

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
АЕРОКОСМІЧНИЙ ФАКУЛЬТЕТ  
КАФЕДРА АВІАЦІЙНИХ ДВИГУНІВ**

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ  
Завідувач кафедри  
д. т. н., професор

\_\_\_\_\_ Ю.М. Терещенко

« \_\_\_\_\_ » листопада 2022 р.

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА  
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)**

здобувача освітнього ступеня «МАГІСТР»  
за освітньо-професійною програмою  
«Газотурбінні установки і компресорні станції»

**Тема: Відновлення пропускної здатності газопроводу «Союз»  
шляхом заміни газоперекачувальних агрегатів**

Виконавець: \_\_\_\_\_ Дишлевий Євгеній Олександрович

Керівник: канд. техн. наук доцент \_\_\_\_\_ Капітанчук Костянтин Іванович

Консультанти з окремих розділів пояснювальної записки:

Охорона праці: \_\_\_\_\_ О. О. Козлітін

Охорона навколишнього середовища: ктн., доцент \_\_\_\_\_ Т. І. Дмитруха

Нормоконтролер: канд. техн. наук доцент \_\_\_\_\_ М. П. Андрієшин

# НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Факультет \_\_\_\_\_ аерокосмічний \_\_\_\_\_  
Кафедра \_\_\_\_\_ авіаційних двигунів \_\_\_\_\_  
Освітній ступінь \_\_\_\_\_ магістр \_\_\_\_\_  
Спеціальність \_\_\_\_\_ 142 Енергетичне машинобудування \_\_\_\_\_  
Освітньо-професійна програма Газотурбінні установки і компресорні станції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

д. т. н., професор \_\_\_\_\_ Ю.М. Терещенко

« 06 » вересня 2022 р.

## ЗАВДАННЯ

### на виконання кваліфікаційної роботи

Дишлевого Євгенія Олександровича

1. Тема роботи: «Відновлення пропускної здатності газопроводу «Союз» шляхом заміни газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях» затверджена наказом ректора від « 21 » жовтня 2022 р., № 1987/ст.

2. Термін виконання роботи: з 05 вересня 2022 р. по 31 листопада 2022 р.

3. Вихідні дані роботи: газопровід «Союз» на ділянці Кременчук–Олександрівка, технологічний процес компресорних станцій №15 "Кременчук" та №16 "Олександрівка", номінальна потужність ГТУ – 16 МВт, температура газу перед турбіною – 1400 К, степінь підвищення тиску повітря в компресорі – 22; степінь підвищення тиску повітря в КНТ – 5,5; в КВТ – 4; параметри повітря на вході до ГТУ – стандартні умови.

4. Зміст пояснювальної записки: перелік умовних скорочень, вступ, характеристика технічного стану компресорних станцій №15 "Кременчук" та №16 "Олександрівка" газопроводу «Союз», основні технологічні та технічні пропозиції з реконструкції компресорної станції Кременчук, розділи з охорони праці та охорони навколишнього середовища, висновки, список використаних джерел, додатки.

5. Перелік обов'язкового презентаційного матеріалу: генеральний план компресорної станції №15 "Кременчук"; система АСПГ компресорної станції, варіанти можливої реконструкції компресорних станцій №15 "Кременчук" та №16 "Олександрівка" газопроводу «Союз»

## 6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Характеристика технічного стану компресорних станцій газопроводу «Союз» на ділянці Кременчук – Олександрівка	04.10.2022	
2.	Основні технологічні та технічні пропозиції з реконструкції компресорних станцій №15 "Кременчук" та №16 "Олександрівка" газопроводу «Союз»	25.10.2022	
3.	Розробка питань охорони праці	02.11.2022	
4.	Розробка питань охорони навколишнього середовища	12.11.2022	
5.	Оформлення пояснювальної записки	20.11.2022	
6.	Оформлення креслень та презентації	22.11.2022	

## 7. Консультація з окремих розділів

Назва розділу	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	старший викладач Козлітін О. О.		
Охорона навколишнього середовища	канд. техн. наук, доцент Дмитруха Т. І.		

## 8. Дата видачі завдання: 06 вересня 2022 р.

Керівник кваліфікаційної роботи: \_\_\_\_\_ К.І. Капітанчук  
(підпис керівника)

Завдання прийняв до виконання: \_\_\_\_\_ Є.О. Дишлевого  
(підпис випускника)

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до кваліфікаційної роботи здобувача освітнього ступеня «магістр» за темою «Відновлення пропускної здатності газопроводу «Союз» шляхом заміни газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях»: 111 сторінок, 34 таблиці, 11 рисунків, 35 використаних джерел.

### **ГАЗОПРОВІД, КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ, РЕКОНСТРУКЦІЯ, ГАЗОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИЙ АГРЕГАТ, ГАЗОТУРБІННА УСТАНОВКА**

**Мета кваліфікаційної роботи** – відновлення пропускної здатності газопроводу «Союз» для забезпечення проектних параметрів, підвищення надійності транспортування природного газу в заданих об'ємах, запровадження сучасних технологій, зменшення витрати паливного газу та негативного впливу на навколишнє середовище.

**Об'єкт дослідження** – магістральний газопровід «Союз».

**Предмет дослідження** – газоперекачувальний агрегат.

**Методи дослідження** – аналітичні та статичні дані. Обробка даних проведена з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки.

#### **Практичне значення отриманих результатів.**

Рекомендації з реконструкції та технічного переозброєння компресорних станцій магістрального газопроводу «Союз» забезпечить проектні параметри, підвищить надійність транспортування природного газу в заданих об'ємах, зменшить витрати паливного газу та негативний вплив на навколишнє середовище. Реалізація запропонованих рішень забезпечить постачання газу в необхідних об'ємах з мінімальними затратами. Запропоновані повнонапірні агрегати, при періодичному зниженні необхідної потужності на 50%, дозволяють виключати з роботи один або декілька агрегатів.

Матеріали кваліфікаційної роботи рекомендується застосовувати у практичній діяльності фахівців конструкторських бюро.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ .....	7
ВСТУП .....	9
РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ» .....	12
1.1. Загальна характеристика магістрального газопроводу «Союз» .....	12
1.2. Аналіз генерального плану і технологічної схеми компресорної станції (на прикладі компресорної станції №15 "Кременчук") .....	13
1.3. Опис основного і допоміжного обладнання компресорної станції ....	20
1.3.1. Основне обладнання компресорної станції Кременчук .....	20
1.3.2. Нагнітач типу Demag .....	22
1.3.3. Система змащення газоперекачувального агрегату .....	24
1.3.4. Обладнання для очистки газу від механічних домішок .....	28
1.3.5. Блок підготовки пускового, паливного та імпульсного газу .....	30
1.3.6. Апарати повітряного охолодження газу .....	33
1.3.7. Система маслопостачання .....	35
1.3.8. Система повітропостачання.....	37
1.3.9. Система охолодження масла .....	38
1.3.10. Система електропостачання .....	38
1.3.11. Тепловодопостачання компресорної станції .....	39
Висновки за розділом .....	41
РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ТЕХНІЧНІ ПРОПОЗИЦІЇ З РЕКОН- СТРУКЦІЇ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВО- ДУ «СОЮЗ» .....	42
2.1. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції компресорних стан- цій ( на прикладі компресорної станції №15 "Кременчук") .....	42
2.2. Вибір основного обладнання для можливих варіантів реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук" .....	42
2.3. Варіанти реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук" .....	44

2.4. Вибір оптимального варіанту реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук" .....	53
2.5. Ремонт і обслуговування основного обладнання компресорної станції №15 "Кременчук" після реконструкції .....	58
2.6. Вибір оптимального варіанту реконструкції компресорної станції №16 "Олександрівка" .....	60
Висновки за розділом .....	63
РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ГАЗОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ .....	64
3.1. Аналіз основних технічних даних двигуна-прототипу .....	64
3.2. Термодинамічний розрахунок газотурбінної установки .....	65
Висновки за розділом .....	69
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ .....	70
4.1. Загальні положення. Небезпечні фактори та вимоги до персоналу компресорних станцій .....	72
4.2. Організаційний конструктив на технологічному підприємстві по зниженню шкідливих факторів .....	87
4.3. Пожежна та вибухова безпека .....	88
4.4. Інструкція оператора магістральних газопроводів 4-го розряду .....	98
Висновки за розділом .....	93
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА .....	95
5.1. Вплив роботи компресорних станцій на атмосферне повітря .....	95
5.2. Вплив роботи компресорних станцій на ґрунт і рослинність .....	100
5.3. Вплив роботи компресорних станцій на водне рослинність .....	101
Висновки за розділом .....	103
ВИСНОВКИ .....	104
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	108
ДОДАТОК А. Програма обґрунтування параметрів робочого процесу ГТУ	
ДОДАТОК Б. Програма термодинамічного розрахунку	

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ

### Перелік умовних позначень

Позначення	Розмірність	Назва
1	2	3
$\sigma_{вх}$		коефіцієнт збереження повного тиску у вхідному пристрої
$T_{в}^*$	К	температура повітря на вході в компресор
$P_{в}^*$	Па	тиск повітря на вході в компресор
$\eta_{ск}^*$		ККД ступеня компресора
$T_{к}^*$	К	температура на виході з компресора
$P_{к}^*$	Па	тиск повітря на виході з компресора
$q_1$	Дж/кг	питоме підведене тепло в камері згоряння
$C_{кз}$	Дж/кг·К	середня теплоємність газів
$g_{пал}$		відносна витрата палива
$H_u$	Дж/кг	теплотворна здібність палива
$\eta_{г}$		коефіцієнт повноти згоряння палива
$T_{г}^*$	К	температура на виході з камери згоряння
$P_{г}^*$	Па	тиск на виході з камери згоряння
$\eta_{м.к}$		механічний ККД турбокомпресора
$g_{ох}$		відносна витрата повітря для охолодження
$L_0$		кількість повітря, необхідна для повного згоряння 1кг палива
$\alpha$		коефіцієнт надлишку повітря
$\eta_{т.к}^*$		ККД турбіни
$T_{т}^*$	К	температура газу на виході з турбіни
$P_{т}^*$	Па	тиск на виході з камери згоряння
$\eta_{Е} \eta_{с.т}^* \eta_{м.с}$		ККД циклу, силової турбіни, механічний
$c_{т}$	м/с	швидкість газу на виході з турбіни
$\lambda_{т}$		зведена швидкість
$L_{с.т}^*$	Дж/кг	робота розширення газу в силовій турбіні
$N_{Е.п.}$	Вт/(кг/с)	питома потужність
$c_{Е}$	кг/Вт·год	питома витрата палива
$G_{к}$	кг/с	витрата повітря через компресор
$\rho_{пал}$	кг/м <sup>3</sup>	густина палива
$F_{в}$	м <sup>2</sup>	площа проточної частини на вході
$q(\lambda_{ак})$		газодинамічна функція витрати потоку
$z_{к}$		кількість ступенів компресора

$F_{г.са}$	$m^2$	площа поперечного перерізу проточної частини
$G_T$	кг/с	витрата газу в турбіні
$g_B$		відносна витрата повітря, що відбирається
$\sigma_{кз}, \sigma_{с.а}$		коефіцієнт втрати повного тиску в камері згоряння та сопловому апараті
$Z_{т.к}$		кількість ступенів турбіни
$\eta_{т.к}^*$		ККД турбіни приводу компресора
$Z_{с.т.}$		кількість силової турбіни
$N_K$	Вт	потужність компресора
$T_2^*$	К	температура загальмованого потоку
$c_{3a}$	м/с	осьова складова швидкості повітря
$\lambda_{3a}$		зведена швидкість
$q(\lambda_{3a})$		відносна густина потоку

### Перелік скорочень

АПО	апарат повітряного охолодження
ГПА	газоперекачувальний агрегат
ГРС	газорозподільна станція
ГТС	газотранспортна система
ГТУ	газотурбінна установка
КВТ	компресор високого тиску
КНТ	компресор низького тиску
КС	компресорна станція
КЗ	камера згоряння
МГ	магістральний газопровід
ПТУ	паротурбінна установка
ТВТ	турбіна високого тиску
ТЕЦ	теплоелектроцентраль
ТНТ	турбіна низького тиску
ККД	коефіцієнт корисної дії
ОК	осьовий компресор
РК	робоче колесо



## ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) України є однією з найбільших та розгалуженіших газотранспортних систем Європи, що дозволяє оперативно маневрувати потоками природного газу. У разі виникнення обмежень з постачання по одному з газопроводів/маршрутів, потоки можуть бути перенаправлені на інший, зі збереженням зобов'язань щодо постачання природного газу в конкретній точці виходу. Свою гнучкість та технологічну ефективність ГТС України продемонструвала у 2009 р., коли було необхідно в короткі терміни змінити напрямок потоку газу за низьких температур.

У 2012 р. в Європі відбулося різке похолодання і обсяги споживання природного газу значно зросли, що призвело до збільшення обсягів транзиту природного газу на 100 млн м<sup>3</sup> протягом 8 днів до 320 млн м<sup>3</sup> за добу, при цьому ГТС України повністю забезпечила потребу в транзиті.

Наступним випробуванням для ГТС був 2018 р., коли в Європі та в Україні в кінці лютого – на початку березня відбулося значне похолодання та паралельно існував дефіцит газу, проте ГТС повністю закрила потреби внутрішніх споживачів та забезпечила безперебійний транзит.

Через ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» транспортується близько 50 % природного газу з РФ до 18 країн Європи: Австрії, Болгарії, Боснії, Греції, Італії, Македонії, Молдови, Німеччини, Польщі, Румунії, Сербії, Словаччини, Словенії, Туреччини, Угорщини, Франції, Хорватії та Чехії [1].

ГТС України налічує 33079 км газопроводів діаметром від 700 до 1400 мм, 57 компресорних станції (КС), на яких експлуатується понад 700 газоперекачувальних агрегатів (ГПА), 1389 газорозподільних станції (ГРС).

Потужність ГТС на вході – 281 млрд м<sup>3</sup> за рік. Потужність ГТС на виході – 146 млрд м<sup>3</sup> за рік [2].

Відповідно до інформації Центрального диспетчерського департаменту в 2017 р. обсяг транзиту газу територією України сягнув рекордного значення за останні вісім років, а саме:

– протранзитовано 93,5 млрд м<sup>3</sup> природного газу для європейських споживачів, що на 13,7 % перевищує аналогічний показник 2016 року;

– надходження природного газу в ГТС від газовидобувних підприємств України зросло до 20,8 млрд м<sup>3</sup>.

У 2020 році внаслідок ворожої діяльності РФ транзит газу до Європи українською ГТС становив лише 55,8 млрд м<sup>3</sup>, що на 38 % менше, порівняно з 2019 р. [3].

Порівняно з 2016 р. вітчизняний видобуток у 2017 р. збільшився на 620 млн м<sup>3</sup> або на 3,1 %, але у 2020 р. видобуток природного газу скоротився на 2 % – до 20,2 млрд м<sup>3</sup>, ніж минулого року.

Крім транзиту природного газу, трубопровідний транспорт забезпечує внутрішні потреби України. З магістральних газопроводів (МГ) природний газ надходить через газопроводи-відводи до розподільних мереж або до великих споживачів – промислових підприємств; постачає надходження власного природного газу від газових родовищ та підземних сховищ газу.

Усе це складає єдину нероздільну систему, яка злагоджено функціонує завдяки кваліфікованій роботі всіх підрозділів: диспетчерських, лінійно-експлуатаційних, ремонтних, охоронних та планово-виробничих служб управлінь магістральних газопроводів.

Але переважна більшість ГПА має термін експлуатації від 31 до 40 років – в основному це ГПА транзитних газопроводів. Загалом ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» має 471 ГПА, термін експлуатації яких перевищує 25 років, що свідчить про те, що понад 89 % встановлених ГПА мають значний термін експлуатації.

Згідно з положеннями частини 2 статті 30 Закону України «Про ринок природного газу» розроблено «План розвитку газотранспортної системи до 2029 року», що визначає основні об'єкти, будівництво або реконструкцію яких заплановано на наступні 10 років. Підтверджені інвестиції, а також визначений перелік нових інвестицій, що мають бути здійснені протягом наступних трьох років та терміни реалізації всіх інвестиційних проєктів.

План розвитку ГТС розроблено на основі Енергетичної стратегії України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність» [4], ENTSOG TYNDP 2020 та з урахуванням енергетичних стратегій ЄС до 2035 р. та 2050 р., стратегії з інтеграції енергетичних систем для сталого розвитку (затвердженої ЄК 08.07.2020), Водневої стратегії для кліматично нейтральної Європи (затвердженої ЄК 08.07.2020), Європейської промислової стратегії щодо плану майбутньої економіки (затвердженої ЄК 10.03.2020).

**Мета і завдання виконання кваліфікаційної роботи** – відновлення пропускнуої здатності газопроводу «Союз» для забезпечення проектних параметрів, підвищення надійності транспортування природного газу в заданих об'ємах, запровадження сучасних технологій, зменшення витрати паливного газу та негативного впливу на навколишнє середовище.

**Об'єкт дослідження** – магістральний газопровід «Союз».

**Предмет дослідження** – газоперекачувальний агрегат.

**Методи дослідження** – аналітичні та статичні дані. Обробка даних проведена з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Комплекс запропонованих рішень з реконструкції КС №15 "Кременчук" та КС №16 "Олександрівка" можна використовувати для реконструкції всіх КС МГ "Союз", які не забезпечують нормативних об'ємів перекачування природного газу.

**Практичне значення отриманих результатів.** Реалізація запропонованих рішень забезпечить постачання газу в необхідних об'ємах з мінімальними затратами. Запропоновані повнонапірні агрегати, при періодичному зниженні необхідної потужності на 50%, дозволяють виключати з роботи один або декілька агрегатів.

# РОЗДІЛ 1. ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»

## 1.1. Загальна характеристика магістрального газопроводу «Союз»

Магістральний газопровід (МГ) «Союз» є надзвичайно складним техніко-технологічним, постійно діючим газотранспортним комплексом, який прокладено зі сходу на захід через всю територію України (через десять областей).

Даний МГ, на всіх його основних ділянках, технологічно спроможний забезпечувати вирішення головних складних завдань, які стоять перед ГТС України. Він проходить через Східний, Центральний та Західний регіони країни і прямо та опосередковано сполучає між собою північну та південну частини всієї ГТС, цементуючи її і забезпечуючи надзвичайно високий рівень технологічно-функціональної цілісності [4-5].

Експлуатація даного МГ і забезпечення необхідного рівня його функціональної спроможності впродовж всіх сезонів року в умовах максимальних режимних навантажень, враховуючи його вікову структуру, є для ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» одним з першочергових та достатньо складним завданням.

Головне функціональне призначення МГ «Союз» є забезпечення транспортування транзитних об'ємів іноземного (в даний час російського) природного газу в Європу через територію України, а саме:

- транспортувати природний газ в напрямку через Ужгород до ЄС;
- опосередковано регулювати поставки природного газу в напрямку через Ізмаїл на Балкани.

Магістральний газопровід «Союз» є першим транзитним газопроводом, який побудований у 1978...79 роках. Джерелом для газопроводу «Союз» були родовища природного газу Оренбурзької області.

В останні роки завантаження газопроводу «Союз» в районі КС Новопсков здійснюється за рахунок природного газу, який транспортується по газопроводах Уренгой – Новопсков і Петровськ – Новопсков.

Загальна протяжність газопроводу «Союз» по території України складає 1567 км, на газопроводі встановлено дванадцять компресорних станцій з сьома агрегатами ГТК-10І на кожній (загальна кількість ГПА на газопроводі - 84 шт.). Номінальна продуктивність одного ГПА з двигуном ГТК-10І складає 17,1 млн м<sup>3</sup>/добу. Проектна продуктивність газопроводу «Союз» складає 85,5 млн м<sup>3</sup> за добу [2-3].

## **1.2. Аналіз генерального плану і технологічної схеми компресорної станції (на прикладі компресорної станції №15 "Кременчук")**

Генеральний план КС це комплексний план території станції, який включає розміщення будинків і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій площадки. Місце розташування площадки КС на трасі визначається гідравлічними розрахунками. Зазвичай їх розташовують біля промислових центрів, населених пунктів, що полегшує вирішення проблем будівництва та експлуатації станції, а саме: транспорт, водопостачання, енергопостачання, набір персоналу і житла [4].

КС №15 була побудована у 1978 році. Генеральний план КС представлено на рис. 1.1. В основу генерального плану закладено такі основні принципи:

- забезпечення раціонального виробничо- технологічного процесу;
- зонування території при розміщені виробничих та допоміжних об'єктів;
- облік з черговості будівництва;
- скорочення протяжності внутрішніх доріг та інженерних сіток;
- раціональне використання землі.

В залежності від функціональних ознак генеральний план передбачає зонування території. З урахуванням технологічних і протипожежних потреб територія проммайданчика КС ділиться на три зони:

- I – виробничо-технологічну;
- II – службово-допоміжну;
- III – зону очисних споруд.

Виробничо-технологічна зона включає в себе будівлі і споруди які безпосередньо зв'язані з технологічними процесами нагнітання і відбору газу.

До складу службово-допоміжної зони входять: гаражний блок, їдальня, котельня, складські приміщення і деякі інші.

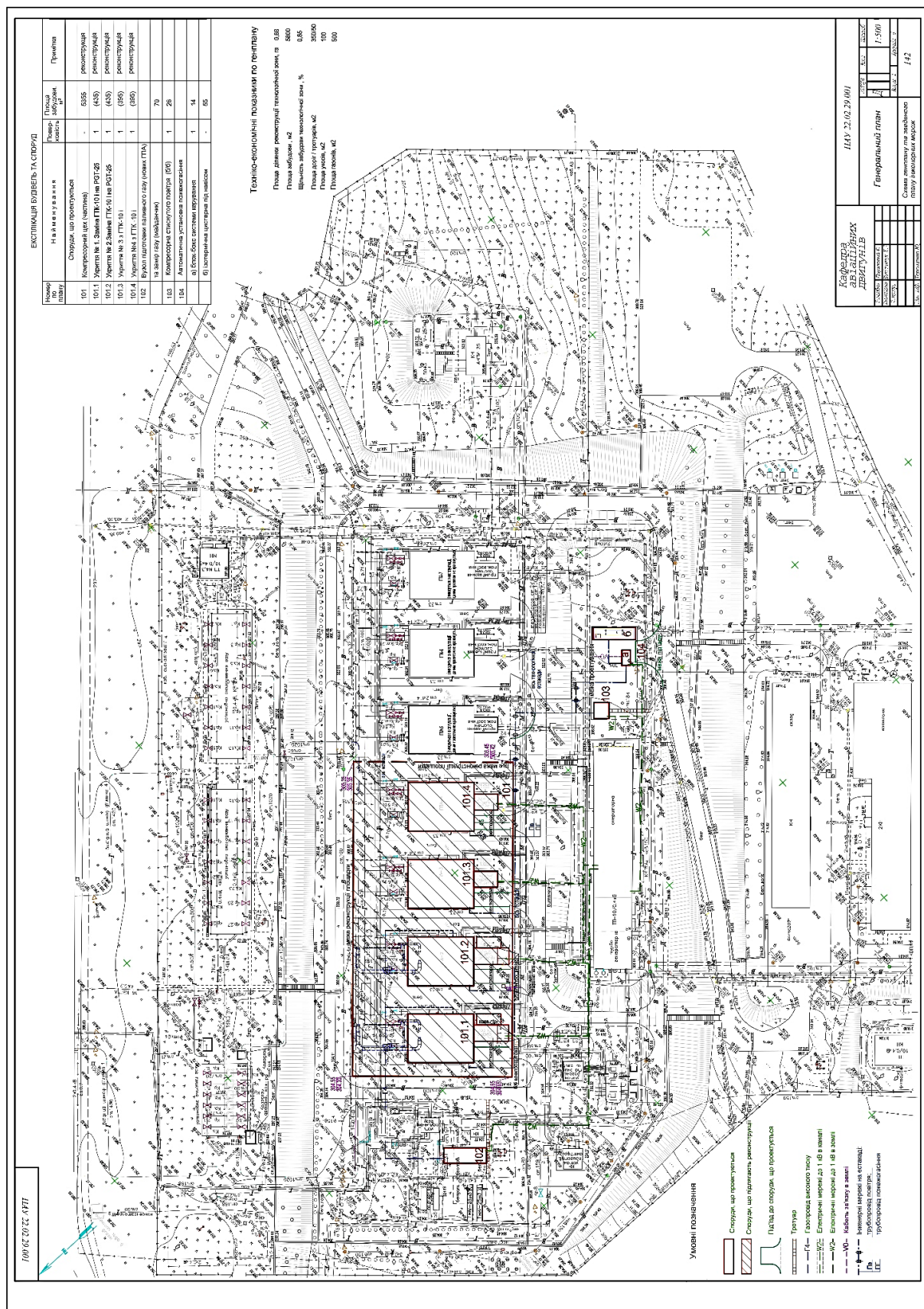


Рисунок 1.1 – Генеральний план КС №15 "Кременчук"

Генеральний план передбачає відділення КС від житлових районів санітарно-захисними зонами, об'єми викидів шкідливих речовин в атмосферу величину становить 1 км [6-9].

Територія КС має бетонне огороження, по периметру якого встановлені попереджувальні знаки. Щоб запобігти проникненню на територію сторонніх людей на КС організована охорона об'єктів та споруд. В нічний час територія і огороження виробничих об'єктів освітлюються.

На території КС будівлі і споруди розміщені з урахуванням переважаючого напрямку вітрів. Вони згруповані у відповідності до санітарних і протипожежних норм і правил. Виробничі об'єкти, які генерують шум з рівнем 80 дБ, розміщені в ізольованих будівлях та блок-боксах.

Приміщення із шкідливими викидами обладнанні припливно-витяжною вентиляцією. Відстані між будівлями визначено виходячи із вимог санітарних і протипожежних норм, але не менше однієї висоти найбільш високої будівлі.

Під'їдні дороги загального призначення до КС знаходяться в справному стані та мають тверде бетоноване та асфальтоване покриття. Ширина доріг становить 4 м. Це дає можливість для оперативного і швидкого під'їзду пожежних та інших служб у випадку аварій або виникнення аварійної ситуації, а також для створення нормальних умов при щоденному обслуговуванні виробничих об'єктів. Виробничі будівлі і споруди основного і допоміжного призначення забезпечують безпеку технологічного процесу, створюють нормальну виробничу обстановку та усувають вибухо- та пожежонебезпеку.

Усі вибухонебезпечні об'єкти обладнанні блискавковідводами від прямого попадання блискавки і повторного її проявлення. Справність системи блискавковідводів систематично перевіряють (у встановлені терміни).

У місцях проходів газопроводів через стіни і фундаменти, закладені патрони, які не доторкаються до стінок труб, це дозволяє уникнути навантаження безпосередньо на трубопровід при осіданні стіни або фундаменту.

Виробничі приміщення мають пристрої для природного провітрювання та механічну вентиляцію, вікна знаходяться в справному стані і чистоті.

В темний період доби приміщення мають штучне освітлення для забезпечення безпеки обслуговування обладнання. Аварійне освітлення гарантує можливість контролю показів приладів, стану обладнання і комунікацій, а також усунення несправностей, які можуть виникнути при аварійних умовах [3, 6-8].

З території КС атмосферні води відводяться через відкриту систему каналізації. Стічні води від виробничих будівельних споруд, які забруднені конденсатом, метанолом чи маслами відводяться через закриту систему каналізаційних мереж. Перед випуском в водоймища стічні води піддаються очищенню і нейтралізації, тому на КС є біологічний вид очистки стічних вод.

Об'єкти, для обслуговування яких необхідне підіймання на висоту до 0,75 м, обладнані сходами, а при висоті більше 0,75 м – драбинами з перилами. Площадки і сходи драбин виготовлені із матеріалу, який запобігає ковзанню, як правило із рифленої сталі.

У всіх приміщеннях, а також поблизу установок, де можливі виділення газу, є організований контроль за вмістом горючих газів або парів відповідно до вимог з контролю повітряного середовища на газових підприємствах.

Згідно генерального плану КС №15 має такі основні будівлі і споруди:

- газоперекачувальні агрегати ГТК-10і;
- апарати повітряного охолодження (АПО) газу;
- комплексна трансформаторна підстанція АПО газу;
- виробничо-експлуатаційний блок;
- службово-експлуатаційний блок;
- гаражний блок;
- вузол зв'язку та сховище;
- склад паливо-мастильних матеріалів;
- насосна паливо-мастильних матеріалів;
- дизельна станція;
- пересувна автоматична електростанція;
- трансформаторна підстанція;
- компресорна стиснутого повітря (КСП);
- циркуляційна насосна;



- газорозподільна станція (ГРС);
- газорегулюючий пункт (ГРП);
- блок підготовки пускового, паливного і імпульсного газу (БППП І ІГ);
- котельна (нова) та котельна (стара);
- резервуар запасу води;
- очисні споруди побутових стоків.

Компресорна станція №15 призначена для перекачки газу по МГ, підвищення тиску газу і є елементом в комплексі споруд, які входять в МГ. Параметри роботи КС дозволяють регулювати режими роботи газопроводу при коливаннях споживання газу при максимальному використанні акумулювальної здатності газопроводу.

Технологічна схема КС №15 виконана в класичній схемі з використанням повнонапірних нагнітачів при їх паралельній роботі. Границями КС є охоронні крани А і Б., що відображено на рис. 1.2.

Газ із МГ поступає на КС через кран 7, який має типову обв'язку як лінійний кран, байпасні крани 7а і 7б, які служать для заповнення контура станції газом, а також свічний кран 17, який служить для стравлювання газу із контура при аварійних ситуаціях або планових роботах, при цьому кран 7 закривається.

Крани 7 та 17 це крани з газопневмоприводом, які мають дистанційне і ручне управління, вони можуть управлятись із операторної КС. Кран 7а – з ручним управлінням, 7б – з пневмоприводом.

Після крану 7 по вхідному шлейфу газ поступає на блок очистки технологічного газу, діаметр вхідного шлейфу 1420 мм.

Блок очистки складається із шести паралельно підключених циклонних пиловловлювачів, які призначені для очистки технологічного газу від механічних домішок, вологи, конденсату тощо.

Механічні включення, волога і конденсат збираються в дренажну ємність, а із дренажної ємності надходять в систему збору конденсату.

# Компресорний цех КС-15 «Кременчук» газопроводу «Союз»

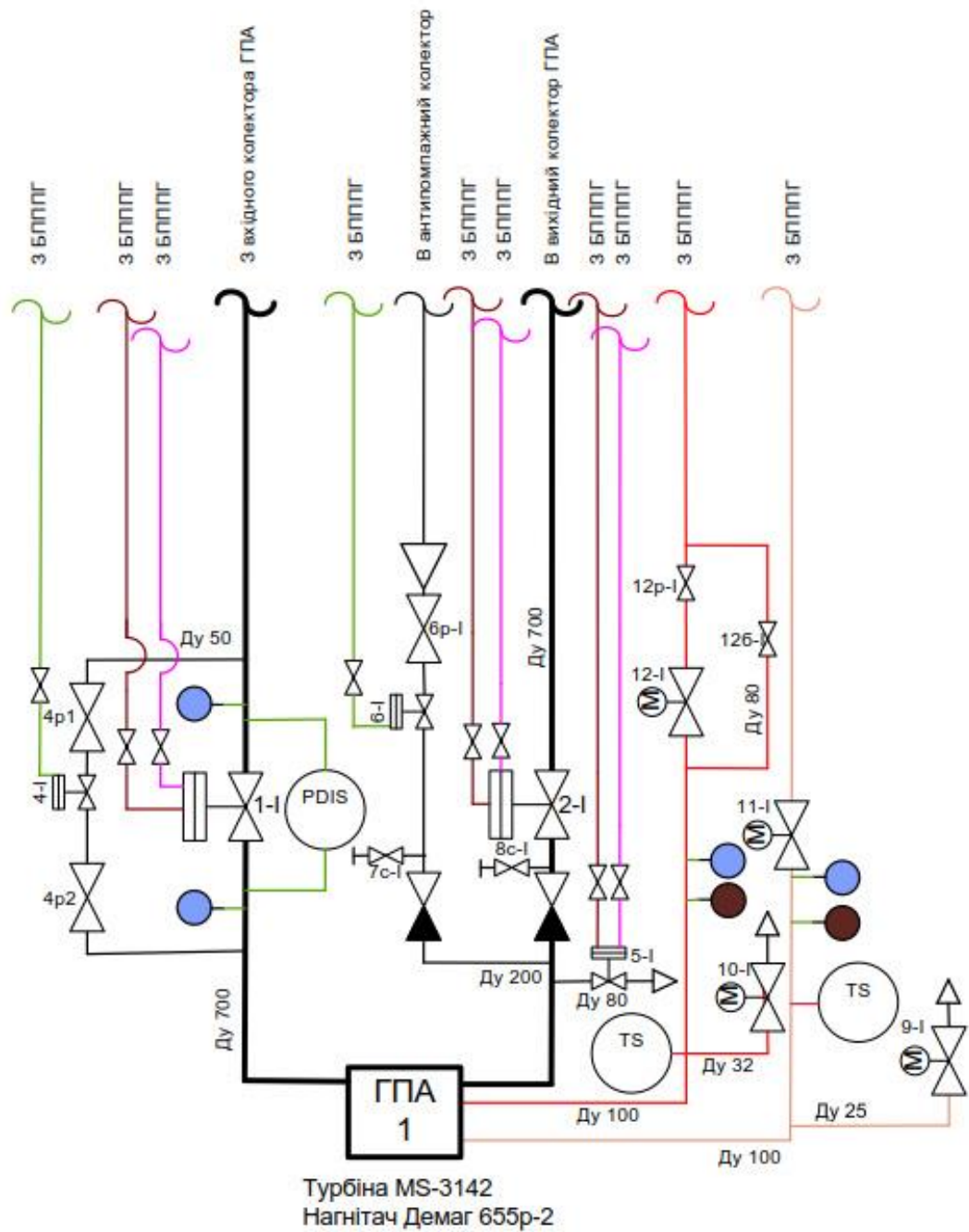


Рисунок 1.2 – Схема розв'язки ГПА КС Кременчук газопроводу «Союз»

Після блоку очистки газ поступає в кільцевий колектор всмоктування, до якого підключаються вхідні шлейфи відцентрових нагнітачів. На всмоктування нагнітачів газ поступає через кран 1 та крани 4 і 4а, які призначені для заповнення контура нагнітача.

З виходу нагнітача, який безпосередньо виконує компримування газу, газ через зворотній клапан і кран 2 поступає в вихідний колектор на блок охолодження газу.

Блок охолодження газу складається із 28 секцій апаратів повітряного охолодження газу. Блок АПО газу призначений для підтримування температури газу на виході КС не вище 40°C. Ця температура визначена нормами компримування на КС. Температуру вище 40°C з ручним управлінням підтримувати нераціонально у зв'язку із необхідністю підтримання оптимальної роботи стискування, недопущення підігріву ізоляції, виконання умов теплового розрахунку. Після апаратів охолодження газу газ через кран 8 поступає в магістральний газопровід. Призначення кранів 8, 8а, 8б аналогічно обв'язці крану 7.

Крани 6, бр, бд, бп і обвідна лінія діаметром 700 мм призначена для виводу станції на “кільце”, тобто з виходу АПО газу на вхід системи очистки.

Таким чином знижується ступінь стискування КС для регулювання помпажних режимів КС, при аварійних ситуаціях, високому рівні конденсату в системі очистки.

Для захисту нагнітача від помпажу, а також при пусках і зупинках агрегата використовується лінія рециркуляції (розвантаження) агрегата, через кран 6, тобто вивід агрегата на “кільце” [9-11].

Коли станція не працює в технологічній схемі передбачена обвідна лінія через кран 20 з обв'язкою, при цьому крани 7 і 8 закриті. Через крани 1пг, 2пг, 3пг, 4пг відбувається живлення блоку підготовки газу з вузла підключення. Блок підготовки газу може бути запитано з вузла підключення, коли станція не працює.

На вузлі підключення КС встановлені камери прийому-запуску очисних пристроїв з обв'язкою. Камера прийому очисного пристрою включає в себе кран 31 з обв'язкою і крани 33, 32, 25, 42, 41. Камера запуску очисного пристрою включає в себе кран 21, а також крани 22, 23, 24, 24а, 25, 25а, 26.

### **1.3. Опис основного і допоміжного обладнання компресорної станції №15 "Кременчук"**

До складу КС №15 "Кременчук" входить наступне основне та допоміжне обладнання:

- вузол підключення КС до МГ з запірною арматурою і установкою для запуску та прийому очисного пристрою;
- технологічні газові комунікації із запірною арматурою;
- установка пиловловлювачів;
- газоперекачувальні агрегати ГТК-10і;
- установка охолодження газу після компримування;
- блок імпульсного газу та газу для власних потреб;
- система електропостачання та електричні пристрої різного призначення;
- система зв'язку;
- система виробничо-господарського та пожежного водопостачання і каналізації;
- склад зберігання матеріалів, реагентів і обладнання;
- ремонтно-експлуатаційні та службові приміщення.

#### **1.3.1. Основне обладнання компресорної станції №15.**

На КС №15 основним обладнанням є ГТУ ГТК-10і потужністю 10 МВт, які призначені для стиску і транспортування природного газу на МГ з робочим тиском 7,46 МПа (76 кг/см<sup>2</sup>). ГПА складається з ГТУ ГТК-10і і нагнітача природного газу типу Demag [12].

ГТУ ГТК-10і виконана у відкритому циклі з регенерацією тепла за схемою з вільною силовою турбіною. Це забезпечує, не дивлячись на порівняну простоту конструкції, високу економічність і маневреність установки.

ГТУ складається з двох механічно не зв'язаних між собою турбін (турбіни високого тиску - для приводу повітряного компресора та силової турбіни - для приводу газового нагнітача), повітряного компресора, камери згорання, повітря підігрівача, пускового турбодетандера.

Основні показники технічної характеристики установки приведено в табл. 1.1.

## Технічна характеристика ГПА ГТК-10і

Показники	Значення
Номінальна потужність у станційних умовах, МВт	10
Максимальна потужність ГТУ, МВт	13,2
Питома витрата палива, м <sup>3</sup> /(кВт·год)	0,360
Частота обертання ротора турбокомпресора, об/хв	5300
Частота обертання ротора силової турбіни, об/хв	4800
Робочий діапазон частоти обертання ротора силової турбіни, об/хв.	3300...5000
Тиск паливного газу, МПа	1,47
Тиск пускового газу, МПа	1,47
Витрата газу на запуск, т	1,0

До систем ГТУ належать системи змащування, регулювання, захисту і управління, що забезпечують нормальну роботу і обслуговування установки.

Повітря з атмосфери засмоктується через камеру забору повітря, стискається осьовим компресором і надходить в повітря підігрівач, де його температура підвищується за рахунок тепла відпрацьованих в турбіні продуктів згорання. Підігріте повітря направляється в камеру згорання, куди подається і паливо. Продукти згорання з камери направляються в турбіну високого тиску, потужність якої використовується для приводу осьового компресора [12].

Далі продукти згорання попадають в силову турбіну, що обертає нагнітач. Після турбіни продукти згорання проходять через повітря підігрівач, віддають частину тепла повітрю і випускаються в атмосферу через димову трубу. Пуск агрегату здійснюється пусковим турбодетандером, що працює на газі, який перекачується по магістралі. Паливом служить цей же газ.

Обидві турбіни виконані в загальному литому корпусі, що має внутрішню теплову ізоляцію.

Ротор турбіни високого тиску складається з одновінцевого диску, закріпленого на консолі вала повітряного компресора, що обертається в двох підшипниках (один з підшипників опорно-упорний).

Одновінцевий диск турбіни низького тиску кріпиться на консолі силового вала, який обертається в двох підшипниках, розміщених в загальному корпусі (один з підшипників опорно-упорний).

Повітряний компресор осьового типу має п'ятнадцять ступенів. Напрямні лопатки закріплені в литому чавунному корпусі. Ротор компресора барабанного типу. Робочі лопатки кріпляться до ротора за допомогою зубчатих хвостовиків.

Вся турбогрупа змонтована на загальній зварній рамі - маслобаці. Камера згорання вертикальна, з боковим підводом повітря, складається з корпуса, фронтального пристрою з восьми пальниками, вогневої частини і змішувального пристрою [12].

Повітря підігрівач виконаний з профільних листів і складається з двох секцій. Рух продуктів згорання через підігрівач здійснюється одним ходом по каналах двокутної форми, утворених штампованим профілем листів, між якими також рухається і підігріте повітря.

Пусковий турбодетандер встановлений на блоці переднього підшипника компресора, з'єднується з ротором турбіни високого тиску зубчатою передачею і споряджений розчіпним пристроєм. З'єднання роторів нагнітача і газової турбіни здійснюється за допомогою проміжного вала із зубчатими з'єднувальними муфтами.

### 1.3.2. Нагнітач типу Demag.

Нагнітач Demag має литий корпус з холодостійкої низьколегованої сталі з тангенціально-аксіально розташованими вхідним та вихідним патрубками. З трубопроводом обв'язки патрубки з'єднуються з допомогою зварювання. Корпус має один вертикальний роз'єм, кришка фіксується за допомогою шпильок та гайок. Проточна та механічна (підшипники та ущільнення) частини нагнітача разом з ротором утворюють єдиний пакет вагою біля сьомі тон [12].

Можлива заміна пакета повністю, що є достатньо зручним в умовах експлуатації. Пакет можливо умовно поділити на всмоктувальну, середню та нагнітаючу частини, які мають єдиний горизонтальний роз'єм.

Робочі колеса першого та другого ступенів мають різну ширину на виході з коліс, але в решті їх конструкція однакова. Поверхні посадки на вал ротора циліндричні.

Основні показники технічної характеристики установки приведено в табл. 1.2.

Таблиця 1.2

**Технічна характеристика нагнітача Demag**

Показники	Значення
Продуктивність нагнітача, млн.м <sup>3</sup> /д	18,7
Тиск на вході нагнітача, МПа	5,18
Тиск на виході нагнітача, МПа	7,45
Ступінь стискання нагнітача	1,44
Кількість робочих коліс, шт	1,0
Ємність маслосистеми, м <sup>3</sup>	8,0

Лопатеві дифузори виготовляють переважно зварної конструкції. За лопатковим диском другого ступеня розміщена розвинута бокова збірна камера. Корпус нагнітача на рамі фіксують з допомогою хрестоподібно розміщених шпонок, які забезпечують свободу його теплових деформацій та чотирьох лап, що мають шпильки з дистанційними шайбами.

Робочий насос ущільнення розташований на валу нагнітача. Запирання проточної частини нагнітача здійснюється за допомогою торцевих ущільнень. Перепад тиску “масло-газ” підтримують в межах, що забезпечують надійне запирання ущільнення на всіх режимах [12].

Привод ротора нагнітача від силової турбіни здійснюється за допомогою з'єднувального валу та зубчатих муфт з бочкоподібним зубом. Для компенсації осьового зусилля при роботі нагнітача є розвантажувальний поршень (думміс).

Насадний упорний гребінь ротора для зниження колової швидкості на його зовнішньому діаметрі, розташований зі сторони протилежної приводу, на хвостовику меншого діаметра.

Упорний підшипник, призначений для сприймання осьових навантажень має пристрій вирівнювання зусиль на окремі колодки.

Опорні підшипники ковзання втулкового типу мають на вкладишах тонкий шар бабітової заливки для покращення антифрикційних властивостей поверхні ковзання в підшипниках, колодки упорного підшипника мають також бабітове покриття [12].

### 1.3.3. Система змащення газоперекачувального агрегату.

В ГПА застосована циркуляційна примусова система маслопостачання, яка забезпечує змащення підшипників агрегату, ущільнення нагнітача і роботу системи регулювання.

Під час роботи агрегату масло подається в систему головним масляним насосом продуктивністю 2390 л/хв при тиску 1,2 МПа. Насос знаходиться в передньому блоці турбоагрегату. Стійкість роботи насоса забезпечується інжектором, що створює підпір у всмоктувальному патрубку насоса. Інжектор встановлений безпосередньо на рамі-маслобаці [12].

Масло з системи нагнітача головного масляного насоса проходить через здвоєний зворотний клапан (ЗЗК) DN 125 і розділяється на три потоки:

- до маслоохолоджувача через регулятор тиску "після себе" підстроювальний дросель і теплообмінник;
- до сопла інжектора насоса і в систему регулювання (зливне масло);
- в систему регулювання (масло постійного тиску) через регулятор тиску "після себе".

Регулятори тиску "після себе" підтримують приблизно постійний тиск 0,6 МПа. У випадку перевищення тиску масла перед маслоохолоджувачем частина масла стравлюється запобіжним клапаном у раму-маслобак.

Масло після маслоохолоджувача температурою не більше 50<sup>0</sup>С розділяється на три потоки:

- до гвинтових насосів для ущільнення нагнітача;
- на змащування опорно-упорного підшипника нагнітача;
- на змащування підшипників турбогрупи.

Масло поступає до вкладишів підшипників турбогрупи через регульовані дроселі, за допомогою яких встановлюється необхідна витрата масла при тиску, рівному приблизно 0,06 МПа.

Під час пуску і зупинки агрегату працює пусковий масляний насос (ПМН), який забезпечує подачу масла в систему через здвоєний зворотний клапан в кількості 2000 л/хв при тиску 0,5 МПа.



Після пуску турбіни і часткового завантаження нагнітача пусковий насос автоматично, за допомогою здвоєного зворотного клапана, відключається від маслосистеми оскільки тиск після головного насоса (на валу турбіни) стає більшим, ніж після пускового. Після цього електродвигун насоса виключається системою автоматичного управління [12].

При зупинці агрегату пусковий насос включається автоматично і живить систему маслом до повної зупинки агрегату і на час, необхідний для охолодження підшипників.

У випадку аварійного зниження тиску масла або при відсутності під час зупинки агрегату напруги змінного струму для живлення двигуна пускового насоса автоматично вмикається резервний насос (РМН) з електродвигуном постійного струму.

Резервний насос двохступеневий, перша ступінь має продуктивність 460 л/хв при тиску в нагнітанні 0,1 МПа і підключений до маслопроводу змащування після маслоохолоджувача через зворотний клапан ЗК-1.

Другий ступінь насоса продуктивністю 55 л/хв подає масло з тиском 0,5 МПа на ущільнення нагнітача, а частина масла, через дросельну шайбу на мащення опорно-упорного підшипника нагнітача [12].

Пусковий масляний насос відцентрового типу з вертикальним розміщенням вала і приводом від електродвигуна змінного струму 10 потужністю 40 кВт при 2900 об/хв. Корпус насоса змонтований на спеціальній рамі, яка має два фланця: для кріплення електродвигуна і всієї установки пускового масляного насоса на рамі-маслобаці.

Всмоктувальна камера корпуса виконана у вигляді конфузора, який забезпечує плавний вхід масла на колесо насоса. Колесо насоса має фрезеровані лопаті, які скріплено заклепками з покриваючим диском і насаджено на вал.

Обертання вала насоса відбувається, а також в ущільнюючій втулці плаваючого типу, яка має можливість переміщуватись в радіальному напрямі. Вал насоса з'єднується з валом електродвигуна кулачковою муфтою.

Для змащування верхньої опори вала насоса встановлена трубка, яка підключена до нагнітального патрубку.

Головний масляний насос відцентрового типу встановлений на валу осьового компресора (ОК) в блоку переднього підшипника і служить для забезпечення змащування агрегату і роботи системи регулювання. Колесо насоса має фрезовані лопаті. За допомогою заклепок, які проходять через тіло лопатей, колесо насоса скріплюється з покриваючим диском [12].

Корпус насоса складається з двох половин: нижня половина корпуса кріпиться до корпуса переднього блоку підшипника вхідним і нагнітальним патрубками.

До всмоктувального патрубка насоса кріпиться установочна втулка. В місці її проході через корпус блоку, для запобігання протікання масла, на неї одіті гумові ущільнюючі кільця. На передню різбову частину втулки нагвинчений фланець, до якого кріпиться вхідний трубопровід насоса, фланець стопориться гвинтом. Всередині втулки є ребра, які організують потік масла перед входом на колесо. В корпусі насоса, по обидві сторони колеса, встановлені два ущільнюючі кільця, з яких одне нероз'ємне, а інше складається з двох половин, з'єднаних по роз'єму шпильками з гайками.

Ущільнюючі кільця плаваючі і фіксуються від провертання штифтами, встановленими в кільця. Для зручності монтажу і демонтажу насоса на його корпусі передбачені рим-болти.

Резервний насос зубчатий із двома ступенями стискування, з загальним всмоктуванням і з приводом від електродвигуна постійного струму потужністю 6,7 кВт при 1000 об/хв [12].

Корпус насоса і електродвигун встановлені на литій рамі, що кріпиться до фундаменту. В корпусі насоса є два паралельні вали - ведучий і ведений, з двома парами шевронних шестерень. Кожна пара шестерень, що знаходиться в зачепленні, утворює ступінь стискування. Ступені в насосі розділені діафрагмою, затиснутою між корпусом і кришкою насоса.

Шестерні ступені низького тиску виконані за одне ціле, відповідно з ведучим і веденим валами, що мають шийки під підшипники. Ведучий вал споряджений також хвостовиком під полумуфту.

Шестерні ступені високого тиску ведучого вала і веденого вала посаджені відповідно на ведучий і ведений вали. Ведучий вал насоса і вал електродвигуна з'єднані еластичною муфтою, яка закривається кожухом.

Ущільнення в корпусі між порожнинами нагнітання і всмоктування досягається за рахунок гранично малих зазорів між корпусом і шестернями. Ущільнення ведучого вала на виході хвостовика з корпусу насоса здійснюється гумовими манжетами з пружинними кільцями.

В ГПА застосована циркуляційна система мащення, яка забезпечує мащення підшипників ротора нагнітача, а також підвід масла в систему ущільнень ротора нагнітача [12].

Під час пуску і зупинки ГПА працює пусковий електромаслонасос. Після пуску ГПА, при досягненні необхідних параметрів, пусковий насос вимикається. При зупинці пусковий насос автоматично вмикається і живить систему маслом, необхідним для охолодження підшипників, до повної зупинки.

Маслосистема ущільнення призначена для запобігання прориву стисненого газу з нагнітача в підшипникові камери і в контейнер установки. Робота системи масло ущільнення заснована на принципі підтримання постійного перепаду тиску між маслом і газом.

Під час роботи установки масло з колектора мащення подається в систему масло ущільнення головним насосом ущільнень, розташованим на валу нагнітача. Під час пуску і зупинки працює пусковий електронасос. При досягненні двигуном необхідних параметрів пусковий насос ущільнення вимикається.

При зупинці пусковий насос автоматично вмикається і живить систему маслом до повної зупинки турбіни і розвантаження контуру. Пусковий насос і головний подають масло до колектора під тиском переважаючим тиск газу на величину від 1,5 до 2,0 кгс/см<sup>2</sup>. Це досягається за рахунок наявності в системі регулятора перепаду тиску (РПТ).

Через фільтр масло надходить в проточний акумулятор, потім на ущільнення ротора нагнітача і РПТ, який скидає частину масла в напірний колектор мащення.

В ущільненнях нагнітача основна частина масла, пройшовши через зазори між ротором і зовнішніми кільцями ущільнень нагнітача зливається в маслобак. Менша частина масла проходить через зазори внутрішніх (газових) кільцях, змішуючись з газом в камері "масло-газ" і відводиться в поплавкові камери, де відбувається первинне відділення газу від масла. Масло надходить в газовідділювач, де зовсім звільняється від газу і зливається в маслобак [12].

Акумулятор заповнюється маслом від пускового насоса ущільнення. Для контролю заповнення акумулятора призначений вказівник рівня, а для випуску повітря або газу з акумулятора служать клапани. При повних акумуляторах клапани закриті і залишаються закритими протягом всього періоду роботи.

При аварійній зупинці, коли не включився пусковий насос ущільнення і зникає перепад "масло-газ" клапани відкриваються, і акумулятор випорожнюється. При цьому, забезпечується постійне перевищення тиску масла над газом на величину гідростатичного тиску масла над газом і на величину гідростатичного тиску стовпа масла висотою від рівня масла в акумуляторах до рівня масла в ущільненнях.

Ущільнення запираються маслом з акумуляторів протягом часу достатнього для перестановки технологічних кранів і розвантаження контуру нагнітача від газу [12].

#### 1.3.4. Обладнання для очистки газу від механічних домішок.

Кожну КС забезпечують установками очистки газу. Це необхідно тому, що по закінченню спорудження газопроводу або його ремонту в трубі можуть залишатися будівельний шлак та сміття та постійні джерела домішок - продукти корозії труби.

Механічні суспензії, що містяться в газі, викликають ерозійно-ударне пошкодження окремих ділянок газопроводів та робочих коліс нагнітача.

На КС №15 встановлено циклонні пиловловлювачі типу ГП 144.00. 000, технічна характеристика яких подана в табл. 1.3.

**Технічна характеристика циклонних пиловловлювачів типу ГП 144.00.000**

Показник	Значення
Продуктивність, млн.м <sup>3</sup> /д	20
Розрахунковий робочий тиск, МПа	4,9
Максимальний робочий тиск, МПа	7,45
Діаметр апарата, мм	2000
Діаметр циклонного елемента, мм	600
Кількість циклонних елементів, шт	5
Максимальний об'єм який дренується, м <sup>3</sup>	5,2/3,2
Маса, кг	31000
Габарити, мм ширина, висота	3500/9500

Циклонний пиловловлювач є посудиною циліндричної форми, розрахованою на робочий тиск в газопроводі, з вбудованими в нього циклонами. Пиловловлювач складається з двох секцій: нижньої відбійної і верхньої осідаючої, де відбувається остаточне очищення газу від домішок. У нижній секції знаходяться циклонні труби.

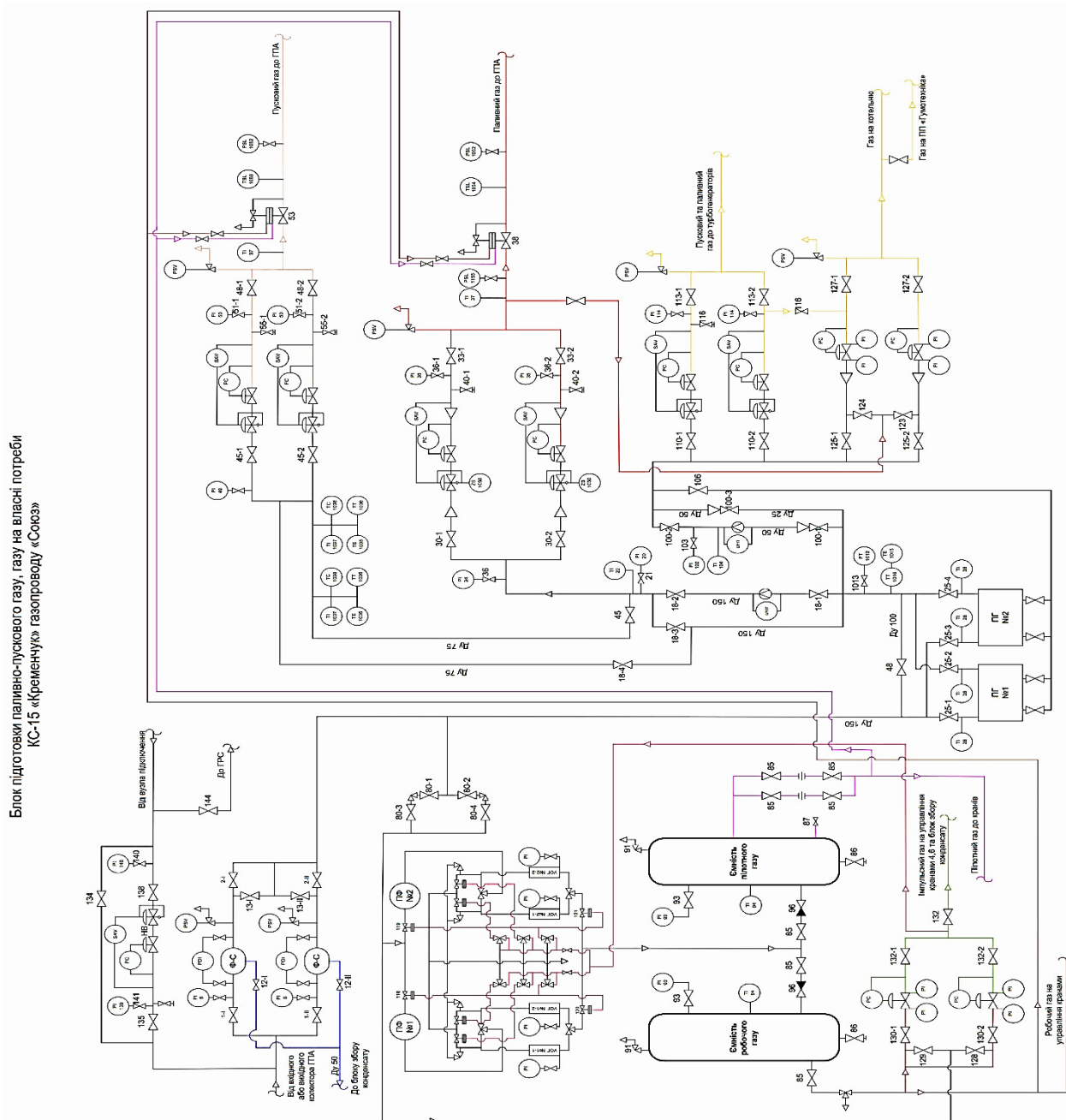
Газ через вхідний патрубок поступає в апарат до розподільника і приварених до нього зіркоподібно розташованих циклонів, які нерухомо закріплені в нижніх ґратах. У циліндричній частині циклонних труб газ, що підводиться по дотичній до поверхні, здійснює обертальний рух навколо внутрішньої осі труб циклону [13-16].

Під дією відцентрової сили тверді частинки і краплі рідини відкидаються від центру до периферії і по стінці стікають в конічну частину циклонів і далі в нижню секцію пиловловлювача. Газ після циклонних трубок поступає у верхню осідаючу секцію першого пиловловлювача, і потім, вже очищений, через патрубок виходить з апарату.

В процесі експлуатації необхідно контролювати рівень відсепарованої рідини і механічних домішок з метою їх своєчасного видалення продуванням через дренажні штуцери. Контроль за рівнем здійснюється за допомогою оглядових вікон і датчиків, закріплених до штуцерів. Люк використовується для ремонту і огляду пиловловлювача при планових зупинках КС. Ефективність очищення газу циклонними пиловловлювачами складає не менше 100% для частинок розміром 40 мкм і більш, і 95% для частинок краплинної рідини.

### 1.3.5. Блок підготовки пускового, паливного та імпульсного газу.

Блок призначений для забезпечення ГТУ пусковим та паливним газом, а також для забезпечення КС робочим, інструментальним та пілотним газом представлено на рис 1.3.



Блок підготовки паливно-пускового газу, газу на власні потреби КС-15 «Кременчук» газопроводу «Союз»

Рисунок 1.3 – Схема блоку підготовки пускового, паливного та імпульсного газу

Блок підготовки пускового і паливного газу включає в себе такі вузли:

- сепаратор для відділення пилу та рідини;
- колектору пускового та паливного газу з запірною арматурою;
- системи регулювання температури газу;

- пристрій регулювання тиску пускового і паливного газів;
- пневматичний захисний пристрій, управляючий кульовими кранами на колекторах паливного та пускового газів;
- сигнальний релейний блок;
- системи дистанційного управління кульовими кранами, установленими перед турбоагрегатами на лініях пускового та паливного газів.

Підігрівачі паливного і пускового газів мають такі вузли [13-16]:

- ванна з теплообмінником;
- фільтр;
- регулятор тиску;
- запобіжний клапан;
- запобіжно-запірний клапан;
- запобіжний клапан запалювального пальника;
- пристрій температурної сигналізації;
- регулятор температури водяної ванни.

Блок осушення імпульсного газу складається з такі вузлів:

- резервуари з осушувачем;
- фільтри грубої очистки з реле високого тиску на фільтрі;
- фільтри тонкої очистки з реле високого перепаду тиску на фільтрі;
- контрольно-вимірювальні пристрої;
- соленоїдні клапани;
- вибухозахищені корпуси, в яких знаходяться автоматично керовані установки осушення;
- електрошкафа установки.

Існують три точки відбору газу з технологічних трубопроводів КС :

- відбір до і після крана № 20;
- відбір з вихідного трубопроводу КС до вузла охолодження;
- відбір з вхідного трубопроводу КС після вузла очищення.

Далі трубопровід об'єднується в загальний колектор і поступає на БППІ І ІІ, де відбувається його очищення, осушення і редукування.

До складу БППП I II входить таке устаткування: фільтр-сепаратор, підігрівач, блок редукування пускового і паливного газу, трубопроводи, замірний пристрій, крани, запобіжні клапани.

Потік газу через зворотні клапани, попадає в фільтра-сепаратори №1, №2, де очищується від крапельної рідини та механічних домішок, котрі стікають у нижню частину сепаратора, при визначеному рівні рідини замикає контакти після чого відкриваються автоматичні клапани і конденсат відводиться в конденсатопровід і далі в буферну ємність [13-16].

При перевищенні тиску газу у 1,15 раз спрацьовують запобіжні клапани, розташовані на фільтрах-сепараторах. Для контролю роботи в сепараторі передбачено манометр, термометр та рівнемір.

Очищений газ, який виходить з фільтрів розподіляється на два потоки: через вузол заміру (дві нитки: одна діюча, інша – резервна) газ частково надходить на підігрівачі газу, де проходячи по трубкам теплообмінника, зануреного в розчин діетиленгліколя, нагрівається до температури від 45 до 50°C, а частково на блок осушування.

Газ після підігрівачів розподіляється на три потоки:

- лінія пускового газу,
- лінія паливного газу,
- газ на власні потреби (котельня, лабораторія).

Газ призначений для пуску турбіни, попередньо редукується регуляторами тиску до 17 кгс/см<sup>2</sup> та надходить на ГТУ по трубопроводу DN 200. На ГТУ по лінії пускового газу розташовані крани: відсічний №10 та свічний №11, через які газ поступає на вхід в турбодетандер, де розширюючись до атмосферного тиску, здійснює корисну роботу, що йде на розкручування осьового компресора турбіни високого тиску [13-16].

Газ призначений для роботи турбіни (паливний газ) надходить через блок заміру, редукується регуляторами тиску до тиску 15 кгс/см<sup>2</sup> та по колектору DN 400 через кран №12 подається в газоперекачувальні агрегати. Для стравлювання газу з колектору турбоагрегату передбачений свічний кран №9.



За регулятором тиску паливного газу встановлений запобіжний клапан, котрий служить для захисту турбоагрегату на випадок виходу з ладу регулятора перепаду. На лініях пускового та паливного газу передбачено резервні лінії, на блоці заміру передбачений байпас в обхід діафрагми. В лінії для власних потреб газ редукується до тиску  $5 \text{ кгс/см}^2$  та направляється в котельню та лабораторію.

Газ, що направляється на блок осушування, після процесу адсорбційного осушування (адсорбери №9, 10) надходить в буферні ємності (№11, 12) та призначається для керування кранами (імпульсний газ). Осушування імпульсного газу виконується з метою запобігання виникнення гідратних пробок в лініях імпульсного газу та органів керування кранами.

### 1.3.6. Апарати повітряного охолодження газу.

Необхідність охолодження газу диктується наступними міркуваннями. При компримуванні газу виникає тепло, яке зберігається в газовому потоці. Внаслідок цього погіршується режим роботи КС, зменшується пропускна здатність газопроводу. Крім того збільшення температури може призвести до погіршення ізоляції і активізації корозійних процесів металу трубопроводу.

Кількість тепла, що підводиться до потоку газу при компримуванні, залежить від пропускної здатності КС, температури газу на вході, ступеню підвищення тиску, коефіцієнту корисної дії нагнітача [13-16].

Досвід експлуатації показує, що підтримання постійної температури газопроводу (ізотермічний режим роботи) збільшує також надійність лінійної частини. Доцільну глибину охолодження ув'язують з температурою ґрунту та режимом роботи газоперекачувального агрегату.

Зменшення температури технологічного газу, що поступає в газопровід після його охолодження в АПО, призводить до зменшення середньої температури газу на лінійній ділянці трубопроводу і, як наслідок, до зниження температури і збільшення тиску газу на вході в наступну КС, що, у свою чергу, приводить до зменшення ступеня стиснення на подальшій станції (при збереженні тиску на виході з неї) і енерговитрат на компримування газу по станції [13-16].

На КС №15 встановлено 28 секцій апаратів повітряного охолодження газу типу 2АВГ-75С, технічні характеристики яких представлено в табл.1.4. та показано на рис. 1.4.

Таблиця 1.4

**Технічна характеристика АПО 2АВГ-75С**

Показник	Значення
Розрахунковий тиск, МПа	7,5
Пробний тиск, МПа	10
Поверхня теплопередачі по оребреним трубам (1 секція), м <sup>2</sup>	9930
Коефіцієнт оребрення	20
Внутрішня поверхня труб, м <sup>2</sup>	1102
Число секцій	3
Кількість труб в секції, шт	177
Площа перерізу одного ходу зі сторони газу, м <sup>2</sup>	0,49
Число рядів труб	6
Довжина труб, м	12
Діаметр колеса вентилятора, м	5
Число вентиляторів	2
Встановлена потужність двигунів, кВт	74
Частота обертання, об/хв	250
Масова витрата повітря, тис. кг/год.	2384
Коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м <sup>2</sup> ·К)	23,26
Номінальна продуктивність вентилятора м <sup>3</sup> /год	410000

Для забезпечення нормального процесу охолодження на кожен секцію апарату повітряного охолодження призначено по два лопатні вентилятори УК-2М з двигунами ВАСО16-14-24.

АПО газу має таку будову: на опорних металоконструкціях закріплені трубчасті теплообмінні секції. По трубах теплообмінної секції пропускають газ, що транспортується, а через міжтрубний простір теплообмінної секції за допомогою вентиляторів, що приводяться в обертання від електромоторів, прокачують зовнішнє повітря [13-17].

За рахунок теплообміну між нагрітим при компримуванні газом, що рухається в трубах, і зовнішнім повітрям, яке протікає вздовж міжтрубного простору, і відбувається охолодження технологічного газу на КС.

Обв'язка АПО, з викидної магістралі з зовнішнім діаметром DN 1000 відходить 28 відводів діаметром DN 400 на кожен секцію АПО, на цій лінії знаходиться кран №1.

Технологічні установки охолодження газу КС-15«Кременчук» газопроводу «Союз»

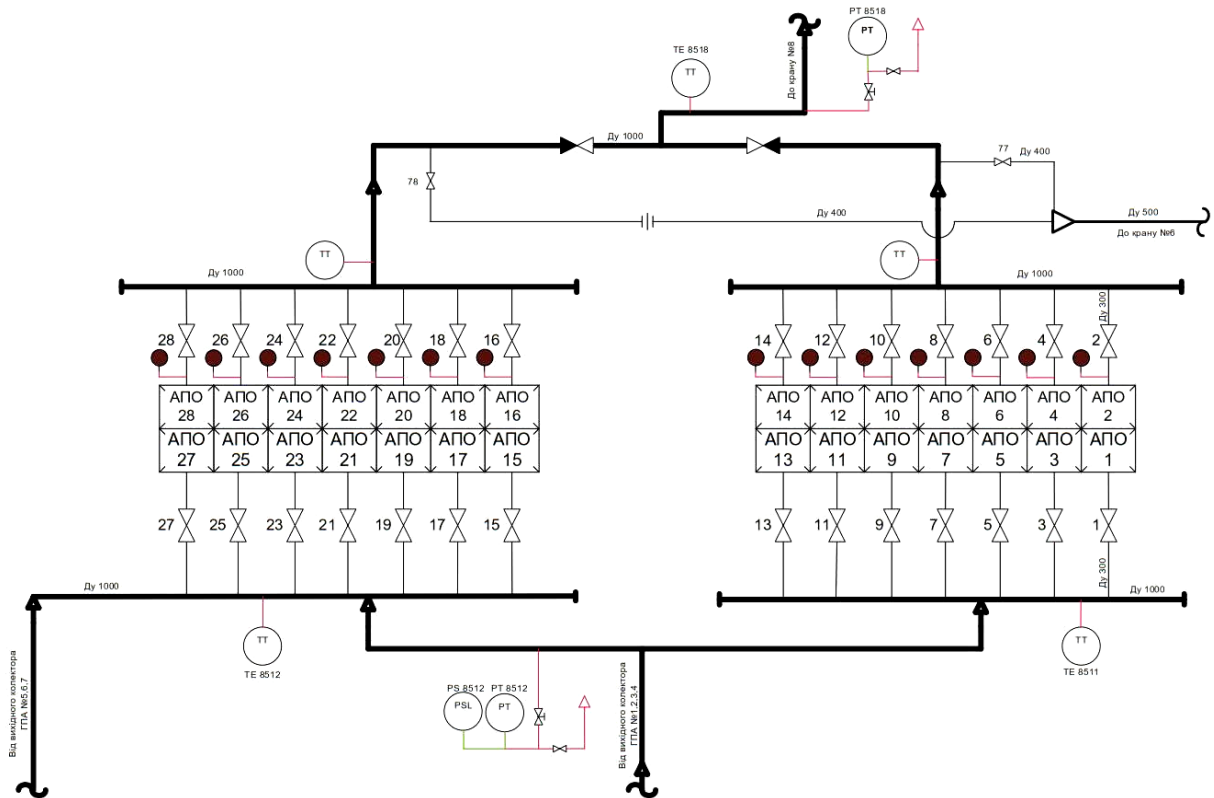


Рисунок 1.4 – Схема системи охолодження газу, що транспортується

Після охолодження у трубних пучках секцій газ надходить крізь кран №2 (трубопровід DN 400) у трубопровід зовнішнім діаметром DN 1000, крізь два зворотних клапана газ проходить на викид компресорної станції. Для скиду газу з апаратів повітряного охолодження передбачені свічні трубопроводи DN 50 з кранами №1С.

Під час роботи в зимовий період існує обхідна лінія апарату повітряного охолодження, по якій газ проходить крізь кран №38 минаючи АПО та надходить безпосередньо на вихідну лінію.

### 1.3.7. Система маслопостачання.

Система повинна забезпечувати наступні можливості в подачі масла:

- подачу чистого масла з витратного маслобака в маслобак ГПА, при цьому лінія чистого масла не повинна змішуватися з відпрацьованим мастилом;
- подачу відпрацьованого масла з ГПА тільки в ємність відпрацьованого масла;
- аварійний злив і перелив масла з маслобака ГПА в аварійну ємність.

Для аварійного зливу необхідно використовувати електроприводні засувки, що включаються в роботу в автоматичному режимі, наприклад, у випадку пожежі. Для роботи ГПА використовується масло турбінне марки ТП-22С, властивості якого приведені в табл. 1.5.

Таблиця 1.5.

**Фізико-хімічні показники турбінного масла ТП – 22С**

Назва показників	Норма за технічними умовами, (ТУ)	Фактично
В'язкість кінематична при 50 <sup>0</sup> С	20-23	21,2
Індекс в'язкості по ГОСТ 25371-82, не менше	90	95
Кислотне число, мг КОН на 1г масла, не більше	0,05	0,046
Стабільність проти окислення по ГОСТ 981-75		
- масова доля осаду після окислення	відсутня	відсутня
- кислотне число після окислення КОН на 1г масла, не більше	0,1	0,1
- вміст легких низькомолекулярних кислот мг КОН на 1г масла, не більше	0,02	0,018
Число деемульсації, С, не більше	180	160
Корозія на сталевих стержнях	відсутня	відсутня
Температура спалаху, що визначається у відкритому тиглі, <sup>0</sup> С, не нижче	186	190
Температура застигання <sup>0</sup> С, не вище	-15	-15
Масова доля сірки %, не більше	0,5	0,49
Масова доля механічних домішок	відсутня	відсутня
Масова доля водорозчинних кислот	відсутня	відсутня
Прозорість при 0 <sup>0</sup> С	прозоре	прозоре
Зольність базового масла, не більше	0,005	0,0048
Масова доля води	відсутня	відсутня
Масова доля фенолу в базовому маслі	відсутня	відсутня
Густина, г/см <sup>3</sup> при 20 <sup>0</sup> С	не нормується	0,872
Коксування базового масла	не нормується	0,004

Система маслопостачання КС включає дві маслосистеми: загально-цехову і агрегатну. Маслосистема, призначена для прийому, зберігання і попереднього очищення масла перед подачею його у витратну ємність цеху.

Маслосистема система КС включає склад ПММ і приміщення масло-регенерації. На складі в наявності ємності для чистого і відпрацьованого масла. Об'єм ємностей для чистого масла підбирається виходячи із забезпечення роботи агрегатів терміном не менше трьох місяців [13-17].

У приміщенні складу ПММ встановлюється ємність відрегенованого масла і ємність відпрацьованого масла, установка для очищення масла типу ПСМ-3000-1, насоси для подачі масла до споживачів, а також система маслопроводів з арматурою. Після підготовки масла на складі ПММ і перевірки його якості, підготовлене масло надходить у витратну ємність.

Об'єм витратної ємності вибирається рівним об'єму маслосистеми ГПА, плюс 20% для підживлення працюючих агрегатів. Ця витратна ємність, обладнана мірною лінійкою, використовується для заправки агрегатів маслом. Для організації руху масла між складом ГСМ і витратною ємністю, а також для подачі до ГПА чистого масла і відкачування з нього відпрацьованого масла їх сполучають за допомогою маслопроводів.

#### 1.3.8. Система повітропостачання.

Повітря для роботи регулювання ГПА готується в блоці повітряпідготовки, де воно очищується та охолоджується до температури навколишнього середовища. До бл оку підготовки повітря кожного агрегату через зворотні клапани підводиться повітря в кількості 70 кг/год або з компресора турбіни, або від пускової мережі з поршневіми станційними компресорами ВУ1-5/9м<sup>2</sup> з електроприводом [13-17].

Повітря до блоку може бути підведене також з загальностанційного колектора 1, з'єднуючого блоки підготовки повітря всіх ГТУ на станції. Ця лінія дозволяє здійснювати пуск будь якого агрегату без включення компресорів в пусковій мережі, якщо працює хоч би одна ГТУ.

Відбір з нагнітання циклового компресора здійснюється із трубо-проводу до регенератору. Очистка повітря виконується в фільтрах та в блоках підготовки кожної ГТУ.

Для можливості чистки або заміни фільтрів передбачені відсічні крани. Перепад на фільтрах заміряється дифманометрами. Охолодження повітря здійснюється за допомогою змійовика, виготовленого з неіржавіючих труб DN 50 за рахунок природної тепловіддачі в навколишнє середовище.

### 1.3.9. Система охолодження масла.

Для охолодження масла в системі змащування та ущільнення використовуються агрегати повітряного охолодження закритого типу з вмонтованими електронагрівачами, в яких масло охолоджується безпосередньо повітрям.

АПО такої конструкції забезпечує підігрів масла при низьких температурах зовнішнього повітря. Основні характеристики АПО масла приведені в табл. 1.6.

Таблиця 1.6

#### Характеристики АПО масла

Тип, марка АПО	Кількість секцій, шт.	Робочий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	Поверхня охолодження, м <sup>2</sup>	Тип вентилятора	Кількість вентиляторів, шт	Тип двигуна
06-10 виробник Угорщина	24	6	1135	A40125/720	48	4A1328 у2

Секції апаратів складаються з горизонтально розташованих елементів охолодження, які змонтовані спільно з жалюзійним механізмом на сталевій опорній конструкції [13-17].

Охолоджувальні елементи мають в трубному просторі два ходи по маслу. Підведення і відведення масла до охолоджувальних елементів здійснюється по трубах. Над охолоджувальною секцією для прокачування повітря встановлені два вентилятори.

Як правило, всі АПО масла мають електропідігрівачі, які використовуються для попереднього підігріву мастила перед пуском агрегату в роботу до температури від 25<sup>0</sup>С. Підігрів масла в охолоджувальній секції необхідний також для запобігання виходу з ладу трубної дошки, яка через підвищений опір може деформуватися і в місті стикування її з секцією можуть з'явитися витоки масла. Перепад температур масла на вході і виході ГПА, як правило, досягає величини від 15 до 25<sup>0</sup>С.

### 1.3.10. Система електропостачання.

Компресорна станція по надійності електропостачання відноситься до споживачів I категорії. Електропостачання КС здійснюється з підстанції 35/10 кВ, характеристики підстанцій якої наведені в табл. 1.7.

**Характеристики підстанцій КС №15**

Кількість трансформаторів	Потужність трансформатора, кВт	Напруга висока/низька, кВ	Цехи, відділи та служби, що обслуговує
2	4000	35/10	ГКС
2	1000	10/0,4	Цех
2	630	10/0,4	АПО газу
2	400	10/0,4	Власні потреби

На випадок непередбачених ситуацій та зникнення напруги від основного джерела, передбачено дві резервних дизельних електростанції, в яких в якості приводу використовується дизель КАС-500 з генератором змінного струму потужністю 500 кВт, та напругою 0,4 кВ. Також на КС №15 змонтовано аварійний турбогенератор ПАЕС-2500 з авіаційним двигуном АІ-20 потужністю 2,5 МВт [13-17].

#### 1.3.11. Тепловодопостачання компресорної станції.

Водопостачання КС здійснюється від двох артезіанських свердловин, пробурених на відстані 300...400 метрів від огорожі проммайданчика КС. Глибина свердловин 70 метрів [6, 8, 11-12].

Свердловини обладнані насосами типу ЕЦВ продуктивністю від 6 до 40 м<sup>3</sup>/д. Частина КС одержує воду від міської мережі. Вода, що добувається з артезіанських свердловин, в цілому відповідає ГОСТ 2874-82 "Вода питна" за винятком підвищеного вмісту заліза і деяких інших компонентів.

Для нейтралізації заліза, нітратів, органіки та ін. на КС вмонтовані установки підготовки води типу "Деферрит". З артезіанських свердловин вода по напірному трубопроводу подається в господарські протипожежні ємності. Об'єм ємностей складає від 200 м<sup>3</sup>. Поряд з ємностями знаходиться насосна другого підйому, блокова типу АНПУ-25. У насосній вмонтовано господарсь-копитні насоси і пожежні насоси. Господарсько-питні насоси працюють цілодобово, забезпечуючи робочий тиск в трубопроводах в межах від 0,15 до 0,3 МПа, пожежні насоси включаються при пожежі для підвищення тиску в мережі від 0,6 до 0,8 МПа і гасіння пожежі від гідрантів.

Проммайданчик КС обладнаний підземним кільцевим господарським протипожежним сталевим водопроводом DN 100. Кільцевий водопровід ділиться засувками на декілька ділянок для можливості ремонту без відключення всього водопроводу.

Каналізаційні очисні споруди КС №15 призначені для очистки побутових та близьких їм по складу промислових стічних вод, які надходять з проммайданчика. Каналізація господарських фекальних вод проммайданчика КС зроблена з чавунних труб DN 200 на глибині 1,2 м від поверхні землі. Господарські фекальні води самопливом поступають в приймальний резервуар каналізаційної насосної і звідти насосами перекачуються на очисні споруди типу БЮ [7-11].

Теплопостачання компресорного цеха здійснюється від утилізаторів тепла, встановлених на кожному ГПА та водогрійною котельнею з котлом ВВД-1,8, який використовує природний газ. Котельня повністю автоматизована, не має постійного закріпленого персоналу і обслуговується змінним персоналом КС.



## Висновки за розділом

1. Представлено генеральний план території КС №15 "Кременчук", який включає розміщення будівель і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій майданчика.

2. Приведено дані з компоновки технологічної схеми КС та технологічні процеси обробки газу. Продуктивність КС – 87,5 млн м<sup>3</sup>/добу , максимальний тиск – 5,5 МПа.

3. Надана характеристика основного обладнання КС №15"Кременчук", яке використовується для виконання основних технологічних операцій. Компримування газу здійснюється ГПА, до яких входить ГТУ MS-3142 з відцентровими нагнітачами Demag 655-P2.

4. Потужність турбіни на муфті відцентрового нагнітача 10 МВт. Продуктивність повнонапірного ГПА за стаціонарних умов - 19 млн м<sup>3</sup>/добу. Отже, існуючі ГПА не можуть забезпечити потрібну продуктивність – 21,9 млн м<sup>3</sup>/добу.

5. Описано блок очищення газу від механічних домішок – це установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1600, PN 5,39 МПа, максимальна продуктивність одного апарата складає 5,7 млн м<sup>3</sup>/добу. Існуючий блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності, так як налічує чотири установки.

6. Описано блок охолодження газу, в якості холодильника застосовується установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1000, PN 5,39 МПа з максимальною продуктивністю одного апарата – 5,7 млн м<sup>3</sup>/добу. Блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності, тому що складається з шести установок.

7. Приведено дані характеристик допоміжного існуючого обладнання КС. До такого обладнання належать: установка підготовки паливного і пускового газу, система підготовки імпульсного газу, система протипожежного захисту, автоматична газорозподільна станція АГРС–1/3 та система стисненого повітря.

## **РОЗДІЛ 2. ОСНОВНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ТЕХНІЧНІ ПРОПОЗИЦІЇ З РЕКОНСТРУКЦІЇ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЇ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ «СОЮЗ»**

### **2.1. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції компресорних станцій (на прикладі компресорної станції №15 "Кременчук")**

Необхідність реконструкції КС №15 викликана наступними причинами:

– ГПА, що складається з ГТУ ГТК-10і і нагнітача природного газу типу Demag, відпрацювали призначений заводом виробником моторесурс (фактичне напрацювання становить 160 000... 180 000 мотогодин);

– коефіцієнт корисної дії ГПА виробництва 1977...78 р. р. не відповідає сучасним вимогам до ГТУ. Номінальний ККД в станційних умовах згідно ТУ – 27%, фактичний ККД становить 16...24%. Зниження ККД на 3...4% призводить до зростання витрат паливного газу в середньому на 1,0...1,3 млн м<sup>3</sup>/рік на кожний працюючий ГПА;

– екологічні показники ГТК-10і не відповідають сучасним вимогам, фактичні викиди NO<sub>x</sub> у 2...2,5 рази перевищують аналогічний показник сучасних ГПА;

– існуючі ГПА фізично та морально застаріли, є значні труднощі з виконанням поточних та капітальних ремонтів у зв'язку з відсутністю запасних частин, термін виконання ремонтних робіт займає значні проміжки часу і триває від 2 до 4 місяців.

Враховуючи, що на даний час транспортування природного газу МГ «Союз» обмежено, обладнання КС відпрацювало встановлений ресурс, є можливість в проведенні реконструкції, тобто забезпечити гарантований термін її надійної експлуатації протягом наступних 20...30 років.

### **2.2. Вибір основного обладнання для можливих варіантів реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук"**

Розглянемо декілька варіантів базуючись на техніко-економічних розрахунках з урахуванням вартості реконструкції КС та вартості її життєвого циклу.

Для цього розглянемо різні типи ГПА та потужності для варіантів із заміною ГПА за технічними показниками. За аналізом номенклатури світових виробників газотурбінного обладнання було обрано наступні фірми: МАН Турбо, Siemens та General Electric [18-20].

Виходячи з проектних технічних параметрів для порівняльного аналізу були вибрані ГПА, типи яких та основні параметри приведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1

#### Порівняння виробників ГПА

Виробник	Назва ГТУ	Потужність ГПА, кВт	ККД ГПА, %
MAN Turbo	TNM 1304-11	11200	31,0
Siemens	SGT-400	13400	36,2
General	PGT-25-DLE	23580	37,7

Враховуючи технічні вимоги до технічного завдання (ККД>35%) для подальшого опрацювання варіантів прийнято ГПА фірми Siemens та General Electric [19-20]. Для варіантів з модернізацією ГПА пропонується розглянути пропозицію фірми TURBOCARE (Італія).

Слід відзначити, що при такому тривалому строку експлуатації ГПА (33 роки), та значних труднощах реконструкції в умовах діючої КС, варіанти з реконструкцією ГПА є досить технічно складними.

Технічні характеристики вибраних ГПА приведені в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

#### Технічні характеристики ГПА

Фірма-постачальник ГПА	Siemens Industrial	Turbocare (реконструкція)	General Electric
1	2	3	4
Назва ГПА	SPCP-400-2	ГТК-10-І М	PGT-25-DLE
Назва двигуна	SGT-400	MS3002J	PGT-25
Назва компресора	STC-SV (10-2-P)	CLARK 655 P2	PCL 603
Потужність, МВт, в умовах ISO	13,4	9,72	23,58
Ефективний ККД, %	36,2	32,3	37,73
Політропний ККД компресора	0,85	0,869	0,875
Номінальне число обертів/хв	9500	6500	6500

1	2	3	4
Тиск паливного газу, кгс/см <sup>2</sup>	28	16	33...36
Температура паливного газу, °С	на 20 °С вище точки роси, але не менше +2,5°С	...	на 28 °С вище точки роси
Витрата паливного газу, при максимальній потужності, м <sup>3</sup> /год	3860	2960	5000
Тип масла	ISO VG46	ISO VG46	ISO VG32
Втрати масла, кг/год	0,026	0,026	0,002
Потужність електроприймачів в робочому режимі, кВт	55	...	224
Повний ресурс, мотогодин	120 000	Двигун 120 000 Нагнітач 150 000	200 000
Ресурс між капітальними/ середніми/ поточними ремонтами (тип 1, 2)	54000/27000 /18000/9000	48000/24000 /8000	56000/32000 /8000
Продуктивність нагнітача млн м <sup>3</sup> /добу	24	19,7	45,3
Степінь стиснення	1,39	1,41	1,415

### 2.3. Варіанти реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук"

За результатами гідравлічних розрахунків, аналізу існуючого стану ГПА та систем забезпечення ГПА для порівняльного аналізу розглянуто п'ять варіантів реконструкції.

#### Варіант А

Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом А представлена на рис. 2.1.

Пропонується заміна чотирьох ГТК-10-І (ГПА № 3, 4, 5, 6) на нові агрегати SGT-400 потужністю 13,4 МВт та компресора STC-SV (10-2-P), виробництва Siemens Industrial Turbomachinery limited. При цьому ГПА №1 залишатиметься в резерві, а ГПА № 2, 7 виводяться з експлуатації.

В цьому варіанті майже цілий рік в роботі будуть три агрегати SGT-400, які взимку при повному завантаженні зможуть перекачати до 85 млн м<sup>3</sup>/добу.

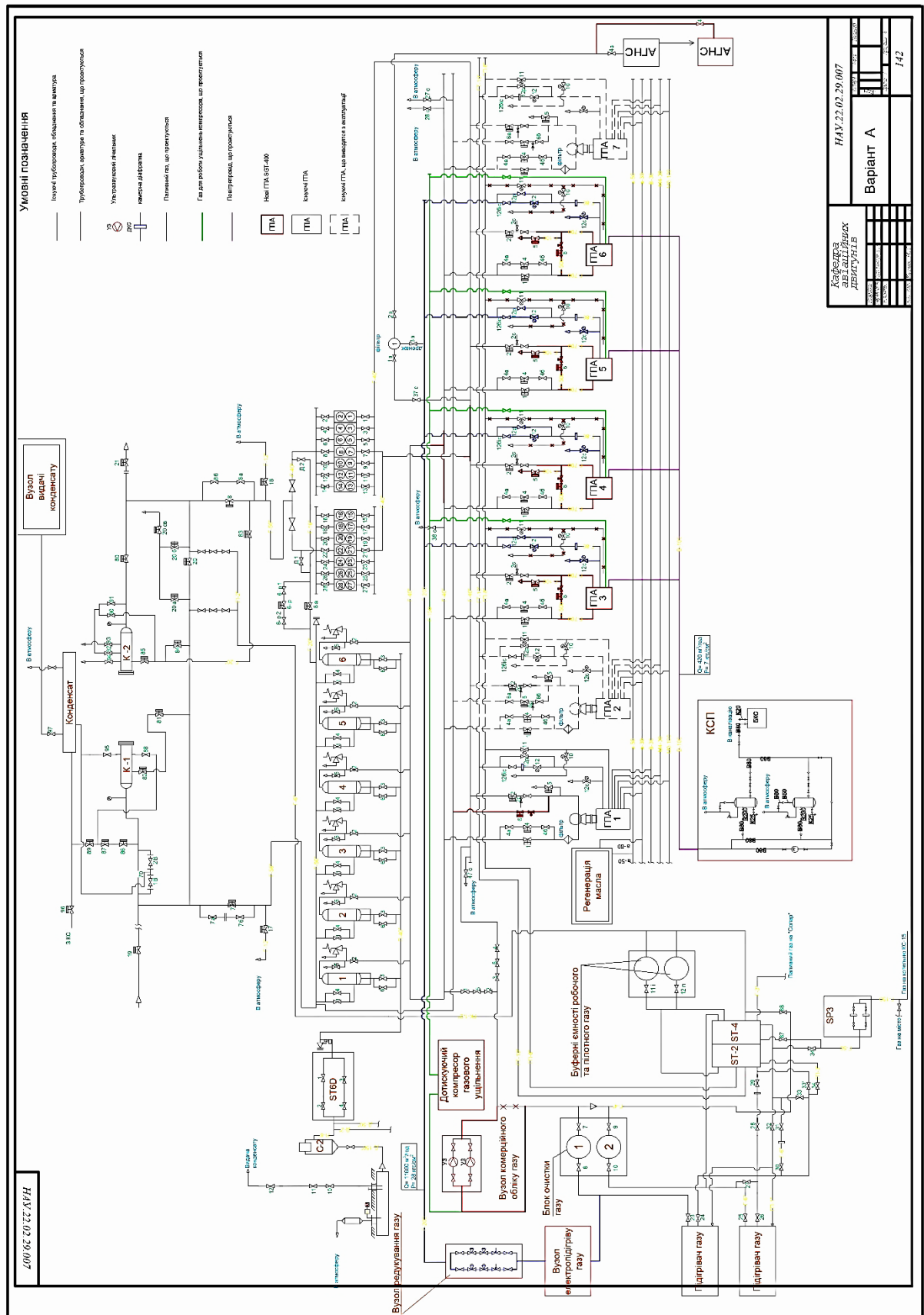


Рисунок 2.1 – Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом А

Один резервний ГПА SGT-400 включається в роботу під час планових ремонтів одного з робочих агрегатів SGT-400, або влітку (при потеплінні понад +25<sup>0</sup>C) при необхідності забезпечення продуктивності КС вище 75 млн м<sup>3</sup>/добу. Планове напрацювання кожного з агрегатів SGT-400 складе 6200 годин в рік.

Цей варіант дозволяє практично повністю відмовитись від включення існуючих агрегатів, маючи постійно в резерві один новий потужний агрегат з двигуном SGT-400. Це дозволить досягти більшої економії витрати паливного газу, зменшити вартість ремонтів.

### **Варіант В**

Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом В представлена на рис. 2.2.

Пропонується заміна двох ГТК-10-І (ГПА № 3, 5) на нові агрегати SGT-400, реконструкція двох ГТК-10-І (ГПА № 1, 4) з модернізацією газотурбінного двигуна MS3002J. При цьому ГПА № 6, залишатиметься як резервний, а ГПА № 2, 7 виводяться з експлуатації.

В цьому варіанті більше навантаження візьмуть на себе більш надійні агрегати SGT-400 з напрацюванням 7200 годин на рік кожного. Крім того, в роботу включатимуться один або два модернізовані агрегати з двигунами MS3002J та, при потребі існуючий ГТК-10-І.

На випадок зупинки одного з агрегатів SGT-400 необхідне включення не менше трьох ГТК-10-І (2 модернізовані + 1 існуючий). Напрацювання модернізованих ГТК-10-І складе по 6800 годин, а існуючого – до 5600 годин на рік.

Недоліком цього варіанту є складність експлуатації трьох видів ГПА – нового, модернізованого та існуючого.

Певне побоювання викликає відсутність досвіду експлуатації компресорних цехів з ГПА різної потужності з оптимальним завантаженням кожного агрегату. Крім того, вздовж компресорного цеху необхідно прокласти додатковий колектор паливного газу для нових агрегатів SGT-400.



Реконструкція існуючих (ГПА № 1, 4), що включає в себе: відновлення ресурсу ГТУ MS3002J, з переводом на регенеративний цикл, без відновлення потужності (штатні елементи проточної частини ГТД, без підвищення початкової температури робочого тіла), із застосуванням малоemisійної камери згоряння, з модернізацією нагнітача (відновлення ресурсу, підвищення політропічного ККД – вдосконалення проточної частини, "сухі" газодинамічні ущільнення).

### **Варіант С**

Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом С представлена на рис. 2.3.

Пропонується реконструкція п'ятьох ГТК-10-І (ГПА №1, 3, 4, 5, 6) з модернізацією двигуна MS3002J. При цьому ГПА №2 та №7 планується залишити як резервні.

В цьому варіанті майже цілий рік в роботі будуть п'ять модернізованих агрегатів, які взимку при повному завантаженні зможуть перекачати до 85 млн м<sup>3</sup>/добу.

Існуючі агрегати будуть у резерві та включатимуться в роботу під час планових ремонтів модернізованих двигунів або в аварійних ситуаціях. Ця схема роботи повністю повторює існуюче становище.

Прогнозне навантаження п'яти модернізованих ГПА ГТК-10-І М складе 6800 годин в рік, два існуючих - 4000 годин в рік.

Реконструкція існуючих ГПА, що включає в себе: відновлення ресурсу газотурбінного двигуна MS3002J, з переводом на регенеративний цикл, без відновлення потужності (штатні елементи проточної частини ГТД, без підвищення початкової температури робочого тіла), із застосуванням малоemisійної камери згоряння, з модернізацією нагнітача (відновлення ресурсу, підвищення політропічного ККД - вдосконалення проточної частини, "сухі" газодинамічні ущільнення).





## Варіант D

Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом D представлена на рис. 2.4.

Пропонується заміна трьох ГТК-10-I (ГПА №3, 4, 5) на нові агрегати SGT-400 потужністю 13,4 МВт та компресора STC-SV (10-2-P), виробництва Siemens Industrial Turbomachinery limited. При цьому ГПА №1 та №6 модернізуються та залишатимуться як резервні, на них передбачається певна реконструкція (зміна проточної частини нагнітача, вдосконалення проточної частини, система анти-помпажного захисту, САК ГПА), а ГПА № 2, 7 виводяться з експлуатації.

В цьому варіанті більшу частину року в роботі будуть три агрегати SGT-400, які взимку при повному завантаженні зможуть перекачати до 85 млн м<sup>3</sup>/добу. Один або два існуючих агрегати включаються в роботу під час планових ремонтів агрегатів SGT-400.

Влітку при потеплінні понад +25°C продуктивність трьох агрегатів SGT-400 впаде до 75 млн м<sup>3</sup>/добу, і в разі необхідності забезпечення в цей час більшої продуктивності КС епізодично може виникати потреба у включенні одного з існуючих ГТК-10-I.

Прогнозне навантаження ГПА SGT-400 складе 7200 годин в рік, ГТК-10-I з модернізованими нагнітачами – до 1800 годин в рік (з урахуванням включення одного або двох резервних).

Порівняно з варіантом А, цей варіант передбачає зменшення капіталовкладень, однак дещо програє йому по економії витрат паливного газу і вартості ремонтів.

## Варіант E

Пропонується заміна двох ГТК-10-I (ГПА №1, 2) на нові ГПА PGT-25-DLE потужністю 23,58 МВт, виробництва General Electric. В якості резервних ГПА будуть використані існуючі ГПА №3, 4 ГТК-10-I. Існуючі ГПА № 5,6,7 виводяться з експлуатації.

В даному варіанті цілий рік в роботі будуть два агрегати PGT-25-DLE, які взимку при повному завантаженні зможуть перекачати до 85 млн м<sup>3</sup>/добу.

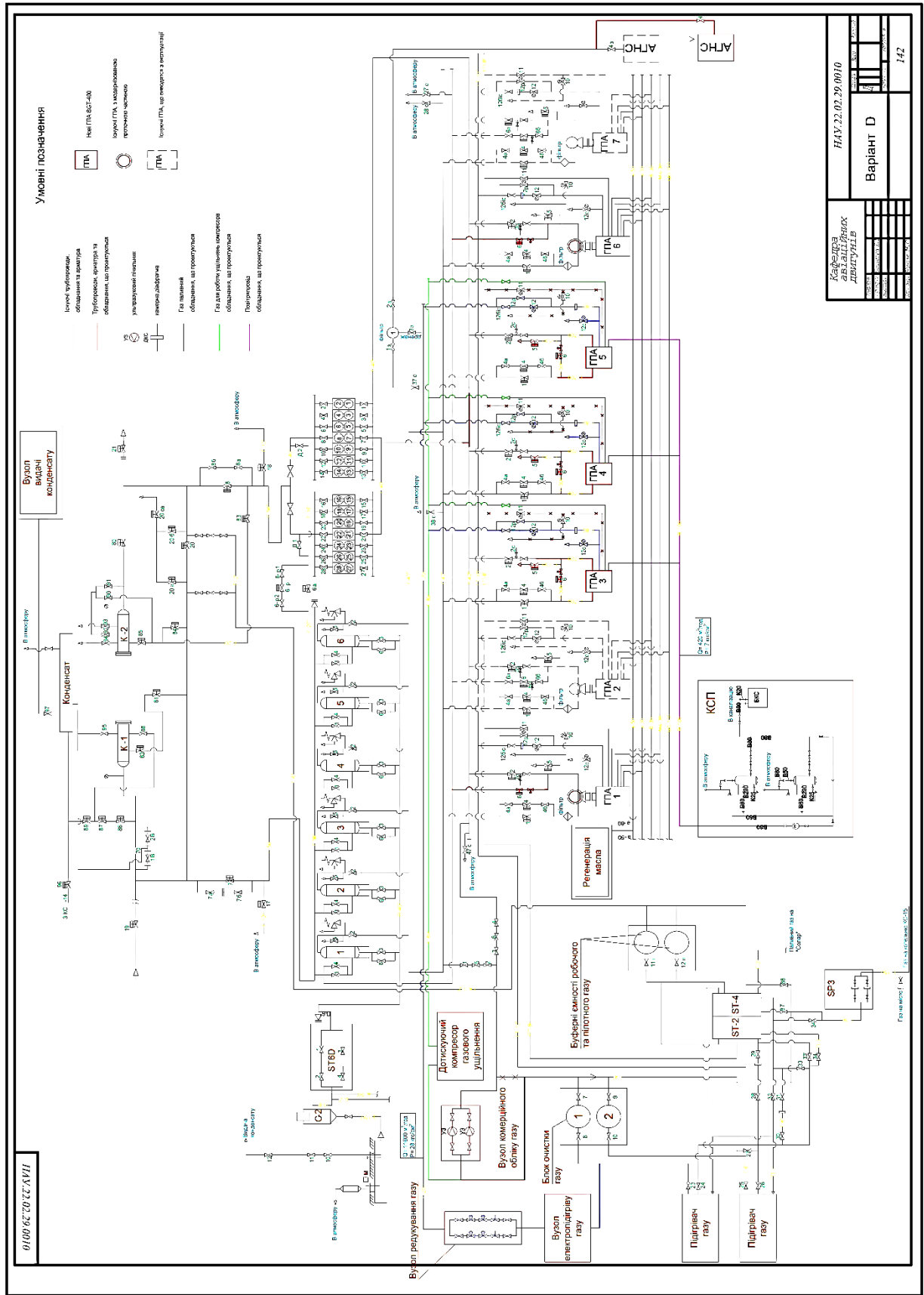


Рисунок 2.4 – Схема реконструкції компресорної станції №15 за варіантом D

Два резервні ГПА ГТК-10-I включається в роботу під час планових ремонтів одного з робочих агрегатів PGT-25-DLE.

Прогнозне навантаження ГПА PGT-25-DLE складе 5000 годин в рік, ГТК-10-I – до 700 годин в рік під час ремонту одного з ГПА PGT-25-DLE.

ГПА PGT-25-DLE складається з газотурбінного приводу PGT 25 (у даній газовій турбіні застосовані новітні технології аеродинаміки і спалювання палива, що дозволило досягти ККД на рівні 37,73%), високоефективного відцентрового компресора моделі PCL603 з трьома робочими колесами, в комплекті з сухими газовими ущільненнями і спеціальним блоком газових ущільнень., системи керування, допоміжних пристроїв і решту устаткування.

В момент проведення регламентних робіт ГПА КС №15, є можливість збільшити потік газу через сусідні два компресорні цехи газопроводів УПУ та Прогрес.

Прогнозне навантаження ГПА PGT-25-DLE складе 5 000 годин в рік, ГТК-10-I –до 700 годин в рік під час ремонту одного з ГПА PGT-25-DLE.

Для наближення розрахунку ефективності інвестицій до існуючих режимів роботи КС та для оцінки економічної чутливості проекту реконструкції до показника завантаження КС у варіанті Е враховано неповне завантаження КС №15 МГ «Союз», середньорічне завантаження ГПА прийнято на рівні 5000 годин на рік.

Більш детальне опрацювання варіанту Е показало, що на двох існуючих ГПА ГТК-10-і, що залишаються як резервні, економічно недоцільно проводити модернізацію нагнітачів (відновлення ресурсу, підвищення політропічного ККД, «сухі» газодинамічні ущільнення). Таке рішення прийнято на підставі наступних доводів:

Дані нагнітачі знаходяться у робочому стані (див. звіти з технічного обстеження ГПА і технічного обстеження систем забезпечення ГПА), ресурс нагнітачів для ГПА № 3 і ГПА № 4 продовжено до 200 000 год.

Заміна системи ущільнення з системи «масло–газ» на систему «сухих» газодинамічних ущільнень покращить умови експлуатації та умови праці але ніяких відчутних економічних переваг не дасть.

Реконструкція нагнітачів не приведе до відчутних економічних переваг, оскільки за рахунок збільшення політропічного ККД з 0,82 до 0,86 економія паливного газу не буде суттєва (в межах до 5% від споживання паливного газу).

В той же час вартість модернізації нагнітача є значною (орієнтовно 5,6 млн євро на 1 нагнітач), і це приведе до зниження економічної ефективності реконструкції КС в цілому.

## **2.4. Вибір оптимального варіанту реконструкції компресорної станції №15 "Кременчук"**

Вибір оптимального варіанту визначатимемо за результатами техніко-економічних розрахунків з урахуванням вартості реконструкції та вартості життєвого циклу КС.

### **2.4.1. Капітальні вкладення.**

Порівняння вартості комерційних пропозицій по п'яти варіантах реконструкції КС представлено в табл. 2.3.

Для вибору оптимального варіанту курс євро прийнято станом на 01.07.2022 р., а саме: 36,028.

### **2.4.2. Експлуатаційні витрати.**

Розрахунок експлуатаційних витрат у річному вимірі для кожного варіанту виконано з урахуванням прогнозованої кількості робочих годин для кожного ГПА, який залишається на КС після її реконструкції.

Розрахунок експлуатаційних витрат для всіх варіантів реконструкції КС (без вартості витрат на ремонтно-технічне обслуговування) наведено в табл. 2.4 - табл. 2.7.

Як видно з табл. 2.4 варіанти із застосуванням нових ГПА є більш економічними у порівнянні з варіантами із реконструкцією існуючих ГПА. Варіант Е за витратою паливного газу є найбільш економічним.

## Вартість капітальних вкладень

Варіант	тип модернізації	Тип ГПА	Потужність, МВт	Кількість встановлених ГПА	Кошторисна вартість будівництва (з ПДВ)	- в т.ч. зворотні суми	Капітальні вкладення (з ПДВ, без звор. сум)	Основні фонди (без ПДВ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
A	Заміна ГПА	SGT-400	13,4	4	1268541,09	287,718	1268253,376	1056829,86
B	Заміна ГПА	SGT-400	13,4	2	1521664,12	203,30	1521460,816	1267850,13
	реконструкція ГПА (двигун+нагнітач)	MS 3002	9,6	2				
C	реконструкція ГПА (двигун+нагнітач)	MS 3002	9,6	5	2057796,38	163,852	2057632,53	1714666,46
D	заміна ГПА	SGT-400	13,4	3				
	реконструкція ГПА (нагнітач)	Clark 655P2	9,6	2	1215146,41	358,014	1214788,40	1012264,00
E	заміна ГПА	PGT-25-DLE	23,6	2	1549451,82	1488,763	1547963,06	1289721,09

## Розрахунок річного споживання паливного газу

Тип модернізації		Витрата паливного газу на один ГПА, тис.м <sup>3</sup> /год	Прогнозоване завантаження кожного ГПА, год/рік (350 днів)	Витрата паливного газу на КС-15 тис.м <sup>3</sup> /рік		Економія паливного газу на КС- 15 тис.м <sup>3</sup> /рік
1	2	3	4	5		6
Існуюче положення (повне завантаження)	ГТК-10-I (5роб+2рез)	4,18	6000	175600	-	-
Існуюче положення (не повне завантаження)	ГТК-10-I (5роб+2рез)	4,18	4000	117040		
Варіант А	SGT-400 (3роб+1рез)	3,86	6200	95700	97400	78200
	ГТК-10-I (0роб+1рез)	4,18	400	1700		
Варіант В	SGT-400 (2роб+0рез)	3,86	7200	55600	119300	56300
	ГТК-10-I М (2роб+0рез)	2,96	6800	40300		
	ГТК-10-I (0роб+1рез)	4,18	5600	23400		
Варіант С	ГТК-10-I М (5роб+0рез)	2,96	6800	100600	134000	41600
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	4,18	4000	33400		
Варіант D	SGT-400 (3роб+0рез)	3,86	7200	83400	98450	77150
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	4,18	1800	15050		
Варіант Е (повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	5,0	7200	72000	77860	97740
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	4,18	700	5860		
Варіант Е (не повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	5,0	5000	50000	55860	119740

Таблиця 2.5

## Розрахунок річного споживання масла

Тип модернізації		Тип масла	Витрата масла, кг/год	Прогнозоване завантаження кожного ГПА, год/рік	Витрата масла, т/рік
Існуюче положення (повне завантаження)	ГТК-10-I (5роб+2рез)	ТП-22С	1,5	6000	63,0
Існуюче положення (не повне завантаження)	ГТК-10-I (5роб+2рез)	ТП-22С	1,5	4000	42,0
Варіант А	SGT-400 (3роб+1рез)	ISO 46	0,026	6200	0,65
	ГТК-10-I (0роб+1рез)	ТП-22С	1,5	400	0,6
Варіант В	SGT-400 (2роб+0рез)	ISO 46	0,026	7200	0,38
	ГТК-10-I М (2роб+0рез)	ТП-22С	1,07	6800	14,6
	ГТК-10-I (0роб+1рез)	ТП-22С	1,5	5600	8,4
Варіант С	ГТК-10-I М (5роб+0рез)	ТП-22С	1,07	6800	36,4
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	ТП-22С	1,5	4000	12,0
Варіант D	SGT-400 (3роб+0рез)	ISO 46	0,026	7200	0,56
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	ТП-22С	1,5	1800	5,4
Варіант Е (повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	ISO VG 32	0,0023	7200	0,033
	ГТК-10-I (0роб+2рез)	ТП-22С	1,5	700	2,1
Варіант Е (не повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	ISO VG 32	0,0023	5000	0,023
	SGT-400 (3роб+1рез)	ТП-22С	1,5	700	2,1

Таблиця 2.6

## Розрахунок річного споживання електроенергії

Тип модернізації		Розрахункова потужність, кВт	Прогнозоване завантаження кожного ГПА, год/рік	Витрата електроенергії, тис. кВт*год/рік
1	2	3	4	5
Існуюче положення повне завантаження	ГТК-10-I (5роб+2рез)	630	6000	3780



1	2	3	4	5
Існуюче положення (не повне завантаження)	ГТК-10-І (5роб+2рез)	630	4000	3530
Варіант А	SGT-400 (3роб+1рез)	648	6200	5357
	ГТК-10-І (0роб+1рез)	126	400	51
Варіант В	SGT-400 (2роб+0рез)	432	7200	3111
	ГТК-10-І М (2роб+0рез)	252	6800	1714
	ГТК-10-І (0роб+1рез)	126	5600	705,6
Варіант С	ГТК-10-І М (5роб+0рез)	630	6800	4284
	ГТК-10-І (0роб+2рез)	252	4000	1008
Варіант D	SGT-400 (3роб+0рез)	648	7200	4666
	ГТК-10-І (0роб+2рез)	252	1800	453,6
Варіант Е (повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	600	7200	4320
	ГТК-10-І (0роб+2рез)	252	700	176,4
Варіант Е (не повне завантаження)	PGT-25-DLE (2роб+0рез)	600	5000	3000
	ГТК-10-І (0роб+2рез)	252	700	176,4

Таблиця 2.7

### Розрахунок експлуатаційних витрат по варіантах реконструкції КС

		Стаття витрат				Електро- енергія	Всього
		Паливний газ	Масло				
			ТП-22С	ISO 46	ISO VG 32		
Одиниці вимірювання		тис.м <sup>3</sup>	т	т	т	тис. кВт	
Ціна, грн.		5782	26000	25000	25000	1080	
Варіант А SGT-400 4шт ГТК-10-І	витрата	97400	0,6	0,65	0	5408	
	вартість, тис. грн	563167	15,6	16,25	0	5841	569040
Варіант В	витрата	119300	23	0,38	0	5531	
SGT-400 2 шт ГТК-10-І М 2 шт ГТК-10-І - 1	вартість, тис. грн	689793	598	9,5	0	5974	696375

1		2	3	4	5	6	7
Варіант С ГТК-10-І М 5 шт ГТК-10-І	витрата	134000	48,4	0	0	5292	
	вартість, тис. грн	774788	1258,4	0	0	5716	781763
Варіант D SGT-400 3шт ГТК-10-І 2 шт	витрата	98450	5,4	0,56	0	5120	
	вартість, тис. грн	569238	140,4	14	0	5530	574923
Варіант E PGT-25-DLE 2шт ГТК-10-І 2 шт	витрата	55860	2,1	0	0,023	3176.4	
	вартість, тис. грн	322993	54,6	0	0,6	3430.51	329528

### 2.5. Ремонт і обслуговування основного обладнання компресорної станції №15 "Кременчук" після реконструкції

Затрати на ремонтно-технічне обслуговування ГПА прийняті за даними фірм-постачальників.

Еквівалентні години напрацювання (ЕГН) ГПА визначаються за формулою:

$$\text{ЕГН} = \text{Години напрацювання} + (10 \times \text{число пусків}).$$

Для прийнятого середньорічного завантаження ГПА еквівалентні години напрацювання дорівнюють:

$$\text{ЕГН} = 7000 + (10 \times 20) = 7200 \text{ годин},$$

де 7000 - прийняте середньорічне завантаження ГПА, машино-годин;

20 - прийняте середнє число пусків на рік.

Для наближення розрахунку ефективності інвестицій до існуючих режимів роботи КС-15 та для оцінки економічної чутливості проекту реконструкції до показника завантаження КС у варіанті Е враховано неповне завантаження КС-15 магістрального газопроводу «Союз», середньорічне завантаження ГПА прийнято на рівні 5000 годин на рік.

Міжремонтні періоди для ГПА SGT-400 прийнято:

Поточний ремонт через кожні 9 тис годин;

Поточний ремонт через кожні 18 тис годин;

Середній ремонт через кожні 27 тис годин;

Капітальний ремонт через кожні 54 тис годин. Міжремонтні періоди для ГПА PGT-25-DLE прийнято:

Поточний ремонт через кожні 8 тис годин;

Поточний ремонт через кожні 16 тис годин;

Поточний ремонт через кожні 24 тис годин;

Середній ремонт через кожні 32 тис годин;

Капітальний ремонт через кожні 56 тис годин.

Для модернізованого ГПА ГТК-10-I фірма-постачальник Turbocare рекомендує три види обслуговування:

Поточний ремонт через кожні 8 тис годин;

Середній ремонт через кожні 24 тис годин;

Капітальний ремонт через кожні 48 тис годин;

При цьому показники тривалості життєвого циклу наступні:

Повний термін служби нагнітача – 150 тис. годин;

Повний термін служби двигуна – 120 тис. годин.

Для існуючого ГПА ГТК-10-I, згідно з технічною документацією, попередньо назначений заводом ресурс становить 100 тис. год:

ресурс ГПА між капремонтами двигуна - 32 тис годин,

ресурс ГПА між капремонтами нагнітача – 32 тис годин,

ресурс між середніми ремонтами нагнітача - 16 тис годин.

поточний ремонт через кожні 8 тис годин;

Для нових ГПА SGT-400 вартість капітальних та поточних ремонтів становить:

Поточний ремонт 423139 грн.;

Поточний ремонт 560980 грн.;

Середній ремонт 17630800 грн.

Капітальний ремонт 25644800 грн.

Для нових ГПА PGT-25-DLE вартість капітальних та поточних ремонтів становить:

Поточний ремонт 1025792 грн.;

Середній ремонт 33129876 грн.

Капітальний ремонт 78104444 грн.

Для існуючих ГПА ГТК-10-І вартість проведення капітальних ремонтів взята як фактична середньозважена по газопроводу «СОЮЗ» і становить 15,6 млн. грн. Вартість проведення планових ТО прийнята на рівні 10% від вартості капітального ремонту - 1560 тис. грн.

## **2.6. Вибір основного обладнання для можливих варіантів реконструкції компресорної станції №16 "Олександрівка"**

Згідно з [1] у 2022-23 роках заплановано реалізацію проєкту реконструкції КС №16 "Олександрівка" з очікуваною вартістю - 1 млрд грн. (без ПДВ).

В дипломній роботі пропонується для розгляду два варіанти реконструкції:

– встановлення ГПА-Ц-14 в кількості чотирьох робочих агрегатів сумарною продуктивністю 103,6 млн.ст.м<sup>3</sup>/добу;

– встановлення ГПА-Ц-16 в кількості трьох робочих агрегатів сумарною продуктивністю 88,8 млн м<sup>3</sup>/добу.

Гідравлічні розрахунки виконано для наступних варіантів обв'язування:

1) чотири ГПА із споживаною потужністю 15,2 МВт (номінальна 16 МВт) і продуктивністю 29,63 млн м<sup>3</sup>/добу.

Запропоновано для реконструкції КС агрегати, які повинні забезпечити роботу в режимі 3 робочих + 1 резервний;

2) п'ять ГПА із споживаною потужністю 13,3 МВт (номінальна 14 МВт) і продуктивністю 25,9 млн м<sup>3</sup>/добу.

Запропоновано для реконструкції КС агрегати, які повинні забезпечити роботу в режимі 4 робочих + 1 резервний;

3) проєктний варіант, перевірений розрахунок для семи ГПА з одиничною потужністю 10МВт, забезпечується робота в режимі 5 робочих + 2 резервних.

Згідно з методиками розрахунку [6, 8-9, 13] фактичні швидкості газу в трубопроводному обв'язуванні ГПА і КС представлено в табл. 2.8.

**Результати розрахунку швидкості газу в трубопроводній обв'язці  
компресорної станції №16 "Олександрівка"**

№	Найменування трубопроводу на КС	Діаметр трубопроводу на КС, мм	Витрати газу, м <sup>3</sup> /доб			Фактична швидкість, м/с			Кількість агрегатів, які знаходяться в роботі, шт		
			N=16 МВт	N=14 МВт	N=10 МВт	N=16 МВт	N=14 МВт	N=10 МВт	N=16 МВт	N=14 МВт	N=10 МВт
1	Вхідний трубопровід КЦ (до пилословлювача)	1400	88,8	103,6	85,5	13,4	15,5	13,2	3	4	5
2	Вхідний колектор №1	1000	59,2	51,8	51,3	16,6	15,5	15,4	2	2	3
3	Вхідний колектор №2	1000	29,6	51,8	34,2	8,7	15,5	10,3	1	2	2
4	Всмоктуючий трубопровід ГПА	700	29,6	25,9	17,1	16,8	15,8	10,5	1	1	1
5	Нагнітаючий трубопровід ГПА	700	29,6	25,9	17,1	15,8	14,2	9,4	1	1	1
6	Вихідний колектор №1	1000	59,2	51,8	51,3	14,9	13,9	13,8	2	2	3
7	Вихідний колектор №2	1000	29,6	51,8	34,2	7,7	13,9	9,2	1	2	2
8	Трубопровід виходу газу з КЦ (після АВО)	1400	88,8	103,6	85,5	10,6	12,2	10,4	3	4	5

Отже, для збільшення продуктивності ГПА та компресорного цеху за розглянутими варіантами з агрегатами 16 МВт та 14 МВт, швидкість газу в трубопроводах не перевищує рекомендовану величину згідно нормативної документації і складає не більше 17 м/с.

Таким чином, в ході реконструкції КС №16 "Олександрівка" існуюча обв'язка агрегатів і КС може не підлягати змін.

В цілому втрати тиску газу в трубопроводному обв'язуванні ГПА і КС №16 "Олександрівка" представлені в табл. 2.9. [6, 8-9, 13].

Відповідно до розглянутих варіантів реконструкції КС з агрегатами 16 МВт і 14 МВт втрати тиску газу в трубопроводному обв'язуванні ГПА і станції не перевищують величини, що рекомендуються нормативною документацією і складають не більше 1,7 кгс/см<sup>2</sup> при допустимих 2,3 кгс/см<sup>2</sup>.

Втрати тиску газу в МГ між КС №15 "Кременчук" та КС №16 "Олександрівка", виходячи із середньої відстані між станціями 140 км і діаметром 1420 мм в одноступенчатого виконанні представлено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9

### Результати розрахунку втрат тиску в трубопроводній обв'язці КС №16

№	Тип ГПА	Загальна довжина трубопроводної обв'язки КС, м	Розрахункові втрати тиску газу, кгс/см <sup>2</sup>				Сумарні втрати тиску газу по трубопроводам і обладнанню, кгс/см <sup>2</sup>		
			по трубопроводам всмокування	по трубопроводам нагнітання	по обладнанню		на лінії всмокування	на лінії нагнітання	в цілому на КС
					пилотовловач	АПО			
1	ГПА-Ц-16	860	0,35	0,30	0,2	0,4	0,55	0,7	1,25
2	ГПА-Ц-14		0,51	0,46	0,23	0,5	0,74	0,96	1,7
3	ГТК-10І		0,34	0,29	0,15	0,35	0,49	0,64	1,13

Отже, для реконструкції КС газопроводу «Союз» і гарантованого забезпечення проектної продуктивності, доцільно застосувати варіант з трьома ГПА-Ц-16, оскільки при збільшенні продуктивності КС на 3,8%, досягається економія паливного газу в 41,6% в порівнянні з агрегатами, що діють, (за рахунок вживання три ГПА-Ц-16 замість п'яти ГТК-10І), при цьому міра стискування ГПА повинна складати не менше 1,45.

Використання чотирьох ГПА з двигуном ГПА-Ц-14, є не прийнятним, у зв'язку із збільшенням сумарних втрат тиску газу в МГ між КС і трубопроводного обв'язування станції до 28,7 кгс/см<sup>2</sup>, при цьому міра стискування агрегатів повинна складати не менше 1,6.

Для забезпечення вказаної міри стискування є необхідним додаткова потужність приводу, тому що споживана потужність складе не менше 14,5 МВт, що унеможлиблює вживання двигуна з потужністю 14 МВт.

## Висновки за розділом

1. Проведено техніко-економічне обґрунтування реконструкції КС №15 "Кременчук", що викликано наступними причинами:

– ГПА, що складається з ГТУ ГТК-10І і нагнітача природного газу типу Demag, відпрацювали призначений заводом виробником моторесурс (фактичне напрацювання становить 200 000 мотогодин);

– коефіцієнт корисної дії ГПА виробництва 1977...78 р. р. не відповідає сучасним вимогам до ГТУ;

– екологічні показники ГТК-10І не відповідають сучасним вимогам, фактичні викиди NOx у 2...2,5 рази перевищують аналогічний показник сучасних ГПА.

2. Розглянуто різні типи ГПА та потужності для варіантів із заміною ГПА за їх технічними показниками. За аналізом номенклатури світових виробників газотурбінного обладнання було обрано наступні фірми: МАН Турбо, Siemens та General Electric.

3. Розглянуто п'ять варіантів реконструкції КС №15 "Кременчук". Для вибору оптимального варіанту реконструкції проведено такі розрахунки: річного споживання паливного газу, річного споживання масла, споживання електроенергії.

4. Проведено розрахунок експлуатаційних витрат за всіма варіантами реконструкції КС №15 "Кременчук". Варіанти із застосуванням нових ГПА є більш економічними у порівнянні з варіантами із реконструкцією існуючих ГПА. Варіант Е за витратою паливного газу є найбільш економічним.

5. З метою реконструкції КС №16 "Олександрівка" розглянуто різні типи ГПА, а саме ГПА-Ц-14 та ГПА-Ц-16. Доведено, що існуюча обв'язка агрегатів і КС може не підлягати змін.

6. Для забезпечення проектної продуктивності доцільно застосувати варіант з трьома ГПА-Ц-16, оскільки при збільшенні продуктивності КС на 3,8%, досягається економія паливного газу в 41,6% в порівнянні з агрегатами, що діють.

## РОЗДІЛ 3. РОЗРАХУНОК ГАЗОТУРБІННОЇ УСТАНОВКИ

### 3.1. Аналіз основних технічних даних двигуна-прототипу

В процесі проектування за прототип взято сучасний двигун ДГ – 90 [21], який призначений для приводу ГПА КС.

Номінальна потужність двигуна при стандартних атмосферних умовах ( $T_H = 288$  К,  $p_H = 101325$  Па) складає величину  $N_e = 16,7$  МВт при частоті обертання силової турбіни  $n_{BT} = 5200$  об/хв.

Температура газу перед турбіною  $T_G^* = 1343$  К. Степінь підвищення тиску в компресорі  $\pi_K^* = 19,5$ . Встановимо для двигуна, що проектується, температуру газу перед турбіною  $T_G^* = 1400$  К.

Для визначення розрахункового значення степені підвищення тиску в компресорі проведемо параметричну оптимізацію в межах зміни степені підвищення тиску компресора від  $\pi_K^* = 10$  до  $\pi_K^* = 30$ .

Основні характеристики елементів ГТД (повітряприймач, компресор низького тиску (КНТ), компресор високого тиску (КВТ), камера згоряння (КЗ), турбіна високого тиску (ТВТ), турбіна низького тиску (ТНТ), силова турбіна (СТ) виберемо відповідно до рекомендацій [22-23].

За визначеною методикою [24] із використанням універсального математичного середовища символічної математики Mathematica [25] розробимо програму оптимізації параметрів робочого процесу ГТУ, що проектується (додаток А).

За результатами розрахунків побудуємо залежність питомої потужності ГТУ від степені підвищення тиску при розрахунковій температурі газу на вході в ТВТ (рис. 2.1).

Аналіз залежності, представленої на рис. 3.1, показує, що при максимальній потужності для ГТУ  $N_e = 16$  МВт і температурі газу  $T_G^* = 1400$  К, оптимальною степеню підвищення тиску є  $\pi_K^* = 22$ .



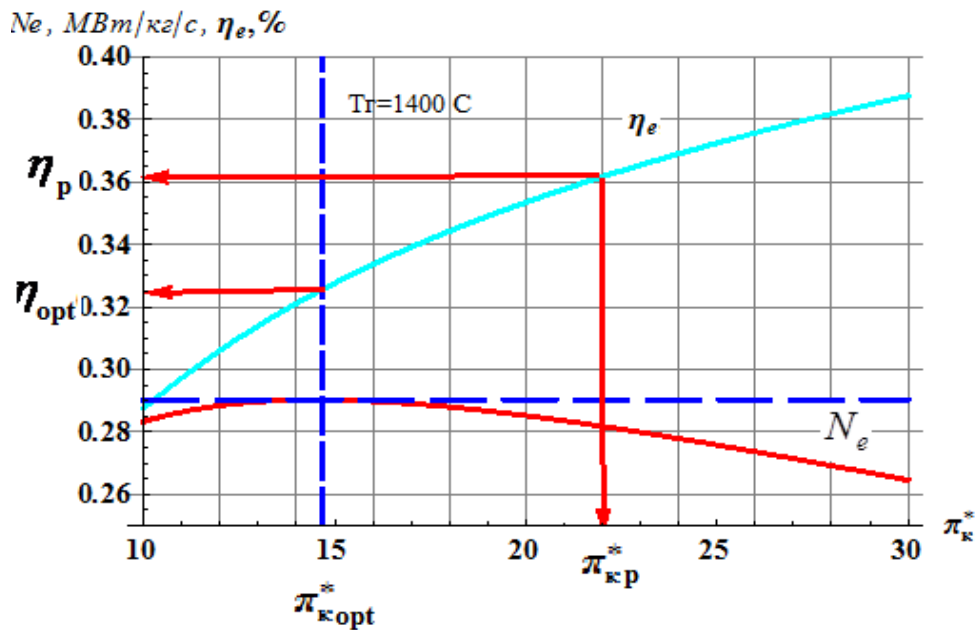


Рис. 3.1. Залежність питомої потужності ГТД від степені підвищення тиску

### 3.2. Термодинамічний розрахунок газотурбінної установки

Метою термодинамічного розрахунку є визначення основних параметрів робочого тіла в характерних перерізах проточної частини ГТУ, питомої потужності та питомої витрати палива.

Вихідні дані:

- потужність ГТУ на максимальному режимі  $N_e = 16$  МВт;
- температура газу  $T_g^* = 1400$  К;
- степінь підвищення тиску повітря в компресорі  $\pi_k^* = 22$ ;
- степінь підвищення тиску повітря в КНТ  $\pi_{КНТ}^* = 5,5$ ; в КВТ  $\pi_{КВТ}^* = 4,0$ ;
- параметри повітря на вході до ГТУ – стандартні умови.

Визначення параметрів повітря на вході до ГТУ.

Температура повітря:

$$T_v^* = T_H^* = T_H = 288 \text{ К.}$$

Коефіцієнт, що враховує втрати повного тиску в системі всмоктування повітря приймаємо  $\sigma_{вх} = 0,95$  [22] та визначаємо  $P_v^*$ :

$$P_v^* = P_H^* \cdot \sigma_{вх} = 0,95 \cdot 101325 = 96258,8 \text{ Па.}$$

Відповідно до рекомендацій [23] приймаємо ККД КНТ  $\eta_{КНТ}^* = 0,88$ .

Температура і тиск повітря на виході з КНТ розраховуються за формулами:

$$T_{КНТ}^* = T_B^* + \left( 1 + \frac{(\pi_{КНТ}^*)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{КНТ}^*} \right) = 288 + \left( 1 + \frac{(5,5)^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1}{0,88} \right) = 497,997K;$$

$$P_{КНТ}^* = P_B^* \cdot \pi_{КНТ}^* = 962588 \cdot 5,5 = 529423 Па.$$

Визначаємо роботу, що витрачається для стиснення 1 кг повітря, у КНТ:

$$L_{КНТ} = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot (T_{КНТ}^* - T_B^*) = \frac{1,4}{1,4-1} \cdot 287,3 \cdot (497,997 - 288) = 207412 \frac{Дж}{кг}.$$

Відповідно до рекомендацій [22] приймаємо ККД КВТ  $\eta_{КВТ}^* = 0,88$ .

Температура і тиск повітря на виході з КВТ розраховуються за формулами:

$$T_{КВТ}^* = T_{КНТ}^* + \left( 1 + \frac{(\pi_{КВТ}^*)^{\frac{k-1}{k}} - 1}{\eta_{КВТ}^*} \right) = 480,68 + \left( 1 + \frac{(4,0)^{\frac{1,4-1}{1,4}} - 1}{0,88} \right) = 778,951K;$$

$$P_{КВТ}^* = P_{КНТ}^* \cdot \pi_{КВТ}^* = 529423 \cdot 4,0 = 2117690 Па.$$

Визначаємо роботу, що витрачається для стиснення 1 кг повітря, у КВТ:

$$L_{КВТ} = \frac{k}{k-1} \cdot R \cdot (T_{КВТ}^* - T_{КНТ}^*) = \frac{1,4}{1,4-1} \cdot 287,3 \cdot (778,951 - 497,997) = 277494 \frac{Дж}{кг}.$$

Розраховуємо роботу, що витрачається для стиснення 1 кг повітря, у компресорі газогенератора:

$$L_K = L_{КНТ} + L_{КВТ} = 207412 + 277494 = 484906 \frac{Дж}{кг}.$$

Приймаючи коефіцієнт відновлення повного тиску в КЗ  $\sigma_{КЗ} = 0,9$  [22] визначаємо тиск газу на виході з КЗ:

$$P_{\Gamma}^* = P_{КВТ}^* \cdot \sigma_{КЗ} = 2117690 \cdot 0,9 = 1905920 Па.$$

Відповідно до рекомендацій [22] середню теплоємність газів у КЗ розраховуємо з використанням залежності:

$$C_{КЗ} = 878 + 0,208 \cdot (T_{\Gamma}^* + 0,48 \cdot T_{КВТ}^*) = 878 + 0,208 \cdot (1400 + 0,48 \cdot 778,951) = 1246,97 \frac{Дж}{кг \cdot K}$$

Відносну витрату палива знаходимо, задаючись коефіцієнтом згоряння  $\eta_{\Gamma}=0,95$  і приймаючи значення нижчої теплоти згоряння палива  $H_u = 51 \cdot 10^6$  Дж/кг [22]:

$$g_n = \frac{C_{K3} \cdot (T_{\Gamma}^* - T_{KBT}^*)}{H_u \cdot \eta_{\Gamma}} = \frac{1246,97 \cdot (1400 - 778,951)}{51 \cdot 10^6 \cdot 0,95} = 0,0159.$$

Питоме підведене тепло в КЗ:

$$g_{nпит} = C_{K3} \cdot (T_{\Gamma}^* - T_{KBT}^*) = 1246,97 \cdot (1400 - 778,951) = 774430 \frac{Дж}{кг}.$$

Для газоподібного палива можна прийняти [22]:  $L_o = 20$ .

Загальний коефіцієнт надлишку повітря в КЗ:

$$\alpha = \frac{1}{g_n \cdot L_o} = \frac{1}{0,0159 \cdot 18} = 3,476.$$

Відповідно до рекомендацій [22] приймаємо:

- відносну витрату повітря на охолодження деталей турбіни  $q_{охл}=0,07$ ;
- відносну витрату повітря для забезпечення систем станції  $q_v=0,01$ ;
- ККД ТВТ  $\eta^*_{ТВТ} = 0,9$  і розраховуємо параметри за ТВТ:

$$T_{ТВТ}^* = T_{\Gamma}^* - \frac{L_{KBT}}{\frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_M \cdot (1 + g_n) \cdot (1 - 0,5 \cdot q_{охл} - q_v)} = 1143,34K.$$

$$p_{ТВТ}^* = p_{\Gamma}^* \cdot \left(1 - \frac{L_{KBT}}{\frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_M \cdot \eta^*_{ТВТ} \cdot T_{\Gamma}^* \cdot (1 + g_n) \cdot (1 - 0,5 \cdot q_{охл} - q_v)}\right) = 761015Па.$$

Відповідно до рекомендацій [22] приймаємо ККД ТНТ  $\eta^*_{ТНТ} = 0,9$  і розраховуємо параметри за ТНТ:

$$T_{ТНТ}^* = T_{ТВТ}^* - \frac{L_{КНТ}}{\frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_M \cdot (1 + g_n) \cdot (1 - 0,5 \cdot q_{охл} - q_v)} = 951,496K.$$

$$p_{ТНТ}^* = p_{ТВТ}^* \cdot \left(1 - \frac{L_{КНТ}}{\frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_{\Gamma} \cdot \eta_M \cdot \eta^*_{ТНТ} \cdot T_{ТВТ}^* \cdot (1 + g_n) \cdot (1 - 0,5 \cdot q_{охл} - q_v)}\right) = 404009Па$$

Розраховуємо роботу турбіни газогенератора:

$$L_{TK} = \frac{L_K}{(1 + g_n) \cdot (1 - 0,5 \cdot q_{охл} - q_v)} = 540395 \frac{Дж}{кг}.$$

Вважаючи, що в СТ здійснюється повне розширення, розраховуємо тиск за силовою турбіною:

$$p_T^* = 1,05 \cdot p_{ТНТ}^* = 1,05 \cdot 101325 = 106391 Па.$$

Степінь розширення в СТ:

$$\pi_T^* = \frac{p_{ТНТ}^*}{p_T^*} = \frac{404009}{106391} = 3,8.$$

Відповідно до рекомендацій [22] приймаємо ККД СТ  $\eta_{СТ}^* = 0,9$  і розраховуємо роботу СТ:

$$L_T = \frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_\Gamma \cdot \eta_{СТ}^* \cdot T_{ТНТ}^* \cdot \left( 1 - \frac{1}{\left( \pi_T^* \right)^{\frac{k_2}{k_2 - 1}}} \right) =$$

$$= \frac{1,33}{1,33 - 1} \cdot 288 \cdot 0,9 \cdot 951,496 \cdot \left( 1 - \frac{1}{\frac{3,8}{1,33}} \right) = 280150 \frac{Дж}{кг}.$$

Розраховуємо температуру за СТ:

$$T_T^* = T_{ТНТ}^* - \frac{L_T}{\frac{k_2}{k_2 - 1} \cdot R_\Gamma \cdot \eta_{СТ}^*} = 951,496 - \frac{280150}{\frac{1,33}{1,33 - 1} \cdot 288 \cdot 0,9} = 683,322 К.$$

Зміну параметрів потоку вздовж ГТУ представлено на рис. 3.2.

Розраховуємо витрати повітря крізь ГТУ:

$$G_n = \frac{N_e}{L_T} = \frac{16000000}{280150} = 53,5428 \frac{кг}{с}.$$

Відповідно до рекомендацій [22] приймаємо механічний ККД СТ

$\eta_{мех}^* = 0,99$  і розраховуємо питому потужність СТ:

$$N_{num} = \eta_{мех}^* \cdot L_T \cdot \frac{1 + g_n}{1000000} = 0,2817 \frac{Дж}{кг}.$$

Розраховуємо питому витрату палива ГТУ:

$$C_e = \frac{3600 \cdot g_n}{N_{num} \cdot 1000} = \frac{3600 \cdot 0,159}{281782 \cdot 1000} = 0,204211.$$

Розраховуємо ефективний ККД ГТУ:

$$\eta_e = \frac{L_T}{g_{num}} = \frac{280150}{774430} = 0,36175 \frac{\text{кДж}}{\text{МВт} \cdot \text{год}}.$$

### Висновки за розділом

1. Проаналізовано основні технічні дані двигуна-прототипу.
2. Виконано термодинамічний розрахунок ГТУ.
3. Доведено, що параметри ГТУ, що розрахована, відповідають сучасним вимогам, а саме: витрата повітря крізь ГТУ складає величину 53,54 кг/с, питома потужність силової турбіни – 0,2817 Дж/кг, питома витрата палива ГТУ – 0,2042 кг/МВт\*год, ефективний ККД ГТУ – 0,36 .

## РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА ПРАЦІ

Охорона праці – це система правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і лікувально-профілактичних заходів та засобів, спрямованих на збереження життя, здоров'я і працездатності людини процесі трудової діяльності.

Важливе місце у нормативно-правовому полі з охорони праці займають міжнародні договори та угоди, до яких Україна приєдналася в установленому порядку. Переважна більшість міжнародних договорів та угод, в яких бере участь Україна і які більшою або меншою мірою стосуються охорони праці такі:

- Конвенції та рекомендації Міжнародної організації праці.
- Директиви Європейського Союзу(ЄС).
- Двосторонні договори та угоди.

Особливо велике значення серед міжнародних договорів, якими регулюються трудові відносини, мають Конвенції Міжнародної організації праці, Міжнародні норми соціальної відповідальності (Стандарт SA 8000 "Соціальна відповідальність" та Міжнародний стандарт ISO 26000 "Настанова по соціальній відповідальності"), Директива ЄС 89/391/ЄЕС від 12 червня 1989 р. «введення заходів, що сприяють покращенню безпеки та гігієни праці працівників». Директиви, що приймаються в рамках Європейського Союзу і є законом для всіх його країн, завжди відповідають конвенціям МОП. З іншого боку, у розробці нових конвенцій, рекомендацій та інших документів МОП враховують передовий досвід країн – членів ЄС.

Контроль та виконання відповідних вимог на підприємстві веде відділ охорони праці. У відділі охорони праці працюють: начальник відділу, старший інженер з охорони праці, інженер з протипожежної безпеки та інженер-еколог.

Служба охорони праці підприємства організує розробку цехами, відділами, дільницями підприємств інструкцій для створення безпечних умов праці, складає та погоджує їх з профспілковими організаціями, здійснює контроль за їх виконанням. [26-30]

Набувають особливої ваги визначення ступеня ризику при аваріях на газопроводах та розроблення заходів зі зменшення ризику і попередження аварій. Галузь використання оцінок та аналізу ризику має широкий діапазон і розглядає питання будівництва соціально-промислових об'єктів, розташованих безпосередньо поблизу газопроводів, розслідування аварій, складання і експертизу декларацій безпеки підприємств.

Декларація безпеки промислового об'єкта – це документ, який відображує характер та масштаб небезпек на промисловому об'єкті, розроблення заходів щодо забезпечення промислової безпеки, аналіз достатності вжитих заходів щодо попередження аварій, забезпечення готовності організацій до експлуатації такого об'єкта відповідно до вимог промислової безпеки і порядок дій у техногенних надзвичайних ситуаціях.

Декларацію промислової небезпеки може розробляти підприємство, що експлуатує небезпечний промисловий об'єкт або сторонні організації, які мають ліцензію на даний вид діяльності.

Відомості про виробничий травматизм та професійні захворювання на УМГ «Черкаситрансгаз» наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

**Дані про травматизм та професійні захворювання**

Показники	Роки				
	2016	2017	2018	2019	2020
Нещасні випадки в тому числі:	13	8	12	6	8
Зі смертельним наслідком	–	–	–	–	–
Непрацездатні дні в році	76	90	76	60	91
ССЧ працівників в транспорті газу	2343	2350	2362	2409	2472

Коефіцієнт частоти травматизму визначається за формулою

$$K_q = \frac{T \cdot 1000}{P}, \quad (4.1)$$

де  $T$  – кількість травм у звітному періоді;

$P$  – середнє число працюючих за звітний період.

Коефіцієнт важкості травматизму знаходимо за формулою

$$K_e = \frac{D}{T_0 - T_1}, \quad (4.2)$$

де  $D$  – загальна кількість днів непрацездатності,

$T_1$  – кількість нещасних випадків з летальними наслідками.

Коефіцієнт непрацездатності визначаємо за формулою

$$K_n = K_c \cdot K_e, \quad (4.3)$$

Результати розрахунку коефіцієнтів травматизму заносимо в табл. 4.2.

Таблиця 4.2

**Результати розрахунку коефіцієнтів травматизму за 2017-2021 роки**

Звітний період, роки	Коефіцієнт частоти травматизму	Коефіцієнт важкості травматизму	Коефіцієнт непрацездатності	Фінансування охорони праці в УМГ “Черкаситрансгаз”, грн.
2016	5,55	6,33	35,13	85060
2017	3,4	11,25	38,25	90500
2018	5,08	6,33	32,16	120780
2019	2,49	12	29,88	275980
2020	3,24	13	42,12	488900

Отже, найбільший коефіцієнт частоти травматизму зареєстрований у 2016 році, а в 2020 році – найвищий коефіцієнт непрацездатності.

#### **4.1. Аналіз потенційних небезпек та шкоди виробничого середовища на працівників згідно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ**

Фактори навколишнього виробничого середовища, що спричиняють несприятливий вплив на здоров'я працівників, називають виробничо-шкідливими. При недостатній увазі виробничі шкідливості можуть стати причиною втрати працездатності. [31-32]

До несприятливих факторів виробничого середовища КС відносяться:

- наявність в повітрі пилу, газу;
- підвищений шум, вібрація;
- електромагнітне опромінення.



Глибина і тяжкість дії шкідливих речовин на людину залежить від їх виду, фізико-хімічних властивостей, агрегатного стану і розчинності, а також шляхів проникнення в організм людини, сфери дії, температури, тиску, концентрації, часу дії, стану здоров'я людини і властивості накопичуватися в організмі.

Основні потенційно небезпечні виробничі фактори, що мають місце при перекачуванні газу КС наведені в табл. 4.3.

Таблиця 4.3

**Основні небезпечні виробничі фактори компресорної станції**

Джерела небезпек	Характеристика потенційно-небезпечних виробничих факторів і їх допустимі значення
Електрообладнання диспетчерської	$I=10$ А, $U=380$ В (10-15 мА – пороговий невідпускний струм)
Робота силового вводу компресора	Обертові частини. Підвищений рівень звукового тиску $L_p > 87$ дБ (А) при нормі $L_p = 80$ дБ (А). Підвищений рівень вібрації $L_v = 112$ дБ при $F = 31,5$ Гц (норма $L_v = 107$ дБ при $F = 31,5$ Гц). Підвищена температура $t > 27^\circ$ С. Шкідливі речовини (газ, масло)
Робота компресора	Обертові частини. Підвищений рівень звукового тиску $L_p > 90$ дБ (А) при нормі $L_p = 80$ дБ (А). Підвищений рівень вібрації $L_v = 110$ дБ при $F = 31,5$ Гц (норма $L_v = 107$ дБ при $F = 31,5$ Гц). Лінії високого тиску $P_p = 7,5$ МПа
Компресорний цех	Повітрязабірна камера. Підвищений рівень звукового тиску $L_p > 87$ дБ (А) при нормі $L_p = 80$ дБ (А). Підвищений рівень вібрації $L_v = 112$ дБ при $F = 31,5$ Гц (норма $L_v = 107$ дБ при $F = 31,5$ Гц). Шкідливі речовини (газ, масло), загазованість
ГТУ	Електрообладнання $I = 10$ А, $U = 380$ В (10-15 мА – пороговий невідпускний струм)
Статична електрика	Грозові розряди
АПО	Загазованість, падіння з висоти, обертові частини
Механічна майстерня	Електрообладнання, шум, травма кінцівок та пошкодження шкіряного покриву, вибухонебезпечність
Хімічна лабораторія	Електрообладнання, вибухонебезпечність

Деякі речовини проникаючи в організм можуть накопичуватися в окремих органах, чим по мірі накопичування посилюють шкідливу біологічну дію на організм людини. В повітря виробничих приміщень КС основна частка шкідливих речовин поступає з газу та продуктів його згоряння.

В більшості випадків отруйні речовини при диханні проникають в кров та разносяться через неї по всьому організму, потрапляючи до життєво-важливих органів.

В табл. 4.4 наведені деякі шкідливі речовини, які використовуються при роботі КС. Гранично допустимі концентрації (ГДК) записані на основі ГОСТ-12105-88 «Загальні санітарно-гігієнічні вимоги до повітря робочої зони».

Таблиця 4.4

**Характеристика шкідливих речовин, що використовуються при роботі КС**

Речовина	ГДК, мг/м <sup>3</sup>		Характер дії	Перша допомога при отруєнні
	В робочій зоні	У зовнішній атмосфері		
Метанол	5	1,0	соматична отрута	Промивання шлунку, дезінфекція розчином марганцівки, пиття 5 %-го розчину соди, молока, чаю, кави
Бензин	100	5	наркотична	Свіже повітря, тепло, 20...30 капель валеріанки
Ацетон	200	0,35	подразнююча	Свіже повітря, міцний солодкий чай, кава
Ацетилен	10	0,1	запаморочення, втрата свідомості	Свіже повітря, промивання водою шкіри
Пропан	300	65	наркотична	Свіже повітря
Бутан	300	20	наркотична	Свіже повітря
Масло турбінне	2	0,23	спричинюють утворення пухлин	Промивання шлунку, дезінфекція слабо фіолетовим розчином марганцівки, пиття 50 % розчину соди, молока, чаю чи кави.
Природний газ	300	50	задушлива	Свіже повітря
Дизельне пальне	300	3	наркотична	Свіже повітря, тепло, 20...30 капель валер'янки

**4.2. Забезпечення нормальних умов праці**

Забезпечення здорових і безпечних умов праці досягається за рахунок раціонального розміщення на ній виробничих та допоміжних будівель, встановлення на виробничому об'єкті приміщень для особистої гігієни, санітарно-побутових приміщень, створення нормальних метеорологічних умов у виробничому приміщенні. При розміщенні побутових об'єктів необхідно зберігати санітарні розриви від установок, що виділяють пил і шкідливі газ.

Побутові приміщення, пункти харчування повинні бути обладнані внутрішнім водопроводом, каналізацією, опаленням і вентиляцією виконаними у відповідності з вимогами СНіП. Робочий одяг у гардеробах повинен зберігатися окремо від вуличного і домашнього в спеціальних шафах.

Душові необхідно розміщувати в приміщеннях приєднаних до гардеробу. Умивальники також розміщують поряд з гардеробами.

Характеристика санітарно-побутових приміщень приведена у табл. 4.5.

Таблиця 4.5

**Характеристика санітарно-побутових приміщень**

Назва приміщення	Назва санітарно-побутових приміщень	Норма площі, м <sup>2</sup> на 1 людину	Кількість працюючих, чол.	Всього площі, м <sup>2</sup>	Факт. площа прим., м <sup>2</sup>	Примітка
Гардеробні	Шафи	1,1	570	627	650	Відпов.
Душові	Сітки	0,2	570	51,3	45	Не відп.
Умивальники	Крани	0,13	570	74,1	70	Не відп.
Приміщення для сушення одягу і взуття	Стелажі, вішалки	0,2	570	114	130	Відпов.
Приміщення для відпочинку	Стільці, столи	0,2	570	114	100	Не відп.
Приміщення для особистої гігієни жінок	Кабінет	1,76	30	2,8	5	Відпов.
Санвузли	Унітаз	0,14	570	79,8	70	
Приміщення для куріння	Лавка	0,02	420	6	10	Відпов.
Їдальня	Стільці, столи	1,01	570	575,7	650	Відпов.
Медичний пункт	Кабінет	0,1	50	5	15	Відпов.

Головними засобами створення нормальних метеорологічних умов у робочій зоні є вентиляція та освітленість робочих місць. Параметри мікроклімату робочої зони в приміщеннях КС регламентуються нормативними документами. Вони залежать від категорії робіт і періоду року.

Температурні умови і відносна вологість у виробничих приміщеннях для теплового та холодного періоду року наведені в табл. 4.6.

Для зменшення загазованості та для досягнення відповідної чистоти повітря на КС «Комарно» передбачається штучна вентиляція, яка є витяжною і припливною вентиляційною системою відповідно, а побутових приміщень за допомогою кондиціонерів.

Характеристика вентиляції приведена в табл. 4.7.

Для захисту працюючих від шкідливих виробничих факторів застосовуються засоби індивідуального захисту (ЗІЗ), які приведені у табл. 4.8.

Таблиця 4.6

**Оптимальні значення метеорологічних умов у робочих зонах виробничих приміщень**

Приміщення	Період року	Температура, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Котельня	Холодний	17-19	Не>75	0,2
	Теплий	20-22	Не>75	0,3
Механічна майстерня	Холодний	19-21	Не>75	0,15
	Теплий	18-19	Не>75	0,35
Хімічна лабораторія	Холодний	18-22	40-60	0,2
	Теплий	22-25	40-60	0,2
Лабораторія АСУ	Холодний	19-23	40-60	0,2
	Теплий	21-26	40-60	0,2
ГШУ	Холодний	17-22	40-60	0,1-0,3
	Теплий	21-23	40-60	0,1-0,3
Майстерня КВПіА	Холодний	18-22	40-60	0,1
	Теплий	22-24	40-60	0,1
Електромайстерня	Холодний	17-20	40-60	0,2
	Теплий	21-23	40-60	0,2
Акумуляторна	Холодний	15-21	40-60	0,3
	Теплий	22-27	40-60	0,3
Цех обслуговування турбін	Холодний	19-25	Не>65	0,2-0,5
	Теплий	25-30	Не>65	0,2-0,5
Цех обслуговування нагнітача	Холодний	19-25	Не>70	0,1-0,3
	Теплий	25-30	Не>70	0,1-0,3
КТП АПО газу	Холодний	19-25	Не>75	0,1-0,3
	Теплий	25-30	Не>75	0,1-0,3

Таблиця 4.7

**Характеристика вентиляції**

Приміщення		Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність повітрообміну
Компресорний цех	Блок двигуна	Витяжна (природна, щілини ежекційного перехідника, механічна)	Ц4-70 №12 Q=23-80 тис.м <sup>3</sup> /год H=240-115 кгс/м <sup>2</sup>	6-7 10-15
	Блок нагнітача	Витяжна (природна, аварійно-механічна)	Ц4-70 №16 Q=23-120 тис.м <sup>3</sup> /год H=370-170 кгс/м <sup>2</sup>	6-7 13-15
	Приміщення	Тип вентиляції	Вентиляційне обладнання	Кратність повітрообміну
ГЦУ		Припливна (природна)	Ц4-70 №2,5 Q=0,45-0,96 тис.м <sup>3</sup> /год H=22-16 кгс/м <sup>2</sup>	3
Майстерня КВПіА		Витяжна (природна)	Ц4-70 №2,5 Q=0,45-0,96 тис.м <sup>3</sup> /год H=22-16 кгс/м <sup>2</sup>	3
Апаратна КВПіА		Припливна (природна)	Ц4-70 №2,5 Q=0,45-0,96 тис.м <sup>3</sup> /год H=22-16 кгс/м <sup>2</sup>	3

## Засоби індивідуального захисту

Шкідливий виробничий фактор	Призначення ЗІЗ	Характеристика ЗІЗ	Професія робітника
Шум	Захист органів слуху	Протишумні вкладиші “Беруші” навушники ВЦННІОН ТУ-6-16-2402-80	Машиніст, слюсар РТО, змінний інженер
Понижена температура	Захист від обмороження шкіри	Теплий спецодяг ГОСТ 12.4.236-2007	Машиніст
Висотні роботи	Захист від падіння	Монтажний пояс ГОСТ 12.4.034-78	Слюсар
Шкідливий виробничий фактор	Призначення ЗІЗ	Характеристика ЗІЗ	Професія робітника
Загазованість	Захист органів дихання	Респіратори типу РПГ-62, РВЛ-1, протигази ГОСТ 12.4.193-99	Слюсар з обслуговування установок, машиніст
Механічні ушкодження	Захист від ушкоджень зору, кінцівок	Захисні окуляри, рукавиці ГОСТ 12.4.003-74	Слюсар, токар
Випадкові удари	Захист голови	Каски, шоломи ГОСТ 39.024-76	Слюсарі
Електричний струм	Захист від струму	Діелектричні печатки ТУ-58-40-632-72 Діелектричні чоботи ТУ-38-108-97-70	Електрик, електро-монтер

За узгодження з представниками профспілкових органів, за рішенням трудового колективу підприємства, працівникам надається спецодяг, спецвзуття та інші засоби індивідуального захисту згідно передбачених нормам.

Для створення нормальних умов зорової роботи, для забезпечення нормальної освітленості виробничих приміщень, використовують штучне освітлення і встановлюються значення мінімальної освітленості відповідно до вимог.

Характеристика освітленості КС «Олександрівка», представлена у табл. 4.9.

Засоби індивідуального захисту повинні створювати оптимальні для організму співвідношення з зовнішнім середовищем і забезпечувати оптимальні умови для трудової діяльності, високу ступінь захисної ефективності і зручність при експлуатації. Вони не повинні бути джерелом шкідливих і небезпечних виробничих факторів.

## Характеристика освітленості КС «Олександрівка»

Назва робочого місця	Тип світильника	Освітленість, Лк			
		Нормована	Комбінована	Аварійна	Евакуаційна
Котельня	ВЗГ-200	30		3	0,5
Механічна майстерня	НСПО-200	150	300	5	0,6
Хімічна лабораторія	НСПО-200	300	1000	5	0,5
Лабораторія АЛСУ	НСПО-200	300	300	5	0,6
Майстерня КВПіА	НСПО-200	150	300	5	0,6
ГШУ	ЛДОР-2	200	300	10	0,5
Електромайстерня	НСПО-200	150	300	5	0,5
Акумуляторна	ВЗГ-200	75	150	3	0,5
Площадка обслуговування турбіни	ВЗГ-200	50	–	5	0,5
Площадка обслуговування нагнітача	ВЗГ-200	50	–	5	0,5
КТП АПО газу	НСПО-200	50	–	5	0,5

4.2.1. Розрахунок штучного освітлення приміщення головного щита управління.

Найбільш розповсюдженим і простим є метод світлового потоку. Метод коефіцієнта використання світлового потоку доцільно застосовувати у разі розрахунку загального рівномірного освітлення горизонтальних поверхонь з урахуванням відбиваних від стін і стелі світлових потоків. [31-32]

У процесі виконання розрахункової частини необхідно:

а) вибрати систему освітлення, джерело світла, тип світильника для робочого приміщення;

б) провести розрахунок загального освітлення робочого приміщення.

Мета розрахунку загального освітлення - визначити кількість світильників необхідних для забезпечення мінімальної нормованої освітленості і потужність освітлювальної установки, необхідних для забезпечення в цеху нормованої освітленості. Нижче розглянуто розрахунок загального освітлення методом коефіцієнта використання світлового потоку.

При розрахунку за вказаною методу необхідний світловий потік однієї лампи визначається за формулою:

$$F_{л} = \frac{kE \cdot S \cdot Z}{n\eta}, \quad (4.4)$$

де  $F_{л}$  – світловий потік, лм;  $E$  – освітленість за нормою, лк;  $S$  – площа підлоги в приміщенні,  $m^2$ ;  $k$  – коефіцієнт запасу;  $Z$  – коефіцієнт нерівномірності освітленості;  $\eta$  – коефіцієнт використання світлового потоку;  $n$  – кількість встановлених ламп.

Кількість встановлених ламп:

$$n = \frac{k \cdot E_{\min} \cdot S \cdot Z}{F_{л}\eta}. \quad (4.5)$$

Розрахунок загального освітлення виконаємо в такій послідовності:

1. Вибрати систему освітлення.
2. Обґрунтувати нормовану освітленість на робочих місцях заданого об'єкта.
3. Вибрати економічне джерело світла.
4. Вибрати раціональний тип лампи.
5. Оцінити коефіцієнт запасу освітленості,  $k$ , і коефіцієнт нерівномірності освітлення,  $Z$ .
6. Оцінити коефіцієнти відображення поверхонь в приміщенні (стелі, стін, підлоги),  $\rho$ .
7. Розрахувати індекс приміщення  $\varphi$ .
8. Знайти коефіцієнт використання світлового потоку  $\eta$ .
9. Розрахувати необхідну кількість ламп  $n$  і світильників  $N$ .

**Вибір системи освітлення.** У даній роботі розглядається тільки робоче загальне освітлення. Пристрій у виробничих приміщеннях тільки місцевого освітлення заборонено.

Вибір системи освітлення залежить, насамперед, від такого найважливішого чинника, як точність виконуваних зорових робіт (найменший розмір об'єкта розрізнення). Вибір системи освітлення проводиться одночасно з вибором нормованої освітленості.

**Вибір нормованої освітленості.** Кількісні та якісні показники штучного освітлення визначають згідно з діючими нормами ДБН В.2.5-28-2006.

За кількісну характеристику освітленості прийнята найменша освітленість робочої поверхні  $E_{\min}$ , яка залежить від розряду зорових робіт, фону і контрасту об'єкта з фоном та системи освітлення.

Розряд зорових робіт визначається мінімальним розміром об'єкта розрізнення, тобто розміром предмета, його частини або дефекту на ньому, які необхідно виявити або розрізнити в процесі виробничої діяльності.

$E_{\min}$  приймаємо як для робіт малої точності V розряд - 200 лк.

**Вибір джерел світла.** Визначальними параметрами при виборі економічного джерела світла є будівельні параметри, архітектурно - планувальне рішення, стан повітряного середовища, питання дизайну та економічні міркування. У приміщеннях висотою до шести метрів рекомендується застосовувати люмінесцентні лампи. Основною перевагою люмінесцентних ламп їх висока світловіддача, до 75 лм/Вт і термін служби до 10000 год., гарна передача кольору, низька температура.

До недоліків таких ламп відносять вищу ціну, наявність фахівців для їх обслуговування, складну пускову апаратуру, іноді шумлять, блимають, при їх утилізації виникають проблеми.

Для даного приміщення ГЩУ вибрані люмінесцентні лампи ЛТБ-40-4 з тепло-білим світлом. Параметри ЛТБ-40-4 по ГОСТ 6825-70:

- світловий потік (номінальний) –  $F_{\text{Лн}} = 2580$  лм;
- світловий потік (розрахунковий) –  $F_{\text{Лр}} = 2450$  лм;
- потужність – 40 Вт;
- напруга – 103 В;
- струм – 0,43 А.

**Коефіцієнт запасу  $k$**  враховує зниження освітленості внаслідок можливого забруднення світильників у процесі їх експлуатації (див. табл. 4.10).

**Коефіцієнт використання світлового потоку  $\eta$**  показує, яка частина світлового потоку світильника припадає на робоче місце. Він є складною функцією світлорозподілення лампи і властивостей приміщення. Коефіцієнт  $\eta$  враховує поглинання світла арматурою світильників, стелі та стінами.



Таблиця 4.10

**Коефіцієнт запасу**

Характеристика об'єкта	Коефіцієнт запасу k		Строки чистки світильників (не рідше)
	люмінесцентні лампи	лампи розжарювання	
Приміщення з великим виділенням пилу, диму та копоти	2	1,7	4 рази на місяць
Приміщення зі середнім виділенням пилу, диму та копоти	1,8	1,5	3 рази на місяць
Приміщення з малим виділенням пилу, диму та копоти	1,5	1,3	2 рази на місяць
Відкриті простори	1,5	1,3	3 рази на місяць

Таблиця 4.11

**Значення коефіцієнта  $\eta$  використання світлового потоку для світильників з люмінесцентними лампами, %**

$\varphi$	$r_n$ (стелі), % – 70 $r_c$ (стін), % – 50 $r_p$ (підлоги), % – 30	- 50	- 30
0,5	28	21	18
1,0	49	40	36
3,0	73	61	58
5,0	80	67	65

Щоб знайти коефіцієнт  $\eta$ , необхідно передчасно знайти показник приміщення  $\varphi$  та визначити коефіцієнти відбиття поверхонь приміщення  $r$ .

Для прямокутних приміщень його визначають за формулою

$$\varphi = \frac{a \cdot b}{H_c(a+b)}, \quad (4.6)$$

де  $a, b$  – ширина та довжина приміщення;

$H_c$  – висота підвішування світильника, м.

Коефіцієнт використання світлового потоку визначаємо із (табл. 4.11) за індексом приміщення.

**Коефіцієнт нерівності освітленості  $Z$**  визначають як

$$Z = E_{\text{сеп}}/E_{\text{min}}, \quad (4.7)$$

де  $E_{\text{сеп}}$  – середня освітленість поверхні, лк;  $E_{\text{min}}$  – мінімальна освітленість, лк.

Для добре спроектованого приміщення коефіцієнт  $Z$  для люмінесцентних ламп беремо - 1,1.

Коефіцієнт нерівномірності освітлення  $Z$  залежить від типу світильника, від відстані між світильником  $\ell$  та висоти їх підвішування  $H_c$ . Значення коефіцієнта нерівномірності освітленості наведено в табл. 4.12.

Таблиця 4.12

**Значення коефіцієнта нерівномірності освітленості  $Z$**

Тип світильника	Коефіцієнт $Z$ при $\ell : H_c$						
	0,8	1,0	1,2	1,4	1,5	1,75	2
«Універсаль» з матовим затемненням	0,650	0,770	0,938	0,975	0,915	0,912	0,845
ППД	0,630	0,740	0,896	0,950	0,977	0,865	0,828
ЛДОР	0,545	0,660	0,785	0,915	0,867	0,734	0,595
Глибоковипромінювач емальований	0,657	0,775	0,907	0,983	0,990	0,907	0,830

Розрахунок штучного освітлення необхідно починати з визначення висоти підвісу світильника та їх кількості.

Висоту підвісу знаходять за формулою:

$$H_c = H - (h_p + h_{\text{п}}), \quad (4.8)$$

де  $H$  – висота приміщення, м;  $h_p$  – висота від підлоги до освітлювальної поверхні, м;  $h_{\text{п}}$  – висота від стелі до світильника, м.

**Вибір світильників.** Вибір світильників загального освітлення проводиться на основі врахування світлотехнічних, економічних вимог, умов повітряного середовища. Існує класифікація світильників з світлорозподілом: прямого, переважно прямого, розсіяного, переважно відбитого і відбитого світла. Крім цього існують світильники з різними кривими сили світла: концентрованою, глибокою, косинусною, підлозі широкою, широкою, рівномірною і синусною.

Згідно ГОСТ 14254–69 світильники класифікують за ступенем захисту від пилу, води і вибуху.

Для нашого приміщення пропонується застосувати підвісний дифузний світильник для виробничих приміщень з перфорацією і решіткою групи 4, тип ЛДОР–2 (на дві лампи).

## Розрахунок

Площа приміщення ГЩУ:  $7 \cdot 14 = 98 \text{ м}^2$ . Висота приміщення 4,5 м.  
Розрахувати штучне освітлення для цього приміщення.

Для приміщення ГЩУ застосовують світильники типу ЛДОР з двома люмінесцентними лампами ЛТБ-40-4, знайдемо кількість ламп за формулою:

$$n = \frac{k \cdot E_{\min} \cdot S \cdot Z}{F_{\text{л}} \eta}$$

Числові значення величин, що входять до формули, виберемо з таблиць.  
Для приміщення зі малим виділенням пилу (табл. 4.10) при застосуванні люмінесцентних ламп коефіцієнт запасу дорівнює 1,1.

Мінімальна норма освітленості  $E_{\min} = 200 \text{ лк}$  (таблиця 4.9).

Коефіцієнт нерівномірності освітлення  $Z$  знайдемо в табл. 4.12. Для цього визначимо висоту підвішування світильника  $H_c$ , виходячи з того, що світильники підвішені на стелі:

$$H_c = H - (h_p + h_{\text{п}}) = 4,5 - (1 + 0) = 3,5.$$

Далі обчислюємо відношення

$$\frac{\ell}{H_c} = \frac{4}{3,5} = 1,14.$$

З табл. 4.12 для світильника типу ЛДОР  $Z=0,785$ . Коефіцієнт використання світлового потоку  $\eta$  знайдемо, підрахувавши показник приміщення

$$\varphi = \frac{a \cdot b}{H_c(a + b)} = \frac{714}{3,5(7 + 14)} = 1,33.$$

За мінімальним коефіцієнтом відбиття світлового потоку від стін  $\eta = 0,53$ .

Підставимо отримані значення до формули:

$$n = \frac{1,3 \cdot 200 \cdot 98 \cdot 1,1}{2450 \cdot 0,53} = 22 \text{ лампи.}$$

Кількість світильників у приміщенні ГЩУ  $N = \frac{22}{2} = 11$ .

Світильники слід розташувати рівномірно у два ряди по 6 та 5 шт.

#### 4.2.2. Розрахунок шумових характеристик компресорного цеху.

Для виявлення джерел шуму КС, що створюють шумовий режим у зоні житлової забудови, гучне устаткування КС можна поділити на дві категорії: устаткування, що випромінює шум у приміщенні і устаткування, що випромінює шум у атмосферу.

До першої групи устаткування належать відцентрові нагнітачі, газові турбіни, камери згоряння, насоси. Звукова енергія цих агрегатів частково поглинається усередині приміщень і через огорожувальні конструкції випромінюється на навколишню територію. [31-32]

Другу групу складають агрегати і вузли, що випромінюють шум безпосередньо в атмосферу або через повітропроводи, що обгороджують конструкції з невеликою звукоізоляцією, через стінки трубопроводів: всмоктування осьового компресора, вихлоп турбіни, технологічна обв'язка трубопроводів, вентилятори, градирні.

Проведені оцінки внеску шуму кожного джерела КС до загального рівня шуму на території житлової забудови показали, що джерела першої групи можна не брати до уваги.

На території КС випромінюються: шум повітрязабірної камери, шум шахти вихлопу і шум технологічної обв'язки трубопроводів.

Через те, що технологічна обв'язка розташована біля поверхні землі, випромінюваний нею шум прослуховується на відстані усього 25...30 м від трубопроводів, а далі значно знижується через поглинання поверхнею землі, деревами й екранування будинками і спорудами КС.

Шум запобіжно-запірних клапанів (ЗЗК) характеризується більшою потужністю випромінювання, ніж шум шахти вихлопу, тому він домінує на території КС. Однак при віддаленні від станції роль шуму вихлопу зростає, тому що шум процесу всмоктування, випромінюваний в області високих частот, швидко поглинається повітрям.

Таким чином, на території прилеглої забудови домінуючим стає шум вихлопу.

Джерела шуму, закриті від зони житлової забудови сусідніми будинками, можна виключити з розгляду. На поширення шуму на місцевості впливають кількість агрегатів, рівні звукової потужності ЗЗК, шахти вихлопу, висота розташування над землею ЗЗК і шахти вихлопу.

До зростання рівнів шуму на території житлової забудови призводить збільшення кількості агрегатів, збільшення звукової потужності агрегатів, а також високе розташування шахти вихлопу над землею. Висока ефективність засобів шумоглушіння призводить до зниження шуму на території житлової забудови.

Таблиця 4.13

**Домінуючі джерела шуму у зоні житлової забудови**

Привід агрегатів	Джерела шуму	Характер шуму	Звукова потужність, дБ
ГТУ	Шахти вихлопу	Постійний тональний, середньочастотний	100–120
АГТУ	Те ж	Те ж	100–120
ГМК	Те ж	Низькочастотний, переривчастий	90–100

Для зменшення рівня шуму у вихлопні шахти встановлюють шумоглушники-утилізатори (ШУТ), які забезпечують зниження шуму вихлопу агрегата з одночасною утилізацією теплоти їхніх вихлопних газів для підігріву води, повітря та інших теплоносіїв у системах тепlopостачання КС.

Він складається з уніфікованих теплообмінних модулів, кількість яких визначається параметрами ГТУ, дифузора і опорної конструкції, для встановлення у вихлопному тракті агрегату.

Для зниження шуму вихлопу між модулями встановлені касети шумоглушіння, а між зовнішніми і внутрішніми стінками дифузора встановлені звуковбирні мати із супертонкого базальтового волокна. Внутрішні стінки дифузора виконані з металевого перфорованого листа.

Очікувана акустична ефективність визначається розрахунком. Були прийняті такі допущення:

– вторинне шумоутворення не враховується, оскільки швидкість газів в утилізаторі не перевищує 15 м/с;

– спірально-стрічкове оребрення труб поверхні нагрівання умовно замінюють кільцевим;

– зниження рівня звукового тиску (РЗТ) у дифузорі не враховується, %;

– зниження РЗТ за рахунок облицювання стін газопроводу не враховується, тому що поперечні розміри (3400x4090 мм) значно перевищують поздовжній розмір (600 мм).

Загальні зниження РЗТ в утилізаторі

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3, \text{ дБ} \quad (4.9)$$

де  $\Delta L_1$  – зниження РЗТ через поглинання шуму металевими поверхнями оребрення та труб;  $\Delta L_2$  – зниження РЗТ через раптові зміни поперечного перерізу між рядами труб;  $\Delta L_3$  – зниження РЗТ через відбиття звуку від відкритого кінця газоходу.

Розрахунок проводимо за формулою

$$\Delta L_1 = \frac{\alpha_K \Pi}{F_K} \cdot l, \text{ дБ} \quad (4.10)$$

де  $\alpha_K$  – коефіцієнт звукопоглинання (для металу  $\alpha_K = 0,01$ );

$\Pi$  – периметр каналу;

$F_K$  – площа поперечного перерізу каналу;

$l$  – довжина каналу.

У результаті розрахунку  $\Delta L_1 = 1,62$  дБ.

У відповідності зі СНіП 11-12-77, для каналу з поперечним перерізом менш ніж 50 мм розрахунок проводиться за формулою

$$\Delta L_2 = 10 \lg \frac{(m_n + l)}{4m_n}, \text{ дБ} \quad (4.11)$$

де  $m_n$  – відношення площ поперечного перерізу каналу до зміни перетину і після нього;

При звуженні перетину  $m_n = 2$ , при розширенні  $m_n = 0,5$ . Сумарне зниження РЗТ в утилізаторі через зміни перетину між рядами труб  $\Delta L_2 = 6$  дБ.

Для газоходу розміром 3300x3800 мм  $\Delta L_3 = 0$ .

Тоді загальне зниження РЗТ в теплоутилізаторі  $\Delta L = 1,62 + 6 + 0 = 7,62$  дБ

Таким чином, розрахункова акустична ефективність утилізатора приблизно дорівнює 8 дБ.

## Розрахунок

Рівень звукового тиску в знаходимо за формулою

$$L = Lp_{\text{сум}} - \Delta Lp - 20 \cdot \lg r, \quad (4.12)$$

де  $Lp_{\text{сум}}$  – сумарна звукова потужність, при 63 Гц рівна 110 дБ (1 агрегат);

$\Delta Lp = 8$  дБ – зниження рівня звукового тиску теплоутилізаторами;

$r = 50, 150 \dots 1550$  – відстань від джерела шуму до розрахункової точки.

Для зручності розрахунок проведемо в пакеті MathCad. Результати розрахунку представлено на рис. 4.1.

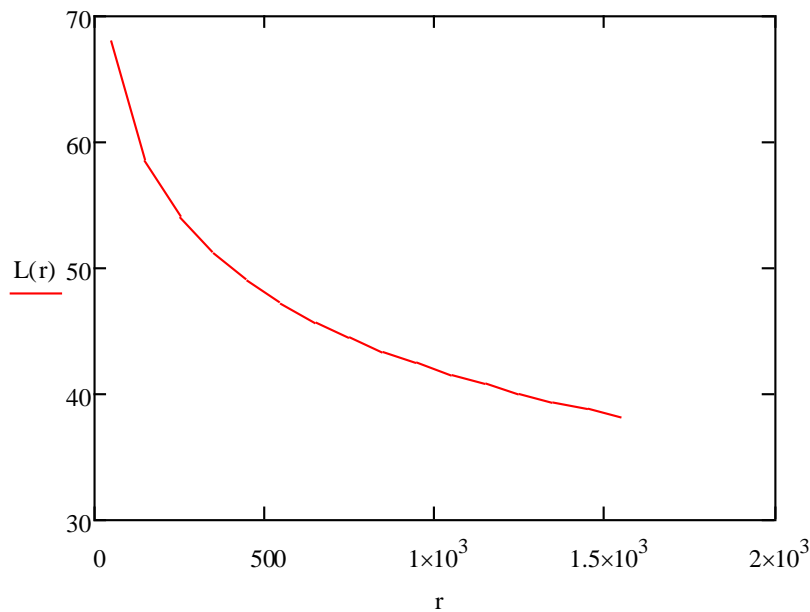


Рисунок 4.1 – Залежність рівня звукового тиску від відстані до джерела шуму

З отриманих результатів зробимо висновок, що оптимальна віддаленість житлової зони від КС становить 1300 м. Саме на такій віддалі рівень звукового тиску менший за норму (40 дБ).

### 4.3. Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання

Для організації захисту обслуговуючого персоналу від небезпечних виробничих факторів використовують засоби технічного захисту. Дані засоби захисту повинні створювати нормальні умови для протікання виробничого процесу та не перешкоджати працюючим проводити обслуговування як основного так і допоміжного обладнання.

Технічні засоби захисту від виявлених потенційних небезпек приведені в табл. 4.14.

Таблиця 4.14

**Технічні засоби захисту від виявлених потенційно небезпечних виробничих факторів**

Небезпечний фактор виробничого середовища	Виробничий захисний пристрій	Технічна характеристика пристрою або захисту	Місце встановлення
Падіння з висоти	Інвентарне огороження	ГОСТ 12.4.059-78	АПО
Шум	Стіни із звукоізоляційних матеріалів	ГОСТ 23499-79	
Вібрація	Віброізолювальні опори, одношарове тверде покриття	Матеріали на основі полівінілхлориду нейтрального каучуку ТУ 46-50-5091-71	Зал №1 Зал №2
Небезпека від рухомих частин	Захисні ковпаки, накидні кришки	ГОСТ 18512-73	Муфти, фланці, редуктори
Небезпека електротравматизму	Заземлення, занулення	Згідно ПУЕ-7 ГОСТ 105-74	ГТУ Операторна
Статична електрика	Грозозахист, обладнання, будівель та споруд	СТАНДАРТ ОРГАНІЗАЦІЇ УКРАЇНИ Комплекси технічних засобів. Заземлювальні системи і системи зрівнювання потенціалів	Стержневі громовідводи

#### 4.4. Пожежна безпека

Велика увага на території КС приділяється заходам пожежної профілактики, глибокому аналізу причин виникнення пожеж.

Пожежна безпека об'єкта може бути забезпечена тільки з врахуванням і використанням деяких властивостей газів, які визначають умови виникнення, розвитку і припинення горіння. [31]

Пожежонебезпечні властивості деяких речовин, які використовуються на КС приведені у табл. 4.15.

Виробництва за ступенем пожежної безпеки поділяються на категорії А, Б, В, Г, Д.



**Пожежонебезпечні властивості газів**

Назва речовин	Температура, °С		Межа спалахування, %		Засоби пожежогасіння
	Спалаху	Самозаймання	Концентрований об'єм, %	Температура загоряння, °С	
Природний газ	–	537	5–15	–	піна
Ацетон	– (18)	465	2,6–12,2	– (20) .. 6	піна, вуглекислота
Масло МС-8п	184	2000	–	182	пісок, піна
Бензин	– (36)	255	1,1–5,4	– (36)...7	піна, вуглекислота
Метанол	7	600	6–35,4	7–40	піна, вуглекислота
Бутан	–	405	1,9–8,4	-	піна
Пропан	–	466	2,0–9,6	-	піна

Категорія "А" – виробництва, пов'язані з використанням рідин з температурою спалаху парів 28°С і нижче, а також горючих газів, нижча межа вибуховості яких 10% і менше.

Категорія "Б" – виробництва пов'язані з застосуванням рідин з температурою спалаху від 28°С до 120°С і горючих газів з нижньою межею вибуховості <10%.

Категорія "В" – виробництва, пов'язані з обробкою або застосуванням твердих матеріалів, що згорають або рідин з температурою спалаху більше 120°С.

Категорія "Г" – виробництва, пов'язані з спалюванням твердого, рідкого і газового палива, що супроводжуються виділенням променевого тепла.

Класифікація виробничих приміщень по вибухо- та пожежонебезпеці і експлуатації обладнання приведені у табл. 4.16.

Комплекс заходів по пожежному захисту включає використання первинних засобів пожежогасіння для виробничих будівель та споруд, обладнанню та допоміжних споруд.

Первинні засоби пожежогасіння приведені у табл. 4.17.

Таблиця 4.16

**Класифікація виробничих приміщень**

Назва приміщення	Категорія виробництва та приміщення з пожежної безпеки	Клас приміщення з вибухо-небезпеки	Клас приміщення з пожежо-небезпеки	Група вибухо-небезпечної суміші
Блок двигуна	A	B-1A	П-I	T1
Блок нагнітача	A	B-1A	П-I	T1
Маслоблок	B	B-1B	П-III	T3
Установка очистки	A	B1-A	П-I	T4
Мехмайстерня	B	-	П-III	T4

Таблиця 4.17

**Первинні засоби пожежогасіння**

Споруда, приміщення, установка	Захищена площа, м <sup>2</sup>	Первинні засоби пожежогасіння						
		Вуглекислий вогнегасник	Пінний, хімічний, повітряно-пінний вогнегасник	Хлодновий вогнегасник	Порошковий вогнегасник	Ящик з піском 0,5м <sup>3</sup>	Войлок, кішма	Бочка, відро для води
Механ. майстерня	80	ОУ-25 2 шт.	–	–	ОП-50 1 шт.	1 шт.	1 шт.	1 шт.
Блок двигунів, блок нагнітачів	140	ОУ-25 2 шт. ОУ-80 1 шт.	–	–	–	2 шт.	2 шт.	2 шт.
Маслоблок	20	ОУ-5	ОВП-10 1шт.	–	–	1 шт .	–	–
Адмін. приміщення	400	ОУ-5	ОВП-5 8шт.	–	–	–	–	–

Водопостачання КС здійснюється з допомогою АНГУ–70 призначеної для подачі хлорованої води. Очистка господарсько-побутових стоків промплощадок здійснюється на очисних спорудах біологічної дії.

Артезіанські свердловини мають індивідуальні охоронні зони.

Працюють в автоматичному режимі і забезпечують необхідну потребу води.

Характеристика водопостачання і водовідведення приведені в табл. 4.18.

**Характеристика водопостачання та водовідведення**

Виробництво	Система водопостачання	Середньорічна витрата води, м <sup>3</sup>			Кількість скидної води, м <sup>3</sup>			Найменування і вміст забруднюючих компонентів
		Оборотна	Свіжа	Всього	Промислова	Побутова	Всього	мг/л при рН = 7,5
КС	Артезіанські свердловини	2000	16300	18300	15630	2670	18300	Зважені речовини 300 Твердий осад 500 Нафтопродукти 100 БПК5 350

## 4.4.1. Заходи, спрямовані на попередження пожежі.

Устаткування КС, як правило, розміщується в вогнестійких будівлях. Для попередження розповсюдження пожежі з одного будинку на інший, а також для можливого під'їзду пожежних машин необхідно передбачати під'їзні шляхи з твердим обґрунтуванням і влаштовувати протипожежні розриви. При цьому звертають особливу увагу на правильне розміщення обладнання з точки зору запобігання пожежі або вибуху при експлуатації.

Кожне виробниче приміщення, де є горючі речовини і паливо, повинно мати пристрій протипожежного призначення. До таких пристроїв відносяться протипожежні перешкоди, пристрій захисних зон, обвалувань і водяних завіс.

Для ліквідації пожеж необхідно передбачати системи автоматичного пожежогасіння та сигнальні пристрої. При пожежі необхідно в найкоротший час евакуювати з приміщень людей. У кожному цеху на випадок виникнення пожежі забезпечують евакуацію людей. Цей час визначається відстанню від робочого місця до вихідних дверей.

Виходи вважаються евакуаційними, якщо вони ведуть із приміщення зовні або в інше безпечне приміщення, на сходові клітки та ін. У кожному приміщенні має бути не менше двох евакуаційних виходів на відстані 30...100 м від робочого місця.

Основними профілактичними заходами, що спрямовані на попередження пожеж, є суворе дотримання правил зберігання та поводження з горючими і мастильними матеріалами.

Не дозволяється зберігання горючих матеріалів у відкритій тарі у виробничих приміщеннях, на сходових клітках і вільних майданчиках.

До масляної системи пред'являються особливі вимоги пожежної безпеки. Для забезпечення міцності мастилопроводи зварюють тільки дипломовані зварювальники дугового зварюванням, а не газового. Якість зварних швів ретельно контролюється просвічуванням гамма-променями. Масляну систему та баки очищають від шламу і забруднень паром під тиском 4...6 кгс /см<sup>2</sup>.

Масляні баки дозволяється ремонтувати тільки після їх очищення. При цьому повинні дотримуватися правила техніки безпеки при роботі в резервуарах.

Заборонена промивка масляних баків рідинами, що легко спалахують. Після закінчення ремонтних зварювальних робіт мастилопроводи відчують підвищеним тиском, рівним 1,25 від робочого, але не менше 18...20 кгс / см<sup>2</sup>.

Обслуговуючий персонал зобов'язаний вести постійний нагляд за справністю та технічним станом обладнання, вмістом у чистоті всього приміщення, наявністю вільних проходів. Велике значення має система планово-попереджувального ремонту, що забезпечує ряд організаційних та технічних заходів щодо догляду, нагляду, обслуговування та ремонту обладнання, будівель і споруд. Обслуговуючий персонал повинен вміти проводити профілактичну роботу, спрямовану на попередження пожеж, підтримання санітарно-гігієнічних умов праці та регулярно проводити інструктажі з охорони праці.

#### **4.5. Інструкція оператора магістральних газопроводів 4-го розряду**

Посада "Оператор магістральних газопроводів 4-го розряду" відноситься до категорії "Робітники".

Кваліфікаційні вимоги – повна загальна середня освіта. Професійно-технічна освіта. Стаж роботи за спорідненою професією 3 розряду не менше 1 року. Повинен мати допуск III групи з електробезпеки.

Оператор магістральних газопроводів 4-го розряду знає та застосовує у діяльності:

– трасу магістрального газопроводу, який обслуговується, та розташування об'єктів і споруд на трасі;

– будову і порядок експлуатації КС і ГРС, основні поняття технологічного процесу транспортування газу;

– способи визначення і усунення несправностей в роботі газопроводів;

– інструкцію з охорони праці по професії та видах робіт;

– правила відгородження місць аварій на газопроводі.

Оператор магістральних газопроводів 4-го розряду призначається на посаду та звільняється з посади наказом по організації.

Оператор магістральних газопроводів 4-го розряду керує роботою .

Оператор магістральних газопроводів 4-го розряду під час відсутності, заміщається особою, призначеною в установленому порядку, яка набуває відповідних прав і несе відповідальність за належне виконання покладених на нього обов'язків.

#### 4.5.1. Характеристика робіт, завдання та посадові обов'язки.

Здійснює контроль за надійною та економічною роботою газопроводів, компресорних станцій, газорозподільчих станцій в межах свого району.

Здійснює ведення добових відомостей, відомостей з обходу траси газопроводів лінійними обхідниками, відомостей про роботу установок електричного захисту.

З'ясовує причини і терміни змін режимів роботи газопроводів, КС і ГРС.

Веде переговори з операторами ГРС і лінійними обхідниками.

Приймає оперативні дані про роботу газопроводів ГРС і КРП та передає розпорядження чергового диспетчера.

Знає, розуміє і застосовує діючі нормативні документи, що стосуються його діяльності.

Знає і виконує вимоги нормативних актів про охорону праці та навколишнього середовища, дотримується норм, методів і прийомів безпечного виконання робіт.

## Висновки за розділом

1. Розглянуто принципи охорони праці в галузі транспорту і зберігання природного газу. Приведено відомості про виробничий травматизм та визначено коефіцієнти травматизму за допомогою відповідних розрахунків.

Найбільший коефіцієнт частоти травматизму зареєстрований у 2016 році, а в 2020 році – найвищий коефіцієнт непрацездатності.

2. Проведено аналіз потенційних небезпек та шкоди виробничого середовища, дана характеристика шкідливих речовин, що використовуються при роботі КС.

3. Розглянуті характеристики, завдяки яким досягається забезпечення здорових і безпечних умов праці на КС «Олександрівка», а саме: характеристика санітарно-побутових приміщень; значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень; характеристика вентиляції; характеристика освітленості; засоби індивідуального захисту.

4. Виконано розрахунок штучного освітлення приміщення головного щита управління за методом світлового потоку. За результатами розрахунку визначено кількість світильників ЛДОРх2 – 11 шт.

5. Виконано розрахунок шумових характеристик компресорного цеху. Приведено основні джерела шуму компресорної станції. За результатами розрахунку оптимальна віддаленість житлової зони від КС становить 1300 м, де рівень звукового тиску менший за норму (40 дБ). Побудовано графік залежності рівня звукового тиску від відстані до джерела шуму.

6. Приведено технічні засоби захисту від виявлених потенційно небезпечних виробничих факторів, для забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання КС.

7. Проаналізовано и запропоновано заходи щодо пожежної безпеки з урахуванням і використанням деяких властивостей газів, які визначають умови виникнення, розвитку і припинення горіння. Показана класифікація робочих приміщень на категорії А, Б, В, Г, Д за ступенем пожежної безпеки. Розглянуто засоби пожежогасіння.

8. Приведена інструкція оператора МГ 4-го розряду.

## **РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА**

Охорона навколишнього середовища – це сукупність науково-обґрунтованих конструктивних, технологічних, соціально-екологічних та правових рішень та заходів, спрямованих на зменшення негативного впливу на навколишнє середовище, відновлення та раціональне використання природних ресурсів у процесі споруди та подальшої експлуатації об'єктів трубопровідного транспорту. [32]

Виробничий процес на об'єктах виробничого управління потребує проведення спеціальних природоохоронних заходів, так як в час експлуатації утворюються тверді та рідкі відходи, які забруднюють навколишнє середовище.

В атмосферу викидається величезна кількість забруднювачів, зокрема викиди азоту та вуглецю, а під час роботи ГПА утворюються значні об'єми господарсько-побутових стоків.

В екологічному відношенні підприємство має ряд особливостей:

- від спалювання природного газу в атмосфері викидаються продукти згоряння;
- при продувках свердловин є викиди природного газу;
- в час відбору газу у родовищ виносяться пластові води;
- при підготовці газу для споживачів на установках осушки газу можливе насичення пластових вод діетиленгліколем та конденсатами;
- в нейтральний період утворюються виробничі стоки від промивок технологічного обладнання;
- при проведенні капітальних ремонтів свердловин, перевезені хімічних реагентів, можливе забруднення верхнього шару землі.

### **5.1. Вплив роботи компресорних станцій на атмосферне повітря**

Відповідно з технологічними процесами, які здійснюються на КС, основними шкідливими речовинами, які надходять в атмосферу при експлуатації, є природний газ і продукти його згоряння (оксиди азоту, оксид вуглецю).

Викиди природного газу в атмосферу на компресорній станції за їх дії в часі відносяться до організованих залпових, але не тривалих викидів. Основними джерелами викидів є свічки.

Постійні викиди природного газу на об'єктах газопроводу виключені. Організовані викиди природного газу в атмосферу у відповідності зі штатними технологічними процесами виникають при:

- зупинці газоперекачувальних агрегатів (підбурювання газу з контуру нагнітача);
- обслуговування установки очищення;
- підбурювання газу з усіх технологічних комунікацій цеху для проведення обслуговування або в екстраординарної ситуації. [33]

Непередбачені ситуації, при яких сполучаються в часі операції з викидами природного газу, такі як:

- аварійна (вимушену) зупинка всіх агрегатів цеху одночасно (наприклад, при зникненні зовнішнього джерела електропостачання та відмови включення резервного джерела);
- аварійна зупинка компресорного цеху (із зупинкою всіх агрегатів і стравлювання газу з технологічних комунікацій) у разі пожежі, стихійного лиха.

Всі планові операції при яких здійснюються залпові викиди природного газу, одночасно не виробляються. Обсяг і час дії залпового викиду з кожного джерела однаковий як в планових, так і позапланових ситуаціях і становить десятки секунд.

Аварійні зупинки всього цеху (із зупинкою всіх агрегатів, а також зі стравлюванням газу з технологічних комунікацій) відносять до подій з малою ймовірністю реалізації.

Джерела викидів забруднюючих речовин ділять на організовані та неорганізовані.

Неорганізовані джерела: вихлопні труби автомобільного транспорту, витоку газу через сальникові ущільнення і фланцеві з'єднання газопроводів та іншого обладнання.

Під час експлуатації компресорної станції основними викидами є:



– продукти згорання (оксиди азоту, оксиди вуглецю, природний газ) через вихлопні труби газоперекачувальних агрегатів - викиди постійної дії;

– продукти згорання (оксиди азоту, оксиди вуглецю) через димові труби котелень і вогневих нагрівальних установок - викиди періодичної дії;

– природний газ у технологічних установках (пуск і зупинка ГПА, продування і підбурювання газу з апаратів і комунікацій) – технологічно залпові викиди.

В табл. 5.1 приведені основні джерела забруднення атмосферного повітря.

Таблиця 5.1

### Характеристика викидів в атмосферу на КС «Олександрівка»

Джерело викиду	Шкідлива речовина	ГДК, мг/м <sup>3</sup>	Характеристика викиду		Об'єм газоповітряної суміші на виході із джерела, м <sup>3</sup> /с	Концентрація шкідливих речовин мг/м <sup>3</sup>
			Висота, м	Діаметр, м		
ГТУ	NO <sub>x</sub>	0,8	10	1.5	25,76	46
	NO <sub>2</sub>	0,085				75
	CO	5				105
Пиловлловлювач	Газ		10	0,05	0,78	200
Заточні станки	Пилообразив	0,04				150

Найбільш небезпечними викидами КС є оксиди азоту. Вміст оксидів азоту визначає токсичність продуктів згорання природного газу на 90...95%.

Крім того, оксиди азоту під впливом ультрафіолетового випромінювання активно беруть участь у фотохімічних реакціях в атмосфері з утворенням інших шкідливих газів.

Джерелом утворення оксидів азоту служить азот повітря і палива. В атмосферному повітрі міститься 78,1% азоту за обсягом.

Останнім часом серйозну увагу привернула проблема вивчення канцерогенних речовин, що утворюються при неповному згорянні палива.

За своєю поширеністю і інтенсивності впливу з багатьох хімічних речовин цього типу найбільше значення мають поліциклічні ароматичні вуглеводні (ПАВ) і найбільш активний з них – бензапірен.

Максимальна кількість бензапірену утворюється при температурі 700...800°C в умовах нестачі повітря для повного згорання палива.

### 5.1.1. Заходи, спрямовані на зменшення викидів NOx.

При виборі нових газотурбінних двигунів велика увага була звернена на їх екологічні показники. Так на новому ГТУ реалізована низькоемісійна кільцева камера згоряння. Під час роботи над даною камерою були реалізовані представлені способи зниження виходу NOx.

Тримірна компоновка блоку камери згоряння ГТУ зображена на рис. 5.1.

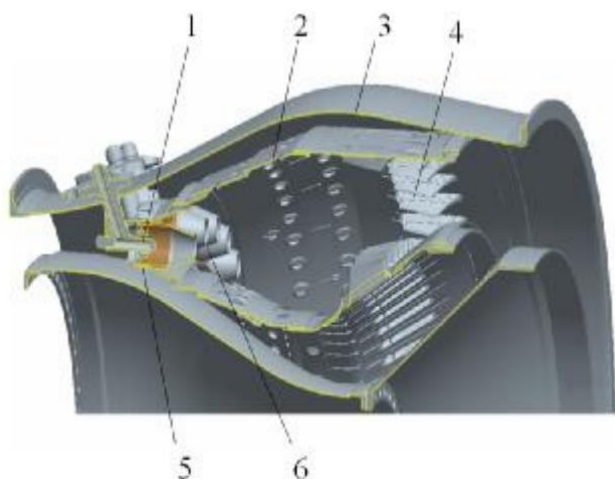


Рис. 5.1. Тримірна компоновка блоку камери згоряння ГТУ

Камера складається з корпусу 3, жарової труби 2, патрубків змішувачів 4, газового колектора для подачі газу до форсунок 1. Фронтний пристрій 5 містить 32 пальника часткового змішування 6. У конструкції камери згоряння у фронтному пристрої були встановлені конфузорні пальники часткового змішування, замість серійних дифузорних пальників.

Пальники часткового змішування забезпечують більш інтенсивне вигорання палива, що дозволило вкоротити жарову трубу на 38,5%, а отже, зменшити час перебування продуктів згоряння, з 11 до 7 мс і за рахунок цього знизити викиди NOx.

Жарова труба – кільцева, малої довжини, багатосекційна з конвективно-плівковим охолодженням. В зону горіння низькоемісійної камери згоряння, було підведено більшу кількість повітря в порівнянні з серійною камерою згоряння, що здійснено за рахунок зменшення прохідних перетинів патрубків змішувачів в зоні змішування і організації додаткового ряду отворів в зоні горіння.

Додаткова маса повітря сприяла зниженню рівня температур в зоні горіння, що вплинуло на зниження виходу NOx, так як більша частина NOx формується в зоні високих температур.

Отже, зниження температури в зоні горіння, так само як і зменшення часу перебування продуктів згорання призвело до придушення утворення оксидів азоту.

### 5.1.2. Зменшення викидів вуглекислого газу в атмосферу.

З розвитком індустрії і техніки усталений баланс порушився через спалювання біомаси. В результаті спалювання природних палив на землі тепер виникає щорічний приріст на 15 млрд т CO понад збалансованого кругообігу, що сприяє утворенню так званого парникового ефекту.

Зменшити викиди CO значно складніше, ніж викиди інших шкідливих речовин. Очищення відхідних газів КС від вуглекислого газу апаратними засобами (наприклад за допомогою абсорбційної або мембранної технології) на сьогоднішній день виключно дорога, недоцільна і не знаходить застосування.

Враховуючи необхідність вирішення даної проблеми, в індустріально розвинених країнах ведуться роботи і в цьому напрямку.

Реальне зменшення викидів вуглекислого газу від КС дають:

- 1) застосування сучасних ГТУ з модернізованими камерами згорання;
- 2) енергозбереження;
- 3) реалізація технічних рішень, що підвищують ККД КС.

Концентрації CO та NOx при максимальному режимі роботи зменшуються на 21% та 22% відповідно.

### 5.1.3. Розрахунок викидів оксиду вуглецю.

Вихід оксиду вуглецю при спалюванні палива (в кг/тис м<sup>3</sup>) визначається за формулою:

$$C_{CO} = \frac{q_3 \cdot R \cdot Q_H^P}{1013} = \frac{1 \cdot 0,5 \cdot 4050}{1013} = 1,999;$$

де  $q_3$  – втрати теплоти від хімічної неповноти згорання палива, %;

$R$  – коефіцієнт, що враховує частку втрати теплоти внаслідок хімічної неповноти згорання палива, обумовлену змістом в продуктах неповного згорання оксиду вуглецю.

Для твердого палива  $R=10$ ; для газу  $R=5$ ; для мазуту  $R=0,65$ .

Кількість оксиду вуглецю, яка викидається з димовими газами при роботі двох ГТУ, визначається за формулою, г/с:

$$M_{\text{CO}} = 0,001 \cdot C_{\text{CO}} \cdot B \cdot \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) = 0,001 \cdot 1,999 \cdot 10197 \cdot \left(1 - \frac{1}{100}\right) = 20,18.$$

## **5.2. Вплив роботи компресорних станцій на ґрунт і рослинність**

Негативний вплив на ґрунтовий покрив в період експлуатації компресорної станції є в основному довгостроковими і полягає у тимчасовій втраті земельного фонду, який вилучається з під розміщення постійних наземних споруд (комплекс споруд самої станції, під'їзні автодороги та ін.). [32, 34]

Із за шкідливого впливу є можливим хімічне забруднення ґрунтів нафтопродуктами та іншими забруднювачами. Як вид негативного впливу на ґрунтовий покрив в період експлуатації об'єктів станції виділяють забруднення його відходами від діяльності агрегатів (в межах робочої зони і поза нею) та експлуатації автомобільної техніки уздовж під'їзних доріг, в місцях стоянок.

Роботи у складі реконструкції цеху проводяться в межах існуючого майданчика КС, по закінченні робіт всі землі благоустроюються, тобто зміни впливу компресорної станції на земельні ресурси в процесі експлуатації до і після реконструкції не передбачається.

### **4.2.1. Відновлення родючості і продуктивності ґрунтів.**

Рекультивация земель передбачає комплекс робіт, які спрямовані на відновлення родючості і продуктивності ґрунтів, а також на поліпшення стану навколишнього середовища. Рекультивация передбачає два етапи: технічний і біологічний, виконаних послідовно.

Підготовку ділянок починають з переміщення всіх тимчасових споруд за територію, прибирання її від будівельного сміття і металобрухту. Для вирівнювання ділянок виробляють вертикальне планування, зрізати освічені горби, засипати ями.

Технічна рекультивация включає в нанесення попередньо знятого і спланованого в тимчасовій відвал ґрунтово-рослинного шару на очищену і сплановану територію.

Біологічний етап проводиться на закріплення поверхневого шару ґрунту кореневою системою рослин, для створення зімкненого травостою і унеможливлення розвитку водної та вітрової ерозії ґрунтів. Біологічний етап рекультивації проводиться після завершення технічного етапу.

Зняття родючого шару ґрунту виконується бульдозером на глибину 0,20...0,25 м з переміщенням у відвал.

Технічна рекультивація передбачає виконання наступних робіт:

- нанесення попередньо знятого і спланованого в тимчасовій відвал ґрунтово-рослинного шару;
- засипку і пошарову трамбівку, вирівнювання вибоїн, які непередбачено виникли в процесі виробництва робіт;
- прибирання побутового та будівельного сміття;
- планування будівельної смуги після закінчення робіт;
- ліквідація техногенних форм рельєфу.

Біологічна рекультивація проводиться негайно після завершення технічного етапу, крім періодів виробництва робіт у зимовий час і полягає в проведенні комплексу агротехнічних і фітомеліоративних заходів, спрямованих на відновлення родючості порушених земель.

### **5.3. Вплив роботи компресорних станцій на водне середовище**

Експлуатація або можливі ремонтні роботи на території компресорної станції не призведуть до зміни в системі водопостачання та каналізації компресорного цеху. Обсяг стічних вод не поміняється. [32, 35]

Модернізація або реконструкція яких-небудь складових компресорного цеху не нестиме за собою змін видів діяльності, які пов'язані з водокористуванням. Отже, техногенне навантаження на водне середовище не буде зростати. В процесі виконання будівельно-монтажних робіт повинен бути встановлений контроль за кількістю і використанням водних ресурсів і недопущення використання їх не за призначенням.

Контроль якісного складу води, який видається для господарсько-питних і гігієнічних потреб будівельних бригад, у відповідність з діючими вимогами.

Дані заходи підлягають обов'язковому включенню в проект виробництва цих заходів, тобто збитку стану водного середовища не буде.

Основними заходами з охорони водного середовища при експлуатації компресорної є:

- контроль кількості та якості споживаних водних ресурсів і стоків;
- знешкодження господарсько-побутових стічних вод і зливових вод з майданчика цеху на існуючих відповідно біологічних і механічних очисних спорудах станції;
- щоденний контроль герметичності і негайна ліквідація будь-яких витоків і прокапування нафтопродуктів (масел) рідин з трубопроводів і ємностей;
- заборона використання матеріалів і технологій, що негативно впливають на стан водного середовища.

#### 5.3.1. Захист водойм від стічних вод.

До стічних вод відноситься будь-який потік води, що виводиться з циклу компресорної станції. На будь-якій КС утворюються стічні води, що містять мазут, який потрапляє до них з КЦ, гаражів, відкритих розподільчих пристроїв, маслогосподарства.

Зниження негативного впливу КС на водойми здійснюється наступними основними шляхами: очищенням стічних вод перед їх скиданням у водойми, організацією необхідного контролю; зменшенням кількості стічних вод; використанням стічних вод у циклі КС; удосконаленням технології самої КС.

Для припинення скидання стоків безпосередньо у відкриту водойму і скорочення скидів передбачається наступна очистка стоків:

- шламові стоки від освітлювачів направляються на шламоуплотнювальну установку, освітлені стоки повторно використовуються у виробництві;
- стоки від обмивки котлів нейтралізуються, знешкоджуються та повторно використовуються у виробництві;
- стоки від хімічних очисток котлів нейтралізуються, знешкоджуються та спрямовуються в баки-посередники з подальшим скидом на очисні споруди КС.

## Висновки за розділом

1. Розглянуто загальний виробничий вплив компресорної станції на навколишнє середовище.

2. Проаналізовано вплив викидів КС «Олександрівка» на атмосферне повітря відповідно до технологічних процесів.

3. Описано заходи спрямовані на зменшення викидів в атмосферу NO<sub>x</sub> та CO.

4. При реконструкції КС «Олександрівка» викиди шкідливих речовин знизяться: NO<sub>x</sub> – на 22% та CO – на 21%.

Зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу відбувається за рахунок застосування ГТУ з низькоемісійною камерою згоряння. З урахуванням збільшення потужності ГТУ як наслідок збільшення витрати палива при роботі трьох ГТУ.

5. Розглянуто негативний вплив на ґрунт, рослинність та водне середовище, описані заходи зменшення негативного впливу КС.

## ВИСНОВКИ

1. Представлено генеральний план території КС №15 "Кременчук", який включає розміщення будівель і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій майданчика.

2. Приведено дані з компоновки технологічної схеми КС та технологічні процеси обробки газу. Продуктивність КС – 87,5 млн м<sup>3</sup>/добу, максимальний тиск – 5,5 МПа.

3. Надана характеристика основного обладнання КС №15 "Кременчук", яке використовується для виконання основних технологічних операцій. Компримування газу здійснюється ГПА, до яких входить ГТУ ГТУ MS-3142 з відцентровими нагнітачами Demag 655-P2.

4. Потужність турбіни на муфті відцентрового нагнітача 10 МВт. Продуктивність повнонапірного ГПА за стаціонарних умов - 19 млн м<sup>3</sup>/добу. Отже, існуючі ГПА не можуть забезпечити потрібну продуктивність – 21,9 млн м<sup>3</sup>/добу.

5. Описано блок очищення газу від механічних домішок – це установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1600, PN 5,39 МПа, максимальна продуктивність одного апарата складає 5,7 млн м<sup>3</sup>/добу. Існуючий блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності, так як налічує чотири установки.

6. Описано блок охолодження газу, в якості холодильника застосовується установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1000, PN 5,39 МПа з максимальною продуктивністю одного апарата – 5,7 млн м<sup>3</sup>/добу. Блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності, тому що складається з шести установок.

7. Приведено дані характеристик допоміжного існуючого обладнання КС. До такого обладнання належать: установка підготовки паливного і пускового газу, система підготовки імпульсного газу, система протипожежного захисту, автоматична газорозподільна станція АГРС–1/3 та система стисненого повітря.



8. Проведено техніко-економічне обґрунтування реконструкції КС №15 "Кременчук", що викликано наступними причинами:

– ГПА, що складається з ГТУ ГТК-10І і нагнітача природного газу типу Demag, відпрацювали призначений заводом виробником моторесурс (фактичне напрацювання становить 200 000 мотогодин);

– коефіцієнт корисної дії ГПА виробництва 1977...78 р. р. не відповідає сучасним вимогам до ГТУ;

– екологічні показники ГТК-10І не відповідають сучасним вимогам, фактичні викиди NOx у 2...2,5 рази перевищують аналогічний показник сучасних ГПА.

9. Розглянуто різні типи ГПА та потужності для варіантів із заміною ГПА за їх технічними показниками. За аналізом номенклатури світових виробників газотурбінного обладнання було обрано наступні фірми: МАН Турбо, Siemens та General Electric.

10. Розглянуто п'ять варіантів реконструкції КС №15 "Кременчук". Для вибору оптимального варіанту реконструкції проведено такі розрахунки: річного споживання паливного газу, річного споживання масла, споживання електроенергії.

11. Проведено розрахунок експлуатаційних витрат за всіма варіантами реконструкції КС №15 "Кременчук". Варіанти із застосуванням нових ГПА є більш економічними у порівнянні з варіантами із реконструкцією існуючих ГПА. Варіант Е за витратою паливного газу є найбільш економічним.

12. З метою реконструкції КС №16 "Олександрівка" розглянуто різні типи ГПА, а саме ГПА-Ц-14 та ГПА-Ц-16. Доведено, що існуюча обв'язка агрегатів і КС може не підлягати змін.

13. Для забезпечення проектної продуктивності доцільно застосувати варіант з трьома ГПА-Ц-16, оскільки при збільшенні продуктивності КС на 3,8%, досягається економія паливного газу в 41,6% в порівнянні з агрегатами, що діють.

14. Запропоновано ГТУ на базі двигуна-прототипу ДГ-90.

15. Виконано термодинамічний розрахунок ГТУ.

16. Доведено, що параметри ГТУ, що розрахована, відповідають сучасним вимогам, а саме: витрата повітря крізь ГТУ складає величину 53,54 кг/с, питома потужність силової турбіни – 0,2817 Дж/кг, питома витрата палива ГТУ – 0,2042 кг/мВт\*год, ефективний ККД ГТУ – 0,36 .

17. Розглянуто принципи охорони праці в галузі транспорту і зберігання природного газу. Приведено відомості про виробничий травматизм та визначено коефіцієнти травматизму за допомогою відповідних розрахунків.

18. Проведено аналіз потенційних небезпек та шкоди виробничого середовища, дана характеристика шкідливих речовин, що використовуються при роботі КС.

19. Розглянуті характеристики, завдяки яким досягається забезпечення здорових і безпечних умов праці на КС «Олександрівка», а саме: характеристика санітарно-побутових приміщень; значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень; характеристика вентиляції; характеристика освітленості; засоби індивідуального захисту.

20. Виконано розрахунок штучного освітлення приміщення головного щита управління за методом світлового потоку. За результатами розрахунку визначено кількість світильників ЛДОРх2 – 11 шт.

21. Виконано розрахунок шумових характеристик компресорного цеху. Приведено основні джерела шуму компресорної станції. За результатами розрахунку оптимальна віддаленість житлової зони від КС становить 1300 м, де рівень звукового тиску менший за норму (40 дБ). Побудовано графік залежності рівня звукового тиску від відстані до джерела шуму.

22. Приведено технічні засоби захисту від виявлених потенційно небезпечних виробничих факторів, для забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання КС.

23. Проаналізовано и запропоновано заходи щодо пожежної безпеки з урахуванням і використанням деяких властивостей газів, які визначають умови виникнення, розвитку і припинення горіння.

Показана класифікація робочих приміщень на категорії А, Б, В, Г, Д за ступенем пожежної безпеки. Розглянуто засоби пожежогашіння.

24. Приведена інструкція оператора МГ 4-го розряду.

25. Розглянуто загальний виробничий вплив компресорної станції на навколишнє середовище. Проаналізовано вплив викидів КС «Олександрівка» на атмосферне повітря відповідно до технологічних процесів.

26. Описано заходи спрямовані на зменшення викидів в атмосферу  $\text{NO}_x$  та  $\text{CO}$ . При реконструкції КС «Олександрівка» викиди шкідливих речовин знизяться:  $\text{NO}_x$  – на 22% та  $\text{CO}$  – на 21%. Зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу відбувається за рахунок застосування ГТУ з низькоемісійною камерою згорання. З урахуванням збільшення потужності ГТУ як наслідок збільшення витрати палива при роботі трьох ГТУ.

27. Розглянуто негативний вплив на ґрунт, рослинність та водне середовище, описані заходи зменшення негативного впливу КС.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. План розвитку газотранспортної системи до 2029 року. URL: <https://tsoua.com/gts-infrastruktura/rozvytok-gts/10-richnyi-plan-rozvytku/>
2. План розвитку газотранспортної системи ТОВ «Оператор газотранспортної системи України» на 2021...2030 роки: URL: <https://www.аналіз%20та%20перспектива%20розвитку%20оператора%20ГТС.pdf>
3. Оператор газотранспортної системи. Технічні дані. URL: <https://tsoua.com>
4. Енергетична стратегія України до 2035 року «Безпека, Енергоефективність, Конкурентоспроможність». URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=50358>
5. Енергетичні ресурси та потоки / А. К. Шидловський, Ю. О. Віхорев, В. О. Гінайло та ін.; За заг. ред. А. К. Шидловського. – К.: Укр. енциклоп. знання, 2003.
6. Трубопровідний транспорт газу: підручник / О. М. Сусак, В. К. Касперович, М. П. Андріїшин. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2013. – 345 с. URL: <https://dspace.nau.edu.ua/bitstream/NAU/41213/1/підручник%20ТТГ.Pdf>
7. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів. URL: <https://ips.ligazakon.net/document/RE17587?an=1470>
8. Газотурбінні установки: навч. посібник / В. П. Лісафін. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 192 с. URL: <https://nung.edu.ua/department/kafedra-gazonaftprovodiv-ta-gazonaftoskhovich/disciplini-metodichne-zabezpechennya>
9. Компресорні станції магістральних газопроводів: методичні рекомендації до виконання курсового проекту / уклад.: М. П. Андріїшин, К. І. Капітанчук, В. В. Козлов. – К: НАУ, 2018. – 60 с. URL: <https://er.nau.edu.ua/bitstream/NAU/39833/3Методичка%20КП%20КС%20МГ.pdf>
10. Паненко В. Г., Бороденко О. М., Парафійник В. П., Гадяка В. Г. Газотурбінні газоперекачувальні агрегати АТ «Сумське НВО» на основі нових конструкцій відцентрових компресорів потужністю 6,3...32 МВт (Частина 1) / Нафтогазова галузь України. 2020, №1. – С. 12–19. URL: <https://www.naftogaz.com/files/journal/Journal-Naftogazova-galuz-01-2020.pdf>

11. Кулик М.С. Конструкція, міцність та надійність газотурбінних установок і компресорів: підручник / М. С. Кулик, О. А. Тамаргазін, В. В. Козлов. – К.: Вид-во Нац. Авіа. ун-ту «НАУ-друк». 2009. – 480 с.

12. Системи автоматичного керування газотурбінних установок і компресорів: навч. посібник / В. П. Березльов, І. І. Гвоздецький, К. І. Капітанчук [та ін.]. – К.: Вид-во Нац. авіац. ун-ту «НАУ-друк», 2010. – 164 с. URL: <https://er.nau.edu.ua/bitstream/NAU/41979/1/Березльов%20В.П.%20К%20Капітанчук%20К.І.%20САК%20ГТУ%20і%20компресорів.pdf>

13. Теорія компресорів та газотурбінних установок: навч. посібник. / М. С. Кулик, В. Г. Моца, М. І. Шпакович – К.: НАУ, 2002. 220 с. URL: <https://er.nau.edu.ua/bitstream/NAU/9205/1/Kylik.pdf>

14. Теорія лопаткових машин. Газодинамічний розрахунок ступенів лопаткових машин: методичні рекомендації до виконання домашніх завдань / уклад.: Ф. І. Кірчу, М. І. Шпакович. – К.: НАУ, 2013. – 55 с.

15. Ушаков С. М., Щербаков О. М., Парафійник В. П., Зимогляд В. Г. Газотурбінні газоперекачувальні агрегати АТ «Сумське НВО» на основі нових конструкцій відцентрових компресорів потужністю 6,3...32 МВт (Частина 2) / Нафтогазова галузь України. 2020, №1. С. 12–19. URL: <https://www.naftogaz.com/files/journal/Journal-Naftogazova-galuz-01-2020.pdf>

16. Нагнітачі природного газу: підручник / М.С. Кулик, К.І. Капітанчук, М.П. Андрійшин. – К.: НАУ, 2022. – 228 с. URL: <https://er.nau.edu.ua/handle/NAU/55906>

17. Визначення ефективності роботи газоперекачувального агрегату компресорної станції за даними її експлуатації / М. П. Андрійшин, К. І. Капітанчук, Н. М. Андрійшин // Наукоємні технології, №1 (49). – 2021. – С. 49–56. DOI: 10.18372/2310-5461.39.13097. URL: <https://er.nau.edu.ua/handle/NAU/50467>

18. Компанія MAN TURBO AG. URL: <https://www.man-es.com/oil-gas/products/gas-turbines>

19. Компанія Siemens Energy <https://www.google.com/search?q=>

Siemens+Energy+%D1%82%D1%83%D1%80%D0%B1%D1%96%D0%B8&tbm

20. Компанія General Electric. URL: <https://www.ge.com/>
21. Керівництво з технічної експлуатації двигуна ДГ-90. URL: <https://www.turbunist.ru/28638-instrukciya-po-ekspluatacii-gazoturbinnogo-dvigatelya-dg90-12-g90108000-ie.html>
22. Теорія теплових двигунів. Термогазодинамічний розрахунок газотурбінних двигунів: навч. посіб./ [Терещенко Ю. М., Кулик М. С., Волянская Л. Г. та ін.]; за ред. Ю. М. Терещенка. – К.: Вид-во «НАУ-друк», 2009. – 328 с.
23. Кулик М.С. Конструкція, міцність та надійність газотурбінних установок і компресорів: підручник / М. С. Кулик, О. А. Тамаргазін, В. В. Козлов. – К.: Вид-во Нац. Авіа. ун-ту «НАУ-друк». 2009. – 480 с.
24. Василів А.Н. Mathematica. Практичний курс з прикладами розв'язання прикладних задач. – К.: ВЕК+, СПб: КОРОНА- ВЕК. – 448 с.
25. Потьомкін В.Г. Matlab6: середовище проектування інженерних додатків. – М.: ДІАЛОГ. 2003. – 448 с.
26. Про основи, що сприяють безпеці та гігієні праці [Електронний ресурс] : МОП 187. – Чинний від 2006-06-15. – Брюссель. : Міжнародна організація праці, 2006. – URL: [http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/993\\_515](http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/993_515).
27. Про впровадження заходів, що сприяють поліпшенню безпеки і гігієни праці працівників на виробництві : № 89/391/ЕЕС. – Чинний від 1989-06-12. – Люксембург. : Рада ЄС, 1989. – (Директива).
28. Про загальнообов'язкове державне соціальне страхування [Електронний ресурс] – Чинний від 1999-09-23. : станом на 25.07.2018 р. – К. : ВР України, 1999. – URL: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1105-14>. – (Закон України).
29. Международный стандарт SA 8000:2001 «Социальная ответственность». – URL: <https://csrjournal.com/1725-standart-sa-80002001-socialnaja-otvetstvennost.html>.
30. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Сабарно Р.В. та ін. Охорона праці та промислова безпека: Посібник. – К.: Лібра, 2010. – 559 с. – URL: <http://opcb.kpi.ua/wp-content/uploads/2012/01/Основи-охорони-праці.pdf>

31. Про затвердження Правил безпечної експлуатації магістральних газопроводів. – URL: <https://ips.ligazakon.net/document/RE17587?an=1470>

32. Основи екології: підручник / А. К. Запольський, А. І. Салюк. – К.: Вища школа. 2005. – 382 с. – URL <https://studfile.net/preview/5194022/>

33. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». – URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1264-12>

34. Звіт з оцінки впливу на довкілля планованої діяльності "Капітальний ремонт газопроводу "Шебелинка-Дніпропетровськ-Одеса" ШДО-1а на ділянці Шебелинка -Дніпропетровськ, DN 500 (2 нитки), заміна на DN 1000, перехід через р. Вовча, км 115". URL: <https://Охорона%20навколишнього%20 середовища/Звіт%20з%20 оцінки%20впливу%20на%20довкілля.pdf>

35. Модернізація і ремонт МГ УПГ. URL: <https://www.eib.org/attachments/registers/53796829.pdf>





$R_3=288$   
 288  
 $\square_{TBH}=\tau_B=0.97$   
 0.97  
 $\square_{cA\tau B}=0.9$   
 0.9  
 $\square_{M<e5xE}=0.99$   
 0.99  
 $\square_c=0.97$   
 0.97  
 $\square_H==101325.00$   
 101325.  
 $T_H==288.00$   
 288.  
 $T_{B2}=T_H=$   
 288.  
 $\square_{B2}=\square_H*\square_{B2xE}$   
 96258.8  
 $eK1aH1dT=\square_{K1aH1d}D14^k1$   
 {1.30531,1.37638,1.43948,1.49647,1.54861,1.59679,1.64166,1.68372,1.72337,1.76091,1.7966}  
 $TK1aH1dT=T_{B2}*((1+(eK1aH1dT-1)/\square_{K1aH1dT}))$   
 {387.919,411.178,431.828,450.48,467.544,483.312,497.997,511.764,524.74,537.026,548.704}  
 $PK1aH1dT=\square_{B2}*\square_{K1aH1d}D14$   
 {240647.,288776.,336906.,385035.,433164.,481294.,529423.,577553.,625682.,673811.,721941.}  
 $LK1aH1dT''=k2*R_{B2}*(TK1aH1dT-T_{B2})$   
 {98688.8,121661.,142057.,160480.,177334.,192907.,207412.,221009.,233825.,245960.,257494.}  
 $eK1aB12T=\square_{K1aB12}D14^k1$   
 {1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647,1.49647}  
 $TK1aB12T=TK1aH1dT*((1+(eK1aB12T-1)/\square_{K1aB12T}))$   
 {606.77,643.151,675.451,704.626,731.317,755.98,778.951,800.485,820.781,839.998,858.265}  
 $PK1aB12T=PK1aH1dT*\square_{K1aB12}D14$   
 {962588.,1.15511410<sup>6</sup>,1.34762410<sup>6</sup>,1.54014410<sup>6</sup>,1.73266410<sup>6</sup>,1.92518410<sup>6</sup>,2.11769410<sup>6</sup>,2.310  
 21410<sup>6</sup>,2.50273410<sup>6</sup>,2.69525410<sup>6</sup>,2.88776410<sup>6</sup>}  
 $LK1aB12T''=k2*R_{B2}*(TK1aB12T-TK1aH1dT)$   
 {216157.,229117.,240624.,251017.,260525.,269311.,277494.,285166.,292396.,299242.,305749.}  
 $Pr3=PK1aB12T*\square_k:cA$   
 {866329.,1.03959410<sup>6</sup>,1.21286410<sup>6</sup>,1.38613410<sup>6</sup>,1.55939410<sup>6</sup>,1.73266410<sup>6</sup>,1.90592410<sup>6</sup>,2.079  
 19410<sup>6</sup>,2.25245410<sup>6</sup>,2.42572410<sup>6</sup>,2.59899410<sup>6</sup>}  
 $C_{\pi?}=878+0.208*(\square_{r3}+0.48*TK1aB12T)$   
 {1219.38,1223.01,1226.24,1229.15,1231.81,1234.28,1236.57,1238.72,1240.75,1242.67,1244.49}  
 $q_{\pi?}=C_{\pi?}*((\square_{r3}-TK1aB12T)/(\square_{r3}*H_u))$   
 {0.0187055,0.0178428,0.0170724,0.0163728,0.0157297,0.0151328,0.0145747,0.0140494,0.0135  
 527,0.0130807,0.0126307}  
 $q_{\pi?}\tau_B=C_{\pi?}*(\square_{r3}-TK1aB12T)$   
 {906280.,864485.,827156.,793261.,762103.,733185.,706143.,680696.,656627.,633762.,611959.}  
 $\square=1/(q_{\pi?}*L_0)$   
 {2.67302,2.80225,2.92871,3.05385,3.17871,3.30408,3.43061,3.55886,3.68931,3.82241,3.9586}  
 $TTBT=\square_{r3}-(LK1aB12T''/((C_{pr3}*R_3*\square_{M<})*(1+q_{\pi?})*(1-0.5*q_{o>}xE-q_{B2})))$   
 {1150.6,1138.47,1127.68,1117.92,1108.97,1100.7,1092.98,1085.74,1078.91,1072.43,1066.27}  
 $eTB12T=1-(LK1aB12T''/((C_{pr3}*R_3*\square_{M<}*\square_{TB2\tau B})*\square_{r3}*(1+q_{\pi?})*(1-0.5*q_{o>}xE-q_{B2})))$   
 {0.847732,0.838465,0.830224,0.822769,0.815939,0.80962,0.803727,0.798197,0.792979,0.78803  
 3,0.78}

```

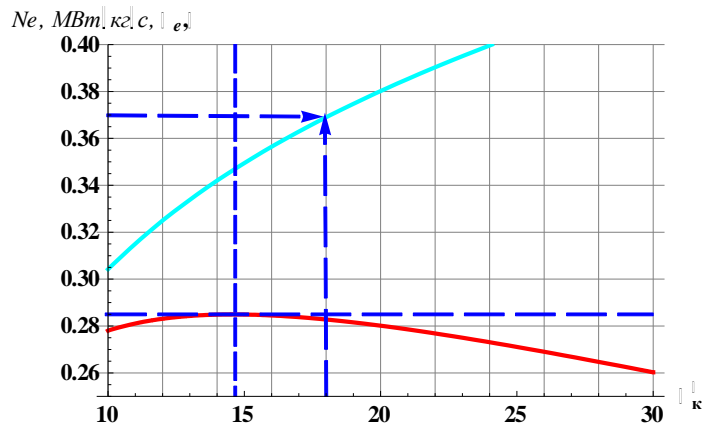
PTBT=Pr3*eTB12T^Cpr3
{445187.,511076.,572985.,631462.,686925.,739705.,790069.,838239.,884402.,928717.,971322.}
TTH1dT=TTBT-(LK1aH1dT"/((Cpr3*Rr3*□M<)*(1+qп?)*(1-0.5*qo>xE-qb2)))
{1059.57,1026.15,996.426,969.541,944.91,922.123,900.873,880.931,862.115,844.282,827.315}
eTH1dT=1-(LK1aH1dT"/((Cpr3*Rr3*□M<*□TBH=TB)*□r3*(1+qп?)))
{0.933609,0.918085,0.904279,0.891792,0.880352,0.869768,0.859899,0.850637,0.841898,0.8336
15,0.825735}
PTH1dT=PTBT*eTH1dT^Cpr3
{337519.,362153.,381971.,398010.,411015.,421537.,429999.,436732.,442000.,446017.,448959.}
LTK=(LK1aH1dT"+LK1aB12T")/((1+qп?)*(1-qo>xE-qb2)*□M<)
{349937.,390205.,426016.,458410.,488087.,515543.,541146.,565174.,587845.,609332.,629776.}
PT=1.05*□H=
106391.
□TB=PTH1dT/PT
{3.17243,3.40397,3.59024,3.741,3.86324,3.96214,4.04168,4.10496,4.15448,4.19223,4.21989}
Le=(Cpr3*Rr3*□cAтB*TTH1dT)*(1-(1/□TB^Cpr3o))
{275701.,280952.,282902.,282758.,281228.,278753.,275620.,272022.,268097.,263940.,259623.}
NyCд4=□M<e5xE*Le*(1+qп?)/1000000.
{0.278049,0.283106,0.284854,0.284514,0.282796,0.280142,0.27684,0.273085,0.269013,0.26471
8,0.260273}
NyCд41={□к:,NyCд4}
{{10,12,14,16,18,20,22,24,26,28,30},{0.278049,0.283106,0.284854,0.284514,0.282796,0.280142
,0.27684,0.273085,0.269013,0.264718,0.260273}}
NyCд42=Transpose[NyCд41]
{{10,0.278049},{12,0.283106},{14,0.284854},{16,0.284514},{18,0.282796},{20,0.280142},{22,
0.27684},{24,0.273085},{26,0.269013},{28,0.264718},{30,0.260273}}
NyCд431=Interpolation[NyCд42,InterpolationOrder□6]
Interpolating Function[{{10.,30.}},<>]
NyCд45=Fit[NyCд42,{1,x,x^2,x^3,x^4},x]
0.174377_+0.0201362 x-0.00127696 x^2+0.0000334346 x^3-3.35449410^-7 x^4
y=D[NyCд45,x]
0.0201362_-0.00255393 x+0.000100304 x^2-1.3418410^-6 x^3
po1=N Solve [y□0,x]
{{x□14.7124},{x□30.0206_-10.8987 □},{x□30.0206_+10.8987 □}}
po1=14.667
14.667
f[x_]=0.18757093345928702`_+0.02282362357034607` x-0.0014102300294085246`
x^2+0.000036696648387117125` x^3-3.672732906293486`*^-7 x^4
0.187571_+0.0228236 x-0.00141023 x^2+0.0000366966 x^3-3.67273410^-7 x^4
f[x]
0.0228236_-0.00282046 x_+0.00011009 x_^2-1.46909410^-6 x_^3
fm=f[po1]
0.317743
fmr=fm*0.95
0.301856
fs=f'[po1]
0.000503332
k[□к:]=fs*(□к:-po1)+ fm
{0.315394,0.316401,0.317408,0.318414,0.319421,0.320428,0.321434,0.322441,0.323448,0.3244
54,0.325461}
v0[□к:1_]=(-po1/fs)*(□к:1-po1)+ fm
0.317743_-29139.8 (-14.667+□к:1)

```

```

kef=Le/qπ?π?τB
{0.304212,0.324994,0.342017,0.35645,0.369016,0.380195,0.390317,0.399624,0.408294,0.416465,0.424248}
kef1={κ:kef}
{{10,12,14,16,18,20,22,24,26,28,30},{0.304212,0.324994,0.342017,0.35645,0.369016,0.380195,0.390317,0.399624,0.408294,0.416465,0.424248}}
kef2=Transpose[kef1]
{{10,0.304212},{12,0.324994},{14,0.342017},{16,0.35645},{18,0.369016},{20,0.380195},{22,0.390317},{24,0.399624},{26,0.408294},{28,0.416465},{30,0.424248}}
kef31=Interpolation[kef2,InterpolationOrder→2]
InterpolatingFunction[{{10.,30.}},<>]
pyCд442=Plot[{NyCд431[κ:],kef31[κ:],k[κ:],v0[κ:]},{κ:,10,30},BaseStyle→{12,Black,Bold},PlotRange→{0.25,0.4},AxesLabel→{"κ","Ne, MlCB12mB/κ:z3/cA, e,%"},GridLines→{{10,12,14,16,18,20,22,24,26,28,30},Automatic},PlotRange→{0.24,0.31},PlotStyle→{{RGBColor[1,0,0], Thickness[0.0075]},{RGBColor[0,1,1], Thickness[0.0075]},{RGBColor[0,0,1], Thickness[0.005],Dashing→{0.07,0.02}},{RGBColor[0,0,1], Thickness[0.005],Dashing→{0.05,0.01}}}]

```



```

TT=TTH1dT-(Le/((Cpr3*Rr3* cAtB)))
{795.653,757.205,725.617,698.869,675.703,655.285,637.035,620.537,605.479,591.625,578.79}
Cc= c*{144.61,141.073,138.099,135.53,133.264,131.235,129.395,127.709,126.149,124.698,123.338}
Ts=TT-Cc^2/(2*Rr3*Cpr3)
{786.645,748.632,717.402,690.957,668.053,647.866,629.823,613.511,598.624,584.926,572.237}
Ps=PT*((TT/Ts)^Cpr3)
{111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.,111387.}
Rs=Ps/(Rr3*Ts)
{0.49166,0.516624,0.539114,0.559748,0.578938,0.596978,0.61408,0.630407,0.646085,0.661214,0.675877}
Gbks= e5/Le
{90.678,88.983,88.3699,88.4148,88.8957,89.6851,90.7047,91.9043,93.25,94.7186,96.2937}
Ggmks=Gbks/Rs
{184.432,172.239,163.917,157.955,153.55,150.232,147.708,145.786,144.331,143.249,142.472}
Ggmkg=Ggmks*3600.
{663957.,620062.,590101.,568637.,552778.,540835.,531750.,524829.,519591.,515698.,512900.}
Ce=(3600*qπ?*1000)/NyCд4/1000000.
{0.242186,0.226891,0.215761,0.207168,0.20024,0.194466,0.189527,0.185209,0.181365,0.17789,0.174}

```

**ДОДАТОК Б**  
**ТЕРМОДИНАМІЧНИЙ РОЗРАХУНОК ГТУ**

**РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ РОБОЧОГО ПРОЦЕСУ ГТУ //**

$\sqrt{[\text{CAPITALTAU}]\Gamma} = 1350.$   
1350.  
 $\sqrt{[\text{CAPITALNU}]E} = 25000000.00$   
 $2.5 \cdot 10^7$   
 $\sqrt{[\text{PI}]K} = 18.$   
18.  
 $K \backslash [\text{PI}] = 0.25$   
0.25  
 $\sqrt{[\text{PI}]KHD} = \sqrt{[\text{PI}]K} * K \backslash [\text{PI}]$   
4.5  
 $\sqrt{[\text{PI}]KBД} = \sqrt{[\text{PI}]K} \wedge [\text{PI}]KHD$   
4.  
 $\sqrt{[\text{SIGMA}]BX} = 0.95$   
0.95  
 $\sqrt{[\text{KAPPA}]} = 1.41$   
1.41  
 $K1 = ([\text{KAPPA}] - 1) \wedge [\text{KAPPA}]$   
0.29078  
 $K2 = \sqrt{[\text{KAPPA}] / ([\text{KAPPA}] - 1)}$   
3.43902  
 $RB = 287.2$   
287.2  
 $\sqrt{[\text{ETA}]KHT} = 0.88$   
0.88  
 $\sqrt{[\text{ETA}]KBT} = 0.88$   
0.88  
 $\sqrt{[\text{SIGMA}]KC} = 0.9$   
0.9  
 $\sqrt{[\text{ETA}]\Gamma} = 0.95$   
0.95  
 $HU = 51000000$   
51000000  
 $L0 = 20$   
20  
 $QOX = 0.07$   
0.07  
 $QB = 0.01$   
0.01  
 $\sqrt{[\text{ETA}]M} = 0.96$   
0.96  
 $\sqrt{[\text{ETA}]TBT} = 0.97$   
0.97  
 $K\Gamma = 1.33$   
1.33  
 $CP\Gamma = K\Gamma / (K\Gamma - 1)$   
4.0303  
 $CP\Gamma O = (K\Gamma - 1) / K\Gamma$   
0.24812  
 $R\Gamma = 288$   
288  
 $\sqrt{[\text{ETA}]THT} = 0.97$   
0.97

$\sqrt{[\text{ETA}]_{\text{CT}}} = 0.9$   
0.9  
 $\sqrt{[\text{ETA}]_{\text{MEX}}} = 0.99$   
0.99  
 $\sqrt{[\text{PHI}]_{\text{C}}} = 0.97$   
0.97  
 $\sqrt{[\text{CAPITALRHO}]_{\text{H}}} = 101325.00$   
101325.  
 $\text{TH} = 288.00$   
288.  
 $\text{TB} = \text{TH}$   
288.  
 $\sqrt{[\text{CAPITALRHO}]_{\text{B}}} = \sqrt{[\text{CAPITALRHO}]_{\text{H}}} * \sqrt{[\text{SIGMA}]_{\text{BX}}}$   
96258.8  
 $\text{EKHT} = \sqrt{[\text{PI}]_{\text{KH}}} \text{Д}^{\text{K1}}$   
1.54861  
 $\text{TKHT} = \text{TB} * ((1 + (\text{EKHT} - 1) \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{KHT}}))$   
467.544  
 $\text{PKHT} = \sqrt{[\text{CAPITALRHO}]_{\text{B}}} * \sqrt{[\text{PI}]_{\text{KH}}} \text{Д}$   
433164.  
 $\text{LKHT} = \text{K2} * \text{RB} * (\text{TKHT} - \text{TB})$   
177334.  
 $\text{EKBT} = \sqrt{[\text{PI}]_{\text{KB}}} \text{Д}^{\text{K1}}$   
1.49647  
 $\text{TKBT} = \text{TKHT} * ((1 + (\text{EKBT} - 1) \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{KBT}}))$   
731.317  
 $\text{PKBT} = \text{PKHT} * \sqrt{[\text{PI}]_{\text{KB}}} \text{Д}$   
 $1.73266 * 10^6$   
 $\text{LKBT} = \text{K2} * \text{RB} * (\text{TKBT} - \text{TKHT})$   
260525.  
 $\text{PI} = \text{PKBT} * \sqrt{[\text{SIGMA}]_{\text{KC}}}$   
 $1.55939 * 10^6$   
 $\text{CPI} = 878 + 0.208 * (\sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} + 0.48 * \text{TKBT})$   
1231.81  
 $\text{QPI} = \text{CPI} * ((\sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} - \text{TKBT}) / (\sqrt{[\text{ETA}]_{\text{Г}}} * \text{HU}))$   
0.0157297  
 $\text{QPIIT} = \text{CPI} * (\sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} - \text{TKBT})$   
762103.  
 $\sqrt{[\text{ALPHA}]} = 1 / (\text{QPI} * \text{L0})$   
3.17871  
 $\text{TTBT} = \sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} - (\text{LKBT} / ((\text{CPI} * \text{RI} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{M}}} * (1 + \text{QPI}) * (1 - 0.5 * \text{QOX} - \text{QB})))$   
1108.97  
 $\text{ETBT} = 1 - (\text{LKBT} / ((\text{CPI} * \text{RI} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{M}}} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{TBT}}} * \sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} * (1 + \text{QPI}) * (1 - 0.5 * \text{QOX} - \text{QB})))$   
0.815939  
 $\text{PTBT} = \text{PI} * \text{ETBT}^{\text{CPI}}$   
686925.  
 $\text{TTHT} = \text{TTBT} - (\text{LKHT} / ((\text{CPI} * \text{RI} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{M}}} * (1 + \text{QPI}) * (1 - 0.5 * \text{QOX} - \text{QB})))$   
944.91  
 $\text{ETHT} = 1 - (\text{LKHT} / ((\text{CPI} * \text{RI} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{M}}} * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{THT}}} * \sqrt{[\text{CAPITALTAU}]_{\text{Г}}} * (1 + \text{QPI})))$   
0.880352  
 $\text{PTHT} = \text{PTBT} * \text{ETHT}^{\text{CPI}}$   
411015.  
 $\text{LTK} = (\text{LKHT} + \text{LKBT}) / ((1 + \text{QPI}) * (1 - \text{QOX} - \text{QB}) * \sqrt{[\text{ETA}]_{\text{M}}})$   
488087.  
 $\text{PI} = 1.05 * \sqrt{[\text{CAPITALRHO}]_{\text{H}}}$   
106391.  
 $\sqrt{[\text{PI}]_{\text{Г}}} = \text{PTHT} / \text{PT}$

3.86324

$$LE = (CPI * R * [ETA]CT * TTHT) * (1 - (1 / [PI]T^{CPI}))$$

281228.

$$NYD = [ETA]MEX * LE * (1 + QI) / 1000000.$$

0.282796

$$KKDЦ = LE / QIPII$$

0.369016

$$TT = TTHT - (LE / ((CPI * R * [ETA]CT)))$$

675.703

$$CC = [PHI]C * SQRT[2 * CPI * R * TT * (1 - ([CAPITALRHO]H / PT)^{CPI})]$$

133.264

$$TS = TT - CC^2 / (2 * R * CPI)$$

668.053

$$PS = PT * ((TT / TS)^{CPI})$$

111387.

$$RS = PS / (R * TS)$$

0.578938

$$GBKS = [CAPITALNU]E / LE$$

88.8957

$$GGMKS = GBKS / RS$$

153.55

$$GGMKG = GGMKS * 3600.$$

552778.

$$CE = (3600 * QI * 1000) / NYD / 1000000.$$

0.20024