

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

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

До захисту  
завідувач кафедри



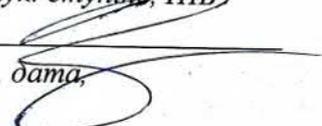
**МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА**

**на тему:** «Удосконалення технології підготовки природного газу з  
використанням вихрових труб»

**Пояснювальна записка**

**Керівник**

старший викладач, Забишиний І.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ

  
підпис, дата

**Виконавець роботи**

Суслов М.О.  
студент, ПІБ

група 601MB

  
підпис, дата

**Консультант за 1 розділом**

Ст. викладач Шимченко А.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 2 розділом**

к. т. н., доц. Федченко Л.О.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 3 розділом**

к. т. н., доцент Петрунча М.В.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

**Консультант за 4 розділом**

к. т. н., доц. Несмерченко І.М.  
посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 23.01.2025

Полтава, 2024

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**  
Завідувач кафедри НГІТ

“ ” \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Суслову Максиму Олеговичу

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Удосконалення технології підготовки природного газу з використанням вихрових труб

Керівник роботи Забишний Іван Вікторович, старший викладач

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

затверджені наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 818-Ф/2

2. Строк подання студентом роботи 27.12 2024 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності).

3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічні схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

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

Вступ

1 Інформаційно-оглядова частина.

2. Теоретична частина.

3. Моделювання. Експериментальна частина (за необхідності).

4. Впровадження результатів досліджень. Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи, вказати мету роботи, задачі, практичну та наукову новизну та/або цінність, методи (технології) дослідження, аналіз сучасного стану теорії і практики застосування вихрових труб, принципові технологічні схеми установки підготовки газу за варіантами модернізації, імітаційні моделі установки підготовки газу, загальні висновки по роботі.

### 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	В.В.Володарчук		
2	к.т.н. доц. Теджешко Л.О.		
3	доц. к.т.н. Теджешко М.В.		
4	Метерецько Т.М., асистент		

7. Дата видачі завдання 14.10.2024

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Теоретична частина	21.10-03.11
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.12
5	Оформлення та узгодження роботи.	16.12-29.12
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

Керівник роботи

(підпис)

(підпис)

Суслов М.О.

(прізвище та ініціали)

Забишний І.В.

(прізвище та ініціали)

## Анотація

Магістерська робота на тему: «Удосконалення технології підготовки природного газу з використанням вихрових труб».

Магістерська робота на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня «магістр» за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, 2024.

У роботі проведено аналіз основних методів підготовки природного газу, зокрема технологій низькотемпературної сепарації, таких як дросель-ефект, використання турбодетандерів, пропанових холодильних установок та дотискних компресорних станцій. Встановлено, що ці технології вимагають значних капіталовкладень і залучення додаткового персоналу, що створює певні труднощі в їх реалізації. Перспективним напрямом удосконалення технологічного процесу підготовки газу є впровадження вихрових труб у відповідні системи підготовки вуглеводнів.

Розглянуто різні типи вихрових труб, визначено їх ключові конструктивні параметри, а також встановлено залежності, необхідні для їх оптимального проектування та ефективного використання.

Здійснено розрахунки основних конструктивних параметрів вихрових труб, зокрема діаметрів вхідних і вихідних патрубків, що дає змогу здійснити ефективне проектування і подальше вдосконалення системи підготовки газу.

Ключові слова: підготовка природного газу, низькотемпературна сепарація, вихрові труби, дросель-ефект, температури точки роси, конденсат, технологічна лінія.

## Зміст

Вступ .....	5
Розділ 1 Дослідження напрямків удосконалення системи збору та підготовки природного газу .....	7
1.1 Основні промислові технології, що застосовуються при підготовці природного газу до транспортування .....	7
1.1.1 Низькотемпературна сепарація з дроселем або ежектором .....	7
1.1.2 Низькотемпературна сепарація з детандер-компресорним агрегатом .....	9
1.1.3 Технологія промислової низькотемпературної абсорбції .....	12
1.2 Використання вихрових труб в системах підготовки вуглеводнів .....	14
1.2.1 Загальні відомості про вихрові труби .....	14
1.2.2 Визначення основних параметрів вихрових труб .....	17
1.2.3 Типи вихрових труб .....	21
1.2.4 Параметри вхідного потоку .....	28
1.2.5 Види потоків, для яких застосовуються вихрові труби .....	30
1.2.6 Властивості газу .....	32
1.2.7 Матеріал труб, які використовуються для виготовлення вихрових труб .....	33
1.3 Методи дослідження процесів підготовки природного газу .....	39
Розділ 2. Відомості про об'єкти дослідження .....	42
2.1. Характеристика вхідної та вихідної сировини .....	42
2.2. Опис технологічної схеми підготовки газу .....	44
2.3. Перша та друга основні технологічні лінії .....	46
2.4. Замірна технологічна лінія .....	48
2.5. Опис технологічної схеми підготовки конденсату та супутно-пластової води .....	48
2.6. Опис дренажної системи .....	51
2.7. Опис факельної системи .....	52

2.8. Опис системи подачі інгібіторів .....	53
2.9. Опис системи подачі теплоносія.....	54
Розділ 3. Дослідження ефективності підготовки природного газу.....	56
Розділ 4. Удосконалення технології підготовки у підготовки природного газу.....	64
4.1 Моделювання удосконаленої схеми установки комплексної підготовки газу.....	64
4.2 Методика визначення основних параметрів вихрової труби.....	71
Загальні висновки .....	76
Список використаних літературних джерел .....	77

## Вступ

**Актуальність роботи.** Природний газ є одним із ключових енергетичних ресурсів сучасності, який відіграє важливу роль у глобальному енергетичному балансі. Якість природного газу безпосередньо впливає на ефективність його транспортування, зберігання та споживання. Підготовка природного газу, зокрема його очищення від вологи, домішок і механічних частинок, є важливим етапом забезпечення надійної роботи газотранспортної інфраструктури.

На сучасному етапі розвитку технологій виникає необхідність у впровадженні енергоефективних, екологічно чистих і надійних методів підготовки газу. Використання вихрових труб для підготовки природного газу є перспективним рішенням завдяки їхній простоті, низькій вартості експлуатації та здатності ефективно розділяти газові потоки. Однак наукові дослідження, спрямовані на оптимізацію роботи вихрових труб і їх адаптацію до промислових умов, є недостатніми.

Удосконалення технології підготовки природного газу з використанням вихрових труб дозволяє не лише покращити якість газу, а й знизити витрати енергії та підвищити екологічність процесу. Це особливо важливо в умовах зростаючих вимог до енергоефективності й екологічної безпеки в енергетичному секторі.

Таким чином, дослідження, спрямовані на вдосконалення технології підготовки природного газу з використанням вихрових труб, є актуальними, оскільки вони сприяють підвищенню ефективності роботи газотранспортних систем і відповідають потребам сучасної енергетичної галузі.

**Мета роботи** – дослідити процеси підготовки природного газу для транспортування на прикладі газоконденсатного родовища .

### **Основні задачі досліджень:**

– виконати моделювання процесу підготовки газу на УКПГ методом низькотемпературної сепарації при тисках на вході 8 МПа;

– провести моделювання процесу підготовки газу на УКПГ при падінні тисків вхідної речовини до 4,5 МПа;

– запропонувати альтернативний метод з подальшим моделюванням процесу осушення газу на УКПГ.

**Об'єкт дослідження** – процес підготовки природного газу та конденсату на установці комплексної підготовки газу.

**Предмет дослідження** – параметри процесу підготовки природного газу та конденсату, які отримані в результаті моделювання.

**Наукова новизна** отриманих результатів полягає в наступному:

отримано нові дані показників якості підготовки природного газу на газоконденсатному родовищі, з урахуванням прийнятого удосконалення.

**Практичне значення:**

створена розрахункова модель з використанням вихрової труби може бути застосована для виконання розрахунків матеріального балансу модернізованої системи збору та підготовки вуглеводнів на газоконденсатному родовищі.

**Методи дослідження:**

– балансовий і термодинамічний аналіз для оцінки матеріальних і теплових балансів, а також енергетичних показників;

– комп'ютерне моделювання потоків газу, теплообміну та багатофазних потоків.

**Особистий внесок автора** роботи полягає у:

– проведенні літературного пошуку та його обробці;

– побудові моделі установки низькотемпературної сепарації газу на УКПГ;

– пошуку та моделюванні альтернативного варіанту для підготовки природного газу на УКПГ при падінні пластових тисків.

**Структура та об'єм роботи.** Магістерська робота складається з вступу, 4 розділів, загальних висновків, списку використаних джерел. Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка».

## **Розділ 1 Дослідження напрямків удосконалення системи збору та підготовки природного газу**

### **1.1 Основні промислові технології, що застосовуються при підготовці природного газу до транспортування**

#### **1.1.1 Низькотемпературна сепарація з дроселем або ежектором**

Традиційна технологічна схема НТС з дроселем (ежектором) включає двох-або триступеневу сепарацію газу, охолодження газу первинної сепарації між ступенями сепарації в рекуперативних теплообмінниках і охолодження газу в дроселі або ежекторі. Відведена з сепараторів рідка фаза частково дегазується і в трифазних роздільниках розділяється на нестабільний конденсат і водний розчин інгібітору гідратуутворення (метанолу або етиленгліколю) [1-5].

В даний час технологія НТС з ежектором успішно застосовується на початковій стадії розробки родовища при високому тиску вхідного газу, на об'єктах, де відсутня вимога до подачі газу в МГ з низькою температурою, а також на родовищах, де газ, що приходить на УКПГ має низькі температури. Вибір цієї технології обумовлений низькими капітальними та експлуатаційними витратами, а також легкістю регулювання технологічного процесу. Один з варіантів технологічної схеми НТС з ежектором наведено на рис. 1.1. Перевага використання ежекторного пристрою від дросельного полягає в можливості залучення (ежекції) низьконапірних газів кінцевої дегазації конденсату в основний технологічний потік. Тоді як в дросельній технології утилізація низьконапірних газів здійснюється їх компримування з подальшою подачею в газ сепарації.

У технологічних схемах НТС з дроселем або ежектором тиск низькотемпературної ступені сепарації на 0,3 ... 0,5 МПа вище тиску газу на виході з УКПГ. Тому збільшення ступеня вилучення С3 - С4 і С 5+ може бути досягнуто тільки зниженням температури НТС. У зимовий період це



пониженню температури НТС кількість газу дегазації – пасивного потоку збільшується і при певній температурі НТС призводить до замикання ежектора і порушення роботи всієї схеми в цілому.

У дросельної технології оптимальна температура сепарації також становить приблизно мінус мінус  $30^{\circ}$  С, оскільки збільшення кількості низьконапірних газів кінцевого ступеня дегазації НК (що надходять в товарний газ) призводить до недотримання вимог якості газу ТТР В і ТТР Вуг.

Найбільш істотним недоліком технологій НТС з дроселем і ежектором, що обмежує застосування цих технологій, є підтримання необхідного перепаду тиску газу на установці. Для досягнення температури НТС мінус  $30^{\circ}$  С це тиск становить 5 ... 6 МПа. Забезпечення такого перепаду тиску здійснюється введенням дотискної компресорної станції (ДКС), розташованої після первинного сепаратора. Відзначимо, що розглядаємі технології характеризуються раннім введенням ДКС іноді навіть з самого початку експлуатації родовища. Таким чином, перспективним напрямком розвитку технологій НТС з ежектором і дроселем є зниження температурного рівня кінцевої ступені сепарації. Це може бути виконано зменшенням кількості низьконапірних газів кінцевого ступеня сепарації перед їх подачею на ежектор або в товарний газ. Це дозволить проводити процес підготовки газу при більш низьких температурах НТС, збільшити вихід товарного НК і виконати вимоги до підготовленого газу по ТТР В і ТТР УВ . Розробка нових технологічних схем на основі існуючих технологій НТС з дроселем і НТС з ежектором розглянуто в розділі 3.

### **1.1.2 Низькотемпературна сепарація з детандер-компресорним агрегатом**

Останнім часом технологічні схеми НТС з детандер-компресорним агрегатом (ТДА) набули широкого поширення в газовій галузі. Використання





Робота технологічної схеми при підключенні ТДА за схемою «Д-К» дозволяє більш повно використовувати холод навколишнього середовища. Особливістю технологічних схем НТС з ТДА по схемі підключення «Д-К» є проведення процесу НТС при тиску максимально наближеному до області максимальної конденсації  $C3+$ . Тому проведення процесу підготовки газу за цією технологією при температурі НТС (мінус  $25^{\circ}C$ ) дозволяє збільшити вихід товарної рідкої продукції в порівнянні з ежекторною або дросельною технологією. Крім цього знижується кількість низьконапірних газів кінцевого ступеня дегазації. Приклад установки НТС з ТДА в обв'язки «Д-К» наведено на рис. 1.3.

Дана схема актуальна для пластового газу з малим вмістом  $C5+$  (близько  $2 \text{ г/м}^3$ ), що дозволяє використовувати утворюючуся невелику кількість низьконапірних газів стабілізації конденсату в якості паливного газу. Однак при підготовці пластового газу з високим вмістом  $C5+$  кількість цих газів перевищує необхідне споживання на власні потреби, тому їх компримують і подають в товарний газ.

### **1.1.3 Технологія промислової низькотемпературної абсорбції**

Абсорбційні технології в промислових умовах застосовуються для підготовки природного конденсатовмісного газу і попутного нафтового газу. Підготовка попутного нафтового газу переважно здійснюється по технології масляної абсорбції (МАУ) при температурі навколишнього середовища і тиску від 1,4 до 4,0 МПа. В якості абсорбенту застосовують нафтові фракції при високій питомій витраті абсорбенту, що становить близько  $0,8 \text{ кг / м}^3$ .

При цьому вилучення  $C5+$  невелике - не вище 7% від їх потенційного вмісту в оброблюваному газі. Розвиток технологій МАУ стосовно промислової підготовки газу газоконденсатних родовищ пішов по шляху зниження температури процесу абсорбції. Це дозволило збільшити ступень вилучення пропан-бутанової фракції і  $C5+$ .

Технологія НТС підготовки пластового газу, доповнена процесом абсорбції при негативних за Цельсієм температурах, отримала назву технології низькотемпературної абсорбції (НТА). У технологіях НТА охолодження газу здійснюється з використанням традиційних пристроїв (ежектор або ТДА). Товарною рідкою продукцією таких УКПГ є нестабільний конденсат [8].

Технологічна схема установки УКПГ 1-В приведена на рис.1.4 У зимовий період підготовка газу здійснюється за схемою НТС з ежектором. Підтримування температури в абсорбері в літній період здійснюється застосуванням турбодетандерів, які розташовані паралельно ежектору. На установках ПНТА в якості абсорбенту застосовують нестабільний конденсат першого ступеня сепарації після відділення водно-метанольної фази.

Технологія ПНТА характеризується:

- обмеженням по мінімально досяжній температурі підготовки газу на рівні мінус 30 ... мінус 33 °С, що обумовлене ризиками відкладення парафінів всередині абсорбера;

- впливом навіть невеликого крапельного виносу абсорбенту на точку роси товарного газу по вуглеводнях. Це обумовлено наявністю важких вуглеводнів в абсорбенті;

- відсутністю можливості регулювання кількості і компонентного складу абсорбенту. Зокрема, в процесі розробки родовища питома кількість абсорбенту значно зменшується, що призводить до зниження ефективності процесу абсорбції.

Процес ПНТА може бути удосконалений у частині організації циркуляційних потоків абсорбенту з метою регулювання його кількості та компонентного складу.

## 1.2 Використання вихрових труб в системах підготовки вуглеводнів

### 1.2.1 Загальні відомості про вихрові труби

Вихрова труба – це пристрій без рухомих механічних частин, який перетворює спочатку однорідний за температурою газовий потік у два окремих потоки з різними температурами. Він розділяє потік стисненого газу на область низької загальної температури та область високої. Такий поділ потоку на області низької та високої загальної температури називають ефектом температурного (або енергетичного) розділення.

Вихрова труба містить такі частини: одне або кілька впускних сопел, вихрову камеру, отвір холодного виходу, регулюючий клапан гарячого виходу та трубу. Загалом, вихрова труба відома під різними назвами. Найбільш відомі назви: вихрова трубка, вихрова трубка Ранке (першовідкривач), вихрова труба Хільша або вихрова трубка Ранка–Хільша (який покращив характеристики вихрових трубок після Ранке) і вихрова трубка Максвелла–Демона (походить від назви групи Максвелла та Демона, які разом вивчали молекулу гарячого повітря, що рухається всередині труби) [1, 2].

Ефекти вихрової трубки вперше спостерігав Ранке, французький металург і фізик, приблизно в 1930 році. Він створив невелику компанію для використання цього предмета, але незабаром вона зазнала невдачі. У 1933 році він представив статтю про вихрову трубу науковому товариству у Франції, але вона була зустрінута з недовірою та незацікавленістю [3, 4].

Після цього вихрова труба зникла на кілька років, поки Рудольф Хільш не вивчив її і не опублікував свої відкриття в середині 1940-х років [5]. У 1947 році Хільш систематично дослідив вплив тиску на вході та геометричних параметрів вихрової труби на її продуктивність і представив можливе пояснення процесу розділення енергії.

В даний час вихрові труби виробляються різними комерційними компаніями з широким спектром застосування.

Температурний розподіл відбувається шляхом теплопередачі від стиснутого (гарячого) кумулятивним ефектом до нетиснутої периферії, яка має температуру як на вході. По мірі руху до «гарячої» сторони периферія нагрівається від стиснутого гарячого центрального джгута, який рухається назустріч. Таким чином, вихор що утворюється в трубці є тепловим насосом компресійного типу, тому для терморозподілу необхідний не тільки прямий, а й зворотний прохід. Після виходу із трубки потік розширюється до тиску навколишнього середовища, газ який виходить із «холодної» сторони трубки має температуру, набагато нижчу за температуру навколишнього середовища.

До переваг вихрових труб відноситься: відсутність рухомих частин, і як наслідок, надійність та довгострокова робота; має невеликі габарити; витрати газу, що переробляється, може коливатися у великому діапазоні; не потребує підготовки перед експлуатацією. Принцип роботи вихрової труби та підключення її до системи підготовки природного газу наведено на рисунках 1.4, 1.5.

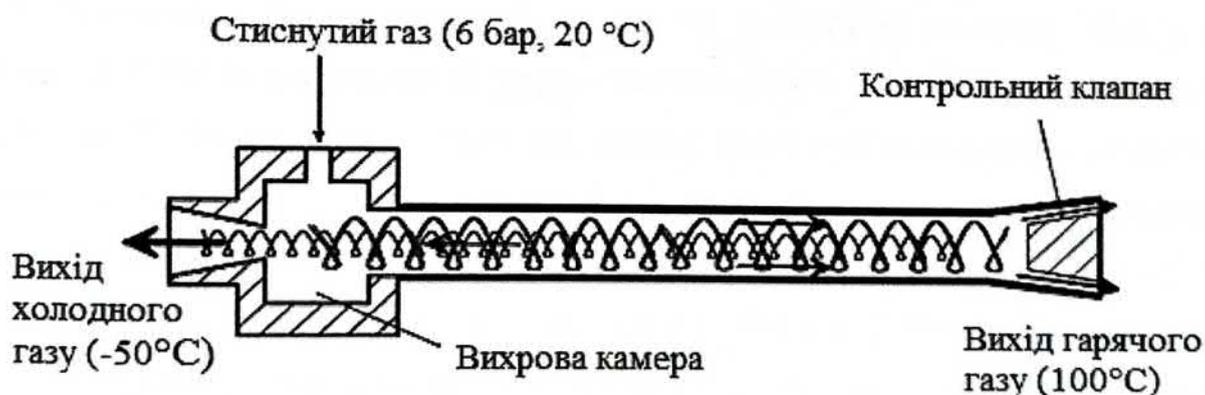
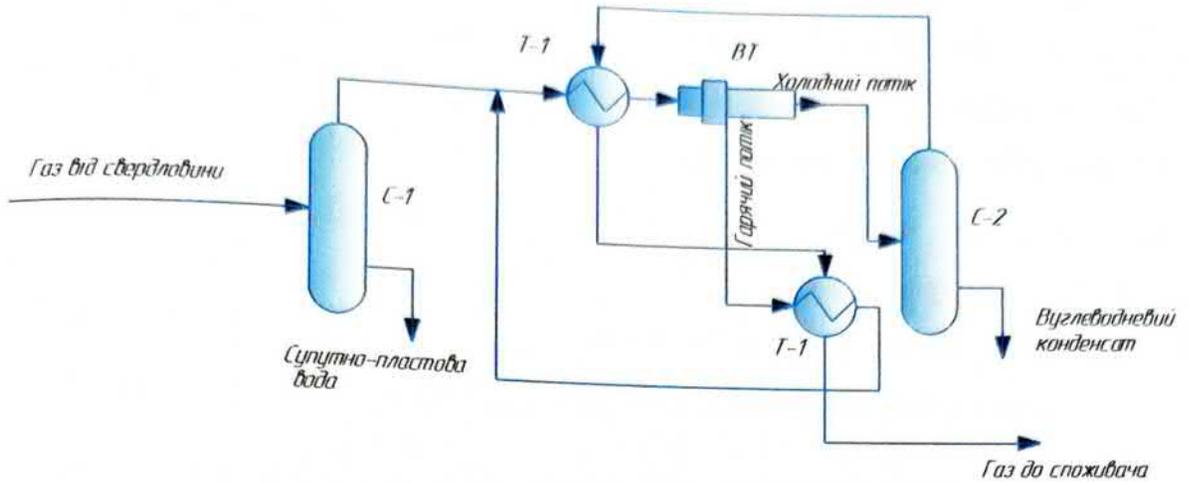


Рис.1.4 – Схема вихрової труби

Підготовка природного газу з застосуванням вихрової труби зображено на рисунку 1.5.



C-1, C-2 – сепаратори; VT – вихрова труба, T-1 – теплообмінник

Рис. 1.5 – Підготовка природного газу з використанням вихрової труби

Проаналізуємо процес підготовки природного газу із застосуванням вихрової труби, яка є ефективною альтернативою традиційному дроселю. Вихрова труба (VT) виконує одночасне охолодження та нагрівання газового потоку, що значно підвищує енергоефективність системи. Функціонування запропонованої установки відбувається за наступною схемою. Спершу пластовий газ після виходу зі свердловин надходить до сепаратора першого ступеня (C-1), де здійснюється відділення пластової рідини та сторонніх механічних домішок. Далі очищений газ проходить через рекуперативний теплообмінник (T-1), де його температура знижується завдяки контакту з холодним потоком із сепаратора другого ступеня (C-2). Потім холодильний потік спрямовується у вихрову трубу (VT). У VT газ розділяється на два потоки: холодний і гарячий. Холодний потік, після виходу з вихрової труби, направляється до сепаратора другого ступеня (C-2), у якому знову відділяються домішки і поліпшується якість газу. Гарячий же потік надходить до рекуперативного теплообмінника (T-2), де використовується

для підігрівання іншої частини газового потоку. Після цього газ із С-2 проходить через теплообмінник Т-1, додаючи енергії вхідному пластовому газу з першого ступеня. Завдяки цьому забезпечується попереднє охолодження нового об'єму газу. Остаточний сухий та очищений газ подається до теплообмінника Т-2, де підігрівається за допомогою гарячого потоку з вихрової труби. На завершальному етапі газ досягає необхідних якісних параметрів і спрямовується до вихідного побутового колектора для транспортування до споживачів. Така інтеграція вихрової труби у технологічний процес не лише підвищує енергоефективність, але й забезпечує якісну підготовку ресурсу для подальшого використання.

### 1.2.2 Визначення основних параметрів вихрових труб

Коефіцієнт маси холодного потоку (частка холодної маси) найбільший важливий параметр, що вказує на продуктивність вихрової труби та розділення температури/енергії всередині труби. Продуктивність труб оцінюється за холодною фракцією. Холодна масова частка – це відсоток вхідного стисненого повітря, який випускається через холодний кінець труби. Це масова витрата холодного газу, поділена на масову витрату вхідного газу:

$$\varepsilon = \frac{\dot{m}_c}{\dot{m}_{in}}, \quad (1.1)$$

де  $\dot{m}_c$  являє собою масову витрату вивільненого холодного потоку,  $\dot{m}_{in}$  являє собою вхідну або загальну масову швидкість потоку робочої рідини під тиском на вході. Тому  $\varepsilon$  змінюється в діапазоні  $0 \leq \varepsilon \leq 1$ .

Різниця температур холодного потоку або зниження температури визначається як різниця температур між температурою потоку на вході та температурою потоку холоду:

$$\Delta T_c = T_{in} - T_c, \quad (2.2)$$

де  $T_{in}$  – температура потоку на вході;

$T_c$  – температура холодного потоку. Так само різниця високих температур визначається як

$$\Delta T_h = T_h - T_{in}. \quad (2.3)$$

Нормований перепад холодної температури визначається як відношення різниці холодної температури до температури на вході:

$$\frac{\Delta T_c}{T_{in}} = \frac{(T_c - T_{in})}{T_{in}}. \quad (2.4)$$

Так само нормоване підвищення високої температури визначається як

$$\frac{\Delta T_h}{T_{in}} = \frac{(T_h - T_{in})}{T_{in}}. \quad (2.5)$$

Коефіцієнт діаметра холодного отвору ( $\beta$ ) визначається як відношення діаметра холодного отвору ( $d_c$ ) до діаметра вихрової труби ( $D$ ):

$$\beta = \frac{d_c}{D}. \quad (2.6)$$

Припускаючи, що процес всередині труб є ізоентропічним розширенням, ізоентропічний ККД

$$\eta_{is} = \frac{h_{in} - h_c}{h_{in} - h_s}, \quad (2.7)$$

де  $h_{in}$  – ентальпія на вході у вихрову трубу;

$h_c$  – ентальпія холодного вихлопу;

$h_s$  – ентальпія після ізоентропічних процесів. Для ідеального газу

$$\eta_{is} = \frac{T_{in} - T_c}{T_{in} - T_s}, \quad (2.8)$$

Для ізоентропічного розширення температура вихлопу дорівнює

$$T_s = T_{in} \left( \frac{p_c}{p_{in}} \right)^{\frac{(k-1)}{k}}. \quad (2.9)$$

Представляючи рівняння (2.9) у рівняння (2.8) дає

$$\eta_{is} = \frac{T_{in} - T_c}{T_{in} \left[ 1 - (p_{atm}/p_{in})^{(k-1)/k} - 1 \right]}. \quad (2.10)$$

де  $\eta_{is}$ ,  $p_{in}$ ,  $p_{atm}$  і  $k$  – ізоентропічний ККД, тиск повітря на вході, атмосферний тиск і коефіцієнт питомої теплої відповідно.

Коефіцієнт продуктивності (COP) як холодильника визначається як відношення потужності охолодження, отриманої системою, до робочої потужності

$$COP_{cr} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{W}}. \quad (2.11)$$

Тут потужність охолодження може бути розрахована відповідно до охолоджувальної здатності холодного вихідного газу (наприклад, тепло, необхідне для нагріву холодного вихідного газу від температури холодного вихлопу до заданої температури) [1]:

$$\dot{Q}_c = \dot{m}_c c_p (T_{in} - T_c) \quad (2.12)$$

У звичайній системі охолодження є компресор, тому робоча потужність є вхідною потужністю компресора. Але в системі зазвичай використовується джерело стисненого газу, тому визначити робочу потужність нелегко. За аналогією робота, яка використовується для стиснення газу від тиску виходу до тиску на вході за допомогою оборотного процесу ізотермічного стиснення [1]

$$\text{COP}_{cr} = \frac{k}{k-1} \frac{\varepsilon(T_{in} - T_c)}{T_{in} \ln \frac{p_{in}}{p_c}} \quad (2.13)$$

Коефіцієнт корисної дії (COP) теплового насоса – це відношення енергії, переданої на нагрівання, до робочої потужності [13]

$$\text{COP}_{hp} = \frac{\dot{Q}_h}{\dot{W}} \quad (2.14)$$

Для системи RHVT потужність нагріву можна виразити як потужність нагрівання гарячого вихлопного газу

$$\dot{Q}_h = \dot{m}_h c_p (T_h - T_{in}) \quad (2.15)$$

Робоча потужність, яка використовується системою, береться такою ж, як використана вище для охолодження. Таким чином, коефіцієнт корисної дії системи як теплового насоса становить

$$\text{COP}_{hp} = \frac{k}{k-1} \frac{(1 - \varepsilon)(T_h - T_{in})}{T_{in} \ln \frac{p_{in}}{p_c}} \quad (2.16)$$

Параметр необоротності – це безрозмірна генерація ентропії незворотними процесами, яка визначається як [1]

$$\Theta_{ir} = \frac{\dot{S}_i}{\dot{m}_{in} R_m} = \frac{1}{\Gamma} \ln \frac{T_{sm}^*}{T_{in}} + \ln \frac{p_{in}}{p_{atm}} = > 0 \quad (2.17)$$

де  $\dot{S}_i$  – швидкість виробництва ентропії внаслідок незворотних процесів;

$R_m$  – питома газова стала,

$\Gamma = (k - 1)/k$ ;

$T_{sm}$  – температура, яка передбачається  $T_h^{1-\varepsilon} T_c^\varepsilon$ .

### 1.2.3 Типи вихрових труб

Вихрові труби класифікують за основними технологічними і конструктивними ознаками: конфігурацією потоку, способом підведення (відведення) тепла, організацією відведення потоків газу низького тиску. У таблиці 1.1 представлені типи вихрових труб. Для позиціонування холодного вихлопу існує два різних типи: вихрові труби проти течії та вихрові труби з паралельним потоком (однопоточні).

Таблиця 1.1 – Класифікація вихрових труб [12]

Метод	Класифікація
Характеристики потоку	Паралельний потік (однопоточний) вихрові труби
	Протитечійні вихрові труби
Спосіб теплопостачання ( відведення)	Неохолоджений (адіабатичний)
	Охолоджений (неадіабатичний)
Спосіб видалення газових потоків низького тиску	Розділюючі вихрові труби
	Самовідвідні вихрові труби
	Вихрові ежектори

$$\Theta_{ir} = \frac{\dot{S}_i}{\dot{m}_{in} R_m} = \frac{1}{\Gamma} \ln \frac{T_{sm}^*}{T_{in}} + \ln \frac{p_{in}}{p_{atm}} = > 0 \quad (2.17)$$

де  $\dot{S}_i$  – швидкість виробництва ентропії внаслідок незворотних процесів;

$R_m$  – питома газова стала,

$\Gamma = (k - 1)/k$ ;

$T_{sm}$  – температура, яка передбачається  $T_h^{1-\varepsilon} T_c^\varepsilon$ .

### 1.2.3 Типи вихрових труб

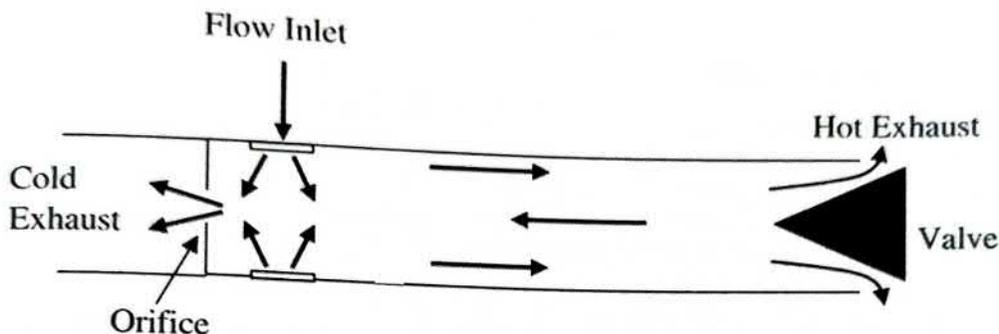
Вихрові труби класифікують за основними технологічними і конструктивними ознаками: конфігурацією потоку, способом підведення (відведення) тепла, організацією відведення потоків газу низького тиску. У таблиці 1.1 представлені типи вихрових труб. Для позиціонування холодного вихлопу існує два різних типи: вихрові труби проти течії та вихрові труби з паралельним потоком (однопоточні).

Таблиця 1.1 – Класифікація вихрових труб [12]

Метод	Класифікація
Характеристики потоку	Паралельний потік (однопоточний) вихрові труби
	Протитечійні вихрові труби
Спосіб теплопостачання ( відведення)	Неохолоджений (адіабатичний)
	Охолоджений (неадіабатичний)
Спосіб видалення газових потоків низького тиску	Розділюючі вихрові труби
	Самовідвідні вихрові труби
	Вихрові ежектори

За способом підведення (відведення) тепла вихрові труби поділяють на неохолоджувані (адіабатичні) і охолоджувані (неадіабатичні). З іншого боку, відповідно до того, як організовано видалення газових потоків низького тиску, вихрові труби називаються розділюючими вихровими трубами, самовідвідними вихровими трубами і вихровими ежекторами.

У протитечійних вихрових трубах холодний вихлоп розташований з іншого боку від гарячого вихлопу, як показано на рис. 1.6.



Flow inlet – вхідний потік, orifice – сопло, hot exhaust – гарячий вихідний потік, cold exhaust – холодний вихідний потік, valve – клапан

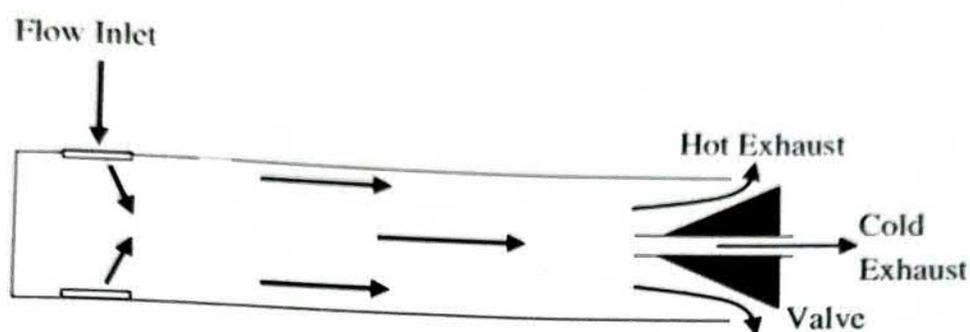
Рис.1.6 – Протитечійна вихрова труба

Робочий газ тангенціально вводиться у вихрову трубу через вхідні форсунки, розташовані поруч із холодним потоком. Створюється сильно закручений потік і газ йде по трубці. Зовнішня область потоку виявляється теплішою за вхідний газ, тоді як газ у напрямку до центру трубки охолоджується. Частина газу в вихровій трубці змінюється на осьову складову швидкості, і він рухається від гарячого кінця до холодного.

Сопло, яке розташоване безпосередньо за вхідними отворами для потоку, відокремлює холодний центральний газ, який потім виходить із трубки з лівого боку. Теплий периферійний потік виходить з правого боку труби, де розташований клапан, що дозволяє регулювати відносну кількість гарячого та холодного газу [15].

Коли вихід холодного газу розташований з того ж боку, що і вихід холодного газу це називається «однопоточні (або паралельні) вихрові труби».

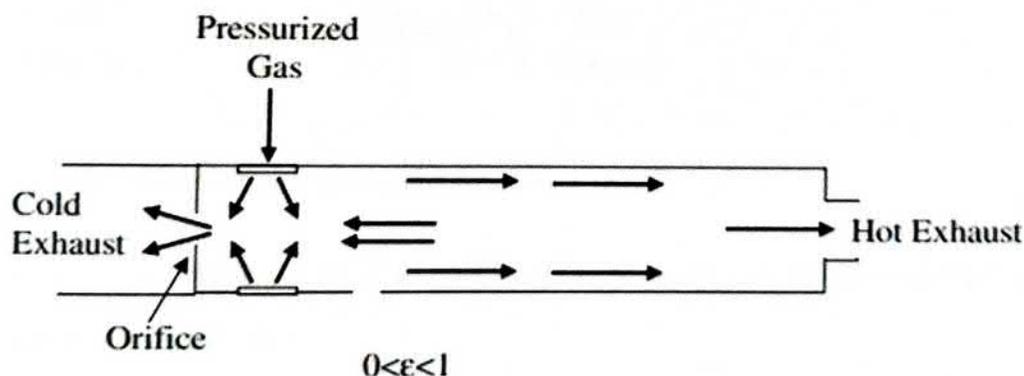
Основні аспекти цієї конфігурації такі ж, як і для протиточної труби. Його відмітна особливість полягає в тому, що на одному кінці трубки об'єднані отвір і клапан, а інший кінець труби, який примикає до вхідних патрубків, герметичний (рис. 2). Багато дослідників припускають, що прямоточні труби працюють гірше, ніж еквівалентно пропорційні протитечійні конструкції. Тому в більшості випадків вибирається протитечійна геометрія [15]



Flow intel – вхідний потік, orifice – сопло, hot exhaust – гарячий вихідний потік, cold exhaust – холодний вихідний потік, valve – клапан

Рис 1.7 – Однопоточна вихрова труба

На рис. 1.8 схематично зображено розділюючу вихрову трубу. Розділюючі вихрова труба – найвідоміший і найпоширеніший вид труби. Має як холодний, так і гарячий потік. Він має до десяти видів конструкцій, як показано на рис. 1.9, і використовується в різних галузях промисловості.



Pressurized gas – стиснутий газ, orifice – сопло, hot exhaust – гарячий вихідний потік, cold exhaust – холодний вихідний потік

Рис 1.8 – Розділююча вихрова труба

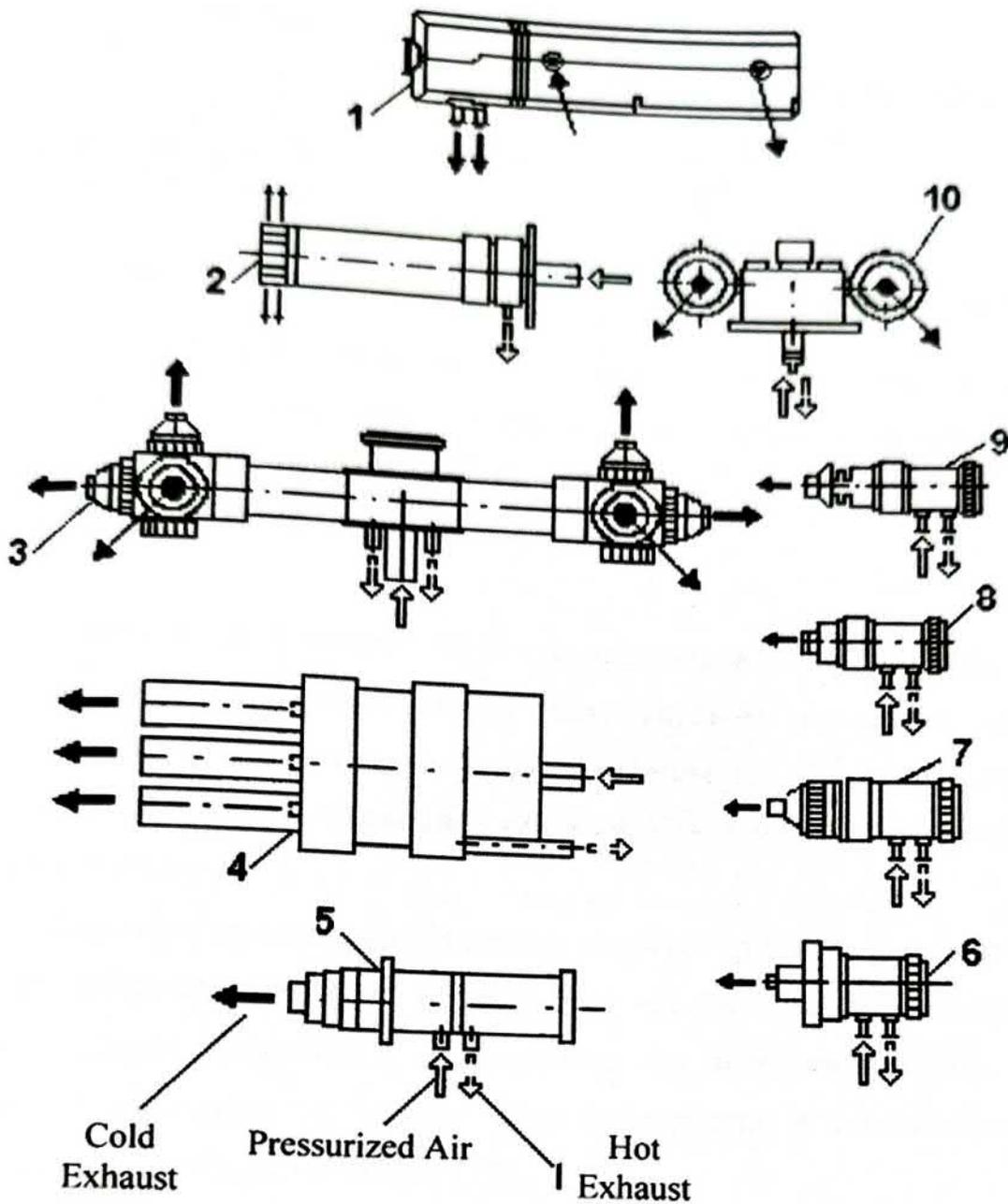
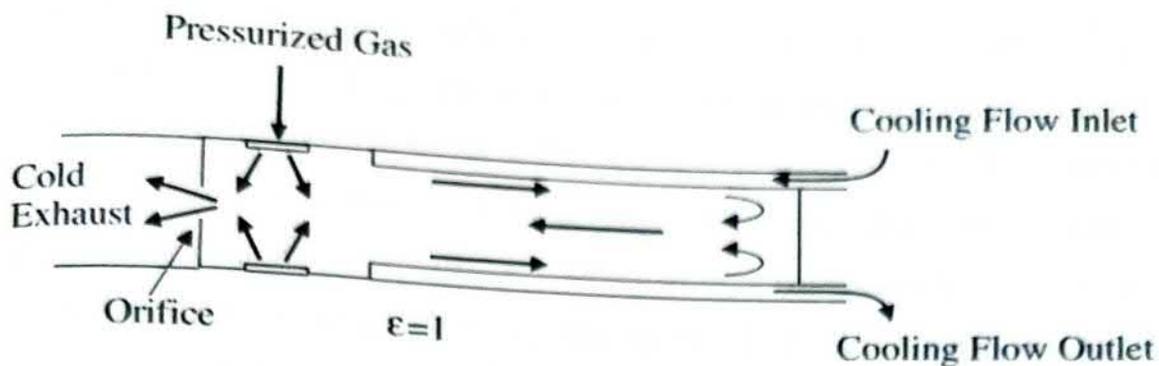


Рис. 1.9 – Різні конструкції вихрових труб

Адіабатичні вихрові труби – це труби, якими нехтують теплопередачею в навколишнє середовище.

Неадіабатичні вихрові труби – це труби, в яких відбувається передача тепла від гарячої рідини до рідини, що охолоджується. Ці труби також називають «охолодженою вихровою трубкою». На рис. 1.10 схематично показана така охолоджена вихрова труба.



Pressurized gas – стиснутий газ, orifice – сопло, cold exhaust – холодний вихідний потік, cooling flow intel – вхідний потік охолодженої рідини, cooling flow outlet – вихідний потік охолодженої рідини

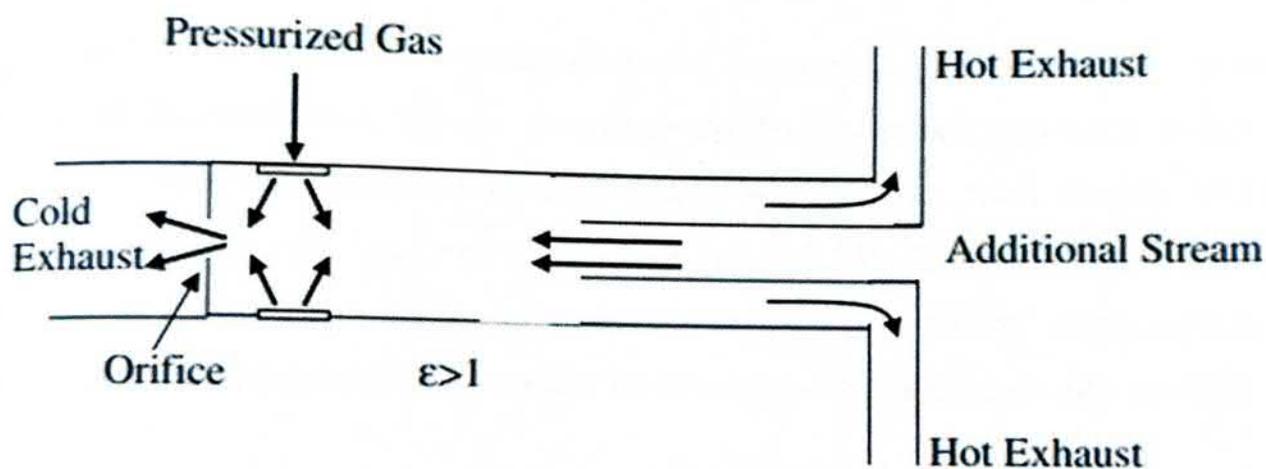
Рис.1.10 – Неадібатична вихрова труба

Охолоджувана вихрова труба відрізняється від розділових вихрових труб тим, що її гарячий кінець закритий, вона оснащена зовнішньою сорочкою, в яку подається охолоджуюча рідина, і весь газ, що надходить на вхід в сопло, виходить охолодженим (20-30 К) через отвір діафрагми, тобто в даному випадку  $\epsilon = 1$ .

Охолоджувальна (неадібатична) вихрова труба не створює сильного ефекту охолодження. Вона відрізняється від інших вихрових труб; однак максимальною потужністю охолодження, що дозволяє використовувати її найбільш ефективно на вищому рівні температури в комбінованому циклі регенеративного дроселювання [12].

Розділююча вихрова труба з додатковим потоком. Інша конфігурація розділюючої вихрової труби – з додатковим потоком, показана на рис.1.11. На гарячому кінці, в центрі регулювального клапана, є отвір, у який газ зворотного напрямку вводиться у вихрову трубу. Ці труби також називають двоконтурними вихровими трубками. Перший контур складається з периферійного вихрового контуру з надходженням робочої рідини в трубку через сопло. Другий контур – це осьовий вихровий контур, що складається з додаткового газу, який надходить у вихрову трубу через отвір на гарячий

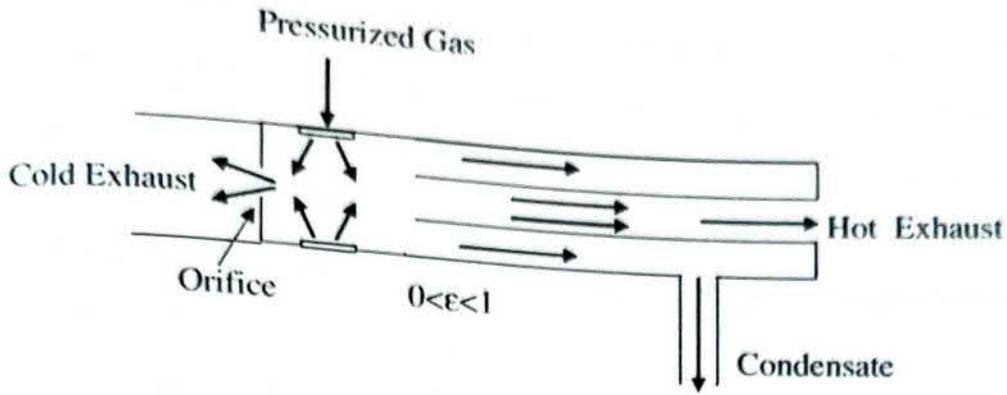
кінець. Розділова вихрова труба з додатковим потоком забезпечує  $\epsilon > 1$  за умови подачі додаткового газу з низьким надлишковим тиском з гарячого кінця в зону зниженого тиску на осі. Розділююча вихрова труба з додатковим потоком наочно продемонструвала, що між периферійним вихром і незакрученим осьовим потоком газу може відбуватися енергообмін із досить сильним ефектом охолодження: адіабатичний ККД становить 0,36 при тиску на виході 0,4 МПа; це на 30% вище результатів, отриманих на вихрових трубах іншої конструкції. Така конструкція дозволяє підвищити потужність охолодження системи та підвищити продуктивність вихрової труби [14].



Pressurized gas – стиснутий газ, orifice – сопло, hot exhaust – гарячий вихідний потік, additional stream – додатковий потік

Рис.1.11 – Розділююча вихрова труба з додатковим потоком

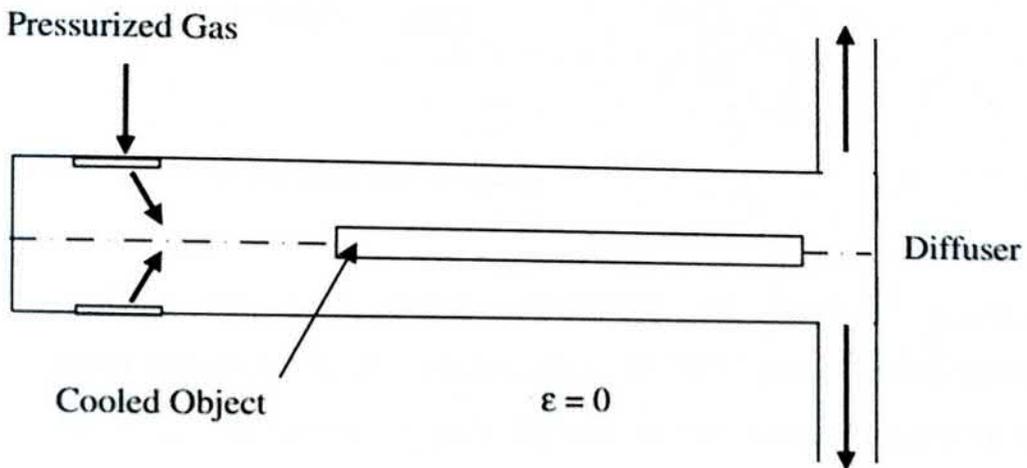
Трьохпотокова вихрова труба, на відміну від звичайної розділової вихрової труби, має внутрішній циліндр (трубу), що утворює з кожухом кільцеву щілину, в яку подається конденсат, що відкидається на периферію (рис. 1.12). Кількість конденсату, що відділяється безпосередньо в трипотоковій вихровій трубі, може становити 40–90% від загального конденсату в газі. Це свідчить про високу ефективність трубки як сепаратора [12].



Pressurized gas – стиснутий газ, orifice – сопло, hot exhaust – гарячий вихідний потік, condensate – конденсат

Рис. 1.12 – Трипотокова вихрова трубка

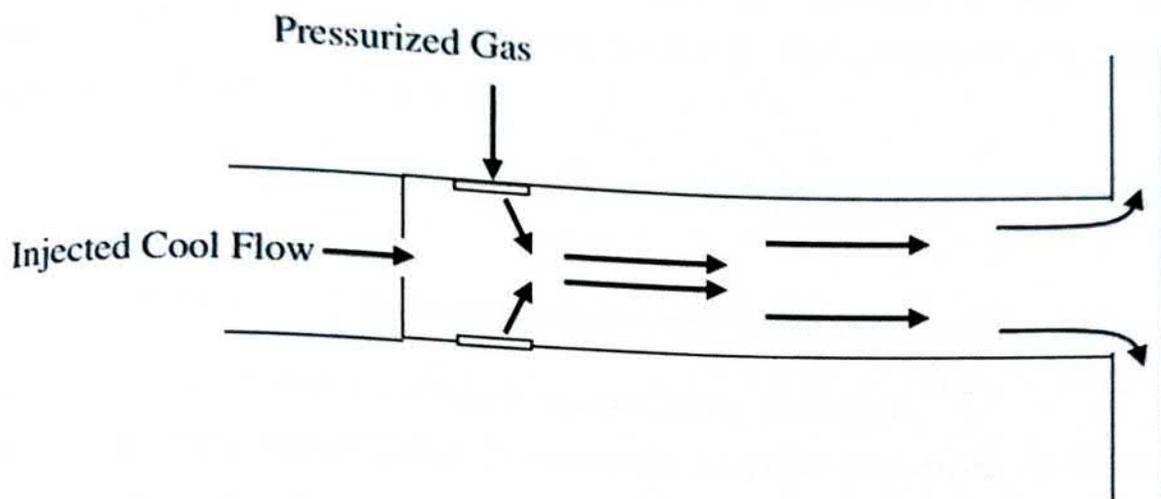
Вихрова труба з самовідведенням характеризується максимальним ефектом охолодження (з усіх вихрових трубок) завдяки перепаду тиску в параксіальній зоні завдяки встановленню одного або двох незакручених щілинних дифузорів на гарячому кінці (рис. 1.13). Самовідвідна вихрова труба, не пропускає потік холодного газу в навколишнє середовище і призначена в основному для глибокого охолодження циліндричних тіл [12].



Pressurized gas – стиснутий газ, cooled object – охолоджувальний об'єкт, diffuser – щілинний дифузор

Рис. 1.13 – Вихрова труба з самовідведенням

Вихровий ежектор за певних геометричних параметрів і газодинамічних умов може виробляти та підтримувати тиск нижче атмосфери в параксіальній зоні. Вихрові ежектори (рис. 1.14) відрізняються від звичайних прямоструминних ежекторів тим, що вони мають більш плавну характеристику та зберігають достатній ККД у широкому діапазоні зміни вихідних параметрів [12].



Pressurized gas – стиснутий газ, ejected cool flow – введений холодний потік

Рис. 1.14 – Вихровий ежектор

#### 1.2.4 Параметри вхідного потоку

Збільшення вхідного тиску призвело до великої різниці між температурами гарячого та холодного газу. У 1957 році Вестлі виявив, що знижена максимальна температура є функцією зниженого вхідного тиску, і вона наближається до асимптотичного значення, коли знижений вхідний тиск збільшується. Це асимптотичне значення приблизно дорівнює значенню 0,22 для оптимального потоку холодного газу, оптимального вхідного сопла та діаметра отвору холодного газу. Для газу на вході при 300 К це відповідає максимальному перепаду температури приблизно на 66 К. Хільш [5] визначив, що падіння температури становило 68 К із вхідним тиском 11.

Максимальне падіння температури збільшується дуже незначно поза значенням  $p_{in}/p_c$  11 або 12. Lewellen [19] провів дуже спрощений аналіз, у якому він передбачив асимптотичне значення приблизно 0,185. Хоча це значення є дещо нижчим за асимптотичне значення Вестлі 0,22, Левелен визначив, що «це достатньо близько, щоб припустити, що модель в основному надійна». Також досліджував продуктивність труб з використанням гелію при температурах 80 К. Він виявив, що температура холодного газу є приблизною

$$\frac{T_{in} - T_c}{T_{in}} = \text{constant} \quad (\text{for a given } p_{in}/p_c \text{ and } \varepsilon) \quad (2.18)$$

За оптимальних умов вищезгадана константа повинна бути такою ж, як асимптотичне значення, згадане вище. Співвідношення,  $(T_{in} - T_c)/(T_{in} - T_c)_{is}$  коливається в межах 0,2–0,5. Відношення дорівнює значенню приблизно 0,2 при коефіцієнті потоку холодного газу 0,8 і приблизно 0,5 при коефіцієнті потоку холодного газу близько 0,2–0,3. Замість того, щоб залежати від абсолютного вхідного тиску, було встановлено, що розділення температури є лінійною функцією нормалізованого перепаду тиску ( $X = (p_{in} - p_c)/p_{in}$ ) між вхідним і холодним кінцем вихрової труби [13]. Ahlborn та ін. [13] також виявили, що вихрові труби поведуться однаково в режимах вище і нижче атмосферного тиску. Істотним для розподілу температури є нормований перепад тиску  $X$ , а не абсолютний вхідний тиск. Вони прийшли до висновку, що безпечно включення вихрових труб у замкнуті цикли, які можуть опускатися нижче атмосферного тиску для охолодження та зневоднення. Різниця температур збільшується, а руйнування ексергії зменшується зі збільшенням тиску на вході [15].

Відповідно до Саїді та Валіпура [18] різниця температур холодного газу збільшується за рахунок збільшення вхідного тиску, тим часом оптимальна ефективність досягається при певному вхідному тиску. Шеннак

[15] виявив, що якщо на 40% зміниться вхідний тиск, то це може призвести до 2% зміни гарячої та холодної температури. Максимальний коефіцієнт необоротності є функцією відношення тиску на вході до тиску холодного потоку,  $(p_{in}/p_c)$  [1]. Aydın і Vaki [13] експериментально помітили в протиточній трубі, що чим вищий тиск на вході, тим більша різниця температур вихідних потоків. Згідно [16] температура на вході не впливає істотно на перепади температур застою. В [17] визначено, що співвідношення  $(T_g - T_c)/(T_g - T_c)_{is}$  це майже не залежало від температури газу на вході. Інше дослідження показало, що зміна температури на вході на 2% може призвести до зміни температури гарячого та холодного повітря на виході до 2% [15]. Ма та ін. [11] експериментально спостерігали, що температура гарячого потоку та температура холодного потоку трохи зростають із підвищенням температури на вході, тоді як різниця температур між потоком гарячого та холодного повітря дещо зменшується з підвищенням температури на вході. Вони прийшли до висновку, що температура на вході не є сильним фактором, що впливає на розподіл енергії лише в їх експериментальному діапазоні.

*У результаті можна зробити висновок, що хоча температура на вході має незначний вплив на продуктивність, збільшення тиску на вході посилює розділення температури.*

### **1.2.5 Види потоків, для яких застосовуються вихрові труби**

Вихрові труби можуть використовуватися для охолодження таких потоків: повітря, пара, вуглеводні та інші гази.

Для газів використовуються такі залежності. На основі головних рівнянь співвідношення подібності, відношення фактичного падіння температури холодного газу до максимального падіння температури  $(\Delta T/\Delta T_{cmax})$ , для геометричної подібності вихрових труб були встановлені

Стефаном та ін. [19]. Це відношення подібності виявилось незалежним від умов експлуатації та робочих речовин у вихрових трубах, що геометрично подібні. Досвід досліджень, проведених з повітрям, гелієм і киснем як робочими середовищами, підтвердили зв'язок подібності. Температури нагріву-охолодження повітря, кисню, вуглекислого газу та азоту як робочого тіла у вихрових трубах досліджено експериментально [11]. Кисень, вуглекислий газ і азот забезпечували нижчі температури, ніж повітря. Було виявлено, що вуглекислий газ має нижчу температуру гарячого та холодного потоку порівняно з іншими рідинами. Гао та ін. [1] побудували просту вихрову трубу і використали азот як робочу рідину. У 2006 році Айдин і Бакі [18] встановили, що азот забезпечує більшу різницю температур порівняно з повітрям і киснем. Причину такої поведінки приписували молекулі маса азоту, яка значно менша, ніж у повітря та кисню.

*Газоподібні вуглеводні* також виявляють ефект Ранке–Хільша, як було показано багатьма дослідниками. У 1971 році Вільямс [21] використав метан у протитечії труби, отримавши характеристики, дуже схожі на характеристики повітря. Вимірювання Коллінза та Лавлейса [20] з двофазною рідинно–паровою сумішшю пропану в стандартній протипотоковій вихровій трубі показали, що для вхідного тиску 0,791 МПа розділення залишалось значним для частки сухості вище 80% на вході. При частці сухості нижче 80% температурне розділення стало незначним. Альтернативні розряди показали значні відмінності, що вказує на те, що процес Ранке–Хільша все ще діє.

При дослідженні пари визначено, що для досягнення основного температурного розділення потрібен більший вхідний тиск пари, ніж повітря. Виявилось, що вихрова труба з парою працює так само, як і з повітрям. Деякі критерії та вирази для оцінки ефективності розділення енергії для парової вихрової труби були введені Takahama та ін. [23]. Дослідження Takahama показує, що (1) геометричні розміри для вихрової труби, що працює на повітрі, можна використовувати для труби, яка працює з парою. (2) Оскільки

пара знаходиться в перегрітій області на вхідному патрубку, ефективність розподілу енергії така ж, як і для повітря, і представлена тією ж кривою незалежно залежно від ступеня перегріву, загальної масової витрати та опору розряду. (3) Коли пара знаходиться у вологій зоні на виході сопла, навіть якщо пара, що подається, перегріта, продуктивність значно знижується через втрату енергії на випаровування вологи. Енергія не виділяється, якщо частка осушування на виході з сопла менше приблизно 0,98.

### 1.2.6 Властивості газу

Оттен [16] запропонував поправочний коефіцієнт для  $T_{in}-T_c$  як функцію  $c_p/c_v$  (k). Співвідношення питомих теплоємностей використовується у зв'язку з графіком, що дає стандартну продуктивність вихрової труби, що працює з повітрям. Якщо співвідношення питомих теплоємностей змінюється залежно від тиску або якщо ефект Джоуля-Томпсона важливий, слід використовувати відповідну газову таблицю. Перепади температур для різних газів представлені в табл. 1.2 [15]. У цій таблиці коефіцієнт витрат холодної маси становить 0,3, а коефіцієнт приведенного тиску ( $p_{in}/p_c$ ) становить 5,0. Менший перепад температури повітря, ніж метану, можна пояснити вмістом вологи в повітрі. Максимальний перепад температури пропорційний числу Прандтля, яке є однією з найважливіших властивостей типу газу. Коефіцієнт питомої теплоти (k) – це характеристика газу на вході, яка впливає на кількість поділу енергії у вихровій трубі. Різниця холодних температур зростає зі збільшенням k. Значення відносного охолодження різних газів лежать поблизу однієї прямої лінії, яка описується рівнянням

$$\frac{\Delta T}{\Delta T_{air}} = 1.51 - 0.295 \left( \frac{kT_{cr}}{\epsilon_0} \right), \quad (2.19)$$

де k – постійна Больцмана (Дж/К);

$T_{cr}$  – критична температура;

$\epsilon_0$  – потенціал Леннарда–Джонса (мінімальна потенціальна енергія міжмолекулярної взаємодії).

Таблиця 1.2 – Варіації падіння температури для різних газів [11, 15]

Газ	Падіння температури газу ( $T_{in} - T_c$ )	Число Прандтля	Коефіцієнт теплоємності
Повітря	38	0,73	1,403
CH <sub>4</sub>	40		1,310
CO <sub>2</sub>	34,6	0,78	1,304
NH <sub>3</sub>	30	0,85	1,310

Коли вхідний газ містить вологу, енергорозділення та ефективність труби значно знижуються [15]. При проведенні експериментальних дослідженнях газового потоку з вмістом вологи, визначено різниця холодних температур і ефективність зменшуються через збільшення вмісту вологи в повітрі.

### 1.2.7 Матеріал труб, які використовуються для виготовлення вихрових труб

Нержавіюча сталь зазвичай використовується як матеріал труб у вихрових трубах; однак використовувалися й інші матеріали. Ці матеріали можна розділити на два загальні класи: металеві та пластикові.

Металеві матеріали включають сталь, мідь, алюміній, сплави тощо, пластикові матеріали плексиглас, капралон, полістирол тощо. Були проведені деякі дослідження впливу використання різних матеріалів на продуктивність вихрових труб. Відповідно до Paulekar [10] шорсткість внутрішньої поверхні трубки також впливає на її продуктивність: *будь-який елемент шорсткості на внутрішній поверхні трубки знизить продуктивність системи (на основі*

різниці температур) до 20%. Саїді та Язді [25] помітили, що сталеві труби дають вищу різницю температур ( $T_h - T_c$ ), ніж труби ПВХ. Вони прийшли до висновку, що використання матеріалів з більш гладкою поверхнею та нижчою теплопровідністю призводить до кращої ефективності.

Продуктивність плексигласової труби загалом краща, ніж у латунної трубки. Загалом нижча ефективність латунної трубки може бути пов'язана з її кращою провідністю порівняно з плексигласовою трубкою. З іншого боку плексиглас може бути надто крихким матеріалом, щоб витримати дуже високий тиск вхідного повітря. З цих причин термін служби латунної трубки повинен бути таким довгим. Використання труби з ізоляцією для зменшення втрат енергії в навколишнє середовище дало більш високу температуру розділення в трубі, ніж без ізоляції, приблизно на 2–3 °C для холодної труби та 2–5 °C для гарячої труби.

Було розроблено багато проектів вихрових труб для різних промислових застосувань і виготовлено різних вихрових труб з різними конструкціями. Нержавіюча сталь, латунь, алюміній у цих вихрових трубах використовувалися тощо.

Усі дослідники дійшли висновку, що використання матеріалів із більш гладкою поверхнею та нижчою теплопровідністю, а також використання труби з ізоляцією для зменшення втрат енергії в навколишньому середовищі призводить до кращого розподілу температури та продуктивності. Важливо відзначити, що для всіх можливих операцій з вихровою трубою також досить важливим є вибір міцного матеріалу для виготовлення труби [15, 16].

Для узагальнення проаналізованих досліджень, щодо критеріїв конструкції створимо таблицю 1.3.

Таблиця 1.3 – Важливі загальні результати щодо критеріїв конструкції вихрових труб

Назва групи	Параметр	Рекомендації
Геометричний параметри	Довжина труби	<p>Довжина вихрової труби значно впливає на продуктивність.</p> <p>Ефективна труба будь-якої конструкції повинна бути у багато разів довша за її діаметр.</p> <p>Оптимальний <math>L/D</math> є функцією геометричних і робочих параметрів.</p> <p>Величина розділення енергії зростає зі збільшенням довжини вихрової труби збільшується до критичної довжини, однак подальше збільшення довжини вихрової труби більше критичної довжини не покращує розділення енергії.</p> <p><math>L/D</math> не впливає на продуктивність за межами <math>L/D</math> більше 45.</p>
	Діаметр труби	<p>В експериментальних дослідженнях вихрових труб використовувалися різні діаметри вихрових труб, починаючи з діаметрів від 4,4 мм до 800 мм.</p> <p>Вихрові труби, що використовуються для зрідження та розділення газу, можуть мати значно більші діаметри.</p> <p>Загалом вихрові труби меншого діаметру забезпечують більший температурний поділ, ніж труби більшого діаметру.</p> <p>Вихрова труба дуже малого діаметру забезпечує низьку дифузію кінетичної енергії, що також означає низьку температуру розділення.</p> <p>Дуже великий діаметр труби призведе до менших загальних тангенціальних швидкостей як у серцевині, так і на периферії, що спричинить низьку дифузію середньої кінетичної енергії, а також низьку температуру.</p>
	Діаметр/площа вхідних сопел	<p>Збільшення діаметра сопла, як правило, підвищує продуктивність.</p> <p>Оптимальний діаметр патрубків є приблизно до бути <math>0,25 D_{vt}</math>.</p>

Назва групи	Параметр	Рекомендації
	Тип і кількість патрубків	<p>Для максимального падіння температури впускні патрубки повинні бути сконструйовані так, щоб потік проходив по дотичній до вихрової труби.</p> <p>Збільшення кількості вхідних патрубків призводить до підвищення температурного розділення.</p> <p>Розташування впускного патрубка має бути якомога ближче до отвору, щоб забезпечити високі тангенціальні швидкості поблизу отвору.</p>
	Сопло холодного потоку	<p>Використання малого діаметра сопла вхідного потоку (<math>d_c/D = 0,2, 0,3</math> і <math>0,4</math>) забезпечує вищий протитиск, тоді як велике - (<math>d_c/D = 0,6, 0,7, 0,8</math> і <math>0,9</math>) забезпечує високі тангенціальні швидкості в холодній трубі, що призводить до нижчого розподілу тепла/енергії в трубі.</p> <p>Для отримання оптимальних результатів безрозмірний діаметр сопел повинен бути в діапазоні <math>0.4 &lt; d_c/D &lt; 0.6</math>.</p> <p>Коаксіальні отвори мають більший температурний розподіл порівняно з іншими конфігураціями отворів, такими як ексцентричні отвори, діафрагмові сопла та діафрагми з поперечним перерізом, відмінним від циліндричної конфігурації.</p>
	Гаряче потік контрольний клапан	<p>Оптимальне значення для кута конусоподібного регулюючого клапана (<math>\phi</math>) становить приблизно <math>50^\circ</math>.</p>
	Геометрія труби	<p>Звуження вихрової труби сприяє процесу сепарації у вихрових трубах, які використовуються для розділення газу.</p> <p>У розбіжних вихрових трубах існує оптимальний кінцевий кут і цей кут дуже малий (приблизно <math>3^\circ</math>).</p> <p>Заокруглення входу трубки покращує продуктивність.</p>

Назва групи	Параметр	Рекомендації
Маса потоку	Маса холодного потоку	<p>Низька і висока температура істотно змінюється з масою холодного потоку. Вищі перепади температури досягаються у вихровій трубі, виконаній з мінімальною температурою холодного потоку, тоді як більше холодної маси та більш висока адіабатична ефективність досягаються з максимальною холодопродуктивністю. Максимальне охолодження досягається, коли вихрова труба працює на 60–70% холодної маси.</p> <p>Мінімальна низька температура виникає, коли працює працює з 30-відсотковою часткою холоду.</p>
	Загальна швидкість потоку	<p>Вхідна або загальна масова витрата робочого газу, що подається у вихрову трубу, є одним із важливих факторів, що впливають на продуктивність.</p>
Початкові умову	Вхідний тиск	<p>Підвищення тиску на вході покращує розділення.</p> <p>Замість того, щоб залежати від абсолютного вхідного тиску, температура сепарації є лінійною функцією нормалізованого перепаду тиску між входом і холодним виходом вихрової труби.</p> <p>Нормована максимальна температура є функцією нормалізованого тиску на вході, і вона наближається до асимптотичного значення, коли нормалізований тиск на вході збільшується.</p> <p>Максимальний перепад температури збільшується дуже незначно за значення <math>p_{in}/p_c = 11</math> або <math>12</math>.</p> <p>Вихрові труби працюють однаково в режимах вище та нижче атмосферного тиску.</p>
	Вхідна температура	<p>Температура на вході не впливає істотно на різницю температур і продуктивність.</p>

Назва групи	Параметр	Рекомендації
Властивості газу	Число Прандтля	Максимальний перепад температури пропорційний числу Прандтля.
	Коефіцієнт теплоємності	Коефіцієнт питомої теплоти ( $k$ ) – це характеристика газу на вході, яка впливає на кількість поділу енергії у вихровій трубі. Холодна температурна різниця збільшується з збільшення $k$ .
інше фактори	вологовміст	Різниця холодних температур і ефективність зменшуються за рахунок збільшення вмісту вологи в повітрі.
	матеріал	Використання матеріалів з більш гладкою поверхнею та нижчою теплопровідністю призводить до кращого розділення температури та продуктивності. Використання вихрової труби з ізоляцією для зменшення втрат енергії в навколишньому середовищі забезпечує більш високий температурний розподіл у трубі, ніж без ізоляції. Для всіх можливих операцій вихрової труби досить важливим є вибір міцного матеріалу для виготовлення труби.
	Внутрішня шорсткість	Шорсткість внутрішньої поверхні труби впливає на її продуктивність. Будь-який елемент шорсткості на внутрішній поверхні трубки знизить продуктивність системи. Використання матеріалів із більш гладкою поверхнею призводить до кращого розподілу температури та ефективності.
	молекулярна маса газу	Чим менше молекулярна маса, тим вище температурне розділення. Вхідний газ з гелієм дає більшу різницю температур, ніж ті, що виявляються для кисню, метану та повітря. Продуктивність труб з паром та вуглеводнями подібна до продуктивності повітря. Коли вхідний тиск високий, процес розподілу енергії існує в нестисливому вихровому потоці.

### 1.3 Методи дослідження процесів підготовки природного газу

До основних методів дослідження процесів підготовки природного газу можна віднести: аналітичні, експериментальні, комп'ютерне моделювання, економічний аналіз.

Аналітичні методи базуються на математичному моделюванні процесів. До основних підходів належать балансовий і термодинамічний аналіз. Балансовий аналіз – здійснюється обчислення матеріальних і теплових балансів для оцінки втрат газу, тепла, а також для визначення ефективності обладнання.

Термодинамічний аналіз включає розрахунок енергетичних показників, таких як коефіцієнт корисної дії (ККД) та екзегетична ефективність.

Експериментальні методи передбачають проведення лабораторних або натурних досліджень з метою оцінки характеристик обладнання та процесів підготовки газу.

Комп'ютерне моделювання дозволяє досліджувати процеси підготовки газу з використанням спеціалізованого програмного забезпечення. CFD-аналіз включає в себе: моделювання потоків газу в трубопроводах, сепараторах, теплообмінниках тощо, аналіз розподілу температур, тиску, швидкості потоків, визначення зон турбулентності, стагнації або нерівномірного розподілу фаз. Застосування CFD дозволяє оптимізувати конструкцію обладнання та знизити енергетичні втрати.

При комп'ютерному (імітаційному моделюванні) використовуються спеціалізовані комп'ютерні програми.

**ANSYS Fluent.** Потужний інструмент для CFD-розрахунків, що дозволяє моделювати складні процеси у потоках газу та рідини. Підтримує аналіз теплообміну, турбулентності, багатофазних потоків. Широко використовується для оптимізації конструкцій сепараторів, трубопроводів та теплообмінників.

**SolidWorks Flow Simulation.** Інтегрований модуль для аналізу потоків у CAD-середовищі SolidWorks. Дозволяє швидко оцінювати вплив конструктивних змін на поведінку потоків газу та рідини. Зручний для попередніх розрахунків і проектування обладнання.

**Aspen HYSYS.** Програмне забезпечення для моделювання технологічних процесів, зокрема підготовки та переробки газу. Забезпечує точні розрахунки матеріальних і енергетичних балансів. Дозволяє моделювати роботу компресорів, теплообмінників, колон сепарації та інших елементів технологічних схем.

**PipeSIM.** Програма для моделювання потоків у трубопроводах. Враховує багатофазні потоки, втрати тиску, ефективність транспортування газу. Підходить для аналізу транспортних мереж та визначення вузьких місць у системі.

**OLGA.** Інструмент для моделювання динаміки багатофазних потоків у трубопроводах і технологічних системах. Забезпечує точні розрахунки при змінних умовах експлуатації, включаючи старт/стоп системи та аварійні ситуації. Використовується для проектування та оптимізації складних трубопровідних мереж.

Переваги комп'ютерного моделювання:

зниження витрат на проведення експериментів;

можливість дослідження складних процесів без ризику для реального обладнання;

швидка перевірка гіпотез і технологічних рішень;

покращення точності прогнозів ефективності технологічних рішень;

Метод економічного аналізу передбачає оцінку витрат та вигод, пов'язаних із впровадженням технологій підготовки газу. Основні етапи: розрахунок капітальних та експлуатаційних витрат, аналіз окупності інвестицій, оцінка економічної ефективності з урахуванням екологічних факторів.

Ефективність дослідження підвищується при використанні комбінованого підходу, який включає аналітичні розрахунки, експериментальні дані та результати моделювання. Така інтеграція дозволяє отримати більш точну та обґрунтовану оцінку процесів підготовки газу.

### **Висновки до розділу 1**

У цьому розділі проведено аналіз та дослідження методів підготовки природного газу, з акцентом на найбільш перспективних. Технології низькотемпературної сепарації, що включають використання турбодетандерів, пропанових холодильних установок і дотискних компресорних станцій, вимагають значних інвестицій і залучення додаткового персоналу. Абсорбційні та адсорбційні методи осушення газу через складність технологічних процесів і певні обмеження часто виявляються недоцільними для практичного застосування.

Перспективним напрямком підготовки природного газу є встановлення вихрових труб у відповідні системи. У дослідженні розглянуто основні типи вихрових труб, визначено їх ключові конструктивні параметри та встановлено залежності для їх оптимального проєктування та використання.

## Розділ 2. Відомості про об'єкти дослідження

Дослідження процесів підготовки природного газу виконаємо на прикладі установки комплексної підготовки газу газоконденсатного родовища.

### 2.1. Характеристика вхідної та вихідної сировини

Таблиця 2.1 – Компонентний склад видобувної газоводоконденсатної суміші

Найменування та хімічна формула	Вміст компонентів, % мас.
Газ видобувний, $\Sigma C_i H_{2i+2}$	95,33
Супутно-пластова вода, $H_2O$	1,75
Конденсат вуглеводневий, $\Sigma C_i H_{2i+2}$	2,92

Таблиця 2.2 – Компонентний склад видобувного газу з свердловин

Найменування та хімічна формула	Вміст компонентів, % об.
Метан	$CH_4$ 86,607
Етан	$C_2H_6$ 5,739
Пропан	$C_3H_8$ 1,253
ізо-Бутан	$iC_4H_{10}$ 0,154
н-Бутан	$nC_4H_{10}$ 0,198
нео-Пентан	$neoC_5H_{12}$ 0,007
ізо-Пентан	$iC_5H_{12}$ 0,063
н-Пентан	$nC_5H_{12}$ 0,041
Гексан+вищі	$C_6H_{14+}$ 0,204
Кисень	$O_2$ 0,000
Азот	$N_2$ 0,240
Двоокис вуглецю	$CO_2$ 4,494

Густина відносна

- 662

Густина хроматографічна, кг/м

- 0,798

Нижча теплота згоряння, ккал/м<sup>3</sup> (МДж/м<sup>3</sup>)

- 8203,6 (34,34)

Число Воббе (нижче), ккал/м

- 11159

Таблиця 2.3 – Компонентний склад товарного газу

Найменування та хімічна формула	Вміст компонентів, % об.	
Метан	CH <sub>4</sub>	87,098
Етан	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	5,593
Пропан	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	1,129
ізо-Бутан	iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,165
н-Бутан	nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,189
нео-Пентан	neoC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,006
ізо-Пентан	iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,063
н-Пентан	nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,034
Гексан+вищі	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> +	0,067
Кисень	O <sub>2</sub>	0,003
Азот	N <sub>2</sub>	0,244
Двоокис вуглецю	CO <sub>2</sub>	5,309

Густина відносна	-	0,656
Густина хроматографічна, кг/м	-	0,79
Нижча теплота згоряння, ккал/м <sup>3</sup> (МДж/м <sup>3</sup> )	-	8163,75 (34,18)
Число Воббе (нижче), ккал/м	-	11149

Таблиця 2.4 – Фракційний склад газового конденсату

Найменування показника	Значення
Колір	світло-жовтий
Густина за температури 20 °С, г/см <sup>3</sup>	0,7562
Вміст парафіну, % ваг.	-
Масова частка води, % ваг.	0,00
Масова частка механічних домішок, % ваг.	0,00
Вміст сірки, % ваг.	0,0037
Маса хлористих солей, мг/л	5,1
Тиск насичених парів, кгс/см <sup>2</sup> (мм рт.ст.)	0,64 (470,76)
Фракційний склад:	100%
початок кипіння, С	39,0

Найменування показника	Значення
кінець кипіння, С	
при 20 °С переганяється, %	-
при 40 °С переганяється, %	-
при 60 °С переганяється, %	-
при 80 °С переганяється, %	4,0
при 100 °С переганяється, %	10,0
при 120 °С переганяється, %	20,5
при 140 °С переганяється, %	34,5
при 160 °С переганяється, %	47,7
при 180 °С переганяється, %	56,5
при 200 °С переганяється, %	63,0
при 220 °С переганяється, %	67,5
при 240 °С переганяється, %	72,0
при 260 °С переганяється, %	75,0
при 280 °С переганяється, %	78,5
при 300 °С переганяється, %	81,5
при 320 °С переганяється, %	84,0
при 350 °С переганяється, %	86,0
всього відігнано, %	89,0
залишок, %	90,5
втрати, %	5,5
	4,0

## 2.2. Опис технологічної схеми підготовки газу

Установка комплексної підготовки газу (УКПГ) працює за схемою низькотемпературної сепарації (НТС) із застосуванням холоду, отриманого при дроселюванні газу між першою та другою ступенями сепарації за рахунок ефекту Джоуля-Томпсона. УКПГ призначена для збору продукції газоконденсатних свердловин ГКР, підготовки природного газу до транспортування в магістральний газопровід, підготовка та стабілізація газового конденсату до транспортування конденсатопроводом до УКПГ або перевезення автомобільним транспортом.

У даному проекті процес підготовки газу та конденсату на УКПГ для подальшого транспортування включає:

- збір газу на вузлі вхідних ниток УКПГ;
- сепарацію газу на вхідних сепараторах першої ступені С1-1, С1-2, попереднє охолодження на рекуперативних теплообмінниках Т-1-1, Т-1-2, дроселювання та сепарацію на рекуперативних теплообмінниках Т-2-1, Т-2-2 ступені С-2-1, С-2-2, підігрів на рекуперативних теплообмінниках Т-2-1, Т-2-2 перед подачею в магістральний газопровід;
- підігрів рідини, що відокремлюється в сепараторах другої ступені, за допомогою теплоносія перед подачею його в розділювачі рідини другої ступені Р-2-1, Р-2-2;
- відокремлення газового конденсату від СПВ в розділювачах рідини Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3, Р-2-1, Р-2-2 ;
- дегазацію конденсату на дегазаторі Д-3;
- дегазацію СПВ в дегазаторі Д-2-1, Д-2-2, Д-2-3;
- остаточне розгазування конденсату в ємностях зберігання.

Підготовка газу здійснюється на двох технологічних лініях з використанням дросель ефекту. Для проведення дослідження свердловин на продуктивність передбачена замірна технологічна лінія.

Конденсат, отриманий на УКПГ, відвантажується насосами в конденсатопровід або на вузол наливу рідини в автоцистерни.

СПВ за допомогою насосів відвантажується по трубопроводу для повернення в пласт або відвантажується в автотранспорт.

Процес підготовки газу на УКПГ є безперервним.

- температура сепарації – до мінус 30 °С;

Розрахункові параметри вхідної сировини:

- тиск – 8 МПа;

- температура – +20 – + 40 °С;

-  $Q_{\text{газ}} = 2,8$  млн. м<sup>3</sup>/добу;

-  $Q_{\text{води}} = 60$  т/добу; -  $Q_{\text{конденс.}} = 95$  т/добу.

### 2.3. Перша та друга основні технологічні лінії

ГВКС із свердловин, а також із вузла переключень ВПШ, після вузла входу з тиском 7,5-8,5 МПа та температурою +20...+40 °С надходить в сепаратори першої ступені С-1-1 (перша технологічна лінія) або С-1-2 (друга технологічна лінія), де відбувається відділення рідини від газу. Відсепарована рідина з сепараторів С-1-1 та С-1-2 продувається в розділювачі першої ступені Р-1-1 та Р-1-2 відповідно. Обв'язка сепараторів дозволяє продувати рідину з С-1-1 та С-1-2 як на Р-1-1, так і на Р-1-2.

Газ із сепараторів першої ступені С-1-1, С-1-2 з тиском 7,5-8,5 МПа та температурою +20...+40 °С надходить в трубний простір («висока сторона») теплообмінників Т-1-1...4, де заохолоджується зворотним потоком газу затрубного простору («низька сторона») з С-2-1, С-2-2 до температури +4...+20 °С. З метою регулювання температурного режиму роботи теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 на кожному з них встановлений автоматичний регулюючий клапан, а також байпасна лінія з ручним регулюючим штуцером, за допомогою яких можливо перепускати частину «холодного» газу затрубного простору байпасом повз теплообмінник. Обв'язка теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 дозволяє використовувати два теплообмінники паралельно як по трубному, так і по затрубному простору. Також, можливе послідовне використання теплообмінників парами Т-1-1, Т-1-2 по трубному простору та по затрубному простору.

Газ із трубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 з тиском 7,3-8,3 МПа та температурою +4...+20 °С надходить на вузол дроселювання газу, розташований перед сепараторами другої ступені С-2-1, С-2-2 на кожній з двох технологічних ліній. Вузол дроселювання газу складається з паралельно розташованих двох ручних регулюючих штуцерів та автоматичного регулюючого клапана. Також паралельно їм розташований газовий ежектор (на кожній з двох технологічних ліній). За допомогою ежектора високонапірним газом з першої ступені сепарації ежектуються газ

вивітрювання з розділювачів Р-2-1, Р-2-2 та підпірних ємностей Е-4-1, Е-4-2 і подається на вхід сепаратора другої ступені С-2-1 (перша технологічна лінія) та С-2-2 (друга технологічна лінія). На вузлі дроселювання (на ежекторі) газ знижується до тиску 2,8-4,0 МПа та температури -30...-12 °С і надходить в сепаратори другої ступені С-2-1, С-2-2. Газ з вузла переключення ВПШ може бути направлений на вхід сепараторів С-2-1 та С-2-2.

Рідина, що відбилася в С-2-1, С-2-2, продувається через трубний простір теплообмінників Т-2-1, Т-2-2 (де відбувається підігрів рідини за допомогою теплоносія, що циркулює в затрубному просторі) на вхід в розділювачі другої ступені Р-2-1, Р-2-2 відповідно. Обв'язка теплообмінників дозволяє пускати рідину з сепаратора С-2-1, С-2-2 на розділювачі повз трубний простір Т-2-1, Т-2-2 байпасом. Обв'язка сепараторів другої ступені дозволяє продувати рідину з С-2-1 і С-2-2 як на Р-2-1, так і на Р-2-2.

Газ після С-2-1, С-2-2 з тиском 2,8-4,0 МПа та температурою -30...-12 °С надходить в затрубний простір («низька сторона») теплообмінників Т-1-1, Т-1-2, де нагрівається зустрічним вхідним потоком газу з С-1-1, С-1-2, С-1-3 до температури +5...+17 °С. Газ після затрубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2 з тиском 2,7-3,9 МПа та температурою +5...+17°С направляється на пункт вимірювання витрати газу і далі транспортується в газопровід-підключення до магістрального газопроводу.

Для запобігання утворенню гідратів на вхід в трубний простір теплообмінників Т-1-1, Т-1-2, на вхід в сепаратори другої ступені С-2-1, С-2-2 (перед вузлами дроселювання газу) подається інгібітор гідратоутворення з технологічної насосної за допомогою насосів-дозаторів.

Газ вивітрювання конденсату з розділювачів першої ступені Р-1-1, Р-1-2, а також із дослідного розділювача Р-1-3, надходить на вхід сепараторів другої ступені С-2-1 або С-2-2.

Газ вивітрювання з розділювачів другої ступені Р-2-1, Р-2-2, а також з підпірних ємностей Е-4-1, Е-4-2, скидається на низьку сторону ежекторів ЕГ-1-1, ЕГ-1-2 для подальшої подачі на другу ступінь сепарації. В разі

підвищення тиску в Р-2-1, Р-2-2 (недостатня продуктивність ежектора, його зупинка) газ вивітрювання з розділювачів скидається на факельний амбар.

#### **2.4. Замірна технологічна лінія**

Для проведення замірів ГВКС з свердловини, яку планується дослідити, направляється із вузла вхідних ниток (або з вузла переключень свердловин ВПШ-1) на вхід в замірну технологічну лінію.

ГВКС із свердловини потрапляє в замірний сепаратор першої ступені С-1-3, де відбувається відділення рідини від газу. Відсепарована рідина з С-1-3 продувається на дослідний розділювач Р-1-3. Газ із С-1-3 надходить після обліку до газового колектору першої або другої технологічних ліній і далі в трубний простір («висока сторона») теплообмінників Т-1-1, Т-1-2, де змішується із газом інших свердловин. Передбачена можливість подачі відсепарованого газу з сепаратора С-1-3 окремим трубопроводом до трубного простору теплообмінника Т-1-1.

Рідина, що потрапила з С-1-3 в дослідний розділювач Р-1-3, після дегазації розділюється на конденсат та СПВ. Конденсат з Р-1-3 після обліку продувається на підпірні ємності Е-4-1, Е-4-2. СПВ після обліку продувається або на Д-2-1 і далі на ємності Е-3-1, Е-3-2 (або на Д-2-3 і далі на Е-1).

#### **2.5. Опис технологічної схеми підготовки конденсату та супутно-пластової води**

Рідина (водоконденсатна суміш) з сепараторів С-1-1, С-1-2, С-1-3 продувається в автоматичному режимі, відповідно, на Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3, де відбувається дегазація рідини та її розділення на конденсат та СПВ. Схемою передбачена можливість продувки рідини з С-1-1 або С-1-2 як на Р-1-1, так і

на Р-1-2. Газ дегазації з розділювачів Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3 направляється на вхід в сепаратори С-2-1 або С-2-2.

Рідина (водоконденсатна суміш) з сепаратора С-2-1 з тиском 2,8-4,0 МПа та температурою  $-30...-12^{\circ}\text{C}$  надходить в трубний простір теплообмінника Т-2-1, де відбувається підігрів відсепарованої рідини до температури  $+10...+30^{\circ}\text{C}$  за допомогою теплоносія, який циркулює в затрубному просторі Т-2-1. Після трубного простору Т-2-1 рідина з С-2-1 в автоматичному режимі, через клапан, продувається на Р-2-1, де при тиску 1,1-1,8 МПа відбувається дегація рідини та її розділення на конденсат та СПВ. Теплообмінник Т-2-1 має байпасну лінію, за допомогою якої, в разі потреби, рідину з С-2-1 можна направити повз Т-2-1 на розділення в Р-2-1.

Водоконденсатна суміш з сепаратора С-2-2 з тиском 2,8-4,0 МПа та температурою  $-30...-12^{\circ}\text{C}$  надходить в трубний простір теплообмінника Т-2-2, де відбувається підігрів відсепарованої рідини до температури  $+10...+30^{\circ}\text{C}$  за допомогою теплоносія, який циркулює в затрубному просторі Т-2-2. Після трубного простору Т-2-2 рідина з С-2-2 в автоматичному режимі, через клапан, продувається на Р-2-2, де при тиску 1,1-1,8 МПа відбувається дегація рідини та її розділення на конденсат та СПВ. Теплообмінник Т-2-2 має байпасну лінію, за допомогою якої, в разі потреби, рідину з С-2-2 можна направити повз Т-2-2 на розділення в Р-2-2.

Газ дегазації з розділювачів Р-2-1, Р-2-2 разом з газом дегазації з Е-4-1 та Е-4-2 направляється на «низьку сторону» ежекторів і далі на вхід С-2-1 або С-2-2. Надлишок газу з розділювачів Р-2-1, Р-2-2 в автоматичному режимі скидається на факел.

Газовий конденсат з розділювачів Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3 з тиском 2,8-4,0 МПа автоматично продувається на підпірні ємності Е-4-1, Е-4-2. На розділювачі Р-1-3 передбачено можливість обліку конденсату.

Супутно-пластова вода (СПВ) з розділювачів Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3 автоматично продувається або на дегазатор пластової води Д-2-1 і далі на

ємності збору СПВ Е-3-1, Е-3-2, або на дегазатор Д-2-3 і далі на ємність збору пластової води Е-1. На розділювачі Р-1-3 передбачено можливість обліку СПВ.

Газовий конденсат з розділювачів Р-2-1, Р-2-2 з тиском 1,1-1,8 МПа автоматично продувається на підпірні ємності Е-4-1, Е-4-2.

Конденсаційна вода другої ступені сепарації з розділювачів Р-2-1, Р-2-2 автоматично продувається або на дегазатор конденсаційної води другої ступені сепарації Д-2-2 і далі на ємність збору конденсаційної води другої ступені сепарації Е-6, або на дегазатор Д-2-3 і далі на ємність збору пластової води Е-1.

Конденсат від розділювачів Р-1-1, Р-1-2, Р-1-3, Р-2-1, Р-2-2 надходить у підпірні ємності Е-4-1, Е-4-2 з тиском 1,0-1,6 МПа. Конденсат з підпірних ємностей відвантажується на наливний стояк в автотранспорт.

Газ вивітрювання з ємностей Е-4-1, Е-4-2 автоматично скидається на вхід «низької» сторони ежекторів і далі на С-2-1, С-2-2. У випадку зниження тиску в Е-4-1, Е-4-2 підживлення газової шапки здійснюється автоматично газом з колектору.

Рідина з дренажної ємності Е-2 за допомогою газу передавлювання видавлюється на вхід підпірних ємностей Е-4-1, Е-4-2.

Конденсаційна вода другої ступені сепарації використовується в якості інгібітора гідратуутворення, для чого вона з ємності Е-6 направляється на вхід насосів-дозаторів в технологічну насосну.

Супутно-пластова вода з Е-3-1, Е-3-2, Е-1 за допомогою насосів Н-6-1, Н-6-2 може відкачуватися на наливний стояк для відвантаження в автотранспорт. За допомогою насосів Н-6-1, Н-6-2 можуть розвантажуватися автоцистерни та перекачуватися СПВ та конденсаційна вода II-ї ступені сепарації між ємностями Е-1, Е-6, Е-3-1, Е-3-2.

## 2.6. Опис дренажної системи

Дренажна система складається з напірної дренажної ємності Е-2 (об'ємом  $V=25 \text{ м}^3$ ), напірної дренажної факельної ємності ЕФ-1 (об'ємом  $V=5 \text{ м}^3$ ), напірної дренажної ємності Едр-7 (об'ємом  $20 \text{ м}^3$ ), безнапірних дренажних ємностей інгібітору гідратуутворення Едр-1 (об'ємом  $V=0,3 \text{ м}^3$ ), інгібітору корозії Едр-2 (об'ємом  $V=0,3 \text{ м}^3$ ), загальної Едр-3 (об'ємом  $V=50 \text{ м}^3$ ), пункту наливу Едр-4 (об'ємом  $V=5 \text{ м}^3$ ), майданчику ємностей конденсату Едр-6 (об'ємом  $V=5 \text{ м}^3$ ) та системи напірних та безнапірних трубопроводів.

Дренування з апаратів під тиском в напірну дренажну ємність Е-2 відбувається по двох дренажних колекторах (високого та низького тиску). До дренажного колектора високого тиску (ВТ) підключені С-1-(1...3), С-2-(1, 2), Р-1-(1...3), Т-1-(1,2), , Т-2-(1, 2). До дренажного колектору низького тиску (НТ) підключені Р-2-(1, 2), Е-4-(1, 2), а також окрема лінія від дренажної напірної ємності Едр-7. Рідина з Е-2 передавлюється на ємності Е-4-(1, 2).

Дренування з атмосферних ємностей та апаратів відбувається в загальну безнапірну дренажну ємність Едр-3 по безнапірному дренажному колектору за рахунок перепаду висот та ухилу між ємностями, апаратами та дренажною ємністю Едр-3. Продувка рідини, яка відсепарувалася в сепараторі газу власних потреб С-3, здійснюється по лінії безнапірного дренажу в ємність Едр-3. Підключення безнапірного дренажного колектора до Едр-3 виконано через гідрозатвор. До безнапірного дренажного колектору підключені атмосферні ємності і апарати Д-2-(1...3), Д-3, Е-3-(1, 2), Е-1, Е-5-(1, 2), Е-6, а також апарати під тиском трубопроводами з розривом струменя (через лійки) С-1-(1...3), С-2-(1, 2), Р-1-(1...3), Р-2-(1, 2), Е-4-(1, 2). Рідина з Едр-3 за допомогою пневматичного насоса відкачується в Е-2.

Дренування з атмосферних ємностей зберігання конденсату Е-5-(3...6) відбувається в безнапірну дренажну ємність Едр-6. Рідина з Едр-6 за допомогою насосного агрегату перекачується в загальну дренажну ємність Едр-3.

Рідина, що вловлюється в розширювальних камерах на факельних колекторах, за рахунок перепаду висот потрапляє в дренажну факельну ємність ЕФ-1, звідки за допомогою газу власних потреб передавлюється в загальну напірну дренажну ємність Е-2.

Інгібітор гідратуутворення та інгібітор корозії від технологічної насосної дренується в підземні дренажні ємності Едр-1 та Едр-2 відповідно. До ємності Едр-1 надходять дренажі з насосів перекачування інгібітору гідратуутворення Н-1-(1...10) та Н-2-(1...6), а також з ємностей Е-1-(1...4) та Е-2-3. До ємності Едр-2 надходять дренажі з насосів перекачування інгібітору корозії Н-3-(1...10), а також з ємностей Е-2-(1, 2). Інгібітор гідратуутворення з Едр-1 насосом Н-9-1 відкачується на ємність Е-1-1. Інгібітор корозії з Едр-2 насосом Е-9-2 відкачується на ємність Е-2-1.

Дренажі з майданчику наливу конденсату та СПВ в автоцистерни здійснюється в дренажну ємність Едр-4. Рідина з Едр-4 відкачується за допомогою агрегату та вивозиться автотранспортом.

## 2.7. Опис факельної системи

Факельна система УКПГ призначена для спалювання скидів ГВКС та природного газу при технологічних операціях продувки шлейфів, обладнання і трубопроводів установки, при скиданні газу системою протиаварійного захисту, чи запобіжних клапанів апаратів, що працюють під тиском. Факельна система складається з скидних і продувочних ліній, шести розширювальних камер РК-1, РК-2, РК-3, РК-4, РК-5, РК-6 на факельних колекторах, дренажної факельної ємності ЕФ-1 (об'ємом  $V=5 \text{ м}^3$ ), системи розпалу та факельного амбару. Призначення розширювальних камер РК-(1...6) - уловлення та відділення рідини з газу, що потрапляє на спалювання в факельний амбар.

Скидання газу на факел з СППК апаратів, ручні та автоматичні продувки газу на факел здійснюється через розширювальні камери РК-

1...РК-6, окрім продувки з вузла вхідних ниток. Скидання газу з СППК газопроводу перепуску теплообмінників Т-1-(1..4), газу, сепараторів С-1-(1..3), С-2-(1,2), емностей Е-4-(1,2), дренажної емності Е-2 на факел здійснюється через розширювальні камери РК-1, РК-2. Скидання газу на факел з СППК теплообмінників Т-2-(1,2), Т-3, дренажної емності ЕФ-1 на факел здійснюється через розширювальну камеру РК-2. Скидання газу з атмосферних дегазаторів Д-2-(1..3), Д-3 на факел здійснюється через розширювальну камеру РК-3. Ручні та автоматичні продувки з сепараторів С-1-(1..3), С-2-(1,2), С-3, теплообмінників Т-1-(1..4), Т-2-(1,2), розділювачів Р-1-(1..3), Р-2-(1,2), підірних емностей Е-4-(1,2), дренажних емностей Е-2, ЕФ-1, вузла комерційного обліку газу на факел здійснюється через розширювальну камеру РК-4.

Рідина з розширювальних камер по мірі накопичення перетікає в дренажну емність ЕФ-1 за рахунок перепаду висот. При заповненні рідиною ЕФ-1 дренажна факельна емність відсікається засувками від С-Ф по газу та рідині, відкривається вихід рідини з ЕФ-1 на дренажну емність Е-2. Після завершення спорожнення дренажної емності Е-Ф припинити подачу газу, закрити вихід рідини на Е-2. Стравити тиск з ЕФ-1 на амбар та відкрити знов вхід рідини в ЕФ-1 та вихід зрівнюючої лінії на РК-4.

## 2.8. Опис системи подачі інгібіторів

Система подачі інгібіторів УКПГ складається з емностей для інгібітору гідратоутворення, емностей інгібітору корозії, емності розчину поверхнево-активних речовин (далі ПАВ), технологічної насосної подачі інгібіторів та технологічної установки регенерації та подачі гліколю.

Ємнісний парк інгібітору гідратоутворення складається з Е-1-1, Е-1-2 по  $V=25 \text{ м}^3$  кожна та Е-1-3, Е-1-4 об'ємом по  $V=50 \text{ м}^3$  кожна. В якості інгібітору гідратоутворення застосовується метаноловмісний інгібітор гідратоуворення,

або альтернативні спиртовміщуючі інгібітори гідратуутворення. Для збирання дренажів інгібітору гідратуутворення (метанолу) передбачена підземна ємність Едр-1, об'ємом  $V=0,3 \text{ м}^3$ .

Ємнісний парк інгібітору корозії складається з двох ємностей Е-2-1 та Е-2-2 по  $V=25 \text{ м}^3$  кожна. В якості інгібітору корозії застосовується конденсаторозчинний інгібітор «ІНКО-С», або альтернативні інгібітори корозії. Для збирання дренажів інгібітору корозії передбачена підземна ємність Едр-2, об'ємом  $V=0,3 \text{ м}^3$ .

Ємнісний парк розчину ПАР складається з однієї ємності Е-2-3 об'ємом  $V=3,2 \text{ м}^3$ .

Обв'язка насосів (Н-1-(1...10), Н-2-(7...10), Н-3-(1...10)) передбачає можливість подачі інгібіторів на гирла свердловин, на вузол переключення ВПШ-1, блок входних ниток. Також обв'язка насосів Н-2-(1...6) передбачає можливість подачі інгібітору гідратуутворення на вхід трубного простору теплообмінників Т-1-1, Т-1-2.

За допомогою насосів Н-6-1, Н-6-2 конденсаційна вода з другої ступені сепарації з автоцистерн може бути відкачана на ємність збору Е-6 для подальшого використання в якості інгібітору. Також за допомогою насосів Н-6-1, Н-6-2 можна відкачати пластову воду з ємностей Е-1, Е-3-1, Е-3-2, на наливний стояк для відвантаження в автотранспорт. Обв'язка насосів також дозволяє перекачувати рідину між ємностями Е-1, Е-6, Е-3-1 та Е-3-2.

## 2.9. Опис системи подачі теплоносія

Система подачі теплоносія призначена для підігріву рідини в апаратах УКПГ, нагріву конденсату в теплообмінниках Т-2-1, Т-2-2.

Система складається з розхідної ємності теплоносія Ет-1, двох циркуляційних насосів НТ-1-1, НТ-1-2, теплогенераторної, дренажного насосу Нт-2 та дренажної ємності теплоносія Ет-2.

Теплоносій з ємності Ет-1 насосами НТ-1-1, НТ-1-2 подається в теплогенераторну для нагріву до температури 60-70°C і далі по трубопроводу подачі йде на обігрів споживачів, звідки зворотним трубопроводом охолоджений повертається знов на розхідну ємність Ет-1. Система подачі теплоносія працює в циркуляційному режимі.

### **Висновки до розділу 2**

Установка комплексної підготовки газу працює за схемою низькотемпературної сепарації із використанням холоду, що утворюється при дроселюванні газу між першою та другою ступенями сепарації за рахунок ефекту Джоуля-Томпсона. УКПГ забезпечує збір продукції газоконденсатних свердловин, підготовку природного газу до транспортування магістральним газопроводом та стабілізацію газового конденсату для подальшого транспортування.

Газ із свердловин надходить на вузол вхідних ниток УКПГ, проходить сепарацію на вхідних сепараторах першої ступені, попереднє охолодження в рекуперативних теплообмінниках, дроселювання, сепарацію на низькотемпературних сепараторах другої ступені та підігрів у теплообмінниках перед транспортуванням магістральним газопроводом. Рідина, що відокремлюється в сепараторах другої ступені, підігривається за допомогою теплоносія і направляється в розділювачі рідини другої ступені. Газовий конденсат відокремлюється від СПВ у розділювачах рідини, проходить дегазацію в дегазаторі, а СПВ дегазується у відповідних дегазаторах. Остаточне розгазування конденсату здійснюється в ємностях зберігання.

Газ підготовлюється на двох технологічних лініях із використанням дросель-ефекту. Для дослідження продуктивності свердловин використовується замірна технологічна лінія. Конденсат транспортується насосами в конденсатопровід або до вузла наливу в автоцистерни. СПВ транспортується насосами по трубопроводу для повернення в пласт або автотранспортом.

### Розділ 3. Дослідження ефективності підготовки природного газу

В підпункті 1.3 розділу 1 проаналізовано методи дослідження ефективності підготовки природного газу. За подальший метод дослідження роботи установки підготовки будемо проводити на установці підготовки газу (розділ 2).

Для розрахунків будемо використовувати програмне забезпечення Aspen HYSYS.

Моделювання розпочинається із створення компонентного листа : задаємо складові компоненти газоконденсатної суміші (ГКС).

The screenshot shows the 'Worksheet' tab in Aspen HYSYS. The main table lists components and their mole fractions. The 'Mole Fractions' column is highlighted in yellow. Below the table, there is a 'Total' value of 1.00000 and several buttons: 'Edit...', 'View Properties...', 'Basis...', 'Delete', 'Define from Stream...', and navigation arrows.

Component	Mole Fractions	Vapour Phase	Aqueous Phase
Methane	0.8667	0.8742	0.0000
Ethane	0.0574	0.0579	0.0000
Propane	0.0125	0.0126	0.0000
i-Butane	0.0015	0.0016	0.0000
n-Butane	0.0020	0.0020	0.0000
2,2-Dimethylpropane	0.0001	0.0001	0.0000
i-Pentane	0.0006	0.0006	0.0000
n-Hexane	0.0020	0.0021	0.0000
n-Pentane	0.0004	0.0004	0.0000
Oxygen	0.0000	0.0000	0.0000
Nitrogen	0.0024	0.0024	0.0000
CO2	0.0450	0.0454	0.0010
H2O	0.0093	0.0007	0.9990
1,2-Dichloroethane	0.0000	0.0000	0.0000

Total: 1.00000

Рис.3.1 – Компонентний лист ГКС

Побудову схеми починаємо із задання матеріального потоку газу. В HYSYS є два типи потоків: матеріальний і енергетичний. Матеріальний потік має склад і такі параметри як температура, тиск і витрата. В даному потоці необхідно ввести температуру, витрату і тиск потоку. Одиниці виміру можна обирати які зручно, програма сама перераховує їх в задану систему.

Worksheet		Attachments	Dynamics
<b>Worksheet</b>			
Conditions	Stream Name		
Properties	Vapour / Phase Fraction		
Composition	Temperature [C]	1.0000	Vapour Phase
Oil & Gas Feed	Pressure [MPa]	30.00	1.0000
Petroleum Assay	Molar Flow [m3/d_(gas)]	8.000	30.00
K Value	Mass Flow [kg/h]	9.333e-005	8.000
User Variables	Std Ideal Liq Vol Flow [m3/d]	3.103e-004	9.333e-005
Notes	Molar Enthalpy [kJ/kgmole]	2216	3.103e-004
Cost Parameters	Molar Entropy [kJ/kgmole-C]	-9.215e-004	2216
Normalized Yields	Heat Flow [kJ/h]	147.8	-9.215e-004
	Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h]	-1.516e-008	147.8
	Fluid Package	3.677e-004	-1.516e-008
	Utility Type	Basis-1	3.677e-004

Рис.3.2 – Параметри вхідного потоку

Створюємо матеріальний потік із водою і встановлюємо міксер , для об'єднання 2-х потоків – в результаті ми отримаємо вуглеводневу суміш, що заходить на УКПГ по технологічних лініях.

Встановлюємо сепаратор першого ступеню, задаємо вхідний потік суміші та вихідні потоки – газ та конденсат з водою  (аналогічно встановлюється сепаратор другого ступеню).

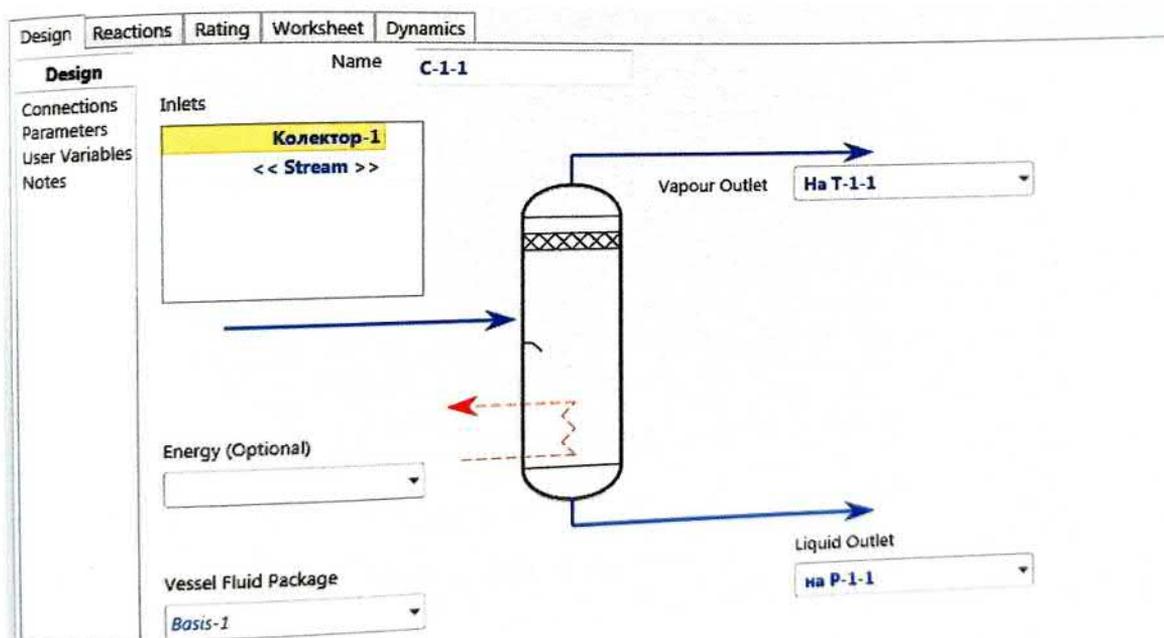


Рис.3.2 – Встановлення сепаратора

Для додаткового охолодження газу перед наступним сепаратором та нагрівання газу, який піде в магістральний газопровід, використовують теплообмінник , задаємо його параметри та потоки. Теплообмінник другої

ступені моделюється аналогічно, але в затрубний простір подається теплоносій.

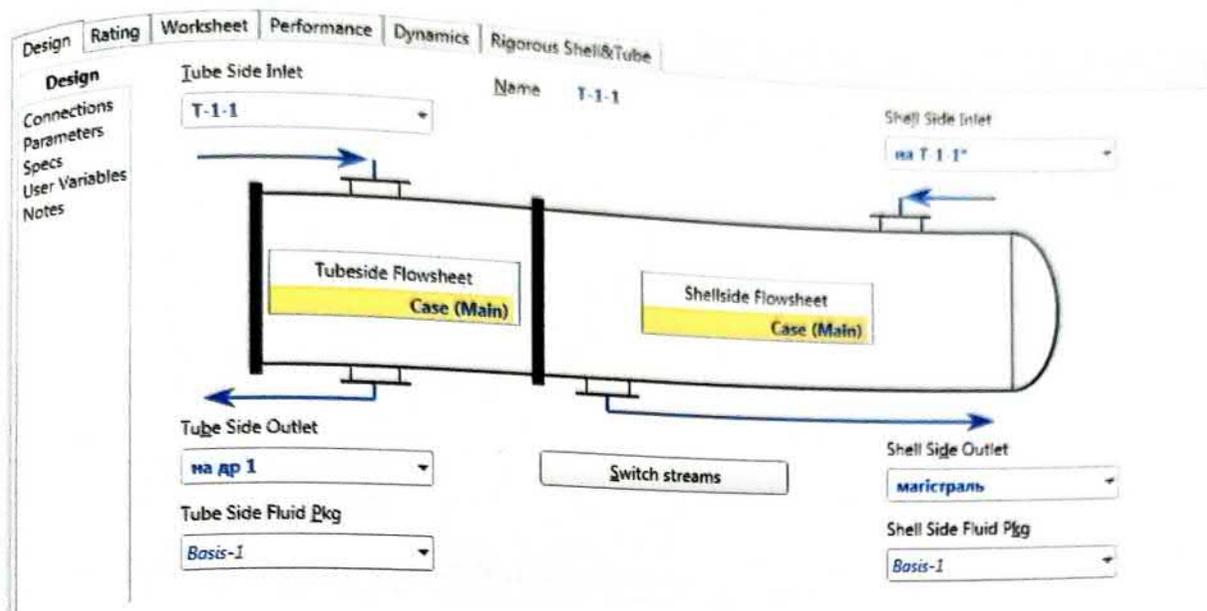


Рис.3.4 – Теплообмінник

Heat Exchanger Model: Simple End Point

Heat Leak/Loss:  None  Extremes  Proportional

End Point Model

Overall UA [kJ/C-h]	1,415e+005	
Specified Pressure Drop [kPa]	19,61	TUBE-SIDE 19,61
Use Ft	Tube Passes: 2	Shell Passes: 1
	Shells In Series: 1	First Pass: Counter
		Shell Type: E

Convert to Rigorous Model

You can replace any simple direct specification via input or by importing a prepared file.

Buttons: Size Exchanger, Specify Geometry

Рис.3.5 – Параметри теплообмінника

Для відділення від конденсату води встановлюємо розділювач

, вказуємо вхідний та вихідні потоки.

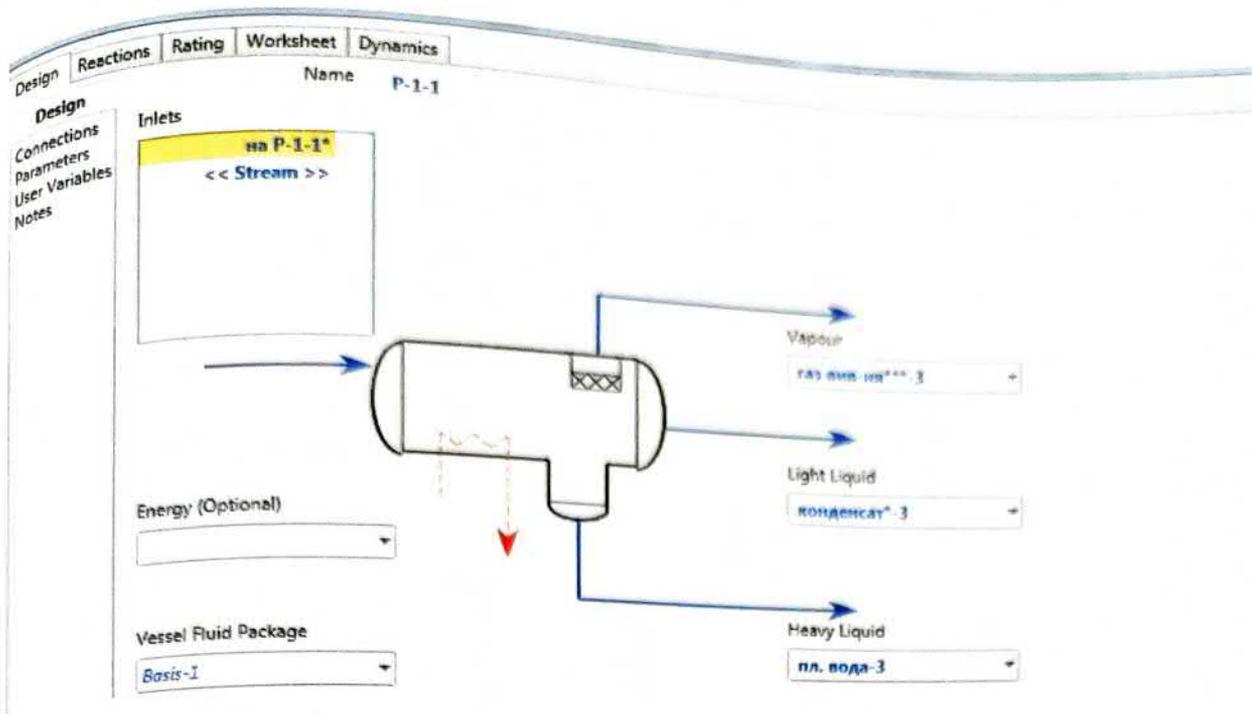


Рис.3.6 – Розділювач рідини

Для остаточного відділення від конденсату газової фази встановлюємо дегазатор.

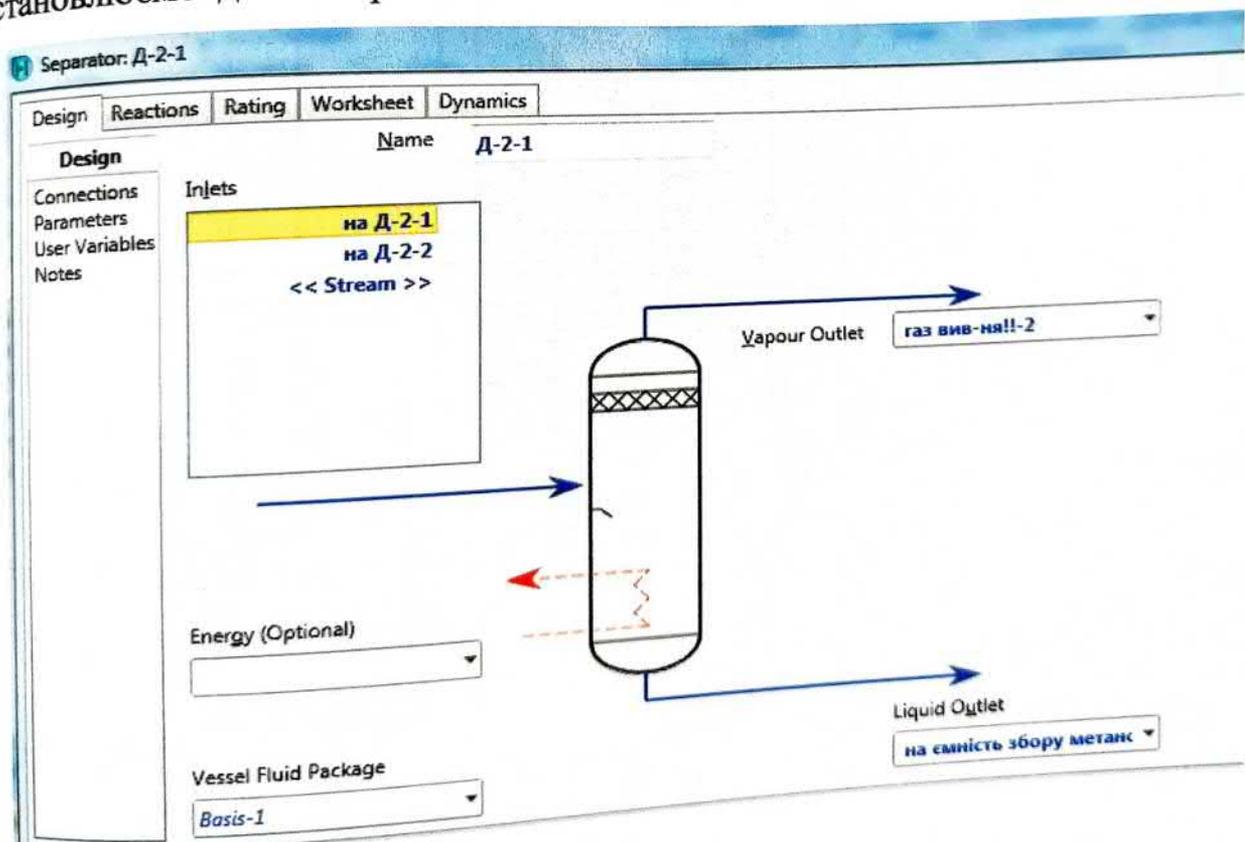
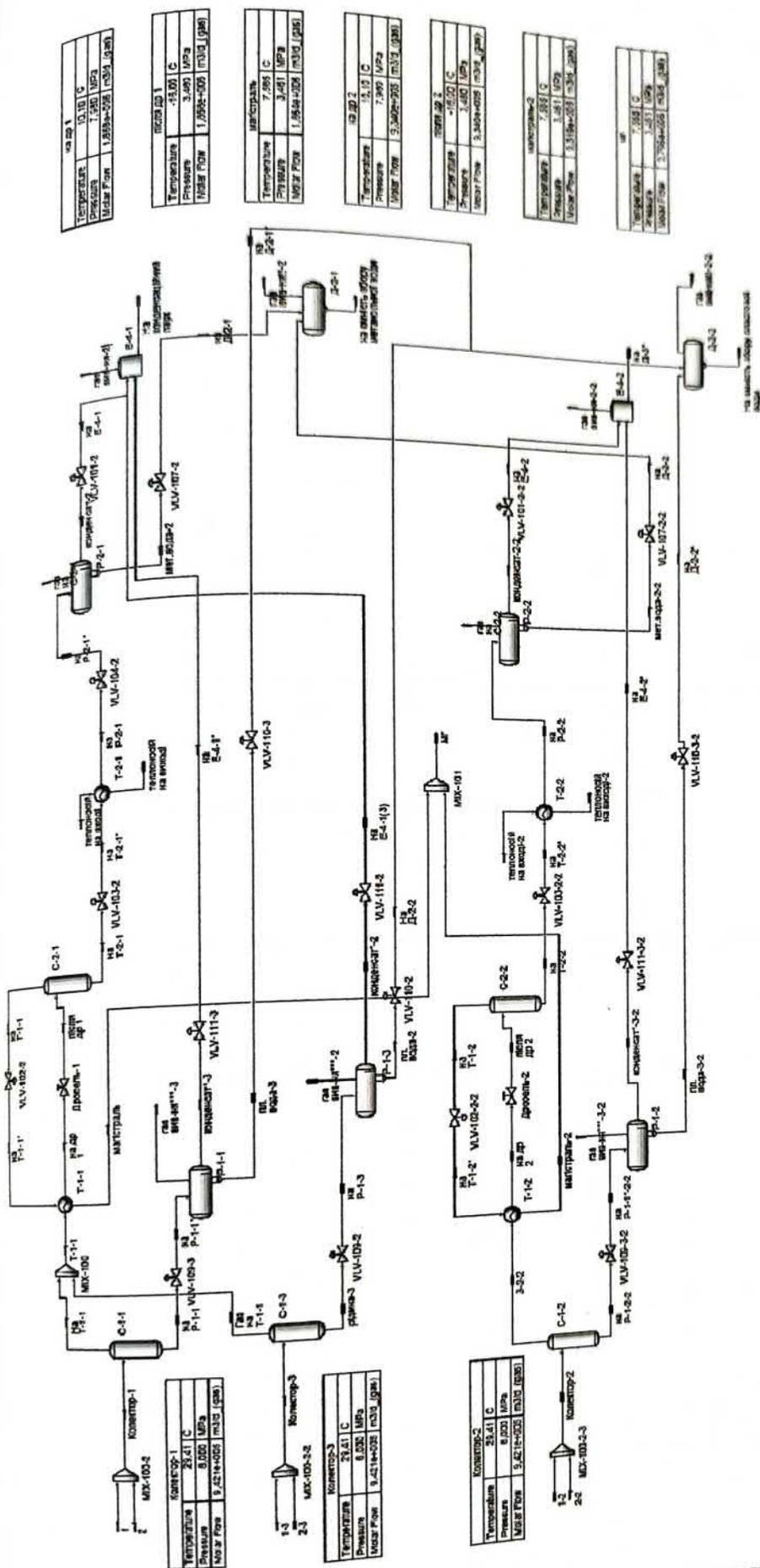


Рис.3.7 – Дегазатор



конд. 1	
Температура	10,10 C
Давление	7,280 MPa
Масса Flow	1,850e+005 (kg/s) (gms)

конд. 2	
Температура	-13,00 C
Давление	3,200 MPa
Масса Flow	1,850e+005 (kg/s) (gms)

конд. 3	
Температура	7,585 C
Давление	3,451 MPa
Масса Flow	1,850e+005 (kg/s) (gms)

конд. 4	
Температура	1,13 C
Давление	7,200 MPa
Масса Flow	3,200e+005 (kg/s) (gms)

конд. 5	
Температура	-1,00 C
Давление	1,850 MPa
Масса Flow	3,200e+005 (kg/s) (gms)

конд. 6	
Температура	7,581 C
Давление	1,451 MPa
Масса Flow	3,200e+005 (kg/s) (gms)

конд. 7	
Температура	7,581 C
Давление	1,451 MPa
Масса Flow	3,200e+005 (kg/s) (gms)

Конденсатор-1	
Температура	23,41 C
Давление	8,000 MPa
Масса Flow	9,421e+005 (kg/s) (gms)

Конденсатор-3	
Температура	23,41 C
Давление	8,000 MPa
Масса Flow	9,421e+005 (kg/s) (gms)

Конденсатор-2	
Температура	23,41 C
Давление	8,000 MPa
Масса Flow	9,421e+005 (kg/s) (gms)

Конденсатор-2	
Температура	23,41 C
Давление	8,000 MPa
Масса Flow	9,421e+005 (kg/s) (gms)

Рис.3.8 – Загальна розрахункова схема УКПГ газоконденсатного родовища

Так як всі три технологічні лінії працюють із однаковими параметрами, то фазові діаграми будемо по технологічній лінії №1.

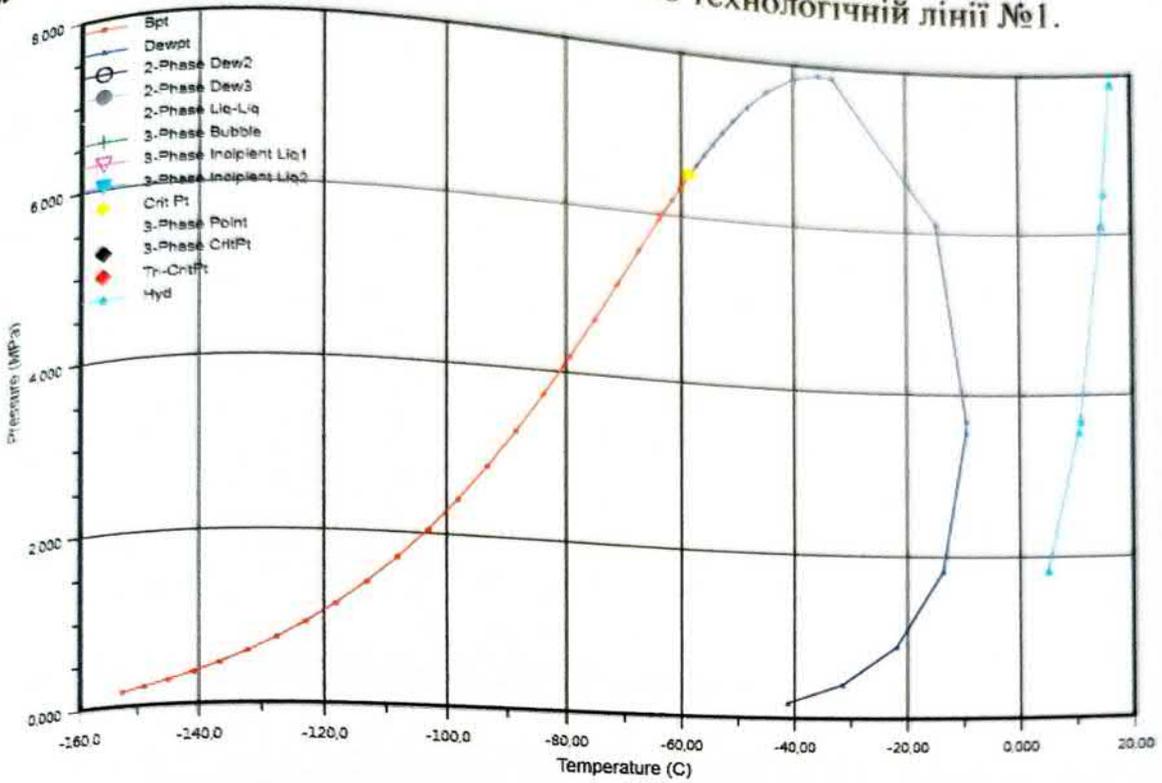


Рис.3.9 – Фазова діаграма на вході а УКПГ

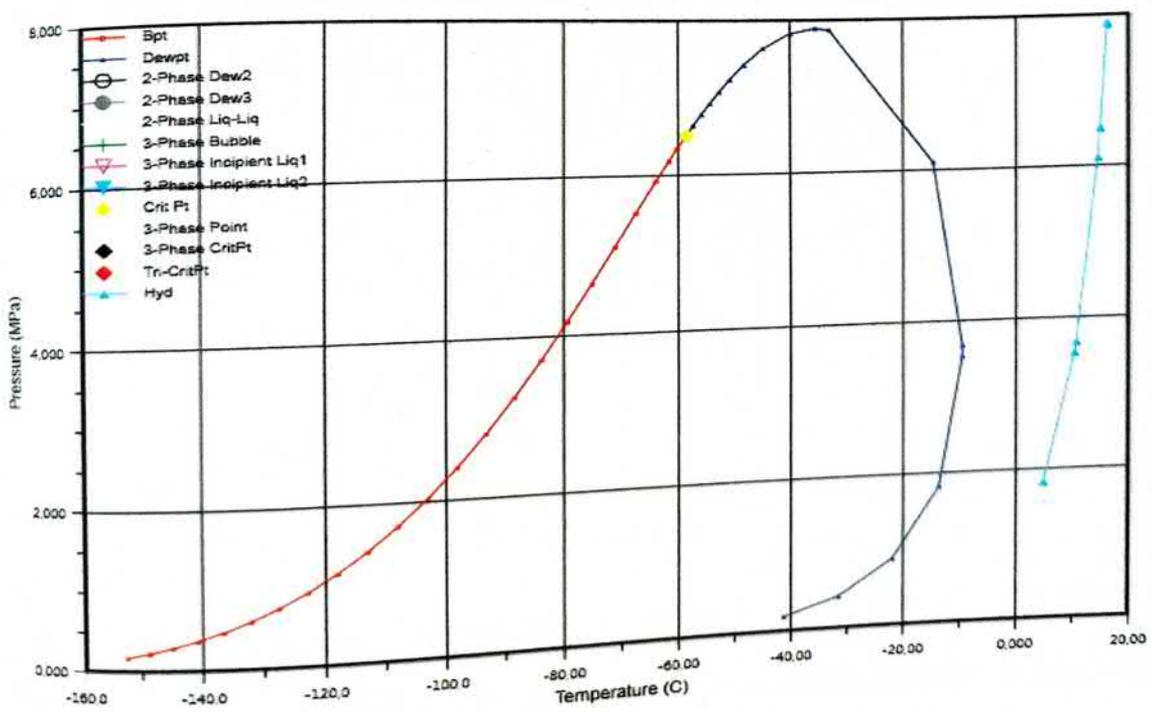


Рис.3.10 – Фазова діаграма після С-1-1

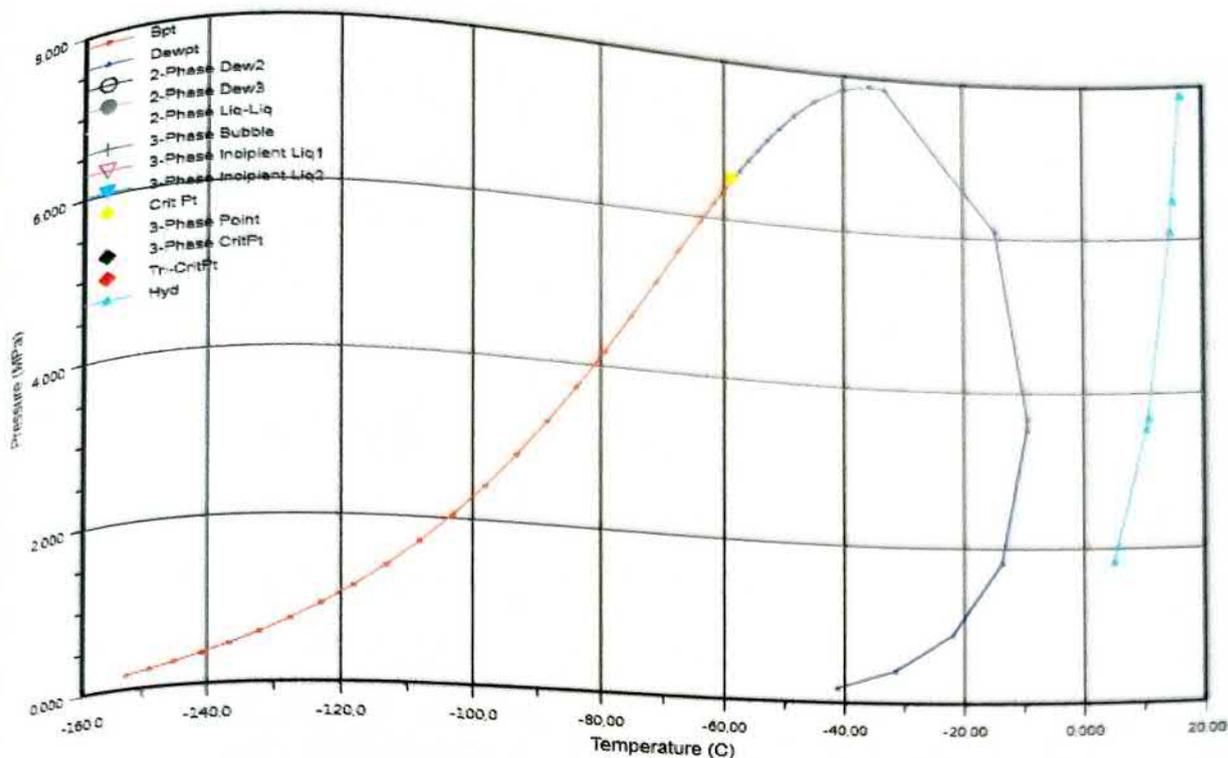


Рис.3.11 – Фазова діаграма після дроселя-1

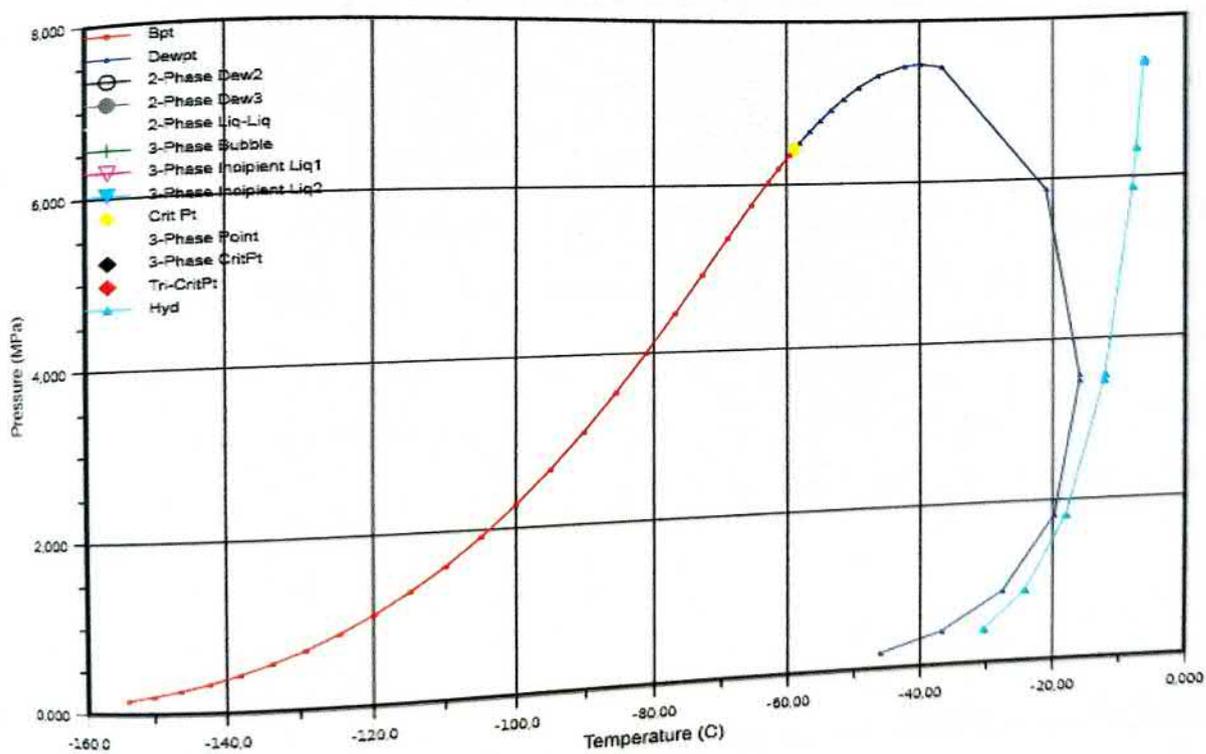


Рис.3.12 – Фазова діаграма на виході з УКПГ в магістральний газопровід

### Висновки до розділу 3

Газовуглеводнева суміш із свердловин надходить на сепаратори першої ступені (С-1-1, С-1-2, С-1-3) з температурою 29,41 °С і тиском 8 МПа. Після сепарації газ охолоджується у теплообмінниках (Т-1-1, Т-1-2) до 10,1 °С і тиску 7,9 МПа, проходить дроселювання, досягаючи температури точки роси для низькотемпературної сепарації. Газ із температурою 16 °С і тиском 3,48 МПа надходить у низькотемпературні сепаратори другої ступені (С-2-1, С-2-2), де завершується розділення газу від рідини. Після цього газ підігрівається у теплообмінниках зустрічним потоком і спрямовується в магістраль.

Рідина із сепараторів першої ступені (С-1-1..3) надходить у розділювачі (Р-1-1..3), де відділяється пластова вода від конденсату за рахунок різниці густини. Розгазований газ подається у сепаратори другої ступені, а відділений конденсат надходить у підпірні ємності (Е-4-1/2), де остаточно розгазовується та транспортується до парку конденсатних ємностей, минаючи дегазатор (Д-3). Газ із ємностей використовується для власних потреб. Пластова вода з розділювачів (Р-1-1..3) направляється на ємності зберігання після проходження через дегазатор (Д-2-2).

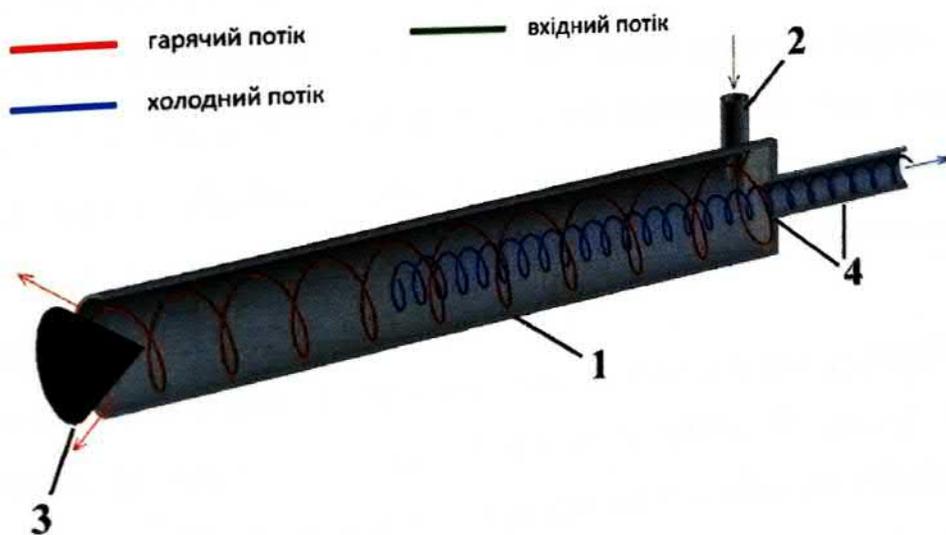
Рідина з низькотемпературних сепараторів (С-2-1/2) надходить у теплообмінники (Т-2-1/2), де підігрівається, і в розділювачі (Р-2-1/2) розділяється на конденсат і метанольну воду. Конденсат прямує до підпірних ємностей (Е-4-1/2), остаточно розгазовується та транспортується в парк зберігання. Метанольна вода через дегазатор (Д-2-1) надходить до ємності зберігання метанольної води.

## Розділ 4. Удосконалення технології підготовки у підготовки природного газу

### 4.1 Моделювання удосконаленої схеми установки комплексної підготовки газу

Для вирішення проблеми падіння пластових тисків технологічною пропозицією є встановлення вихрової труби з паралельним використанням дроселя (ефекту Джоуля-Томсона). Застосування даної технології дасть змогу дотримуватись необхідної температури точки роси по вологі і по вуглеводням для якісної підготовки газу.

Враховуючи аналіз, який проведений в розділі 1, обираємо тип вихрової труби найпростіший у виконанні протитокової (двопотокової) труби, що є ефективна при підготовці природного газу. Двопотокова вихрова труба, складається з циліндричної тіла, тангенціального сопла, конусного регулятора й діафрагми (рис.4.1).



1 – циліндрична труба; 2 – тангенціально розміщене сопло; 3 – конусний регулятор; 4 – діафрагма

Рис.4.1 – Принцип роботи вихрової труби

Коли газ потрапляє в патрубок (сопло), він проходить через спеціальне тангенціальне сопло, де за рахунок створення завихрення (ефект Ранка) розширюється і розділяється на два окремі потоки: гарячий та холодний. Цей процес отримав назву температурного, або енергетичного, розділення потоків. Гарячий потік рухається вздовж периферії і виходить через конусний регулятор, тоді як холодний концентрується в центральній частині та виходить через діафрагму.

Через складність фізичних процесів, що відбуваються у вихрових трубах, існуючі методики розрахунку залишаються малоефективними. Жодна з них не враховує вплив можливого ежектування газу, що значною мірою ускладнює виконання точних обчислень.

Моделювання установки НТС та вихрової труби здійснювалось за допомогою програмного комплексу Aspen HYSYS. Дана УКПГ працює за схемою низькотемпературної сепарації із застосуванням дросель-ефекту.

Газоконденсатна суміш із свердловин надходить на вузол вхідних ниток (ВВН) та розподіляється по технологічних лініях - колекторах (колектор-1, колектор-2, колектор-3(замірний)).

По технологічним лініям суміш прямує до сепараторів першої ступені С-1-1, С-1-2, С-1-3, де відбувається первинне відділення газу від важких вуглеводнів та рідини. Далі газ надходить в трубний простір рекуперативного теплообмінника Т-1-1, Т-1-2, де охолоджується вихідним потоком газу із низькотемпературного сепаратора С-2-1 С-2-2.

Проведемо моделювання для колектору 1. Розглянемо перший варіант моделювання, коли тиск на вході становив 8 МПа. В цьому випадку температура точки роси по волозі та по вуглеводням складає  $-16,26^{\circ}\text{C}$  та  $-16,01^{\circ}\text{C}$  відповідно. Ці значення відповідають вимогам Кодексу газотранспортної системи до якості природного газу, який надходить в магістральний трубопровід (рис 4.2).

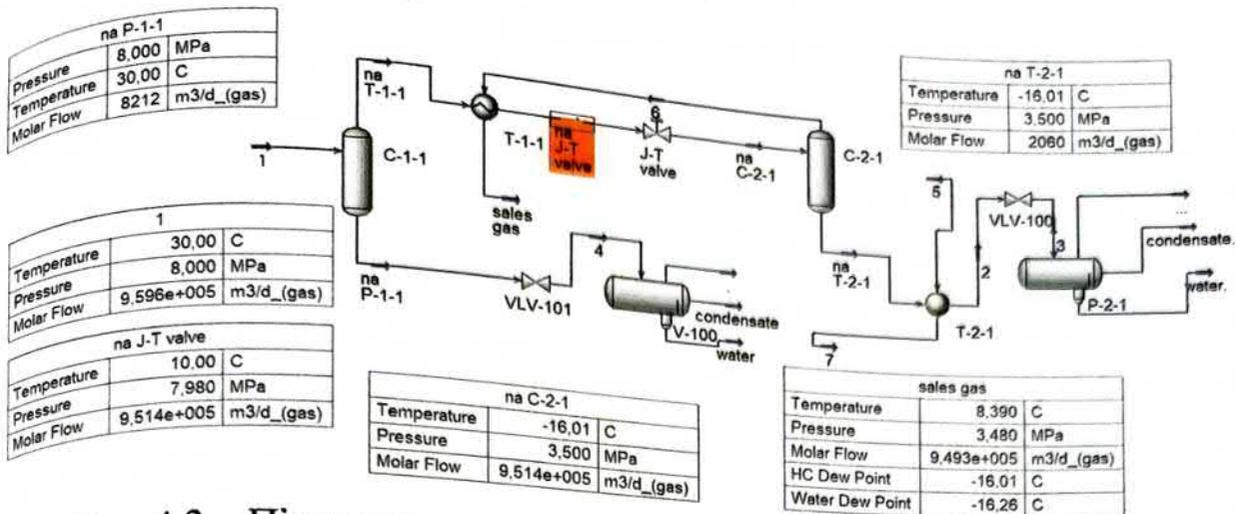


Рис. 4.2 – Підготовка природного газу для технологічної лінії №1 (тиск 8 МПа)

Такий показник тиску забезпечувався на початку введення в експлуатацію даної установки. З часом тиск зменшився до 4,5 МПа. Проведемо моделювання при даному тиску (рис. 4.3).

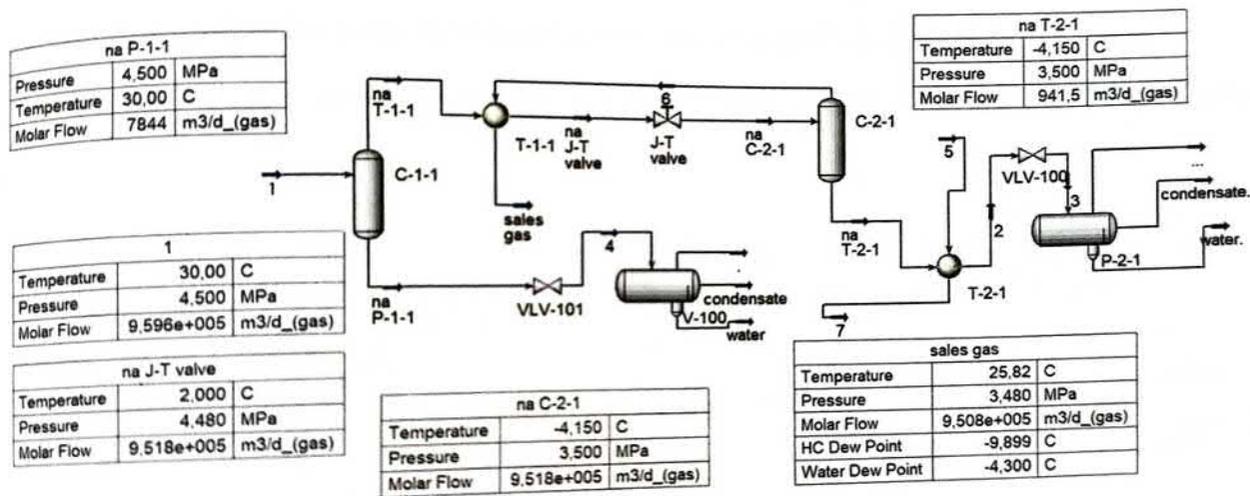


Рис. 4.3 – Підготовка природного газу для технологічної лінії №1 (тиск 4,5 МПа)

Якщо подивитися як змінилася температура точки роси по волозі і по вуглеводням можна побачити, що по волозі вона становить  $-4,3^{\circ}\text{C}$  (нормативне значення не менше  $8^{\circ}\text{C}$ ) і тоді даний газ не відповідає вимогам по якості. В цьому випадку підприємству потрібно доплачувати газотранспортній компанії за додаткове осушення газу.

Запропоновано такий варіант модернізації при тиску 4,5 МПа. Замість дроселя встановити вихрову трубу. Газ з теплообмінника Т-1-1 направити на вхідний патрубок вихрової труби, звідки він прямує на тангенціальне сопло, де розширюється і розділяється на два потоки. В результаті утворення надлишкового тиску, газ що рухається по периферії, здійснює вихід із патрубку, який регулюється клапаном. Холодний потік газу направляється на діафрагму, де також, аналогічно, відбувається частковий процес дроселювання. Далі холодний потік газу із вихрової труби надходить на низькотемпературний сепаратор С-2-1, С-2-2.

Гарячий потік газу можна використовувати як газ для власних потреб або направити в затрубний простір теплообмінника Т-2-1, і використовувати замість теплоносія для підігрівання потоку з сепаратора С-2-1 до розділювача Р-2-1. Потім цей газ, температура якого уже менша за рахунок теплообміну, можна направити на рецикл на вхідний сепаратор С-1-1, С-2-1.

Удосконалення пропонуємо виконати для технологічної лінії №1 (рис. 4.4).

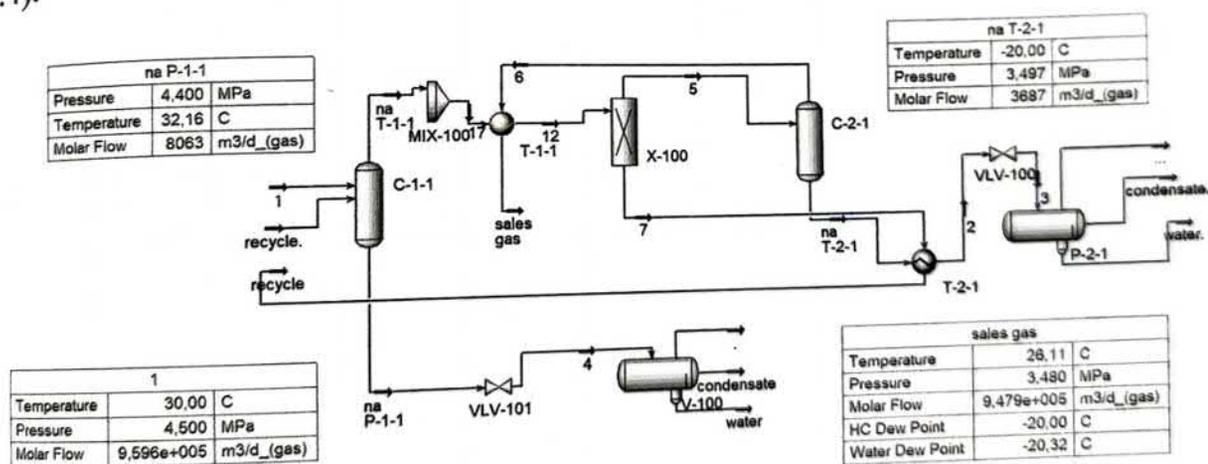


Рис.4.4 – Підготовка природного газу для технологічної лінії №1 з урахуванням удосконалення

Якщо звернути увагу на температури точки роси по волозі і по вуглеводнях, то в обох випадках вона задовольняє вимогам до якості природного газу. Фазові діаграми газу наведено на рисунках 4.5-4.8.

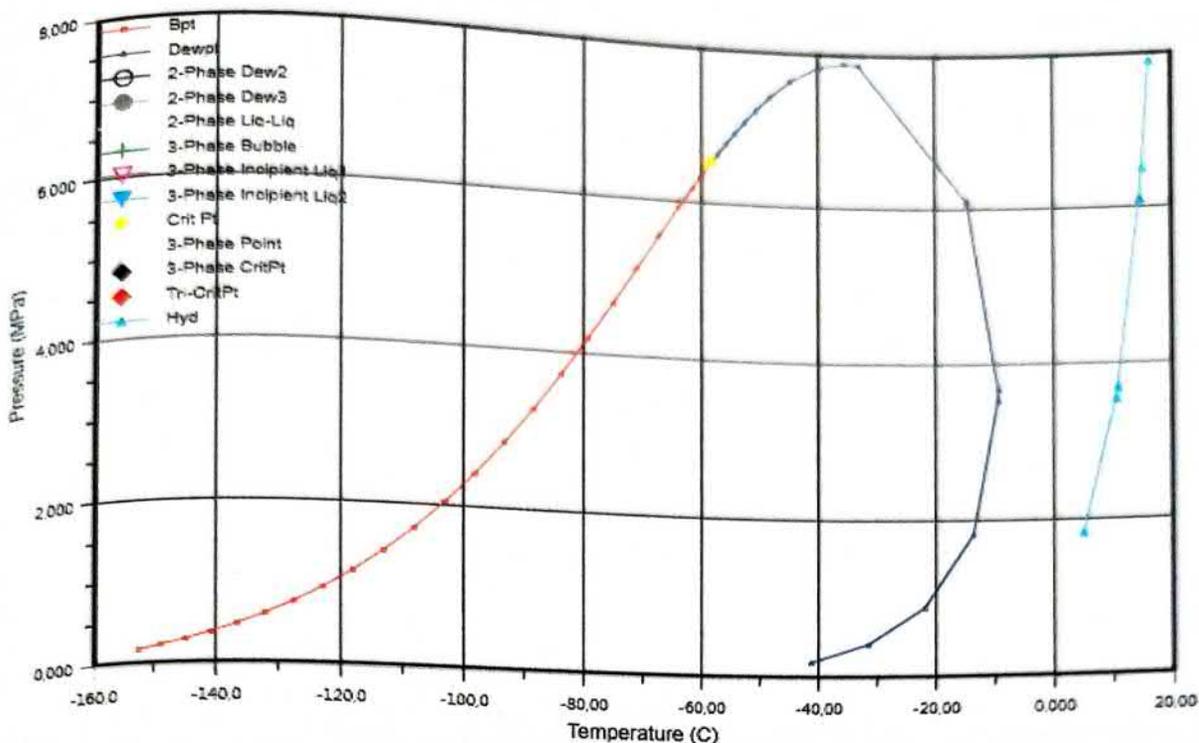


Рис.4.5 – Фазова діаграма на вході в УКПГ після зниження тиску

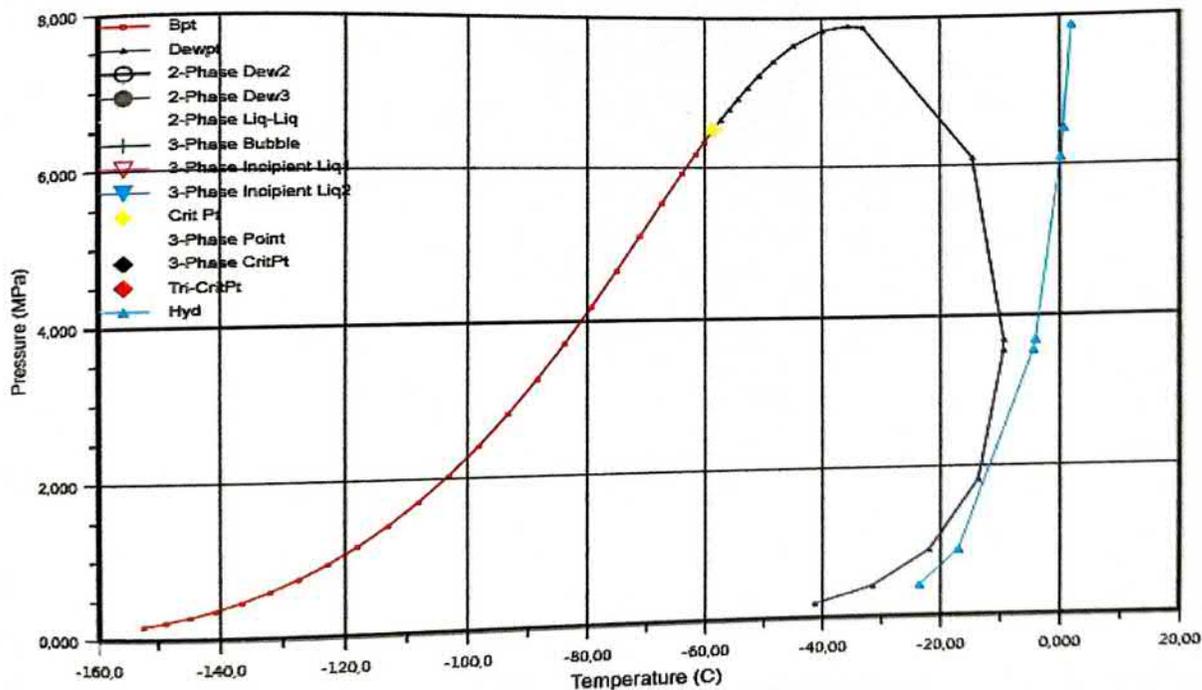


Рис.4.6 – Фазова діаграма на виході з УКПГ в магістральний газопровід після зниження пластового тиску

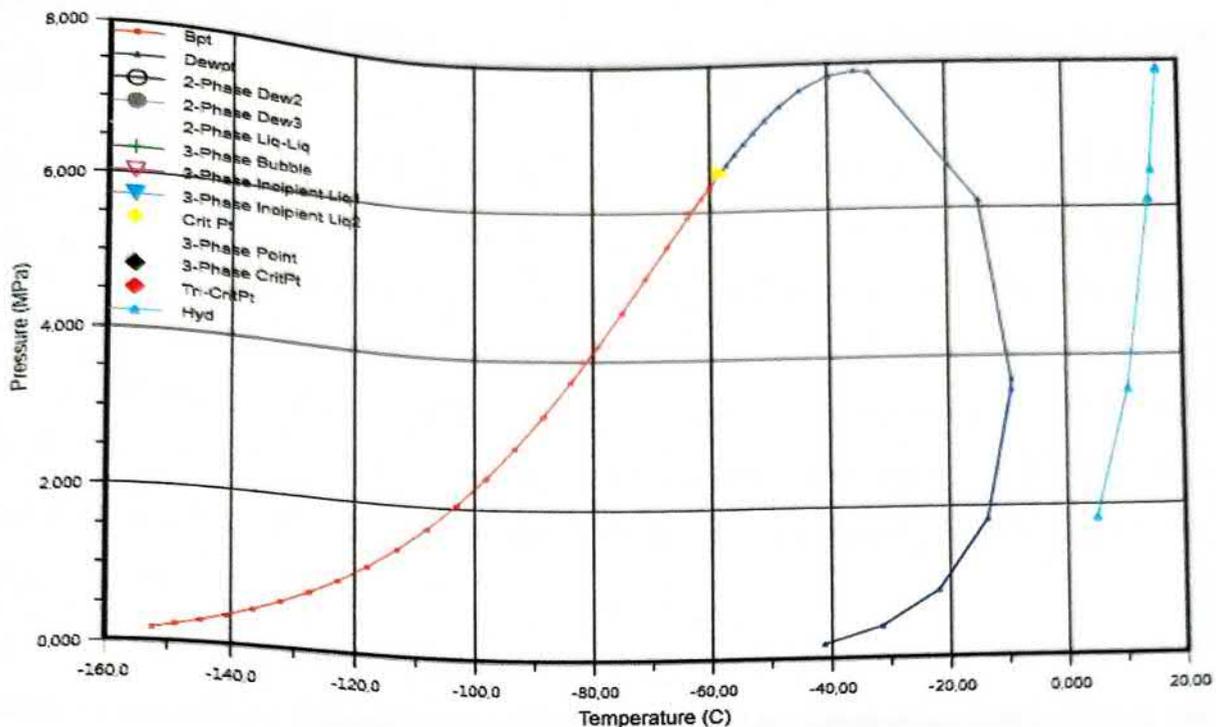


Рис.4.7 – Фазова діаграма газу після проходження вихрової труби

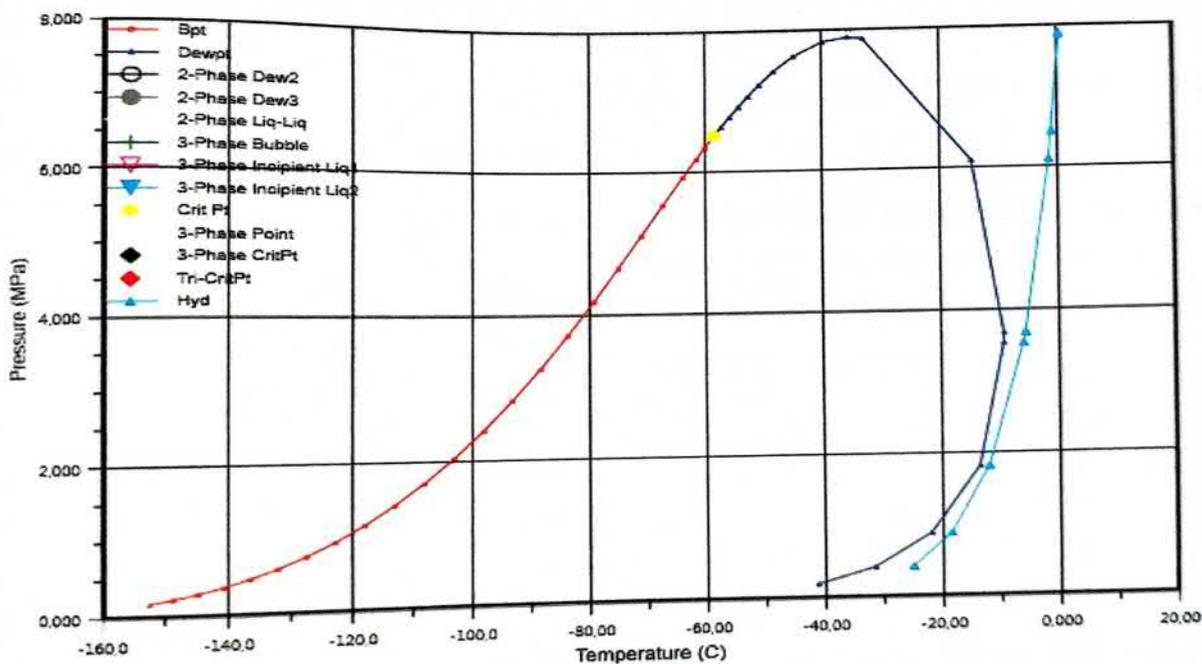


Рис.4.8 – Фазова діаграма на виході з УКПГ в магістральний трубопровід після встановлення вихрової труби

Порівняємо також показники готової продукції для всіх варіантів розрахунку. Варіант 1 – тиск 8 МПа, дросель-ефект – очищений газ – 9,479

$\cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/добу, конденсат – 1121 м<sup>3</sup>/добу, супутньо-пластова вода – 8875,4 м<sup>3</sup>/добу, температура точки роси по волозі -16,26 °С, температура точки роси по вуглеводням - -16,01 °С.

Варіант 2 – тиск 4,5 МПа, дросель-ефект – очищений газ –  $9,508 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/добу, конденсат – 1121 м<sup>3</sup>/добу, супутньо-пластова вода і конденсат – 8750,5 м<sup>3</sup>/добу, температура точки роси по волозі – 4,3 °С, температура точки роси по вуглеводням - -9,89 °С.

Варіант 3 – тиск 4,5 МПа, вихрова труба – очищений газ –  $9,479 \cdot 10^5$  м<sup>3</sup>/добу, конденсат – 1827 м<sup>3</sup>/добу, супутньо-пластова вода – 9237 м<sup>3</sup>/добу, температура точки роси по волозі – -20,32 °С, температура точки роси по вуглеводням - -20 °С.

Загальний аналіз показує, що при зниженні тиску до 4,5 МПа зменшує кількість рідкої фази (конденсату і супутньо-пластової води), це говорить про те, що вона виноситься в газовий потік, що і підтверджується зміною показника температури точки роси. Якщо порівняти варіанти 2 і 3 видно, що кількість конденсату і води збільшилася, і це свідчить про ефективність осушення природного газу.

Варіант встановлення вихрової труби на УКПГ наведено на рис. 4.9.



Рис.4.9 – Вихрова труба, встановлена на УКПГ при вихровому режимі роботи

Дана технологія дає змогу отримати більш низькі температури сепарації, ніж з використанням дросель-ефекту. Особливо це помітно при низьких тисках на вході в установку, коли дроселювання уже не дає потрібного ефекту.

#### 4.2 Методика визначення основних параметрів вихрової труби

Дана методика призначена для розрахунку геометричних параметрів таких як: діаметр сопла, діафрагми та розмірів конусного регулятора, а також часток потоків для отримання необхідних ефектів нагрівання і охолодження газу за відомого відношення тисків.

Для проведення розрахунку за даною методикою необхідні вхідні дані:

- 1) Бажана температура гарячого  $T_h$  або холодного  $T_c$  потоку, °C;
- 2) Температура вхідного потоку  $T_i$ , °C;
- 3) Абсолютний тиск вхідного потоку  $P_i$ ;
- 4) Абсолютний тиск холодного потоку  $P_c$ ;
- 5) Інтегральний коефіцієнт Джоуля-Томсона  $D_i$ ;
- 6) Масова витрата вхідного потоку  $G_i$ ;
- 7) Густина вхідного потоку  $\rho_i$ .

##### Методика розрахунку :

1) Якщо задана температура гарячого потоку, то визначимо ефект нагрівання в результаті ефекту Ранка

$$\Delta T_h^* = T_h - T_i + D_i(P_i - P_c) \quad (4.1)$$

Якщо задана температура холодного потоку – ефект охолодження

$$\Delta T_c^* = T_i - T_c - D_i(P_i - P_c) \quad (4.2)$$

2) Із рівняння  $\Delta T_h^* = a\mu_h^2 + b\mu_h + c$ , частка гарячого потоку

дорівнює:

$$a\mu_h^2 + b\mu_h + c - \Delta T_h^* = 0, \quad (4.3)$$

$$a = 0,1101T_i + 8,7056, \quad (4.4)$$

де:

$$b = -0,6639T_{r-15,104}, \quad (4.5)$$

$$C = 0,5647T_i + 6,418. \quad (4.6)$$

Якщо ж задана температура холодного потоку, то:

$$a\mu_h^3 + b\mu_h^2 + (c + \Delta Tc^*)\mu_h - \Delta Tc^* = 0. \quad (4.7)$$

3) Відношення абсолютних тисків  $\pi$ :

$$\pi = P_i/P_c; \quad (4.8)$$

4) Відношення площ  $F_h/F_c$  залежить від значення  $\mu_h$ :

$$\text{якщо } \mu_h < 1, \text{ то } \frac{F_h}{F_c} = \frac{\text{tg}(\mu_h)}{(1,629 - 0,2941\pi)}, \quad (4.9)$$

$$\text{якщо } \mu_h > 1, \text{ то } \mu_h = \frac{A}{F_h/F_c} + B \ln(F_h/F_c) + C, \quad (4.10)$$

де  $A, B, C$  – коефіцієнти, які визначаються за формулами:

$$A = 1,4572 - 1,7145\pi, \quad (4.11)$$

$$B = 0,9272 - 0,5757\pi, \quad (4.12)$$

$$C = 0,4625 + 1,0565\pi; \quad (4.13)$$

5) Знайдемо загальну площу одного або декількох ( $n$ ) вхідних сопел  $f_n$ , для масової витрати вхідного потоку:

$$fn = GA. \quad (4.14)$$

Коефіцієнт  $A$  визначається за формулою:

$$A = \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \frac{2k}{k-1} P_i \rho_i} \quad \text{при } \pi < \pi_{кр}, \quad (4.15)$$

$$A = \left(\frac{1}{\pi_{кр}}\right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{1}{\pi_{кр}}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \frac{2k}{k-1} P_i \rho_i} \quad \text{при } \pi \geq \pi_{кр}, \quad (4.16)$$

де  $\pi_{кр}$  – критичне відношення тисків,  $\pi_{кр} = 2$ ;

$k$  – показник адиабати;

$\rho_i$  – густина газу на вході у вихрову трубу.

6) Визначаємо діаметр вихрової труби  $D$  та діаметр отвору діафрагми  $d$ :

$$D = 3,65\sqrt{f_n}, \quad (4.17)$$

$$d = [0,35 + 0,313(1 - \mu_h)]D \quad \text{при } \mu_h < 1; \quad (4.18)$$

7) Використовуючи обчислені значення  $F_h/F_c$ ,  $D$  та  $d$ , визначимо площу кільцевого отвору на виході гарячого потоку  $dh$ :

$$d_h = \sqrt{D^2 - \frac{F_h}{F_c} \cdot d^2}. \quad (4.19)$$

Якщо ж геометричні розміри вихрової труби та відношення тисків відомі, то розрахунок проводиться наступним чином:

1) Визначимо частку гарячого потоку:

$$\mu_h = \arctg\left(A \frac{F_h}{F_c}\right), \quad (4.20)$$

$$\mu_h = \frac{A}{F_h/F_c} + B \ln\left(\frac{F_h}{F_c}\right) + C, \quad (4.21)$$

$$A = 1,4572 - 1,7145\pi, \quad (4.22)$$

$$B = 0,9272 - 0,5757\pi, \quad (4.23)$$

$$C = 0,4625 + 1,0565\pi, \quad (4.24)$$

З двох обчислених значень  $\mu_h$  обирають менше значення.

2) За відомим значенням температури вхідного потоку  $T_i$  визначимо ефект нагрівання  $\Delta T_h^*$ :

$$\text{якщо } \mu_h < 1, \text{ то : } \Delta T_h^* = a\mu_h^2 + b\mu_h + c, \quad (4.25)$$

$$a = 0,1101T_i + 8,7056, \quad (4.26)$$

$$b = -0,6639T_i - 15,104, \quad (4.27)$$

$$c = 0,5647T_i + 6,418, \quad (4.28)$$

$$\text{якщо } \mu_h > 1, \text{ то : } \Delta T_h^* = (1 - \mu_h) \mu_h (T_i - T_c - \Delta T_{JT}). \quad (4.29)$$

3) Якщо обчислене значення  $\mu_h < 1$ , то з рівняння теплового балансу знайдемо ефект охолодження  $\Delta T_c^*$ :

$$\Delta T_c^* = T_i - T_c - \Delta T_{JT} = \Delta T_h^* \mu_h (1 - \mu_h). \quad (4.30)$$

4) Визначаємо ефекти нагрівання  $\Delta T_h$  та охолодження  $\Delta T_c$  з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона :

$$\Delta T_h = \Delta T_h^* - \Delta T_{JT}, \quad (4.31)$$

$$\Delta T_c = \Delta T_c^* + \Delta T_{JT}. \quad (4.32)$$

Розрахунок вихрової труби, яка буде встановлена на місці дроселя, для експлуатації на установці низькотемпературної сепарації

Вхідні дані:

- 1)  $T_c = -25^\circ\text{C}$ ;
- 2)  $T_i = 2^\circ\text{C}$ ;
- 3)  $P_i = 5 \text{ МПа}$ ;
- 4)  $P_c = 4,3 \text{ МПа}$ ;
- 5)  $D_i = 3 \text{ }^\circ\text{C/МПа}$ ;
- 6)  $G_i = 1,725 \text{ кг/с}$ ;
- 7)  $\rho_i = 49,75 \text{ кг/м}^3$ .

Розрахунок :

- 1) визначимо ефект охолодження

$$\Delta Tc^* = T_i - T_c - D_i(P_i - P_c) = 2 - (-25) - 3 \cdot (5 - 4,3) = 24,9$$

- 2) Частка холодного потоку :

$$a\mu_h^3 + b\mu_h^2 + (c + \Delta Tc^*)\mu_h - \Delta Tc^* = 0 .$$

$$\text{де: } a = 0,1101T_i + 8,7056 = 8,9258 ,$$

$$b = -0,6639T_i - 15,104 = -16,382 ,$$

$$c = 0,5647T_i + 6,418 = 7,5474 .$$

$$\mu_h = 0,47$$

- 3) Відношення абсолютних тисків  $\pi$ :

$$\pi = P_i/P_c = 5/4,3 = 1,16;$$

- 4) Відношення площ  $F_h/F_c$ :

$$\frac{F_h}{F_c} = \frac{\text{tg}(\mu_h)}{(1,629 - 0,2941\pi)} = \frac{\text{tg}(0,47)}{(1,629 - 0,2941 \cdot 1,16)} = 0,39,$$

- 5) Знайдемо загальну площу одного або декількох ( $n$ ) вхідних сопел  $f_n$ , для масової витрати вхідного потоку:

$$fn = G/A = 1,725/(1,99 \cdot 10^4) = 8,6 \cdot 10^{-5} .$$

Коефіцієнт  $A$  визначається за формулою:

$$A = \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{1}{k}} \sqrt{\left[1 - \left(\frac{1}{\pi}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right] \frac{2k}{k-1} P_i \rho_i}$$

$$A = 1,99 \cdot 10^4$$

6) Визначаємо діаметр вихрової труби  $D$  та діаметр отвору діафрагми  $d$ :

$$D = 3,65 \sqrt{f_n},$$

$$d = [0,35 + 0,313(1 - \mu_h)]D$$

$$D = 3,65 \cdot \sqrt{8,6 \cdot 10^{-5}} = 0,0338 = 33 \text{ мм}$$

$$d = (0,35 + 0,313 \cdot (11 - 1,16)) \cdot 0,0338 = 0,0174 = 17 \text{ мм}$$

7) Площа кільцевого отвору на виході гарячого потоку  $d_h$ :

$$d_h = \sqrt{D^2 - \frac{F_h}{F_c} \cdot d^2}.$$

$$d_h = \sqrt{0,0338^2 - 0,39 \cdot 0,0174^2} = 0,032 = 32 \text{ мм.}$$

#### Висновки до розділу 4

У цьому розділі було проаналізовано роботу технологічної установки підготовки газу на основі існуючого режиму роботи та альтернативного, який обумовлений зменшенням пластової енергії. За результатами моделювання, в результаті пониження вхідних тисків, відбулось зменшення температури точки роси, яка обумовлює неможливість здійснення якісної підготовки газу.

В результаті досліджень було запропоновано ввести в експлуатацію вихрову трубу. За результатами моделювання запропоноване технологічне рішення дає змогу суттєво підвищити температуру точки роси, яка в свою чергу, дасть змогу здійснювати якісну підготовку природного газу.

### Загальні висновки

Проведено аналіз методів підготовки природного газу. Технології низькотемпературної сепарації, що включають використання турбодетандерів, пропанових холодильних установок і дотискних компресорних станцій, вимагають значних інвестицій і залучення додаткового персоналу. Перспективним напрямком підготовки природного газу є встановлення вихрових труб у відповідні системи. Розглянуто основні типи вихрових труб, визначено їх ключові конструктивні параметри та встановлено залежності для їх оптимального проектування та використання.

Установка комплексної підготовки газу працює за схемою низькотемпературної сепарації із використанням холоду, що утворюється при дроселюванні газу між першою та другою ступенями сепарації за рахунок ефекту Джоуля-Томпсона. Ув'язку з падінням пластового тиску до 4,5 МПа, температура точки роси по волозі підготовленого газу становить - 4,3 °С (нормативне значення не перевищує - 8 °С) і тоді даний газ не відповідає вимогам по якості. Як варіант удосконалення діючої системи підготовки вуглеводнів було запропоновано встановити вихрову трубу.

Проведено моделювання діючої системи підготовки вуглеводнів при початкових значеннях показників розробки. Для подальших досліджень виділену високонапірну технологічну лінію №1.

Змодельовано три основні варіанти технологічної лінії №1: 1 – тиск на вході 8 МПа, дросель-ефект; 2 – тиск на вході 4,5 МПа, дросель-ефект; 3 – тиск на вході 4,5 МПа, вихрова труба. Отримано, що при зниженні тиску до 4,5 МПа і дросель-ефекту зменшує кількість рідкої фази (конденсату і супутньо-пластової води). Це свідчить про те, що рідка фаза виносить в газовий потік, що і підтверджується зміною показника температури точки роси по волозі до - 4,3 °С. Варіант з тиском 4,5 МПа і вихровою трубою показує, що температура точки роси по волозі може бути зменшена до - 20 °С. При цьому кількість отриманого конденсату може збільшитися на 17%. Проведено розрахунки основних конструктивних параметрів труби – діаметрів вхідних і вихідних патрубків.

- parameters of Ranque–Hilsch vortex tube. *Int J Heat Mass Transfer* 48(10):1961–1973
14. Aljuwayhel NF, Nellis GF, Klein SA (2005) Parametric and internal study of the vortex tube using a CFD model. *Int J Refrig* 28(3):442–450
  15. Skye HM, Nellis GF, Klein SA (2006) Comparison of CFD analysis to empirical data in a commercial vortex tube. *Int J Refrig* 29:71–80
  16. Promvong P, Eiamsa-ard S (2004) Experimental investigation of temperature separation in a vortex tube refrigerator with snail entrance. *ASEAN J Sci Technol Dev* 21(4):297–308
  17. Promvong P, Eiamsa-ard S (2005) Investigation on the vortex thermal separation in a vortex tube refrigerator. *Sci Asia J* 31(3):215–223
  18. Eiamsaard S, Promvong P (2006) Numerical prediction of vortex flow and thermal separation in a subsonic vortex tube. *J Zhejiang Univ SCI Int Appl Phys Eng J* 7(8):1406–1415
  19. Eiamsa-ard S, Promvong P (2007) Numerical investigation of the thermal separation in a Ranque–Hilsch vortex tube. *Int J Heat Mass Transfer* 50(5–6):821–832.
  20. Yilmaz M, Comakli O, Kaya M, Karsli S (2006) Vortex tubes: 1 Technological development (in Turkish). *Eng Mach* 47(553): 46–54
  21. Yilmaz M, Comakli O, Kaya M, Karsli S (2006) Vortex tubes: 2 Energy separation mechanism and performance characteristics (in Turkish). *Eng Mach* 47(554):42–51.
  22. . O" zgu"r AE (2001) Determination of parameters influencing the operating criteria of vortex tubes and industrial applications (in Turkish). MSc Thesis, Su"leyman Demirel U" niversitesi, Isparta
  23. Ma TQ, Zhao QG, Yu J, Ye F, Ma CF (2002) Experimental investigation on energy separation by vortex tubes. In: Twelfth international heat transfer conference, Grenoble, France, 18–23 August, vol 4, pp 537–542

24. Dincer K, Bas,kaya S, , Kirmaci V, Usta H, Uysal BZ (2006) Investigation of performance of a vortex tube with air, oxygen, carbon dioxide and nitrogen as working fluids (in Turkish). Eng Mach 47(560):36–40
25. Yilmaz M, Kaya M, Karagoz S, Erdogan S (2007) Vortex tube design: I (in Turkish). Machinery 116:100–106
26. Yilmaz M, Kaya M, Karagoz S, Erdogan S (2007) Vortex tube design: II (in Turkish). Machinery 117:102–10.