МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи бакалавра

на тему: «Аналіз методів підвищення ефективності роботи вузла підготовки паливного та пускового газу компресорної станції»

Виконав: студент групи НІіТ 2022-2
Сакіт ГАСАНОВ
Керівник: Володимир КОТУХ
Рецензент: Катерина ПАЛЄЄВА

Харків – 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

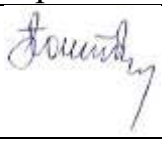
Інститут Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури
Кафедра Нафтогазової інженерії та технології
Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр
Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:
В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій
Роман ТКАЧЕНКО
«17» червня 2026 р.

Завдання
на кваліфікаційну роботу бакалавра
студента Гасанова Сакіта Аледдіновича

1. Тема роботи *Аналіз методів підвищення ефективності роботи вузла підготовки паливного та пускового газу компресорної станції*
затверджена наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03
2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.
3. Вихідні дані до роботи: *Технологічні схеми підготовки паливного, пускового та імпульсного газу КС магістральних газопроводів; нормативно-технічна документація з експлуатації КС; довідкові дані щодо характеристик обладнання очищення, підігріву та редукування природного газу; методики теплотехнічного та гідравлічного розрахунку вузлів підготовки газу.*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):
1 Аналіз предметної області; 2 Технологічна частина (структурна схема типової системи підготовки та розподілу паливного, пускового та імпульсного газу; аналіз типових рішень з підготовки газу для власних потреб КС; оцінка ефективності модернізації типової компресорної станції із застосування сучасних типових технологічних рішень; 3 Екологічна безпека; 4 Охорона праці.
5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
титульний слайд; актуальність теми; мета, об'єкт, предмет та завдання роботи; аналіз предметної області; типова схема системи підготовки газу на КС; порівняння способів підігріву газу; порівняння методів очищення газу; порівняння регуляторів тиску; Порівняльний варіантів конструктивного виконання вузла; схема модернізованого блока та порівняння базового та проєктного варіантів; екологічна безпека та охорона праці; висновки

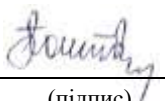
6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Технологічна частина	доц. Котух В. Г.		
Охорона праці	доц. Абракітов В. Е.		

7. Дата видачі завдання «25» травня 2026 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	25.05.2026	
2	Аналіз предметної області	25-27.05.2026	
3	Аналіз типових рішень з підготовки газу для власних потреб КС	28-31.05.2026	
4	Оцінка ефективності модернізації типової КС із застосування сучасних типових технологічних рішень	01-07.06.2026	
5	Розробка розділу з екологічної безпеки	08.06.2026	
6	Виконання розділу з охорони праці	09-11.06.2026	
7	Оформлення пояснювальної записки	12-13.06.2026	
8	Оформлення графічного матеріалу	14-15.06.2026	
9	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	16.06.2026	
10	**Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК**	17.06.2026	

Керівник  (Володимир КОТУХ)
(підпис) (прізвище та ініціали)

Студент-бакалавр (Сакіт ГАСАНОВ)
(підпис) (прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка містить 63 стор., 10 рис., 5 табл., 35 джерел.

Бакалаврська робота присвячена аналізу методів підвищення ефективності роботи вузла підготовки паливного та пускового газу компресорної станції магістрального газопроводу.

Метою роботи є аналіз існуючих технологічних схем підготовки газу для власних потреб компресорних станцій та обґрунтування інженерних рішень щодо підвищення їх надійності, енергоефективності та експлуатаційної безпеки.

У роботі розглянуто призначення паливного, пускового та імпульсного газу, досліджено сучасні методи очищення, осушення, підігріву та редукування природного газу. Проведено порівняльний аналіз циклонних сепараторів, масляних пиловловлювачів та коалесцентних фільтрів-сепараторів, а також різних систем підігріву газу та регуляторів тиску.

Запропоновано модернізацію вузла підготовки газу шляхом застосування блочно-комплектного модуля заводської готовності з використанням фільтрів-коалесцерів, теплообмінників із проміжним теплоносієм та осьових регуляторів тиску.

Виконано розрахунок витрат паливного газу, теплотехнічний розрахунок процесу підігріву з урахуванням ефекту Джоуля–Томсона, аналіз ефективності сепарації та оцінку гідравлічних втрат у системі.

Результати дослідження показали доцільність модернізації вузла підготовки газу, що забезпечує підвищення ступеня очищення газу, зниження гідравлічних втрат, покращення умов експлуатації обладнання та підвищення надійності роботи компресорної станції.

КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, ПАЛИВНИЙ ГАЗ, ПУСКОВИЙ ГАЗ, ПІДГОТОВКА ГАЗУ, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ 7
ВСТУП 8
1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ 10
1.1 Призначення паливного, пускового та імпульсного газу 10
1.2 Постановка задачі 12
2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА 14
2.1 Структурна схема типової системи підготовки
та розподілу паливного, пускового та імпульсного газу 14
2.2 Аналіз типових рішень з підготовки газу для власних потреб КС 17
2.2.1 Система запобігання гідратоутворенню 17
2.2.2 Система очищення від механічних домішок та вологи 23
2.2.3 Система регулювання тиску 27
2.2.4 Порівняння конструктивного виконання вузлів 29
2.3 Оцінка ефективності модернізації типової компресорної станції
із застосування сучасних типових технологічних рішень 30
2.3.1 Базовий варіант 30
2.3.2 Рекомендації щодо модернізації 31
2.3.3 Порівняльний розрахунок параметрів базового
та модернізованого вузла підготовки паливного та пускового газу
компресорної станції 33
3 ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА 47
4 ОХОРОНА ПРАЦІ 49
4.1 Загальні відомості 49
4.2 Аналіз умов праці на об'єкті 50
4.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці
на робочому місці 51
4.3.1 Забезпечення нормативних параметрів мікроклімату 51
4.3.2 Вимоги до освітлення 52

4.3.3 Захист від шуму та вібрації 55
4.3.4 Електробезпека 56
4.3.5 Забезпечення вибухо- та пожежобезпеки 56
4.4 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки на об'єкті 57
ВИСНОВКИ 59
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ 61

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АВО – апарат повітряного охолодження;

БКМ – блочно-комплектний модуль;

ГПА – газоперекачувальний агрегат;

ГТС – газотранспортна система;

ГТК – газотурбінний компресор;

ДБН – державні будівельні норми;

ЗСК – запобіжний скидний клапан;

ЗСП – запірно-запобіжний клапан;

ККД – коефіцієнт корисної дії;

КС – компресорна станція;

НКМПП – нижня концентраційна межа поширення полум’я;

НПАОП – нормативно-правовий акт з охорони праці;

ПТГ – піч трубна газова;

САУ – система автоматичного управління;

ДСТУ – державний стандарт України;

ISO – International Organization for Standardization;

IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change.

ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) є одним із ключових елементів енергетичної інфраструктури країни, а природний газ - одним з основних енергоносіїв. ГТС включає багато складових, серед яких трубопроводи, компресорні та насосні станції та ін.

Компресорні станції (КС) є важливим елементом ГТС. Вони забезпечують транспортування газу на великі відстані та підтримання необхідного тиску в магістральних газопроводах. Основним обладнанням компресорних станцій є газоперекачувальні агрегати (ГПА). Саме від надійної роботи значною мірою залежить ефективне функціонування газотранспортної системи.

У процесі видобутку та транспортування газ може містити механічні домішки, краплинну вологу, конденсат, а також інші небажані компоненти, що негативно впливають на роботу обладнання. Потрапляння таких домішок до компресорів і турбін може спричиняти підвищений знос деталей, корозію, зниження коефіцієнта корисної дії, аварійні зупинки та значні економічні втрати. Тому однією з найважливіших умов безперебійної та безпечної роботи ГПА є якісна підготовка природного газу перед його подачею на агрегати.

Особливої актуальності питання підготовки газу набуває в умовах підвищених вимог до надійності, енергоефективності та екологічної безпеки газотранспортних систем.

Більшість діючих станцій використовують застаріле технологічне обладнання, яке має високий гідравлічний опір, низький ККД систем підігріву та недостатню якість очищення газу. В той саме час сучасні вимоги до експлуатації компресорних станцій передбачають впровадження нових технічних рішень, автоматизованих систем контролю та діагностики, а також модернізацію обладнання для очищення, підігріву та регулювання параметрів газу. Тому тема бакалаврської роботи, присвячена аналізу методів підвищення

ефективності роботи вузла підготовки паливного та пускового газу компресорної станції є актуальною.

Мета бакалаврської роботи - комплексний аналіз існуючих технологічних схем підготовки газу на власні потреби КС та обґрунтування оптимальних інженерних методів підвищення їхньої надійності та енергоефективності.

Для досягнення поставленої мети будуть вирішені наступні задачі:

– проаналізовано особливості підготовки паливного, пускового та імпульсного газу на компресорних станціях;

– досліджено сучасні методи очищення, осушення та підігріву природного газу;

– виконано порівняльний аналіз обладнання для очищення та редукування газу;

– проведено теплотехнічні та гідравлічні розрахунки;

– оцінено ефективність модернізації вузла підготовки газу.

1 АНАЛІЗ ПРЕДМЕТНОЇ ОБЛАСТІ

Як зазначено в [1], компресорні станції є одним з основних елементів газотранспортної системи, від якого залежить якість та надійність роботи усієї системи в цілому.

Станом на 2021 р. в Україні налічувалося понад 70 компресорних станцій, які були облаштовані більше ніж 700 газоперекачувальних агрегати (ГПА). Частина компресорних станцій та ГПА за час війни були пошкоджені або до них було втрачено фізичний доступ. Але, тим не менш, компресорний парк залишається значним і суттєво впливає на роботу усієї ГТС. Однак, не дивлячись на постійні роботи з модернізації, частина агрегатів є фізично та морально застарілими або навіть повністю вичерпали свій ресурс, що значно знижує їх ефективність та екологічність. Ця проблема потребує комплексного рішення з оптимізації роботи обладнання та залучення сучасних технологічних рішень.

Одним з основних елементів забезпечення життєдіяльності КС є вузол підготовки газу для власних потреб (паливного, пускового та імпульсного). Саме від його роботи значною мірою залежить ефективність роботи усієї компресорної станції. Розглянемо призначення паливного, пускового та імпульсного газів в роботі компресорної станції.

1.1 Призначення паливного, пускового та імпульсного газу

На компресорних станціях природний газ використовується не лише як продукт, що транспортується. Він також застосовується для забезпечення роботи ГПА. З точки зору застосування для внутрішніх потреб станції розрізняють наступні види технологічного газу:

- паливний газ – використовується для забезпечення роботи газових двигунів і турбін, які приводять у дію компресорні агрегати; якісна та відрегульована подача паливного газу забезпечує безперебійну роботу ГПА та

оптимальний коефіцієнт корисної дії турбін; параметри паливного газу (тиск, температура, чистота, калорійність) повинні відповідати технічним умовам газотурбінних установок, щоб забезпечити стабільне та ефективне горіння;

- пусковий газ – застосовується під час запуску компресорних агрегатів, ГПА та допоміжних механізмів компресорної станції; повинен мати стабільні тиск і температуру, а також бути вільним від рідких домішок та абразивних часток, щоб уникнути пошкодження пускових систем; часто подається в підігрітому та осушеному вигляді для забезпечення надійності пуску при низьких температурах;

- імпульсний газ – використовується для керування пневматичною арматурою та системами автоматики на КС (створення необхідного тиску в пневматичних приводах і автоматичних система); головна функція – забезпечити точність роботи контрольно-вимірювальних та регулювальних пристроїв (точне та швидке спрацьовування приводів і клапанів), що є критично важливим для безпечної роботи станції.

Таким чином зазначимо, що кожен вид технологічного газу має своє спеціальне призначення, і його якість безпосередньо впливає на надійність і безпеку роботи ГПА та компресорної станції в цілому. Тому для забезпечення безпечної та ефективної роботи газоперекачувальних агрегатів усі параметри якості газу суворо стандартизовані.

Якість технологічного газу, що подається на компресорні станції, регламентується нормативними документами та технічними умовами експлуатації ГПА. Основні вимоги за [2] включають:

- вимоги щодо вмісту механічних домішок та твердих часток: газ повинен бути очищений від твердих частинок та рідких домішок, оскільки їх наявність може призвести до зносу компресорних деталей та корозії обладнання; вміст пилу та абразивних часток не повинен перевищувати значення, що встановлене для конкретного обладнання (для турбін це значення зазвичай складає ≤ 1 мг/м^3); дотримання цих вимог забезпечується застосування фільтрів грубого та тонкого очищення;

- вимоги щодо вологості газу та вмісту конденсату: водяна пара у газі має бути максимально знижена до допустимих норм, щоб уникнути конденсації та утворення гідратів, які блокують трубопровід; точка роси газу повинна бути нижчою за мінімальну робочу температуру турбін та трубопроводів; забезпечення вимог здійснюється застосуванням сепараторів, осушувачів та підігріванням газу;

- вимоги до складу газу: наявність сірководню, CO_2 та інших домішок повинна відповідати нормативам на природний газ, оскільки ці параметри впливають на корозійну активність і теплотворну здатність;

- вимоги щодо тиску і температури газу: газ, що подається на компресори, повинен відповідати нормативним параметрам тиску та температури для забезпечення ефективної роботи агрегатів.

Дотримання цих вимог забезпечує стабільну роботу КС, зменшує ризик аварій та підвищує термін служби газоперекачувального обладнання.

1.2 Постановка задачі

Метою бакалаврської роботи є комплексний аналіз існуючих технологічних схем підготовки газу на власні потреби КС та обґрунтування оптимальних інженерних методів підвищення їхньої надійності та енергоефективності.

В ході виконання роботи необхідно:

- оцінити технічний стан та виявити недоліки базового (існуючого) обладнання вузла підготовки газу;

- виконати порівняльний аналіз сучасних методів сепарації, фільтрації та запобігання гідратоутворенню;

- розрахувати необхідну витрату газу на власні потреби та теплотехнічні параметри системи підігріву до і після модернізації;

- провести порівняльний гідравлічний розрахунок втрат тиску в системі;

- оцінити екологічні та експлуатаційні переваги від впровадження сучасних блочно-комплектних рішень.

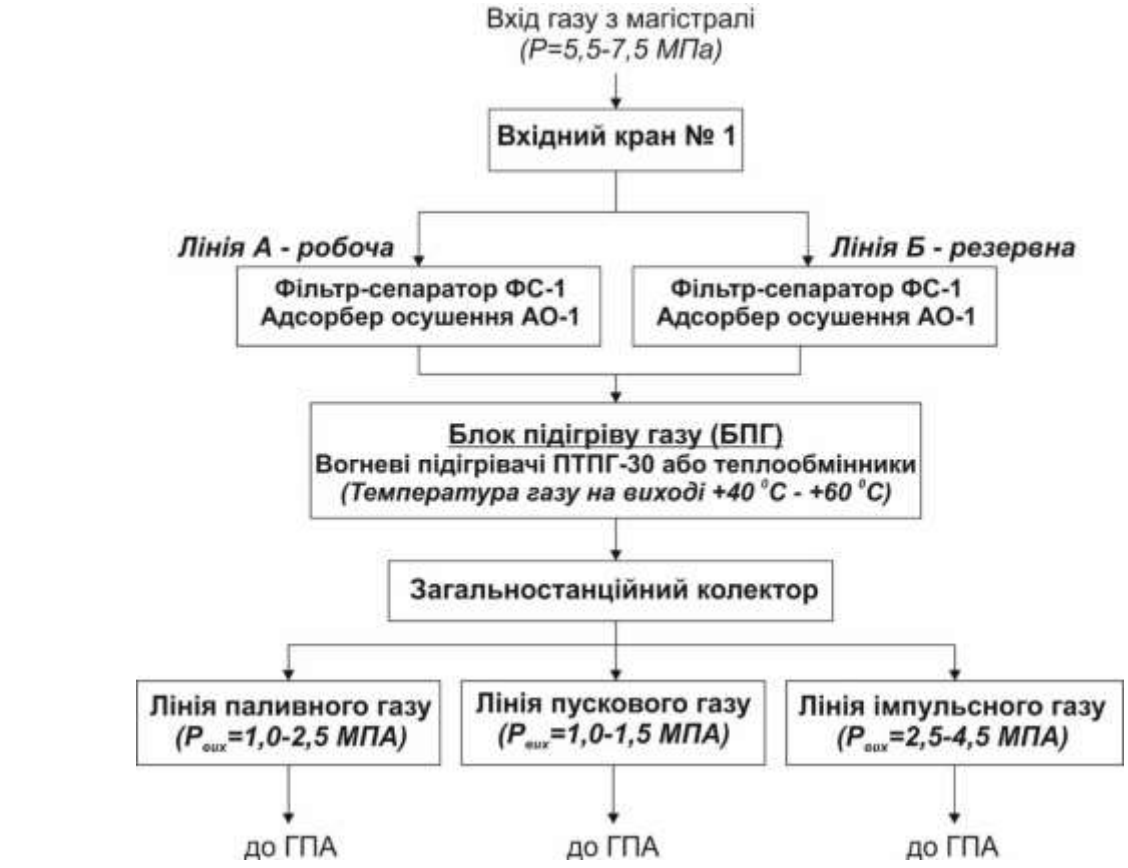
Об'єктом дослідження є технологічний процес підготовки паливного, пускового та імпульсного газу для забезпечення власних потреб компресорної станції магістрального газопроводу.

Предметом дослідження є методи та технічні засоби підвищення ефективності очищення, підігріву та редукування газу шляхом модернізації обладнання вузла підготовки.

2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Структурна схема типової системи підготовки та розподілу паливного, пускового та імпульсного газу

Структурна схема типової системи підготовки та розподілу паливного, пускового та імпульсного газу КС наведена на рисунку 2.1 [3, 4].



а)

б)

Рисунок 2.1 - Структурна схема типової системи підготовки та розподілу паливного, пускового та імпульсного газу КС:

а – структура системивцілому; б – типова структура кожної з ліній

Процес починається з відбору технологічного газу з підвідного (вхідного) колектора магістрального газопроводу або з виходу очисного споруди КС. Тиск газу на цьому етапі дорівнює робочому тиску в магістралі (5,5-7,5 МПа) [3, 4].

Через вхідний охоронний кран № 1 газ надходить на центральний загальностанційний вузол підготовки.

Оскільки сирий газ містить механічні домішки (іржу, окалину, пил) та крапельну вологу (воду, конденсат), він спрямовується у блок очищення. Потік розділяється на дві паралельні нитки: робочу та резервну. Газ проходить через фільтри-сепаратори де відокремлюється твердий бруд і волога). Далі газ проходить через адсорбери, заповнені твердим поглиначем (силікагелем або цеолітом), де відбувається глибоке осушення газу. Це знижує «точку роси» вологи, що унеможливлює утворення кристалогідратів (льодяних пробок) у тонких трубках автоматики [3, 5-7].

Очищений та осушений газ із високим тиском подається на вузол підігріву. Підігрів є критично важливим перед процесом редукування (зниження тиску). При падінні тиску газ сильно охолоджується (ефект Джоуля-Томсона), що може призвести до обмерзання арматури та крихкості металу трубопроводів. Газ проходить через трубний простір вогневих підігрівачів або теплообмінників, де нагрівається до температури +40 - +60 ^{0}C [3, 7].

Після підігріву газ надходить у загальний розподільчий колектор високого тиску, від якого формуються три незалежні функціональні лінії. Кожна з трьох ліній має ідентичну внутрішню структуру безпеки (рис. 1.1, б): робочу нитку редукування, 100% резервну нитку та ручну байпасну (обвідну) лінію [3, 4].

Тракт паливного газу забезпечує безперебійне живлення камер згоряння газотурбінних установок газоперекачувальних агрегатів (ГПА). З колектора підігрітого газу потік йде через відкритий вхідний кран робочої нитки. Газ проходить додатковий фільтр тонкого очищення, оскільки форсунки камери згоряння дуже чутливі до мікрочастинок. Потік проходить крізь запірно-

запобіжний клапан (ЗСП) та надходить у регулятор тиску паливного газу. Регулятор знижує тиск з магістрального до стабільного робочого рівня (залежно від моделі турбіни 1,0-2,5 МПа). Пройшовши вихідний кран нитки, паливний газ направляється в загальностанційний колектор паливного газу, а звідти - безпосередньо до кожного працюючого ГПА [3, 4, 7].

Тракт пускового газу працює періодично і потрібен лише під час запуску ГПА для розкручування його турбостартера (детандера). Газ із високого колектора подається на блок редукування пускового газу. Проходить через систему запірних кранів та регулятор тиску, де його тиск знижується до 1,0-1,5 МПа. На виході з лінії редукування встановлено швидкодіючий автоматичний клапан-відсікач. За командою «Пуск» із системи автоматичного керування (САУ) цей клапан миттєво відкривається, подаючи потужний потік газу на пусковий привід турбіни. Після успішного запуску і виходу турбіни на автономні оберти клапан автоматично та герметично перекриває лінію [7, 8].

Тракт імпульсного газу є «робочим тілом» для системи дистанційного керування технологічними кранами КС. Він створює тиск у пневмогідравлічних приводах для обертання кульових затворів великих кранів (Ду 1000–1400) на майданчику станції. Оскільки для приводів потрібне високе зусилля, тиск тут знижується мінімально - регулятори налаштовують на вихідний тиск 2,5-4,5 МПа (або лінія працює без редукування, якщо приводи розраховані на повний тиск магістралі). Газ проходить фінішне осушування для абсолютного видалення залишків масел та вологи. Пройшовши вузол регулювання, імпульсний газ подається до акумуляторів імпульсного газу (балонів-ресиверів). Це буферні ємності, які зберігають запас газу під тиском. Вони гарантують, що навіть у разі повної аварії та падіння тиску в магістралі, станція матиме енергію для автоматичного перекриття загальностанційних кранів та виконання аварійної зупинки [3, 7].

На кожній з трьох ліній редукування паралельно встановлено запобіжні скидні клапани (ЗСК). Якщо під час роботи регулятор тиску заклинить, або відбудеться різке коливання споживання, тиск після регулятора почне

зростати. При незначному перевищенні тиску ЗСК відкривається і скидає надлишок газу через скидну свічку в атмосферу, стабілізуючи систему. Якщо тиск продовжує небезпечно зростати, спрацьовує механічний ЗСП, який повністю «відсікає» пошкоджену нитку редукування, а система автоматики миттєво переводить потік газу на резервну нитку [7, 8].

2.2 Аналіз типових рішень з підготовки газу для власних потреб КС

2.2.1 Система запобігання гідратоутворенню

Проаналізуємо основні, найбільш застосовувані на КС способи запобігання гідратоутворенню, а саме:

- вогневі підігрівачі прямого нагріву;
- підігрівачі з проміжним теплоносієм;
- системи утилізації тепла вихлопних газів [3, 5].

2.2.1.1 Вогневі підігрівачі прямого нагріву типу ПТГ (печі трубні газові) - промислові теплообмінні апарати, які використовуються для нагрівання газу перед його транспортуванням або сепарацією. Нагрівання відбувається за рахунок спалювання природного газу в спеціальних пальникових пристроях. Продукти згоряння (димові гази) віддають тепло змійовикам з робочим середовищем безпосередньо в радіаційній камері печі. Завдяки відсутності проміжного теплоносія забезпечують високу швидкість та інтенсивність нагріву [3, 6, 7]. Принципова технологічна схема ПТГ наведена на рисунку 2.2.

Основні конструктивні елементи:

- камера радіації (радіаційна секція) - нижня або центральна частина печі, де відбувається безпосереднє спалювання палива; тут розташовані радіаційні труби (змійовики), які сприймають до 70 % усього тепла через пряме теплове випромінювання (радіацію) від факела пальника;

- камера конвекції - верхня частина підігрівача; у ній встановлено додаткові змійовики, які утилізують тепло гарячих димових газів, що піднімаються догори, що суттєво підвищує загальний ККД установки;

- блок пальних пристроїв (пальники) - монтуються у піді (днищі) або на стінах камери радіації; вони забезпечують рівномірне спалювання паливного газу та формування стабільного смолоскипа (факела) [3, 6, 7].

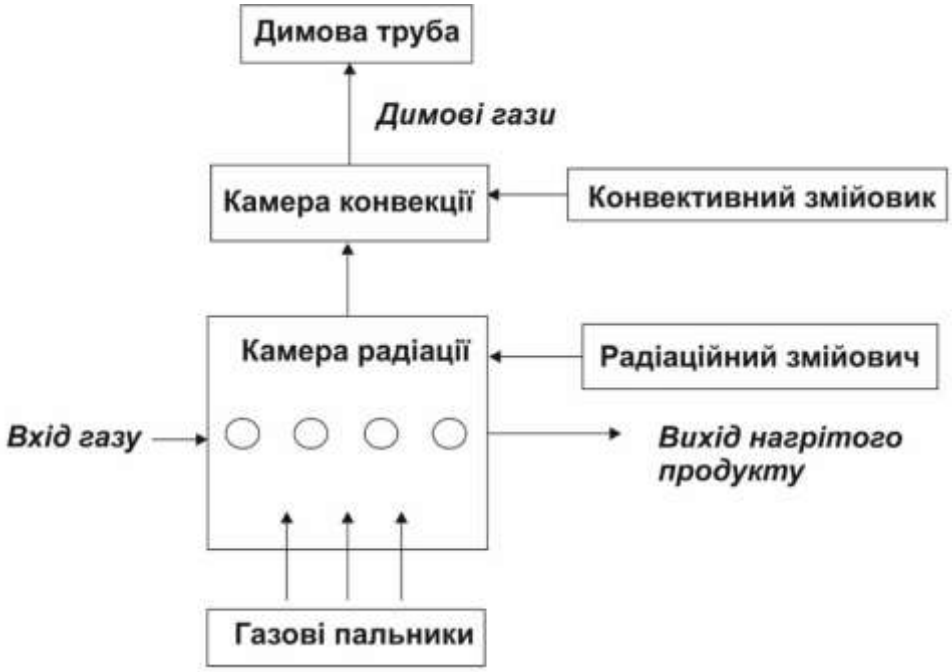


Рисунок 2.2 - Принципова технологічна схема ПТГ

Перевагами даного типу нагрівачів є високий коефіцієнт корисної дії (85-92 %), здатність нагрівати середовище до високих температур, компактні розміри порівняно з непрямим нагрівом [3, 7].

До недоліків слід віднести підвищену вибухо- та пожежонебезпечність, утворення нагару на внутрішніх стінках змійовика (викликає зниження ККД до 60-65 %), схильність до прогару труб у зонах локального перегріву, необхідність в обладнанні складними системами автоматизації та безпеки [3, 7].

2.2.1.2 Підігрівачі з проміжним теплоносієм - компактний пластинчастий або кожухотрубний теплообмінник, підключений до автоматизованого водогрійного котла зовнішнього розміщення, який у якості проміжного теплоносія використовує воду або водно-гліколеву суміш (антифриз). Пальник спалює паливний газ всередині жарової труби. Металева стінка жарової труби нагрівається і передає тепло навколишній воді (або

антифризу). Гаряча вода навколо жарової труби стає легшою і піднімається вгору, а холодніша вода від продуктового змійовика опускається вниз. Виникає природна циркуляція (конвекція) теплоносія всередині апарату. Холодний продукт (наприклад, сира нафта) заходить у верхній змійовик. Оскільки змійовик омивається гарячою водою, продукт плавно нагрівається до потрібної температури і виходить з апарату. Охолоджені продукти згоряння виходять із протилежного кінця жарової труби і піднімаються вгору через димову трубу в атмосферу [3, 5-7, 9]. Принципова технологічна схема підігрівача з проміжним теплоносієм наведена на рисунку 2.3.

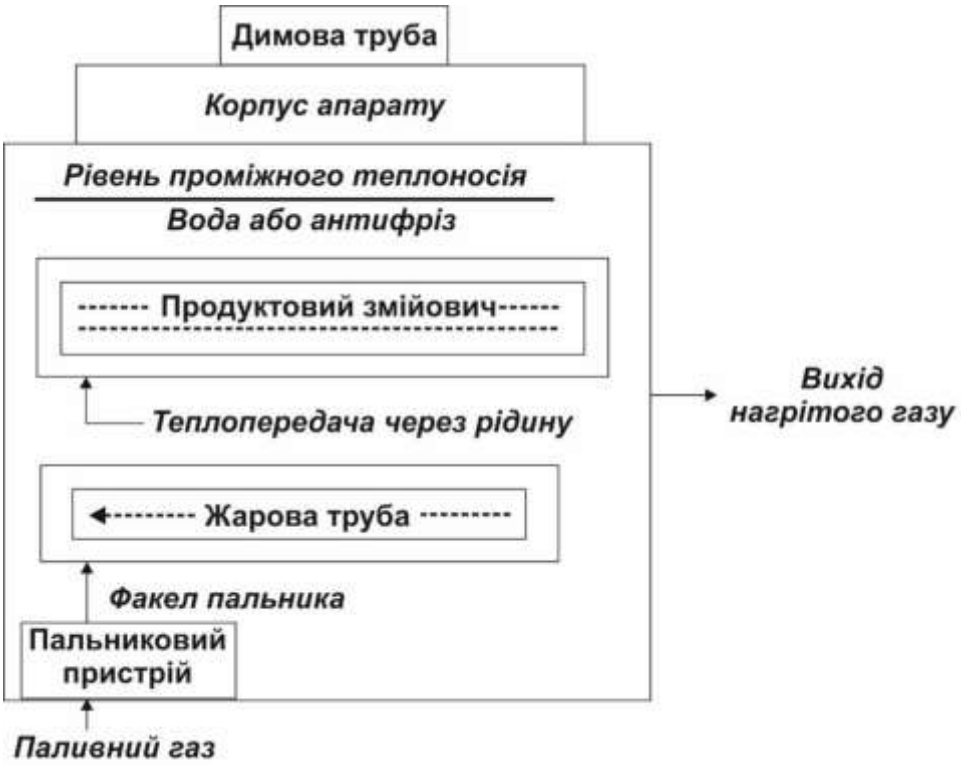


Рисунок 2.3 - Принципова технологічна схема підігрівача з проміжним теплоносієм

Основні конструктивні елементи:

- корпус (ємність) - горизонтальний циліндричний резервуар (цистерна), заповнений проміжним теплоносієм (водою або діетиленгліколем), який працює під низьким або атмосферним тиском;

- жарова труба (U-подібна або пряма) - потужна товстостінна труба великого діаметра, вварена у нижню частину корпусу, яка повністю занурена в теплоносій і всередині якої горить факел від пальника;

- продуктовий змійовик - пучок труб меншого діаметра, розташований у верхній частині корпусу (над жаровою трубою) і також повністю занурений у теплоносій, по якому циркулює газ;

- пальник з автоматикою - монтується на торці жарової труби, забезпечуючи контрольоване спалювання газу чи рідкого палива [3, 5, 7].

Головними перевагами такого типу нагрівачів є відсутність прямого контакту між горючим технологічним продуктом (газом) та стінками труб (пожежо- та вибухобезпечність); відсутність локальних перегрівів, оскільки температура проміжного теплоносія контролюється, що повністю виключає термічну руйнування або прогар самого змійовика; повільне охолонення системи завдяки великому об'єму нагрітого носія, що допомагає підтримувати стабільний технологічний процес навіть при короткочасних збоях пальників [3, 7, 8].

До основних недоліків слід віднести обмеження по температурі (водяні підігрівачі не здатні нагріти продукт вище 80-85 ^{0}C без підвищення тиску в самому корпусі); існує ризик замерзання системи під час аварійної зупинки взимку у разі використання води (відсутній при застосування водно-гліколевих антифризів); об'ємний корпус, заповнений великим об’ємом теплоносія, який потребує масивного фундаменту та великої площі для монтажу [3, 5].

2.2.1.3 Системи утилізації тепла вихлопних газів - високоефективне обладнання, яке вловлює теплову енергію відхідних газів від промислових джерел і повертає її в технологічний процес [3, 4].

Принципова технологічна схема утилізатора тепла вихлопних газів наведена на рисунку 2.4.

Основні конструктивні елементи:

- теплообмінна секція (змійовик) - система труб, виготовлених з високоміцних або нержавіючих марок сталі, зазвичай із зовнішнім ребруванням (для збільшення площі теплообміну в 10–20 разів), оскільки гази мають низьку тепловіддачу;

- байпасна система (перемикаючий пристрій) - спеціальний триходовий клапан (шибер), який дозволяє пустити вихлопні гази напряму в димову трубу в обхід утилізатора (під час ремонту, пусконалагодження або якщо системі тимчасово не потрібне тепло);

- корпус із теплоізоляцією - металевий кожух, зсередини покритий товстим шаром мінераловатних або керамічних плит, щоб гарячий вихлоп не нагрівав зовнішні стінки установки [3, 4].

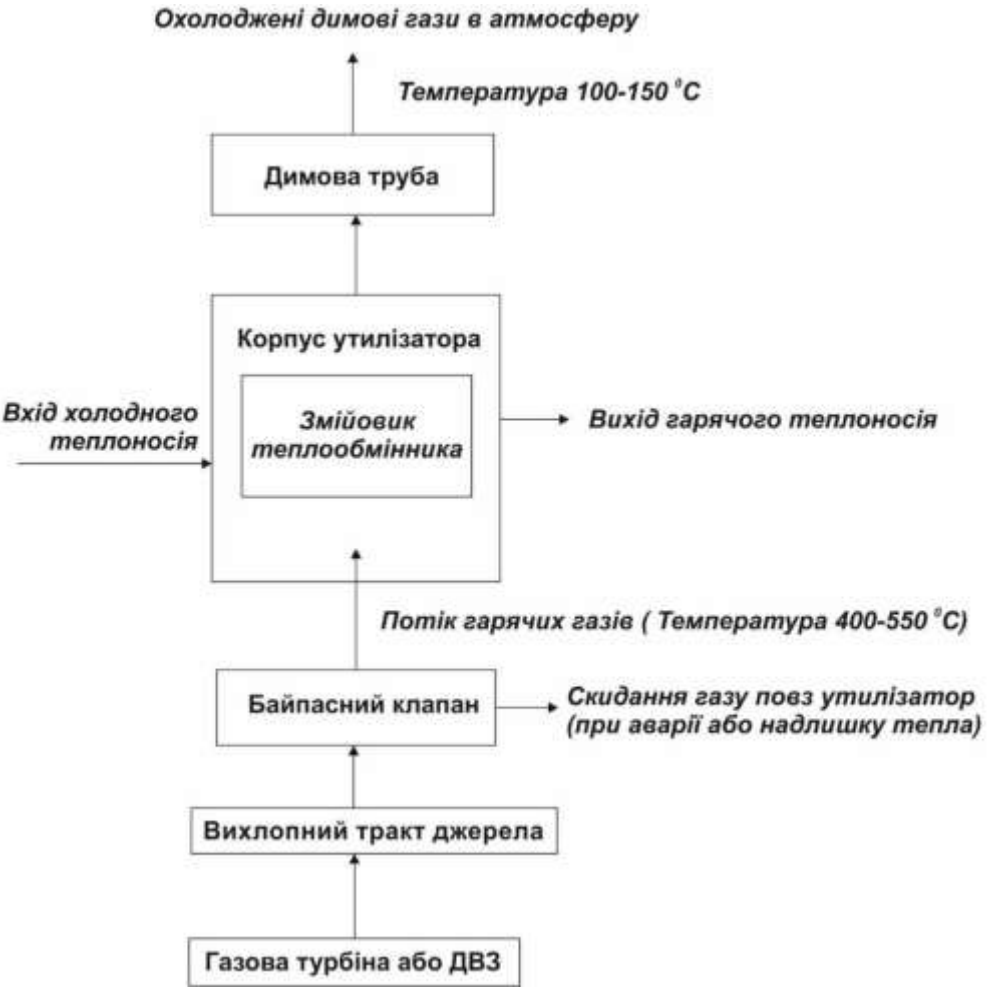


Рисунок 2.4 - Принципова технологічна схема утилізатора тепла вихлопних газів

Основними перевагами даного технологічного рішення є колосальна економія палива, різке підвищення ефективності за рахунок зростання загального коефіцієнта використання палива первинного двигуна (наприклад, турбіни чи ДВС) з 30–40 % до 80–85 %; автономність об’єкта [4].

Основними недоліками є високі початкові інвестиції на встановлення обладнання, складна конструкція, та значні габарити і вага, оскільки масивні металоконструкції утилізаторі потребують окремих фундаментів та багато вільного простору біля джерела вихлопу. Ще одним недоліком є ризик незначного зниження електричну потужність самого агрегату (на 1-3 %) через те, що змійовик утилізатора створює протитиск на вихлопі двигуна чи турбіни [4, 6].

В таблиці 2.1 наведено порівняльний аналіз систем підігріву паливного газу.

Таблиця 2.1 - Порівняльний аналіз систем підігріву паливного газу

Критерій	Вогневі підігрівачі (тип ПТГ)	Підігрівачі з проміжним теплоносієм	Утилізатори тепла вихлопних газів ГПА
Коефіцієнт корисної дії (ККД)	Низький (60 – 65 %)	Високий (85 – 92 %)	Залежить від режиму ГПА (до 75-80%)
Рівень пожежо-вибухонебезпеки	Критичний (прямий вогневий нагрів)	Низький (безпечне середовище)	Низький (відсутнє відкрите полум'я)
Автоматизація та контроль	Складна, інерційна система	Гнучка, точне регулювання температури	Складна через коливання навантаження турбіни
Витрата газу на власні потреби	Максимальна	Мінімальна (економія до 25 %)	Відсутня (використовує вторинне тепло)
Залежність від зовнішніх факторів	Не залежить	Не залежить	Повністю залежить від того, чи працює ГПА

2.2.2 Система очищення від механічних домішок та вологи

Згідно [10] «Газовий сепаратор - апарат для очищення продукції газових і газоконденсатних свердловин від води, вуглеводневого конденсату та механічних домішок, що виносяться разом із природним газом». Найбільш застосовуваним на сьогодні є сепараційне та пиловловлювальне обладнання наступних типів:

- масляні пиловловлювачі;
- вертикальні циклонні пиловловлювачі;
- фільтр-сепаратори (або коалесцери) [3, 7].

2.2.2.1 Масляні пиловловлювачі представляють собою вертикальну або горизонтальну судину, заповнену нафтовим маслом. Сирий газ під тиском заходить в апарат знизу, б'ється об дзеркало масла та змішується з ним (підхоплює часточки масла). Суміш газу та масла піднімається вгору через контактні трубки. Пил змочується оливою, стає важким і стікає назад у відстійник. На виході газ проходить через жалюзійну решітку для відсікання крапель оливи [3, 7].

Структурна схема масляного пиловловлювача наведена на рисунку 2.5.

Рисунок 2.5 - Структурна схема масляного пиловловлювача

Недоліками даного типу сепараторів є наступне:

- при збільшенні потоку газу відбувається винесення масла в газопровід і, так званий «оливний туман», забруднює внутрішню поверхню труб та проточну частину ГПА;

- чутливість до низьких температур: при зниженні температури масло густішає, контакт газу з ним погіршується і пил не затримується в системі і потрапляє в газопровід;

- необхідність регулярного ручного чищення від шламу (суміші масла та пилу) та постійного доливання оливи (яка, до того ж, має високу вартість);

- громіздкість конструкції [3, 7].

2.2.2.2 Вертикальні циклонні пиловловлювачі представляють собою вертикальну судину, всередині якої вварено блок з кількох десятків паралельно працюючих невеликих циклонних елементів (так звані мультициклони). Газ заходить усередину, розподіляється по циклонних трубках, де закручується гвинтовими лопатками. Під дією відцентрової сили бруд і вода летять до стінок трубок і падають у нижню дренажну частину, а чистий газ виходить через центральну трубу вгору [3, 7].

Структурна схема циклонного пиловловлювача наведена на рисунку 2.6.

Перевагами цього типу сепараторів є те, що вони надійні, не вимагають розхідних матеріалів, чудово вловлюють великі краплі та шматки окалини.

До недоліків слід віднести:

- низьку ефективність щодо часток розміром менше 10–15 мкм, а також повне пропускання дрібнодисперсного масляного туману від компресорів, який з часом утворює нагар на форсунках двигунів;

- ефективна робота забезпечується лише за умов стабільної та високої швидкості газу, а, вразі зниження продуктивності КС (зниження об'єму газу), швидкість закручування падає, і ефективність сепарації знижується майже до нуля;

- високий ступі абразивного зношування внаслідок агресивного механічного впливу абразивного пилу на внутрішні гвинтові лопатки та стінки циклонів, що негативно впливає на працездатність апарату вцілому [3, 6, 7].

Рисунок 2.6 - Структурна схема циклонного пиловловлювача

Фільтр-сепаратори (або коалесцери) – високоефективне сучасне рішення. Це двоступеневі апарати, які забезпечують глибоке очищення газу від дрібнодисперсного пилу (розміром до 2-5 мкм) та вологи. Спочатку газ проходить через фільтрувальні елементи, а потім через блок сепараційних пластин (відбійників). Фільтр-сепаратори (або коалесцентні фільтри) використовують зовсім інший принцип, ніж циклони. Вони змушують дрібні краплі туману зливатися (коалеціювати) у більші краплі під час проходження

через пористий матеріал, а також затримують дрібний твердий пил [3, 7]. Структурна схема коалесцентного фільтр-сепаратора наведена на рисунку 2.7.

Рисунок 2.7 - Структурна схема коалесцентного фільтр-сепаратора

Фільтр-сепаратори мають дуже високий рівень ефективності: ступінь очищення досягає 99,99 % для часток від 0,3 мкм. Гарантує повну відсутність масла і вологи у паливному газі [3, 7].

В таблиці 2.2 наведено порівняльний аналіз методів очищення газу від домішок.

Таблиця 2.2 - Порівняльний аналіз методів очищення газу від домішок

Критерій	Масляні сепаратори	Циклонні (відцентрові) сепаратори	Фільтри-коалесцери
Ефективність очищення, %	85-92	95-97	99,99
Мінімальний розмір часток, мкм	25-30	10-15	0,3-0,5
Вловлювання масляного туману	Відсутнє (самі є джерелом виносу)	Вкрай низьке	Повне вловлювання
Експлуатаційні витрати	Високі (долив, заміна, утилізація масел)	Мінімальні (потребує лише дренажу)	Низькі (періо-дична заміна картриджів)
Габарити обладнання	Дуже великі, громіздкі	Середній розмір	Компактні блоки
Вплив на ресурс ГПА	Прискорює коксування форсунок	Допускає ерозію лопаток пилом	Максимально подовжує ресурс

2.2.3 Система регулювання тиску

Проведемо порівняльний аналіз класичних сидельних та сучасних осьових (аксіальних) регуляторів тиску [3, 4].

2.2.3.1 В класичних сідельних регуляторах зниження тиску відбувається за рахунок зміни прохідного перерізу між рухомим плунжером (клапаном) та нерухомим сідлом. Розрізняють:

- односідельні регулятори - мають один запірний елемент, забезпечують високу герметичність у закритому стані (клас «А»), але є розвантаженими від вхідного тиску;

- двосідельні регулятори - мають два клапани на одному штоку, вхідний тиск тисне на один клапан вгору, а на інший - вниз, що взаємно врівноважує сили (статичне розвантаження); можуть працювати з великими витратами газу, але через температурні розширення металу вкрай важко досягти їхньої повної герметичності при нульовій витраті газу [3, 7].

Основні недоліки сідельних регуляторів тиску:

- круті повороти потоку в системі (газ змушений двічі змінювати напрямок під кутом 90^0, що створює зони жорсткої турбулентності та призводить до утворенню шуму до 100-110 дБ та акустичного дискомфорту;

- висока ерозійна зношуваність через те, що механічні домішки (окалина, пісок), які не вловив фільтр, рухаючись на високій швидкості в зоні дроселювання, руйнують ущільнення сідла;

- при різких змінах споживання газу споживачами масивний шток із плунжером починає «гуляти» вгору-вниз, викликаючи хвилі пульсації тиску в мережі [3, 4, 6, 7].

2.2.3.2 В сучасних осьових (аксіальних) регуляторах тиску газ рухається вздовж осі трубопроводу. Внутрішнє тіло регулятора має обтічну форму торпеди. Потік плавно розширюється навколо поршня/рукава і знову звужується без зміни напрямку руху. Замість підйому штока в конструкції використовується циліндрична гільза (клітка), яка зміщується вздовж осі, відкриваючи або закриваючи радіальні отвори (перфорацію) для проходу газу [4, 7].

Перевагами даної конструкції є:

- нижчий (порівняно з сідельними аналогами) рівень шуму (15-25 дБ), що обумовлено відсутністю завихрень; це відбувається завдяки тому, що перфорований сепаратор (клітка) додатково розбиває один великий потік газу на тисячі маленьких струменів, зміщуючи частоту шуму в ультразвуковий (нечутний для людини) спектр;

- стійкість до гідратів та замерзання завдяки тому, що плавний потік «здуває» мікрокристали вологи та гідратів далі по трубі, не даючи їм заблокувати затвор [4, 6].

Порівняльний аналіз систем редукування тиску наведено в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 - Порівняльний аналіз систем редукування тиску

Критерій	Класичні засувки / двосідельні клапани	Сучасні осьові (аксіальні) регулятори
Точність підтримки тиску	Низька (pm 5-10 %), схильність до коливань	Висока (pm 1-2 %), стабільний тиск
Рівень шуму та вібрації	Високий (до 90–100 дБА)	Знижений (до 70–75 дБА) завдяки прямій геометрії
Стійкість до обмерзання	Низька (складна форма викликає зони застою)	Висока (потік газу плавно омиває клапан)
Знос рухомих частин	Швидкий через ерозію несиметричним потоком	Мінімальний, симетричний розподіл сил

2.2.4 Порівняння конструктивного виконання вузлів

Вузол підготовки паливного та пускового газу компресорної станції може бути виконаний в двох основних конструктивних виконаннях:

- традиційному (розрізненому), коли сепаратори стоять в одній будівлі, підігрівачі на вулиці, а регулятори в іншій споруді, що вимагає сотень метрів імпульсних трубок, великої кількості фланців (ризик витоку газу) та великої площі;

- блочно-комплектному (блочно-модульному) виконанні, коли усе обладнання ще під час виготовлення на заводі монтується на єдиній рамній конструкції (бокс-модуль); перевагами такої конструкції є швидкий монтаж, заводська якість зварних швів, повна автоматизація, мінімальні габарити [3, 4, 7].

Порівняльний аналіз конструктивного виконання вузла підготовки паливного та пускового газу наведено в таблиці 2.4.

Далі, на основі проведеного аналізу, проведемо оцінку ефективності модернізації типової компресорної станції із застосування сучасних типових технологічних рішень.

Таблиця 2.4 - Порівняльний аналіз конструктивного виконання вузла підготовки паливного та пускового газу

Критерій	Традиційне розрізнене виконання	Блочно-комплектний модуль
Монтаж на майданчику КС	Тривалий (зварювання, обв'язка багатьох апаратів)	Швидкий (встановлення готового боксу на фундамент)
Кількість фланців та з'єднань	Велика (підвищений ризик витоків газу)	Мінімальна (усі внутрішні стики зварені на заводі)
Площа забудови	Потребує великої території майданчика	Компактне розміщення (економія площі до 60%)
Якість зварювання та збирання	Залежить від кваліфікації монтажників на місці	Гарантована заводська якість та дефектоскопія

2.3 Оцінка ефективності модернізації типової компресорної станції із застосування сучасних типових технологічних рішень

Наведемо технічний та конструктивний опис базового та модернізованого обладнання технологічного модуля підготовки газу для власних потреб КС за основними вузлами (ступенями) процесу [11].

2.3.1 Базовий варіант

У якості базового варіант буде розглянуто типову КС магістральних газопроводів України, яка працює на найпоширенішому робочому тиску (Р = 5,5 МПа) та оснащена найпоширенішими в галузі газоперекачувальними агрегатами - газотурбінним приводом типу ГТК-10 (потужністю 10 МВт) або ГПА-Ц-16 (потужністю 16 МВт, на базі авіаційного двигуна). Усереднена витрата паливного газу для одного такого типового агрегату при номінальному навантаженні становить близько 3000 м^3/год) [2, 11].

Базова технологічна схема є розрізненою (апарати встановлені на значній відстані один від одного на відкритих майданчиках та в окремих будівлях) і складається із застарілого обладнання розробки 1970–1980-х років.

Вузол підготовки паливного та пускового газу має наступні технологічні рішення:

- ступінь очищення: вертикальні циклонні сепаратори (типу ГП);

- ступінь підігріву: вогневі підігрівачі технологічного газу (типу ПТГ-20);

- ступінь редукування: двосідельні регулюючі клапани з пневмоприводом.

2.3.2 Рекомендації щодо модернізації

На основі проведеного аналізу (див. таблиці 2.1–2.4) було запропоновано перехід на блочно-комплектний модуль (БКМ) заводської готовності. Усі вузли змонтовані на єдиній рамній конструкції всередині компактного теплоізольованого боксу з автоматичним життєзабезпеченням та вентиляцією [11]. Має наступні технологічні рішення:

- ступінь очищення: двоступеневі фільтри-коалесцери;

- ступінь підігріву: компактні теплообмінники з проміжним теплоносієм (водно-гліколевий антифриз);

- ступінь редукування: осьові (аксіальні) регулятори тиску.

Структурна схема компресорної станції з модернізованим модулем підготовки газу для власних потреб наведена на рисунку 2.8.

Відбір газу на власні потреби виконується з вхідного магістрального газопроводу після загальностанційних сепараторів [11]. Це забезпечує первинне грубе очищення потоку.

Всі три газоперекачувальні агрегати з'єднані паралельно. Модернізований модуль є загальним для всієї станції і живить єдиний розподільчий колектор, від якого паливо відгалужується на кожен двигун окремо. Усередині самого проєктного модуля суворо дотримується послідовність процесів:

- очищення (запобігає осіданню бруду осідав на теплообміннику);

- підігрів (підняття температури);

- редукування (зниження тиску, яке супроводжується ефектом Джоуля-Томсона) [11].

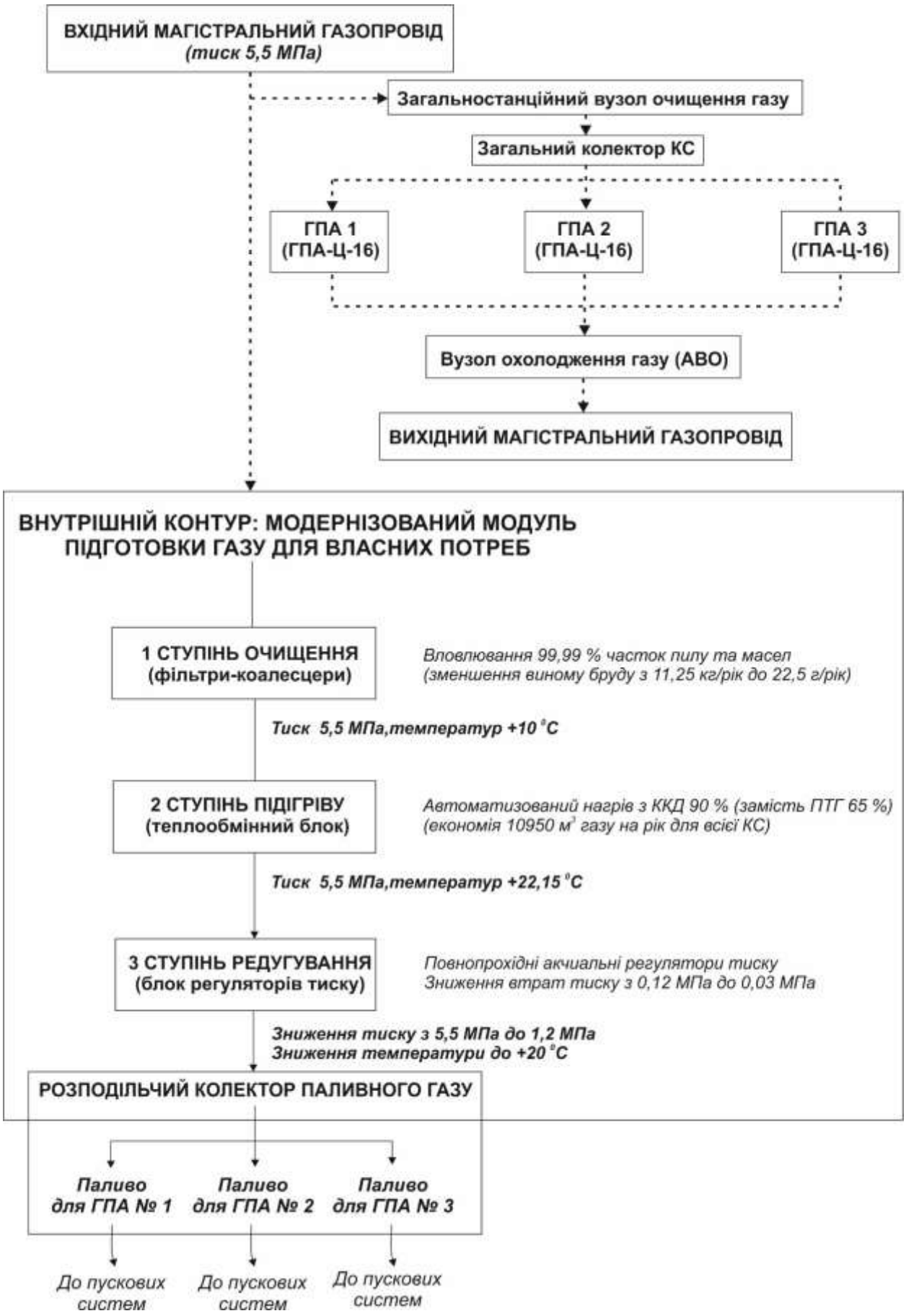


Рисунок 2.8 - Структурна схема компресорної станції з модернізованим модулем підготовки газу для власних потреб

Далі, з метою обґрунтування ефективності модернізації модуля підготовки газу для власних потреб компресорної станції, буде проведено наступні розрахунки: порівняльний теплотехнічний розрахунок процесу підігріву газу з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона для базового та модернізованого варіантів, аналіз ефективності сепарації та гідравлічний розрахунок.

2.3.3 Порівняльний розрахунок параметрів базового та модернізованого вузла підготовки паливного та пускового газу компресорної станції

Загальна годинна витрата газу на власні потреби компресорної станції ($Q_{вп}$, м^3/год) складається з трьох основних компонентів:

$$Q_{вп} = Q_{пал} + Q_{пуск} + Q_{підігр}, \qquad (2.1)$$

де $Q_{пал}$ - витрата паливного газу для газотурбінних двигунів (ГПА);

$Q_{пуск}$ - витрата пускового газу (потрібен лише в момент запуску агрегату, тому для годинної витрати береться усереднено або розраховується на один пуск);

$Q_{підігр}$ - витрата газу на роботу підігрівача.

Виконаємо порівняння базового (існуючого) та проєктного (модернізованого) варіантів. Розрахунок буде виконуватися як для одного типового ГПА, так і сумарно для типової компресорної станції (КС) газотранспортної системи (ГТС) України (3 ГПА) [11].

Вихідні дані для розрахунків:

- тип ГПА та кількість ($n_{ГПА}$) базової КС: 3 діючі агрегати типу ГПА-Ц-16 (або ГТК-10) [11].

- номінальна витрата паливного газу одним ГПА ($Q_{пал.ГПА}$): 3000 м^3/год [11];

- типове річне напрацювання одного ГПА (τ): 5000 год/рік;

- початковий тиск у магістральному газопроводі ($P_{вх}$): 5,5 МПа (55 бар) [2];

- необхідний тиск паливного газу на вході в ГПА ($P_{вих}$): 1,2 МПа (12 бар) [11];

- температура газу в магістралі ($T_{вх}$): +10 ^{0}С (середньорічна температура підземного трубопроводу) [12];

- необхідна температура паливного газу на виході з блока підготовки газу ($T_{необх}$): +20 ^{0}С (технічні вимоги до палива ГПА) [11];

- вхідна концентрація механічних домішок та масел ($C_{вх}$): 5 мг/м^3 (середньогалузева норма) [13].

Фізико-хімічні властивості газу (усереднений метан):

- густина газу за стандартних умов ($\rho_{ст}$): 0,73 кг/м^3 [12];

- нижча теплота згоряння газу ($q_н$): 35800 кДж/м^3 (49000 кДж/кг) [13];

- середня питома ізобарна теплоємність газу (c_p): 2,3 кДж/(кг·^{0}С) [14];

- густина газу за робочих умов ($\rho_{роб}$ при 5,5 МПа): приблизно 42 кг/м^3.

2.3.3.1 Розрахунок витрати газу на технологічні потреби

Визначимо годинні та річні об'єми газу, що проходять через модуль підготовки для забезпечення паливом газотурбінних двигунів КС [11].

Розрахунок для 1 ГПА:

- годинна витрата палива: $Q_{пал.ГПА}$ = 3000 м^3/год;

- масова годинна витрата:

$$G_{ГПА} = Q_{пал.ГПА} \cdot \rho_{ст}; \quad (2.2)$$

$$G_{ГПА} = 3000 \cdot 0{,}73 = 2190 \text{ кг/год};$$

- річний об’єм газу:

$$V_{рікГПА} = Q_{пал.ГПА} \cdot \tau; \quad (2.3)$$

$$V_{рікГПА} = 3000 \cdot 5000 = 15000000 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Розрахунок для усієї КС (3 ГПА):

- годинна витрата палива:

$$Q_{пал.3ГПА} = Q_{пал.ГПА} \cdot n, \text{ м}^3/\text{год}; \quad (2.4)$$

$$Q_{пал.3ГПА} = 3000 \cdot 3 = 9000 \text{ м}^3/\text{год};$$

- масова годинна витрата:

$$G_{3ГПА} = Q_{пал.3ГПА} \cdot \rho_{ст}; \quad (2.5)$$

$$G_{3ГПА} = 9000 \cdot 0{,}73 = 6570 \text{ кг/год};$$

- річний об’єм газу:

$$V_{рік3ГПА} = Q_{пал.3ГПА} \cdot \tau; \quad (2.6)$$

$$V_{рік3ГПА} = 9000 \cdot 5000 = 45000000 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

2.3.3.2 Термодинамічний розрахунок та ефект Джоуля-Томсона

При зниженні тиску газу (редукуванні) відбувається його ізоентальпійне розширення, що супроводжується падінням температури (ефект Джоуля-

Томсона). Для запобігання замерзанню арматури та утворенню кристалогідратів газ необхідно попередньо підігріти.

Буде виконано оцінку падіння температури газу при редукуванні з 5,5 МПа до 1,2 МПа [14]. Цей розрахунок є однаковим як для одного агрегату, так і для всієї станції, оскільки залежить виключно від різниці тисків.

Розрахунок термічного падіння температури

Розрахунок ведеться за класичною методикою Джоуля-Томсона [14]:

$$\Delta T_{ДТ} = D_i \cdot \left(P_{вх} - P_{вих}\right), \tag{2.7}$$

де D_i - інтегральний коефіцієнт Джоуля-Томсона. Для природного газу (метану) в діапазоні тисків 1,2-5,5 МПа приймаємо $D_i = 0{,}5$ ^{0}C [14].

$$\Delta T_{ДТ} = 0{,}5 \cdot \left(5{,}5 - 1{,}2\right) = 2{,}15 \ ^0\text{C}.$$

Визначення температури газу без підігріву

Якщо газ не підігрівати, його температура після регуляторів тиску впаде:

$$T_{без_підігр} = T_{вх} - \Delta T_{ДТ}; \tag{2.8}$$

$$T_{без_підігр} = 10 - 2{,}15 = 7{,}85 \ ^0\text{C}.$$

Температура +7,85 ^{0}C при тиску 1,2 МПа є критичною, оскільки лежить у зоні можливого випадання вологи та інтенсивного гідратоутворення, що загрожує відмовою автоматики.

Розрахунок необхідної температури на виході з підігрівача

Щоб після редукування газ мав стабільні +20 ^{0}C, підігрівач повинен нагріти його до температури ($T_{вих_підігр}$):

$$T_{вих_підігр} = T_{необх} + \Delta T_{ДТ}; \quad (2.9)$$

$$T_{вих_підігр} = 20 + 2{,}15 = 22{,}15\ ^0\text{C}.$$

Необхідний температурний напір підігріву:

$$\Delta T_{підігр} = T_{вих_підігр} - T_{вх}; \quad (2.10)$$

$$\Delta T_{підігр} = 22{,}15 - 10 = 12{,}15\ ^0\text{C}.$$

2.3.3.3 Порівняльний теплотехнічний розрахунок систем підігріву

Порівняємо витрату палива на підігрів для існуючого вогневого підігрівача (ККД $\eta_{баз} = 0{,}65$ або 65 %) та проектного блочного підігрівача з проміжним теплоносієм (ККД $\eta_{проєкт} = 0{,}90$ або 90 %).

Розрахунок теплової потужності та витрати палива здійснюється за галузевою методикою теплотехнічних розрахунків [11]:

$$Q_{підігр} = \frac{G \cdot c_p \cdot (T_{вих} - T_{вх})}{q_н \cdot \eta}, \quad (2.11)$$

де G - масова витрата газу для одного ГПА, кг/год;

c_p - питома теплоємність газу; c_p = 2,2–2,4 кДж/(кг·°С);

$T_{вх}$ та $T_{вих}$ - температура газу на вході та виході з підігрівача, °С;

$q_н$ - нижча теплота згоряння газу, кДж/м³;

η - коефіцієнт корисної дії (ККД) підігрівача.

Розрахунок теплової потужності та витрати палива для 1 ГПА:

- витрата газу на підігрів до модернізації (базовий варіант):

$$Q_{підігр.ГПА.баз} = \frac{G \cdot c_p \cdot \Delta T_{підігр}}{q_н \cdot \eta_{баз}}, \text{ м}^3/\text{год}; \quad (2.12)$$

$$Q_{підігр.ГПА.баз} = \frac{2190 \cdot 2{,}3 \cdot 12{,}15}{35800 \cdot 0{,}65} \approx 2{,}63 \text{ м}^3/\text{год}.$$

- річна витрата до модернізації:

$$V_{рік.ГПА.баз} = Q_{підігр.ГПА.баз} \cdot \tau, \text{ м}^3/\text{рік}; \quad (2.13)$$

$$V_{рік.ГПА.баз} = 2{,}63 \cdot 5000 = 13150 \text{ м}^3/\text{рік};$$

- витрата газу на підігрів після модернізації (проєктний варіант):

$$Q_{підігр.ГПА.проєкт} = \frac{G \cdot c_p \cdot \Delta T_{підігр}}{q_н \cdot \eta_{проєкт}}; \quad (2.14)$$

$$Q_{підігр.ГПА.проєкт} = \frac{2190 \cdot 2{,}3 \cdot 12{,}15}{35800 \cdot 0{,}90} \approx 1{,}9 \text{ м}^3/\text{год};$$

- річна витрата до модернізації:

$$V_{рік.ГПА.проєкт} = Q_{підігр.ГПА.проєкт} \cdot \tau, \text{ м}^3/\text{рік}; \quad (2.15)$$

$$V_{рік.ГПА.проєкт} = 1{,}9 \cdot 5000 = 9500 \text{ м}^3/\text{рік};$$

Розрахунок річного економічного ефекту модернізації для 1 ГПА:

- годинна економія газу:

$$\Delta Q_{год.ГПА} = Q_{підігр.ГПА.баз} - Q_{підігр.ГПА.проєкт}, \text{ м}^3/\text{год}; \quad (2.16)$$

$$\Delta Q_{год.ГПА} = 2{,}63 - 1{,}90 = 0{,}73 \text{ м}^3/\text{год.}$$

- річна економія:

$$\Delta V_{рік.ГПА} = \Delta Q_{год.ГПА} \cdot \tau \text{, м}^3/\text{рік;} \quad (2.17)$$

$$\Delta V_{рік.ГПА} = 0{,}73 \cdot 5000 = 3650 \text{ м}^3/\text{рік.}$$

Розрахунок теплової потужності та витрати палива для типової КС (3 ГПА):

- витрата газу на підігрів до модернізації (базовий варіант):

$$Q_{підігр.3ГПА.баз} = Q_{підігр.ГПА.баз} \cdot n \text{, м}^3/\text{год;} \quad (2.18)$$

$$Q_{підігр.3ГПА.баз} = 2{,}63 \cdot 3 = 7{,}89 \text{ м}^3/\text{год.}$$

- річна витрата до модернізації:

$$V_{рік.3ГПА.баз} = V_{рік.ГПА.баз} \cdot n \text{, м}^3/\text{рік;} \quad (2.19)$$

$$V_{рік.3ГПА.баз} = 13150 \cdot 3 = 39450 \text{ м}^3/\text{рік;}$$

- витрата газу на підігрів після модернізації (проєктний варіант):

$$Q_{підігр.3ГПА.проєкт} = Q_{підігр.ГПА.проєкт} \cdot n; \quad (2.20)$$

$$Q_{підігр.3ГПА.проєкт} = 1{,}9 \cdot 3 = 5{,}7 \text{ м}^3/\text{год;}$$

- річна витрата до модернізації:

$$V_{рік.3ГПА.проєкт} = V_{рік.ГПА.проєкт} \cdot n, \text{ м}^3/\text{рік}; \quad (2.21)$$

$$V_{рік.3ГПА.проєкт} = 9500 \cdot 3 = 28500 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Розрахунок річного економічного ефекту модернізації для типової КС (3 ГПА):

- загальна годинна економія газу по КС:

$$\Delta Q_{год.3ГПА} = Q_{підігр.3ГПА.баз} - Q_{підігр.3ГПА.проєкт}, \text{ м}^3/\text{год}; \quad (2.22)$$

$$\Delta Q_{год.3ГПА} = 7{,}89 - 5{,}7 = 2{,}19 \text{ м}^3/\text{год}.$$

- загальна річна економія газу по КС:

$$\Delta V_{рік.3ГПА} = \Delta Q_{год.3ГПА} \cdot \tau, \text{ м}^3/\text{рік}; \quad (2.23)$$

$$\Delta V_{рік.3ГПА} = 2{,}19 \cdot 5000 = 10950 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

2.3.3.4 Порівняльний розрахунок ефективності очищення (сепарації)

Для паливного газу якість очищення є критичною. Якщо в газі залишаються дрібні частки пилу або краплі рідини (конденсат, масло від компресорів), вони викликають ерозію лопаток турбіни та забивають форсунки камери згоряння ГПА.

Оцінимо масу механічних домішок та масляного туману, що потрапляє крізь системи очищення в паливну систему ГПА при використанні базового циклонного сепаратора (ефективність $\eta_{сеп.баз} = 0{,}95$ або 95 %) та проєктного двоступеневого фільтра-коалесцера ($\eta_{сеп.проєкт} = 0{,}9999$ або 99,99 %) [13].

Розрахунок для 1 ГПА:

- вхідна маса забруднень на рік:

$$V_{рік.бруд.ГПА} = V_{рікГПА} \cdot C_{вх}, \text{ кг/рік;} \quad (2.24)$$

$$V_{рік.бруд.ГПА} = 15000000 \cdot 5 = 75000000 \text{ мг/рік} = 75 \text{ кг/рік;}$$

- винос забруднень в паливну систему до модернізації:

$$M_{ГПА.баз} = V_{рік.бруд.ГПА} \cdot (1 - \eta_{сеп.баз}), \text{ мг/м}^3; \quad (2.25)$$

$$M_{ГПА.баз} = 75 \cdot (1 - 0{,}95) = 3{,}75 \text{ мг/м}^3;$$

- винос забруднень в паливну систему після модернізації:

$$M_{ГПА.проєкт} = V_{рік.бруд.ГПА} \cdot (1 - \eta_{сеп.проєкт}), \text{ мг/м}^3; \quad (2.26)$$

$$M_{ГПА.проєкт} = 75 \cdot (1 - 0{,}9999) = 0{,}0075 \text{ мг/м}^3.$$

- технічний ефект від модернізації:

$$\Delta M_{ГПА} = M_{ГПА.баз} - M_{ГПА.проєкт}, \text{ кг/рік;} \quad (2.27)$$

$$\Delta M_{ГПА} = 3{,}75 - 0{,}0075 \approx 3{,}74 \text{ кг/рік.}$$

Отже для 1 двигуна при проведенні модернізації вловляється додатково 3,74 кг абразиву на рік.

Розрахунок для типової КС (3 ГПА):

- вхідна маса забруднень на рік:

$$V_{рік.бруд.3ГПА} = V_{рік3ГПА} \cdot C_{вх}, \text{ кг/рік;} \quad (2.28)$$

$$V_{рік.бруд.3ГПА} = 45000000 \cdot 5 = 225000000 \text{ мг/рік} = 225 \text{ кг/рік;}$$

- винос забруднень в паливну систему до модернізації:

$$M_{3ГПА.баз} = M_{ГПА.баз} \cdot n, \text{ мг/м}^3; \quad (2.29)$$

$$M_{3ГПА.баз} = 3{,}75 \cdot 3 = 11{,}25 \text{ мг/м}^3;$$

- винос забруднень в паливну систему після модернізації:

$$M_{3ГПА.проєкт} = M_{ГПА.проєкт} \cdot n, \text{ мг/м}^3; \quad (2.30)$$

$$M_{3ГПА.проєкт} = 0{,}0075 \cdot 3 = 0{,}0225 \text{ мг/м}^3.$$

- технічний ефект від модернізації:

$$\Delta M_{3ГПА} = M_{3ГПА.баз} - M_{3ГПА.проєкт}, \text{ кг/рік;} \quad (2.31)$$

$$\Delta M_{3ГПА} = 11{,}25 - 0{,}0225 \approx 11{,}22 \text{ кг/рік.}$$

Отже для типової КС (3 двигуна) при проведенні модернізації вловляється додатково 11,22 кг абразиву на рік. Відсутність ерозійного зносу дозволяє збільшити термін служби робочих лопаток осевого компресора та турбіни ГПА на 15–20 %. Оскільки лопатки не зношуються і не покриваються

шаром нагару від масляного туману, ККД самого ГПА не падає в процесі експлуатації, що дозволяє заощаджує велику кількість магістрального газу щороку.

2.3.3.5 Гідравлічний розрахунок втрат тиску модуля

Якщо обладнання (фільтри, підігрівачі, арматура) створює занадто великий опір, тиск газу падає ще до того, як він дійде до регуляторів тиску. У періоди, коли тиск у магістральному газопроводі знижується, високий опір застарілого вузла може призвести до аварійної зупинки всієї станції через брак тиску паливного газу для турбін.

Розрахунок базується на порівнянні гідравлічного опору розгалуженої існуючої схеми та компактного повнопрохідного блочно-комплектного модуля (БКМ) за класичною методикою гідравліки трубопроводів [15]. Параметр визначається конструкцією всього модуля та арматури, тому розраховується як єдине значення для вузла, через який тече загальний потік:

$$\Delta P = \Delta P_{апарат} + \sum \varsigma \cdot \frac{\rho_{роб} \cdot \upsilon^2}{2}, \qquad (2.32)$$

де ς - коефіцієнт місцевого опору арматури;

$\rho_{роб}$ - робоча густина газу, кг/м^3;

υ - швидкість газу в колекторах ТМПГ, м/с.

Значення для гідравлічного розрахунку прийняті відповідно до [15] у частині регламентованих швидкостей потоку, а величини втрат тиску ($\Delta P_{баз}$) до та після модернізації відповідають фактичним експлуатаційним даним існуючих станцій та паспортним характеристикам сучасних блочно-комплектних модулів газопостачання.

Відповідно до норм проектування магістральних та технологічних газопроводів високого тиску, оптимальна (економічно обґрунтована) швидкість руху газу для сталевих труб лежить у діапазоні 10–15 м/с [15]. Для

подальшого розрахунку приймаємо $\upsilon = 12$ м/с. Таке значення забезпечує мінімальні втрати тиску і при цьому не викликає надмірного шуму чи вібрації труб.

Робоча густина газу $\rho_{роб}$ визначається за законом Бойля-Маріотта з урахуванням коефіцієнта стисливості газу (z), який для тиску в магістралі 5,5 МПа складає $z = 55$ [14].

Оскільки газ знаходиться під високим тиском, він стиснутий майже в 55 разів порівняно зі стандартними умовами [12, 14]:

$$\rho_{роб} = \rho_{ст} \cdot z \text{, кг/м}^3, \tag{2.33}$$

де $\rho_{ст}$ - густина газу за стандартних умов, кг/м^3;

$$\rho_{роб} = 0{,}73 \cdot 55 \approx 42 \text{ кг/м}^3.$$

Втрати тиску до модернізації (базовий варіант) приймаємо на рівні $\Delta P_{баз} = 0{,}12$ МПа (1,2 атм). Це значення є усередненим експлуатаційним показником для старих компресорних станцій України (цехи з ГПА типу ГТК-10) [11]:

$$\Delta P_{баз} = P_{сеп} + P_{тр.підігр.} + P_{арм} \text{, МПа}, \tag{2.34}$$

де $P_{сеп}$ - опір старого циклонного сепаратора, $P_{сеп} \approx 0{,}05$ МПа;

$P_{тр.підігр.}$ - опору трубного підігрівача ($P_{тр.підігр.} \approx 0{,}03$ МПа);

$P_{арм}$ - втрати у запірній арматурі старого типу (засувки 30с41нж тощо), які мають звуження перерізу та високу шорсткість через корозію ($P_{арм} \approx 0{,}04$ МПа);

$$\Delta P_{баз} = 0{,}05 + 0{,}03 + 0{,}04 = 0{,}12 \text{ МПа}.$$

Старі засувки мають високі коефіцієнти шорсткості та звуження потоку. З урахуванням зносу апаратів, загальні втрати тиску зафіксовані на рівні:

$$\Delta P_{баз} = 0{,}12 \text{ МПа (1,2 атм).}$$

Втрати тиску після модернізації (проєктний варіант) приймаємо відповідно до паспортних даних нового блоку ($\Delta P_{проєкт} = 0{,}03$ МПа (0,3 атм)). Таке низьке значення досягається за рахунок використання сучасних кулявих кранів із повнопрохідним перерізом (їхній коефіцієнт місцевого опору ($\varsigma \approx 0$), оскільки всередині крана немає жодних уступів чи поворотів потоку).

Зменшення втрат тиску:

$$\Delta P_{ефект} = \Delta P_{баз} - \Delta P_{проєкт}, \text{ МПа;} \qquad (2.35)$$

$$\Delta P_{ефект} = 0{,}12 - 0{,}03 = 0{,}09 \text{ МПа.}$$

Зменшення втрат тиску на 0,09 МПа підвищує надійність системи та стійкість КС до падіння тиску в магістралі. Станція зможе стабільно працювати і забезпечувати власні потреби паливним газом навіть тоді, коли тиск у магістральному нафтопродуктопроводі чи газопроводі впаде до критично низьких значень (наприклад, під час ремонтів або взимку при максимальному відборі). Оскільки на вході в регулятори тиску (редуктори) зберігається більше енергії потоку, самі регулятори працюють у більш стабільному та плавному режимі, без автоколивань та ризику зриву мембран.

2.3.3.6 Порівняльний аналіз результатів розрахунку

На основі результатів розрахунків складено порівняльну таблицю базового та проєктного варіантів модулем підготовки газу для власних потреб (табл. 2.5).

Таблиця 2.5 - Порівняльна таблиця базового та проєктного варіантів модулем підготовки газу для власних потреб

Найменування технічного параметра	Базовий варіант	Проєктний варіант	Ефект для 1 ГПА	Ефект для всієї КС (3 ГПА)
Ефективність очищення газу, %	95,0 %	99,99 %	+4,99 %	Впроваджено на весь вузол
Річний винос абразивного пилу, кг	11,25	0,0225	Зменшено на 3,74 кг	Зменшено на 11,22 кг
ККД системи підігріву газу, %	65,0 %	90,0 %	+25,0 %	Впроваджено на весь вузол
Годинна витрата газу на підігрів, м³/год	7,89	5,70	Економія 0,73 м³/год	Економія 2,19 м³/год
Річна витрата газу на підігрів, м³/рік	39 450	28 500	Економія 3650 м³/рік	Економія 10 950 м³/рік
Гідравлічні втрати тиску вузла, МПа	0,12	0,03	Взаємо-пов'язана система	Знижено на 0,09 МПа

Розроблений аналітичний підхід та порівняльні розрахунки є типовим технічним рішенням, носять рекомендаційний характер і можуть бути використані як техніко-економічне обґрунтування для модернізації вузлів підготовки газу на компресорних станціях з агрегатами типу ГТК-10 та ГПА-Ц-16 по всій мережі магістральних газопроводів.

Таким чином, використання сучасних технологій очищення, осушення та сепарації газу дозволяє забезпечити стабільну роботу ГПА, продовжити термін служби обладнання та зменшити витрати на його технічне обслуговування.

3 ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

Вузол підготовки паливного та пускового газу є важливим елементом технологічної схеми компресорної станції, оскільки забезпечує підготовку природного газу до використання в газоперекачувальних агрегатах. Під час його експлуатації необхідно приділяти значну увагу питанням екологічної безпеки, оскільки технологічні процеси пов'язані з обігом природного газу, який за певних умов може негативно впливати на довкілля [16, 17].

Основним джерелом екологічного впливу вузла підготовки паливного та пускового газу є можливі викиди природного газу в атмосферу, які можуть виникати під час проведення ремонтних робіт, продування обладнання, спрацювання запобіжної арматури, а також унаслідок нещільностей трубопроводів та фланцевих з'єднань [2]. Основним компонентом природного газу є метан, який належить до парникових газів і сприяє посиленню парникового ефекту [18, 19].

Для зменшення негативного впливу на атмосферне повітря на вузлі передбачаються заходи щодо забезпечення герметичності технологічного обладнання, своєчасного технічного обслуговування запірної арматури, контролю стану ущільнень та проведення регулярних перевірок на наявність витоків газу [2, 20]. Використання сучасних засобів контролю дозволяє оперативно виявляти місця розгерметизації та запобігати надмірним втратам природного газу [19, 21].

Ще одним фактором впливу на довкілля є утворення конденсату та інших рідких відходів, які можуть накопичуватися в процесі очищення та підготовки газу. Потрапляння таких речовин у ґрунт або водні об'єкти може призвести до їх забруднення [22]. З цією метою на компресорних станціях застосовуються герметичні системи збору та відведення конденсату, а також спеціальні ємності для його тимчасового зберігання та подальшої утилізації відповідно до чинних екологічних вимог [18, 23].

Під час експлуатації обладнання вузла можливе утворення шуму та вібрацій, джерелами яких є регулювальна арматура, редукційні пристрої та допоміжне обладнання. Для зниження рівня шумового навантаження використовуються шумопоглинальні конструкції, дотримуються вимоги щодо технічного стану обладнання та здійснюється періодичний контроль рівнів шуму на робочих місцях [24].

Важливим аспектом екологічної безпеки є раціональне використання енергетичних ресурсів. Підвищення ефективності роботи вузла підготовки паливного та пускового газу дозволяє зменшити втрати енергії, скоротити обсяги споживання природного газу та відповідно знизити кількість шкідливих викидів в атмосферу [20, 21]. Запропоновані в роботі заходи щодо оптимізації режимів роботи обладнання сприяють не лише покращенню техніко-економічних показників, а й підвищенню екологічної ефективності функціонування компресорної станції [16, 19].

З метою забезпечення екологічної безпеки на об'єкті необхідно здійснювати постійний виробничий контроль за станом атмосферного повітря, своєчасно проводити технічне обслуговування обладнання, дотримуватися вимог природоохоронного законодавства та впроваджувати сучасні технології моніторингу викидів [18, 23, 24]. Комплексне виконання зазначених заходів дозволяє мінімізувати негативний вплив вузла підготовки паливного та пускового газу на навколишнє середовище та забезпечити його безпечну й надійну експлуатацію [17, 21].

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Загальні відомості

Основним завданням охорони праці при експлуатації компресорної станції є створення безпечних та нешкідливих умов праці для персоналу, попередження виробничого травматизму, професійних захворювань та аварійних ситуацій.

Відповідно до вимог Закону України «Про охорону праці» [25] основними принципами державної політики у сфері охорони праці є пріоритет життя і здоров'я працівників, повна відповідальність роботодавця за створення безпечних умов праці та комплексне розв'язання завдань охорони праці на основі сучасних досягнень науки і техніки.

Для приміщення компресорної станції магістрального газопроводу основними завданнями охорони праці є:

– забезпечення безпечної експлуатації газоперекачувальних агрегатів;

– запобігання утворенню вибухонебезпечних концентрацій природного газу у виробничих приміщеннях;

– захист персоналу від впливу шуму, вібрації, теплового випромінювання та шкідливих речовин;

– забезпечення нормативних параметрів мікроклімату та освітлення робочих місць;

– підвищення рівня пожежної та вибухової безпеки компресорної станції;

– забезпечення працівників засобами індивідуального та колективного захисту;

– впровадження систем контролю загазованості та автоматичного аварійного захисту;

– зниження негативного впливу виробництва на довкілля.

Під час розроблення заходів з охорони праці враховуються вимоги Закону України «Про охорону праці» [25], Кодексу цивільного захисту України [26], НПАОП 0.00-1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання» [27], ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» [15], ДСН 3.3.6.042-99 [28] та інших чинних нормативно-правових актів.

4.2 Аналіз умов праці на об'єкті

Вузол підготовки паливного та пускового газу компресорної станції призначений для підготовки газу власних потреб. Основним технологічним обладнанням є газоперекачувальні агрегати, технологічні трубопроводи та допоміжне електротехнічне обладнання.

Згідно з ДСТУ 12.1.005-88 “ССБТ. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони” [29] та ДСТУ EN ISO 12100:2016 [30] у приміщенні компресорної станції можливі такі небезпечні та шкідливі виробничі фактори.

Фізичні фактори:

– підвищений рівень шуму від роботи газотурбінних установок (до 110–120 дБА);

– підвищений рівень вібрації від роторів турбіни, нагнітача та допоміжного обладнання;

– підвищена температура поверхонь обладнання та трубопроводів;

– недостатня або нерівномірна освітленість робочої зони;

– небезпечна напруга в електроустановках до 380/220 В;

– можливість механічного травмування рухомими частинами обладнання.

Хімічні фактори:

– природний газ (метан) при витоках із трубопроводів та арматури;

– оксид вуглецю, оксиди азоту та продукти згоряння паливного газу;

– метанол, що використовується у технологічному процесі;

– мастила та нафтопродукти.

Пожежо- та вибухонебезпечні фактори:

– утворення газоповітряних сумішей у межах вибуховості 5–15 % об’ємних часток метану;

– наявність джерел запалювання (електрообладнання, статична електрика, нагріті поверхні).

Психофізіологічні фактори:

– підвищена відповідальність за безпечне ведення технологічного процесу;

– емоційне напруження під час ліквідації аварійних ситуацій;

– монотонність роботи оперативного персоналу.

Найбільш небезпечними факторами для персоналу компресорної станції є загазованість виробничих приміщень, вибухопожежна небезпека, підвищені рівні шуму та вібрації, а також ризик ураження електричним струмом.

4.3 Організація безпечних та нешкідливих умов праці на робочому місці

Робочими місцями персоналу компресорної станції є операторська, машинний зал газоперекачувальних агрегатів, приміщення нагнітачів, електротехнічні приміщення та майданчики обслуговування технологічного обладнання. Під час експлуатації газоперекачувальних агрегатів на персонал можуть впливати небезпечні та шкідливі виробничі фактори, встановлені в розділі 4.2. Для забезпечення безпечних умов праці необхідно передбачити комплекс організаційних та технічних заходів.

4.3.1 Забезпечення нормативних параметрів мікроклімату

Параметри мікроклімату виробничих приміщень повинні відповідати вимогам ДСН 3.3.6.042-99 «Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень» [28].

Для приміщень операторської та постійних робочих місць оптимальними є:

– температура повітря 18–22 °С;

– відносна вологість 40–60 %;

– швидкість руху повітря не більше 0,2–0,3 м/с.

У машинному залі компресорної станції основним джерелом тепловиділення є газотурбінні установки. Температура газів перед турбіною може перевищувати 1000 К, що призводить до нагрівання корпусів турбіни, вихлопних газоходів та трубопроводів.

Для зниження теплового впливу передбачаються:

– теплоізоляція газоходів та гарячих поверхонь;

– застосування екранів теплового захисту;

– загальнообмінна припливно-витяжна вентиляція;

– автоматичний контроль температури в приміщеннях;

– використання кондиціонування повітря в операторській.

Температура зовнішньої поверхні теплоізоляції не повинна перевищувати 45 °С відповідно до вимог охорони праці.

4.3.2 Вимоги до освітлення

Освітлення виробничих приміщень виконується відповідно до ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення» [31].

Для компресорної станції передбачається комбіноване освітлення:

– природне – через світлові прорізи;

– штучне – за допомогою світлодіодних світильників вибухозахищеного виконання.

Нормована освітленість становить:

– операторська – 300–500 лк;

– машинний зал – не менше 200 лк;

– проходи та сходові клітки – не менше 50 лк;

– аварійне освітлення – не менше 5 % від робочого освітлення.

Для підвищення надійності електроживлення аварійне освітлення підключається до незалежного джерела живлення.

Розрахунок штучного освітлення машинного залу компресорного цеху

Для забезпечення безпечного обслуговування газоперекачувальних агрегатів необхідно виконати розрахунок штучного освітлення машинного залу методом коефіцієнта використання світлового потоку. Вихідні дані:

– довжина приміщення L = 24 м;

– ширина приміщення B = 12 м;

– висота приміщення H = 6 м;

– нормована освітленість $E_н$ = 200 лк;

– коефіцієнт запасу k = 1,5;

– коефіцієнт нерівномірності z = 1,1;

– коефіцієнт використання світлового потоку η = 0,55;

– тип світильника – світлодіодний вибухозахищений;

– світловий потік одного світильника F = 18000 лм.

Площа приміщення:

$$S = L \cdot B \text{, м}^2; \tag{4.1}$$

$$S = 24 \cdot 12 = 288 \text{ м}^2.$$

Необхідний сумарний світловий потік:

$$\Phi = \frac{E_н \cdot S \cdot k \cdot z}{\eta} \text{, лм;} \tag{4.2}$$

$$\Phi = \frac{200 \cdot 288 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1}{0{,}55} = 172800 \text{ лм.}$$

Кількість світильників:

$$N = \frac{\Phi}{F} \text{, шт.;} \tag{4.3}$$

$$N = \frac{172800}{18000} = 9{,}6\text{, шт.}$$

Приймаємо 10 світильників. Світильники розміщуються рівномірно у два ряди по п'ять світильників. Схема розміщення світильників наведена на рисунку 4.1.

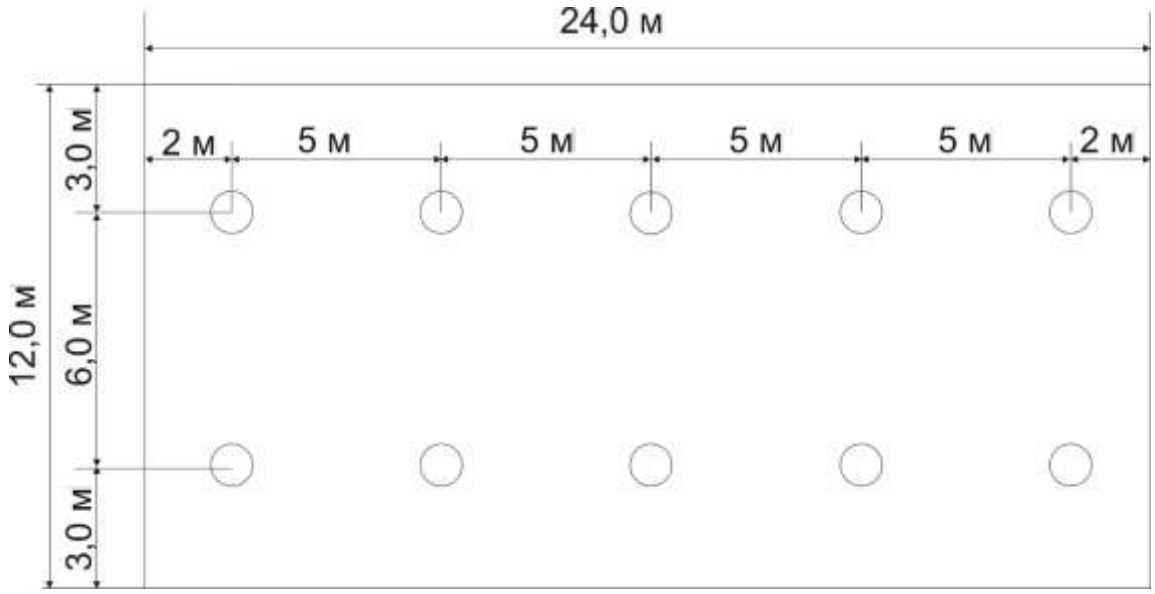


Рисунок 4.1 – Схема розміщення світильників

Світильники встановлюються рівномірно по площі машинного залу у два поздовжні ряди. Відстань від крайніх світильників до торцевих стін становить приблизно 2 м, відстань між світильниками в ряду — близько 5 м. Ряди світильників розташовуються симетрично відносно поздовжньої осі приміщення на відстані 3 м від бічних стін.

Таке розташування забезпечує рівномірний розподіл світлового потоку та фактичну освітленість робочої зони 208 лк, що відповідає вимогам ДБН В.2.5-28:2018 [31] для виробничих приміщень компресорних станцій.

Перевірка фактичної освітленості:

$$E_{ф} = \frac{N \cdot F \cdot \eta}{S \cdot k \cdot z}\text{, лк;} \qquad (4.4)$$

$$E_{ф} = \frac{10 \cdot 18000 \cdot 0{,}55}{288 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}1} = 208 \text{ лк}$$

Отримане значення перевищує нормовану освітленість 200 лк, отже прийнята система освітлення забезпечує нормативні умови праці в машинному залі компресорної станції відповідно до вимог ДБН В.2.5-28:2018 [31].

4.3.3 Захист від шуму та вібрації

Рівні шуму на робочих місцях повинні відповідати вимогам ДСН 3.3.6.037-99 [32].

Основними джерелами шуму є:

– газотурбінна установка;

– нагнітач;

– системи повітропостачання;

– вихлопний тракт.

Рівень шуму поблизу агрегатів може досягати 110–120 дБА. Допустимий рівень шуму на постійних робочих місцях не повинен перевищувати 80 дБА. Для його зниження передбачаються:

– встановлення шумоглушників на всмоктувальних та вихлопних трактах;

– облицювання приміщень звукопоглинальними матеріалами;

– використання шумозахисних кожухів;

– дистанційне керування обладнанням з операторської;

– впровадження системи безперервного вібродіагностичного моніторингу;

– впровадження системи безперервного вібродіагностичного моніторингу;

– застосування протишумових навушників.

Також імовірне виникнення вібрації внаслідок обертання роторів турбіни та нагнітача. Для її зменшення використовують:

– балансування ротора;

– вібродемпфуючі опори та сучасних вібропоглинаючих фундаментів;

– постійний вібродіагностичний контроль;

– автоматичну систему аварійного відключення агрегату.

Очікуване зниження рівня шуму після впровадження заходів становить 10–15 дБА.

4.3.4 Електробезпека

Компресорна станція відноситься до особливо небезпечних приміщень через наявність металевих конструкцій, струмопровідної підлоги та можливого утворення вибухонебезпечного середовища.

Відповідно до НПАОП 40.1-1.21-98 [33] та Правил улаштування електроустановок [34] передбачаються:

– захисне заземлення всього електрообладнання;

– автоматичне вимкнення живлення при коротких замиканнях;

– застосування вибухозахищених електродвигунів;

– використання кабелів із негорючою ізоляцією;

– встановлення пристроїв захисного вимкнення;

– система зрівнювання потенціалів;

– впровадження системи постійного контролю опору ізоляції;

– періодичні вимірювання опору заземлення;

– застосування електрозахисних засобів під час ремонтних робіт.

Опір контуру заземлення не повинен перевищувати 4 Ом.

4.3.5 Забезпечення вибухо- та пожежобезпеки

Згідно з НПАОП 0.00-1.76-15 [28] та ДБН В.1.1-7:2016 [35] компресорний цех належить до вибухопожежонебезпечних виробництв категорії А.

Найбільшу небезпеку становить утворення газоповітряної суміші в межах вибуховості метану від 5 до 15 %.

Для забезпечення безпеки передбачаються:

– автоматичні газоаналізатори метану;

– аварійна вентиляція;

– автоматичне відключення подачі газу;

– система пожежної сигналізації;

– система газового пожежогасіння;

– блискавкозахист будівель;

– постійний контроль герметичності технологічного обладнання.

Спрацювання газоаналізаторів здійснюється при концентрації газу 20 % НКМПП (нижньої концентраційної межі поширення полум'я), що дозволяє своєчасно запобігти аварії.

4.4 Заходи щодо поліпшення умов праці і підвищення безпеки на об'єкті

Для зниження ризику виробничого травматизму пропонується впровадити комплекс таких заходів.

Заходи щодо зменшення ризику загазованості повинні включати:

– встановлення сучасної автоматизованої системи контролю метану;

– дублювання газоаналізаторів у найбільш небезпечних зонах;

– автоматичне перекриття подачі газу при перевищенні допустимих концентрацій;

– проведення щозмінного контролю герметичності обладнання;

– використання тепловізійного та ультразвукового контролю витоків.

Заходи щодо підвищення вибухопожежної безпеки повинні включати:

– модернізація системи пожежної сигналізації;

– впровадження адресної системи пожежного сповіщення;

– оснащення приміщень автоматичними установками газового пожежогасіння;

– використання вибухозахищеного електрообладнання;

– перевірка блискавкозахисту не рідше одного разу на рік.

Організаційні заходи передбачають:

– регулярне навчання персоналу діям при аваріях;

– проведення протиаварійних тренувань не рідше двох разів на рік;

– удосконалення системи допуску до газонебезпечних робіт;

– впровадження електронного контролю проходження інструктажів.

Реалізація запропонованих технічних та організаційних заходів дозволить знизити рівень професійного ризику, забезпечити відповідність умов праці вимогам чинного законодавства України та підвищити надійність роботи компресорної станції.

ВИСНОВКИ

Якість підготовки паливного, пускового та імпульсного газу безпосередньо впливає на надійність роботи газоперекачувальних агрегатів, систем автоматики та безпеку експлуатації компресорної станції. На основі проведених досліджень та порівняльних перевірочних розрахунків зроблено такі висновки:

Оцінено технічний стан існуючого застарілого обладнання вузла підготовки газу. Встановлено, що використання вогневих підігрівачів із низьким ККД (близько 65 %) та одноступеневих циклонних сепараторів призводить до перевитрати паливного газу, високого гідравлічного опору системи та недостатньої якості очищення технологічних потоків.

Проведено аналіз сучасних методів очищення та термодинамічної підготовки газу. Обґрунтовано доцільність переходу від розрізнених апаратів до єдиного блочно-комплектного модуля (БКМ) заводської готовності, що об'єднує високоефективні двоступеневі фільтри-коалесцери, автоматизовану систему підігріву та повнопрохідну запірно-регулюючу арматуру.

Виконано порівняльний теплотехнічний розрахунок процесу підігріву газу з урахуванням ефекту Джоуля-Томсона. Визначено, що при редукуванні газу з 5,5 МПа до 1,2 МПа без попереднього нагріву температура падає на 2,15 °С, що створює загрозу гідратоутворення. Доведено, що впровадження сучасного підігрівача з ККД 90 % замість існуючого (65 %) дозволяє знизити годинну витрату газу на підігрів з 1,315 м³/год до 0,950 м^3/год. Чистий економічний ефект становить 2190 м^3 заощадженого газу на рік для одного ГПА.

Проведено аналіз ефективності сепарації. Розрахунок фракційного коефіцієнта вловлювання показав, що заміна циклонного сепаратора на фільтр-коалесцер підвищує загальний ступінь очищення газу з 95 % до 99,99 %. Це забезпечує затримання дрібнодисперсних часток розміром від 0,3 мкм і знижує річний винос абразивного пилу в паливну систему ГПА з

2,44 кг до 5 грамів. Як наслідок, очікується збільшення міжремонтного ресурсу газотурбінного двигуна на 15–20 %.

Гідравлічний розрахунок показав, що оптимізація геометрії колекторів та використання повнопрохідних кульових кранів у складі нового блочного модуля дозволяє знизити загальний гідравлічний опір вузла в 4 рази — з 0,12 МПа до 0,03 МПа. Це гарантує стабільне живлення власних потреб КС навіть у періоди критичного падіння тиску в магістральному газопроводі.

Запропоновані заходи з модернізації є технічно обґрунтованими, енергоефективними та забезпечують підвищення експлуатаційної надійності і екологічної безпеки роботи компресорної станції в цілому.

Розроблений аналітичний підхід та порівняльні розрахунки є типовим технічним рішенням, носять рекомендаційний характер і можуть бути використані як техніко-економічне обґрунтування для модернізації вузлів підготовки газу на компресорних станціях з агрегатами типу ГТК-10 та ГПА-Ц-16 по всій мережі магістральних газопроводів.

У розділі «Екологічна безпека» визначено основні джерела екологічного впливу вузла підготовки газу, зокрема можливі витоки метану, утворення конденсату, шум і вібрація обладнання. Показано, що зменшення негативного впливу досягається за рахунок герметизації обладнання, контролю витоків, збору та утилізації відходів і підвищення енергоефективності. Зроблено висновок, що впровадження зазначених заходів забезпечує екологічно безпечну експлуатацію компресорної станції.

У розділі «Охорона праці» проаналізовано умови праці на компресорній станції та визначено основні небезпечні фактори, серед яких шум, вібрація, загазованість, вибухонебезпечне середовище та електричний струм. Показано, що безпечна експлуатація обладнання забезпечується комплексом заходів щодо нормалізації мікроклімату, освітлення, зниження шуму та вібрації, а також підвищення рівня пожежної та електробезпеки. Зроблено висновок, що впровадження запропонованих рішень забезпечує відповідність нормативним вимогам і знижує професійні ризики для персоналу.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Кизимишин Я. В. Раціональне керування газотранспортним комплексом з урахуванням підземних сховищ газу : дис. … канд. техн. наук : 05.15.13. Івано-Франківськ, 2020.

2. Кодекс газотранспортної системи України : затв. постановою НКРЕКП від 30.09.2015 № 2488.

3. GPSA Engineering Data Book. 15th Edition. Tulsa : Gas Processors Suppliers Association (GPSA), 2022. 4200 p.

4. Mokhatab S., Poe W. A., Mak J. Y. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 5th ed. Oxford : Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2024. 1090 p.

5. Campbell J. M. Gas Conditioning and Processing. Volume 1. 9th ed. Campbell Petroleum Series, 2017.

6. Engineering Toolbox. URL: https://www.engineeringtoolbox.com (дата звернення: 08.06.2026).

7. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. Houston : Gulf Publishing / Elsevier. URL: https://www.elsevier.com/books/handbook-of-natural-gas-transmission-and-processing (дата звернення: 08.06.2026).

8. American Petroleum Institute (API). Standards and Publications. URL: https://www.api.org (дата звернення: 08.06.2026).

9. Подорожний В. Т. Технічна експлуатація компресорних станцій магістральних газопроводів. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2008. 184 с.

10. Газовий сепаратор // Велика українська енциклопедія. URL: https://vue.gov.ua/Газовий_сепаратор (дата звернення: 08.06.2026).

11. ДСТУ 4840:2007. Паливо дизельне підвищеної якості. Технічні умови. Київ, 2007.

12. ДСТУ EN ISO 13443:2018. Природний газ. Стандартні умови відліку. Київ, 2018.

13. ДСТУ ISO 6976:2020 Природний газ. Обчислення теплоти згоряння, густини, відносної густини та числа Воббе за компонентним складом.

14. ДСТУ 8749:2017. Газ природний. Методи розрахунку термодинамічних властивостей. Київ, 2017.

15. ДБН В.2.5-20:2018. Газопостачання. Київ : Мінрегіон України, 2018.

16. IPCC. Climate Change 2023: Synthesis Report. Geneva, 2023.

17. Закон України «Про охорону атмосферного повітря» від 16.10.1992 № 2707-XII.

18. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 25.06.1991 № 1264-XII.

19. Грудз В. Я. Газотранспортні системи: надійність, ресурс та екологічна безпека. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2014.

20. Нафтогаз України. Екологічна та соціальна політика підприємств газотранспортної галузі. Київ, 2020.

21. ДСТУ ISO 14001:2015. Системи екологічного менеджменту. Київ, 2015.

22. Закон України «Про управління відходами» від 20.06.2022 № 2320-IX.

23. Охорона праці та екологічна безпека в нафтогазовій галузі : навч. посіб. Івано-Франківськ, 2020.

24. ДСТУ 8976:2011. Шум і вібрація на робочих місцях. Київ, 2011.

25. Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 № 2694-XII.

26. Кодекс цивільного захисту України від 02.10.2012 № 5403-VI.

27. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. Київ, 2015.

28. ДСН 3.3.6.042-99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 1999.

29. ДСТУ 12.1.005-88. ССБТ. Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони. Київ, 1988.

30. ДСТУ EN ISO 12100:2016. Безпечність машин. Загальні принципи конструювання. Київ, 2016.

31. ДБН В.2.5-28:2018. Природне і штучне освітлення. Київ, 2018.

32. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму. Київ, 1999.

33. НПАОП 40.1-1.21-98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів. Київ, 1998.

34. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). Київ : Міненерго України, чинна редакція.

35. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об’єктів будівництва. Загальні вимоги. Київ : Мінрегіон України, 2016.