG allows for the effective use of new models of high-performance combined-cycle power turbines for heat and electricity generation. The main advantage of LNG is the possibility of its transcontinental transportation using large-tonnage cryogenic supertankers, as well as overland in railway and automobile tanks

Purpose of the work: Research and analysis of the regasification processes of liquefied natural gas, which is carried out simultaneously with the production of work in the form of electrical generation. Construction of a thermodynamic model of a regasification plant based on reversible thermodynamic processes by which cold energy is converted into electrical energy, and the plant produces regasified gas under pressure, which corresponds to gas consumption systems. In the power circuit of the steam turbine power cycle of the plant, various working fluids are analyzed, both single-component and based on a mixture of low-temperature gases of methane, ethane, propane and butane.

To achieve this goal, the following tasks were set and completed:

to conduct a comparative analysis of the energy and overall technical and economic efficiency of natural gas transport technologies;

to analyze the methods of regasification of liquefied natural gas, both with traditional technologies and with the condition of utilization of LNG energy, including in the production of electric energy

to conduct a comparative study of natural gas liquefaction systems in order to select working fluids for a low-temperature power steam turbine regasification plant;

to calculate a low-temperature power thermodynamic cycle with calculations and selection of appropriate equipment;

to calculate and select heat exchange equipment and turbo-units of a modified cycle of a steam power regasification system;

to develop a system for protecting high-speed turbine equipment from critical excess of the number of revolutions;

to consider issues of environmental protection, life safety and civil defense

Keywords: liquefied gas, liquefaction plants, onshore and offshore terminals, energy efficiency, regasification, utilization technologies, steam turbine cycle, electricity generation, turbine unit

ЗМІСТ	
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1.ДОСЛІДЖЕННЯ СВІТОВОГО РИНКУ СКРАПЛЕНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ.....	9
1.1.Сучасний стан ринку скрапленого природного газу	9
1.2. Перспективи розвитку систем СПГ.....	12
РОЗДІЛ 2.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ДОЦІЛЬНІСТЬ ТРАНСПОРТУ СПГ.....	15
2.1. Головні чинники конкурентноспроможності СПГ	15
2.2. Техніко-економічні перспективи розширення інфраструктури СПГ	15
РОЗДІЛ 3.ТЕХНОЛОГІЯ СИСТЕМ СКРАПЛЕННЯ ТА ТРАНСПОРТУ СПГ.....	19
3.1. Властивості природного газу.....	19
3.2.Технологія виробництва СПГ.....	21
3.3. Морський транспорт СПГ.....	26
3.4. Системи переміщення та зберігання.....	30
3.5. Системи регазифікації СПГ	32
РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ УТИЛІЗАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ РЕГАЗИФІКАЦІЇ СПГ.	37
4.1.Термодинамічна ефективність регазифікації з виробництвом роботи....	37
4.1.1. Оборотні (теоретичні) цикли регазифікації з виробництвом роботи	38
4.2.Технологічна схема регазифікаційної енергетичної установки.....	41
4.3. Цикл та схема силової модифікованої енергетичної установки.....	44
4.4. Розрахунок конденсатора – випарника регазифікаційної установи.....	48
РОЗДІЛ 5.ТЕПЛОВОЙ ТА КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНОК ТУРБОДЕТАНДЕРІВ.....	53
5.1. Турбодетандер силового циклу.....	53
5.2.Розрахунок допоміжного турбодетандеру.....	55
5.3. Система захисту турбодетандеру від розгону.....	56
РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ.....	59
6.1. Ризики , як характеристика небезпеки.....	59
6.2. Концепція прийняттого (допустимого) ризику.....	60
РОЗДІЛ 7. ЦИВІЛЬНА ОБОРОНА.....	63
7.1.Захист робітників та службовців у разі надзвичайних ситуацій.....	63
ОСНОВНІ ВИСНОВКИ.....	66
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ЛІТЕРАТУРИ.....	67
ДОДАТКИ.....	68

ВСТУП

Початок ХХІ століття ознаменувався зростаючим ростом природного газу у світовій енергетиці, частка якого досягла однієї третини в порівнянні з загальним обсягом виробленої енергії. До 2020р. частка природного газу в загальному енергоспоживанні досягне 45-50%. Все частіше говорять, що на зміну «нафтової епохи» настає епоха «метану» (природного газу). Це пов'язано, незважаючи на зниження споживання нафти через кризу і рецесію економік розвинених країн, з виснаженням світових запасів нафти. Так, якщо промислових запасів нафти, за різними прогнозами, вистачить ще приблизно на 20-30 років, то газу - більш ніж на 100 років.

За розглянутому на 20-й Світовій газовій конференції сценарієм розвитку світової газової промисловості, потенційно світове споживання природного газу має зрости до 4 трлн. м³ до 2030 року. При цьому, якщо розвинені країни збільшують частку природного газу в енергобалансі з причин екологічної безпеки та диверсифікації поставок, то країни на стадії індустріального розвитку нарощують споживання газу внаслідок зростання потреби зростаючих економік. Зараз в рік споживається більше 2,5 трлн. кубометрів природного газу, з них на частку міжнародної торгівлі припадає 625-650 млрд. м³, з цієї кількості споживачам більше 70% газу надходить по трубопровідній системі і близько 27% продається у вигляді скрапленого природного газу - СПГ.

Однак, на думку зарубіжних експертів, в майбутньому на світовому ринку газу буде домінувати саме скраплений природний газ. В даний час сектор СПГ є одним з найдинамічніших в енергетичній галузі: світове споживання скрапленого газу зростає на 10% в рік, тоді як звичайного (газопровідного), тільки на 2,4%. Згідно існуючих прогнозів, в 2030 році на частку СПГ доведеться вже близько 60% (в 1970 р - 3%) торгівлі природним газом, що буде відповідати 18-20% в загальному обсязі споживаного на Земній кулі природного газу [5.13].

Даний прогноз обумовлений з одного боку, підвищенням ефективності скраплення природного газу і постійним зниженням собівартості технології скраплення, а, з іншого боку, високою гнучкістю каналів поставки СПГ , що дозволяє успішно варіювати обслуговування безлічі ринків. Технології отримання скрапленого газу перетворюють даний енергоносіє майже в такий же мобільний вид палива, як і нафту.

На думку багатьох експертів, СПГ - більш прогресивний крок у розвитку паливної енергетики, і вже зараз він стає частиною глобального світового ринку. СПГ використовується для тих же цілей, що і мережевий природний газ: отримання електрики, теплової енергії і промислового холоду, газифікації населених пунктів і промислових об'єктів, створення резерву палива для компенсації пікових навантажень (так званий "пік-шейвінг"), застосування в якості моторного палива на транспорті і сировини для хімічної промисловості.

Широке використання СПГ на світових ринках обумовлено, перш за все, тим, що, за цінами, він стає конкурентним з рідкими вуглеводневими видами палива. При цьому СПГ є екологічно чистішим видом палива.

Широкий розвиток індустрії скрапленого природного газу обумовлюється гострою необхідністю диверсифікації джерел і форм енергетичного постачання економік багатьох країн в умовах розвитку економіки та зростаючої нестабільності поставок нафти. Постійно зростає застосування СПГ в якості заміни пропан-бутанових газових сумішей в районах, віддалених від магістральних газопроводів. СПГ дозволяє ефективно використовувати нові моделі високопродуктивних енергетичних турбін з комбінованим циклом для вироблення тепла та електроенергії. Головна перевага СПГ полягає в можливості його трансконтинентальних перевезень за допомогою великотоннажних криогенних супертанкерів, а також по суші в залізничних і автомобільних цистернах. Його можна зберігати в великих кількостях в наземних ємностях при нормальному тиску в таких районах, де геологічні умови не підходять для будівництва та експлуатації великих підземних сховищ стисненого газу, які зазвичай створюються в соляних пластах або в скельних породах. Скраплений природний газ, як новий фактор енергетичного ринку, характеризується кількома своєрідними особливостями. Експлуатація наземних транспортних засобів, що працюють на СПГ, більш безпечна, ніж при застосуванні бензину. СПГ використовується в періоди різких коливань попиту, а також в якості компенсуючого процесу.

Виробництво, як правило, зосереджена на територіях розташованих на віддалі від районів великомасштабного споживання, які не мають власних енергетичних ресурсів і умов для прокладки туди газопроводів. Виробництво і споживання СПГ характеризується приморським типом розміщення та відрізняється високою просторовою концентрацією і експортним освоєнням території. Система постачання СПГ являє собою жорстко пов'язану конструкцію, в достатній мірі монополізовану, а контракти на поставку СПГ мають довгостроковий характер (20-25 років). Індустрія СПГ являє собою виробничо-транспортні системи, розвиток яких можна характеризувати як «коридори зростання». Введення в експлуатацію виробничо-транспортної системи СПГ означає появу нових робочих місць, завантаження машинобудівних виробництв), суднобудівних компаній і особливо всебічний розвиток прилеглих територій.

РОЗДІЛ 1. ДОСЛІДЖЕННЯ СВІТОВОГО РИНКУ СКРАПЛЕНОГО ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1.1. Сучасний стан ринку скрапленого природного газу .

Скраплений природний газ, СПГ (liquefied natural gas (LNG)) – природний газ, охолоджений до точки конденсації (скраплення), яка відбувається при нормальному тиску при температурі - 161⁰С. У результаті скраплення об'єм газу зменшується приблизно в 600 разів. 1 000 т СПГ після регазифікації (відновлення газоподібного стану) дорівнює 1,36 млн. м³ газу. За своєю теплотворною здатністю 1 л СПГ еквівалентний 0,67 л бензину або 1,13 л дизельного палива (солярки).

СПГ складається з близько 95% метану та з більш важких вуглеводнів (етану, пропану, бутану), азоту та ін. елементів. Оскільки СПГ доставляється морськими шляхами, то, природно, його виробниками є країни, що мають значні запаси газу та вихід до морів; споживачами – так само приморські країни, де спостерігається дефіцит енергоносіїв. Відповідно, країни-виробники будують комплекси з видобутку і скраплення газу (далі – заводи зі скраплення), споживачі – комплекси з приймання, зберігання, регазифікації СПГ та постачання газу до трубопровідної мережі (далі – СПГ-термінали). Світові ринки СПГ: загальні дані Значних обсягів і темпів зростання світова торгівля СПГ набула з початку 1970-х років. Упродовж десятиліття загальний обсяг торгівлі збільшився майже у 12 разів – з 2,7 млрд. м³ у 1970р. до 32 млрд. м³ у 1980р., в 1990р. він складав уже 65 млрд. м³. У 2000р. обсяг зріс до 136 млрд. м³, у 2010р. – до майже 298 млрд. м³ (діаграма на карті “Споживання СПГ у світі 1970-2010рр.[5]. Зокрема, у 2010р., в результаті посткризового відновлення світової економіки, зростання торгівлі СПГ відбувалося дуже високими темпами: обсяги експорту, порівняно з 2009р., збільшилися на 23%, тоді як експорт трубопровідного газу – лише на 7%. При цьому, частка СПГ досягла 31% загального обсягу продажів газу (який становив 976 млрд. м³).

Відповідно, частка трубопровідного газу становила 69% (або 678 млрд. м³). Окреслені тенденції свідчать, що СПГ відіграє дедалі більшу роль у світовій торгівлі газом, і з високою ймовірністю можна припускати, що з кожним роком його частка в загальному обсязі продажу буде збільшуватися.

Уперше транспортування СПГ було здійснено в 1958р. експериментальним судном Methane Pioneer з м.Лейк-Чарльз (штат Луїзіана, США) до острова Кенвей-Айленд (Велика Британія). Перший комерційний контракт укладено в 1964р. – на постачання СПГ з Алжиру до Франції і Великої Британії. До 1969р. оформляються торговельні операції на поставки СПГ з Лівії до Італії та Іспанії, і з Аляски до Японії. У 1972р. започатковано поставки з Алжиру до США і з Брунею до Японії. До 1970р. торгівля СПГ мала невеликі обсяги 0,05-0,1 млрд. м³/рік, оскільки транспортування газу трубопроводами обходилося значно дешевше, а реалізація

Головним результатом початкового етапу впровадження СПГ-проектів (1964-1972рр.) стало підтвердження принципової можливості транспортування газу морським шляхом за допомогою метановозів. З'явилася реальна альтернатива трубопровідному транспорту, а з тим – перспектива технологічно необмеженої глобальної торгівлі газом. На рис. 1.1. показано співвідношення між трубопровідним та СПГ транспортом природного газу



Рис. 1.1. Доля СПГ в світовому споживанні природного газу

Виробничий цикл СПГ (від видобутку газу виробником до подачі його до трубопровідної системи споживача) складається з ряду взаємопов'язаних елементів, окремі з яких мають певні особливості, порівняно з торгівлею трубопровідним газом. На рис. 1.2. ілюструється ланцюгова технологія СПГ на рівні світового ринку.

Насамперед, це стосується транспортування та різних моделей СПГ-терміналів, залежно від розподілу прав власності на складові виробничого циклу. Окремою проблемою є порядок використання СПГ терміналів і доступу до них третіх сторін (врізка “СПГ: складові виробничого циклу та їх певні особливості”).

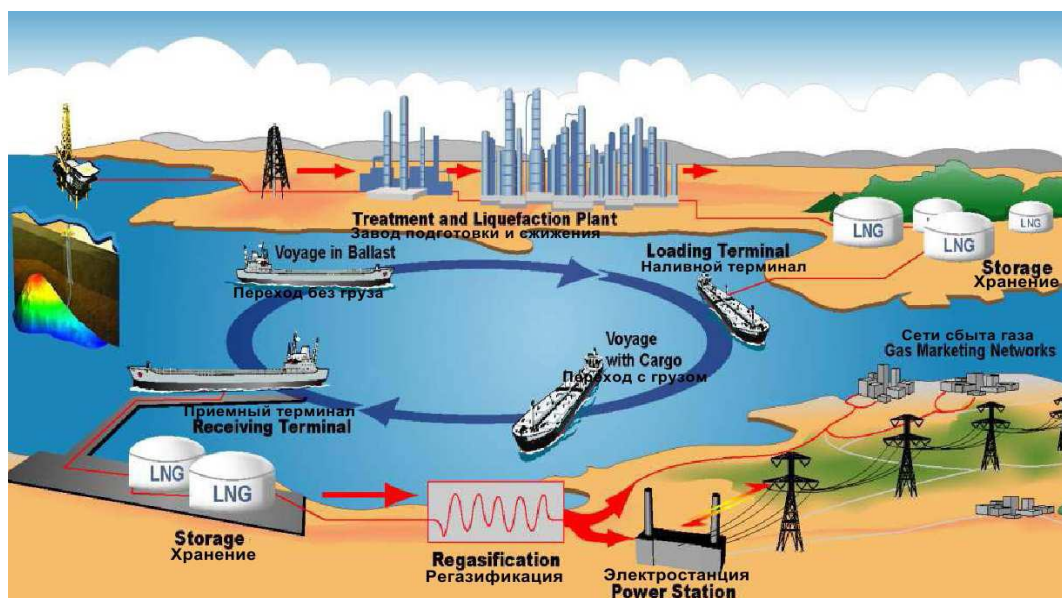


Рис. 1.2. Ланцюг технологічних операцій СПГ

Виробництво. У продовж 1960-1970-х років виробниками СПГ були Алжир, Бруней, Лівія, США та ОАЕ. У 1980-х роках до кола експортерів приєднуються . Індонезія, Малайзія, Австралія. Подією для світової торгівлі СПГ стало започаткування в 1997р. експорту з Катару, який посідає III місце у світі за доведеними запасами природного газу (після Росії та Ірану). Надалі до числа експортерів приєднуються Тринідад і Тобаго (1999р.), у 2000р. – Нігерія та Оман (2000р.), Єгипет (2005р.), Норвегія та Екваторіальна Гвінея (2007р.), Росія (2009р.). З 2006р. I місце у світі серед постачальників СПГ належить Катару: лише у 2010р. його продажі, порівняно з 2009р., зросли на 30 млрд. м³, або на 55%³. Загалом, у 2010р. поставки СПГ здійснювали 19 країн світу. Крім Катару, який реалізував 76 млрд. м³ газу, до кола найбільших експортерів увійшли Малайзія, Індонезія, Австралія, Нігерія, Алжир, Тринідад і Тобаго. Разом ці країни у 2010р. продали 226 млрд. м³, що становить 76% усієї світової торгівлі СПГ (діаграма на карті “Експорт СПГ країнами світу у 2010р.” Станом на початок 2010р., у світі діяли понад 80 технологічних ліній на 27 заводах зі скраплення сумарною потужністю близько 370 млрд. м³ [5.13] .

Водночас потужність діючих 68 СПГ-терміналів становила понад 630 млрд. м.³ Коефіцієнт завантаженості заводів зі скраплення у 2010р. становив 80%, тоді, як коефіцієнт завантаженості СПГ-терміналів – лише 47%.

Таким чином, СПГ став оптимальним енергоресурсом для швидко зростаючих економік Японії, Південної Кореї і Тайваню в умовах критичного дефіциту власних енергоносіїв, нестабільності на нафтових ринках і неможливості імпорту трубопровідним транспортом. Зростання попиту у США і Європі складало в цей період у середньому лише 0,76 млрд. м³/рік – що пояснюється нарощуванням видобутку газу в Північному морі, збільшенням вартості алжирського газу і складністю поєднання ліберальної моделі ціноутворення на газ, яка почала формуватися наприкінці 1970-х років у США, з системою довгострокових контрактів. Однак, з 1997р. спостерігається відновлення динаміки зростання попиту США і країн Європи на СПГ. У 1997-2008рр. середньорічні темпи збільшення імпорту склали близько 8%, тоді як упродовж попередніх 14 років не перевищували 4,7% [14]. Загалом, у 2010р. імпорт СПГ здійснювали 23 країни. Найбільшим регіоном його реалізації залишалися країни Північно-Східної Азії – 166 млрд. м³ (56%), до Європи поставлено 88 млрд. м³ (29%), до інших регіонів – 44 млрд. м³ (15%).

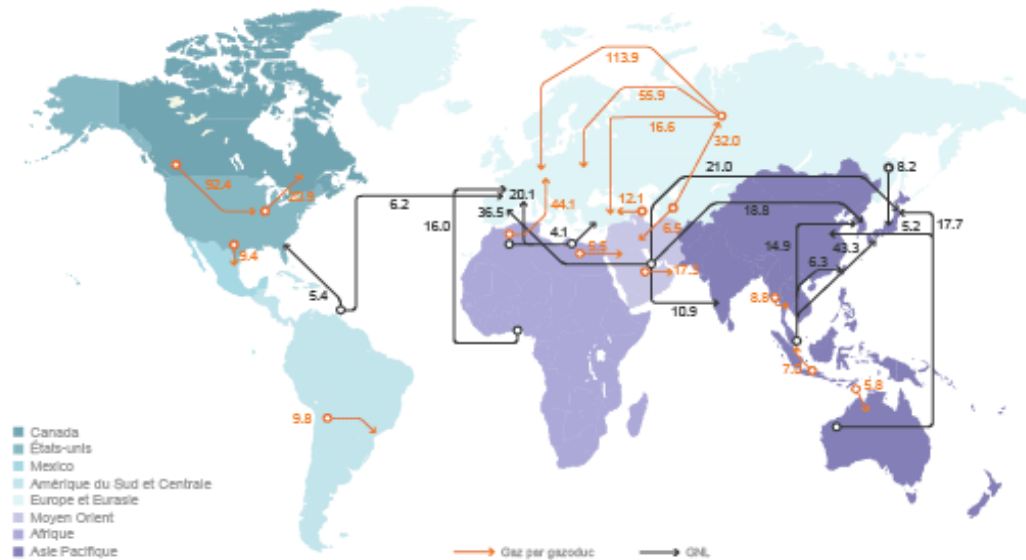


Рис.1.3 Світовий ринок руху СПГ .

Основними імпортерами СПГ являються:

1. Японія (85,9 млрд куб. м);
2. Республіка Корея (34,3 млрд куб. м);
3. Іспанія (27,0 млрд куб. м);
4. Франція (13,1 млрд куб. м);
5. США (12,8 млрд куб. м);
6. Індія (12,6 млрд куб. м).

А лідерами за постачання скрапленого газу и:

1. Катар (49,4 млрд куб. м);
2. Малайзія (29,5 млрд куб. м);
3. Індонезія (26,0 млрд куб. м);
4. Австралія (24,2 млрд куб. м);
5. Алжир (20,9 млрд куб. м);
6. Тринідад і Тобаго (19,7 млрд куб. м).

Великий потенціал нарощування імпорту мають країни ЄС, які визначили одним із пріоритетів своєї енергетичної політики збільшення потужностей СПГ-терміналів. Так, в останні роки вони зросли, за попередніми даними більш ніж удвічі. Частка СПГ у газовому балансі Європи (крім країн СНД) за цей час підвищилася з 7% до 18%¹¹. Узагальнюючи, слід додати, що з початку XXI ст. за темпами зростання реалізації СПГ впевнено лідирує в конкуренції з усіма видами палива, що належать до первинної енергії [1]. Зростання світового споживання СПГ склало 108%, тоді як споживання вугілля – збільшилося на 58%, трубопроводного газу – на 65%, гідроенергії – на 30%, нафти – на 15%, ядерної енергії – на 4%. Отже, можна стверджувати, що ринки СПГ мають позитивні перспективи розвитку, що стимулює інтенсивний розвиток будівництва заводів зі скраплення та СПГ-терміналів.

1.2 .Перспективи розвитку систем СПГ.

Всесвітня історія природного газу аж до 2030 року стане історією різких коливань попиту, значних інвестицій, активних інновацій і стрімкої глобалізації сектору ЗПГ. На піку підвищення світового попиту на енергію глобальний попит на газ зростатиме, вірогідніше за все, приблизно на 2% на рік. До 2030 року щорічний рівень попиту досягне 4,5 трильйонів кубічних метрів газу, порівняно з 3,1 трильйонів кубічних метрів сьогодні.

За оцінками Міжнародного Енергетичного Агентства, що містяться в останньому звіті про перспективи галузі, з поточним об'ємом видобування, технічно відтворюваних запасів газу вистачить на 250 років.

Але Міжнародна енергетична агенція також попереджає, що для збільшення пропозиції на 40% у наступні 20 років необхідні будуть сукупні інвестиції у розмірі приблизно 5 трильйонів доларів (або 250 мільярдів доларів на рік).

Не зважаючи на теперішні труднощі на світових ринках, глобальний попит на зріджений природний газ, вірогідно, зростатиме швидше, аніж загальний попит на газ. Він збільшиться удвічі ще в цьому десятиріччі – за рахунок зростання попиту в Китаї, зростаючої залежності Європи від імпорту газу та початку імпорту ЗПГ в країни Азії (Індонезію, Малайзію, Таїланд, Сінгапур і Пакистан, а на Близькому Сході – Кувейт, Дубаї і Бахрейн). На даний момент пропозиція щорічно зростає приблизно на 6-8 %, що приблизно в три рази перевищує зростання загальної пропозиції природного газу. Число експортерів зрідженого природного газу до 2015 року, вірогідно, збільшиться майже на одну третину.

Половина глобального росту попиту на газ припадатиме на країни Азії. А половина від загального росту попиту в країнах Азії, в свою чергу, припадатиме на Китай. Попит на газ в Китаї, який сьогодні складає приблизно 100 мільярдів кубічних метрів, до 2020 року, вірогідно, збільшиться удвічі або утричі. Китай має намір побудувати десятки тисяч кілометрів нових газопроводів. Це розширення створить більш гнучкий єдиний газовий ринок і дозволить Китаю імпортувати більше ЗПГ на додаток до трубопровідного газу із Росії або Середньої Азії. На Близькому Сході і в Північній Африці попит на природний газ також зростає, що обумовлено економічним підйомом та поступовим переходом від нафти до газу для виробництва електроенергії. В результаті прогнозується, що зріст споживання газу в регіоні складатиме приблизно 5% на рік, подібно до Китаю, і буде вдвічі більше, ніж в основних європейських економічних системах. ЗПГ буде грати вкрай важливу роль в тому, щоб задовольнити цей попит. Хто б міг подумати, що один з найперших газозовів з ЗПГ, отриманому в рамках проекту «Сахалін-2» на Дальньому Сході в Росії, піде в Кувейт!

Напевно, до 2030 року приблизно 70% європейського попиту на газ буде задовольнятися за рахунок внутрішнього видобування традиційного та неконвенційного газу та імпорту через трубопроводи. Решта газу, не менше 30%, буде поставлятися морським транспортом у вигляді зрідженого природного газу (ЗПГ). Цей СПГ буде поступати з Близького Сходу, з Африки, з Карибського басейну, а також з Росії. Досвід, набутий Росією на проекті «Сахалін-2», безумовно, надасть впевненості під час реалізації нових проектів з виробництва ЗПГ в Арктиці, наприклад на Ямалі (північний Сибір).

В 2009 р. підприємства за участю «Шелл» забезпечили більше 30% загальносвітового об'єму ЗПГ; ми маємо долю приблизно в чверті світового флоту газозовів СПГ. Експлуатацію та обслуговування цих 25 суден здійснюють бригади концерну «Шелл». Місткість цього найбільшого в світі танкеру ЗПГ складає 260 000 м³ [8,13].

В даний час на планеті в 42 країнах побудовано біля 120 терміналів СПГ (не враховуючи декілька десятків запланованих або тих, що будуються) Сумарна потужність діючих терміналів перевищують 850 млн. тон, що більш ніж в два рази перевищує потужності діючих терміналів по скрапленню природного газу.

На думку фахівців компанії Shell таке співвідношення пояснюється не стільки економічними чинниками, а в більшій мірі бажанням зберегти незалежність по відношенню до постачальників СПГ. На сучасному етапі потужності терміналів по скрапленню та регазифікації СПГ між основними країнами – лідерами в технології СПГ суттєво зростають. До регіонів з найбільшим прогнозованим зростанням попиту на СПГ відносяться США та країни Південно-Східної Азії, в першу чергу Китай і Південна Корея. Уже зараз в США частка СПГ в загальному газоспоживанні становить понад 25%.

До наявних в даний час п'яти терміналів з розгазування СПГ загальною потужністю 26,91 млрд. Куб. м, в будівництві знаходиться ще чотири великих терміналу загальною потужністю 31,74 млрд. куб. м. Їх пуск в експлуатацію намічений на кінець 2008 - початку 2009рр. Крім того, проекти восьми нових терміналів загальною потужністю 47,2 млрд. Куб. м знаходяться на узгодженні з різними відомствами і з громадськими організаціями. Загальна потужність терміналів з розгазування СПГ в США може скласти близько 106 млрд. Куб. м. У країнах Західної Європи в даний час в експлуатації знаходиться 12 і в будівництві - 6 терміналів. Потужність знаходяться в експлуатації терміналів з розгазування СПГ становить 74,02 млрд. Куб. м. Проектна ж потужність споруджуваних терміналів - 53,81 млрд. куб. м. Загальна потужність терміналів з розгазування СПГ в Західній Європі в 2009 році складе 127,83 млрд. куб. м.

За прогнозами Міжнародного енергетичного агентства (МЕА), імпорт СПГ в Європу до 2030 року збільшиться в 6 разів, а загальний обсяг споживання газу в Європі зросте на 80%. У загальному обсязі видобутого в Європі газу частка СПГ виросте з нинішніх 8,6 до 27%. [5,13]

РОЗДІЛ 2.ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ДОЦІЛЬНІСТЬ СИСТЕМ ТРАНСПОРТУ СПГ

2.1. Головні чинники конкурентноспроможності СПГ

До головних чинників, що зумовлюють високу конкурентноспроможність СПГ (крім тих, що стосуються природного газу загалом), слід віднести наступні [3].

Диверсифікація джерел поставок. Із врахуванням нерівномірності розподілу енергетичних ресурсів і географічних чинників, які обмежують можливості трубопровідного транспорту, коло потенційних постачальників СПГ є набагато ширшим. Це означає, що енергодефіцитні країни, які володіють СПГ-терміналами, мають значно більший вибір джерел отримання ресурсу, тому їх уразливість до зовнішніх економічних та енергетичних шоків та/або політичного тиску є набагато нижчою, ніж країн, де такої інфраструктури немає.

Гнучкість поставок і сприяння конкуренції. На відміну від жорстких умов торгівлі трубопровідним газом, система торгівлі СПГ дозволяє оперативно реагувати на ринкові сигнали і швидко та економічними методами ліквідувати дисбаланси попиту пропозиції. Власне, СПГ відіграє роль стабілізатора на світових газових ринках. Можливість постачання партій СПГ на різні регіональні ринки, залежно відпоточної кон'юнктури, також підвищує на них рівень конкуренції.

Цінові переваги. Вартість природного газу на головних біржах світу, як правило, є значно нижчою за вартість нафти. У 2010р. середня вартість природного газу на британському торговельному майдані чикагу *NBP25* становила \$6,21/1 ГДж²⁶, тоді як середня вартість нафти для країн ОЕСР була більш ніж удвічі вищою і складала \$12,76/1 ГДж (діаграма “Порівняльні ціни на нафту, СПГ і природний газ у країнах ЄС у 2001-2010рр.”).

Технологічність та екологічність. СПГ можна транспортувати морським шляхом на великі відстані за прийнятних транспортних витрат завдяки властивості природного газу за низьких температур пере творюватися на рідину, що дозволяє збільшувати його об'ємну концентрацію енергії в 600 разів. Ця властивість дозволяє розширювати географію поставок природного газу, витісняючи з ринків шкідливі для екології традиційні види палива.

Зниження собівартості транспортування метановозами. Таке зниження відбувається переважно за рахунок відзначеного вище постійного зростання будівництва метановозів дедалі більшого дедвейту, підвищення їх технічного рівня та конкуренції між суднобудівними компаніями.

2.2. Техніко-економічні перспективи розширення інфраструктури терміналів СПГ

Перспективи розширення інфраструктури прийомного терміналу та зниження собівартості СПГ залежать не тільки від кількості СПГ,

а також і від ефективності утилізації холоду, який акумулюється при скрапленні природного газу. Для підвищення техніко- економічної ефективності систем СПГ до складу терміналів необхідно включати різноманітні системи, які можуть найбільш ефективно використовувати закумульований холод у тому числі і в процесах регазифікації [11]. При цьому можливі наступні напрямки підвищення енергетичної ефективності:

Криогенна паротурбінна установка.

Виробництво електричної енергії досягається за рахунок розширення пропану в турбіні газотурбінної установки, яка комутується в одному модулі з випарником регазифікаційного терміналу. Для підвищення ефективності використовується морська вода. Робочим тілом паротурбінного циклу являється пропан. Теплота конденсації пропану забезпечує випарювання СПГ у випарнику –конденсаторі. Далі пара СПГ проходить через теплообмінник-підігрівач, у якому циркулює морська вода. Після цього пара пропану направляється на турбіну, де вона розширюється з виробництвом роботи. Робота розширення витрачається для підвищення тиску регазифікаційного природного газу, який направляється у магістраль або до споживача.

Установка розділення повітря

Використання холоду СПГ в процесі регазифікації для попереднього охолодження атмосферного повітря, яке направляється до блоку глибокого охолодження та розділення повітря на складові низькотемпературні компоненти. Така схема утилізації ексергії СПГ підвищує техніко-економічну ефективність установки, так як при цьому атмосферне повітря може охолоджуватись до низьких температур, які наближаються до температурних зон розділення на компоненти.

Установка скраплення пари СПГ при його зберіганні.

Використання низькотемпературного холоду в процесі регазифікації СПГ в установках реконденсації пари СПГ, яка являється пов'язаним ефектом при зберіганні СПГ, із-за недосконалості теплової ізоляції резервуарів зберігання. Утилізація холоду в таких установках дозволяє знизити витрати енергії на 30 до 60 %, яку необхідно витратити для приводу турбокомпресорів установок по скрапленню пари СПГ під час зберігання.

Скраплення діоксиду вуглецю.

В таких системах холод при регазифікації використовується для скраплення діоксиду вуглецю, який є побічним продуктом при виробництві водню та аміаку в аміачних агрегатах. Діоксид вуглецю стискується у компресорах до 2 МПа, після цього охолоджується, конденсується та переохолоджується за рахунок холоду СПГ до температури -30 °С. Після цього діоксид вуглецю накопичується в ізотермічних контейнерах та направляється на споживання.

Загальні витрати на скраплення діоксину вуглецю скорочуються приблизно на 10 %.

Процес охолодження та скраплення бутану

Бутан, який знаходиться у газоподібному стані в таких системах утилізації охолоджується, конденсується та переохолоджується до температурного рівню від -60 до -20 °С . При цьому бутан стискується у компресорах до 2 МПа, після цього охолоджується, конденсується та переохолоджується за рахунок холоду. Після цього бутан накопичується в ізотермічних резервуарах, розфасовується по болонах та направляється на споживання. Загальні витрати на скраплення бутану приблизно на 15 %.

Водовипарна система охолодження повітря для газотурбінних установок

Теплова енергія СПГ в процесі регазифікації в області температур от -20 до 10 °С ефективно використовується для охолодження води , яка в подальшому застосовується в системах генерації пари, охолодження теплового та електричного обладнання і т.д..

Енергетичний бізнес (виробництво електричної енергії на терміналі СПГ)

В разі необхідності, коли термінали знаходяться поблизу великих міст або підприємств, особливо з високим енергоспоживанням на прийомних терміналах встановлюються блоки для генерації електричної енергії. Так , наприклад, на терміналі компанії «Osaka Gas» працюють декілька електричних газотурбінних модулів загальною потужністю 1200 МВт». Це дозволяє компанії знизити витрати на систему регазифікації, будівництво електричної станції та більш ефективно використовувати природний газ, як паливо.

Криогенний енергетичний бізнес (виробництво електроенергії та продуктів розділення повітря на терміналі)

Такий напрямок використання дозволяє досить ефективно використовувати ексергію холоду СПГ для виробництва електричної енергії з використанням криогенних циклів. Підвищення тиску СПГ в насосах та його регазифікація забезпечує розширення природного газу на турбінних блоках з виробництвом електричної енергії. Процес регазифікації може компонуватись з установками по розділенню повітря та виробництва рідкого аргону, кисню, азоту і т.д.

Зниження собівартості скраплення та регазифікації.

Потужність перших технологічних ліній скраплення газу складала лише 1,36 млрд. м³/рік. У 1970-1990рр. будувалися типові лінії потужністю 2,72 млрд. м³/рік, на початку 2000-х років їх потужність зросла до 4,9 млрд. м³/рік. Зараз потужність найбільшої технологічної лінії у світі складає 10,6 млрд. м³/рік (Катар).

Питомі витрати на спорудження технологічної лінії скраплення потужністю в 4,9 млрд. м3/рік знизилися на 20%, порівняно з технологічною лінією потужністю 2,72 млрд. м3/рік, а на будівництво технологічної лінії потужністю 10,6 млрд. м3/рік – є на 43% нижчим за ті, яких потребує спорудження технологічної лінії потужністю 4,9 млрд. м3/рік.

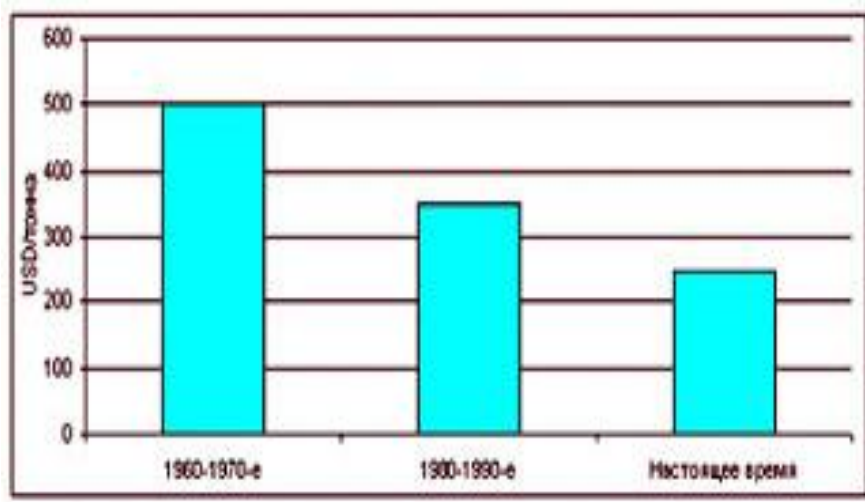


Рис.2.1. Темпи зниження питомої собівартості СПГ

Витрати, пов'язані з будівництвом СПГ-терміналів, до останнього часу не демонстрували такої динамічної схильності до зменшення. Це пояснюється значною часткою у вартості їх будівництва сховищ і допоміжних об'єктів, здешевлення яких забезпечити досить складно

Швидкий розвиток технологій виробництва та перевезення зрідженого природного газу обумовив зниження його вартості, яке збіглося з черговим глобальним підвищенням цін на енергоносії. Темпи зниження собівартості тони скрапленого газу показані на рис. 2.1

РОЗДІЛ 3. ТЕХНОЛОГІЯ СИСТЕМ СКРАПЛЕННЯ ТА ТРАНСПОРТУ СПГ

3.1. Властивості природного газу

Природний газ — суміш газів, що утворилася в надрах землі при анаеробному розкладанні органічних речовин. Як правило, це суміш газоподібних вуглеводнів (метану, етану, пропану, бутану тощо), що утворюється в земній корі та широко використовується як високоекономічне паливо на електростанціях, у чорній та кольоровій металургії, цементній та скляній промисловості, у процесі виробництва будматеріалів та для комунально-побутових потреб, а також як сировина для отримання багатьох органічних сполук. Природний газ не має кольору і запаху. Щоб можна було визначити витік по запаху, до нього перед подачею споживачам додають одорант — речовину з різким специфічним запахом. Як одорант може використовуватись етилмеркаптан — C_2H_5SH або суміш природних меркаптанів — СПМ (C_2H_3P). У магістральних газопроводах транспортується неодоризований газ, оскільки одорант належить до агресивних речовин, що спричиняють корозію стінок труб [3].

Густина $\rho = 0,7 \text{ кг/м}^3$ (сухий газоподібний) або 400 кг/м^3 рідкий

Температура займання $t = 650 \text{ }^\circ\text{C}$

Теплота згоряння $16 — 34 \text{ МДж/м}^3$ (для газоподібного)

Октанове число $120 — 130$

Температура скраплення $-161,3 \text{ }^\circ\text{C}$

Природний газ створює удушаючу дію на організм людини. В атмосферному повітрі населених пунктів, у повітрі робочої зони і у воді водоймищ санітарно-побутового водокористування встановлюються гранично допустимі концентрації шкідливих речовин, які затверджуються Міністерством охорони здоров'я України. Із газових компонентів природних і нафтових газів особливо токсичним є сірководень, його запах відчувається при вмісті в повітрі $0,0014-0,0023 \text{ мг/л}$. Сірководень — отрута, що викликає параліч органів дихання й серця. Концентрація сірководню $0,06 \text{ мг/л}$ викликає головний біль. При концентраціях 1 мг/л і вище настають гостре отруєння і смерть.

Крім трубопровідного транспорту використовують спеціальні танкери — газовози. Це спеціальні кораблі, на яких газ перевозиться в стиснутому або скрапленому стані при визначених термобаричних умовах. У такий спосіб для транспортування газу цим способом необхідно простягнути газопровід до берега моря, побудувати на березі газовий завод, що скраплює, порт для танкерів, і самі танкери. Такий вид транспорту вважається економічно обґрунтованим при віддаленості споживача скрапленого газу більш 3000 км . Постачальники скрапленого природного газу (СПГ) виграють за рахунок економії на морських перевезеннях. За сприятливих умов ціна постачання газу танкером може бути нижче за ціну постачання по газопроводу майже на порядок. Порівняння транспортних витрат з використанням СПГ і газовозів показує, що при збільшенні відстані транспортування витрати збільшуються

набагато нижчими темпами, підтвержуючи привабливість нового ринку скрапленого природного газу. Навпаки, прокладка як наземних, так і підводних трубопроводів зі зростанням відстаней збільшує собівартість традиційного природного газу набагато швидше.

Скраплений (Зріджений) природний газ (СПГ, англ. LNG - liquefied natural gas [1]) - природний газ, штучно зріджений, шляхом охолодження до $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, для полегшення зберігання і транспортування. Для господарського застосування перетворюється в газоподібний стан на спеціальних регазифікаційних терміналах. Скраплений природний газ - кріогенна рідина, що представляє собою багатокомпонентну суміш вуглеводнів ряду $\text{C}_1 \dots \text{C}_n$, а також азоту N_2 та діоксиду вуглецю CO_2 з переважаючим вмістом метану CH_4 не менше 86% об. Температура нормального кипіння якого $111,66\text{ K}$.

СПГ зазвичай транспортується і зберігається при температурі близькій до точці його кипіння при атмосферному тиску приблизно $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$. При регазифікації з 1 м^3 зрідженого природного газу отримують близько 600 м^3 газу при нормальних умовах ($760\text{ мм рт. ст.}, 0\text{ }^{\circ}\text{C}$).

СПГ отримують з природного газу шляхом стиснення з подальшим охолодженням. При зріджуванні природний газ зменшується в об'ємі приблизно в 600 разів. Процес зрідження йде щаблями, на кожній з яких газ стискається в 5-12 разів, потім охолоджується і передається на наступний щабель. Власне зрідження відбувається при охолодженні після останньої стадії стиснення. Процес зрідження таким чином вимагає значної витрати енергії - до 25% від її кількості, що міститься в зрідженому газі.

Чистий СПГ не горить, сам по собі не запалюється і не вибухає (у рідкому СПГ можна гасити сигарети) . На відкритому просторі при нормальній температурі СПГ повертається в газоподібний стан і швидко розчиняється в повітрі. При випаровуванні природний газ може запалати, якщо відбудеться контакт з джерелом полум'я. Для займання необхідно мати концентрацію випарів у повітрі від 5% до 15%. Якщо концентрація до 5%, то випарів недостатньо для початку загоряння, а якщо більше 15%, то в навколишньому середовищі стає занадто мало кисню. Для використання СПГ піддається регазифікації - випаровуванню без присутності повітря.

СПГ розглядається як пріоритетна або важлива технологія імпорту природного газу цілою низкою країн, включаючи Францію, Бельгію, Іспанію, Південну Корею і США. Найбільший споживач СПГ - це Японія, де практично 100% потреб газу покривається імпортом СПГ. Доставка СПГ - це процес, який включає в себе кілька стадій. Спочатку відбувається трансформація природного газу в СПГ на заводах зі зрідження газу, які зазвичай розташовуються поряд з районами видобутку природного газу[3].

3.2. Технології виробництва СПГ

Технологічний процес включає проміжні операції, які необхідно виконувати для того, щоб природний газ з місць його видобування доставити споживачам, які як правило знаходяться далеко. Відстань, на якій використання СПГ ефективніше трубопроводу, в найближчі роки скоротиться ще на 30-40%, з 2500-3000 км до 1500-2000 км, а для підводних трубопроводів – до 750-1000 км [5]. Світовий флот СПГ-танкерів для доставки СПГ його покупцям налічує понад 317 суден. Їх кількість зростає, наприклад, в 2019 р. перевезенням СПГ зайнято 369 танкерів. Для прийому СПГ і його регазифікації споруджено 78 терміналів; ведеться будівництво 21 терміналу, а ще 25-проектуються. [13]

Виробничий ланцюг СПГ складається з наступних етапів[3,5]:

- 1-й етап – видобуток природного газу (операції і об'єкти розвідки і видобутку газу);
- 2-й етап – перекачування природного газу на заводи підготовки або зріджування газу;
- 3-й етап – підготовка природного газу (осушення, очищення від сірководню (H_2S) і т.д.);
- 4-й етап – скраплення природного газу;
- 5-й етап - налив СПГ на судна-газовози та його транспортування на приймальні термінали;
- 6-й етап - злив СПГ і його зберігання на прийомних терміналах;
- 7-й етап - регазифікація СПГ шляхом теплообміну,
- 8-й етап - поставка газу в газорозподільну мережу по магістральних газопроводах.

Перелік технологічних операцій та їх послідовність показано на рис.3.1 та рис.3.2.

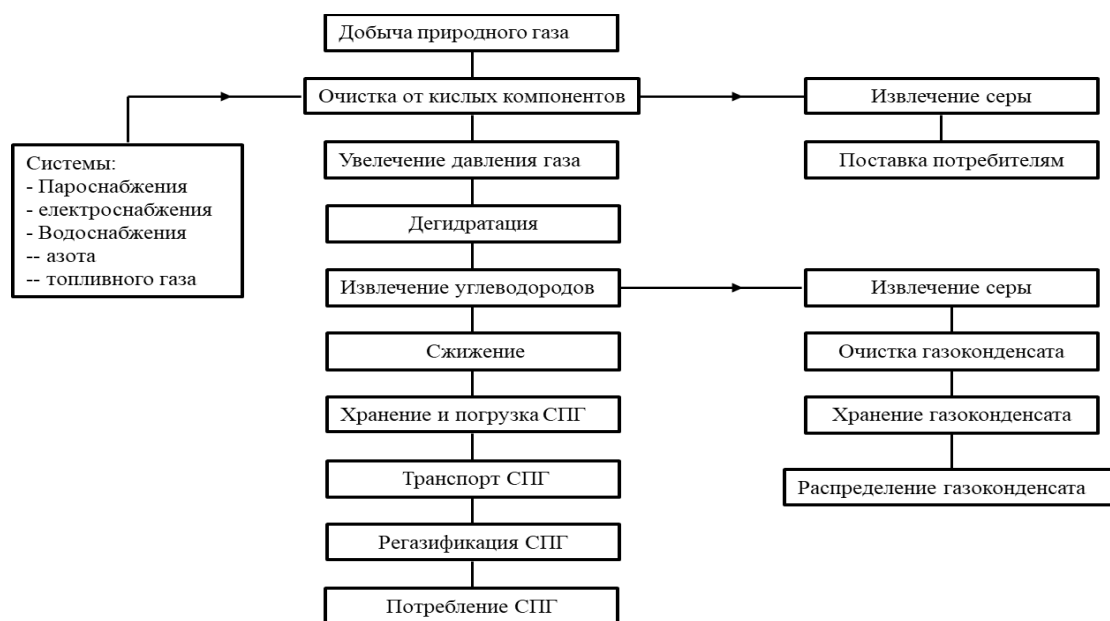
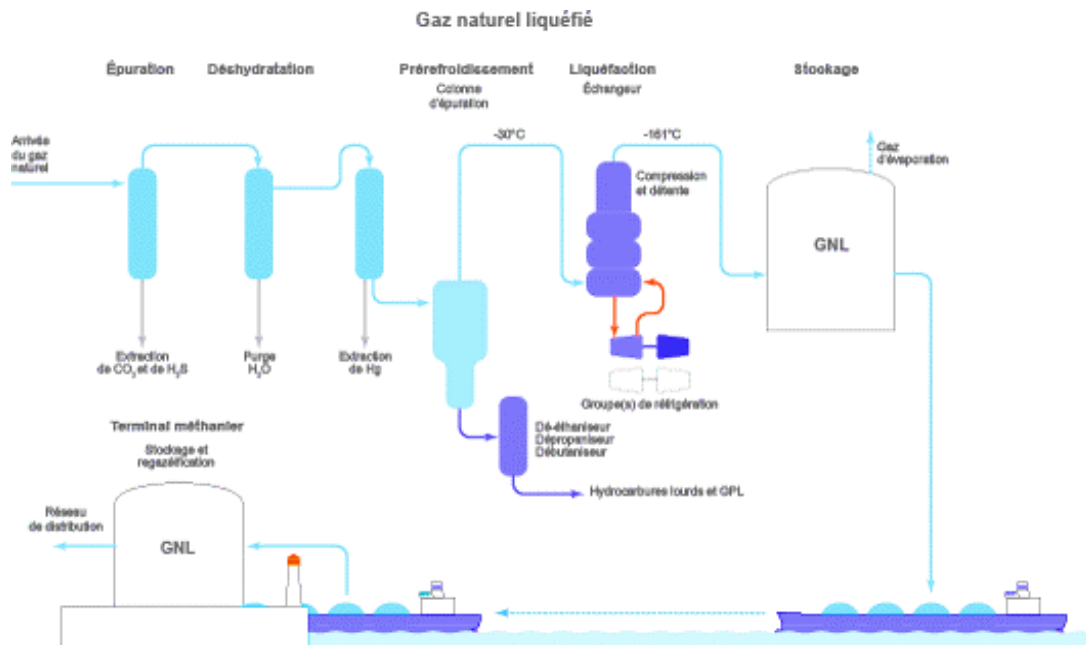


Рис.3.1. Виробнича схема в системі руху СПГ



3.2.-Технологічний цикл системи СПГ.

Скраплення природного газу в такій же мірі як і повітря з метою його розподілення на складові гази, являється складним технологічним процесом, так, як процес скраплення реалізуються при низьких температурах та супроводжуються великими енергетичними затратами. Технологія скраплення є досить складною так, як при цьому необхідно виконати декілька складних та затратних технологічних операцій [6]:

Перед зрідженого вуглеводневого газу його необхідно попередньо очистити і видалити водяний пар. Вуглекислий газ видаляють, використовуючи систему триступеневий молекулярних фільтрів. Очищений таким чином природний газ в невеликих кількостях використовується як регенераційної. Відновлюваний газ або спалюється, або застосовується для отримання електроенергії в генераторах потужності.

Просушування відбувається за допомогою 3-х молекулярних фільтрів. Один фільтр поглинає водяну пару. Інший сушить газ, який далі нагрівається і проходить через третій фільтр. Для зниження температури газ пропускається через водяний охолоджувач.

Після очищення та сушки природного газу починається процес його зрідження, який послідовно здійснюється по стадіях. Природний газ на кожній стадії зрідження ущільнюється від 5 до 12 разів, далі охолоджується і переходить на іншу стадію. При завершенні останньої стадії стиснення з охолодженням відбувається власне зріджування природного газу. Об'єм його зменшується приблизно в 600 разів.

Отримати скраплений газ можна кількома способами: турбодетандерним, азотним, змішаним і ін.

При турбодетандерному способі на отримують зріджений природний газ, використовуючи енергію перепаду тиску. До плюсів цього методу можна віднести невеликі енерговитрати і капіталовкладення. А до мінусів - низький ККД скраплення, залежність від стабільного тиску, негнучке виробництво.

Азотний спосіб має на увазі виробництво зрідженого вуглеводневого газу з будь-яких газових джерел. До переваг цього методу можна віднести простоту технології, високий рівень безпеки, гнучкість виробництва, легкість і малозатратного експлуатації. Обмеження цього методу - необхідність джерела електроенергії і високих капітальних витрат.

При змішаному способі виробництва скрапленого газу в якості холодоагенту використовують суміш азоту і метану. Отримують газ також з будь-яких джерел. Цей метод відрізняється гнучкістю виробничого циклу і невеликими змінними витратами на виробництво. Якщо порівнювати з азотним способом скраплення, тут капітальні витрати більш істотні. Також необхідне джерело електроенергії.

Існує технологія, що дозволяє заощадити на зріджуванні до 50% енергії, з використанням енергії, що втрачається на газорозподільних станціях при дроселюванні природного газу від тиску магістрального трубопроводу (4-6 МПа) до тиску споживача (0,3-1,2 МПа). При цьому використовується як власне потенційна енергія стисненого газу, так і природне охолодження газу при зниженні тиску. При цьому додатково економиться енергія, необхідна для підігріву газу перед подачею до споживача.

У загальному вигляді морська доставка газу споживачам може бути представлена наступною схемою: на узбережжі будується завод зі зрідження газу, продукція якого надходить в сховище. Звідси за допомогою криогенних насосів скраплений природний газ перекачується в танкери-метановози. Доставлений морським шляхом СПГ, надходить в термінал-сховище, з якого, у міру потреби, подається на випарну установку, а далі, за допомогою компресорної станції через газорозподільну мережу до споживачів.

Саме "дороге" у виробництві СПГ - скраплення, займає до 40% собівартості СПГ, що викликано необхідністю будівництва заводу зі зрідження газу вартістю не менше 1-1,5 млрд дол.

На сьогодні в експлуатації знаходиться 24 установки зі зрідження природного газу потужністю 220,66 млрд. Куб. м, в будівництві - 17 установок потужністю 119,16 млрд. куб. м. Після введення їх в експлуатацію загальна потужність установок зі зрідження природного газу може скласти 339,82 млрд. куб. м.

Продуктивність нововведених установок скраплення газу зросла за останні 20 років з 0,6 до 3 млн. Тонн СПГ на рік за рахунок застосування нового більш потужного устаткування, що забезпечує зниження витрат енергії на скраплення. Раніше в промислових умовах СПГ отримували способом охолодження і конденсації природного газу; при цьому тиск його вибирають в межах $P = 3,5 \dots 5,0$ МПа.

Для охолодження і конденсації передбачалося стиснення природного газу (кріоагента) в компресорах і потім різке зниження тиску в спеціальних пристроях, званих дросельними, або стиснений газ пропускали через розширювальні машини - Турбодетандери, в яких газ охолоджується при його розширенні на лопатках робочого колеса.

Зрідження СПГ може проходити як на суші - на заводах скраплення, так і на плавучих суднах. Фізико-хімічних властивості СПГ і його склад різні і залежать від джерела його походження та процесу скраплення.

Сьогодні використовуються три основних типи циклів скраплення[4]:
 - стандартний каскадний, з використанням декількох щаблів зовнішнього охолодження.

- модифікований каскадний цикл з комбінованим охолодженням (внутрішнім та зовнішнім);

- розширювальний з охолодженням газу у детандері та виробництвом роботи.

Класичний каскадний термодинамічний цикл у перше був застосований на першому заводі скраплення природного газу у Алжирі (1965р) [6]. Вибір циклу був обумовлений його простотою , що дозволило розрахувати та побудувати установку на високому інженерно- технічному рівні. Схема установки показана на рис. 3.3. Установка компонується із трьох циркуляційних контурів на чистих однокомпонентних холодильних агентах у яких холод продукується на різних послідовно знижуючихся температурних рівнях.

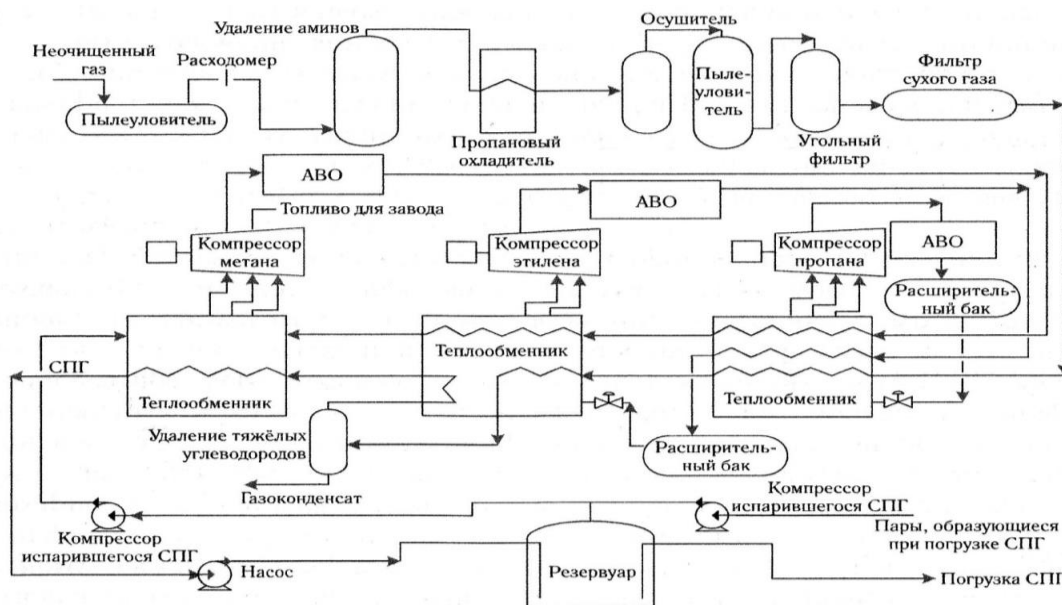


Рис.3.3. Технологічна схема установки скраплення каскадного циклу фірми Філіпс.

Основним недоліком перших установок по скрапленню природного газу була їх технологічна складність, яка обумовлювалась великою кількістю теплообмінного обладнання та різноманітністю та кількістю компресорних установок.

Наступним етапом підвищення термодинамічної ефективності установок скраплення були схеми з застосуванням багатокомпонентних холодильних агентів. Прикладом такої установки була технологія скраплення за процесом «МСР» [3], схема якої показана на рис 3.4.

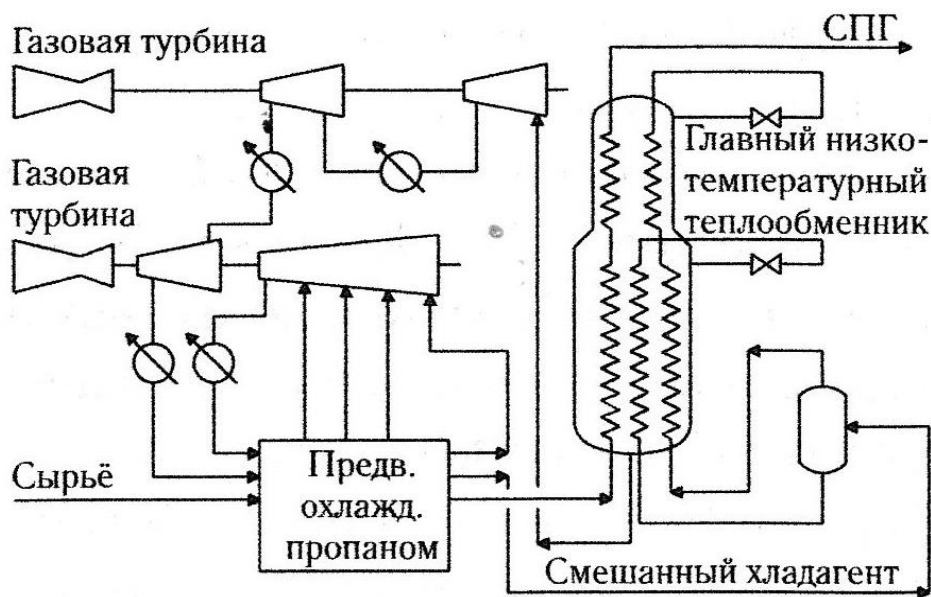


Рис.3.4.Технологічна схема процесу « МСР»

Технологія МСР включає підготовчу стадію охолодження за якою реалізується скраплення з використанням охолодження за допомогою багатокомпонентного холодильного агента (суміші пропану х іншими вуглеводами). Багатоступенева пропанова система застосовується для охолодження змішаного холодильного агента та природного газу. Для установок потужністю 1,4 млн т на рік, капітальні витрати з врахуванням монтажу складають 300 дол. США га 1 тону .

Установки, які працюють за технологією « АР-Х», являються гібридом пропанового холодильного циклу для початкового охолодження та зовнішнього азотного циклу для переохолодження СПГ. Схема технологічного процесу скраплення за цією технологією показана на рис.3.5. Завдяки використанню переваг обох циклів, досягається висока ефективність процесу при незначних експлуатаційних витратах. Така технологія застосовується для крупномасштабних систем СПГ, так як вона може компонуватись на одній технологічній лінії. Вартість скраплення за технологією « АР-Х» значно менша повідношенню до конкурентних технологій і тому у даний час у стадії будівництва знаходяться шість технологічних ліній з потужністю 7,8 млн т/ рік СПГ кожна.

В даний час широкого застосування набувають у пікових установках ,так званні, детандерні цикли скраплення. Особливо ефективними являються детандерні цикли при використанні перепаду між магістральним тиском та тиском газороподільчої мережі.

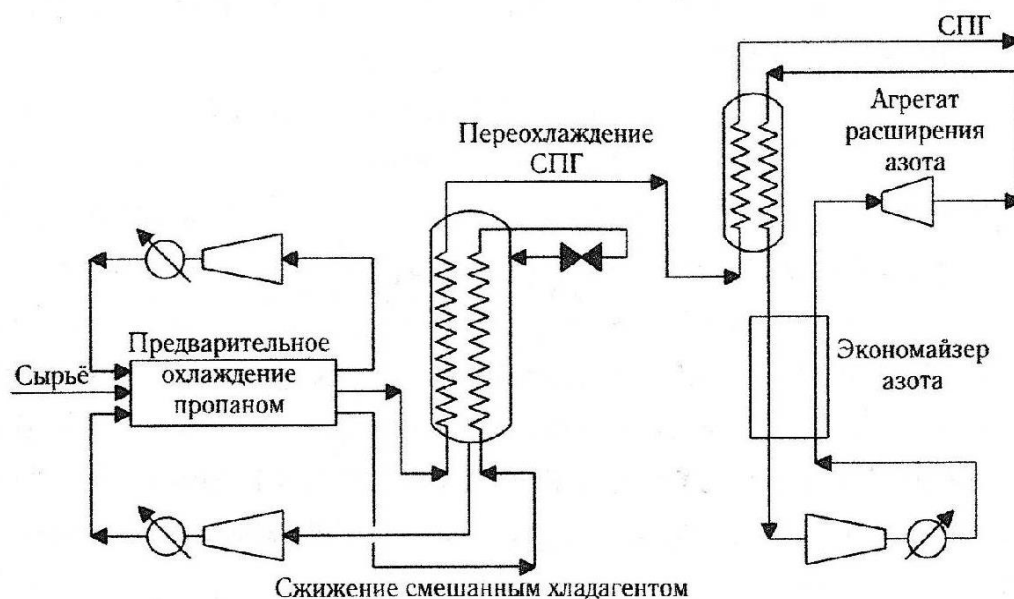


Рис. 3.5. Технологія процесу скраплення «АР-Х»

Кращі закордонні турбодетандери експлуатуються при початковому тиску до 15 МПа, допускають конденсацію газу до 20%.

Азотні цикли застосовуються на установках середньої продуктивності від 5500 до 33000 м³/ годину для забезпечення пікових потреб у газорозподільчій системі [4,7].

При виборі технології скраплення однією із головних вимог являється енергетична ефективність. Але при виборі технології необхідно для кожного конкретного об'єкту аналізувати допоміжні енергетичні або економічні критерії такі як можливість продукування холодильних агентів із природного газу, використання серійного, а не спеціального, компресорного та теплообмінного обладнання, простота експлуатації і таке інше.

3.3. Морський транспорт СПГ

Одним з важливих елементів в системі використання СПГ займають морські танкери-газовози, основною функцією яких є транспортування зрідженого природного газу від місць його виробництва до споживача. Танкери-метановози дозволяють відмовитися від використання стаціонарних наземних і підводних трубопровідних систем, забезпечити перевезення природного газу на величезні відстані і швидко переорієнтувати його потоки, уникаючи монополії окремих постачальників.

Як зазначалося раніше, зріджений природний газ є криогенної рідиною з температурою кипіння при атмосферному тиску 111 К (-162 ° С), в зв'язку з цим при його транспортуванні пред'являються особливі вимоги по ізоляції криогенних ємностей.

Перше судно, призначене для перевезення ЗГ, було побудовано у Швеції на замовлення Данії. Судно вантажомісткістю 667 м³ одержало назву "Расмус Толstrup". У 1959 р. увійшло до ладу перше судно "Декарт" вантажомісткістю 5220 м для перевезення ЗНГ комбінованим способом. Наукові дослідження у напрямку перевезення ЗГ в умовах глибокого охолодження (-161,5°С для перевезення метану) було розпочато у 1950 році У.Л. Норрісоном. Дослідні перевезення довели технічну та економічну доцільність перевезення СПГ в умовах глибокого охолодження. Активне будівництво танкерів-газовозів зростаючими темпами розпочалося у 60-х роках минулого століття.

В даний час світовий флот криогенних метановози налічує близько 200 танкерів. На короткі відстані по доставці СПГ експлуатуються, в основному, танкери-метановози вантажопідйомністю від 45 тис. МЗ до 80 тис. МЗ СПГ. Для міжконтинентального транспорту рідкого метану побудований флот танкерів-метановози з об'ємом резервуарів до 120-140 тис. Куб. м., що еквівалентно 70-80 млн куб. м звичайного газу. Проектується метановози, які можуть перевозити в один рейс понад 200 млн куб. м. газу.

Якщо газозов місткістю до 140 тис. МЗ є рентабельним при транспортуванні на відстань не більше 5500 км, то на відстань до 14500 км танкер з дедвейтом 200 тис. МЗ на 20% рентабельніше, ніж газозов з дедвейтом 140 тис. МЗ. При транспортуванні на відстань до 20 000 км на 25% рентабельніше танкер з місткістю 250 тис. МЗ. Вартість виробництва газозовів дедвейтом до 140 тис. МЗ з 1993 р знизилася більш ніж на 40%.

Вони різняться конструкцією ємностей для зберігання СПГ, яка може бути, як показано на рис. 3.6, сферичної («Moss») рис.3.7. , або мембранної («Membrane») і структурно призматичною (рис.3.8.). З усієї кількості СПГ_танкерів, що знаходяться в експлуатації, 40% з них виконані зі танками сферичного типу, з яких 80% постачають СПГ до Японії. Інші 60% СПГ_танкерів в світі відносяться до мембранного типу. Загальний вид таких танкерів показано на рис. 3.6.

За конструктивним типом метановози представляють собою судна з кормовим розташуванням машинного відділення і надбудови, подвійним дном, з подвійними бортами і цистернами ізольованого баласту [10].



Рис. 3.6. Танкери для перевезення зріджених газів сферичної і призматичної конструкції

Типовий СПГ-танкер (метановозами) може перевозити 145-155 тис. М³ скрапленого газу, з чого може бути отримано близько 89-95 млн. М³ природного газу в результаті регазифікації. За своїм розміром суди-газовози аналогічні авіаносцям, але значно менше найбільших крупнотонажних нафтоналивних суден. З огляду на те, що метановози відрізняються надзвичайної капіталоемністю, їх простій є неприпустимим. Швидкість морських суден, які транспортують СПГ, досягає 18-20 вузлів у порівнянні з 14 вузлами для стандартного нафтотанкерів. Крім того, операції по наливу і розвантаження СПГ не займають багато часу (в середньому 12-18 годин).

На випадок аварії СПГ-танкери мають двокорпусні структуру, спеціально призначену для недопущення витоків і розривів. Вантаж (СПГ) перевозиться при атмосферному тиску і температурі -162°C в спеціальних термоізованих резервуарах (іменується «система зберігання вантажу») всередині внутрішнього корпусу судна-газовоза. Система зберігання вантажу складається з первинного контейнера або резервуара для зберігання рідини, шару ізоляції, вторинної оболонки, призначеної для недопущення витоків, і ще одного шару ізоляції. У разі пошкодження первинного резервуара вторинна оболонка не допустить витоків. Всі поверхні, що контактують з СПГ, виготовляються з матеріалів, стійких до надзвичайно низьких температур. Тому в якості таких матеріалів, як правило, використовуються нержавіюча сталь, алюміній або інвар (сплав на основі заліза з вмістом нікелю 36%).

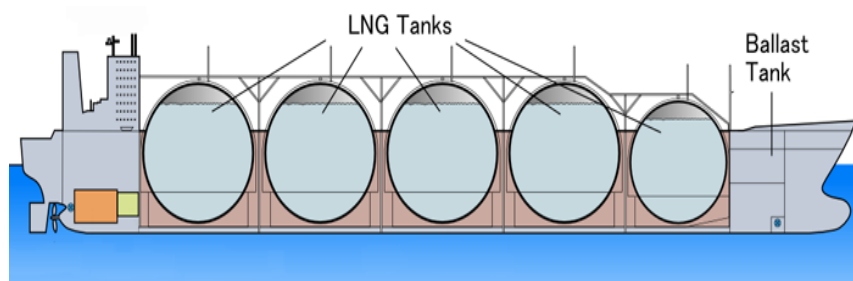


Рис. 3.7. СПГ-танкер типу Moss (сферичні резервуари)

Відмінною особливістю судів-газовозів типу Moss, що становлять на сьогоднішній день 41% світового флоту метановози, є самонесучі резервуари сферичної форми, які, як правило, виготовляються з алюмінію і кріпляться до корпусу судна за допомогою манжета по лінії екватора резервуара. На 57% танкерів-газовозів застосовуються системи трохмембранних резервуарів (система GazTransport, система Technigaz і система CS1). У мембранних конструкціях використовується набагато тонша мембрана, яка підтримується стінками корпусу. Система GazTransport включає в себе первинну і вторинну мембрани у вигляді плоских панелей з інвара, а в системі Technigaz первинна мембрана виготовлена з гофрованої нержавіючої сталі. В системі CS1 інварні панелі з системи GazTransport, що виконують роль первинної мембрани, поєднуються з тришаровими мембранами Technigaz (листовий алюміній, поміщений між двома шарами склопластику) в якості вторинної ізоляції.

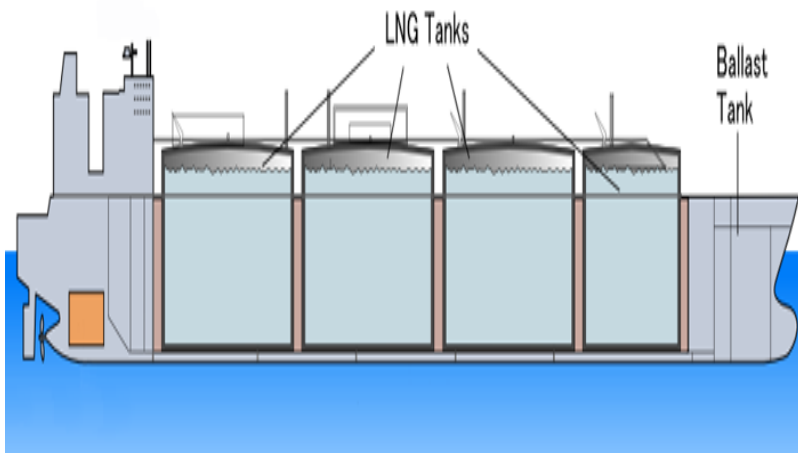


Рис. 3.8. -СПГ-танкер GazTransport & Technigaz (мембранні конструкції)

Матеріал танків - алюмінієві сплави; сталі, леговані нікелем і хромом; спеціальні сплави, наприклад, інвар, що містить 36% нікелю.

Вкладні танки мають різну форму, включаючи сферичну, циліндричну і призматичну. Розвантаження газу, зрідженого при атмосферному тиску, проводиться судновими зануреними насосами, а навантаження - береговими засобами. Для морського транспортування СПГ переважно використовуються два типи танкерів зі сферичними або циліндричними сховищами (Moss_технології), а також мембранні. «Moss» _танкери мають роздільні сферичні вантажні танки, зазвичай виготовлені з алюмінію, в яких відсутні внутрішні конструктивні елементи або перебирання. Ці танки підтримуються

металевими кільцевими спідницями, укріпленими на екваторі спеціальним чином, що дозволяє сфері вільно розширюватися і стискатися. Танки самостійні, незалежні і не є деталями 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, що прилягає безпосередньо до подвійного корпусу корабля, і вага вантажу передається через ізоляцію і сприймається конструкцією корабля. Конструкція містить основну і вторинну мембрани. Між основною і вторинної мембранами є теплоізоляція, а між вторинної мембраною і внутрішнім корпусом корабля - вільний простір. Це простір продувається сухим азотом і постійно контролюється на наявність газу або зміна температури [15].

Дедвейт метановозів завжди наводиться в тис. т (як зазначалося вище, 1 000 т СПГ після регазифікації дорівнює 1,36 млн. м³). На цей час будуються метановози двох типів – зі сферичною і мембранною конструкціями сховищ СПГ. Мембранні ємності майже вдвічі легші за сферичні, тому мембранні метановози мають менші розміри та дедвейт у розрахунку на одиницю вантажності, їх експлуатація є більш економічною завдяки нижчим портовим зборам і платі за прохід через морські протоки. [15]

У загальному підсумку, витрати на транспортування СПГ скоротились у 2003р., порівняно з 1990р., на 40-50%, а вартість метановоза дедвейтом 138 тис. т з \$275 до \$150 млн. Якщо у 1970-х роках відстань, що забезпечувала перевагу транспортування газу метановозами над газопроводами, складала понад 5 000 км, то сьогодні – до 3 000 км. Передбачається, що найближчими роками вона скоротиться ще на 30-40%, і перевага буде забезпечуватися вже на відстані 1 800 км [20].

3.4. Системи переміщення та зберігання.

Прийомний термінал СПГ являється складною енергетично-технологічною спорудою, так як його основним призначенням являється прийом, зберігання при низьких температурах та регазифікація (процес перетворення скрапленого газу у газоподібну складову, яка в подальшому застосовується у системі газопостачання населення або у технологічних процесах як головна сировина або високо потенційний енергоносіє).

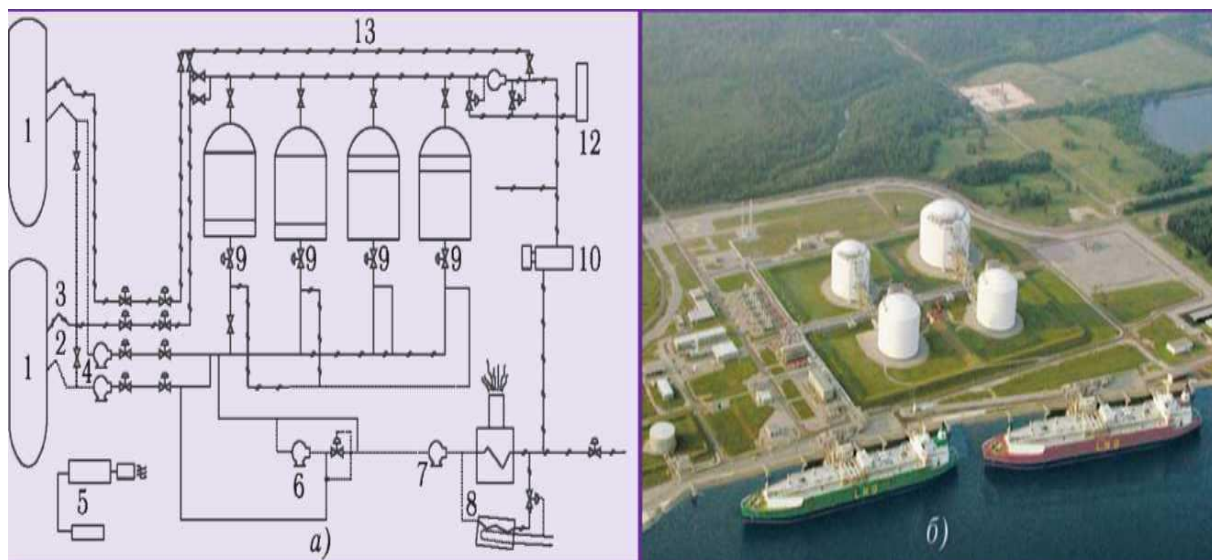


Рис.3.9. Схема прийомного терміналу по прийому, зберіганню та регазифікації СПГ

1 — СПГ танкери; 2 — зливні рукави; 3 — паропровідний рукав; 4 — насоси СПГ потужністю 6000 л.с.кожний; 5 — три турбогенератора потужністю 25350 кВт; 6 — насоси отбора СПГ потужністю 1050 л.с.; 7 — насоси другої ступені СПГ потужністю 12 тис. л.с. ; 8 — випарники; 9 — резервуари для СПГ ; 10 — газові компресори потужністю 4500 л.с. ; 11 — подача палива для випарників; 12 — вихідна лінія природного газу; 13 — вентиляторні установки для пари СПГ

Основні складові вартості будівництва терміналу з прийому ЗПГ виявляються наступними: ЗПГ-сховище - 45%; причал - 11%; технологічне обладнання - 24%; допоміжне обладнання-16%; основні будови-4%.

За берегового виконання термінали поділяються на «офшорні» (далеко від берега) і «оаорні» або рейдові (берегові, поблизу узбережжя) [15].

«Офшорні» термінали можуть приймати судна значною осадкою, а деякі з них взагалі не мають обмежень за осадкою суден.

«Офшорні» СПГ-термінали діляться за своєю конструкції на такі види:

Гравітаційні платформи;

Плавучі установки регазифікації та зберігання;

Плавучі установки регазифікації;

Швартовні регазифікаційні системи.



Рис. 3.10.- Загальний вид офшорного терміналу

Зберігання скрапленого природного газу застосовуються спеціально ізольовані резервуари, що практично виключає некероване випаровування рідини та відповідні енергетичні витрати.

Вертикальні циліндричні ізотермічні резервуари класифікують за такими ознаками:

- за конструктивним виконанням стінок резервуару: одностінні, двостінні, з внутрішньою мембраною;
- за конструктивним виконанням внутрішньої даху: самонесуча, підвісна;
- за типом ізоляції: екранна, пориста, засипні, жорстка;
- по застосовуваних матеріалами: металеві, залізобетонні, комбіновані.

Різновидом наземних ізотермічних резервуарів є металеві вертикальні циліндричні резервуари, заглиблені в ґрунт, зазвичай на висоту корпусу - вони більш надійні, особливо в районах з підвищеною сейсмічністю. Конструкція заглибленого резервуару для зберігання СПГ показана на рис.3.11. Його внутрішній об'єм 200 тис. м³, висота 42,5 м, діаметр 72 м.

Заглибленні резервуари принципово відрізняються від наземних так як при їх будівництві необхідно виконувати лдосить складні земляні роботи, будувати спеціальні

фундаменти з дренажними системами та гідроізоляцією. Але вони значно надійніші, особливо для зон сейсмічної нестабільності. Вони не потребують спеціальних захистних зон між резервуарами та об'єктами. Відповідно до даних деяких закордонних фірм, на долю ізотермічних резервуарів для зберігання СПГ приходить до 50% капітальних затрат на будівництво комплексів СПГ.

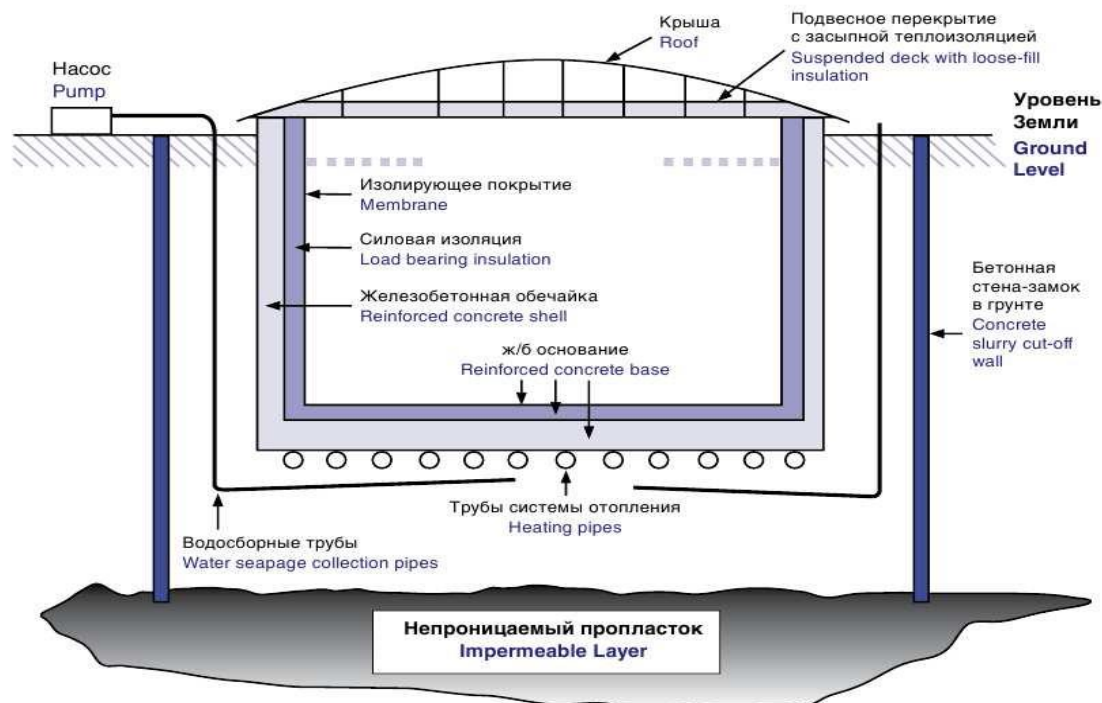


Рис. 3.11. Конструкція підземного резервуару для зберігання СПГ

3.5. Системи регазифікації СПГ

Регазифікація зрідженого природного газу – це процес перетворення СПГ з рідкого стану в газоподібний. Після цього природний газ стає придатним для звичайного використання: подачі по трубопроводах споживачам і закачування в газові балони. Перетворення в газ відбувається в системі випаровування за допомогою нагріву. Підігрів може здійснюватися прямим і непрямим способом. У першому випадку газ отримує тепло безпосередньо від гарячого теплоносія, у другому - тепло надходить до газу через проміжний теплоносій, що обігрівается гарячим теплоносієм. Найбільш часто в якості гарячого теплоносія використовується морська вода, як проміжний теплоносій – пропан. Зріджений природний газ з транспортної ємності через пристрій прийому зливається в ємність зберігання. ЗПГ через запірну арматуру подається на випарник, де перетворюється в парову фазу, а після цього підігрівается, одоризується і через газорегулювальний блок подається споживачеві.

Склад пункту з регазифікації зрідженого природного газу :

- пристрій зливу ЗПГ;
- ємність зберігання ЗПГ (одиночно 8...50 м³), сумарно до 250 м³;
- теплообмінник-регазифікатор продуктивністю 50...4000 м³/год;
- підігрівач газу, електричний вибухозахищений або атмосферний;
- блок газорегулювальний;
- блок одоризації;
- система загальностанційної автоматики;
- системи пожежної, охоронної сигналізації, контролю загазованості, інші

системи згідно норм ПБ, ПУЕ та норм проектування.

До подачі у звичайну газопровідну мережу СПГ повинен бути регазифікований з метою переведення його в початкове газоподібний стан і забезпечення тиску, рівного тиску в газопроводі [8].

Це досягається:

- нагріванням ЗПГ за рахунок тепла морської води або повітря;
- за рахунок тепла, що утворюється в результаті спалювання частини СПГ або іншого палива.

Найбільш поширені такі типи випарників високого тиску які можуть використовуватися для регазифікації ЗПГ на терміналі:

- Трубчасті випарники, що працюють на морській воді;
- Панельні випарники відкритого типу ORV працюють також на морській воді;
- Випарники закритого типу SCV з погрузний камерою згоряння, де джерелом тепла для випаровування СПГ є пальники, в яких спалюється газ;
- Кожухотрубні випарники (або випарники з проміжним теплоносієм), в яких є зовнішнє джерело тепла.

На рис.3.12. показана теплообмінник - регазифікатор СПГ з використанням теплоти морської води

Найбільш поширенні у даний час регазифікаційні системи з енергетичної точки зору мають один суттєвий недолік: процеси регазифікації відбуваються без регенерації механічної роботи, яка витрачається при охолодженні та скрапленні природного газу.

В даний час до складу нових і запланованих до будівництва терміналів включають енергетичні установки, з допомогою яких ефективно використовується холод СПГ для вироблення електроенергії в паротурбінних або газотурбінних циклах, також як і супутні виробництва.



Рис. 3.12. Теплообмінник - регазифікатор СПГ з використанням теплоти морської води
Середня вартість одного терміналу СПГ сягає 800 млн. доларів. Основні складові вартості терміналу при будівництві терміналу СПГ наступні: причал — 11 %; СПГ сховище — 45 %; технологічне обладнання — 24%; допоміжне обладнання — 16 %; допоміжні будівлі — 4 %.

Схема процесів простої регазифікації (без виробництва енергії) показана на рис.3.13.

Схема простої регазифікації (за рахунок теплоти навколишнього середовища) вибрана в співвідношенні с існуючими установами без виробництва механічної роботи [3].

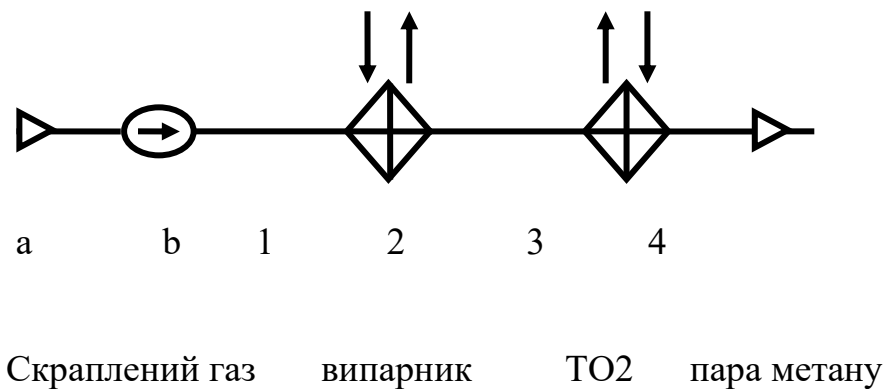


Рис. 3.13. Технологічний процес простої регазифікації СПГ

Параметри скрапленого СПГ після насосу $P= 5,0$ МПа, $T=111$ К

Параметри парів СПГ після теплообмінників, $P= 4,0$ МПа, $T=263$ К

Масова витрата $G_m=101834$ кг/год= 28.29 кг/с,

Скраплений природний газ перекачується за допомогою насосів від параметрів транспортування до тиску в газовій магістралі до теплообмінної системи регазифікаційної установки. (від $P = 0,1$ МПа, $T=111$ К до $P = 4,017$ МПа).

В теплообмінниках регазифікаційної установки СПГ підігрівається , кипить та перегрівається за рахунок теплоти зовнішнього середовища (морської води та повітря).

Умовно на схемі в ТО1 відбувається підігрів та випарування СПГ (процес 1 a b 2), а в ТО2 перегрів пари до температури транспортування (процес 2-4)

Процес регазифікації (без вироблення зовнішньої роботи) протікає в теплообміннику ТО1 за рахунок теплоти зовнішнього середовища (повітря).

Термодинамічні властивості природного газу у процесі регазифікації приведені у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2. Термодинамічні властивості природного газу при регазифікації.

	P, МПа	t, °C(K)	h, кДж/кг	v, м ³ /кг	S,кДж/кг К
1	4,017	-159(114)	188	0.004	-
a	4,0	-87(186)	481	0.004	2.74
b	4.0	-87(186)	670	0.0123	3.76
2	4.0	-25(248)	890	0.028	4,8
3	4.0	-10(263)	940	0.032	5,0
4	4,0	20 (293)	1012	0,035	5,25

Таким чином процес регазифікації при P = 4МПа = const.

В ТО1 відбувається процес підігріву метану від - 158.5°С до - 87°С, кипіння при - 87°С і перегрів від - 87°С до - 25°С .

В ТО2 процес перегріву метану від t₂ = - 25с до t₃ = -10. В подальшому процес нагріву бо температури зовнішнього середовища відбувається в трубопроводах транспортної системи .

Теплові навантаження на ТО1 і ТО2

$$Q^{TO2}=G(h_3-h_2)=28.29(940-890)=1414.7 \text{ кВт}$$

$$Q^{TO1}=G(h_2-h_1)=28.29(890-188)=19859.5 \text{ кВт}$$

Витрата води через парогенератор (при умові прямої регазифікації морською водою)

$$W = \frac{Q_h}{C_{pw}\Delta t_w} = \frac{19859.5}{4.19 \cdot 10} = 474 \text{ кг/с} = 1706.31 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$\Delta t_w = t_{w1} - t_{w2} = 10^\circ\text{C} \text{ (охолодження води в парогенераторі)}$$

C_{pw}=4.19 кДж/кг*К питома теплоємність води

Витрата повітря через парогенератор (при використанні повітря в якості джерела теплоти на рівні навколишнього середовища)

$$G^e = \frac{Q_h}{C_{p\epsilon} \Delta t_\epsilon} = \frac{19859,5}{1.005 * 15} = 1324 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t_\epsilon = t_{cp} - t_2 = 15^\circ\text{C} \text{ (охолодження повітря в парогенераторі)}$$

$C_{p\epsilon} = 1.005 \text{ кДж/кг*К}$ питома теплоємність повітря

РОЗДІЛ 4. АНАЛІЗ УТИЛІЗАЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ РЕГАЗИФІКАЦІЇ СПГ

4. 1. Термодинамічна ефективність регазифікації з виробництвом роботи.

Аналіз термодинамічних циклів і установок за допомогою яких зріджують природний газ свідчить про надзвичайно великі витрати енергії, що в кінцевому результаті впливає на техніко-економічні ефективність систем транспорту СПГ і на конкурентну вартість газу. Наприклад, завод зі зрідження природного газу споживає близько 12% газу, який він переробляє в процесі зрідження.

Однією з головних задач підвищення техніко-економічної ефективності комерційного ринку і транспортування СПГ є питання регенерації енергії, витраченої в установках скраплення природного газу. Одним із способів вирішення цієї проблеми може являється концепсія реалізації прямих термодинамічних циклів в процесі регазифікації СПГ на прийомних терміналах перед подачею газу в магістраль або на споживання.

Теоретичний аналіз, проведений В.С. Мартиновський [11] показує, що 1 тонна випарувався природного газу перед подачею в трубопровід, в теоретичному випадку здатна зробити в тепловій машині близько 70 кВт годину Електроенергія.

На прийомних морських терміналах СПГ зазвичай піддається простій регазифікації, яка не супроводжується продукуванням роботи. Найчастіше кінцевий тиск газу дорівнює або тиску магістрального газопроводу (4 ... 7 МПа), якому тиску забезпечуються газом технологічних процесів, наприклад, синтезу аміаку, коли необхідний газ з тиском 4 МПа.

СПГ доставляється на термінали при температурі $-161,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ і володіє при цьому великий ексергетичною цінністю, а процес його регазифікації може і повинен супроводжуватися виробництвом роботи або комбінуватися з іншими технічними системами, де робота, витрачена на скраплення газу (ексергія СПГ) може ефективно рекуперуватись. Тому надзвичайно важливо правильно оцінювати граничні можливості установок регазифікації СПГ, де можлива регенерація механічної роботи, а також оцінювати ступінь термодинамічної досконалості, яка як відомо показувати ступінь відхилення реальних (дійсних) процесів від термодинамічних зразків.

Це може істотно підвищити техніко-економічні ефективність систем транспорту СПГ і, в кінцевому підсумку, знизити вартість газу.

. Оборотні (теоретичні) цикли регазифікації СПГ з виробництвом роботи

Як відомо, максимальної енергетичне ефективне володіє оборотний цикл Карно, який буде відповідати максимальній роботі при регазифікації СПГ. Гріючим джерелом при цьому є навколишнє середовище з температурою T_{CP} , а холодним джерелом є СПГ при температурі T_{e} .

Оборотні цикли Карно за умови підігріву регазифіцірованного газу до температури навколишнього середовища (цикл А) і при використанні тільки процесу регазифікації тобто процесу випаровування (цикл В) показані на рис.4.1.

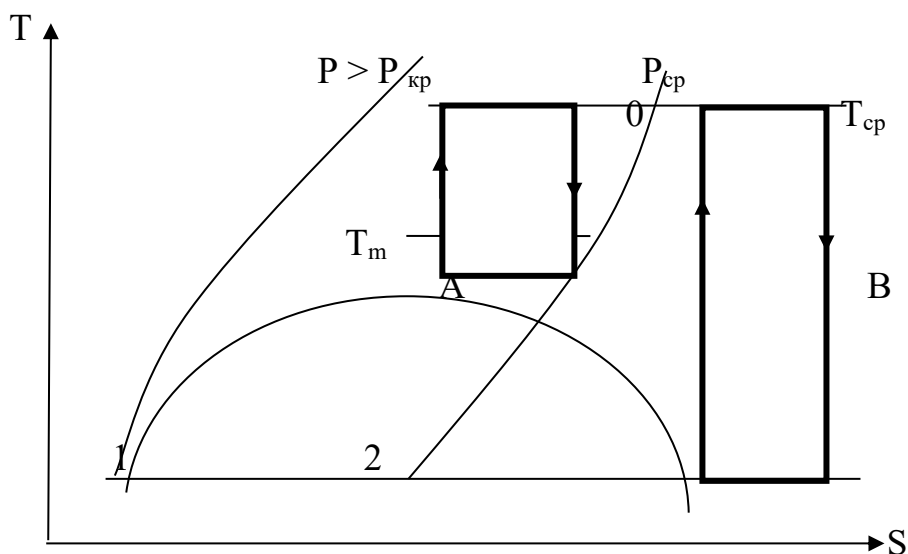


Рис.4.1. Теоретичні цикли регазифікації.

Максимально можливий коефіцієнт перетворення енергії при цьому розраховується через абсолютні температури джерел теплоти, що відповідає формулі

$$\eta_k = \frac{T_{cp} - T_o}{T_{cp}} = 1 - \frac{T_o}{T_{cp}}$$

Розрахункові залежності термічного коефіцієнта корисної дії оборотних циклів Карно від температури навколишнього середовища показані на рис.2. Лінія 1 відповідає варіанту А, а лінія 2 варіанту В.

Як видно з малюнка, коефіцієнт перетворення енергії циклу Карно значно змінюється при зміні температури навколишнього середовища, яка в даному випадку є вищою температурою прямого циклу. Так при температурі середовища 243 К термічний коефіцієнт корисної дії циклу Карно становить 0,54, а з підвищенням температури середовища до 303К він збільшується до 0,63 (майже на 12%).

Слід зазначити, що практична реалізація циклу за варіантом А представляє певні технічні складності, обумовлені низькими значеннями коефіцієнта теплоотдачі газу, а отже, великими різницями температур і суттєвими розмірами теплообмінних апаратів.

Крім того тепловий потік підігріву газу по відношенню до теплоті пароутворення становить всього. Тому в подальшому будуть аналізуватися тільки можливості циклу регазифікації.

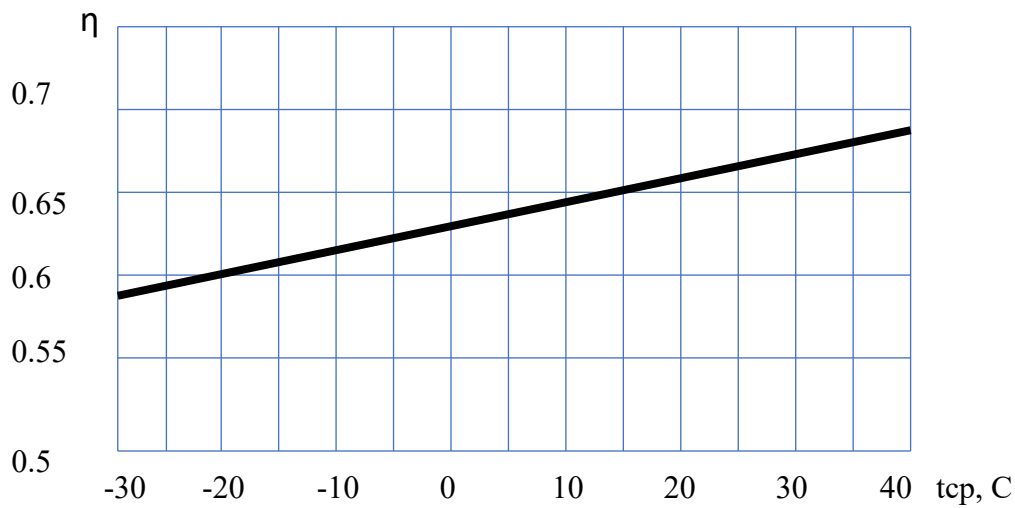


Рис.4.2. Залежність коефіцієнту перетворювання енергії оборотного силового циклу регазифікації від температури навколишнього середовища .

Коефіцієнт перетворювання енергії розраховується через співвідношення енергетичних потоків в циклі.

$$\eta_{\kappa} = \frac{q_{cp} - q_o}{q_{cp}} = \frac{l_{\kappa}}{l_{\kappa} + q_o}$$

$$l_{\kappa} = \frac{q_o}{1 - \eta_{\kappa}}$$

де: q_{cp} - питома теплота, що підводиться в циклі (з навколишнього середовища);

q_o - питома теплота, відведена в циклі (підводиться в теплообміннику регазифікатор;

l_{κ} - питома робота циклу.

Наприклад, це означає що для 1 Дж теплової енергії, яку підносять до СПГ (теплота відводиться в прямому циклі) при його регазифікації потрібно 2,13 Дж теплоти, що відбирається від зовнішнього джерела теплоти при температурі $-30^{\circ}C$ і вже 2,79 Дж при температурі $40^{\circ}C$. Це, в результаті, обумовлює виробництво зовнішньої роботи відповідно 1,17 і 1,79 Дж на 1 Дж холоду, акумульованого СПГ

Слід зазначити, що для того, щоб забезпечити таку енергетичне ефективність перетворення енергії в прямому термодинамічному (силовому) циклі, коли навколишнє середовище служить нижнім тепловим джерелом, необхідно спалювати паливо при температурах 552 - 8740 К. При цьому на 1 Дж теплоти, яка виділяється в результаті спалювання палива можна в ідеальному випадку отримувати 0,54 - 0,64 Дж механічної роботи.

Можна виконати прості розрахунки максимальної роботи, яку можна отримати при регазифікації 1 тонни СПГ. Приймаючи, що прихована теплота пароутворення СПГ становить 510 кДж / кг, отримуємо, що для регазифікації 1 тонни СПГ необхідно підвести 510 000 кДж теплоти. При цьому корисна робота в силовому циклі з температурою $T_{cp} = 303 K$ складе 872 100 кДж роботи або 242 кВт-година. У цьому прикладі враховувалася тільки частина найбільш низькотемпературного холоду з

температурою 111,6 К, що має найвищу ексергетичну цінність, коли процес випарювання СПГ до того ж реалізується при істотних коефіцієнт тепловіддачі[11].

Розрахункове співвідношення 1 Дж холоду до 1,68 Дж механічної роботи може бути реалізовано в оборотних процесах. У цьому прикладі враховувалася тільки частина найбільш низькотемпературного холоду з температурою 111,6 К, а тому має найвищу енергетичну цінність. Механічна потужність циклу Карно, віднесена також до 1 т СПГ, при цьому становить $N_k = 239$ кВт[16.17].

Додаткову роботу в регазифікаційному циклі можна отримати при використанні для цього процесу нагріву газу до температури середовища, на основі побудови еквівалентного циклу Карно, який при цьому будується в інтервалі температур T_e і T_m . (Варіант А на рис.4.1.)

Середняпланіметрична температура для ізобарного процесу 2-0 визначається як $T_m = 191,6$ К і розраховується за відомою формулою ідеального газу при фіксації середнього значення ізобарно теплоємності для процесу.

$$T_m = \frac{T_{cp} - T_o}{\ln \frac{T_{cp}}{T_o}}$$

Термічний коефіцієнт корисної дії еквівалентного циклу Карно при цьому становить 37%, що практично в 2 рази менше ніж в процесі випаровування СПГ. Якщо при цьому врахувати той факт, що кількість теплоти, яке підводиться до газоподібного метану в процесі його нагрівання до ТСР значно менше теплоти пароутворення (становить приблизно 20%), а процеси теплообміну в газових теплообмінниках протікають при значно менших коефіцієнт теплопередачі, то відпадає техніко економіческая доцільність використання цієї частини технологічного процесу регазифікації для виробництва роботи.

Проведений аналіз показує, що процеси регазифікації можна поєднати з процесами перетворення ексергії холоду в роботу. У переважній більшості випадків цією можливістю нехтують, необоротно випаровуючи СПГ і нагріваючи вийшов холодний газ повітрям навколишнього середовища, морською водою або іншими джерелами теплоти, включаючи і процес спалювання палива.

У теоретичних циклах (термодинамічних зразках) значення коефіцієнту трансформації енергії та співвідношення між одиницею й холоду і потенційної механічної роботою визначатися лише температурами джерел теплоти і ні чим більше[11].

При переході до дійсності він, як відомо, ети співвідношення когут істотно зміняться через наявність втрат, обумовлених властивостями робочих тіл і незворотність, що властиво всім, без винятку, реальний процес.

Ступінь термодинамічної досконалості установки, яка визначається співвідношенням дійсного коефіцієнт перетворення до максимально можливого в значній мірі є величиною техніко-економічної, так як рівень незворотності реального процесу перш за все залежить від витрат, які будуть мати місце при реалізації того чи іншого процесу в окремо і всієї установки в цілому.

4.2. Технологічна схема регазифікаційної енергетичної установки

Процеси регазифікації СПГ можна здійснюватися одночасно з виробництвом роботи. Побудова термодинамічної моделі установки регазифікації базується на оборотних термодинамічних процесах за допомогою яких енергія холоду перетворюється на роботу, а із установки виходить регазифікований газ під тиском, який відповідає системам або установкам, де цей газ має бути використаним. У силовому контурі установки можуть застосовуватися різні робочі тіла, як однокомпонентні так і на основі суміші низькотемпературних газів метану, етану, пропану і бутану.

В роботі [12] проводились теоретичні дослідження пов'язані з розрахунками прямих циклів енергогенеруючих установок регазифікації скрапленого природного газу. Одним із основних завдань при цьому було завдання вибору оптимального робочого тіла прямого термодинамічного циклу, який реалізується в інтервалі температур температура скрапленого природного газу ($-161\text{ }^{\circ}\text{C}$) та температура зовнішнього середовища.

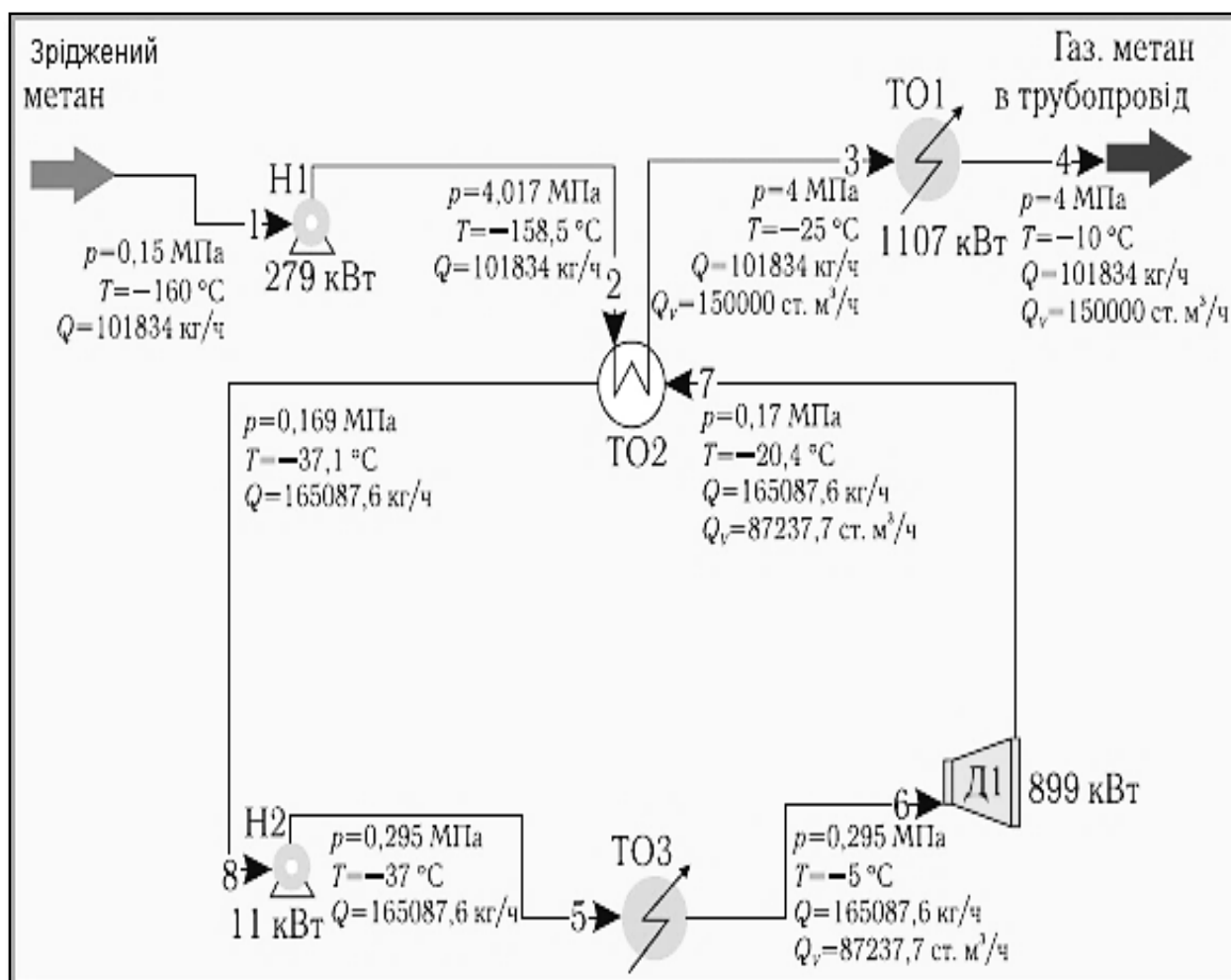


Рис. 4.3. Схема установки регазифікації СПГ із виробництвом роботи

при використанні суміші пропан (90 %) — бутан (10 %): Д1 — турбодетандер; ТО1_ТО3 — теплообмінники; Н1, Н2 — низькотемпературні насоси; Q и Q_v — масова та об'ємна витрати газу

У ній є контур, в якому циркулює робоче тіло прямого термодинамічного циклу. У загальному випадку робоче тіло формувалося з трьох компонентів, до яких відносилися метан, етан, пропан і бутан. На рис. 2 наведена її схема. Випаровування СПГ в установці відбувається за рахунок його теплообміну в теплообміннику ТО2 з робочим тілом, що циркулює в замкнутому контурі і виробляє корисну роботу в турбодетандера Д1. Вступник в установку ЗПГ у кількості, що забезпечує витрату газоподібного метану 150 тис. ст. м³/ год стискається насосом Н1 до тиску 4 МПа (робочий тиск в магістральному трубопроводі) і подається в трубний простір теплообмінника ТО2. Робоче тіло в циклі два рази зазнає фазові перетворення: у теплообміннику ТО2 воно, охолоджуючись, конденсується, а потім у теплообміннику ТО3 в результаті теплообміну з навколишнім середовищем (морською водою) нагрівається і випаровується. Насос Н2 підвищує тиск робочого тіла для виробництва роботи при розширенні його в турбодетандера Д1.

В даній роботі ставилося завдання знайти оптимальний з точки зору максимуму виробленої потужності складу робочого тіла та умови теплообміну (зокрема, температуру робочого тіла на вході в теплообмінник ТО2). В якості робочого тіла використовувалися суміші вуглеводнів (метан, етан, пропан, бутан) різної складу. Витрата і тиск робочого тіла на вході в теплообмінник ТО2 підбиралися таким чином, щоб у ньому відбувалася практично тільки конденсація робочого тіла (з метою інтенсифікації процесу теплообміну).

Таблиця 4.1.- Розрахункові характеристики установки регазифікації при різних робочих тілах [12]

Суміш метан-етан-пропан-бутан, %	Витрата суміші, кг/год	Температура суміші на вході із ТО2, °С	Теплове навантаження ТО3, кВт	Потужність насоса Н2, кВт	Потужність Турбодетандера Д1, кВт	Корисна потужність, кВт
50-50-0-0	160000	-76	20759	105	558	174
10-90-0-0	165000	-50	20877	64	649	306
0-70-30-0	160000	-43	20985	30	752	443
0-10-90-0	168000	-34	21171	17	881	585
0-10-80-10	160000	-43	21144	11	867	577
0-0-90-10	165000	-37	21181	11	899	609
0-0-70-30	160000	-43	21163	7	896	610

У табл. 4.1 наведені склади робочого тіла і результати розрахунків схеми установки, виконані при наступних умовах: - температура робочого тіла на вході в °С; - температура метану теплообмінник ТО2 (після турбодетандера) -20,4°С; - теплове навантаження на виході ізТО2 -25°С теплообмінника ТО₂ становить 21281 Вт; регазифікований метан після теплообмінника ТО₂ нагрівається додатково в теплообміннику ТО1 до температури -10°С (теплове навантаження 1107 кВт) для задоволення вимогам його подачі в магістральний трубопровід; - температура робочого тіла після теплообмінника ТО3 на вході в турбодетандер Д1-5°С (найнижча річна температура, обумовлена температурою навколишнього середовища, при якій складаються найбільш не вигідні з точки зору отримання корисної потужності умови).

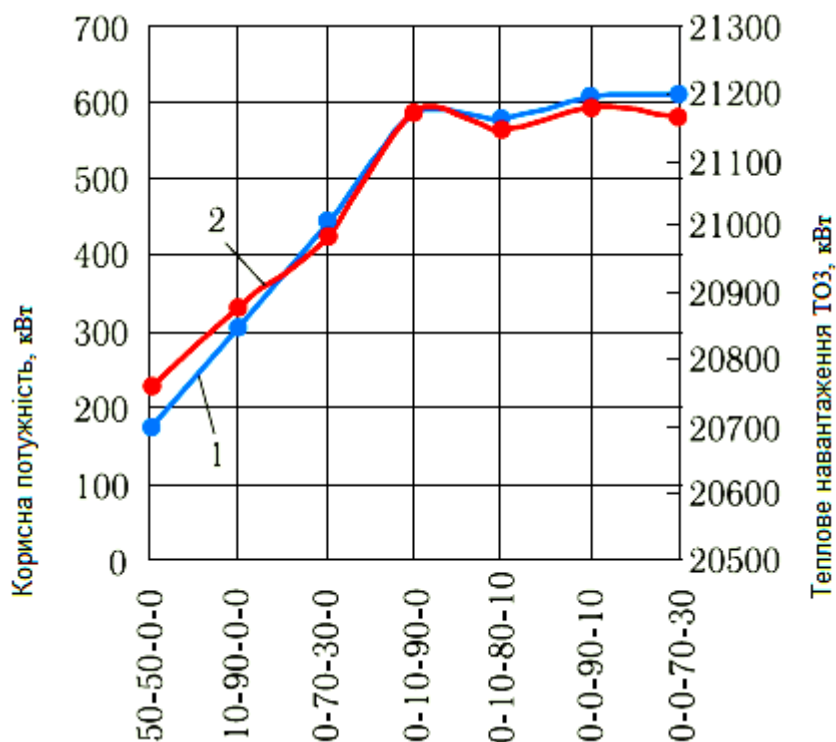


Рис.4.4. Залежність корисної потужності (1), виробленої в схемі установки, і теплового навантаження теплообмінника ТО3 (2) від складу робочого тіла, силового контуру.

З таблиці. 4.1. випливає, що більш високу корисну потужність мають схеми з більш важкими вуглеводнями, тобто з пропан-бутановими сумішами. При переході на ці суміші зростає теплове навантаження теплообмінника ТО3. У разі застосування суміші метан-етан тиск у циклі (який визначає фазові переходи) досягає 5 МПа. У той же час використання бутану в якості компонента робочого тіла обмежується його низьким тиском конденсації (при -5°С менше 0,1 МПа). Для сумішей з відносно високим змістом (до 30%) бутану необхідно дуже точно витримувати умови проведення процесів в теплообміннику ТО3 і турбодетандери (температури, тиску), оскільки в таких сумішах в дуже вузькому діапазоні здійснюються фазові перетворення. В двухпоточному рекуперативному теплообміннику ТО2 відбувається теплообмін між ЗПГ і робочим тілом силового контуру.

Відповідності з аналізів процесів оптимальним робочим тілом силової енергетичної установки є суміш пропан – бутану в співвідношенні 90% і 10%. Це робоче тіло відповідає максимальній потужності силової установки для фіксованих вихідних даних регазифікації.

Як показано вище, енергетична ефективність установки регазифікації залежить від властивостей робочих тіл, а кращі показники відповідають сумішам таких речовин як пропан, етан, бутан, метан у різних концентраціях. Суттєвим недоліком систем у яких у якості робочого тіла вибирається суміш речовин, являється те, що при витках робочого тіла практично неможливо дозарядити систему при умові збереження початкової концентрації суміші.

Найбільш простим та економічно обрентованим рішенням, яке відповідає мінімальним витратам та значно спрощує експлуатацію енергосилової установки, являється вибір одноконтурного робочого тіла.

4.3. Цикл та схема силової модифікованої енергетичної установки

Модифікована силова регазифікаційна установка передбачає заміну робочого тіла паросилового циклу з багатоконтурного на одноконтурне. Схема регазифікації з силовим контуром (з виробництвом механічної енергії передбачає заміну теплообмінника TO2 на випарник –конденсатор та введення додаткового теплообмінників TO 1та TO2 у яких пара природного газу підігривається зовнішнім повітрям до температури 263К та морською водою до температури 290 К.

Схема регазифікації з силовим контуром вибрана в за технічними даними які співвідносяться з існуючими установками традиційної регазифікації без виробництва механічної роботи. Масова витрата газу вибиралась відповідно до продуктивності технологічних установок синтезу аміаку і дорівнювалась 28,29 кг/с. Скраплений природний газ направляється до теплообмінника –регазифікатора, де він випаровувався та перегрівався до температури -25 С завдяки теплоті конденсації робочого тіла силового циклу.

Після цього природний газ направляється до повітряного а, потім до водяного теплообмінників, у яких його температура підвищується відповідно до 263 та до 290 К. При таких параметрах газ направляється до допоміжної силової турбіни , де він розширяється з виробництвом роботи, яка використовується для приводу електрогенератору. В принципі, можливо технічне об'єднання на одному валу двох турбін, але при цьому виникають питання синхронізації їх роботи, що являється досить складною завданням, особливо при перемінних режимах роботи регазифікаційної системи і, безумовно , турбін.

Технологічна схема установки регазифікації з виробництвом роботи показана на рис.4.5, а термодинамічний цикл силового контуру на рис.4.6.

Робочим тілом силової енергетичної установки являється пропан, який по термодинамічним параметрам та економічній вигідності найбільш підходить як однорідне робоче тіло, що суттєво спрощує експлуатаційно – технічні показники та характеристики термодинамічного циклу.

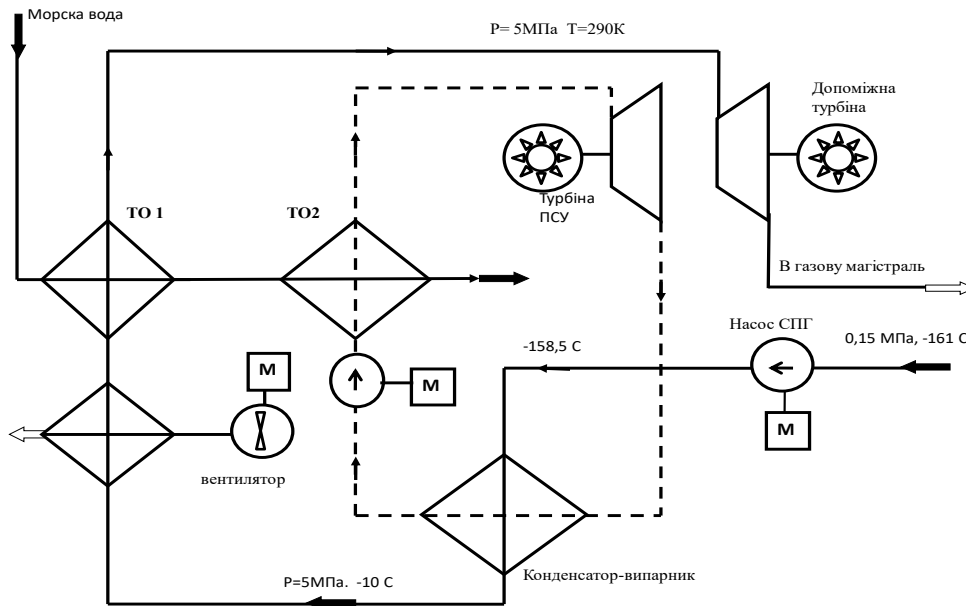


Рис. 4.5. Технологічна схема регазифікаційної силової установки.

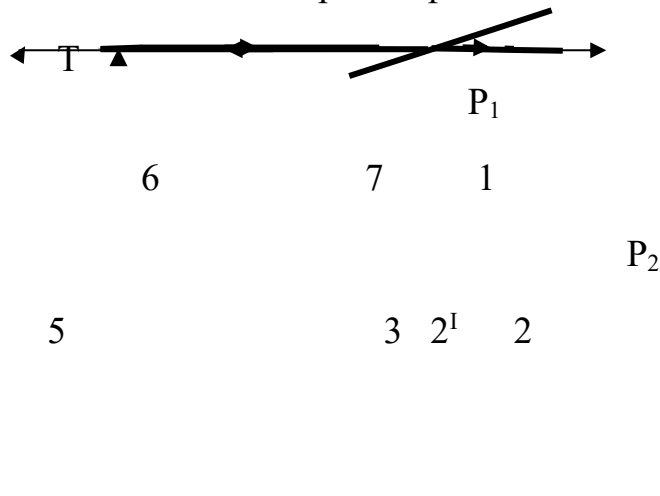


Рис. 4.6. Термодинамічний цикл силового контуру у діаграмі Т-S
1-2 реальний адіабатний процес у турбодетандері;

2-3 ізобарний процес охолодження (2-3) та конденсації пропану (3-4) у конденсаторі;

4-5 адіабатно-ізохорний процес підвищення тиску рідинного пропану від P_2 до P_1 ;

5-1 ізобарний нагрівання рідини пропану (5-6), кипіння (6-7) та перегріву у випарнику

Термодинамічні параметри пропану у вузлових точках циклу знаходяться за допомогою діаграми стану пропану та зводяться до таблиці 4.3.

Таблиця 4.3. Термодинамічні властивості пропанового циклу

	P	t	h	v	S
1	МПа	°C	кДж/кг	М ³ /кг	кДж/кг К
2 ⁱ	0.17	-15	570	0.3	2.53
2	0.17	-20	574.5	0.31	2.58
3	0.17	-30	542	0.25	2.41
4	0.17	-30	130	0.0018	0.75
5	0.295	-29	132	0.0018	0.76
6	0.295	-15	166.36	0.00185	0.875
7	0.295	-15	558.04	0.149	2.386

Розрахунок енергетичних навантажень у циклі

Питома теплота, що підводиться в парогенераторі

$$q^h = q^{15} = h^1 - h^5 = 600 - 132 = 486 \text{ кДж/кг}$$

Питома технічна робота в детандері

$$\text{ідеальна } l_s = h^1 - h^{2'} = 600 - 570 = 30 \text{ кДж/кг}$$

$$\text{дійсна } l_d = l_s \cdot \eta_o = 30 \cdot 0.85 = 25.5 \text{ кДж/кг}$$

Коефіцієнт корисної дії адіабатного детандеру вибирається із довідника для таких детандерів рівним 85 %

Ентальпія в кінці процесу розширення в детандері

$$h^2 = h^1 - \frac{h^1 - h^{2'}}{\eta_o} = 574.5 \text{ кДж/кг}$$

Питома теплота, що відводиться в конденсаторі

$$q^k = h^2 - h^4 = 575 - 130 = 445 \text{ кДж/кг}$$

Питома робота насоса

$$l_n = V_4(P_2 - P_1) = 0.0018(0.295 - 0.17) \cdot 10^3 = 0.225 \text{ кДж/кг}$$

Тепловий потік зі сторони метану

$$Q^m = G^m (h_3 - h_1) = 28.29(745 - 188) = 15757.5 \text{ кВт}$$

h_3 , h_1 – ентальпії метану відповідно рідини із температурою -159 С та перегрітої пари із температурою -25 С. Знаходяться за допомогою таблиць із властивостями метану.

Тепловий потік зі сторони робочого тіла (пропану)

$$Q^n = D (h_2 - h_4) = D^{\delta} \times q_{\kappa}$$

Витрата робочого тіла в силовому циклі (пропану)

$$D = \frac{Q_n}{q_{\kappa}} = 35.41 \text{ кг/с} = 127476 \text{ кг/год}$$

Механічна потужність детандеру

$$N_{\delta} = D_n \times l_{\delta} = D_n (h_1 - h_2) = 35.41 (600 - 574.5) = 903 \text{ кВт}$$

Тепловий потік в парогенераторі

$$Q^{IV} = D q^h = D (h^1 - h^5) = 35.41(600 - 132) = 16571.9 \text{ кВт}$$

Потужність насоса

$$N^n = D^n l_H = 35.41 \cdot 0.225 = 7.97 \text{ кВт}$$

Енергетичний баланс установи

$$Q^h + N^n = Q^k + N_{\delta}$$

$$16571.9 + 7.97 = 15757.5 + 903$$

$$16579.9 = 16660.5$$

Відносна похибка

$$\frac{16660.5 - 16579.9}{16579.9} = \frac{80.6}{16579.9} \cdot 100\% = 0.486 \%$$

Розрахунок енергетичних навантажень у схемі допоміжної турбіни.

Теплове навантаження на повітряний теплообмінник підігріву метану від 248 до 263 К

$$Q = G_M(h_a - h_e) = D_n(h_2 - h_4) = 28,29(940-890) = 1414,5 \text{ кВт}$$

Масова витрата повітря при нагріві на 15° С

$$G_e = \frac{Q_h}{C_{pe}\Delta t_e} = \frac{1414,5}{1.005 * 15} = 94,2 \text{ кг/с}$$

$$\Delta t_e = t_{cp} - t_2 = 15^\circ\text{C} \text{ (охолодження повітря в парогенераторі)}$$

$C_{pe} = 1.005 \text{ кДж/кг*К}$ питома теплоємність повітря

Теплове навантаження на водяний теплообмінник

$$Q = G_M(h_a - h_e) = D_n(h_2 - h_4) = 28,29 (1012-940) = 2037 \text{ кВт}$$

Масова витрата води при нагріві на 10° С

$$W = \frac{Q_h}{C_{pw}\Delta t_w} = \frac{2037,5}{4.19 * 10} = 49,7 \text{ кг/с} = 178,92 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$\Delta t_w = t_{w1} - t_{w2} = 10^\circ\text{C} \text{ (охолодження води в парогенераторі)}$$

$C_{pw} = 4.19 \text{ кДж/кг*К}$ питома теплоємність води

Потужність допоміжної турбіни

$$N_i = D \cdot (\Delta h_i) = 28,29 * (1012 - 825) * 0,8 = 4332 \text{ кВт}$$

Механічна потужність рідинного метанового насосу

$$N_i = D \cdot v(P_1 - P_2) = 28,29(5 - 0,5) * 10^6 * 0,00334 = 279,4 \text{ кВт}$$

Механічна потужність водяних насосів

$$N_i = W \cdot v(P_1 - P_2) = 49,7(0,5 - 0,1) * 10^6 * 0,0001 = 198 \text{ кВт}$$

Механічна потужність повітряних вентиляторів

$$N_v = G * C_p T \left[\left(\frac{P_2}{B} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] * \frac{1}{\eta} = 94,2 * 1.005 * 298 * 0,027 \frac{1}{0,8} = 569 \text{ кВт}$$

4.4. Розрахунок конденсатора – випарника регазифікаційної установи

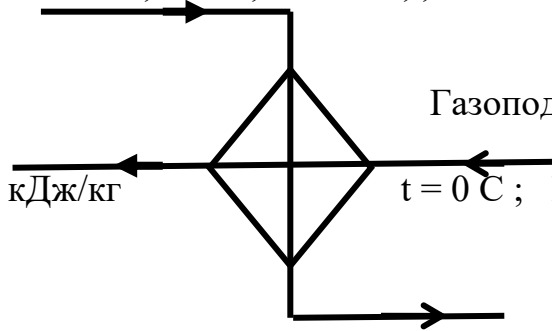
У випарнику - конденсаторі регазифікаційної установки відбувається теплообмін між метаном, який випаровується та перегрівається та парою пропану, який охолоджується, а потім конденсується при температурі -30 °С. Схема теплообміну показана на рис.4.7.

Рідинний метан $t = -159\text{ C}$; $P = 4,017\text{ МПа}$, ; $G = 28,29\text{ кг/с}$; $h_a = 188\text{ кДж/кг}$

Рідинний пропан

$D = 35,41\text{ кг/с}$

$t = -30\text{ C}$; $h_4 = 130\text{ кДж/кг}$



Газоподібний пропан ;

$t = 0\text{ C}$; $h_2 = 574,5\text{ кДж/кг}$

Газоподібний метан $t = -25\text{ C}$, $h_b = 890\text{ кДж/кг}$

Рис. 4.7. Схема теплообміну у конденсаторі- регазифікаторі метану

Теплове навантаження

$$Q = G_m(h_a - h_b) = D_n(h_2 - h_4) = 15757,5\text{ кДж/с (кВт)}$$

Середньологарифмічна різниця температур

$$\text{Максимальна різниця температур } \Delta t_{\max} = (-30) - (-87) = 57^\circ\text{C}$$

$$\text{Мінімальна різниця температур } \Delta t_{\min} = 0 - (-25) = 25^\circ\text{C}$$

Відношення між максимальною та мінімальною різницями температур складає 2,28, тому розраховується середньо логарифмічна різниця температури

$$\Theta = \frac{\Delta t_{\max} - \Delta t_{\min}}{\ln \frac{\Delta t_{\max}}{\Delta t_{\min}}} = \frac{57 - 25}{0,824} = 38,8^\circ\text{C}$$

Необхідна площа теплообміну розраховується за основним рівнянням теплопередачі

$$F = \frac{Q}{K * \Theta} = \frac{Q}{q}$$

де K – коефіцієнт теплопередачі апарату ;

q - щільність теплового потоку в апараті

Для реалізації процесу теплообміну між метаном та пропаном вибирається низькотемпературний теплообмінник кожухотрубного типу із середнім інтервалом тиску [4].

.Розрахунок коефіцієнту тепловіддачі при кипінні з боку метану

Для розрахунку критерія Нусельта вибираємо критеріальне рівняння, яке рекомендується для криогенних речовин з низькими температурами кипіння.

$$Nu = 0.1 P^{0.35} W^{0.7} H^{-m} = 0.1 \cdot 6.283^{0.35} \cdot 75576^{0.7} \cdot (0.7 \cdot 3)^{-0.2} = 508.96 \cdot 0.862 = 438.72$$

$$Pr = \frac{\nu}{a} = \frac{1.31 \cdot 10^{-6}}{0.192 \cdot 10^{-6}} = 6.823 - \text{критерій Прантля}$$

$$W = \frac{4q \left(\frac{l}{d}\right)^{0.65} \left(\frac{G}{\rho_p - \rho_n}\right)^{0.5}}{r \nu \rho_n} = \frac{4 \cdot 6000 \left(\frac{3}{0.009}\right)^{0.65} \cdot \left(\frac{5.49 \cdot 10^{-2}}{421 - 0.662}\right)^{0.5}}{190 \cdot 10^3 \cdot 0.662 \cdot 1.31 \cdot 10^{-6}} = \frac{1245311.04}{16.4774} = 75576.91$$

$$Nu = \frac{\alpha}{\lambda} \left(\frac{G}{\rho_p - \rho_n}\right)^{0.5} \quad \alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{\left(\frac{G}{\rho_p - \rho_n}\right)^{0.5}} = \frac{272}{0.0189} = 14391.53$$

$\lambda = 0.62$ Вт/м*К – коефіцієнт теплопровідності метану

$a = 0.192 \cdot 10^{-6}$ м²/с – коефіцієнт температуропровідності

$C_p = 2.26$ кДж/кг К – ізобарна теплоємність метану

$\nu = 1.31 \cdot 10^{-6}$ м²/с – коефіцієнт кінематичної в'язкості

$r = 190$ кДж/кг – теплота пароутворення метану

$\rho_n = 0.662$ кг/м³ - густина пари метану

$\rho_p = 421$ кг/м³ - густина рідинного метану

$G = 5.94 \cdot 10^{-2}$ Н/м - коефіцієнт поверхневого натягу, $H = 0.7 \cdot 1$

$q = 6000$ Вт/м² - щільність теплового потоку, $m = 0.2$

Теплофізичні властивості метану вибираємо із довідника по температурі - 87°C. Щільність теплового потоку при тепловіддачі між метаном, який кипить та внутрішньою поверхнею трубок.

$$q_M = \alpha \vartheta_M = 14391 \cdot \theta_M$$

.Розрахунок коефіцієнту тепловіддачі з боку пропану

Розраховуємо на основі формули Нусельта

$$\alpha_2 = c^4 \sqrt{\frac{\lambda^3 \rho^2 g r}{\mu \Delta t d_H}} = 1.15^4 \sqrt{\frac{0.538^3 \cdot 225^2 \cdot 9.81 \cdot 398 \cdot 10^3}{19.4 \cdot 10^{-5} \cdot 0.01 \cdot 40}} = 11223 \theta^{-0.25}$$

$\lambda = 0.538 \text{ Вт/м*К}$ – коефіцієнт теплопровідності пропану

$\mu = 19.4 \cdot 10^{-5} \text{ Па с}$ – коефіцієнт динамічної в'язкості

$a = 0.172 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – коефіцієнт температуропровідності

$C_p = 4.5 \text{ кДж/кг}$ - ізобарна теплоємність пропану

$\nu = 0.298 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ – коефіцієнт кінематичної в'язкості

$r = 398 \text{ кДж/кг}$ – теплота пароутворення пропану

$\rho = 225 \text{ кг/м}^3$ - густина рідинного пропану

Щільність теплового потоку при тепловіддачі між пропаном, який конденсується та зовнішньою поверхнею трубок.

$$q_{\Pi} = \alpha_{\Pi} \theta_{\Pi} = 11223 \theta_{\Pi}^{0,75}$$

Система рівнянь є трансцендентною по відношенню до щільності теплового потоку та різниці температур q та θ_m . Достатньо точне рішення дає графо-аналітичний метод, оснований на тому факті, що при сталому режимі роботи апарату повино виконуватись вимога рівенства $q_m = q_{\Pi} = q_{\text{вн}}$. В системі координат θ_a - q будуюмо графіки ліній $q_m = 14391 \cdot \theta_m$ и $q_{\Pi} = 11223 \theta_{\Pi}^{0,75}$, що ілюструється на рис. 4.8. Дійсну (реальну) щільність теплового потоку розраховуємо графоаналітичним способом за допомогою графіків $q_w = f(\theta_a)$ та $q_a = f(\theta_a)$. Точка перетину ліній проєкцією на вісь ординат визначає щільність теплового потоку, а проєкцією на вісь абсцис фактичну різницю температур:

Задаємо послідовно графік $\theta_{m1} = 2$, та $2,5 q_{11} = 14391 \cdot 2 = 28782$

$$q_{12} = 14392 \cdot 2,5 = 35902,5$$

Відповідно будуюмо графік $q_1 = f(\theta_1)$ як пряму яка з'єднує точки 1,2,3,4

№	a	b	c	d
Θ	1	2	3	4
$\Theta^{3/4}$	1	1,68	2,28	2,83
q_2	11223	18875	25583	31743

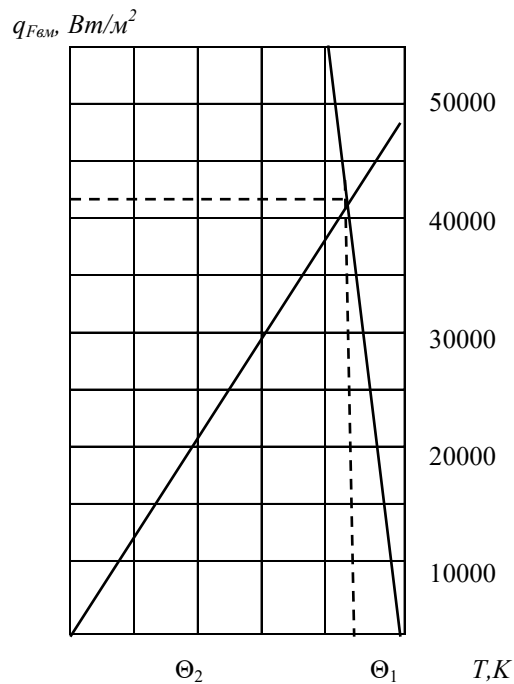


Рис.4.8. Графік визначення консолідованого теплового потоку

Графік визначення дійсної щільності теплового потоку приводиться на рис.3.9. Точка перетину визначає загальну щільність теплового потоку на рівні 48500 Вт/м² та різниці температур 6,8 С зі сторони метану та 32 С зі сторони пропану

Внутрішня поверхня трубок апарату

$$F = \frac{Q}{K \cdot \theta} = \frac{Q}{q} = 15757, \frac{15757,5 \cdot 1000}{65000} = 242 \text{ м}^2$$

Вибираємо два апарата по 121 м²

5. ТЕПЛОВИЙ ТА КОНСТРУКТИВНИЙ РОЗРАХУНКИ ТУРБОДЕТАНДЕРІВ.

5.1. Турбодетандер силового циклу.

Модифікована схема енергогенеруючої регазифікаційної установки розраховується при умові, що тиск СПГ перед регазифікацією підвищується до 4,017 Мпа і після цього направляєється до силової допоміжної турбіни де він розширюється з виробництвом роботи (електричної енергії). Таким чином у схемі модифікованої силової установки застосовуються два турбодетандеоних агрегата. Один у паротурбінному циклі де робочим тілом являється пропан, а другий у розімкнутому контурі природного газу, який направляєється до газорозподільної мережі.

Тепловий розрахунок турбодетандерів виконується для визначення основних геометричних розмірів та характеристик проточної частини. В першу чергу визначається кількість та розміри щаблів турбіни, геометричні профілі та висоти лопаток соплових апаратів та робочих коліс, коефіцієнти корисної дії щаблів в окремоті та турбодетандеру в цілому[9].

При виконанні теплового розрахунку фіксується механічна потужність та частота обертання валу, початкові та кінцеві параметри робочого тіла , які витікають із енергетичного розрахунку установки.

Схематично однощаблева осьова турбіна показана на рис. 5.1

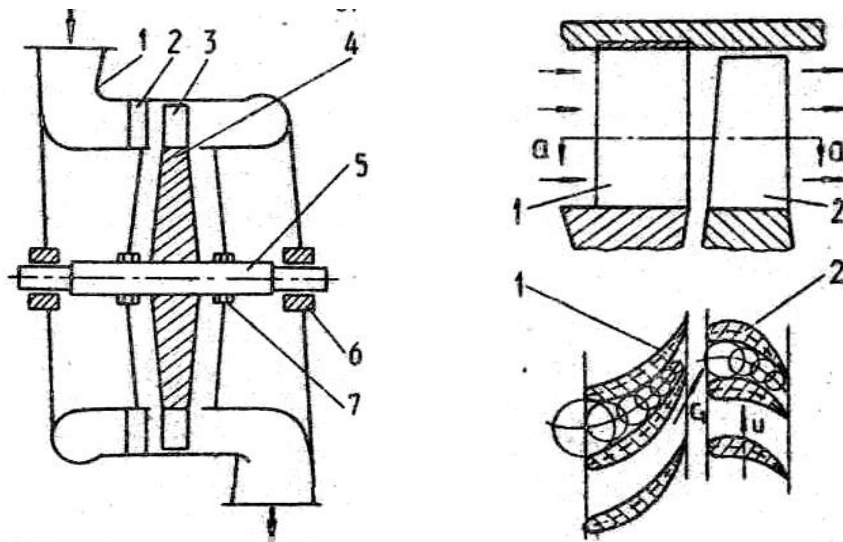


Рис. 5.1. Газова осьова турбіна.1- вхідний направляючий апарат (канал);2- лопатки соплового апарату ; 3- лопатки робочого колеса; 4- робоче колесо турбіни; 5 – вал турбіни; 6- підшипники валу; 7- шпонки кріплення робочого колеса.

В сопловому апараті турбодетандеру потенційна енергія стиснутого газу перетворюється в кінетичну енергію, а на робочих лопатках, які профілюються відповідним чином, кінетична енергія трансформується в механічну роботу обертального валу.

Як витікає із першого закону термодинаміки, зниження температури газу обумовлюється обов'язковим відводом механічної роботи зовнішньому споживачу[11]. Таким чином механічна потужність турбодетандеру може використовуватись для приводу електричного генератора та трансформуватись у електричну енергію, турбокомпресору, вентиляторів і т.д.

При русі газу через проточну частину турбіни відбуваються енергетичні перетворювання зі зміною параметрів потоку. В сопловому апараті потенційна робота потоку газу перетворюється в кінетичну енергію, а на робочих лопатках кінетична енергія потоку трансформується в рухому силу в результаті чого відбувається обертання валу[9]. Зміна параметрів газу в активній та реактивній турбінах показано на рис. 5.2.

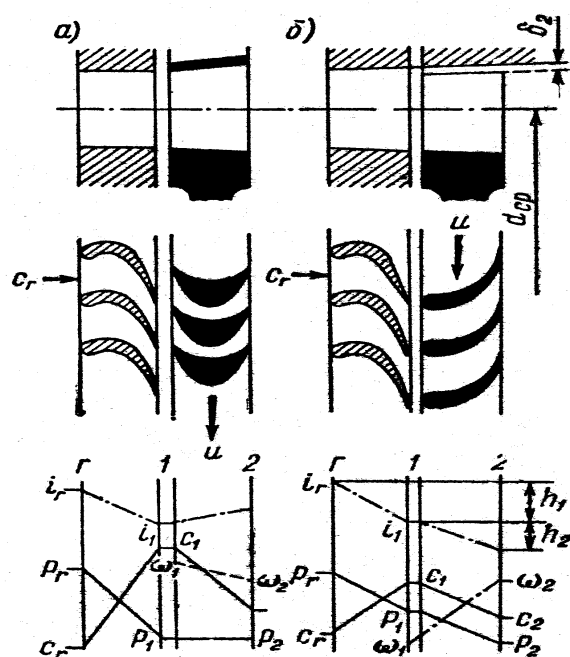


Рис.5.2. Енергетичні перетворювання в активній (а) та реактивній (б) турбіні.

Рівнем реактивності називається відношення теплоперепаду на лопатках робочого колеса до загального теплоперепаду в щаблі турбіни.

Вихідні дані для розрахунку турбодетандеру силового циклу:

Масова витрата газу в циклі (перед детандером), 28,87 кг/с ,

Тиск газу перед детандером 3,0 МПа,

Температура газу перед детандером 263 К,

Тиск газу за турбодетандером 0,11 МПа

Побудова процесу розширення газу відображається у діаграмі стану відповідного газу (пари) і розпочинається зі стану робочого тіла перед стопорним захисним клапаном .

Початкові параметри робочого тіла P^0, t^0 . Стопорний клапан необхідний як орган, який запобігає так званому несанкціонованому розгону турбіни.

Стан робочого тіла перед сопловим апаратом першого щаблю турбодетандеру з урахуванням невеликого дроселювання у стопорному клапані

$$P^0 = (0,95 \div 0,97) \cdot P^0.$$

$$P^0 = (0,96) \cdot P^0 = 0,96 \cdot 3,1 = 2,95 \text{ МПа}$$

Внутрішній коефіцієнт корисної дії регулюючого щаблю та окремих частин турбіни визначається за допомогою аналітичних залежностей або за допомогою експериментальних даних, отриманих при випробуваннях аналогічних турбін.

Для турбін з $n = 75 \text{ сек}^{-1}$ ККД регулюючого щаблю залежить насамперед від площі перерізу соплового апарату та об'ємної витрати робочого тіла.

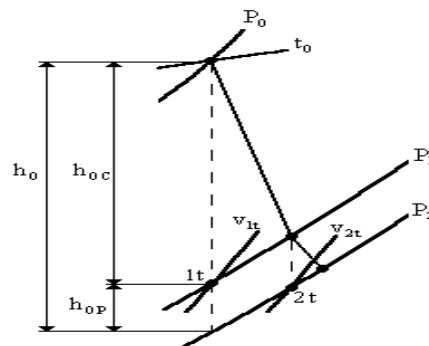


Рис. 5.3. Процес розширення газу у турбодетандері в h-s-діаграмі.

5.2. Розрахунок допоміжного турбодетандеру

вхідні дані для розрахунку допоміжного турбодетандеру:

Масова витрата газу в циклі (перед детандером), 28,3 кг/с ,

Тиск газу перед детандером 4,0 МПа,

Температура газу перед детандером 290 К,

Тиск газу за турбодетандером 0,5 МПа

Побудова процесу розширення газу відображається у діаграмі стану природного газу і розпочинається зі стану робочого тіла перед стопорним захисним клапаном. Початкові параметри робочого тіла P^0, t^0 . Стопорний клапан необхідний як орган, який запобігає так званому несанкціонованому розгону турбіни. Стан робочого тіла перед сопловим апаратом першого щаблю турбодетандеру з урахуванням невеликого дроселювання у стопорному клапані

$$P^0 = (0,95 \div 0,97) \cdot P^0. P^0 = (0,96) \cdot P^0 = 0,96 \cdot 5,0 = 4,8 \text{ МПа}$$

Термодинамічні параметри природного газу перед турбіною:

Тиск - 4,8 МПа; Температура - 293 К; Ентальпія – 1012 кДж/кг; ентропія-5,25 кДж/кг К.

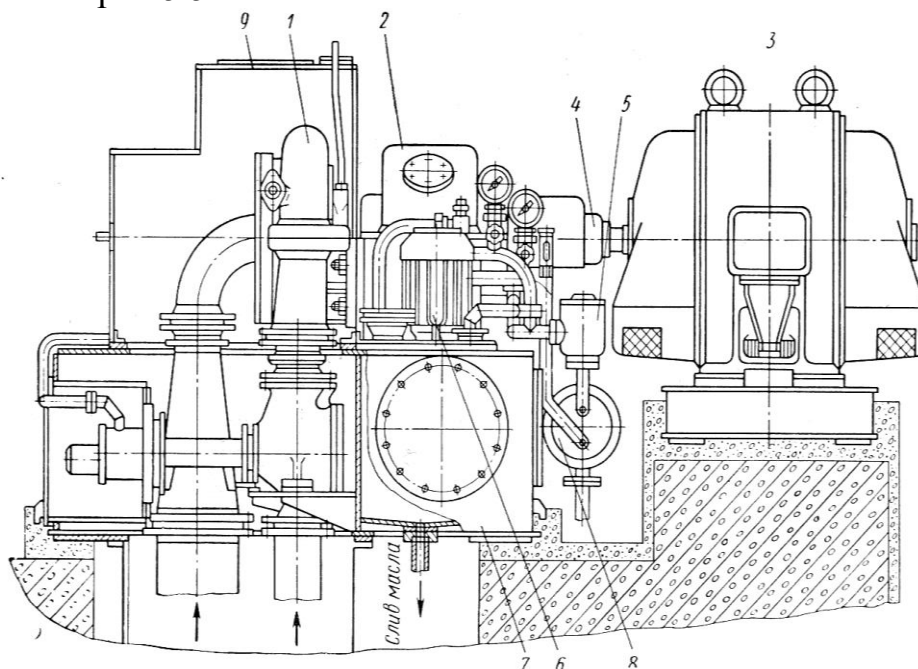
Параметри в кінці ізентропного розширення:

Тиск – 0,5 МПа; Температура - 163 К; Ентальпія – 875кДж/кг; ентропія-5,25 кДж/кг К.,

Загальна потужність допоміжного турбодетандеру

$$N_i = D \cdot (\Delta h_i) = 28,29 \cdot (1012 - 875) \cdot 0,75 = 2906 \text{кВт}$$

Загальний вид допоміжного турбоагрегату з системою захисту від розгону показані на рис.5.5.



5. Турбодетандерний агрегат з редуктором. 1-турбодетандер; 2 – редуктор; 3-редуктор ; 4-муфта; 5- фільтр тонкої очистки мастила ; 6- допоміжний мастильний насос; 7-рама; 8 – охолоджувач мастила; 9 -захистний корпус.

5.4. Система захисту турбодетандеру від розгону .

Система захисту турбодетандеру від надмірного перевищення швидкості обертання валу (розгону) компонується на основі швидкодіючого обладнання, за допомогою якого перекривається подача газу до турбодетандеру[11]. В загальному виді розгін швидкості обертання валу турбодетандерного або турбінного пристрою відбувається при розбалансуванні потужності турбіни (турбодетандеру) та пристрою, який є споживачем потужності.

Основними причинами перевищення швидкості обертання валу являються відключення від електричної мережі , вихід із ладу електрогенератора, перевищення сили струму у електричній мережі та інше.

Загальний вид системи захисту турбіни від розгону показаний на рис.5.6,а стопорний клапан (відцентрованого типу) показаний на рис.3.7.

Конструкція відцентрованого розмикача складається із вала на опорах (підшипниках) пружинного бійка, тяги та золотника. Вал розмикача з'єднується або з валом електрогенератора або з допоміжним валом редуктору.

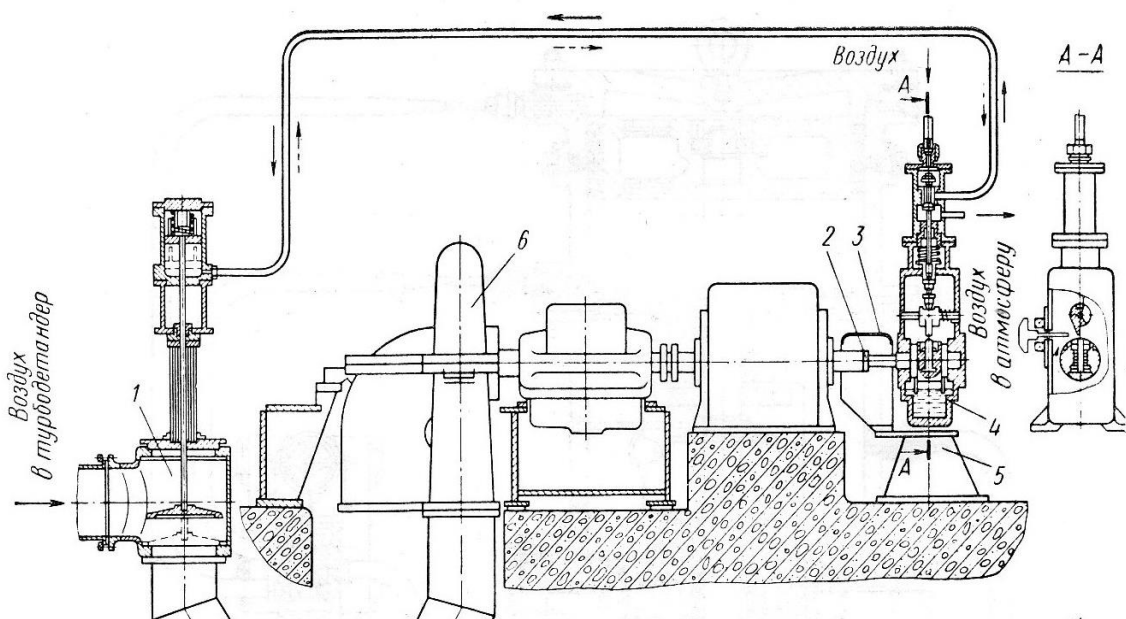


Рис.5.5. Загальний вид системи захисту турбіни від розгону з відцентрованим клапаном –розмикачем. 1- стопорний клапан; 2- муфта; 3- кожух муфти; 4- відцентрований розмикач; 5- опора ; 6 – турбіна

При перевищенні швидкості обертання на 15 %, ударний бойок стискує пружину та тисне на кулачок. Кулачок при цьому змінює положення та звільнює шпіндель з пружиною яка опускає тягу у нижнє положення. Робота відцентрованого розмикача дублюється електромагнітом, який діє на тяги системи, яка обумовлює аварійну зупинку детандеру. Така система захисту турбомеханізмів від надмірної швидкості обертання валу у данний час являється однією із самих надійних, що обумовлює її застосування у турбодетандер них та турбокомпресорних агрегатах середньої та великої продуктивності та тиску.

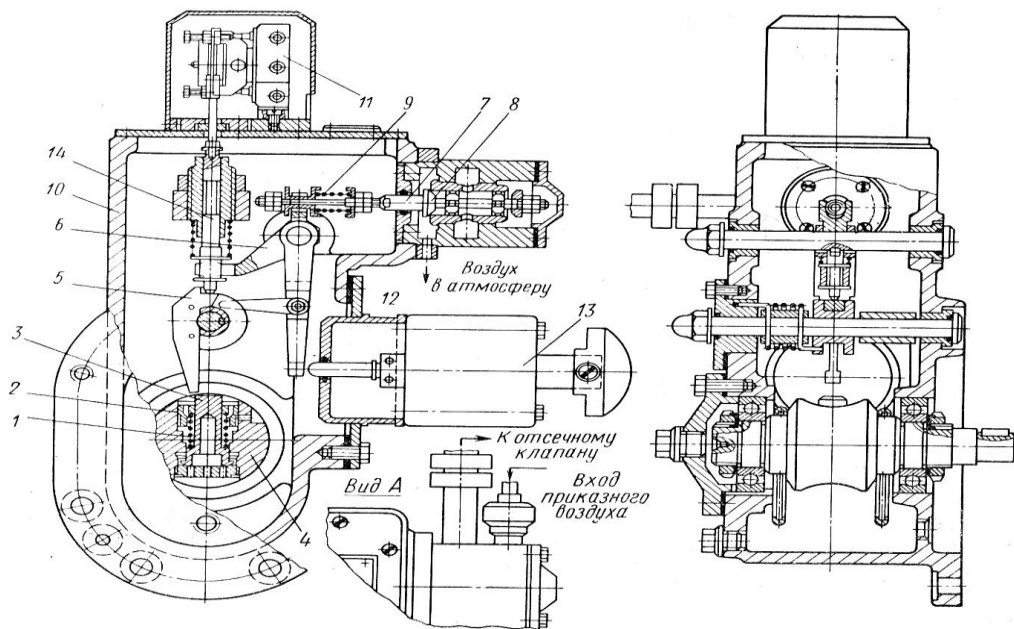


Рис.5.6 Відцентрований розмикач.

1,9- пружини;2-гайка;3- забійник;4-вал;5- кулачок; 6-ричаг;7-шток;8-клапан;10- корпус;11-кінцій розмикач; 12-штовхач;13-електромагніт; 14-шпіндель

РОЗДІЛ 6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ.

6.1. Ризики, як характеристика небезпеки

Практична діяльність людини дає підстави для затвердження про те, що в ній завжди ховається потенційна небезпека. Ані в одному вигляді праці неможливо досягнути абсолютної безпеки.

Небезпека – є основоположне поняття безпеки життєдіяльності людини.

Під небезпекою розуміються явища, події, процеси, об'єкти, здатні в певних умовах завдавати збитки людині аж до летального виходу, безпосередньо або побічно. Тобто викликати несприятливі наслідки.

У даному випадку визначення небезпеки поглинає існуючі стандартні поняття – небезпечні шкідливі виробничі чинники, являючись більш широким, що враховують всі життєві ситуації[2].

Можна вважати, що небезпека постійно погрожує людині своїми наслідками, що, певно, з'являться в довільний момент прийдешнього майбутнього. Враховуючи це, говорять: є ризик підлягти наслідкам небезпеки.

Наслідками прояву небезпек є нещасні випадки, аварії, катастрофи. Вони супроводжуються смертельними випадками, скороченням тривалості життя, шкодою здоров'ю, шкодою природному чи техногенному середовищу або життєдіяльності окремих людей. Кількісна оцінка збитків, заподіяних небезпекою, залежить від багатьох чинників, наприклад, від кількості людей, що знаходились у небезпечній зоні, кількості та якості матеріальних (в тому числі і природних) цінностей, що перебували там, природних ресурсів, перспективності зони тощо.

З метою уніфікації будь-які наслідки небезпеки визначають як шкоду. Кожен окремий вид шкоди має своє кількісне вираження. Наприклад, кількість загиблих, поранених чи хворих, площа зараженої території, площа лісу, що вигоріла, вартість зруйнованих споруд тощо.

Найбільш універсальний кількісний спосіб визначення шкоди — це вартісний, тобто визначення шкоди у грошовому еквіваленті.

Другою, не менш важливою характеристикою небезпеки, а точніше мірою можливої небезпеки є частота, з якою вона може проявлятися, або ризик.

6.1.1 Визначення розміру ризику

Повна безпека не може бути гарантована нікому, незалежно від образу життя. Кожний з нас виживає від одного дня до іншого, уникаючи ризику або переборюючи небезпеки.

Значення слова «ризик» може бути висловлене наступним чином: це можливість (або імовірність) людських жертв і матеріальних втрат або травм і захворювань.

Безумовно, нас найбільш цікавить кількісна сторона цього поняття.

І звідси ризик - це відношення числа тих або інших несприятливих наслідків до їхнього можливого числа за певний період.

З цих позицій ще більш лаконічне є визначення, що ризик – це кількісна оцінка небезпеки.

Нарешті, також лаконічне, але більш предметне визначення: ризик - це частота реалізації небезпек.

Величина ризику визначається по співвідношенню:

$$R = \frac{n}{N}$$

Де: - n-число несприятливих наслідків, наприклад смертельних випадків;

- N – можливе, максимальне число несприятливих наслідків за певний відрізок часу (рік).

Далі, розглядаючи ризик, необхідно вказати клас наслідків, тобто відповісти на питання: ризик чого?

Відповідями можуть з'явитися наступні: ризик протягом року наразитися смертельної небезпеки, або бути травмованим (в звичайному житті або на виробництві), або підпадуть захворюванню, або скороченню тривалості життя, або підпасти впливу пожежі або вибуху і ін.

Наведена формула дозволяє розрахувати розміри загального та групового ризику.

Характерним прикладом визначення загального ризику може служити розрахунок числового значення загального ризику побутового травматизму зі смертельними наслідками. Відповідно до статистичних даних за 1998р. в Україні загинула у побутовій сфері 68271 людина (n=68271).

Зустрітись зі смертельною небезпекою в побуті практично міг кожен із загальної кількості громадян, що проживали в Україні за цей період, тобто $N = 50\ 100\ 000$ осіб.

Відтак, числове значення загального ризику смертельних випадків у побутовій сфері 1998 р. становило:

$$R = n/N = 68\ 271 / 50\ 100\ 000 = 0,001362 = 1,362 \times 10^{-3} = 1362 \times 10^{-6}$$

З розглянутого прикладу випливає, що з кожного мільйона громадян, які проживали в Україні у 1998 році, в побутовій сфері загинули 1362 особи.

Аналізуючи наведені в цій таблиці дані, робимо висновок, що рівень побутового травматизму в нашій країні у 13 разів перевищує рівень виробничого травматизму.

Вважається, що для більшості працюючих в машинобудівних галузях характерними є умови професійної діяльності, обмежені діапазоном ризику від 1×10^{-4} до 1×10^{-3} на людину в рік. Такі умови прийнято вважати відносно безпечними, тобто відносити до 2-ї категорії професійної безпеки (табл.7. 1.).

Таблиця 6.1. - Класифікація умов безпеки професійної діяльності

Категорія безпеки	Умови професійної діяльності	Діапазон ризику (на людину в рік)
1	Безпечні	Менше 1×10^{-4}
2	Відносно безпечні	$1 \times 10^{-4} - 1 \times 10^{-3}$
3	Небезпечні	$1 \times 10^{-3} - 1 \times 10^{-2}$
4	Особливо	Більше 1×10^{-2}

6.2. Концепція прийняттого (допустимого) ризику

За ступенем припустимості ризик буває знехтуваний, прийнятний, гранично допустимий, надмірний[2].

Знехтуваний ризик має настільки малий рівень, що він перебуває в межах допустимих відхилень природного (фонового) рівня.

Прийнятним вважається такий рівень ризику, який суспільство може прийняти (дозволити), враховуючи техніко-економічні та соціальні можливості на даному етапі свого розвитку.

Гранично допустимий ризик — це максимальний ризик, який не повинен перевищуватись, незважаючи на очікуваний результат.

Надмірний ризик характеризується виключно високим рівнем, який у переважній більшості випадків призводить до негативних наслідків.

На практиці досягти нульового рівня ризику, тобто абсолютної безпеки, неможливо. Через це вимога абсолютної безпеки, що приваблює своєю гуманністю, може обернутися на трагедію для людей. Знехтуваний ризик у теперішній час також неможливо забезпечити з огляду на відсутність технічних та економічних передумов для цього. Тому сучасна концепція безпеки життєдіяльності базується на досягненні прийняттого (допустимого) ризику.

Сутність концепції прийняттого (допустимого) ризику полягає у прагненні створити таку малу безпеку, яку сприймає суспільство у даний час, виходячи з рівня життя, соціально-політичного і економічного становища та розвитку науки і техніки.

Прийнятний ризик поєднує технічні, економічні, соціальні та політичні аспекти і є певним компромісом між рівнем безпеки й можливостями її досягнення. Розмір прийняттого ризику можна визначити, використовуючи витратний механізм, який дозволяє розподілити витрати суспільства на досягнення заданого рівня безпеки між природною, техногенною та соціальною сферами. Необхідно підтримувати відповідне співвідношення витрат у зазначених сферах, оскільки порушення балансу на користь однієї з них може спричинити різке збільшення ризику і його рівень вийде за межі прийнятних значень.

На рис. 7.1. наведено графік, який ілюструє спрощений приклад визначення прийняттого ризику.

З цього графіка видно, що із збільшенням витрат на забезпечення безпеки технічних систем технічний ризик зменшується, але зростає соціально-економічний. Витрачаючи надмірні кошти на підвищення безпеки технічних систем в умовах обмеженості коштів, можна завдати збитків соціальній сфері, наприклад, погіршити медичну допомогу.

Сумарний ризик має мінімум при визначеному співвідношенні інвестицій у технічну та соціальну сфери. Цю обставину потрібно враховувати при виборі ризику, з яким суспільство поки що змушене миритися.

Прийнятним рівнем індивідуального ризику загибелі людини вважається ризик, який дорівнює 10^{-6} на рік.

Малим вважається індивідуальний ризик загибелі людини, що дорівнює 10^{-8} на рік.

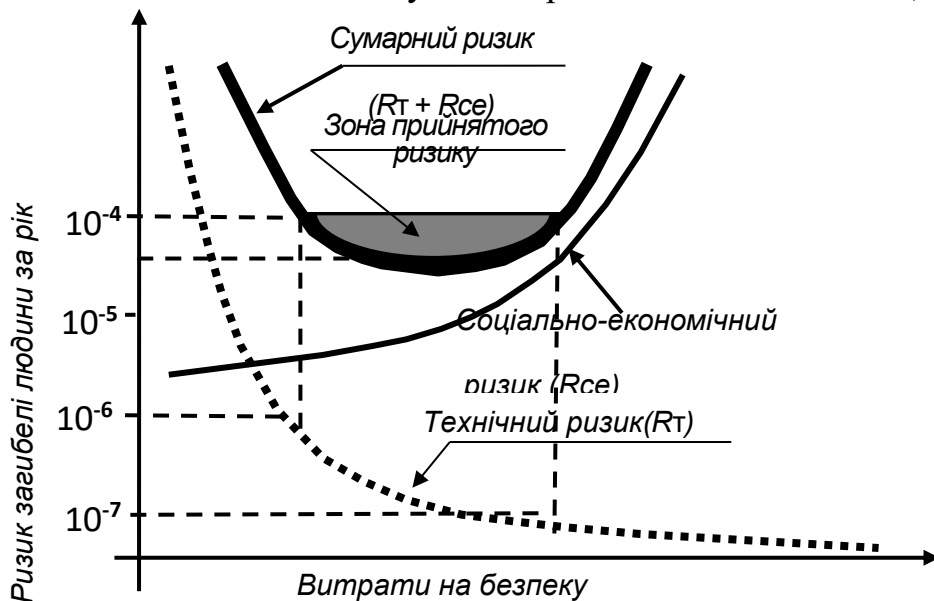


Рис. 6.1. Визначення прийняттого ризику

Концепція прийнятного ризику може бути ефективно застосована для будь-якої сфери діяльності, галузі виробництва, підприємств, організацій, установ.

Справді, коли працюють, навіть дотримуючись усіх встановлених відповідними правилами охорони праці стандартних значень, все ще існує деякий рівень залишкового ризику, який неминуче повинен бути присутнім. Наскільки ризик є прийнятним чи неприйнятним — вирішує керівництво. Результат цього рішення буде впливати на багато вхідних даних та міркувань, серед яких не останнє місце посідає вартість ризику, оскільки головним завданням управління є і завжди буде визначення вартості ризику.

Існує чотири методичних підходу до визначення ризику:

Інженерний, що ґрунтується на статистику імовірного аналізу безпеки, побудову «дерева» небезпеки;

Модельний, оснований на побудові моделей впливу небезпечних і шкідливих чинників на окрему людину; соціальні, професійні групи і т. п.;

Експертний, коли імовірність різноманітних подій визначається на основі опитування досвідчених фахівців, тобто експертів;

Соціологічний, заснований на опитуванні населення.

РОЗДІЛ 7. ЦИВІЛЬНА ОБОРОНА

7.1.Захист робітників та службовців у разі надзвичайних ситуацій.

Надзвичайні ситуації ,стихійні лиха, промислові аварії і катастрофи на транспорті, екологічні наслідки антропогенного впливу на біосферу, застосування противником у разі військових дій різних видів зброї, створюють ситуації, небезпечні для життя і здоров'я населення. Серед захисних заходів цивільної оборони, здійснюваних завчасно, особливо важливе місце займає організація сповіщення органів цивільної оборони, формувань і жителів про загрозу і про застосування ним ядерної, хімічної, бактеріологічної (біологічної) зброї і інших сучасних засобів нападу. Особливе значення набуває оповіщення у разі раптового нападу супротивника, коли реальний час для попередження мешканців ІЖД буде вкрай обмеженим і обчислюватися хвилинами. Тому захист мешканців ІЖД від зброї масового ураження навіть при наявності достатньої кількості притулків і укриттів буде залежати від добре організованої системи оповіщення, організація якої покладається на штаби цивільної оборони [2].

З метою своєчасного попередження мешканців ІЖД про виникнення безпосередньої небезпеки застосування супротивником ядерної, хімічної, бактеріологічної (біологічної) або іншої зброї і необхідності застосування заходів захисту встановлені наступні сигнали оповіщення цивільної оборони: «Повітряна тривога» «Відбій повітряної тривоги»; «Радіаційна небезпека»; «Хімічна тривога». Усі сигнали передаються по каналах зв'язку і радіотрансляційних мереж, а також через місцеві радіомовні станції.

Сигнал «Повітряна тривога» подається для всього населення. Він попереджає про безпосередню небезпеку ураження супротивником даного міста (району). Одночасно з цим сигнал дублюється звуком сирен, гудками заводів і транспортних засобів. Тривалість сигналу 2-3 хвилини. За цим сигналом об'єкти припиняють роботу, транспорт зупиняється, і всі жителі переховуються в захисних спорудах.

Сигнал «Повітряна тривога» може застати людей в будь-якому місці і в найнесподіваніший час. У всіх випадках слід діяти швидко, але спокійно, впевнено і без паніки. Суворе дотримання правил поведінки по цьому сигналу значно скорочують втрати людей.

Сигнал «Радіаційна небезпека» подається в населених пунктах і районах, у напрямку до яких рухається радіоактивна хмара, що утворилася при вибуху ядерного боєприпасу. За сигналом «Радіаційна небезпека» необхідно надіти респіратор, тканинну маску або ватно-марлеву пов'язку, а при їх відсутності - протигаз, взяти підготовлений запас продуктів, індивідуальні засоби медичного захисту, предмети першої необхідності і піти в притулок, протирадіаційне або найпростіше укриття.

Сигнал «Хімічна тривога» подається при загрозі або безпосередньому виявленні хімічного або бактеріологічного нападу (зараження). За цим сигналом необхідно швидко надіти протигаз, а в разі необхідності - і засоби захисту шкіри і при першій же можливості сховатися в захисній споруді. Якщо захисної споруди поблизу не виявиться, то від ураження аерозолями отруйних речовин і бактеріальних засобів потрібно залишатися в приміщенні з добре закритими вікнами і дверима. І чекати подальших розпоряджень органів ГО.

При аварії на АЕС. Жителям слід знаходитися в житлових будинках. Провести герметизацію приміщень і підготуватися до евакуації. Ід час повені. Жителям даного району слід зібрати необхідні речі, продукти харчування на 3 дні, воду, відключити газ

і електроенергію і зібратися в певному приміщенні району для реєстрації на збірному евакопункті і відправки в безпечні райони.

Приблизно такі ж повідомлення будуть передані у разі загрози інших аварій, катастроф і стихійних лих.

При виникненні загрози нападу противника місцевими органами влади і штабами ГО за допомогою засобів масової інформації передаються населенню постанови або розпорядження про порядок дій. З цього часу радіоточки, телевізори повинні бути постійно включені для прийому нових повідомлень. У найкоротші терміни населення повинне вжити необхідних заходів захисту і включитися у виконання заходів, що проводяться ГО. Дуже важливо відразу уточнити місце найближчого притулку (укриттів) і шляху підходу до нього. Якщо поблизу немає захисних споруд, потрібно негайно приступити до будівництва найпростішого укриття або пристосування заглиблених приміщень (навіть 1-го поверху кам'яної будівлі) під ЯРУ [2]. У цій роботі активну участь повинні також прийняти учні старшокласники.

Необхідно привести готовність засоби індивідуального захисту, пристосувати підручні засоби, дістати домашню аптечку. У житлових приміщеннях слід провести герметизацію вікон, дверей, протипожежні заходи; вжити заходів до запобіжних продуктів харчування, води від можливого зараження (забруднення). Необхідно підготувати все найнеобхідніше на випадок евакуації.

При знаходженні в зоні радіоактивного зараження (забруднення) необхідно строго виконувати режим радіаційного захисту, установлюваний штабом ЦО в залежності від ступеня зараження (забруднення) району. Якщо з якої-небудь причини не надійде повідомлення ГО, деякий час можна керуватися наступним.

У зоні помірного зараження населення знаходиться в укритті, як правило, кілька годин, після чого воно може перейти в звичайний приміщення. З будинку можна виходити в першу добу не більше ніж на 4 год.

У зоні сильного зараження люди повинні бути в притулках (укриттях) до трьох діб, при крайній необхідності можна виходити на 3-4 год на добу. При цьому необхідно надягати засоби захисту органів дихання та шкіри. У зоні небезпечного зараження люди повинні бути в укриттях і притулках троє діб і більше, після чого можна перейти в житлове приміщення і знаходитися в ньому не менше чотирьох діб. Виходити з приміщення на вулицю можна тільки на короткий термін (не більше ніж на 4 год на добу). У зоні надзвичайно небезпечного зараження перебування населення можливо тільки в захисних спорудах з коефіцієнтом ослаблення дози опромінення близько 1000.

У всіх випадках при знаходженні поза укриття і будинків застосовуються засоби індивідуального захисту. В якості профілактичного засобу, що зменшує шкідливий вплив радіоактивного опромінення, використовуються радіозахисні таблетки з комплекту АІ.

Режим радіаційного захисту - це порядок дій мешканців ІЖД, застосування засобів і способів захисту в зонах радіоактивного зараження (в результаті ядерного вибуху), що передбачає максимальне зменшення можливих доз опромінення.

Режим радіаційного захисту № 1 застосовується в населених пунктах в основному з дерев'яними спорудами, що забезпечують ослаблення радіації в 2 рази, і ПРУ, що послаблюють радіацію в 50 разів (перекриті щілини, підвали).

Режим радіаційного захисту № 2 передбачається для населених пунктів з кам'яними одноповерховими спорудами, що забезпечують ослаблення радіації в 10 разів, і ПРУ, що послаблюють радіацію в 50 разів. Режим радіаційного захисту № 3 розроблено для населених пунктів з багатоповерховими кам'яними будівлями, що забезпечують ослаблення радіації в 20-30 разів, і ПРУ, що послаблюють радіацію в 200-400 разів (підвали багатоповерхових будинків).

Кожен режим радіаційного захисту визначає час, протягом якого необхідно постійно знаходитися в ПРУ (1 етап), потім по черзі в ПРУ і удома (2 етап) і, нарешті, переважно вдома з короткочасним виходом на вулицю по невідкладних справах в цілому не більше ніж на 1 год (3 етап).

У районах сильного радіоактивного забруднення в результаті аварії на АЕС населення повинно бути евакуйовано в максимально короткі терміни. Мешканці прилеглих районів, де потужність дози випромінювання не перевищує 5 мР / год (так званих районів суворого контролю), повинні виконувати гігієнічні вимоги, зокрема, щодня проводити вологе прибирання ІЖД, як можна частіше мити руки з милом, дотримувати правил зберігання продуктів харчування і води (ці правила життєдіяльності розроблені штабами ГО і органами охорони здоров'я). Цими ж органами проводиться повна профілактика населення.

У зоні хімічного зараження слід знаходитися в сховищі (укритті) до отримання розпорядження про вихід з нього. Виходити з притулку (укриття) необхідно в надітих засобах захисту органів дихання.

Напрямок виходу із зони зараження позначається вказівними знаками, при їх відсутності треба виходити убік, перпендикулярну напрямку вітру. У зоні зараження не можна брати що-небудь із зараженою місцевості, сідати і лягати на землю. Навіть при сильній втомі не можна знімати засоби індивідуального захисту. Якщо краплі ОВ, ДЯВ потрапили на відкриті ділянки тіла або одяг треба негайно провести їх обробку за допомогою ІПП.

Після виходу за межі зони зараження знімати засоби індивідуального захисту, і особливо протигаз, без дозволу не можна тому, що поверхня одягу, взуття та засобів захисту може бути заражена ОВ. Отримав ураження необхідно негайно надати першу медичну допомогу: ввести протиотруту (антидот) обробити відкриті ділянки тіла за допомогою вмісту ІПП. після чого доставити їх на медичний пункт.

Все, що вийшло з зони зараження обов'язково проходять повну санітарну обробку та дегазацію одягу на спеціальних обмивочних пунктах.

В осередку бактеріологічного ураження для запобігання розповсюдження інфекційних захворювань може бути введений спеціальний режим - карантин або обсервація.

Населення, що знаходиться в осередку бактеріологічного ураження, повинне строго дотримувати вимоги медичної служби цивільної оборони, особливо режим харчування. У їжу дозволяється вживати тільки ті продукти, які зберігалися в холодильниках або в закритій тарі. Крім того, як їжу, так і воду для шиття слід обов'язково піддавати термічній обробці.

Велике значення в цих умовах набуває постійне містять в чистоті ІЖД, дворів, місць загального користування. Необхідно ретельно виконувати вимоги особистої гігієни: щотижня митися, міняти натільну і постільну білизну, дотримувати чистоту рук, волосся і т. п.

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ.

1.Транспортування природного газу в скрапленому стані (СПГ) являється високоефективним способом переміщення природних енергоресурсів, так як об'єм 1 кг газу при скрапленні зменшується у 600 разів.

2.Проведений аналіз світового ринку СПГ показує, що об'єми та напрямки руху з кожним роком розвиваються у перспективному напрямку, що забезпечує ефективне безпечення та диверсифікацію енергоресурсів для багатьох країн.

3. Розвиток світового ринку СПГ обумовлює широкий розвиток інфраструктури, за допомогою якої реалізується повний цикл, що в свою чергу сприяє розширенню економічно обрнтованих відстаней транспортування та зменшенню його собівартості .

4. Практична реалізація процесів регазифікації СПГ в комбінації з утилізаційними процесами дозволяє суттєво зменшити енергетичну складову та підвищити загальну техніко економічну ефективність систем транспорту СПГ.

5. Комбінування процесів регазифікації СПГ з низько температурною паросиловою установкою дозволяє рекуперувати значну частину енергії, яка витрачається при скрапленні природного газу

6. Модифікована установка регазифікації з двома розробленими силовими турбоагрегатами дозволяє отримувати 4253 кВт електричної потужності.

7. Виконання необхідних норм охорони праці та цивільної оборони забезпечують надійні та сталі експлуатаційні характеристики установок регазифікації СПГ та безпеку обслуговуючого персоналу.

СПИСОК ВИКОРИТАННОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Александров А.А. Термодинамічні основи циклів теплоенергетичних установок М.: Видавництво МЕІ, 2004
2. Атаманюк В.Г. Громадянська оборона. Київ, КИСІ, 2005
3. Баан Я. та ін. Транспортування та зберігання ЗПГ. Нафтогазові технології. №4, 2009
4. Бродянский В.М., Семенов А.М. Термодинамічні засади криогенної техніки. - М.: Енергія, 1980. - 448 с.
5. Гречко О.Г., Новіков О.І. Світовий ринок зрідженого газу і технології його масштабного виробництва// Холодильна техніка. - 2009. - № 9. С. 52 55; № 10. - С. 45 48.
6. Ізотов В.І. Дослідження технологій зрідженого газу Газова промисловість №5, 2005.
7. Кузьменко І.Ф та ін., встановлення зрідження природного газу на базі детандерних азотних циклів. Технічні газы, №2, 2010 стор.39-43
- 8 . Інфраструктура використання зрідженого природного газу: проблеми та перспективи / Ю.А. Похіл, В.Т.Архіпов, Г.Д. Гамуля, А.Я. Левін// Технічні газы. 2006. - № 4. - С. 45 54.
9. Єпіфанова В.І. Низькотемпературні радіальні детандери., Москва, «Машинобудування» 1974
10. В.О. Загоруйко, О.О. Голіков. Холодильна техніка. Київ. Наукова думка. 2000
11. Мартиновський В.С. Цикли, схеми та характеристики термотрансформаторів. М: Енергія, 1979. 288 с.
12. П'ятничко А.І. Лавренченко Г.К Аналіз ефективності виробництва роботи при регазифікації ЗПГ. Технічні газы., № 3, 2010
13. ЗПГ. Світовий ринок. Звіт генерального комісара з розвитку фірми Шелл, 2011, GIGN.14. Унітовський Л.М. і інші. Диверсифікація джерел і маршрутів газопостачання: вибір для Європи та України. Національна безпека та оборона., №6, 2009, Центр Разумкова.
15. Кузнецов С. «Практичні аспекти реалізації інфраструктурних проєктів в сфері СПГ» Матеріали конференції «EuropeAid/128260/C/SER/UA – Complementary Technical Assistance to the EU-Funded Budget Support to Ukraine's Energy Strategy Implementation. Киев -2010.

ДОДАТКИ.

Додаток А.

Рис. А.1. Диаграму стану метану

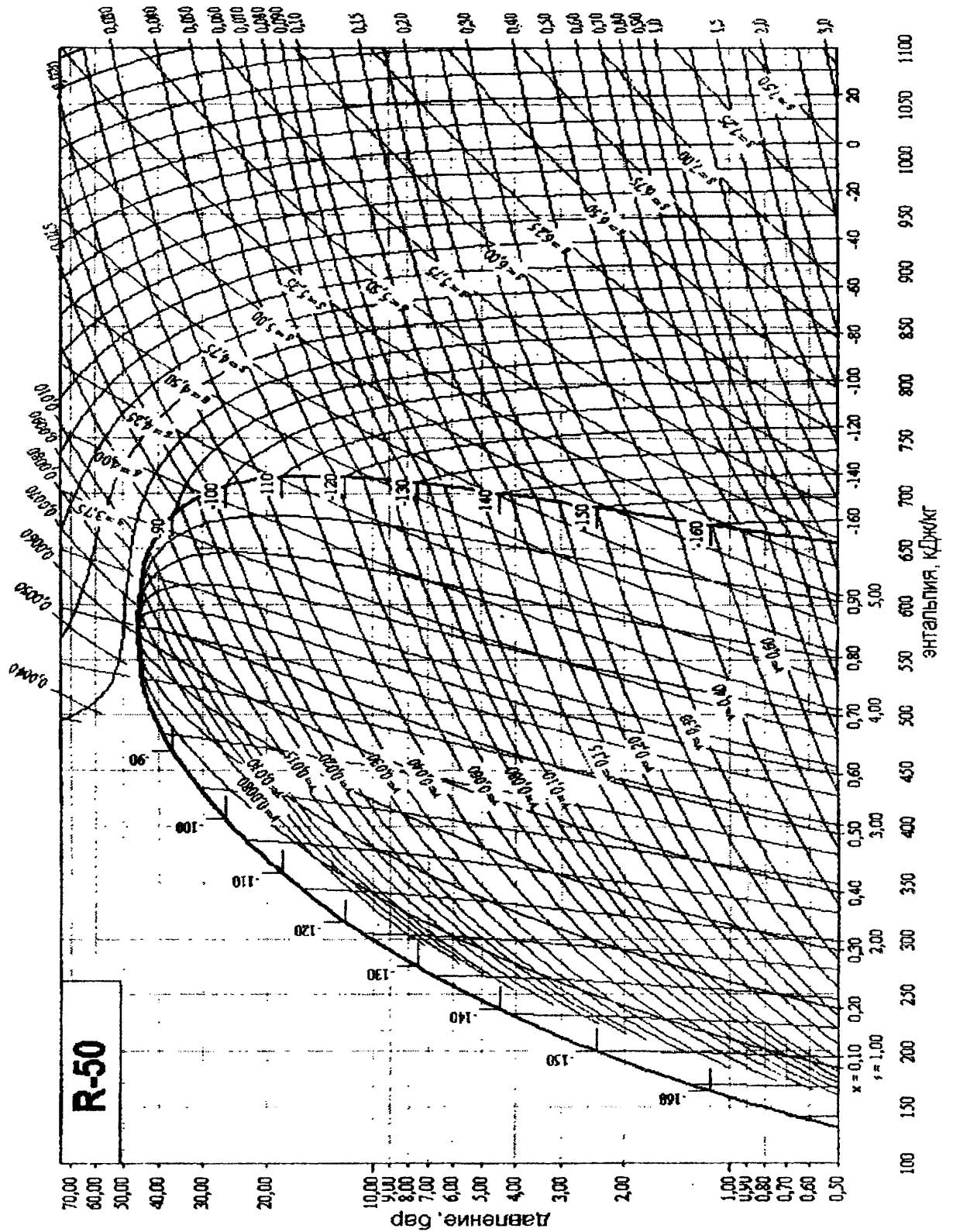


Рис.А.2. Диаграмма stanu пропану

