

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

ДОПУСТИТИ ДО ЗАХИСТУ

Завідувач випускової кафедри

_____ М. С. Кулик

«_____» _____ лютого 2020 р.

ДИПЛОМНА РОБОТА
(ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА)

ЗДОБУВАЧА ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «МАГІСТР»
ЗА ОСВІТНЬО-ПРОФЕСІЙНОЮ ПРОГРАМОЮ
«ГАЗОТУРБІННІ УСТАНОВКИ І КОМПРЕСОРНІ СТАНЦІЇ»

**Тема: Реконструкція компресорної станції «Комарно» для закачування
європейського природного газу в підземні сховища України**

Виконавець: студент ГУ-210 М _____ Гергелюк Євген Васильович

Керівник: к.т.н., доцент _____ Капітанчук Константин Іванович

Консультанти з окремих розділів:

«Охорона праці» к.т.н., доцент _____.

«Охорона навколишнього середовища» к.т.н., доцент _____.

Нормоконтролер: к.т.н., доцент _____.

КИЇВ 2020

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 _____ М.С. Кулик

« ____ » жовтня 2019 р.

ЗАВДАННЯ

на виконання дипломної роботи

Гергелюка Євгена Васильовича

1. Тема роботи: «Реконструкція компресорної станції «Комарно» для закачування європейського природного газу в підземні сховища України» затверджена наказом ректора від « ____ » вересня 2019 р., № 2412/ст.

2. Термін виконання роботи: з ____ жовтня 2019 року по ____ грудня 2019 року та з січня 2020 року по ____ лютого 2020 року.

3. Вихідні дані роботи: фактичні та проектні дані по компресорній станції «Комарно», проектна продуктивність до 913 тис.м³/годину (до 21,9 млн.м³ / добу) газопроводу-інтерконнектору.

4. Зміст пояснювальної записки: реферат, зміст, перелік умовних скорочень, аналіз компресорної станції «Комарно» до реконструкції, розрахунок основних параметрів компресорної станції «Комарно», основні технологічні та технічні пропозиції з реконструкції компресорної станції «Комарно», охорона навколишнього середовища, охорона праці, висновки, список використаних джерел.

5. Перелік обов'язкового ілюстративного матеріалу: генеральний план компресорної станції «Комарно»; технологічна схема компресорної станції; газоперекачувальний агрегат Ц-6,3В/56-1,45; обв'язка газоперекачувального агрегату Ц-6,3В/56-1,45; газотурбінна установка; нагнітач НЦ-6,3В/56-1,45; мультициклонний пиловловлювач; апарат повітряного охолодження газу.

6. Календарний план-графік

№ пор.	Завдання	Термін виконання	Підпис керівника
1.	Опрацювання літератури	20.10.19–10.11.19	
2.	Вступ. Аналіз сучасного стану компресорної станції «Комарно»	11.11.19–30.11.19	
3.	Розрахунок основних параметрів компресорної станції «Комарно»	30.11.19–08.11.19	
4.	Основні технологічні та технічні пропозиції з реконструкції компресорної станції «Комарно»	09.11.19–23.12.19	
5.	Охорона праці	24.12.19–04.01.20	
6.	Охорона навколишнього середовища	05.01.20–11.01.20	
7.	Графічні роботи та оформлення розрахунково-пояснювальної записки	11.01.20–20.01.20	
8.	Підготовка доповіді для захисту дипломного проекту	20.01.20–25.01.20	

7. Консультація з окремих розділів

Назва розділу	Консультант (посада, П.І.Б.)	Дата, підпис	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	.		
Охорона навколишнього середовища	.		

8. Дата видачі завдання: жовтня 2019 р.

Керівник дипломної роботи : _____ К.І. Капітанчук
(підпис керівника)

Завдання прийняв до виконання: _____ Є.В. Гергелюк
(підпис випускника)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до дипломного проекту «Реконструкція компресорної станції «Комарно» для закачування європейського природного газу в підземні сховища України»: 121 сторінка, 24 таблиці, 14 рисунків, 20 використаних джерела, 9 додатків.

Об'єкт дослідження – технологічне обладнання компресорної станції «Комарно».

Предмет дослідження – газоперекачувальні агрегати та допоміжне обладнання компресорної станції «Комарно».

Мета дипломної роботи: розробка технічних та технологічних пропозицій для підвищення пропускної здатності компресорної станції «Комарно».

Метод дослідження: аналітичний та розрахунковий. Обробка даних проведена з використанням математичної статистики та обчислювальної техніки.

Наукова новизна: Комплекс запропонованих рішень з реконструкції компресорної станції «Комарно» можна використовувати для реконструкції компресорних станцій з неповнонапірними газоперекачувальними агрегатами, 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 з агрегатів. Пропускна здатність газопроводу може бути забезпечена двома послідовно працюючими агрегатами на режимі 0,5 від номінальної потужності, що призводить до зниження ККД цих агрегатів до 17...18%.

КОМПРЕСОРНА СТАНЦІЯ «КОМАРНО», РЕКОНСТРУКЦІЯ ОСНОВНЕ ОБЛАДНАННЯ, ДОПОМІЖНЕ ОБЛАДНАННЯ

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, СКОРОЧЕНЬ	8
ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»	12
1.1. Аналіз генерального плану компресорної станції «Комарно»	12
1.2. Аналіз технологічної схеми компресорної станції «Комарно»	
Ошибка! Закладка не определена.	
1.3. Компоновка обладнання компресорного цеху	15
1.4. Характеристика основного обладнання компресорної станції «Комарно»	
Ошибка! Закладка не определена.	
1.4.1. Газоперекачувальні агрегати	
Ошибка! Закладка не определена.	
1.4.2. Основні системи газотурбінної установки	
Ошибка! Закладка не определена.	
1.5. Характеристика допоміжного обладнання компресорної станції «Комарно»	
Ошибка! Закладка не определена.	
Висновки за розділом	
Ошибка! Закладка не определена.	
РОЗДІЛ 2. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»	
Ошибка! Закладка не определена.	
2.1. Побудова статистичної характеристики компресорної станції	
Ошибка! Закладка не определена.	
2.2. Розрахунок фізичних властивостей природного газу	36
2.3. Розрахунок наявної потужності газотурбінного приводу газоперекачувальних агрегатів компресорної станції	37
2.4. Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів	38
2.5. Розрахунок витрат газу на власні потреби компресорної станції	
Ошибка! Закладка не определена.	
2.6. Побудова області допустимих режимів роботи компресорної станції	
Ошибка! Закладка не определена.	
2.7. Розрахунок апаратів повітряного охолодження газу	
Ошибка! Закладка не определена.	
Висновки за розділом	48
РОЗДІЛ 3. ОСНОВНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ТЕХНІЧНІ ПРОПОЗИЦІЇ З РЕКОНСТРУКЦІЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»	49

3.1. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції	49
3.2. Технологічні рішення з реконструкції компресорної станції	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.2.1. Технологічна схема компресорної станції після реконструкції ...	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.3. Технічна характеристика газоперекачувального агрегату	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.3.1. Блок турбоагрегату	55
3.3.2. Газотурбінний двигун ДГ-90Л2.1	57
3.3.3. Повнонапірний нагнітач ГЦ–2	59
3.3.4. Турбодетандер	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4. Характеристика систем газоперекачувального агрегату	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.1. Система подачі паливного та пускового газу	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.2. Система маслостачання	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.3. Система підігріву циклічного повітря	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.4. Система обігріву	68
3.4.5. Система пожежогасіння	69
3.4.6. Блок систем допоміжного обладнання	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.7. Повітряно-очисний пристрій	
Ошибка! Закладка не определена.	
3.4.8. Вихлопний пристрій	73
3.5. Блок очищення природного газу	74
3.6. Вимоги до проведення допоміжних робіт з реконструкції	74
3.6.1. Роботи з теплової, протишумової та протикорозійної ізоляції трубопроводів і устаткування	76
3.6.2. Проведення робіт з монтажу обладнання, трубопроводів та арматури, зварювання, контролю якості та приймання робіт	78
3.6.3. Випробування трубопроводів	78
3.6.4. Перелік заходів щодо забезпечення виконання вимог до технічних пристроїв, устаткування, будівель, споруд на компресорній станції	79
Висновки за розділом	80
РОЗДІЛ 4. ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА	82
4.1. Вплив на атмосферне повітря	82
4.1.1. Заходи, спрямовані на зменшення викидів NOx	84
4.1.2. Зменшення викидів вуглекислого газу в атмосферу	85

4.1.3. Розрахунок викидів оксиду вуглецю	86
4.2. Вплив на ґрунт і рослинність	86
4.2.1. Відновлення родючості і продуктивності ґрунтів	88
4.3. Вплив на водне середовище	89
4.3.1. Захист водойм від стічних вод	89
Висновок за розділом	
Ошибка! Закладка не определена.	
РОЗДІЛ 5. ОХОРОНА ПРАЦІ	
Ошибка! Закладка не определена.	
5.1. Аналіз потенційних небезпек та шкоди виробничого середовища на працівників згідно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ	91
5.2. Забезпечення нормальних умов праці	95
5.2.1. Розрахунок штучного освітлення приміщення головного щита управління	99
5.2.2. Розрахунок шумових характеристик компресорного цеху	105
5.3. Забезпечення безпеки технологічних процесів, монтажу та експлуатації обладнання	
Ошибка! Закладка не определена.	
5.4. Пожежна безпека	
Ошибка! Закладка не определена.	
5.4.1. Заходи, спрямовані на попередження пожежі	
Ошибка! Закладка не определена.	
5.4.2. Інструкція з охорони праці машиніста компресорного цеху	
Ошибка! Закладка не определена.	
Висновки за розділом	
Ошибка! Закладка не определена.	
ВИСНОВКИ	
Ошибка! Закладка не определена.	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	
Ошибка! Закладка не определена.	
Додаток А. Статистичні дані по режимах роботи компресорної станції.	
Додаток Б. Розрахунок фізичних властивостей природного газу.	
Додаток В. Розрахунок наявної потужності існуючого газоперекачувального агрегату (ГТ–6–750).	
Додаток Г. Розрахунок наявної потужності нового ГПА (ДГ-90Л2.1).	
Додаток Д. Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик існуючих відцентрових нагнітачів Н–300–1,23.	
Додаток Е. Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик нових відцентрових нагнітачів ГПА-Ц-16С/57-1,7 М1.	
Додаток Ж. Розрахунок параметрів режиму роботи компресорної станції з існуючими газоперекачувальними агрегатами при заданій пропускній здатності.	

Додаток 3. Визначення режиму роботи компресорної станції при заданій пропускній здатності.

Додаток І. Розрахунок витрат газу на власні потреби.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АСУ	—	автоматизована система управління
АГРС	—	автоматична газорозподільна станція
АПО	—	апарат повітряного охолодження
ВІС	—	вимірювально-інформаційна система
ВН	—	відцентровий нагнітач
ГДК	—	граничнодопустима концентрація

ГТС	—	газотранспортна система
ГРС	—	газорозподільна станція
ГТУ	—	газотурбінна установка
ГПА	—	газоперекачувальний агрегат
ГЩУ	—	головний щит управління
ЗВТ	—	засоби вимірювальної техніки
КВП	—	контрольно-вимірювальні прилади
КВПіА	—	контрольно-вимірювальні прилади і автоматика
КЗ	—	камера згоряння
КС	—	компресорна станція
МГ		магістральний газопровід
ОК	—	осьовий компресор
ОДУ	—	об'єднане диспетчерське управління
ПА	—	протиаварійна автоматика
ПЗ	—	програмне забезпечення
ППР	—	планово-попереджувальний ремонт
ПО	—	плановий огляд
ПР	—	поточний ремонт
ПММ	—	паливо-мастильні матеріали
ПО і О	—	плановий огляд і обстеження
ПРГ	—	пункт редукування паливного і пускового газу
ППР	—	планово-попереджувальні роботи
РПД	—	регулятор перепаду тиску
САУ	—	система автоматичного управління
СТД	—	система технічної діагностики
ТВТ	—	турбіна високого тиску
ТЕО	—	техніко-економічне обґрунтування
ТНТ	—	турбіна низького тиску

- ТО – технічне обслуговування
- УМГ – управління магістральними газопроводами

ВСТУП

Газотранспортна система (ГТС) України є однією з найбільших і найстаріших у Європі та посідає за обсягом транзиту газу перше місце у світі. Розвинута система газопроводів, яка пов'язана з газотранспортними системами сусідніх держав, а також система підземних сховищ газу визначають її провідну роль у транзиті природного газу. ГТС забезпечує 93% експортних поставок російського газу, що становить понад 25% обсягу споживання в Центральній і західній Європі, а також поставку понад 75 млрд м³ газу внутрішнім споживачам і 25 млрд м³ в Молдову та в південні області Росії.

Зважаючи на зростання споживання природного газу в Європі, в тому числі як палива для потреб енергетики, і враховуючи ефективність його використання та переваги у зменшенні впливу на навколишнє середовище, можливе збільшення експортних поставок на 30%. ГТС вже сьогодні має резерви нарощування транзитних поставок газу на 15...20 млрд м³ на рік.

Загальна довжина газопроводів становить 38,55 тис. км, у тому числі магістральних газопроводів – 22,16 тис. км та газопроводів-відгалужень – 16,39 тис. км. Кількість газорозподільних станцій (ГРС) зросла до 1455.

ГТС має одну з найпотужніших у Європі мереж підземних сховищ газу (ПСГ). На сьогодні налічується 12 ПСГ, два з яких створені на базі водоносних структур, а решта – на базі виснажених газових родовищ. Загальна активна місткість підземних газових сховищ становить 31 млрд м³.

В жовтні 2019 р. Укртрансгаз завершив будівництво трубопроводу-перемички на компресорній станції "Комарно" у Львівській області, що розширить можливості для імпорту газу Україною з Польщі та інших країн через LNG-термінал у Свиноуйсьце. Після тестування нової ділянки доступна для імпорту з Польщі пропускна спроможність зросте з 6,5 до 18 млн м³ на добу. В річному вимірі – це майже 6,6 млрд м³, або приблизно половина всієї річної потреби України в імпорті газу.

Збільшення пропускної спроможності газових мереж між Україною та Польщею також розширює можливість для європейських трейдерів використовувати вільні потужності українських ПСГ.

Таким чином, Україна готова запропонувати потужності для зберігання до 10 млрд м³ газу на рік, а це - майже 10% обсягу усіх ПСГ Євросоюзу.

В даній роботі пропонуються заходи з реконструкції КС «Комарно», які передбачають заміну основного та допоміжного технологічного обладнання для забезпечення постачання газу через ГТС Республіки Польща до України з продуктивністю до 913 тис м³/год (до 8 млрд м³/рік) та забезпечення можливості зберігання європейського газу в підземних сховищах газу України з продуктивністю в напрямку Україна-Польща до 799 тис. м³/годину (до 7 млрд м³/рік), що дозволить майже на 40% збільшити технічні можливості імпорту газу Україною з європейських країн (з 21,6 до 29,6 млрд. м³/рік).

Мета дипломної роботи – розробка та вдосконалення технічних і технологічних пропозицій для підвищення пропускної здатності КС «Комарно».

Об'єкт дослідження – технологічне обладнання КС «Комарно».

Предмет дослідження – газоперекачувальні агрегати (ГПА) та допоміжне обладнання КС «Комарно».

Метод 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 «Комарно» можна використовувати для реконструкції компресорних станцій з неповнонапірними ГПА, 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 з агрегатів. Пропускна здатність газопроводу може бути забезпечена двома послідовно працюючими агрегатами на режимі 0,5 від номінальної потужності, що призводить до зниження ККД цих агрегатів до 17...18%.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»

Компресорна станція (КС) «Комарно» призначена для подачі газу із системи газопроводів Івацевичі – Долина і Київ – Захід України на експорт в газопровід Комарно – Дроздовичі – Держкордон – Польща.

КС розташована суміжно з промисловим майданчиком основних споруд промислового господарства та існуючою ДКС «Комарно» (ГПУ «Львівгаз-видобування»), яка забезпечує місцевих споживачів. В адміністративному відношенні КС «Комарно» розташована в Городокському районі Львівської області.

Відповідно до ДСТУ–Н Б В.1.1–27 клімат території характеризується такими метеопараметрами:

- кліматичний район – І, північно-західний;
- середньорічна температура – плюс 7,4°C;
- найхолодніший місяць – січень, середня температура – мінус 8°C;
- найтепліший місяць – липень, середня температура – плюс 21,7°C;
- тривалість періоду з температурою нижче 8°C – 179 діб;
- кількість опадів за рік – 742 мм.

Клімат місцевості помірно континентальний. М'яка з відлигами зима, волога весна, тепле літо, тепла суха осінь. Максимальна кількість опадів випадає влітку у вигляді дощів.

1.1. Аналіз генерального плану компресорної станції «Комарно»

Генеральний план компресорної станції це комплексний план території станції, включаючи розміщення будівель і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій майданчика.

КС «Комарно» обладнана трьома ГПА ГТ–6–750 Уральського турбомеханічного заводу з відцентровими нагнітачами Н–300–1,23. КС розташована на відстані 500 метрів від житлового масиву селища «Газовик».

Майданчик станції спланований з невеликим нахилом для забезпечення надійної роботи обладнання самопливної каналізації, самопливних технологічних операцій, полегшення відводу стічних промислових вод. Планувальні відмітки майданчика КС вищі від горизонту вод на 0,6 метра.

Будівлі і споруди на території КС компонуються у двох зонах: виробничій, де розташоване основне і допоміжне обладнання, пов'язане з основними технологічними операціями на КС та зоні службово-виробничого комплексу, де знаходяться споруди і установки, що обслуговують основне технологічне обладнання.

Виробнича зона розташована зі сторони магістрального газопроводу. До неї відносяться:

- установка очищення газу;
- установка осушування газу;
- компресорний цех;
- установка охолодження газу;
- склад масел;
- блок-бокс насосної складу масел;
- блок-бокс регенераційної установки масел;
- установка паливного і пускового газу.

В зоні службово-виробничого комплексу розташовані:

- склад паливно-мастильних матеріалів (ПММ);
- ємності і резервуари протипожежного запасу води;
- трансформаторна підстанція;
- споруда зв'язку і диспетчеризації та ін.

Всі основні і допоміжні споруди і будівлі компресорної станції мають безпосереднє сполучення з під'їзними шляхами. Компресорний цех (КЦ) і приміщення диспетчерської оточені кільцевою протипожежною дорогою шириною 4 метри.

Ремонтно-механічні споруди, гаражі та адміністративний корпус відокремлені від майданчика основного виробництва дорогою протяжністю 250 метрів.

Вся незаасфальтована частина території КС зазеленена з метою зменшення її шкідливого впливу на навколишнє середовище, зменшення дії шуму та пожежної безпеки.

1.2. Аналіз технологічної схеми компресорної станції «Комарно»

Продуктивність КС – 18,1 млн м³/добу.

Максимальний тиск нагнітання – 5,5 МПа.

Технологічною схемою КС «Комарно» передбачено наступні технологічні процеси обробки газу: пилоочищення, компримування та необхідне охолодження газу в апаратах повітряного охолодження (АПО).

Осушування і очищення газу від вуглеводневого конденсату не передбачається, оскільки газ на КС надходить вже підготованим до транспорту у відповідності з ГОСТ 5140–74, який забезпечує умови контракту поставок газу на експорт в Польщу. Газ із системи газопроводів надходить на КС одним шлейфом DN 700, проходить мультициклонні пиловловлювачі установки пилоочищення, а потім направляється в компресорний цех.

Компримування газу здійснюється ГПА ГТ–6–750 (два робочих і один резервний) в нормальному технологічному режимі у два ступеня. Скомпримований газ надходить в магістральний газопровід при температурах, які відповідають умовам транспортування газопроводом Комарно-Дроздовичі.

В магістральний газопровід DN 700 газ із компресорного цеху направляється одним шлейфом DN 700 з охолодженням в АПО до температури не вище 45°C, з умови міцності протикорозійної ізоляції.

В магістральний газопровід DN 500 скомпримований газ надходить одним шлейфом після охолодження до температури не вище 45°C. Для забезпечення режиму запуску і зупинки відцентрових нагнітачів технологічною схемою передбачена перемичка DN 500 між нагнітальними і всмоктувальними шлейфами КС – пусковий контур з необхідною запірною, регулювальною і дросельною арматурою.

Подача газу в пусковий контур здійснюється з нагнітального шлейфа після АПО у всмоктувальний шлейф КС перед пиловловлювачами.

У випадку потрапляння в пиловловлювачі рідини у вигляді вуглеводневого конденсату, технологічною схемою передбачено скид останньої в наявну ємність конденсату на складі ПММ.

Орієнтовні витрати технологічних матеріалів та паливного газу надані в табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Зведена відомість технологічних витратних показників

№ п/п	Найменування	Коротка характеристика	Одиниці виміру	Кількість
1	Витрата паливного газу (з розрахунку 2300 м ³ /год на один ГПА)	транспортований газ, $Q_p^H = 8200$ ккал/м ³	тис. м ³ /доб	110
2	Витрата пускового газу на один запуск	—//—	м ³	1900
3	Витрата змащувального масла компресорних агрегатів	турбінне Т22 ГОСТ 32–74	т/рік	20
4	Витрата адсорбенту для установки підготовки імпульсного газу	силікагель КСМ	т/рік	0,15
5	Одночасне заповнення системи: – масло ГПА; – адсорбент	турбінне Т22 ГОСТ 32–74; силікагель КСМ	т т	45 0,3

1.3. Компоновка обладнання компресорного цеху

В компресорному цеху встановлені три ГПА ГТ–6–750 з нагнітачами Н–300–1,23 Уральського турбомеханічного заводу.

Компресорний цех представляє собою двопрольотну споруду, розділену глухою стіною. В стіні для пропуску привідного валу турбіни до нагнітача встановлюється герметична розкладна мембрана.

Компресорний зал – одноповерхова двопрольотна частина споруди з розміщенням в одному прольоті газових турбін, в другому прольоті – відцентрових газових нагнітачів. Прольоти рівні відповідно 15 м і 6 м.

Зал турбін і зал нагнітачів відрізняються категорією виробництва за пожежо- і вибухонебезпечністю відповідно, у зв'язку з чим вони відділяються один від одного вогнетривкою стіною.

Компресорний агрегат встановлюється на фундамент; відмітка осі агрегату плюс 5,7 м, відмітка майданчиків обслуговування агрегату 4,8 м, крок між агрегатами 12 м.

Мастильне господарство компресорного цеху розміщене в окремому приміщенні в торці цеху біля службово-допоміжних приміщень і встановлюється на нульовій відмітці. Установка адсорберів для осушування імпульсного газу розташована в галереї нагнітачів на відмітці плюс 4,8 м.

Для обслуговування газових турбін в машинній залі встановлений мостовий електричний кран вантажопідйомністю 20 т прольотом 13,5 м, для обслуговування нагнітачів – кран ручний підвісний вантажопідйомністю 5 т, прольотом 4,2 м у вибухобезпечному виконанні.

Поза компресорним цехом зі сторони нагнітачів розташовані труби і арматура обв'язки нагнітачів (висока сторона) з майданчиками обслуговування арматури і приладів, а також установки охолодження газу.

Зі сторони машинної зали (низька сторона) передбачена установка повітрозабірних камер, димових труб і ресивера для пересувної повітряної компресорної установки ЗИФ–51. Склад масел, насосна і регенераційна установка виконані у блок-боксах.

Ємність аварійного зливу масла прийнята 40 м^3 з зануреним насосом, що дає можливість відкачування масла з ємності на склад. Всі трубопроводи міжцехових технологічних комунікацій, газової обв'язки нагнітачів, обв'язки повітряних холодильників газу, пиловловлювачів і ін. виконані з врахуванням компенсації теплових розширень труб. [1]

1.4. Характеристика основного обладнання компресорної станції «Комарно»

Обладнання, яке застосовуються для виконання основних технологічних операцій включає:

- газоперекачувальні агрегати (ГТУ ГТ–6–750 і нагнітач Н–300–1,23);
- установку очищення газу;
- установку охолодження газу.

1.4.1. Газоперекачувальні агрегати.

Компримування газу здійснюється ГПА, до яких входить ГТУ ГТ–6–750 Уральського турбомоторного заводу з відцентровим нагнітачем Н–300–1,23.

ГТУ ГТ–6–750 виконано за схемою відкритого циклу, без регенерації тепла, з незалежним обертанням ротора турбіни високого і низького тиску (рис. 1.1).

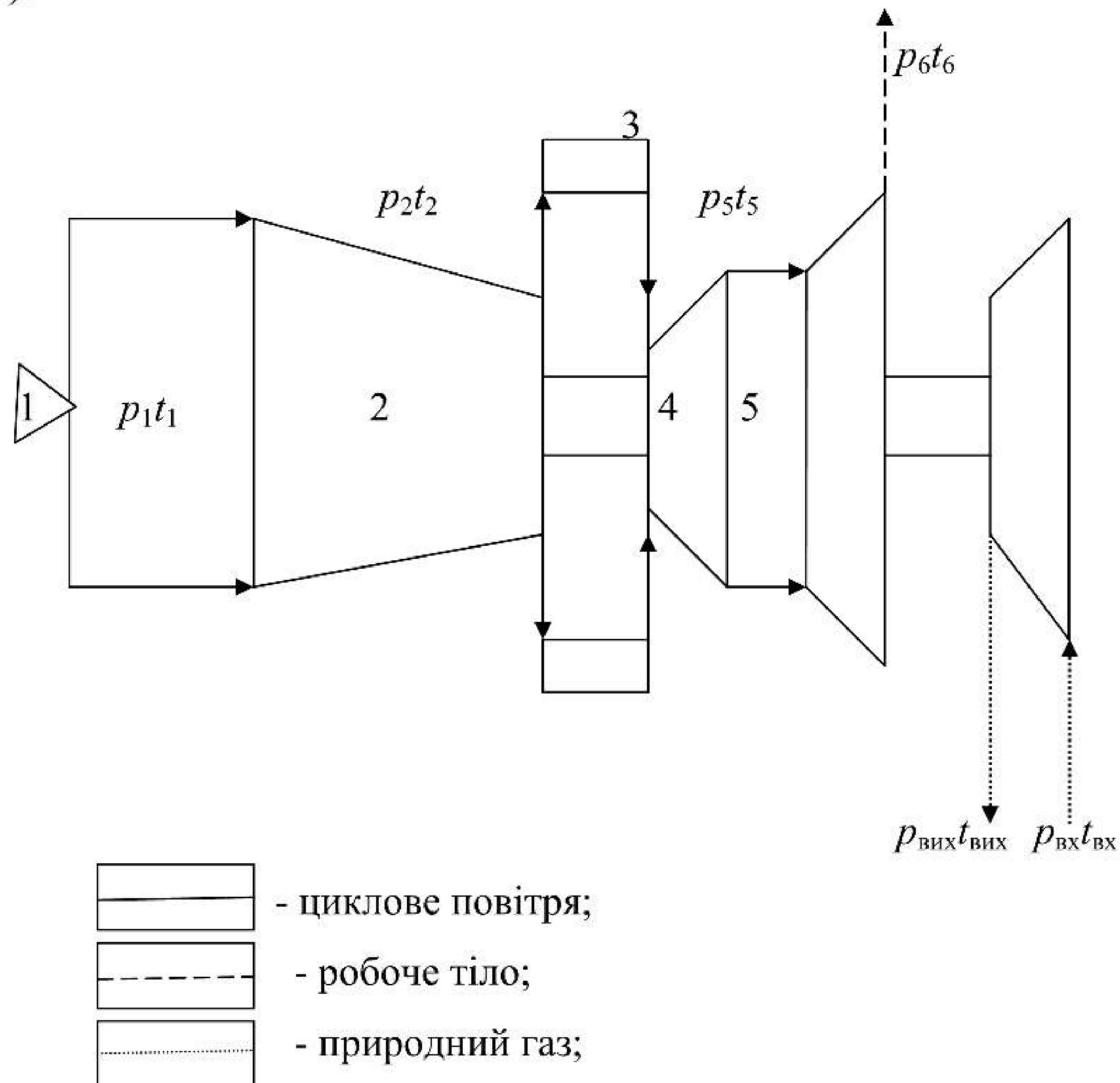


Рис. 1.1. Теплова схема турбоагрегату ГТ-6-750:
1 – повітрязбірна камера; 2 – компресор; 3 – камера згоряння;
4 – турбіна високого тиску; 5 – турбіна низького тиску

Загальний ККД турбіни по патрубках складає 89,5 %. Треступенева турбіна приводу компресора і двоступенева силова турбіна мають високий коефіцієнт витрати, підвищені значення вихідних кутів α_1 і степені реактивності ступенів. Система охолодження ротора і статора забезпечує помірний температурний рівень основних деталей, можливість збереження малих радіальних зазорів в проточній частині і тим самим підтримання високого ККД турбомашини при довготривалій експлуатації.

Повітря на охолодження витрачається раціонально. Для турбін прийняті між опорні, достатньо жорсткі ротори з організацією в середній частині корпусу внутрішнього загального підшипника для турбіни приводу компресора і силової турбіни. Вмонтована секційна камера згоряння має десять жарових труб з радіальним розташуванням їх рівномірно по колу і з'єднаних полум'я-перекидними патрубками. [2]

Вся турбогрупа («турбіна-нагнітач») виконана блочно. Пуск агрегата здійснюється з допомогою турбодетандера, який працює на транспортованому газі при тиску 10...20 кгс/см². Турбіна високого (ТВТ), низького (ТНТ) тиску і компресор об'єднані загальним корпусом.

Безпосередньо в корпус вмонтовано десять секційних камер згоряння, розташованих радіально і з'єднаних одна з одною полум'яперекидними патрубками. ТВТ має три, ТНТ – два, компресор – 12 ступенів.

Ротори ТВТ і компресора жорстко зв'язані між собою і утворюють загальний ротор компресорної групи. Корпус ГТУ і заднього підшипника встановлені на загальну раму і формують єдиний блок. Двохопорні жорсткі ротори ТНТ і компресорної групи не зв'язані між собою, і обертаються обидва за годинниковою стрілкою, якщо дивитися по ходу газу.

Компресорна частина ротора барабанного типу, турбінна – цільнокована, тридискова. Хвости лопаток турбіни виконано двозубчастими. Лопатки заводяться в осьовому напрямку і стопоряться спеціальними пластинами.

Компресорні лопатки багатозубчасті, заводяться на ротор по периферії і стопоряться замковими вставками (промтілами).

Всередині корпусу змонтовані внутрішній маслопровід, трубопровід підігріву масла, трубопровід для гасіння пожежі та контрольно-вимірювальні прилади.

Маслоохолоджувачі, інжектори, фільтри, насоси, триходовий кран і зворотний клапан змонтовані на рамі-маслобаку так, що не обтяжують доступ до турбіни і будь-який з них може бути вільно демонтований для огляду і ремонту без зливу масла.

Основні технічні дані ГПА надано в табл. 1.2.

Основні технічні дані ГПА

№ п/п	Найменування параметра	Одиниця вимірювання	Числове значення	
			I агрегат	II агрегат
1	Потужність турбіни на муфті ВН	кВт	6100	6250
2	Продуктивність ВН за стандартних умов	млн м ³ /добу	19	19
3	Частота обертання ротора ВН	об/хв.	6150	6150
4	Тиск газу на вході в ВН	кгс/см ²	36	45
5	Темпера газу на вході в ВН	°С	15	33
6	Тиск газу на виході з ВН	кгс/см ²	45	56
7	Політропний ККД ВН	%	84	84
8	Зміна швидкості обертання силового валу ГТУ	%	75-105	75-105

Нагнітач Н-300-1,23 природного газу – одноступеневий відцентровий компресор, який приводиться безпосередньо від газотурбінної установки. Нагнітач має вертикальний фланцевий роз'єм, консольне розташування робочого колеса, співвісно вхідний та вихідний патрубки. Основна відмінність – наявність розвиненого лабіринтового ущільнення, після якого газ використовують в паливній системі ГТУ. Це дозволяє здійснити запирання ущільнення від власного головного маслонасоса і забезпечити незалежність роботи нагнітача від джерел електропостачання. Однак газ, що надходить в паливну систему з ущільнень, потребує додаткового очищення. Інша важлива особливість нагнітача це окрема від ГТУ мастильна система. [3]

Для одинадцятилопатевого робочого колеса $\beta_1=33^\circ$ і $\beta_2=38^\circ$.

Вихідний пристрій являє собою безлопатеий дифузор ($D_4/D_2=1,6$) з боковою збірною камерою однакового по колу перерізу. Картер підшипника приварений до корпусу нагнітача. Вкладиш опорного підшипника фіксується в картері за допомогою верхньої клинної подушки.

Гребінь упорного підшипника відкований заодно з ротором і одночасно є головним маслонасосом нагнітача. Колодки упорного підшипника бронзові, мають бабітову заливку.

Номінальний режим роботи ГПА визначається наступними параметрами:

- потужність на муфті нагнітача – 6000 кВт;
- температура навколишнього повітря – плюс 15°С;
- атмосферний тиск – 735 мм рт. ст.;

- температура газів перед силовою турбіною – 750°C ;
- ККД ГТУ, віднесений до потужності на муфті ВН – 23%.

1.4.2. Основні системи газотурбінної установки.

До основних систем ГТУ ГТ–6–750 відноситься:

- система змащення і ущільнення;
- система регулювання;
- система агрегатної автоматики;
- система централізованого контролю і управління.

Індивідуальна система змащення і ущільнення агрегата складається з рами-маслобака турбіни і масляного баку нагнітача, насосів, масло охолоджувачів, акумулятор масла і трубопроводів з запірною і регулювальною арматурою. Для подачі масла в маслобаки кожного агрегата і періодичного спорожнення їх передбачається установка маслобака, яка складається з мірного і переливного баків і двох насосів (Ш8–25–5,8/2,5 Б-3, $Q=5,8 \text{ м}^3/\text{год}$) з електродвигуном АО2–32–4, $N=3 \text{ кВт}$ і Ш40–6–18/4, $Q=18 \text{ м}^3/\text{год}$ з електродвигуном АО2–51–6, $N=5,5 \text{ кВт}$.

Для аварійного зливу масла передбачена підземна ємність, місткістю 40 м^3 . Аварійний злив масла з кожного агрегата передбачений дистанційно – керованою засувкою з електроприводом. З ємності масло відкачується зануреним насосом на склад.

В компресорному цеху для періодичного очищення масла передбачені дві маслоочисні установки ПСМ–1–3000 (в тому числі одна пересувна).

Охолодження масла було передбачено водою закритого циклу. З цією метою передбачений розширювальний бак, циркуляційна насосна і повітряні холодильники циркуляційної води. Однак, згідно з вказівкою ДК «Укртрансгаз» система водяного охолодження була переведена на повітряну. Реконструкція системи охолодження масла ГПА була проведена за наступною схемою. Водяні кожухотрубні холодильники замінені на групу АПО з трьох секцій, в кожній секції по два вентилятори. Всього в групі шість вентиляторів з двигунами потужністю $5,5 \text{ кВт}$ кожний.

Комплектно з охолоджувачами передбачено двадцять сім індивідуальних нагрівачів для підігріву камер і трубопроводів масла в передпусковий період.

Апарати встановлені в низькій частині цеху, в районі камер забору повітря, з метою використання підігрітого повітря для ГПА в зимовий період. Для забезпечення вільного зливу масла з непрацюючого апарату в маслобак агрегата трубні пучки АПО підняті на відмітку 5,3 м.

Охолодження повітря обдування вузла середнього підшипника ГТУ здійснюється в апарату повітряного охолодження типу $\frac{\text{АВМ} - \text{В} - 9 - 6 - \text{Б1} - \text{В}}{8 - 1 - 1,5}$

Талліннського машинобудівного заводу.

Зниження тиску масла в системі агрегату до розрахункової величини здійснюється регулятором тиску, який монтується на маслопроводі перед АПО.

У зв'язку з заміною кожух трубних холодильників на АПО, загальний опір маслосистеми збільшується на $0,5 \dots 0,6 \text{ кгс/см}^2$, тому передбачена модернізація інжекторів маслоохолоджувачів, що дозволить забезпечити надійне змащування підшипників ГПА.

В якості змащувального масла для ГТ–6–750 використовується турбінне масло Т 22 ГОСТ 32–74, а також ТП 22 ГОСТ 9972–74. Втрати масла за даними експлуатації становлять 1,2 кг/год. Ємність маслосистеми 14 м³.

Система регулювання ГТ–6–750 гідродинамічна з гідравлічними зв'язками. Її призначенням є:

- 1) підтримання постійного тиску газу в нагнітальному газопроводі на виході з КС або заданого числа обертів ротора ТНТ і нагнітача;
- 2) запобігання ротора ТНТ від перевищення допустимих обертів;
- 3) запобігання ТВТ від перевищення температури газів перед нею;
- 4) запобігання можливості роботи турбіни в режимах, на яких осьовий компресор може потрапити в помпаж;
- 5) забезпечення необхідної якості перехідних процесів;
- 6) управління підводом пускового газу до турбодетандера і чергового паливного газу до камер спалювання;
- 7) підтримання постійної температури масла в баку;

8) припинення подачі паливного газу до камер спалювання при аварійному стані агрегату по імпульсу від захисних пристроїв. [4]

Агрегатна система автоматики агрегату ГТ–6–750 складається з агрегатної панелі, щита автоматичного управління, щита манометрів, щита датчиків-перетворювачів, а також місцевих приладів і датчиків, встановлених поблизу агрегату.

1.4.3. Блок очищення газу.

Для очищення газу від механічних домішок застосовується установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами, PN 5,39 МПа (рис. 1.2).

Максимально допустима продуктивність одного апарата для прийнятих параметрів газу на вході КС складає 5,7 млн. м³/добу. Установка складається з чотирьох пиловловлювачів DN 1400.



Рис. 1.2. Мультициклонні пиловловлювачі

Втрати тиску в пиловловлювачах при максимальному завантаженні становлять:

- 0,046 МПа – для апаратів з перфорованою решіткою;
- 0,031 МПа – для апаратів без перфорованої решітки перед штуцером на вході.

1.4.4. Блок охолодження газу.

Охолодження газу, що подається в магістральний газопровід, понижується до температури 40°C. В якості холодильника застосовуються горизонтальні АПО типу $ABГ \frac{9-64-61-B3}{8-2-4}$, з поверхнею теплопередачі по оребренню 1740 м², електродвигун ВАО-82-6, потужністю 40 кВт. Параметри роботи існуючих АПО приведені в табл. 1.3.

Таблиця 1.3

Параметри роботи апаратів повітряного охолодження

№ п/п	Найменування параметра	Одиниці вимірювання	Чисельна величина
1	Кількість охолоджуваного газу	млн м ³ /добу	5,3
2	Початкова температура газу	°C	54
3	Кінцева температура газу	°C	40
4	Робочий тиск газу	кгс/см ²	56
5	Початковий тепловміст	ккал/кг	235,5
6	Кінцевий тепловміст	ккал/кг	227
7	Різниця тепловмісту	ккал/кг	8,5
8	Загальне теплове навантаження	Гкал/год	1,36
9	Початкова температура повітря	°C	26
10	Кінцева температура повітря	°C	33
11	Середня різниця температур	°C	19,6
12	Продуктивність вентиляторів	м ³ /год	260000
13	Напір вентиляторів	Па	7,2
14	Кількість вентиляторів	шт	1
15	Кількість АПО	шт	4
16	Коефіцієнт теплопередачі	ккал/(м ² ·год)	25,4
17	Втрати тиску газового потоку в АПО	кгс/см ²	0,14

1.5. Характеристика допоміжного обладнання компресорної станції «Комарно»

До допоміжного обладнання компресорної станції відносяться установка підготовки паливного і пускового газу, система підготовки імпульсного газу, система протипожежного захисту та ін.

1.5.1. Блок підготовки паливного і пускового газу.

Як паливний і пусковий газ в ГТУ використовується транспортований газ, який пройшов відповідну технологічну обробку: сепарацію і редукування.

Відбір газу здійснюється зі всмоктувального колектора після пило-вловлювачів чи з нагнітального колектора компресорного цеху до холодильників газу (в зимовий період). Крім цього передбачено відбір газу від вузла під'єднання КС до магістрального газопроводу.

Після первинного сепаратора С-1 (рис. 1.3) паливний і пусковий газ надходить в блок редукування. Потім паливний газ під тиском 0,98 МПа проходить сепаратори С-2 і надходить в колектор паливного газу компресорного цеху DN 500. Пусковий газ із блоку редукування під тиском 0,98 МПа надходить в колектор пускового газу компресорного цеху DN 400.

В компресорному цеху також передбачений колектор DN 150 збору газу з ущільнення нагнітача, газ з якого під тиском 0,98 МПа надходить в лінію паливного газу компресорного цеху перед сепараторами С-2.



Рис. 1.3. Газовий сепаратор

Для подачі газу безпосередньо до ГТУ призначений пункт редукування паливного і пускового газу ПРГ-ТП, який розміщується під навісом в торці компресорного цеху. ПРГ-ТП складається з вузла редукування паливного газу і вузла редукування пускового газу, які об'єднані вхідним колектором в один блок. Технологічна обробка газу в ПРГ-ТП проходить за наступною схемою.

Газ через теплообмінник з запірними кранами надходить у вхідний колектор і, пройшовши запірні крани, у витратомірні нитки паливного і пускового газу.

ПРГ-ТП має два виводи – паливного і пускового газу. Редукування тиску паливного газу здійснюється двома регулювальними нитками, одна з яких робоча, інша – резервна. Кожна регулювальна нитка складається з регулятора прямої дії (РД–50–64) (рис. 1.4) та двох кранів (до регулятора і після).

Редукування пускового газу здійснюється однією ниткою редукування, що складається з регулятора прямої дії і двох кранів.

Для забезпечення надійної роботи пункту – з метою запобігання гідратуутворення в регуляторах – передбачається загальний підігрів газу в теплообміннику. Установка підігріву газу розташована на вході газу з під'єднанням до вхідного колектора блоку редукування. Як теплоносієм використовується гаряча вода компресорної станції.



Рис. 1.4. Регулятор тиску прямої дії РД–50–64

Основні технічні параметри пункту редукування паливного і пускового газу зведені в табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Основні технічні параметри ПРГ-ТП

№ п/п	Найменування	Одиниці виміру	Вид технологічного газу	
			паливний	пусковий
1	Продуктивність	тис. м ³ /год	11	1,3
2	Тиск газу на вході	кгс/см ²	37	37
3	Тиск газу на виході	кгс/см ²	10	10
4	Необхідність підігріву газу	—	так	так

Оперативний контроль роботи ПРГ–ТП здійснюється манометрами загального призначення. Вихідний тиск паливного газу контролюється електроконтактним манометром, який під'єднується до системи аварійної сигналізації диспетчерського пункту КС.

Облік витрати паливного і пускового газу здійснюється за допомогою камерних діафрагм в комплекті з сильфонним дифманометром. Дистанційна передача показів витрат газу, тиску і температури диспетчеру КС виконується датчиками витрати, тиску і температури із вторинними приладами. Автоматичне переключення ниток з робочої на резервну при відмові робочого регулятора тиску здійснюється системою захисту типу «Защита-2».

1.5.2. Блок очищення циклового повітря.

Очищення циклового повітря, яке надходить на всмоктування компресора, проводиться в сухих повітряних фільтрах з об'ємним нетканим фільтрувальним матеріалом ФРНК, розробки ВНИИ «Кондвентмаш» спільно з Харківським заводом «Кондиціонер». Фільтр складається з корпусу і нерухомої решітки, на яку вручну вкладається чистий фільтрувальний матеріал у вигляді глибоких складок. Після запилення і досягнення граничного опору він намотується на котушку в рулон за допомогою електроприводу. Фільтрувальний матеріал ФРНК регенерується водою.

Допускається мінімально трикратна регенерація фільтрувального матеріалу. Для очищення циклового повітря ГПА (в кількості 193 т/рік) прийнятий фільтр типу ФР2–250–03 з наступною характеристикою:

- номінальна продуктивність 250 тис. м³/год.;
- робочий переріз проходу повітря 24,8 м²;
- розміри фільтрувального матеріалу 10,5×1,7 м;
- кількість полотен на одну заправку 6 шт.;
- початковий опір 6 кгс/м²;
- граничний опір 30 кгс/м²;
- пилоємність матеріалу не менше 1000 г/м²;
- встановлена потужність 0,54 кВт (два електроприводи по 0,27 кВт). [5]

1.5.3. Система імпульсного газу.

Для приводу пневмопривідних кранів в обв'язці компресорного цеху використовується транспортований газ. Осушування імпульсного газу проводиться в блоці адсорберів, заповнених силікагелем.

Відбір газу в блок адсорберів проводиться від лінії паливного газу високого тиску після сепараторів першої ступені С–1.

Регенерація адсорбенту здійснюється продуванням адсорберів в атмосферу гарячим повітрям, яке відбирається від осьового компресора ГТУ.

Витрата силікагелю на стирання приймається приблизно 50% від заповнення або близько 150 кг/рік.

1.5.4. Установка пінного автоматичного пожежогасіння.

Для установки пінного автоматичного пожежогасіння прийнятий варіант з датчиками ДПС–038 і пристроєм ПІО–017.

Датчик представляє собою термобатарей, яка складається з хромель-копелевих термопар, з'єднаних послідовно. Термобатарей має малоінерційні та інерційні спаї. Термічна електрорушійна сила, яка з'явилась на виході датчика передається на проміжний пристрій ПІО–017, спрацьовує реле РПС–5, контакти якого вмикають сигнальний пристрій.

Датчик ДПС–038 встановлюється в контрольованих пожежонебезпечних частинах турбоагрегату. Передбачається можливість автоматичного і дистанційного ввімкнення системи пожежогасіння зі щита протипожежного захисту, встановленого в приміщенні диспетчерської компресорної станції, а також за допомогою місцевих кнопок, розміщених біля пристроїв ПІО–017 на панелі для кожного турбоагрегату.

1.5.5. Автоматична газорозподільна станція АГРС–1/3

Для газопостачання котельні КС «Комарно» прийнята автоматична газорозподільна станція АГРС–1/3, призначена для пониження тиску газу, підтримання заданого вихідного тиску, обліку витрати газу перед подачею споживачу.

Газ високого тиску надходить по вхідному трубопроводу в фільтр, де очищується від механічних домішок, а потім у змійовик підігрівача, нагрівається до заданої температури, яка унеможливорює гідратуутворення.

Очищений і підігрітий газ надходить в редукувальну частину, дві нитки якої однакові за складом їх обладнання і настроюванні регуляторів. Редукування високого тиску газу здійснюється регулятором тиску газу прямої дії.

Запобіжний клапан, встановлений на вихідному колекторі редукувальних ниток, забезпечує захист газопроводу низького тиску. Витрата газу на АГРС реєструється об'ємним ротаційним лічильником. Підготовлений для подачі споживачу газ надходить у вихідний трубопровід АГРС.

Для проведення ремонтних і профілактичних робіт на редукувальній частині АГРС, без припинення подачі газу, передбачена байпасна лінія з вентилями, за допомогою яких можна вручну здійснити редукування тиску для подачі газу споживачу. Вихідний тиск у цьому випадку контролюється манометром.

Обслуговування АГРС здійснюється персоналом КС.

Основні параметри ГРС:

- продуктивність 1200 нм³/год.;
- тиск газу на вході 3,73...5,39 МПа;
- тиск газу на виході 0,59 МПа.

Автоматизація і КВП АГРС–1/3 передбачають редукування і автоматичне регулювання тиску газу на виході при різноманітних режимах газоспоживання, захист споживача при відхиленні вихідного тиску від номінального, автоматизацію роботи підігрівача, замір витрати газу та інших параметрів, а також аварійну сигналізацію диспетчеру КС про порушення нормального режиму роботи АГРС.

Регулювання тиску газу здійснюється двома регулювальними нитками, з яких одна робоча, друга резервна. На кожній нитці встановлено регулятор тиску прямої дії і кран з пневмоприводом. АГРС укомплектована пристроєм «Защита–2», яка разом з пневмопривідними кранами формує систему захисної автоматики АГРС.

Вона здійснює контроль вихідного тиску газу і автоматично проводить ввімкнення і вимкнення ниток редукування в залежності від величини відхилення редукованого тиску газу на виході ГРС.

Для вимірювання витрати газу передбачена діафрагма з блоком заміру витрати газу моделі БЗРГ–1. З витратомірної нитки газ надходить в блок одоризації, де перед подачею споживачу одорується. Одоризація газу проводиться автоматично, пропорційно витраті газу. Для аварійної сигналізації в АГРС передбачені датчики і пристрій УСГ–3М, які забезпечують подачу сигналу диспетчеру КС при таких порушеннях роботи ГРС:

- при пониженні тиску газу на вході до мінімально-допустимого значення;
- при закритті робочої нитки;
- при відкритті резервної нитки;
- при відхиленні величини вихідного тиску газу за допустимі межі.

Як датчики сигналів використовуються електроконтактні манометри типу ВЕ–16РБ і електроконтактний термометр ТПП–СК. Прилади ВЕ–16РБ встановлюються в шафі блоку редукування, термометр ТПП–СК – в блоці підігрівача газу, УСГ–3М – в блоці сигналізації.

1.5.6. Система стисненого повітря.

Стиснене повітря для ремонтних робіт подається від пересувної повітряно-компресорної станції ЗИФ–51В. Продуктивність станції становить – $51 \text{ м}^3/\text{хв}$; тиск стисненого повітря 0,69 МПа. Тип електродвигуна АК 2–81–4, потужністю 40 кВт. Стиснене повітря від повітряно-компресорної станції подається в ресивер стисненого повітря ємністю 2 м^3 , а потім трубопроводом DN 50 направляється в компресорний цех.

1.5.7. Склад мастил.

Мастильне господарство компресорного цеху складається з індивідуальної системи змащування і ущільнення, а також центральної системи подачі, регенерації і зберігання, яку становлять цехове мастильне господарство і склад мастил. Для зберігання мастильного масла компресорних агрегатів ГТ–6–750 прийняті два блоки ємкостей $2 \times 26 \text{ м}^3$ для темних нафтопродуктів з підігрівачами, в тому числі дві ємності для чистого масла, одна ємність для відпрацьованого масла.

Для перекачування і регенерації масла прийняті:

- блок-бокс, який складається з одного насоса Ш8–25–5,8/2,5Б–2 з електродвигуном АОЛ2–31–4 потужністю 2,2 кВт, зливного фільтра ФС–П–50–16 і маслоочисної установки ПСМ1–3000;
- блок-бокс регенерації мастил і тарне зберігання мастил.

Блок-бокс регенерації мастил складається з маслорегенераційної установки УРМ–100 і двох відстійних баків об'ємом 2 м³.

Висновки за розділом

1. Представлено генеральний план території КС, включаючи 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 – 18,1 млн м³/добу, максимальний тиск – 5,5 МПа. Можлива зміна технологічної схеми в зв'язку з заміною існуючих неповнонапірних ГПА на повнонапірні.

3. Надана характеристика основного обладнання КС, яке застосовуються для виконання основних технологічних операцій. Компримування газу здійснюється ГПА, до яких входить ГТУ ГТ–6–750 з відцентровими нагнітачами Н–300–1,23. Потужність турбіни на муфті відцентрового нагнітача 6100 кВт (I агрегат) та 6250 кВт (II агрегат). Продуктивність неповнонапірного ГПА за стаціонарних умов - 19 млн м³/добу. Отже, існуючі ГПА не можуть забезпечити потрібну продуктивність – 21,9 млн м³/добу.

4. Описано блок очищення газу від механічних домішок – це установка пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1600, PN 5,39 МПа.

5. Максимальна продуктивність одного апарата складає 5,7 млн м³/добу. Існуючий блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності, так як налічує чотири установки.

6. Описано блок охолодження газу, в якості холодильника застосовуються горизонтальні апарати повітряного охолодження типу АВГ9–64–61–БЗ/8–2–4. Кількість охолоджуваного газу - 5,3 млн м³/добу.

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. РОЗРАХУНОК ОСНОВНИХ ПАРАМЕТРІВ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»

2.1. Побудова статистичної характеристики компресорної станції

Статистична обробка експлуатаційних показників роботи КС або лінійної ділянки використовується з метою визначення середньо-статистичних показників роботи газотранспортного підприємства на протязі певного періоду експлуатації.

Вихідними даними для розрахунків вважаються фактичні дані по режимах роботи об'єкту. Аналіз результатів розрахунків дозволяє зробити висновки про реальну продуктивність газопроводу, степінь його завантаження, використання встановленої потужності.

Аналіз фактичних режимів роботи КС або лінійної частини проводиться з метою встановлення середньостатистичних показників її експлуатації. Серед основних показників експлуатації КС вибрано тиск на вході P_v , тиск на виході P_n , температура на вході t_v , температура на виході t_n та продуктивність КС Q .

Аналіз фактичних режимів проведено за кожен день місяця експлуатації КС. Диспетчерська інформація представлена середньо-добовими даними про режим роботи КС. На основі вказаних даних визначається максимальна і мінімальна величина кожного параметру за місяць, його середньоарифметична величина, середньоквадратичне відхилення і коефіцієнт варіації.

Для середньодобових значень параметрів за місяць визначаються нижче надані параметри.

Середньоарифметичні значення наступних параметрів:

– тиск на вході до КС:

$$\overline{P_B} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{Bi}, \quad (2.1)$$

де P_{vi} – тиск на вході в КС на кожен момент часу місяця;

n – число значень тиску на вході в даному місяці.

– тиск на виході з КС:

$$\overline{P_H} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_{Hi}, \quad (2.2)$$

де P_{Hi} – тиск на виході з КС на кожен момент часу місяця.

– температура на вході до КС:

$$\overline{t_B} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{Bi}, \quad (2.3)$$

де t_{Bi} – температура на вході до КС на кожен момент часу місяця.

– температура на виході з КС:

$$\overline{t_H} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n t_{Hi}, \quad (2.4)$$

де t_{Hi} – температура на виході з КС на кожен момент часу місяця.

– середньодобова продуктивність КС:

$$Q_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n Q_i, \quad (2.5)$$

де Q_i – продуктивність КС на кожен момент часу місяця.

– коефіцієнт добової нерівномірності газоспоживання:

$$k_d = \frac{1}{Q_{cp}} \sum_{i=1}^n (Q_i - Q_{cp}) \quad \text{при} \quad Q_i - Q_{cp} > 0. \quad (2.6)$$

Також для кожної доби визначались середньоквадратичні відхилення:

– тиску на вході до КС:

$$\Delta P_B = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{Bi} - \overline{P_B})^2}{n-1}, \quad (2.7)$$

– тиску на виході КС:

$$\Delta P_H = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{Hi} - \overline{P_H})^2}{n-1}, \quad (2.8)$$

– температури на вході до КС:

$$\Delta t_B = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{Bi} - \overline{t_B})^2}{n-1}, \quad (2.9)$$

– температури на виході з КС:

$$\Delta t_H = \frac{\sum_{i=1}^n (t_{Hi} - \overline{t_H})^2}{n-1}, \quad (2.10)$$

– продуктивності КС:

$$\Delta Q = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_i - Q_{cp})^2}{n-1}. \quad (2.11)$$

За даними розрахунку середньоквадратичних відхилень знаходяться коефіцієнти варіації:

– тиску на вході до КС:

$$W_{P_B} = \frac{\Delta P_B}{P_B}, \quad (2.12)$$

– тиску на виході з КС:

$$W_{P_H} = \frac{\Delta P_H}{P_H}, \quad (2.13)$$

– температури на вході з КС:

$$W_{t_B} = \frac{\Delta t_B}{t_B}, \quad (2.14)$$

– температури на виході з КС:

$$W_{t_H} = \frac{\Delta t_H}{t_H}, \quad (2.15)$$

– продуктивності КС:

$$W_Q = \frac{\Delta Q}{Q_{cp}}. \quad (2.16)$$

Для проведення вказаної статистичної обробки параметрів КС складено програму за допомогою електронних таблиць *Microsoft Excel* (додаток А).

Область допустимих режимів експлуатації КС «Комарно» представлено на рис.2.1.

В зимовий період КС «Комарно» працює в такому режимі: при тиску 3,58 МПа тиск на виході становить 4,6 МПа. Мінімальне значення тиску на вході – 3,08 МПа, максимальне значення – 3,91 МПа, мінімальне значення тиску на виході становить – 3,8 МПа, максимальне значення – 4,85 МПа.

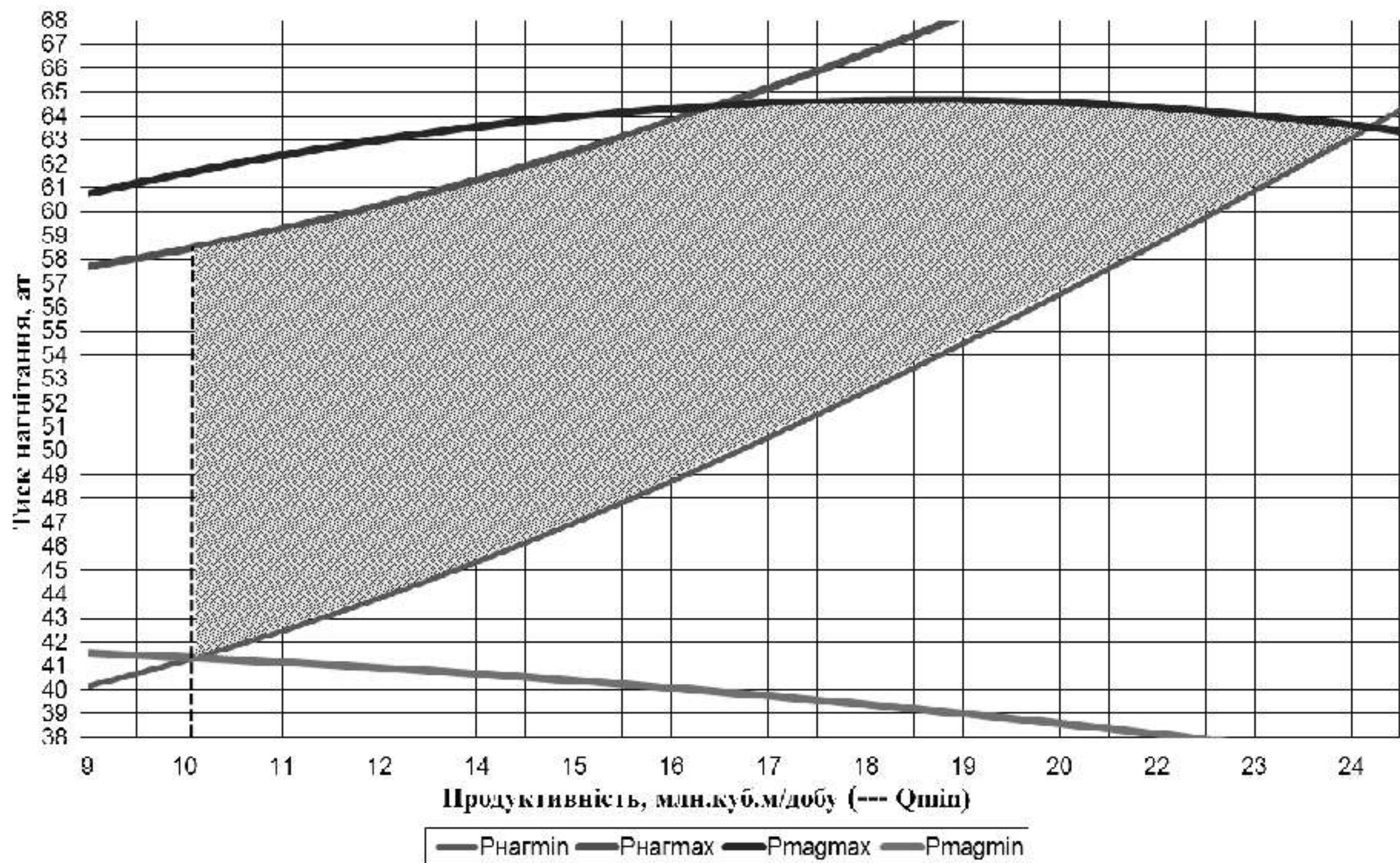


Рис.2.1. Область допустимих режимів експлуатації КС «Комарно»

Щодо витрати, то вона коливається від 13 млн. м³/добу до майже 16 млн. м³/добу.

Навесні: тиск на вході (максимальне значення – 4,15 МПа, мінімальне – 3,26 МПа) і на виході (максимальне значення – 5,06 МПа, мінімальне – 4,45 МПа) практично незмінні, а витрати, починаючи з другої половини місяця тримається на одному рівні 13...14 млн. м³/добу, і на протязі усього весняного періоду не перевищують 15 млн. м³/добу.

В літній період витрата газу через нагнітачі є досить високою і трималась на рівні 15,2...17,6 млн. м³/добу. Що стосується тиску як на вході, так і на виході, то спостерігались незначні коливання в червні, липні, і порівняно відносна стабільність в серпні.

В осінній період не спостерігалось значних стрибків тиску, як на вході так і на виході, а ось витрата трималась на досить високому рівні 14...17 млн. м³/добу. а вкінці листопада знизилась до 14 млн.м³/добу.

Порівнюючи параметри газу, який транспортується посезонно можна сказати, що найбільш оптимальними параметрами для КС є параметри літні, коли станція працює при практично граничному значенні вихідного тиску

$P_{вих} = 5,29 \text{ МПа}$, витрата газу становить 15...17,6 млн. $\text{м}^3/\text{добу}$ (при максимумі 18,1 млн. $\text{м}^3/\text{добу}$).

Статистичні дані по режимах роботи КС «Комарно» за 2018 рік надані в додатку А. Вихідними даними для розрахунків вважаються фактичні дані по режимах роботи об'єкту. Аналіз результатів розрахунків дозволяє зробити висновки про реальну продуктивність газопроводу, ступінь його завантаження, використання встановленої потужності. [6]

2.2. Розрахунок фізичних властивостей природного газу

Для проведення розрахунків режиму роботи компресорних станцій і теплогідравлічних розрахунків лінійної частини газопроводів необхідно попередньо визначити низку фізичних властивостей природного газу за робочих умов. Вихідними даними для зазначених розрахунків є склад газу в об'ємних відсотках за даними вимірювань.

Обчислюємо молекулярну масу природного газу за формулою

$$\mu = \sum_{j=1}^n r_j v_j, \quad (2.17)$$

де r_j – молекулярна маса j -ого компонента суміші, наведена у довідниках;

n – кількість компонентів, що містить природний газ;

v_j – об'ємна частка j -ого компонента у суміші.

Знаходимо відносну густину природного газу за повітрям

$$\Delta = \frac{\mu}{\mu_{нов}} = \frac{\mu}{28,96}, \quad (2.18)$$

де $\mu_{нов} = 28,96 \text{ кг/кмоль}$ – молекулярна маса повітря.

Визначаємо газову сталу природного газу за формулою

$$R = \frac{R_{нов}}{\Delta} = \frac{287,1}{\Delta}, \quad (2.19)$$

де $R_{нов} = 287,1 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{К)}$ – газова стала повітря.

Знаходимо густину газу за нормальних умов за формулою

$$\rho_n = \frac{\mu}{22,41}. \quad (2.20)$$

Визначаємо густину газу за стандартних умов

$$\rho_{ст} = \rho_{ст. пов.} \cdot \Delta, \quad (2.21)$$

де $\rho_{ст. пов.}$ – густина повітря за стандартних умов, яка рівна 1,205 кг/м³.

Обчислюємо нижчу теплоту згорання природного газу за формулою

$$Q_{pn} = \sum_{j=1}^{n_1} Q_{pnj} \nu_j, \quad (2.22)$$

де Q_{pnj} – нижча теплота згорання j -ого компонента природного газу, наведена у довідниках;

n_1 – кількість горючих компонентів природного газу.

Розрахунок виконано у програмі Microsoft Excel (Додаток Б).

2.3. Розрахунок наявної потужності газотурбінного приводу газоперекачувальних агрегатів компресорної станції

Наявну потужність ГТУ для привода відцентрових нагнітачів КС визначаємо за методикою, наведеною у міждержавному галузевому нормативному документі «Нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. Часть 1. – Газопроводы» (ОНТП 51–1–85).

$$N_e^p = N_e^H K_N K_{об} K_y \left(1 - K_t \frac{T_3 - T_3^H}{T_3} \right) \frac{P_a}{0,1013}, \text{ кВт} \quad (2.23)$$

де N_e^H – номінальна потужність ГТУ, кВт;

K_N – коефіцієнт, який враховує допуски і технічний стан ГТУ;

$K_{об}$ – коефіцієнт, який враховує вплив системи, що протидіє обмерзанню;

K_y – коефіцієнт, який враховує вплив системи утилізації тепла відпрацьованих газів;

K_t – коефіцієнт, який враховує вплив температури навколишнього повітря;

T_3^H – номінальна температура повітря на вході у ГТУ, К;

T_3 – розрахункова температура повітря на вході у ГТУ, К;

P_a – розрахунковий тиск зовнішнього повітря, МПа, який залежить від геодезичної позначки місця розташування компресорного цеху.

Розрахункову температуру повітря на вході ГТУ обчислюємо за формулою

$$T_z = T_a + \delta T_a, \quad (2.24)$$

де T_a – середня температура зовнішнього повітря для заданого періоду;

δT_a – поправка на зміну кліматичних параметрів і місцевий підігрів повітря на вході ГТУ, $\delta T_a = 5$ К.

Значення коефіцієнта $K_{об}$ приймаються за даними технічної документації ГТУ залежно від розрахункової температури повітря, наявності і типу системи, яка запобігає обмерзанню.

Зазначений коефіцієнт приймається рівним 1,0 за таких умов:

- при відсутності системи проти обмерзання;
- при відсутності її впливу на потужність ГПА;
- при розрахунковій температурі повітря на вході ГТУ вищій за 278 К.

Коефіцієнт, який враховує вплив системи утилізації тепла відпрацьованих газів ГТУ можна визначати за формулою

$$K_y = 1 - K'_y \frac{\Delta P_y}{P_a}, \quad (2.25)$$

де ΔP_y – збільшення гідравлічного опору вихлопного тракту ГТУ при наявності системи утилізації;

K'_y – коефіцієнт впливу збільшення гідравлічного опору вихлопного тракту.

При відсутності технічних даних системи утилізації допускається приймати $K_y = 0,985$.

Розрахунок виконано у пакеті MathCad:

- для існуючого газотурбінного приводу ГТ–6–750 (Додаток В);
- для нового газотурбінного приводу ДГ-90Л2.1 (Додаток Г).

2.4. Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів

Виконуємо математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів. Для опису залежності коефіцієнта підвищення тиску ε_n (за умови, що зведені відносні оберти дорівнюють одиниці),

політропічного ККД $\eta_{пол}$ і зведеної відносної внутрішньої потужності $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв}$ від зведеної об'ємної продуктивності нагнітача за умов на його вході $Q_{зв}$ використовуємо тричленні поліноми вигляду

$$\varepsilon_n = a_1 + a_2 Q_{зв} + a_3 Q_{зв}^2, \quad (2.26)$$

$$\eta_{пол} = b_1 + b_2 Q_{зв} + b_3 Q_{зв}^2, \quad (2.27)$$

$$\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}}\right)_{зв} = c_1 + c_2 Q_{зв} + c_3 Q_{зв}^2, \quad (2.28)$$

Дані значення для нового нагнітача визначимо з його газодинамічних характеристик (рис. 2.2). [7]

Коефіцієнти математичних моделей можуть бути визначені методом найменших квадратів шляхом обробки паспортних або фактичних характеристик відцентрового нагнітача. Достатня точність результатів може бути забезпечена при визначенні коефіцієнтів моделей за координатами трьох точок у робочій зоні нагнітача. Наприклад, для рівняння (2.26) формули для обчислення значень коефіцієнтів приймають вигляд

$$a_3 = \frac{\varepsilon_1 - 2\varepsilon_2 + \varepsilon_3}{2(Q_2 - Q_1)^2} \quad (2.29)$$

$$a_2 = \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)}{(Q_1 - Q_2)} - a_3(Q_1 + Q_2), \quad (2.30)$$

$$a_1 = \varepsilon_1 - a_2 Q_1 - a_3 Q_1^2, \quad (2.31)$$

за виконання такої умови:

$$Q_1 - Q_2 = Q_2 - Q_3, \quad (2.32)$$

де $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3$ – значення ступеня підвищення тиску (за умови рівності одиниці зведених відносних обертів ротора нагнітача) при зведеній продуктивності нагнітача Q_1, Q_2, Q_3 відповідно.

Аналогічні залежності можна записати для визначення коефіцієнтів математичних моделей (2.27) і (2.28).

Вихідними даними для розрахунку режиму роботи ГПА КС є абсолютний тиск $P_{вс}$ і температура газу $T_{вс}$ на вході у ВН, а також кількість паралельно працюючих ГПА m .

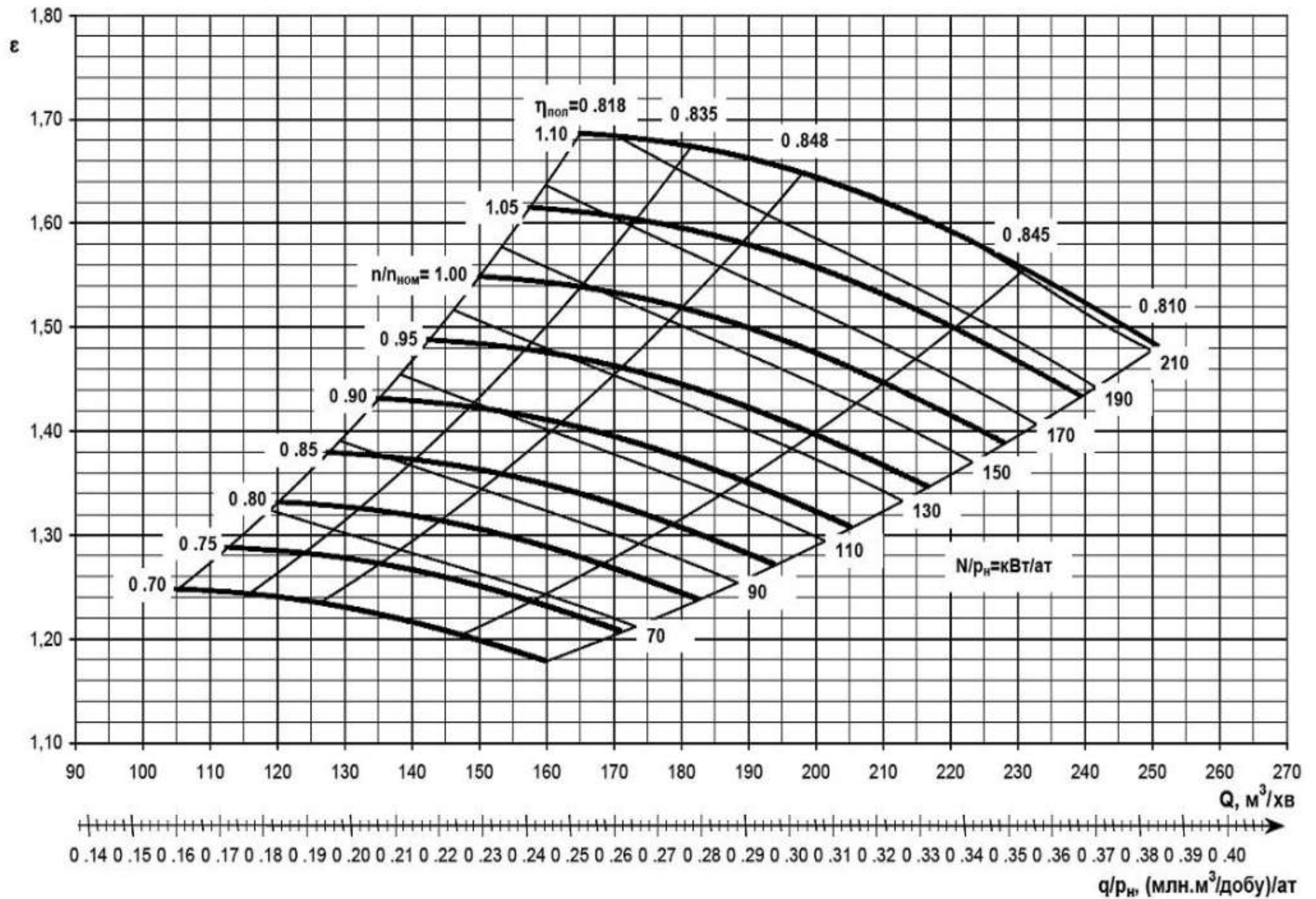


Рис. 2.2. Газодинамічні характеристики нагнітача

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за умов входу до ВН

$$z_{вс} = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \frac{\Delta^{1,3} P_{вс}}{T_{вс}^{3,3}}. \quad (2.33)$$

Задаємося продуктивністю компресорної станції за стандартних умов Q .

Обчислюємо об'ємну продуктивність ГПА КС за умов входу в нагнітачі

$$Q_{вс_{кс}} = \frac{0,24 Q z_{вс} T_{вс}}{P_{вс}}, \text{ м}^3/\text{хв}. \quad (2.34)$$

Знаходимо зведену об'ємну витрату газу одного нагнітача

$$Q_{вс} = \frac{Q_{вс_{кс}}}{m}, \text{ м}^3/\text{хв}. \quad (2.35)$$

Приймаємо, що кількість обертів нагнітача дорівнює номінальному значенню $n = n_n$. Визначаємо зведену витрату газу за формулою

$$Q_{зв} = Q_{вс} \frac{n_n}{n}, \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (2.36)$$

Знаходимо зведену об'ємну витрату газу одного нагнітача

$$Q_{вс} = \frac{Q_{вс_{кк}}}{m}, \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (2.35)$$

Приймаємо, що кількість обертів нагнітача дорівнює номінальному значенню $n = n_n$. Визначаємо зведену витрату газу за формулою

$$Q_{зв} = Q_{вс} \frac{n_n}{n}, \text{ м}^3/\text{хв.} \quad (2.36)$$

Обчислюємо зведені відносні оберти нагнітача за формулою

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв} = \frac{n}{n_n} \sqrt{\frac{z_{зв} T_{вс_{зв}} R_{зв}}{z_{вс} T_{вс} R}}, \quad (2.37)$$

де $z_{зв}, T_{вс_{зв}}, R_{зв}$ – коефіцієнт стисливості газу, температура газу на вході і газова стала, при яких побудовані зведені газодинамічні характеристики нагнітача.

Використовуючи математичні моделі (2.26)...(2.28), знаходимо ступінь підвищення тиску газу ε_n за умови, що зведені відносні оберти нагнітача дорівнюють одиниці, політропічний ККД $\eta_{пол}$ і зведену відносну внутрішню

потужність нагнітача $\left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{зв}$.

Розрахунок виконано у пакеті MathCad:

- для існуючого нагнітача Н-300-1,23 (Додаток Д);
- для нового двоступінчастого повнонапірного відцентрового нагнітача ГЦ-2 (Додаток Е).

Визначаємо абсолютний тиск газу на виході нагнітачів

$$P_{наг} = P_{вс} \varepsilon. \quad (2.38)$$

Температуру газу на виході нагнітачів розраховуємо за формулою

$$T_{наг} = T_{вс} \varepsilon^{\frac{0,235}{\eta_{пол}}}. \quad (2.39)$$

Обчислюємо густину газу за умов входу в нагнітачі

$$\rho_{вс} = \frac{P_{вс} \cdot 10^6}{z_{вс} T_{вс} R}, \text{ кг/м}^3. \quad (2.40)$$

Знаходимо внутрішню потужність нагнітача за формулою

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{вс}} \right)_{зв} \rho_{вс} \left(\frac{n}{n_n} \right)^3, \text{ кВт.} \quad (2.41)$$

Визначаємо потужність, спожиту нагнітачем

$$N = \frac{N_i}{0,95 \cdot \eta_m}, \text{ кВт,} \quad (2.42)$$

де η_m – механічний ККД нагнітача.

Розраховані параметри режиму роботи КС повинні бути перевірені на виконання таких технологічних обмежень:

– тиск газу на нагнітанні не повинен перевищувати допустимого із умов міцності значення $P_{наг} \leq P_{дон}$, (2.43)

– зведена продуктивність нагнітача за умов входу повинна бути не менша за мінімальне значення Q_{min} , яке забезпечує роботу нагнітача без помпажу

$$Q_{зв} \geq Q_{min}, \quad (2.44)$$

– потужність, спожита нагнітачем, повинна бути не менша за наявну потужність газотурбінної установки

$$N \leq N_e^p, \quad (2.45)$$

– зведені відносні оберти нагнітача повинні бути не менші за мінімально допустимі

$$\left(\frac{n}{n_n} \right)_{зв} \geq \left(\frac{n}{n_n} \right)_{min}. \quad (2.46)$$

Абсолютний тиск газу на початку ділянки газопроводу, яка знаходиться за КС, режим роботи якої розраховано, знаходимо за формулою

$$P_n = P_{наг} - \delta P_{вих}, \text{ МПа,} \quad (2.47)$$

де $\delta P_{вих}$ – втрати тиску в комунікаціях між компресорним цехом і вузлом підключення до лінійної частини газопроводу.

Для існуючого нагнітача Н–300–1,23 виконано розрахунок у пакеті MathCad (Додаток Ж).

За результатами розрахунків умова $N \leq N_e^p$ не виконується, отже існуючі ГПА з неповнонапірним відцентровими нагнітачами Н-300-1,23, не можуть забезпечити потрібної продуктивності.

Для нового нагнітача ГЦ-2 з приводом від газотурбінного двигуна ДГ-90Л2.1 також виконано розрахунок у пакеті MathCad (Додаток 3).

За результатами розрахунків умови технологічних обмежень виконуються, отже запропоновані ГПА з повнонапірним відцентровим нагнітачем ГЦ-2 забезпечують необхідну продуктивність.

2.5. Розрахунку витрат газу на власні потреби компресорної станції

Розрахунок витрат газу на власні потреби компресорної станції виконуємо згідно з ОНТП 51-1-85.

Витрати паливного газу за стандартних умов для одного робочого ГПА обчислюємо за формулою

$$q_{\text{ПГ}} = q_{\text{ПГ}}'' \left(0,75 \frac{N}{N_e^n} + 0,25 \sqrt{\frac{T_3 P_a}{T_3^n 0,1013}} \right) \frac{Q_{\text{РН}}^n}{Q_{\text{РН}}}, \quad (2.48)$$

де $q_{\text{ПГ}}''$ – номінальна витрата паливного газу.

Отже, $Q_{\text{РН}}'' = 34500 \text{ кДж/м}^3$.

Витрати паливного газу для компресорного цеху при роботі m ГПА дорівнюють

$$Q_{\text{ПГ}} = q_{\text{ПГ}} m. \quad (2.49)$$

Витрати газу на технологічні потреби і технічні втрати КС і лінійної ділянки знаходимо за формулою

$$Q_{\text{ТП}} = H_{\text{ТП}} m_{\text{КЦ}} N_e^n 10^{-3}, \quad (2.50)$$

де $H_{\text{ТП}}$ – середня питома витрата газу на технологічні потреби;

$m_{\text{КЦ}}$ – кількість ГПА, які встановлені в компресорному цеху.

Витрати газу на власні потреби компресорної станції

$$Q_{\text{КС}} = Q_{\text{ПГ}} + Q_{\text{ТП}}. \quad (2.51)$$

Якщо КС оснащена відцентровими нагнітачами з електричним приводом, то витрати паливного газу відсутні, а витрати газу на власні потреби дорівнюють витратам газу на технологічні потреби і технічні втрати КС.

Розрахунок виконано у пакеті MathCad (Додаток І). [3]

2.6. Побудова області допустимих режимів роботи компресорної станції

Область допустимих режимів газотранспортної системи отримуємо, побудувавши характеристики для екстремальних умов роботи газопроводу і компресорної станції. Для цього використовуються наступні дані з паспортних і експлуатаційних характеристик нагнітача ГПА-Ц-16С/57-1,7М1:

- мінімально-допустима продуктивність – $180 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- максимально-допустима продуктивність – $427 \text{ м}^3/\text{хв}$;
- мінімально-допустимий тиск на вході до КС – $38,6 \text{ кгс/см}^2$;
- максимально-допустимий тиск на виході з КС – $56,0 \text{ кгс/см}^2$;

Умови всмоктування приймаються наступні:

- температура 288°C ; тиск $38,6 \text{ кгс/см}^2$.

Крім того, для побудови області допустимих режимів КС «Комарно» необхідно визначити наступні параметри:

- мінімальний тиск на початку магістралі $P_{\text{магmin}}$;
- максимальний тиск на початку магістралі $P_{\text{магmax}}$;
- мінімальний тиск нагнітання для забезпечення умов всмоктування в наступну станцію $P_{\text{нагmin}}$;
- максимальний тиск нагнітання для забезпечення умов всмоктування в наступну станцію $P_{\text{нагmax}}$.

Вказані параметри обчислюються наступним чином:

$$P_{\text{магmin}} = P_{\text{вх}} \cdot \varepsilon_{\text{min}}, \quad (2.52)$$

де $P_{\text{вх}}$ – мінімальний тиск на вході в КС;

ε_{min} – мінімальний ступінь підвищення тиску.

$$P_{\text{магmax}} = P_{\text{вх}} \cdot \varepsilon_{\text{max}}, \quad (2.53)$$

де $P_{\text{вх}}$ – максимальний тиск на вході в КС;

ε_{max} – максимальний ступінь підвищення тиску.

Значення ε_{\min} і ε_{\max} визначаємо для зведених обертів $[n/n_n]_{3\theta}=0,7$ і $[n/n_n]_{3\theta}=1,1$ відповідно. Розрахунок проводимо аналогічно до вище описаного визначення коефіцієнтів a , b , c .

$$\begin{aligned}\varepsilon_{\min} &= a_{0.7} + b_{0.7} [Q_{\text{вс}}]_{3\theta} - c_{0.7} [Q_{\text{вс}}]_{3\theta}^2; \\ \varepsilon_{\max} &= a_{1.1} + b_{1.1} [Q_{\text{вс}}]_{3\theta} - c_{1.1} [Q_{\text{вс}}]_{3\theta}^2. \\ P_{\text{нагmin}} &= \sqrt{P_{\min}^2 + \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L}{(3,26 \cdot 10^{-7} \cdot d^{2,5})^2}},\end{aligned}\quad (2.54)$$

де P_{\min} – мінімальний тиск на вході в наступну станцію;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору, $\lambda=0,011$;

z – коефіцієнт стисливості, $z=0,9$;

Δ – відносна густина за повітрям, $\Delta=0,57$;

T – середня температура газу в трубопроводі, $T=280$ К;

L – довжина магістралі, $L=78$ км;

d – внутрішній діаметр трубопроводу, $d=702$ мм.

$$P_{\text{нагmax}} = \sqrt{P_{\max}^2 + \frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot z \cdot \Delta \cdot T \cdot L}{(3,26 \cdot 10^{-7} \cdot d^{2,5})^2}}, \quad (2.55)$$

де P_{\max} – максимальний тиск на вході в наступну станцію. [3]

Підставивши числові дані, визначаємо параметри, що обумовлюють екстремальні умови роботи компресорної станції.

Обчислення проводимо в редакторі *Microsoft Excel*. Результати розрахунку представлено в табл. 2.1. [8]

2.7. Розрахунок апаратів повітряного охолодження газу

Загальна кількість тепла, що підлягає відведенню від газу на установці Q_0 , Дж/с:

$$Q_0 = M' \cdot C_p \cdot (t_1 - t_2), \quad (2.56)$$

де M' – загальна кількість газу, охолоджуваного на КС, кг/с;

C_p – теплоємність газу при тиску на вході в апарат повітряного охолодження (АПО) і середній температурі газу в АПО, Дж/(кг·К). Прийmemo середнє значення теплоємності для природного газу – $C_p = 2500$ Дж/кг·К; [9];

Таблиця 2.1

Результати розрахунків області допустимих значень КС Комарно

Q , м ³ /хв	q , млн.м ³ /добу	P_{max} , кГс/см ²	P_{min} , кГс/см ²	$P_{наг,min}$, кГс/см ²	$P_{наг,max}$, кГс/см ²	E_{max}	E_{min}	$P_{mag,max}$, кГс/см ²	$P_{mag,min}$, кГс/см ²
150	8,498	56	38,6	43,125	59,746	1,650	1,255	62,700	41,039
160	9,065	56	38,6	43,831	60,244	1,658	1,251	63,010	40,921
170	9,631	56	38,6	44,571	60,769	1,666	1,248	63,293	40,797
180	10,198	56	38,6	45,343	61,322	1,672	1,244	63,549	40,666
190	10,764	56	38,6	46,144	61,901	1,678	1,239	63,779	40,528
200	11,331	56	38,6	46,975	62,505	1,684	1,235	63,983	40,385
210	11,898	56	38,6	47,832	63,134	1,688	1,230	64,159	40,234
220	12,464	56	38,6	48,715	63,786	1,692	1,226	64,309	40,077
230	13,031	56	38,6	49,622	64,463	1,696	1,221	64,433	39,914
240	13,597	56	38,6	50,552	65,161	1,698	1,215	64,530	39,744
250	14,164	56	38,6	51,503	65,882	1,700	1,210	64,600	39,567
260	14,730	56	38,6	52,476	66,624	1,701	1,204	64,644	39,384
270	15,297	56	38,6	53,467	67,386	1,702	1,199	64,661	39,194
280	15,863	56	38,6	54,477	68,168	1,701	1,193	64,651	38,998
290	16,430	56	38,6	55,504	68,969	1,700	1,186	64,615	38,795
300	16,996	56	38,6	56,548	69,788	1,699	1,180	64,553	38,586
310	17,563	56	38,6	57,607	70,625	1,696	1,173	64,463	38,370
320	18,130	56	38,6	58,681	71,48	1,693	1,167	64,347	38,148
330	18,696	56	38,6	59,769	72,35	1,690	1,160	64,205	37,919
340	19,263	56	38,6	60,87	73,237	1,685	1,152	64,036	37,683
350	19,829	56	38,6	61,983	74,14	1,680	1,145	63,840	37,442
360	20,396	56	38,6	63,108	75,057	1,674	1,137	63,618	37,193
370	20,962	56	38,6	64,244	75,988	1,668	1,130	63,369	36,938
380	21,529	56	38,6	65,391	76,933	1,660	1,122	63,093	36,676
390	22,095	56	38,6	66,548	77,892	1,652	1,113	62,791	36,408
400	22,662	56	38,6	67,714	78,863	1,644	1,105	62,463	36,134
410	23,228	56	38,6	68,889	79,846	1,634	1,096	62,107	35,852
420	23,795	56	38,6	70,073	80,842	1,624	1,088	61,725	35,565
430	24,362	56	38,6	71,265	81,849	1,614	1,079	61,317	35,270
440	24,928	56	38,6	72,465	82,866	1,602	1,069	60,882	34,969
450	25,495	56	38,6	73,672	83,895	1,590	1,060	60,420	34,662

$t_2 = 46,3^{\circ}\text{C}$ – температура газу на вході в АПО, яка дорівнює температурі газу на виході з компресорних машин, $^{\circ}\text{C}$;

t_2 – оптимальна температура охолодження газу, $^{\circ}\text{C}$. Виходячи з запобігання порушення стійкості і міцності труб і їх ізоляції $t_2 = 40^{\circ}\text{C}$.

Знайдемо загальну кількість газу, охолоджуваного на КС «Комарно»:

$$M' = \rho_{cm} \cdot Q \quad (2.57)$$

де ρ_{cm} – густина газу за стандартних умов $\rho_{cm} = 0,766 \text{ кг/м}^3$ (додаток В);

Q – об'єм газу, що перекачується КС, $Q = 21,9 \text{ млн.м}^3/\text{добу}$.

Підставимо значення у формулу 2.57:

$$M' = 0,766 \cdot \frac{21,9 \cdot 10^6}{24 \cdot 3600} = 194,16, \text{ кг/с.}$$

Отже, загальна кількість тепла, що підлягає відведенню від газу на установці:

$$Q_0 = 194,16 \cdot 2500 \cdot (46,3 - 40) = 3058020, \text{ Дж/с.}$$

За номінальної продуктивності апаратів і відомої продуктивності КС визначаємо потрібну кількість АПО m і розраховуємо необхідні продуктивності апарату по тепловідводу Q_1 і по газу M_1 :

$$Q_1 = \frac{Q_0}{m}; \quad (2.58)$$

$$M_1 = \frac{M'}{m}. \quad (2.59)$$

Визначимо потрібну кількість АПО:

$$m = \frac{M'}{M}, \quad (2.60)$$

де M – кількість охолоджуваного газу, $M = \frac{5,3 \cdot 10^6}{24} 220800, \text{ кг/год.}$

Підставимо значення у формулу 2.60:

$$m = \frac{194,16 \cdot 3600}{220,8 \cdot 1000} = 3,17. \quad \text{Приймаємо } m=4.$$

Розраховуємо необхідні продуктивності апарату по тепловідводу:

$$Q_1 = \frac{3058020}{4} = 764505, \text{ Дж/с.}$$

Розраховуємо необхідні продуктивності апарату по газу:

$$M_1 = \frac{194,16 \cdot 3600}{4} = 174,744 \cdot 10^3, \text{ кг/год.}$$

Перевірка прийнятої кількості АПО по температурі охолоджуючого повітря $t_{2\epsilon}$:

$$t_{2\epsilon} = t_{1\epsilon} + \frac{Q_1}{V_{\epsilon} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot C_{p\epsilon}}, \quad (2.61)$$

де $t_{1\epsilon} = t_a + \delta t_a = 7,4 + 2 = 9,6^\circ \text{C}$;

t_a – середня температура зовнішнього повітря;

δt_a – поправка на мінливість кліматичних даних, застосовувана рівною 2°C ;

V_{ϵ} – загальна об'ємна витрата повітря, що подається вентиляторами одного АПО, $\text{м}^3/\text{год}$;

$C_{p\epsilon} = 1,005 \text{ Дж/кг}\cdot\text{К}$ – теплоємність повітря при барометричному тиску P_a і $t_{1\epsilon}$, $\text{Дж/кг}\cdot\text{К}$;

ρ_{ϵ} – густина повітря на вході в АПО, кг/м^3 .

Густина повітря на вході в АПО визначимо за формулою:

$$\rho_{\epsilon} = \frac{1,293 \cdot P_a}{(1 + 3,67 \cdot 10^{-3} t_{1\epsilon}) \cdot 0,1013}. \quad (2.62)$$

Визначимо щільність повітря на вході в АПО:

$$\rho_{\epsilon} = \frac{1,293 \cdot 0,09835}{(1 + 3,67 \cdot 10^{-3} \cdot 9,6) \cdot 0,1013} = 1,22, \text{ кг/м}^3.$$

Перевіримо прийняту кількість АПО:

$$t_{2\epsilon} = 9,6 + \frac{764505}{260000 \cdot 1,22 \cdot 0,1013} = 31,39,^\circ \text{C}.$$

Прийнята кількість АПО задовольняє умову $t_{2\epsilon} < t_1$.

Виходячи з вище приведенного розрахунку існуючий блок повітряного охолодження забезпечує оптимальну температуру природного газу при проектній продуктивності компресорної станції Комарно.

Висновки за розділом

1. Проведено розрахунки основних параметрів компресорної станції «Комарно». Проведено статистичну обробку фактичних показників режимів роботи компресорної станції до реконструкції та визначено середньостатистичні показники роботи газотранспортного підприємства на протязі певного періоду експлуатації. Найбільш оптимальними параметрами для КС є параметри літні, станція працює при практично граничному вихідному тиску $P_{вих}=5,29$ МПа, витрата газу становить 15...17,6 млн.м³/добу (при максимумі 18,1 млн.м³/добу).

2. Проведено розрахунок фізичних властивостей природного газу, що транспортується за робочих умов, результати розрахунку приведені в додатку Б.

3. Виконані розрахунки наявної потужності існуючого газотурбінного приводу ГТ-6-750, $N_e^p = 5079$ кВт (Додаток В) та нового газотурбінного приводу ДГ-90Л2.1 (Додаток Г).

4. Виконане математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик існуючого відцентрового нагнітача Н-300-1,23 (Додаток Д) та нового ГПА-Ц-16С/57-1,7М1 (Додаток Е).

5. Розраховано параметри режиму роботи КС та потужність, спожиту існуючим нагнітачем та новим нагнітачем при заданій пропускній здатності в 21,9 млн.м³/добу. Зроблено висновок, що існуючі нагнітачі Н-300-1,23 не відповідають умові $N \leq N_e^p$ та не можуть забезпечити потрібної продуктивності. Пропонується встановити нагнітачі ГЦ-2, які задовольняють виконання технологічних умов при заданій продуктивності 21,9 млн.м³/добу.

6. Виконано розрахунок витрат газу на власні потреби компресорної станції. За результатами розрахунку вони становлять величину – 3872 м³/год. (0,093 млн.м³/добу).

7. Графічно побудована область допустимих режимів роботи компресорної станції «Комарно» за даними паспортних і експлуатаційних характеристик нагнітачів ГПА-Ц-16С/57-1,7М1.

8. Виконано розрахунок апаратів повітряного охолодження газу. Існуючий блок повітряного охолодження не підлягає реконструкції.

РОЗДІЛ 3. ОСНОВНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ТЕХНІЧНІ ПРОПОЗИЦІЇ З РЕКОНСТРУКЦІЇ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ «КОМАРНО»

3.1. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції

Енергетичною стратегією України на період до 2030 р., яка схвалена Кабінетом Міністрів України (розпорядження від 24.07.2013 р. за №1071) передбачено диверсифікацію джерел імпорту газу:

«Комплексна реалізація заходів, спрямованих на диверсифікацію імпорту, налаштована на скорочення максимальної частки поставок імпортного газу з одного джерела до 2020 року до 35% загального споживання газу України; а до 2030 року - до 35% від загального імпорту газу в Україну.

У той же час, організація роботи ліквідного торгового майданчика газом (хаба) на території України дозволить газовим постачальникам, спираючись на можливості українських підземних газосховищ, почати торговельні операції в рамках українського та європейських газових ринків».

Впровадження газопроводу-інтерконектору продуктивністю 8 млрд. м³/рік дозволить майже на 40% збільшити технічні можливості імпорту газу Україною з європейських країн. Транспортування газу по газопроводу в напрямку Україна-Польща та Польща-Україна передбачається з компримуванням газу на КС «Комарно».

Реконструкція КС виконується з метою підвищення продуктивності (8 млрд. м³/рік), забезпечення надійності та ефективності роботи КС. [10]

Для прийняття оптимальних рішень щодо підвищення технологічного рівня ГПА і вибору оптимального варіанту реконструкції КС при мінімальному рівні капітальних вкладень проектом передбачено застосувати повнонапірні ГПА-Ц-16С/57-1,7М1 в блочно-контейнерному виконанні виробництва ПАТ «Сумське машинобудівельне науково-виробниче об'єднання», м. Суми.

Так як зміна обв'язки існуючих ГПА не може бути здійснена в існуючому компресорному цеху, реконструкція компресорного цеху здійснюється за рахунок його демонтажу та встановлення ГПА в блочно-контейнерному виконанні.

Блочно-контейнерна конструкція забезпечує доставку блоків у повній заводській готовності при мінімальних затратах на будівельно-монтажні роботи на компресорній станції. Невеликі габарити і відносно мала маса дозволяють здійснювати транспортування агрегатів на місце монтажу будь-яким видом транспорту.

До переваг такої схеми реконструкції відносяться:

- використання існуючих будівель, мереж і допоміжних систем;
- не потрібне відведення в постійне користування земельної ділянки під будівництво;
- використовується частина обладнання КС (склад масел, блок підготовки пускового і паливного газу, трубопроводи та арматура);
- підвищується надійність роботи КС за рахунок застосування більш надійної паралельної схеми підключення агрегатів.

3.2. Технологічні рішення з реконструкції компресорної станції

До початку проведення робіт по реконструкції компресорна станція буде відключена від транзитного газопроводу. Подача газу з системи газопроводів Івацевичі – Долина і Київ – Захід України на експорт в газопровід Комарно – Дроздовичі – Держкордон – Польща буде забезпечуватись в обхід КС «Комарно», потужностями КС «Кам'янка-Бузька».

Послідовність виконання реконструкції КС «Комарно», наступна:

- демонтаж існуючих споруд на площадці компресорного цеху (КЦ);
- підготовка території будівництва;
- будівництво нового компресорного цеху з комплексом трьох ГПА-Ц-16С/57-1,7М1 з двоступінчастими повнонапірними відцентровими нагнітачами ГЦ-2 і приводом від газотурбінного двигуна ДГ-90Л2.1 з ККД 26,1%. Кожен ГПА розташований в індивідуальному укритті;
- монтаж індивідуальної газової обв'язки ГПА газопроводами і арматурою, що забезпечує запуск, роботу і зупинку агрегатів;
- монтаж цехової системою газопроводів та арматури, що забезпечують роботу агрегатів в газопровід, на велике кільце і пусковий контур (для пуску агрегатів при працюючому компресорному цеху);

- монтаж цехової та індивідуальної систем трубопроводів і арматури паливного газу та маслосистем;
- демонтаж та монтаж блоку очищення газу з комплексом робіт з підключенням трубопроводів.

3.2.1. Технологічна схема компресорної станції після реконструкції.

Технологічна схема КС «Комарно» передбачає установку нової обв'язки з підключенням вхідних та вихідних трубопроводів (шлейфів) для забезпечення відключення станції від існуючих газопроводів та підключенням до газопроводу-інтерконектору. [11]

Реконструкцією КС «Комарно» передбачається установка трьох агрегатів ГПА-Ц-16С/57-1,7М1 в блочно-контейнерному виконанні. Агрегат складається з газотурбінного двигуна ДГ-90Л2.1 та відцентрового нагнітача ГЦ-2 з номінальним ступенем стиснення 1,45.

Газова обв'язка нагнітача виконується за колекторною схемою для паралельної роботи агрегатів колектори всмоктування і нагнітання агрегатів прийняті з труб Ду 700 мм, що прокладаються підземно та виходять на поверхню перед підключенням.

Газ до вхідного патрубка нагнітача ГПА подається по підземному вхідному трубопроводу Ду 700 мм.

На вхідному трубопроводі встановлені:

- вхідний відсічний кран Ду 700 мм (кран №1);
- байпас крана №1 Ду 80 з пневмоприводом (кран №4) і ручними кранами і дросельна шайба;
- люк-лаз хомутовий Ду 1000/500 з захисною решіткою.

Скомпримований газ від вихідного патрубка нагнітача в підземний колектор нагнітання Ду 700 мм подається по підземному вихідному трубопроводу Ду 700 мм, на якому встановлені:

- вихідний відсічний кран Ду 700 (№2);
- зворотний клапан Ду 700;
- люк-лаз хомутовий Ду 1000/500.

У обв'язці кожного ГПА передбачена лінія пускового контуру Ду 500, призначена для подачі технологічного газу від виходу нагнітача на вхід цеху перед пиловловлювачами при пуску і зупинці ГПА, а також при перепуску газу з лінії нагнітання на всмоктування при антипомпажному регулюванні.

Для регулювання роботи нагнітача на режимах запуску і зупинки, а також захисту його від помпажа в процесі роботи, на лінії пускового контуру передбачено установку антипомпажного регулюючого клапана фірми «МОКВЕЛД 16» (Ду 500).

Трубопровід пускового контуру ГПА Ду 500 підключаються до пускового колектору Ду 700, який з'єднується з вихідним трубопроводом цеху перед пиловловлювачами.

У вихідний патрубок від нагнітача ГПА передбачається врізання свічкового трубопроводу з краном №5, призначена для продувки і скидання газу з контуру на свічку при запуску і зупинці ГПА. Трубопроводи скидання газу з установкою на продувних свічках шумоглушників, для зниження шумового впливу при скиданні газу. Для зручності обслуговування кранів газової обв'язки нагнітачів уздовж агрегатів передбачається прохідний місток.

На технологічній схемі показано індивідуальну обв'язку систем трубопроводів і арматури паливного газу та масло систем та під'єднання їх до існуючих комунікацій. Пропонується встановити новий блок очищення газу з мультициклонними пиловловлювачами типу ТП-751 (5 шт.) з підключенням до існуючих трубопроводів.

3.3. Технічна і конструктивна характеристика газоперекачувального агрегату

Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-16С/57-1,7М1 з двоступінчастим повнонапірним відцентровим нагнітачем ГЦ-2 і приводом від газотурбінного двигуна ДГ-90Л2.1 розроблений з урахуванням наступних основних принципів.

В конструкції ГПА передбачені наступні рішення:

- електрозапуск ГПА;
- фільтри паливного газу;

- газорегулювальна апаратура для автоматичного регулювання режимів подачі паливного газу;
- „сухі” газодинамічні ущільнення (СГУ) нагнітача,
- тонка очистка буферного газу для СГУ;
- система підготовки бар’єрного газу (повітря) для СГУ;
- двоступінчаста система очищення циклового повітря;
- маслофільтри системи змащування ГПА;
- охолодження масла в апаратах повітряного охолодження;
- система шумогасіння вихлопу.

Технічні характеристики ГПА наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Технічні характеристики ГПА

№	Найменування показників	Одиниця виміру	Значення
1	Тип ГПА		ГПА-Ц-16С/57-1.7М1
2	Виробник		ПАТ «Сумське НВО»
3	Тип приводу		ДГ-90Л2.1
4	Потужність	МВт	16
5	ККД двигуна	%	35
6	Тип нагнітача		відцентровий компресор
7	Продуктивність	млн. м ³ /добу	18
8	Степінь підвищення тиску		1,7
9	Витрата паливного газу	кг/годину	3900
10	Тиск паливного газу	кгс/см ²	30+0,5
11	Номінальна частота обертання ротора	об/хв.	5460 ÷ 3640
12	Тип масла змащування - основне - дублююче		ТП-22, ТП-22С МС-8П
13	Безповоротні втрати масла	кг/годину	0,45
14	Концентрація NO _x в сухих п.з.	мг/нм ³	80
15	Концентрація СО в сухих п.з.	мг/нм ³	300

Агрегат складається з наступних блоків та вузлів заводської поставки:

- блок контейнера агрегатного, в якому в окремих відсіках змонтовані двигун, нагнітач, система електропостачання, система автоматичного керування;
- блок масло охолоджувачів з частотним регулюванням обертів електро-двигунів вентиляторів;
- викидна шахта з утилізатором тепла;

- вхідний тракт з блоком повітроочисного пристрою (ПОП);
- блок паливних фільтрів;
- блок електротехнічний;
- блок вентиляційний;
- блок автоматики з САК ГПА;
- блок систем забезпечення;
- клапан протипомпажний;
- блок підготовки буферного газу;
- блок підготовки бар'єрного повітря.

Габарити і маса блоків забезпечує можливість їх монтажу і демонтажу пересувними підйомними засобами на КС. Блоки пройшли випробування і доставляються на монтаж в повній заводській готовності (остаточно зібраними і випробуваними). Використання електроенергії агрегатом є мінімальним, тільки для допоміжних потреб. Для можливості використання агрегату в різних кліматичних зонах і при будь-яких погодних умовах застосування води для охолодження вузлів агрегату і масла виключено, розроблена конструкція повітряного охолодження.

Автоматизація агрегату здійснює автоматичний поетапний запуск (зупинку) агрегату «від кнопки» і захист агрегату при аварійних ситуаціях, веде безперервний контроль параметрів двигуна і нагнітача. Враховуючи польові умови експлуатації, передбачена максимальна ремонтпридатність ГПА методом заміни блоків.

3.3.1. Блок турбоагрегату.

Базовою збірною одиницею агрегату є блок турбоагрегату, в контейнері якого розміщені нагнітач ГЦ–2 з газотурбінним двигуном, а також допоміжні механізмами і пристрої, які змонтовані на загальній рамі.

На опорах в середині контейнера над турбоблоком встановлено вихлопний пристрій, призначений для викиду вихлопних газів від привідного двигуна. На верхню упорну поверхню каркасу вихлопного пристрою встановлюється шумопоглинач, що використовуються для поглинання шуму.

Блок укладений у тепло- і звукоізолюючий контейнер. Він є основою агрегату НЦ-16С/57-1,7 і дає можливість відмовитися від будівництва громіздких корпусів та інших фундаментальних споруд.

Для практичного обслуговування агрегату і виконання вимог техніки безпеки обладнання (маслобаки і маслоагрегати, установка пожежогасіння, щити автоматизованої системи управління) розміщені в окремому блоці систем забезпечення.

Для охолодження масла, що циркулює в системі маслопостачання агрегату, призначений блок маслоохолоджувачів, розміщений на одній рамі з шумопоглиначем всмоктування і встановлений на блоці систем забезпечення.

Забір і очистка від пилюки атмосферного повітря для привідного двигуна виконується через АПО, встановлені на блоці маслоохолоджувачів.

Після АПО потік очищеного повітря забезпечує захист повітроочисної установки від обмерзання. Для підігріву блоків і відсіків агрегату в період проведення пусконаладжувальних робіт, в холоді пори року агрегат оснащений системою підігріву. Злив відпрацьованого масла з піддонів агрегату виконується через дренажний колектор.

Автоматизована система управління агрегатом забезпечує роботу на всіх режимах без постійної присутності обслуговуючого персоналу біля агрегату.

Повітроочисний пристрій призначений для очищення повітря, що подається в двигун з метою оберігання лопаток компресора від зносу. Усмоктувальна камера служить для підведення повітря від повітрязабірного вузла до двигуна.

Вихлопний пристрій шахти шумоглушника призначений для відводу вихлопних газів. Маслоохолоджувачі служать для охолодження масла системи змащення турбоагрегату.

Запуск агрегату проводиться автоматично за програмою, що забезпечує послідовне виконання операцій по контролю передпусковий готовності, включення допоміжного обладнання, включення агрегатів двигуна і завантаженні нагнітача.

Весь процес запуску умовно можна розбити на етапи, виконання кожного з яких контролюється по визначальним параметрам (тиску, частоті обертання, температурі та ін.).

У разі невиконання однієї з них подальші операції блокуються або двигун зупиняється. Весь хід запуску, положення основних елементів агрегату і кранової обв'язки демонструється мнемосхемою і контрольними світловими транспарантами, винесеними на панель управління.

3.3.2. Газотурбінний двигун.

Двигун ДГ-90Л2 судового типу, представляє собою тривальний двокаскадний двигун з вільною силовою турбіною.

Ротор компресора розділений на два самостійних ротора, кожен з яких приводиться в обертання своєю турбіною, і утворює каскад високого та низького тиску відповідно. При цьому ротори мають різні оптимальні для них частоти обертання і пов'язані між собою і ротором вільною турбіни тільки газодинамічним зв'язком.

Компресор двигуна – осьовий, двокаскадний, складається з надзвукового компресора низького тиску (КНТ) та дозвукового компресора високого тиску (КВТ).

КНД – дев'яноступінчастий, складається з переднього корпусу, ротора та статора. В передньому корпусі вмонтовано вхідний напрямний апарат (ВНА) КНТ і вузол переднього шарикопідшипника ротора КНТ. КВТ – десятиступінчастий, складається із вхідного напрямного апарата (ВНА), ротора, статора і клапанів перепуску повітря.

Камера згоряння кільцевого типу, складається з корпусу зовнішнього дифузора із спрямним апаратом КВТ, жарової труби, 24 форсунок, двох запальників факельного типу, паливного колектору з паливопідвідними трубами. На камері згоряння використані двоканальні газові форсунки.

Турбіна двигуна – осьова, реактивна, п'ятиступінчаста. Турбіна складається з одноступеневої турбіни високого тиску, одноступінчастої турбіни низького тиску, триступінчастої вільної турбіни.

Вихідний пристрій двигуна створено проточною частиною корпусу опор вільної турбіни і вихлопного пристрою, який з'єднує проточну частину двигуна з вихлопною шахтою ГПА.

Ведучий вал призначений для передачі крутного моменту від вільної турбіни до нагнітача, при цьому ведучий вал компенсує неспівосність та перекошування ротора нагнітача і валу турбіни.

Ступиця не має осьової фіксації на валу турбіни, що дозволяє компенсувати термічне розширення деталей турбіни і валу. На валу розташовані дві дискові гнучкі муфти. Всі з'єднання валу виконані призовними болтами.

Коробки приводів (верхня і нижня), маслососи п'яти найменувань, відцентровий суфлер та інші деталі використані серійні. Як агрегат запуску використовується газовий турбодетандер.

Також двигун налічує такі вузли: проміжну опору; опору вільної турбіни; ротор вільної турбіни; коробку приводів вільної турбіни; сопловий апарат першого ступеня турбіни компресора і вільної турбіни; кожух турбіни; паливні форсунки з паливним колектором; трубопроводи зовнішньої обв'язки; агрегати системи регулювання і паливна система.

Номінальні параметри двигуна ДГ-90Л2 приведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Номінальні параметри двигуна

№	Параметри	Значення
1	Потужність на вивідному валу, МВт	16
2	Частота обертання ротора силової турбіни, об/хв.	5300
3	Витрата паливного газу, кг/год.	5030
4	КПД двигуна (в умовах ISO), %	34
5	Склад у викидних газах: - окислів азоту, мг/м ³ - окислів вуглицю, мг/м ³	150 (80) 300 (150)
6	Міжремонтний ресурс, год.	25000
7	Завод-виробник	СМ НПО ім. М.В. Фрунзе

Двигун працює за таким принципом.

Очищене, в повітроочисній установці агрегату, повітря поступає в осьовий компресор двигуна, де воно стискається і поступає в камеру згоряння. Одночасно в камеру згоряння через робочі форсунки подається паливо (природний газ).

З камери згоряння гарячі гази направляються на лопатки турбіни компресора, а потім по газопроводу – на силову турбіну. Потужність турбіни компресора використовується на обертання самого компресора і приводів агрегатів, а потужність силової турбіни – на привід ротора нагнітача і на привід його агрегатів.

Механічний зв'язок між силовою турбіною і ротором нагнітача виконується через порожнистий торсійний вал. Відпрацьовані гази через вихлопну установку і шумопоглинач вихлопу викидаються в атмосферу. Двигун оснащений різними системами, які забезпечують надійність його роботи при установці на відкритих площадках при температурі навколишнього середовища від 233К (- 40°C) до 318К (+45°C). [11]

3.3.3. Повнонапірний нагнітач ГЦ–2.

Повнонапірний нагнітач ГЦ–2 представляє однокорпусну двоступеневу машину відцентрового типу. Загальний вигляд нагнітача показаний на рис.3.2.



Рис.3.2. Загальний вигляд нагнітача ГЦ–2

Два ступеня стиснення дозволяють реалізувати повний ступінь підвищення тиску – 1,7, і відмовитися від послідовного з'єднання нагнітачів на станції, прийнятого при використанні консольних одно-ступінчастих нагнітачів старого типу. Корпус нагнітача сталевий з горизонтальним фланцевим роз'ємом.

Чотирма лапами корпус кріпиться безпосередньо до фундаментної рами (підставі) контейнера турбоагрегату. Всмоктувальний та нагнітальний патрубки розташовані співвісно, що виключає виникнення моменту від розтягувальних сил при температурних деформаціях газопроводу.

Ротор має два робочих колеса, виконаних з метою підвищення надійності прогресивним методом дифузійної пайки у вакуумі. Деталі статорної частини аеродинамічного вузла (дифузори, ракли та ін.) є знімними і взаємозамінними. Радіальні і осьові навантаження сприймаються опорним і упорним багатоклиновими підшипниками ковзання прогресивної конструкції з міжремонтним ресурсом роботи, рівним 25...30 тис. год.

Підшипники вдосконалені таким чином, що вони забезпечують реверсивність «ходу» нагнітача на випадок розкручування агрегату зворотнім потоком газу. В якості кінцевих ущільнень в нагнітачі застосовують „сухі” газодинамічні ущільнення.

Нагнітач ГЦ–2 є відцентровою машиною безперервної дії, призначеної для стиснення газу і забезпечення великих витрат. Він служить для перекачування природного газу, що має такі характеристики:

- запиленість газу, що надходить в нагнітач, не повинна перевищувати 5 мг/м^3 , а розмір механічних частинок 40 мкм;
- максимальна вологість газу на всмоктуванні (на вході) в нагнітач, є стан насичення при відсутності крапельної вологи;
- температура газу на всмоктуванні (на вході) в нагнітач від 233 К до 318 К (від мінус 40°C до + 45°C).

Технологічний газ, що нагнітається подається по газопроводу через всмоктувальний патрубок, поступає на вхід двоступеневого нагнітача, де відбувається його стиснення і випуск через нагнітальний патрубок в технологічний газопровід. [12]

3.3.4. Турбодетандер.

Турбодетандер призначений для запуску установки, а також для провертання ротора ТВТ при зупинці ГТУ і працює на транспортованому газі з викидом його в атмосферу. Параметри роботи турбодетандера в табл. 3.3.

Параметри роботи турбодетандера

№ п/п	Назва параметра	Одиниці виміру	Значення
1	Початковий тиск газу	кгс/см ²	10...20
2	Тиск газу на вихлопі	кгс/см ²	1,03
3	Температура газу на вихлопі	°С	До 70
4	Витрата газу	кг/с	1,24
5	Максимальна потужність	кВт	300
6	Швидкість обертання ротора	об/хв	до 800

Після запалювання камери згоряння і досягнення ротором компресорної групи приблизно 4500 об/хв муфта обгону відключає турбодетандер.

Корпус турбодетандера литий, з двох частин, має вертикальний фланець, яким приєднується до передньої стінки вхідного патрубку компресора.

Газ підводиться до сопел в нижній частині корпусу.

Сопловий і напрямний апарати набірні. Ротор суцільнокований, оснащений опорним і опорно-упорним підшипниками, має одне двовіночне колесо, обертається проти годинникової стрілки по ходу газу. Газоповітряна суміш відводиться з кінцевих лабіринтових ущільнень в атмосферу. [4]

Ротор турбіни низького тиску оснащений гідравлічним валоповоротним пристроєм штовхального типу. Корпус валоповоротного пристрою, в циліндричній розточці якого розташований поршень, в вертикальному положенні прикріплений болтами до кришки заднього підшипника.

В простір над поршнем через золотник подається масло під тиском близько 8 кгс/см², під дією якого шток, з'єднаний з поршнем, рухаючись вниз, повертає ротор на 24°, стискаючи пружину, яка знаходиться під поршнем.

При крайньому нижньому положенні поршня золотник повертається, припиняючи тим самим подачу масла. Після цього поршень під дією пружини повертається у вихідне положення. Потім цикл повторюється знову.

Ротор турбокомпресорної групи валоповоротного пристрою не має. При остиганні ГТУ обертання ротора турбіни високого тиску зі швидкістю 200...400 об/хв. підтримується на протязі 15...20 хв. турбодетандером за допомогою газу. У випадку необхідності можна повертати ротор за допомогою ручного пристосування.

3.4. Характеристика систем газоперекачувального агрегата

3.4.1. Система подачі паливного та пускового газу.

Система подачі паливного та пускового газу служить для забезпечення подачі газу до стартера двигуна і відводу його від стартера при пуску агрегату, а також для постійної подачі газу в паливну систему двигуна.

Паливний газ під тиском до 25 кгс/см^2 подається в двигун через трубопровід. Вплив температурних розширень деталей двигуна компенсується за рахунок застосування металорукава РМ1. [12]

На лінії змонтовано стопорний клапан, який призначений для:

- 1) надійного закривання підвідного каналу паливного газу до двигуна НК–12СТ в період передпускової підготовки і при запуску до видачі електричної команди на відкриття клапана;
- 2) відкриття клапана підводу паливного газу до двигуна при запуску в момент подачі напруги на електромагніт;
- 3) прикривання підвідного паливного газу і запирання каналу при аварійних і нормальних зупинках агрегату;
- 4) автоматичне закривання підвідного каналу паливного газу при зупинці працюючого двигуна в випадку відключення електропостачання в системі управління агрегатом.

Для очистки природного газу від можливих забруднень паливного газу, використовується блок фільтрів.

3.4.2. Система маслопостачання.

Схема системи змащування газоперекачувального агрегату представлена на рис.3.3.

Система маслопостачання агрегату включає в себе дві системи:

- 1) масляну систему нагнітача;
- 2) масляну систему двигуна.

Масляна система нагнітача складається з двох систем:

- 1) системи змазки нагнітача;
- 2) системи ущільнюючого масла нагнітача.

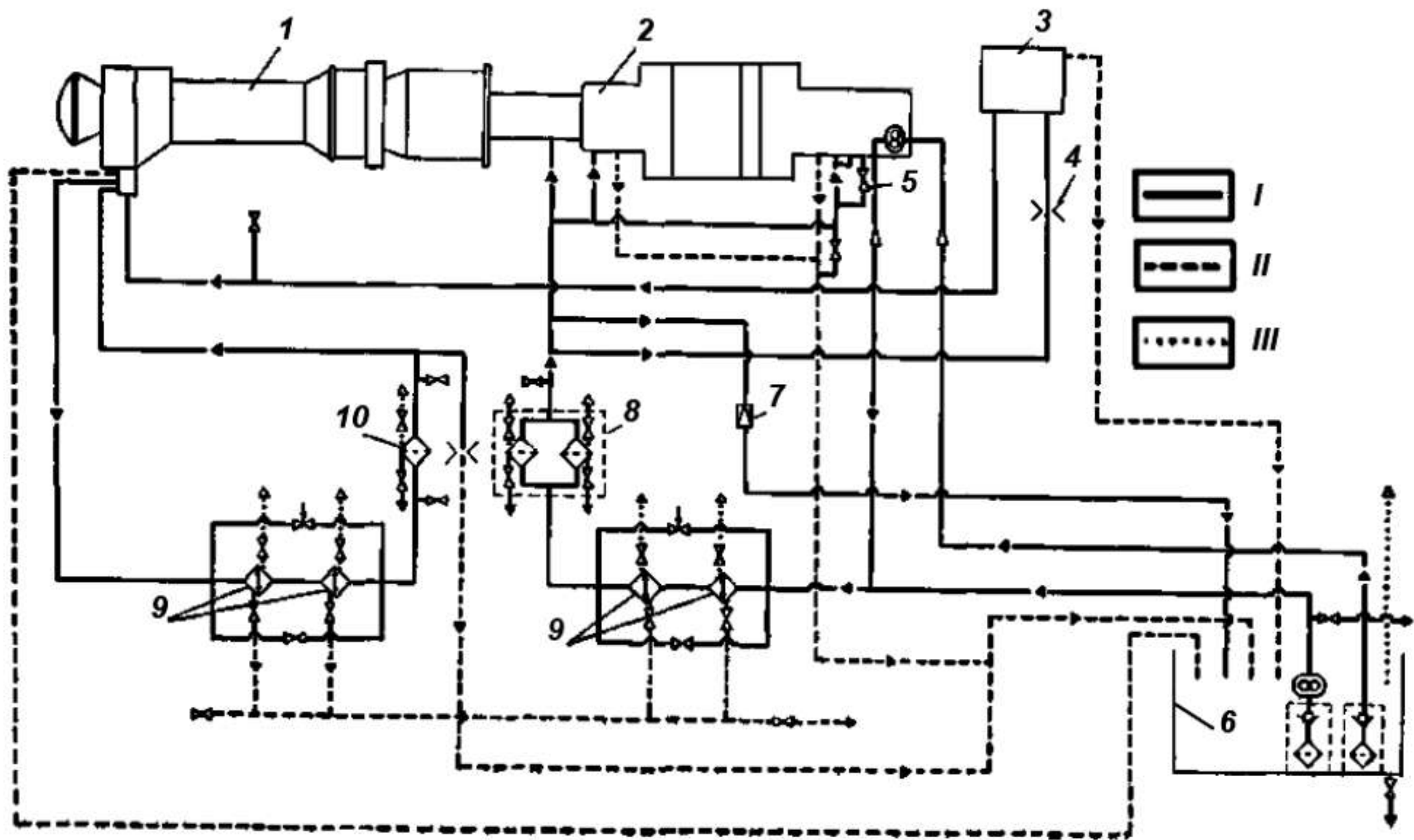


Рис. 3.3. Схема системи змащування газоперекачувального агрегату:
 1 – двигун, 2 – нагнітач природного газу, 3 – масляний бак двигуна, 4 – діафрагма,
 5 – регулятор тиску масла, 6 – масляний бак нагнітача, 7 – редукувальний клапан,
 8 – блок маслофільтрів, 9 – масло охолоджувач, 10 – масляний фільтр.
 I – лінія всмоктування і напору, II – злив масла, III – клапан викиду газу в атмосферу

В газоперекачувальному агрегаті використовується циркуляційна система змащування нагнітача, яка забезпечує змащення підшипників ротора нагнітача і зубчатого зчеплення муфти привод-нагнітач, а також підвід масла в систему ущільнення ротора нагнітача.

Для системи змащення ГПА, зимою і літом використовуються:

- масло ТП-22 (ГОСТ 9972-74);
- суміш, що складається по об'єму з 50% трансформаторного масла (ГОСТ 982-80) і МК-8 (ГОСТ 6457-66) плюс 50%;
- масло ТП-22С (ТУ 38.101.821-83).

Запиленість газу, який поступає в нагнітач не повинна перевищувати 5 мг/м^3 , розмір механічних частин – не більше 40 мкм ($4 \times 10^{-5} \text{ м}$). Максимальна вологість газу на всмоктуванні – стан насичення при відсутності крапельної вологості. Під час пуску і зупинки агрегату працює пусковий електронасос.

Після пуску агрегату при досягненні компресором двигуна частоти обертів 110 с^{-1} (6600 об/хв), пусковий насос автоматично відключається.

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

Під час роботи агрегату масло подається в систему основним насосом змащування. Масло з баку всмоктується основним насосом змащування за допомогою забірного клапану і сітчастим фільтром.

Від насосу масло подається в блок маслоохолоджувачів для охолодження. Для випуску повітря з системи при її заповненні маслом в верхній частині маслоохолоджувачів є дроселі. Після охолоджувачів масло подається в регулятор температури, який підтримує задану температуру масла шляхом часткового або повного його перекачування по байпасній лінії.

Маслоохолоджувальний блок представлено на рис. 3.4.

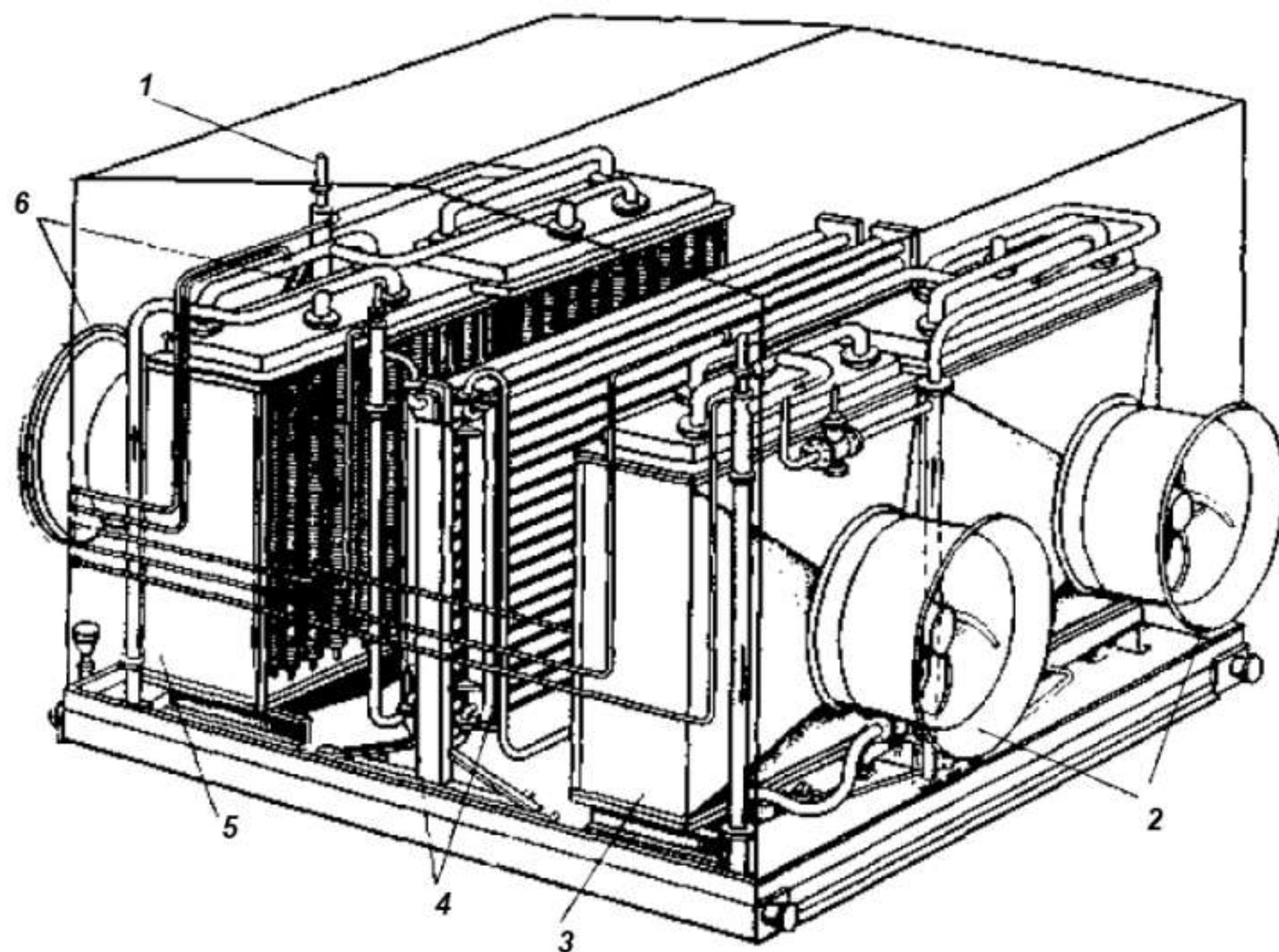


Рис. 3.4. Маслоохолоджувальний блок:

- 1 – регулятор температури масла, 2,6 – вентилятори, 3 – маслоохолоджувач системи змащення, 4 – маслоохолоджувач системи ущільнення, 5 – маслоохолоджувач системи змащення нагнітача

Температура фіксованої настройки $+45^{\circ}\text{C}$, (при цьому коли температура досягає $+45^{\circ}\text{C}$, все масло проходить обминаючи охолоджувачі по байпасній лінії). При подальшому рості температури масло поступає через охолоджувачі. Відфільтроване масло поступає в колектор змащування, звідки подається на змащування підшипників компресора, зубчастого зчеплення муфти на головні насоси ущільнення і на пусковий насос ущільнення.

В колекторі змащування проводиться контроль масла по температурі і тиску. Відбір тиску здійснюється з допомогою вентиля на місцевий прилад, встановлений на агрегаті, а також на стійку по виклику.

Для підтримання в колекторі змащувального тиску не вище 0,16...0,2 МПа є регулюючий клапан, регулюючий тиск за рахунок часткового зменшення надлишкового масла в бак. Для узгодження роботи насосів в період запуску і зупинки агрегату передбачений клапан, який попереджає надмірне підвищення тиску при одночасній роботі насосів.

Таким чином, основна функція клапана – захист охолоджувачів від підвищення тиску. Клапан тиску дозволяє зливати масло з маслоохолоджувачів після чергової зупинки агрегату автоматично. Масло відділене в масловідводі від газу, зливається в дегазатор через вікна. В дегазаторі від масла відділяється розчинений в ньому газ і ежектором, утворюючим розрідження 50 мм стовпця рідини, ліквідується за межі контейнера. [11]

Очищене масло через гідрозатвор зливається в бак. Акумулятор заповнюється маслом від пускових насосів і перед пуском агрегату. При аварійній зупинці агрегату, коли не включаються електронасоси (при відсутності електроенергії), зникає перепад тиску масла над газом, акумулятор сполучений з газовою порожниною нагнітача через клапан.

Завдяки верхньому розташуванню акумулятора, забезпечується постійне перевищення тиску масла над газом на величину гідростатичного тиску стовпця масла в акумуляторі до рівня масла в ущільнювачах. Ущільнення забирається маслом з акумуляторів на протязі часу, достатнього для перестановки технологічних кранів і розвантаження контуру нагнітача від газу.

Система ущільнюючого масла призначена для запобігання прориву стиснутого газу нагнітача в підшипникові камери і контейнери агрегату. Масляне ущільнення нагнітача представлено на рис. 3.5.

Під час пуску і зупинки працює пусковий електронасос. Після пуску агрегату, тобто по досягненні турбокомпресором двигуна частоти обертання 110 c^{-1} пусковий електронасос автоматично відключається.

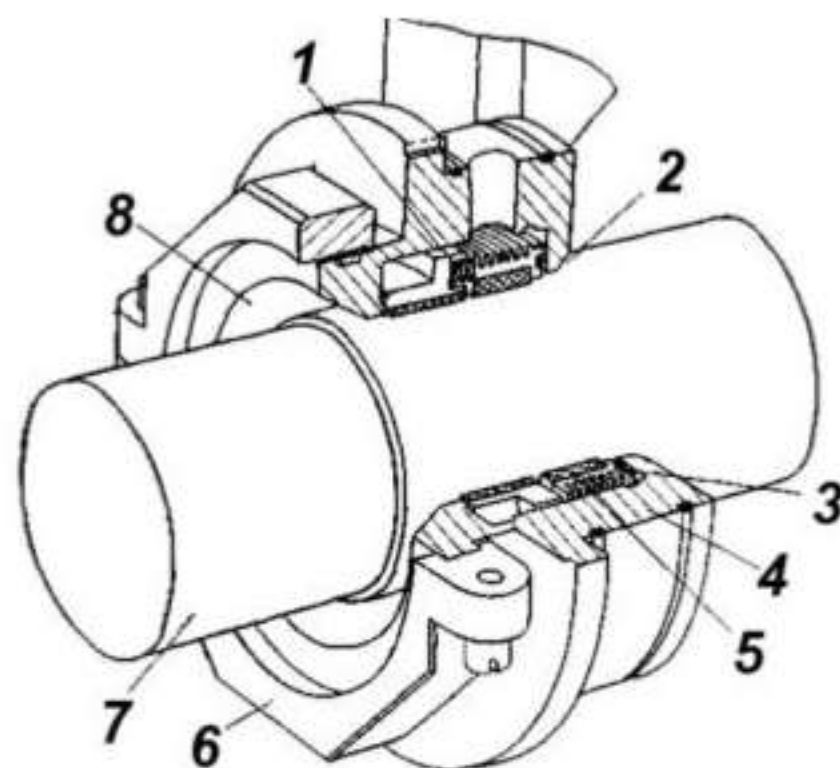


Рис. 3.5. Масляне ущільнення нагнітача:

1 – камера для підводу масла в ущільнення, 2 – камера для зливу суміші «масло-газ» в масловідвід, 3 – лабіринт не ущільнення, 4 – корпус ущільнення підшипника нагнітача, 5 – графітове кільце, 6 – хомут, 7 – вал ротора нагнітача, 8 – камера для зливу відпрацьованого масла

Головні насоси системи ущільнень (два насоси включені паралельно, мають привід від двигуна і з набором оборотів турбокомпресора двигуна включаються в роботу). [11]

Масло до головних насосів і пускового електронасосу подається з колектора змащування. Для ліквідації повітряних бульбашок і пробок перед головними насосами встановлені дроселі, які здійснюють постійний скид масла в бак. З фільтрів масло поступає в протічний акумулятор, потім на ущільнення ротора нагнітача і регулятор тиску, який автоматично підтримує перепад ущільнюючого масла над газом на 0,5...0,15 МПа. Від насосів масло направляється на фільтри високого тиску. В ущільненнях нагнітача основна частина масла зливається в бак перейшовши через зазори в внутрішніх кільцях змішуючись з газом в камері «масло-газ» і відводиться на масловідвід.

Система змащування двигуна забезпечує подачу масла необхідного для змащування і охолодження підшипників і шестерні передньої опори і приводів, підшипників турбокомпресора, підшипників і шестерні вільної турбіни. [12]

Масляна система виконана на короткозамкнутій схемі, в якій масло-агрегат подає масло на маслоохолоджувачі. Якщо масло холодне (перший період роботи агрегату), то воно через регулятор температури проходить по байпасній лінії не попадаючи в маслоохолоджувач. Це дозволяє в холодну пору року легше проводити запуск агрегату, тому що нагріти блок маслоохолоджувача до температури +25°C неможливо.

З маслоохолоджувачів постійно здійснюється стравлювання повітря, через дросель на фільтр-сітку через оглядове вікно в бак. Разом з стравлюванням повітря проходить і оновлення масла в системі змащування двигуна. Суфлювання масляної системи двигуна здійснюється відцентровим суфлером двигуна, який зв'язаний трубопроводом з баком. Бак двигуна являє собою зварний резервуар ємністю $0,75 \text{ м}^3$, при робочій ємності $0,68 \text{ м}^3$. Бак двигуна призначений для зберігання і оновлення масла в системі під час роботи і компенсації безповоротних втрат масла в маслосистемі двигуна. [8]

Гідравлічна система агрегату оснащена контрольно-вимірювальними і сигналізуючими приладами, а також має захисні блокуючі пристрої, які дозволяють відключати агрегат при порушенні робочого режиму маслосистеми.

Система маслопостачання нагнітача має деякі відмінності. В системі ущільнення є один головний насос системи, ущільнення, який має привід валу нагнітача. При аварійній зупинці агрегату, коли не включаються пускові електронасоси (при відсутності електроенергії), ущільнення закривається маслом роздільних акумуляторів.

Бак нагнітача призначений для зберігання масла, оновлення і компенсації безповоротних втрат масла в масляній системі нагнітача. Бак нагнітача представляє собою зварний резервуар ємністю $4,0 \text{ м}^3$ при робочому об'ємі $3,9 \text{ м}^3$.

Масло з баку забирається пусковим насосом змащування через штуцер в період пуску і основним насосом змащування через штуцер. Злив відпрацьованого масла з двигуна здійснюється через штуцер.

Візуальне контролювання потоку масла можливе через оглядові вікна.

Для контролю рівня масла в баку служить показник рівня. Для підігріву масла в холодний період в середині баку розміщений змієвик гарячого повітря і три електропідігрівача, які встановлені на фланці.

Для обслуговування внутрішньої порожнини баку служать люки. Для піногасіння в баку встановлено пакет нахилом перегородок. Фіксування баку на рамі здійснюється кронштейнами. В баку вмонтовано дегазатор.

3.4.3. Система підігріву циклічного повітря.

Система підігріву циклічного повітря призначена для запобігання від обмерзання всмоктувального патрубка привідного двигуна в діапазоні температур атмосферного повітря від -10°C до $+3^{\circ}\text{C}$.

Система підігріву циклічного повітря має таку технічну характеристику:

- витрата циклічного повітря – 60 кг/с ;
- витрата газово-повітряної суміші – $5,39\text{ кг/с}$;
- витрата ежектованого повітря – $0,657\text{ кг/с}$;
- витрата вихлопних газів – $4,725\text{ кг/с}$;
- тиск ежектованого повітря – 595 кПа ;
- тиск вихлопних газів – $101,33\text{ кПа}$;
- температура ежектованого повітря – $428\text{ К } (+155^{\circ}\text{C})$.

Система підігріву циклічного повітря включає в себе дві розподільчі решітки до яких з допомогою ежектора, трійника і повітроводів попадаються вихлопні гази двигуна.

Складаються з прямокутного короба і короба з отворами для виходу газоповітряної суміші. Ежекторне повітря відбирається від осьового компресора двигуна і по трубопроводу подається в ежектор.

Для управління роботою системи постачання повітря (трубопроводу) встановлена засувка з електроприводом, а на лінії відбору вихлопних газів - засувка з приводом МЕО (механізм електричний одноповоротний), включені в систему автоматичного управління агрегатом. [12]

3.4.4. Система обігріву.

Система обігріву призначена для агрегату в холодний період року перед пуском, забезпечення нормальних температурних умов для роботи приладів і обладнання встановлених в відсіках агрегату, забезпечення нормальних умов роботи обслуговуючого персоналу в період проведення регламентних робіт.

Системою забезпечується обігрів відсіків двигуна, нагнітача, автоматики, пожежогасіння, маслоагрегатів, блоків маслоохолоджувачів, бака дегазатора, і байпасних клапанів повітряно-очисного пристрою.

Обігрів агрегату здійснюється гарячим повітрям, яке відбирається від привідного двигуна за компресором високого тиску, в кількості 0,1 кг/с ($T=280^{\circ}\text{C}$, $P=8,62 \text{ кг/с}^2$).

Гаряче повітря від двигуна поступає в стаціонарну систему обігріву, яка об'єднується в єдину систему обігріву повітря всіх агрегатів, встановлених на КС. Подача гарячого повітря з стаціонарної мережі в місце обігріву здійснюється через трубопроводи з запірними вентилями, що забезпечують автоматичне включення і регулювання витрати повітря.

В відсіках автоматики, маслоагрегатів і пожежогасіння для автоматичного регулювання температурних умов роботи приладів (не менше $+18^{\circ}\text{C}$) на трубопроводах обігріву встановлені регулятори температури типу РТ–ДО–25.

При відсутності гарячого повітря в станційній мережі обігріву забезпечення передпускових умов агрегату здійснюється з допомогою уніфікованих моторних підігрівачів типу УМП–350, які під'єднуються до агрегату через люки передбачені в стінках блоків і відсіків агрегату. [12]

3.4.5. Система пожежогасіння.

Автоматична система пожежогасіння (АСП) забезпечує пожежний відсік двигуна, нагнітача і маслоагрегатів за рахунок своєчасного виявлення місця згорання і подальшого розповсюдження його шляхом автоматичної подачі вогнегасної речовини, АСП обладнаний кожний агрегат.

В відповідності з потребами «Правил виготовлення вибухозахищеного обладнання» відсіки блоків агрегатів класифікуються:

- відсік нагнітача – вибухонебезпечне приміщення класу В-Ia при категорії і групі суміші АП-ТІ;
- відсік двигуна і маслоагрегатів – пожежонебезпечні приміщення.

Основним джерелом пожежонебезпечності на агрегаті є природний газ, який перекачується нагнітачем, а також паливний газ для роботи двигуна.

Можливі витіки газу, в випадку порушення герметичності стиків або по інших причинах, створюють вибухонебезпечні суміші повітря при концентрації його від 4 до 17% по об'єму.

Склад автоматичної системи пожежогасіння:

- 1) відсік пожежогасіння,
- 2) лінійні пристрої із зрошувачами;
- 3) засоби управління і сигналізації.

В склад відсіку двигуна пожежогасіння входять:

- 1) розподільчий пристрій з електропускачем РУ-32А;
- 2) батарея автоматичного-газового пожежогасіння БАГЕ-2-1 та БАГЕ-4-1.

Спосіб пожежогасіння – газовий об’ємний. Розподільні пристрої забезпечують підвід вогнегасної речовини до місця пожежі. В якості вогнегасної речовини використовується вуглекислота.

Для виявлення пожежі в відсіку двигуна і видачі команд в системах управління в відсіках встановлені датчики.

При виникненні пожежі в відсіку двигуна АСП подає команду на відключення агрегату, а через 10...20 с – на випуск вуглекислоти. Затримка випуску встановлюється для запобігання впливу вентиляції відсіків і викиду повітря через клапани КВП двигуна.

При виникненні пожежі в відсіку нагнітача і відсіку маслоагрегатів команда на викид вуглекислоти подається негайно. [12]

3.4.6. Блок систем допоміжного обладнання.

Для зручності обслуговування агрегата, допоміжне обладнання розміщене в окремому блоці – блоці систем забезпечення (БСГ), який через гнучкий перехідник з’єднується з турбоблоком.

БГЗ складається з відсіку масло агрегатів, камери всмоктування, відсіку автоматики та відсіку пожежогасіння, розділених між собою герметичними стінками.

Конструкція блоку являє собою зварний каркас з профільного прокату, основою якого служить рама. В рамі розміщені трубопроводи системи обігріву і пожежогасіння БСЗ і спеціальні канали для монтажу кабелів. До каркасу по зовнішнім стінкам встановлені приварні та з’ємні щити. Внутрішній простір між щитами заповнений тепло-звукоізолюючими листами. Для доступу в відсіки блоку передбачені двері.

На опорну поверхню каркасу блоку систем забезпечення монтується блок маслоохолоджувачів з шумопоглиначем всмоктування.

Дах відсіків маслоагрегатів і пожежогасіння служить площадками для розміщення маслблоку двигуна, масляних фільтрів і арматури систем змащування і ущільнення агрегату.

Вентиляція відсіку здійснюється шибєрними вентиляційними засувками і осьовим вентилятором, який розташовано в проїомі щита з жалюзьями. Камера всмоктування служить для повороту і формування повітряного потоку на вході в осьовий компресор привідного двигуна.

В середині камери перед входом в двигун встановлюється сітка-огородження, яка виключає можливість попадання лишніх предметів в протічну частину двигуна. В верхній частині камери всмоктування встановлена балка, призначена для заміни двигуна.

Візуальний огляд вхідного пристрою двигуна під час роботи агрегату проводиться через оглядове вікно.

У відсіку автоматики розміщуються засоби КВП і А агрегату.

Для зручності обслуговування агрегату ззовні відсіку встановлене місцева панель управління.

На місцевих панелях розміщено:

- 1) кнопки аварійної зупинки агрегату;
- 2) кнопки місцевого управління електродвигунами допоміжних систем;
- 3) вимикачі освітлення відсіків агрегату.

У відсіку пожежогасіння розміщена установка автоматичного газового пожежогасіння і розподільчий пристрій, що забезпечує подачу вогнегасної речовини в систему пожежогасіння агрегату. Відсік пожежогасіння з'єднується з існуючою системою пожежогасіння компресорного цеху.

В даху відсіку пожежогасіння передбачено дефлектор, призначений для аварійного стравлювання надлишкового тиску, замикаючого при прориві запобіжних мембран установки. Вентиляція відсіку здійснюється шибєрними вентиляційними засувами. [12]

3.4.7. Повітряно-очисний пристрій.

Повітряно-очисний пристрій (ППО) призначений для очистки від пилу циклічного повітря, який потрапляє з атмосфери в осьовий компресор привідного двигуна, з метою зменшення корозійного зносу лопаточного апарату і відкладення пилу в проточній частині компресора, що знижує економічність і довговічність двигуна.

Повітряно-очисний пристрій представляє собою прямокутну-вертикальну шахту, яка встановлюється на блок маслоохолоджувачів. Складається з камери, повітряно-очисних елементів, повітропроводів, повітрозабірників, осьового вентилятора, байпасних клапанів, коробів підігріву циклічного повітря, шумопоглинача.

Камера ППО складається з жорсткого звареного каркасу, обшитого листовою сталлю, рами і даху з звукопоглинаючим облицюванням. На рамі камери, де знаходяться амортизатори встановлено осьовий вентилятор і повітропровід відсмоктування пилу.

Шумопоглинач представляє собою короб з двійними стінками. Поверхневі стінки шумопоглинача виконані з листової сталі, а внутрішні - з листової перфорованої сталі. Простір між стінками заповнено настилами з звукопоглинаючих матеріалів. Запилене повітря викидається в атмосферу через жалюзі, які розташовані в передній стінці камери ППО.

На вході в осьовий компресор двигуна запилене атмосферне повітря всмоктується через жалюзі в повітроочисні елементи.

За рахунок різкого повороту повітряного потоку в щілинах повітроочисних елементів здійснюється його сепараційне розділення. Запилене повітря, якому властива велика інертність, відсмоктується осьовим вентилятором і через шумопоглинач викидається в атмосферу.

Потік очищеного повітря, змінюючи напрямок в щілинах повітроочисних елементів, поступає з камери ППО через шумопоглинач всмоктування на вхід двигуна. ППО вводиться в роботу одночасно з пуском агрегату і працює в режимі безперебійної експлуатації. [12]

3.4.8. Вихлопний пристрій.

Вихлопний пристрій призначений для викиду вихлопних газів привідного двигуна, а також для вентиляції відсіку двигуна. Представляє собою жорстку зварну конструкцію прямокутного січення і включає в себе опору і каркас з привареними до нього щитами, створюючи вертикальну шахту для викиду вихлопних газів.

Опора складається з зварного каркасу, обшитого ззовні і з середини суцільним сталевим листом. Між обшивками прокладені теплозвукоізолюючі настили. В середині опора має дві перегородки, які створюють центральний канал, в якому розміщена верхня частина равлика і через який здійснюється забір ежектованого повітря.

Щити представляють собою зварений каркас обшитий ззовні суцільним, а всередині - перфорованим сталевим листом. Простір між обшивкою заповнено тепло-звукоізолюючими настилами.

Для огляду і ремонту вихлопного пристрою всередині в стінці з сторони відсіку двигуна передбачений прямокутний люк. Для відбору вихлопних газів в систему підігріву циклічного повітря призначений патрубок. За допомогою скоб і болтових з'єднань на вихлопному пристрої кріпиться шумопоглинач.

Для заглушення шуму вихлопу на верхньому фланці встановлений шумопоглинач пластичного типу, який складається з каркасу, приварених до нього щитів, і двох рядів паралельно і рівномірно встановлених по січенню звукопоглинаючих пластин.

Конструкція щитів шумопоглинача, аналогічна конструкція щитів вихлопного пристрою. Звукопоглинальні частини мають прямокутну форму і складаються з зварного каркасу, виконаного з гнутого профілю і обшитого з бокових сторін перфорованими сталевими листами. Внутрішня порожнина пластини заповнена теплозвукоізолюючими настилами. [12]

З метою зниження аеродинамічного опору до каркасу пластини приварені два циліндричних обтікача. Обтікачі посилені циліндричними накладками. Встановлення пластин в каркасі здійснюється з допомогою нижніх кронштейнів з гнутого кутника і двох верхніх ребер з привареними до них клинами.

3.5. Блок очищення природного газу

Для запобігання забруднення та ерозії обладнання та трубопроводів на вході газу на компресорну станцію передбачено установку очищення газу від твердих і рідких домішок (пісок, зварної шлам, конденсат важких вуглеводнів, вода, масло і т. д.). Механічні домішки потрапляють в газопровід як в процесі його будівництва, так і при експлуатації. Наявність механічних домішок і конденсату в газі призводить до передчасного зносу трубопроводу, запірної арматури, робочих коліс нагнітачів і, як наслідок, до зниження показників надійності та економічності роботи компресорних станцій.

Проектом реконструкції передбачено блок очищення природного газу в складі якого передбачено п'ять мультициклонних пиловловлювачів типу ТП-751. Кількість твердих та рідких домішок після установки очистки не перевищує допустиме за технічними умовами на газоперекачувальні агрегати.

Апарати і трубопроводи установки очищення газу мають обігрів для запобігання замерзання рідини. Кількість апаратів очистки газу визначені за характеристиками заводів-виготовлювачів таким чином, щоб при відключенні одного з апаратів навантаження на інші чотири апарати не виходила за межі їх максимальної продуктивності, а при роботі всіх апаратів не виходила за межі мінімальної продуктивності. Для рівномірного розподілу потоків між окремими апаратами передбачене кільцювання трубопроводів. Під час очищення слід передбачати виміри втрат тиску.

Для відключення апаратів установки очищення газу від загального колектора передбачені крани з ручним приводом з черв'ячним редуктором.

Показники роботи і характеристика апарату очищення типу ТП-751 представлена в табл. 3.4.

Технологічна обв'язка апаратів очистки газу призначена для:

- забезпечення доступу до обслуговуваних елементів установки (арматури, люкам-лазам, фланців, вказівниками рівня, манометрам та ін.);
- виключення попадання газу всередину апаратів при проведенні в них оглядів, ревізій та ремонтних робіт, установки силових заглушок при проведенні гідравлічних випробувань апаратів.

Таблиця 3.4.

Показники роботи і характеристика апарату очищення типу ТП-751

№ п/п	Параметри	Значення
1	Продуктивність установки очищення, млн.м ³ /добу, приведена до умов: t=15°C, P=1,033 кгс/см ²	мін.1,51 – макс.6,24
2	Максимальний робочий тиск, МПа	5,48
3	Ефективність очищення від домішок з розміром частинок 10 (20) мкм, %	70 (99)
4	Втрати тиску при максимальному завантаженні, МПа	не більше 0,04
5	Робоча температура, °C	від -40 до +40
6	Діаметр апарата, мм	1600
7	Робоче середовище	природний газ
8	Наявність підігріву	паровий підігрів
9	Кількість виробів в цілому, шт.	5
10	Вид постачання: блочна, не блочна	блочна
11	Термін служби виробу, років	не менше 30
12	Місце розташування виробу (в приміщенні, на відкритому майданчику)	на відкритому майданчику
13	Характер середовища: категорія вибухонебезпечності суміші (категорія, група), клас вибухонебезпечної зони, клас безпеки	ПА-ТЗ; В-1г; 2; А

Модуль апарату очищення газу забезпечений вхідними та вихідними кранами, що мають байпаси для заповнення трубопроводів газом, проставні кільця і силові заглушки (комплект для гідровипробувань).

Блок є закінченим елементом установки і складається з вертикального мультициклона, розміщеного на рамі і забезпеченого трубопроводами, запірної та регулюючої арматурою на лінії скидання рідини, фундаментними болтами, кріпильними і закладними деталями, відповідними фланцями, майданчиками обслуговування. Блок апарату очищення укомплектований засобами КВПіА.

Апарат являє собою вертикальний циліндричний апарат, забезпечений штуцерами для підключення технологічних трубопроводів, засобів КВПіА, люками-лазами для забезпечення доступу до внутрішніх пристроїв при періодичному огляді і ремонті. Апарат очищення газу складається з сепараційної насадки і коалесцерів, суміщених в одному апараті. У середині апарата послідовно розташовані вузол мультициклонів, що має підвищену механічну міцність і забезпечений швидкозйомними кришками для доступу в усі внутрішні порожнини і тарілку з фільтр-коалесцерними елементами.

Для обпресування й проведення гідравлічних випробувань в блоці передбачені знімні заглушки для відсікання апарату від технологічних трубопроводів. Неочищений природний газ через штуцер надходить на відбійник, в якому відбувається первинне відділення бруду і залпових надходжень рідини, далі під дією відцентрових сил відбувається відділення газу від механічних домішок і краплинної рідини.

Відділенні механічні домішки і рідина збираються у збірнику. Зі збірника рідина через штуцер і систему автоматичного скидання конденсату надходить в технологічний трубопровід а далі надходять в колектор конденсату, по якому направляється на існуючу установку збору конденсату. Механічні домішки у міру накопичення періодично видаляються продувкою через дренажний штуцер. З сепараційної насадки газ потрапляє у верхню частину апарату, що містить фільтруючі елементи-коалесцери, в яких відбувається остаточне очищення газу.

З секції коалесцери рідина через штуцер і систему автоматичного скидання конденсату надходить в технологічний трубопровід конденсату. Рідкі та тверді домішки з установки очищення, як правило направляють в резервуар на вузлі збору продуктів очищення газопроводу. Автоматизацію установки очищення передбачають в обсязі, забезпечує його експлуатацію без постійної присутності обслуговуючого персоналу. [13]

3.6. Вимоги до проведення допоміжних робіт з реконструкції

3.6.1. Роботи з теплової, протишумової та протикорозійної ізоляції трубопроводів і устаткування.

Теплова, протишумова, антикорозійна ізоляція обладнання, трубо-проводів та арматури повинна виконуватись відповідно до СНіП 2.04.14–88 «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов», СНіП 2.05.06–85 «Магистральные трубопроводы», ДСТУ 4219–2003 «Трубопроводы стальные магистральные общие требования к защите от коррозии», ГОСТ 9.602–89 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии», ВСН 008–88 «Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция».

До початку монтажу внутрішня поверхня трубопроводів повинна бути очищена від окалини та іржі, трубопроводи продуті стисненим повітрям. Після монтажу трубопроводу їх зовнішня поверхня повинна бути очищена від бруду, грата, окалини та зачищена механічним способом, знепилена і знежирена.

Роботи з антикорозійного покриття ізоляцією деталей з'єднання і трубопроводів, арматури виконуються відповідно до вимог ВСН 008–88, СНіП 2.05.06 85, СНіП 3.04.03–85 «Защита строительных конструкций и сооружений от коррозии», СНіП III-42-80 «Магистральные трубопроводы», ГОСТ 12.3.016–87 «Система стандартов безопасности труда. Строительство. Работы антикоррозионные. Требования безопасности».

Розпізнавальні забарвлення трубопроводів виконати відповідно з ГОСТ 14202–69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Очистка зовнішньої поверхні трубопроводів від окислів перед забарвленням виконується механічним способом. Всі трубопроводи, що підлягають тепловій або теплошумовій ізоляції, до нанесення ізоляції покриваються ґрунтовкою за 2 рази.

Обладнання, арматура і трубопроводи з температурою зовнішніх поверхонь понад 60°C, а в робочих проходах з температурою вище 45°C повинні бути теплоізовані.

Тепловій ізоляції підлягають трубопроводи, в яких транспортуються рідкі середовища, що застигають при зниженні їх температури (масло, конденсат), які обігріваються електрокабелем, а також нижня частина пиловловлювачів установки очищення газу КС. Як теплоізоляційний шар приймають мати мінераловатні прошивні товщиною 40 мм з покривним шаром з алюмінієвого листа.

Трубопроводи газової обв'язки нагнітачів покриваються тепловою ізоляцією, як трубопроводи, що мають температуру стінки вище 40°C (нагнітальний і пусковий трубо-проводи), так і від шуму, створюваного потоком рушійного в трубах газу. [14]

3.6.2. Проведення робіт з монтажу обладнання, трубопроводів та арматури, зварювання, контролю якості та приймання робіт.

Проведення робіт з монтажу обладнання, трубопроводів та арматури, зварювання, контролю якості і приймання виконується відповідно до вимог СНіП 3.05.05–84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы», СНіП 2.05.06–85, СНіП III–42–80, ВСН 006–89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка», ВСН 011–88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание», ВСН 012–88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

Контроль качества и приемка работ», а також інструкціями з монтажу обладнання та арматури заводів-виробників. [14]

3.6.3. Випробування трубопроводів.

Всі змонтовані газопроводи КС під час проведення реконструкції піддаються очищенню порожнини, випробуванню на міцність і перевірці на герметичність до з'єднання з існуючими газопроводами.

Перед початком випробувань виконати монтаж ділянок трубопроводів, що піддаються перевірці на міцність і герметичність згідно ВСН 011–88:

- основного і допоміжного обладнання;
- основних і допоміжних трубопроводів з арматурою.
- ревізію обладнання та запірної арматури.

Виконати заходи, що забезпечують проведення випробувань:

- наявність повітряних і дренажних ліній;
- установку необхідних заглушок;
- установку необхідних контрольно-вимірювальних приладів.

До складу робіт по випробуванню входять:

- підготовка до випробування;
- заповнення водою;
- підйом тиску до випробувального і витримка;
- скидання тиску до робочого;
- перевірка на герметичність;
- видалення води з системи.

Всі газопроводи, розташовані на території КС, відносяться до категорії "В" і випробовуються на міцність тиском $P_{випр}=P_{зав}$ протягом 24 годин, а при перевірці на герметичність – тиском $P_{випр}=P_{роб}$ – не менше 12 годин.

Газопроводи категорії «В» в межах КС випробовуються на міцність гідравлічним способом на величину заводського випробувального тиску, гарантованого для труб, з яких споруджений відрізок реконструкції.

Якщо відрізок включає в себе, крім труб, запірну арматуру, з'єднувальні деталі, апарати, то випробувальний тиск приймається рівним найменшому заводському випробувальному тиску з усіх елементів, що входять в досліджуваний відрізок, але не нижче 1,25 робочого тиску газопроводу. В умовах реконструкції випробування проводиться окремо по ділянках, що з'єднуються з існуючими газопроводами. Видалення води проводиться самопливом з нижніх точок і витісненням стисненим повітрям. Спорожнення систем проводиться за межі КС в узгоджений з місцевими природоохоронними органами місце.

Випробування на міцність і перевірені на герметичність ділянки знову встановлюваних газопроводів приварюються до існуючих газопроводів з проведенням контролю зварних стиків – 100% радіографічного та 100% дублюючого ультразвукового. Після проведення перевірок та випробувань газопроводи осушуються до температури точки роси (мінус 20°C).

3.6.4. Перелік заходів щодо забезпечення виконання вимог, що пред'являються до технічних пристроїв, устаткування, будівель, споруд на КС.

Всі роботи, пов'язані з експлуатацією та обслуговуванням станції, повинні здійснюватися під керівництвом або безпосередньо персоналом, що володіє необхідними професійними навичками, має досвід роботи на об'єктах підвищеної небезпеки і пройшов необхідне технічне навчання відповідно з конкретними виробничими завданнями, що стоять перед персоналом станції, і з конкретними, обов'язковими для дотримання правилами безпеки.

Вся діяльність, пов'язана з експлуатацією та обслуговуванням станції, а також її реєстрація та зберігання накопиченої інформації повинні виконуватися відповідно до державних нормативних документів, що регулюють таку

діяльність, включаючи документи з техніки безпеки, а також щодо захисту здоров'я працівників та навколишнього середовища.

Розрахунковий термін експлуатації технічних пристроїв, обладнання і споруд на небезпечних виробничих об'єктах, призначений ресурс або термін служби встановлений технічною документацією та становить не менше 20 років або визначається експертною організацією та коригується при плановому обстеженні. [13]

Висновки за розділом

1. Представлено основні технологічні та технічні пропозиції з реконструкції компресорної станції «Комарно». Проведене техніко-економічне обґрунтування реконструкції дає можливість забезпечити транспортування газу по газопроводу-інтерконектору продуктивністю 8 млрд. м³/рік.

2. Приведені технологічні пропозиції з послідовності виконання реконструкції компресорної станції «Комарно» та описані зміни в її технологічній схемі.

3. Описані технічні і конструктивні характеристики вибраних газоперекачувальних агрегатів марки ГПА-Ц-16С/57-1,7 М1. До складу ГПА входять двоступінчастий повнонапірний відцентровий нагнітач ГЦ-2 і привід від газотурбінного двигуна типу ДГ-90Л2.1.

4. Надана характеристика газотурбінного двигуна ДГ-90Л2.1 потужністю 16 МВт, що слугує приводом ГПА.

5. Надана характеристика повнонапірного нагнітача ГЦ-2 зі ступенем стиснення 1,45 та тиском на виході (вході) – 5,49 (3,79) МПа.

6. Описані характеристики систем газоперекачувального агрегату, а саме:

- система подачі паливного та пускового газу;
- система маслопостачання, яка включає в себе дві системи: масляну систему двигуна ДГ-90Л2.1 та масляну систему нагнітача ГЦ-2;
- система підігріву циклічного повітря;
- система обігріву;
- система пожежогасіння;
- блок систем допоміжного обладнання;

- повітряно-очисний пристрій;
- вихлопний пристрій;

7. Приведені показники роботи і характеристики нового блоку очищення природного газу. Проектом реконструкції передбачено блок очищення природного газу до складу якого входять п'ять мультициклонних пиловловлювачів типу ТП–751, продуктивністю 6,24 млн.м³/добу.

8. Описані вимоги до проведення допоміжних робіт з реконструкції: роботи з теплової, протишумової і протикорозійної ізоляції трубопроводів і устаткування; роботи з монтажу обладнання, трубопроводів та арматури, зварювання, контролю якості та приймання робіт; випробування трубопроводів.

9. Надано перелік заходів щодо забезпечення виконання вимог, що пред'являються до технічних пристроїв, устаткування, будівель, споруд на компресорній станції.

РОЗДІЛ 4. 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. [15]

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 атмосферу 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 хімреагентів, можливе забруднення верхнього шару землі.

4.1. Вплив 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. [16]

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. 4.1 приведені основні джерела забруднення атмосферного повітря.

Таблиця 4.1

Характеристика викидів в атмосферу на КС «Комарно»

Джерело викиду	Шкідлива речовина	ГДК, мг/м ³	Характеристика викиду		Об'єм газоповітряної суміші на виході із джерела, м ³ /с	Концентрація шкідливих речовин мг/м ³
			Висота, м	Діаметр, м		
ГТУ	NO _x	0,8	10	1.5	25,76	46
	NO ₂	0,085				75
	CO	5				105
Пиловловлювач	Газ		10	0,05	0,78	200
Заточні станки	Пилоабразив	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.

4.1.1. 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.4.1.

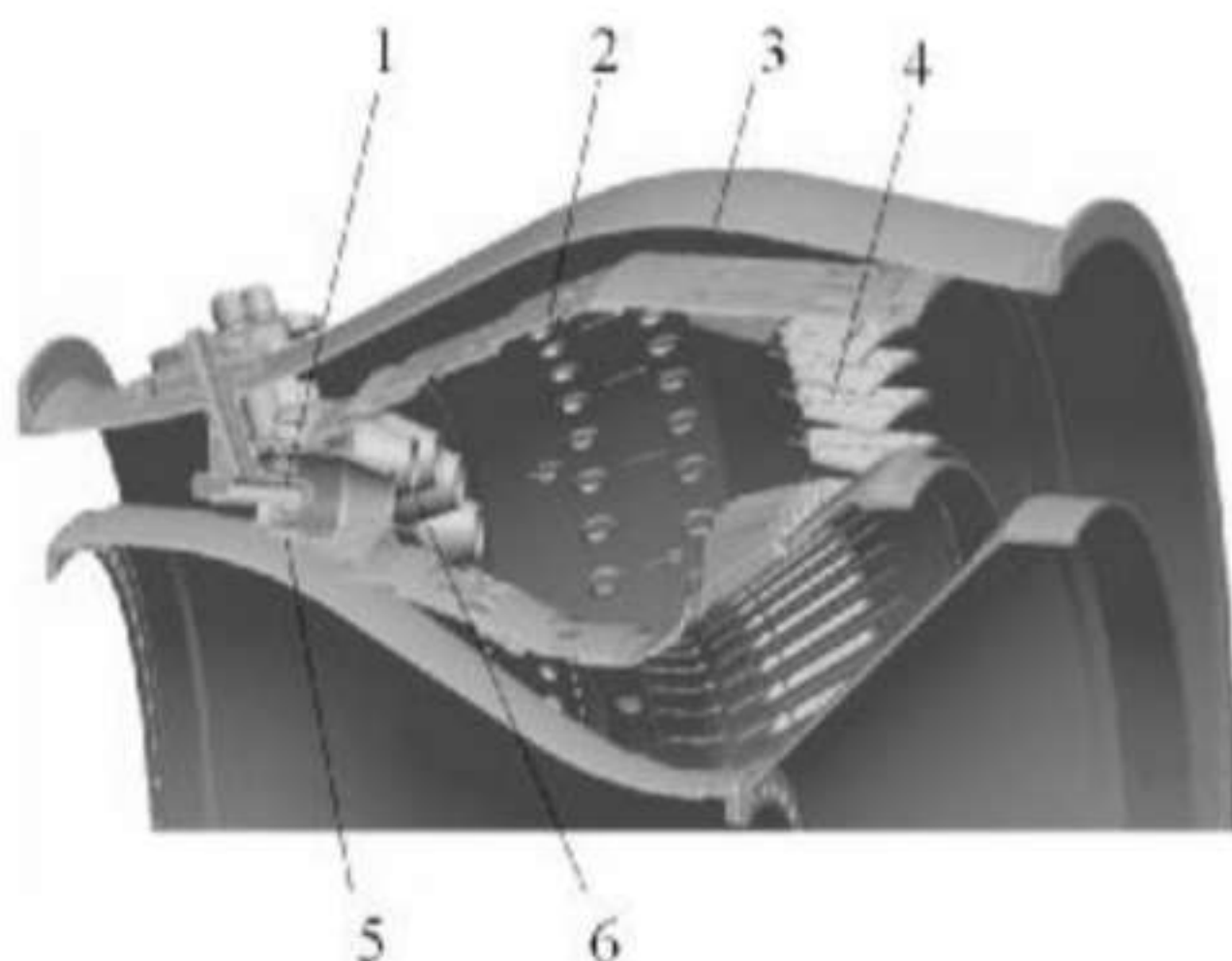


Рис.4.1. Тримірна компоновка блоку камери згоряння ГТУ

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 згоряння призвело до придушення утворення оксидів азоту.

4.1.2. 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.

4.1.3. Розрахунок викидів оксиду вуглецю.

Вихід оксиду вуглецю при спалюванні палива (в кг/тис м3) визначається як:

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

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

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

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

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

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

4.2. Вплив 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.). [15]

Із за шкідливого впливу є можливим хімічне забруднення ґрунтів нафто-продуктами 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.

Рекультивація земель передбачає комплекс робіт, які спрямовані на відновлення родючості і продуктивності ґрунтів, а також на поліпшення стану навколишнього середовища. Рекультивація 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 рекультивація 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.

4.3. Вплив 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. [15]

Модернізація або реконструкція яких-небудь складових компресорного цеху не нестиме за собою змін видів діяльності, які пов'язані з водокористуванням. Внаслідок чого можна зробити висновок, що техногенне навантаження на водне середовище не буде рости.

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.

4.3.1. 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 компресорного цеху, 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 «Комарно» на атмосферне повітря відповідно до технологічних процесів.

3. Описано заходи спрямовані на зменшення викидів в атмосферу NO_x та CO .

4. При реконструкції КС «Комарно» викиди шкідливих речовин знизяться: NO_x – 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.

РОЗДІЛ 5. 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.

Охорона праці в галузі транспорту і зберігання газу є важливим питанням на виробництві, а тому регулюється відповідним чинним законодавством. Закон України «Про охорону праці» був затверджений наказом Кабінету Міністрів від 24.11.1993 р., а з 1995 року із врахуванням змін і доповнень закон становить єдину цілісну систему положень щодо охорони праці на виробництві.

До основи проекту закону України «Про промислову безпеку небезпечних виробничих об'єктів» мають бути внесені питання захисту інтересів особи та суспільства з проблем зниження рівня ризику виникнення аварій на виробничих об'єктах і відшкодування нанесених збитків у результаті аварії.

Закон повинен визначити правові, економічні та соціальні основи безпечної експлуатації виробництв і бути спрямованим на забезпечення готовності організацій, що експлуатують дані об'єкти, до локалізації та ліквідації наслідків аварій.

Безпека життєдіяльності людини у виробничому середовищі забезпечується виконанням вимог та законів охорони праці.

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. [17]

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 «Львівтрансгаз» наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Дані про травматизм та професійні захворювання

Показники	Роки				
	2014	2015	2016	2017	2018
Нещасні випадки в тому числі:	13	8	12	6	8
Зі смертельним наслідком	1	-	-	-	-
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

$$K_{\text{ч}} = \frac{T \cdot 1000}{P}, \quad (5.1)$$

де T – кількість травм у звітному періоді,

P – середнє число працюючих за звітний період.

Коефіцієнт важкості травматизму знаходимо за формулою

$$K_{\text{в}} = \frac{D}{T_0 - T_1}, \quad (5.2)$$

де D – загальна кількість днів непрацездатності,

T_1 – кількість нещасних випадків з летальними наслідками.

Коефіцієнт непрацездатності визначаємо за формулою

$$K_n = K_q \cdot K_g, \quad (5.3)$$

Результати розрахунку коефіцієнтів травматизму заносимо в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Результати розрахунку коефіцієнтів травматизму за 2014-2018 роки

Звітний період, роки	Коефіцієнт частоти травматизму	Коефіцієнт важкості травматизму	Коефіцієнт непрацездатності	Фінансування охорони праці в УМГ “Львівтрансгаз”, грн.
2014	5,55	6,33	35,13	85060
2015	3,4	11,25	38,25	90500
2016	5,08	6,33	32,16	120780
2017	2,49	12	29,88	275980
2018	3,24	13	42,12	488900

Отже, найбільший коефіцієнт частоти травматизму зареєстрований у 2014 році, а в 2018 році – найвищий коефіцієнт непрацездатності.

5.1. 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. [18]

До несприятливих факторів виробничого середовища КС відносяться:

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

Основні потенційно небезпечні виробничі фактори, що мають місце при перекачуванні газу КС наведені в табл. 5.3.

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 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
Мехмайстерня	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 згорання.

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

В табл. 5.4 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».

Характеристика шкідливих речовин, що використовуються при роботі КС

Речовина	ГДК , мг/м ³		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

5.2. 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, він повинен зберігатися в спеціальних шафах. Душові необхідно розміщувати в приміщеннях приєднаних до гардеробу. Умивальники також розміщують поряд з гардеробами.

Характеристика санітарно-побутових приміщень приведена у табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Характеристика санітарно-побутових приміщень

Назва приміщення	Назва санітарно-побутових приміщень	Норма площі, м ² на 1 людину	Кількість працюючих, чол.	Всього площі, м ²	Факт. площа прим., м ²	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 теплого та холодного періоду року наведені в табл. 5.6.

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. 5.7.

Для захисту працюючих від шкідливих виробничих факторів застосовуються засоби індивідуального захисту (ЗІЗ), які приведені у табл. 5.8.

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

Таблиця 5.6

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	He>75	0,2
	Теплий	20-22	He>75	0,3
Механічна майстерня	Холодний	19-21	He>75	0,15
	Теплий	18-19	He>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	He>65	0,2-0,5
	Теплий	25-30	He>65	0,2-0,5
Цех обслуговування нагнітача	Холодний	19-25	He>70	0,1-0,3
	Теплий	25-30	He>70	0,1-0,3
КТП АПО газу	Холодний	19-25	He>75	0,1-0,3
	Теплий	25-30	He>75	0,1-0,3

Таблиця 5.7

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

Таблиця 5.8

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 по обслуговуванню 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, електромонтер

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 «Комарно», представлена у табл. 5.9.

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 «Комарно»

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

5.2.1. 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. [17]

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:

$$F_{\text{л}} = \frac{kE \cdot S \cdot Z}{n\eta}, \quad (5.4)$$

де $F_{\text{л}}$ – світловий потік, лм; E – освітленість за нормою, лк; S – площа підлоги в приміщенні, м²; k – коефіцієнт запасу; Z – коефіцієнт нерівномірності освітленості; η – коефіцієнт використання світлового потоку; n – кількість встановлених ламп.

Кількість встановлених ламп:

$$n = \frac{k \cdot E_{\text{min}} \cdot S \cdot Z}{F_{\text{л}} \eta}. \quad (5.5)$$

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), ρ .
7. Розрахувати індекс приміщення φ .
8. Знайти коефіцієнт використання світлового потоку η .
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. 5.10).

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

Таблиця 5.10

Коефіцієнт запасу

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

Таблиця 5.11

Значення коефіцієнта η використання світлового потоку для світильників з люмінесцентними лампами, %

φ	r_n (стелі), % - 70	- 50	- 30
	r_c (стін), % - 50	- 30	- 10
	r_p (підлоги), % - 30	- 10	- 10
0,5	28	21	18
1,0	49	40	36
3,0	73	61	58
5,0	80	67	65

Щоб знайти коефіцієнт η , необхідно передчасно знайти показник приміщення φ та визначити коефіцієнти відбиття поверхонь приміщення r .

Для прямокутних приміщень його визначають за формулою

$$\varphi = \frac{a \cdot b}{H_c(a + b)}, \quad (5.6)$$

де a, b – ширина та довжина приміщення;

H_c – висота підвішування світильника, м.

Коефіцієнт використання світлового потоку визначаємо із (табл. 5.11) за індексом приміщення.

Коефіцієнт нерівності освітленості Z визначають як

$$Z = E_{\text{сер}}/E_{\text{min}}, \quad (5.7)$$

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

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

Коефіцієнт нерівномірності освітлення Z залежить від типа світильника, від відстані між світильником ℓ та висоти їх підвішування H_c . Значення коефіцієнта нерівномірності освітленості наведено в табл. 5.12.

Таблиця 5.12

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:

$$H_c = H - (h_p + h_n), \quad (5.8)$$

де H – висота приміщення, м; h_p – висота від підлоги до освітлювальної поверхні, м; h_n – 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, рівномірної 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. 5.10) при застосуванні люмінесцентних ламп коефіцієнт запасу дорівнює 1,1.

Мінімальна норма освітленості $E_{\min} = 200 \text{ лк}$ (таблиця 5.9).

Коефіцієнт нерівномірності освітлення Z знайдемо в табл. 5.12. 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. 5.12 для світильника типа ЛДОР $Z=0,785$. Коефіцієнт використання світлового потоку η 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:

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

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

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

5.2.2. 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. [19]

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 повітрозабірної 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 5.13

Домінуючі джерела шуму у зоні житлової забудови

Привід агрегатів	Джерела шуму	Характер шуму	Звукова потужність, дБ
ГТУ	Шахти вихлопу	Постійний тональний, середньо частотний	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 теплопостачання 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 (РТЗ) у дифузорі не враховується %;

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

Загальні зниження РТЗ в утилізаторі

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3, \text{ дБ} \quad (5.9)$$

де ΔL_1 – зниження РТЗ через поглинання шуму металевими поверхнями оребрення та труб;

ΔL_2 – зниження РТЗ через раптові зміни поперечного перерізу між рядами труб;

ΔL_3 – зниження РТЗ через відбиття звуку від відкритого кінця газоходу.

Розрахунок проводимо за формулою

$$\Delta L_1 = \frac{\alpha_K \Pi}{F_K} \cdot l, \text{ дБ} \quad (5.10)$$

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

Π – 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 по формулі

$$\Delta L_2 = 10 \lg \frac{(m_n + 1)}{4m_n}, \text{ дБ} \quad (5.11)$$

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

$$\Delta L = 1.62 + 6 + 0 = 7.62 \text{ дБ}$$

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

Розрахунок

Рівень звукового тиску в знаходимо за формулою

$$L = Lp_{\text{сум}} - \Delta Lp - 20 \cdot \lg r, \quad (5.12)$$

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. 5.2.

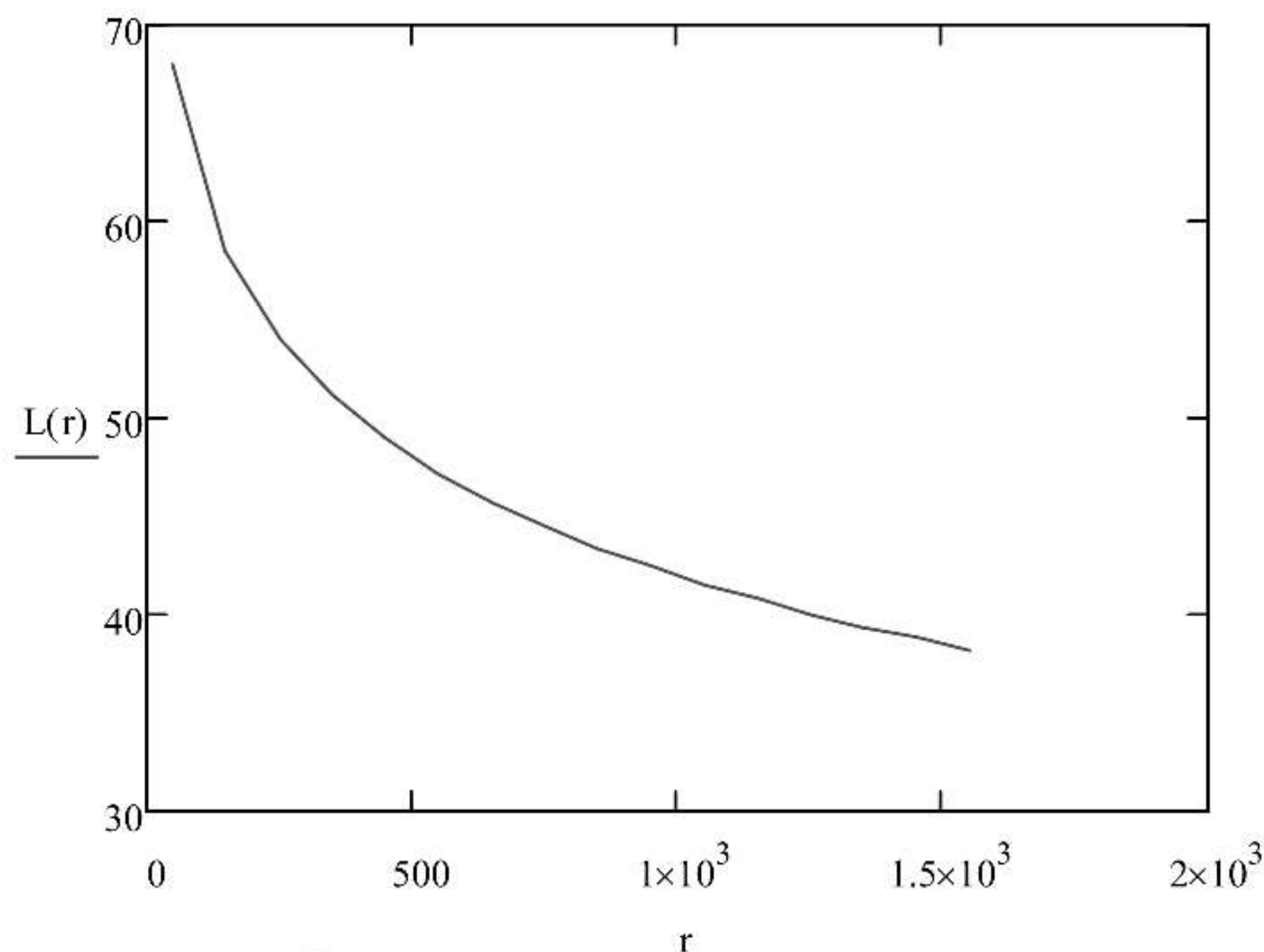


Рис.5.2. Залежність рівня звукового тиску від відстані до джерела шуму

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

5.3. 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. 5.14.

Таблиця 5.14

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

5.4. 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. [20]

Пожежонебезпечні властивості деяких речовин, які використовуються на КС приведені у табл. 5.15.

Таблиця 5.15

Пожежонебезпечні властивості газів

Назва речовин	Температура, °С		Межа спалахування, %		Засоби пожежогасіння
	Спалаху	Самозаймання	Концентрований об'єм, %	Температура загорання, °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

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

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. 5.16.

Таблиця 5.16

Класифікація виробничих приміщень

Назва приміщення	Категорія виробництва та приміщення з пожежної небезпеки	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

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. 5.17.

Таблиця 5.17

Первинні засоби пожежогасіння

Споруда, приміщення, установа	Захищена площа, м ²	Первинні засоби пожежогасіння						
		Вуглекислий вогнегасник	Пінний, хімічний, повітряно-пінний вогнегасник	Хлододовий вогнегасник	Порошковий вогнегасник	Ящик з піском 0,5м ³	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. 5.18.

Таблиця 5.18

Характеристика водопостачання та водовідведення

Вироб- ництво	Система водопоста- чання	Середньорічна витрата води, м ³			Кількість скидної води, м ³			Найменування і вміст забруднюючих компонентів
		Обо- ротна	Свіжа	Всього	Промис- лова	Побу- това	Всьо- го	мг/л при рН = 7,5
КС	Артезіан- ські свердло- вини	2000	16300	18300	15630	2670	18300	Зважені речовини 300
								Твердий осад 500
								Нафтопродукти 100
								БПК5 350

5.4.1. 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, обваловок 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 парою під тиском 4...6 кгс /см².

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 відчувують підвищеним тиском, рівним 1,25 від робочого, але не менше 18...20 кгс / см².

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.

5.4.2. Інструкція з охорони праці машиніста компресорного цеху.

Протипожежний захист досягається використанням одного із наступних методів або їх комбінації:

- використання засобів пожежогасіння та відповідних видів пожежної техніки;
- використання автоматичних установок пожежної сигналізації та пожежогасіння;

- використання основних будівельних конструкцій і матеріалів, в тому числі тих що використовуються для облицювання конструкцій, з нормованими показниками пожежної безпеки;
- використання пропитки конструкцій антипіренами та нанесення на їх поверхню вогнезахисних фарб;
- організацію за допомогою технічних засобів, включаючи автоматичні, своєчасного сповіщення про евакуацію людей;
- використання засобів протидимового захисту.

Обмеження розповсюдження пожежі повинно досягатися:

- встановленням протипожежних перепон;
- встановленням гранично допустимих з техніко-економічним розрахунком площ протипожежних відсіків і секцій, а також етажності будівель і споруд;
- встановленням аварійного відключення та переключення установок комунікацій.

Висновки за розділом

1. Розглянуто принципи охорони праці в галузі транспорту і зберігання газу.

2. Приведено відомості про виробничий травматизм та визначено коефіцієнти травматизму за допомогою відповідних розрахунків.

Найбільший коефіцієнт частоти травматизму зареєстрований у 2014 році, а в 2018 році – найвищий коефіцієнт непрацездатності.

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

4. Розглянуті характеристики, завдяки яким досягається забезпечення здорових і безпечних умов праці на КС «Комарно», а саме:

- характеристика санітарно-побутових приміщень;
- значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень;
- характеристика вентиляції;
- характеристика освітленості;

– засоби індивідуального захисту.

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

6. 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.

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

8. Проаналізовано и запропоновано заходи щодо пожежної безпеки з врахуванням 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.

9. Приведена інструкція з охорони праці машиніста компресорного цеху.

ВИСНОВКИ

В дипломному проекті розглянуто комплекс заходів щодо реконструкції компресорної станції «Комарно» з метою збільшення її продуктивності.

Реконструкція передбачає заміну основного та допоміжного технологічного обладнання для збільшення продуктивності до 50 млн.м³/добу.

Проведено аналіз сучасного стану компресорної станції «Комарно», наведено дані по її розташуванню, описано генеральний план території КС, включаючи розміщення будівель і споруд, транспортних комунікацій, інженерних мереж, а також планування і благоустрій майданчика.

Надані дані з компоновки технологічної схеми та технологічні процеси обробки газу на КС з максимальним тиском – 5,5 МПа.

Надана характеристика основного існуючого обладнання. Компримування газу здійснюється існуючими ГПА, до складу яких входить газотурбінна установка ГТ–6–750 з відцентровим нагнітачем Н–300–1,23. Потужність турбіни на муфті відцентрового нагнітача 6100 кВт (І агрегат) та 6250 кВт (ІІ агрегат). Продуктивність неповнонапірного ГПА за стаціонарних умов - 19 млн. м³/добу, що не забезпечує потрібну продуктивність – 21,9 млн.м³/добу.

Описано характеристики існуючого блоку очищення газу від механічних домішок, яка складається з установки пилоочищення з сухими мультициклонними пиловловлювачами DN 1600; PN 5,39 МПа (5 шт. по 5,7 млн.м³/добу) та блока охолодження газу (АПО типу АВГ9–64–61–Б3/8–2–4 (4шт. по 5,3 млн.м³/добу). Існуючий блок очищення газу не відповідає проектній продуктивності та потребує заміни на новий. Приведено дані характеристик допоміжного існуючого обладнання КС.

Проведено розрахунки основних параметрів компресорної станції «Комарно» з урахуванням статистичної обробка фактичних показників режимів роботи.

Проведено розрахунок фізичних властивостей природного газу, що транспортується за робочих умов.

В загалом виконано такі розрахунки:

- розрахунок наявної потужності існуючого газотурбінного приводу ГТ–6–750, $N_e^p = 5079$ кВт та нового газотурбінного приводу, $N_e^p = 5406$ кВт (Додатки В і Г);

- розрахунок зведених газодинамічних характеристик існуючого відцентрового нагнітача Н–300–1,23 та нового ГЦ–2 (Додатки Д і Е);

- розрахунок параметрів режиму роботи КС та потужність, спожиту існуючим нагнітачем та новим нагнітачем при заданій пропускній здатності в 21,9 млн.м³/добу.

Існуючі нагнітачі Н–300–1,23 не відповідають умові $N \leq N_e^p$ та не можуть забезпечити потрібної продуктивності. Запропоновані проектом нагнітачі ГЦ–2 задовольняють виконання технологічних умов при заданій продуктивності 50 млн. м³/добу;

- розрахунок витрат газу на власні потреби компресорної станції. За результатами розрахунку витрати газу на власні потреби – 3872 м³/год.

- розрахунок апаратів повітряного охолодження газу. АПО забезпечує оптимальну температуру природного газу при проектній продуктивності та не підлягає реконструкції.

Графічно побудована область допустимих режимів роботи компресорної станції «Комарно» за даними паспортних і експлуатаційних характеристик нагнітачів ГЦ–2.

Представлено основні технологічні та технічні пропозиції щодо реконструкції компресорної станції «Комарно» та проведено техніко-економічне обґрунтування реконструкції, що роз'яснює прийняті рішення та їх переваги для забезпечення транспортування газу вздовж газопроводу продуктивністю 50 млн. м³/добу. Описано технічні і конструктивні характеристики вибраних ГПА марки ГПА–Ц–16С/57–1,7, технічні дані газотурбінного двигуна, потужністю 16 МВт, що слугує приводом повнонапірного нагнітача ГЦ–2 зі ступенем стиснення 1,7 та тиском на виході (вході) – 5,49 (3,79) МПа.

Описано характеристики систем газоперекачувального агрегату.

Приведено показники роботи і характеристики нового блоку очищення природного газу, у складі якого передбачено п'ять мультициклонних пило-вловлювачів типу ТП–751 продуктивністю 6,24 млн.м³/добу.

Описано вимоги до проведення допоміжних робіт з реконструкції, таких як: роботи з теплової, протишумової та протикорозійної ізоляції трубопроводів і устаткування; роботи з монтажу обладнання, трубопроводів та арматури, зварювання, контролю якості та приймання робіт; випробування трубопроводів.

Надано перелік заходів щодо забезпечення виконання вимог, які пред'являються до технічних пристроїв, устаткування, будівель, споруд на компресорній станції.

Розглянуто загальний виробничий вплив компресорної станції на навколишнє середовище. Надана характеристика викидів в атмосферу на КС «Комарно».

Розглянуто негативний вплив на ґрунти, рослинність та водне середовище, описано заходи зменшення на них негативного впливу КС.

Описано заходи, спрямовані на зменшення викидів в атмосферу NO_x та CO. При реконструкції КС «Комарно» викиди шкідливих речовин знизяться: NO_x – на 22% і CO – на 21%. Зниження викидів шкідливих речовин в атмосферу відбувається за рахунок застосування ГТУ з низькою емісійною камерою згоряння.

Розглянуто принципи охорони праці в галузі транспорту і зберігання газу. Приведено відомості про виробничий травматизм, найбільший коефіцієнт частоти травматизму на КС «Комарно» зареєстрований у 2014 році, а в 2018 році – найвищий коефіцієнт непрацездатності. Проведено аналіз потенційних небезпек та шкоди виробничого середовища на працівників, дана характеристика шкідливих речовин, що використовуються при роботі КС.

Розглянуто характеристики, завдяки яким досягається забезпечення здорових і безпечних умов праці на КС «Комарно»:

- характеристика санітарно-побутових приміщень;
- значення метеорологічних умов в робочих зонах виробничих приміщень;
- характеристика вентиляції;
- характеристика освітленості;
- засоби індивідуального захисту.

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

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.

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

Описано заходи забезпечення пожежної безпеки з врахуванням і використанням деяких властивостей газів, які визначають умови виникнення, розвитку і припинення пожежі. Представлена класифікація робочих приміщень категорії А, Б, В, Г, Д за ступенем пожежної безпеки. Розглянуто засоби пожежогасіння.

Приведена інструкція з охорони праці машиніста компресорного цеху.

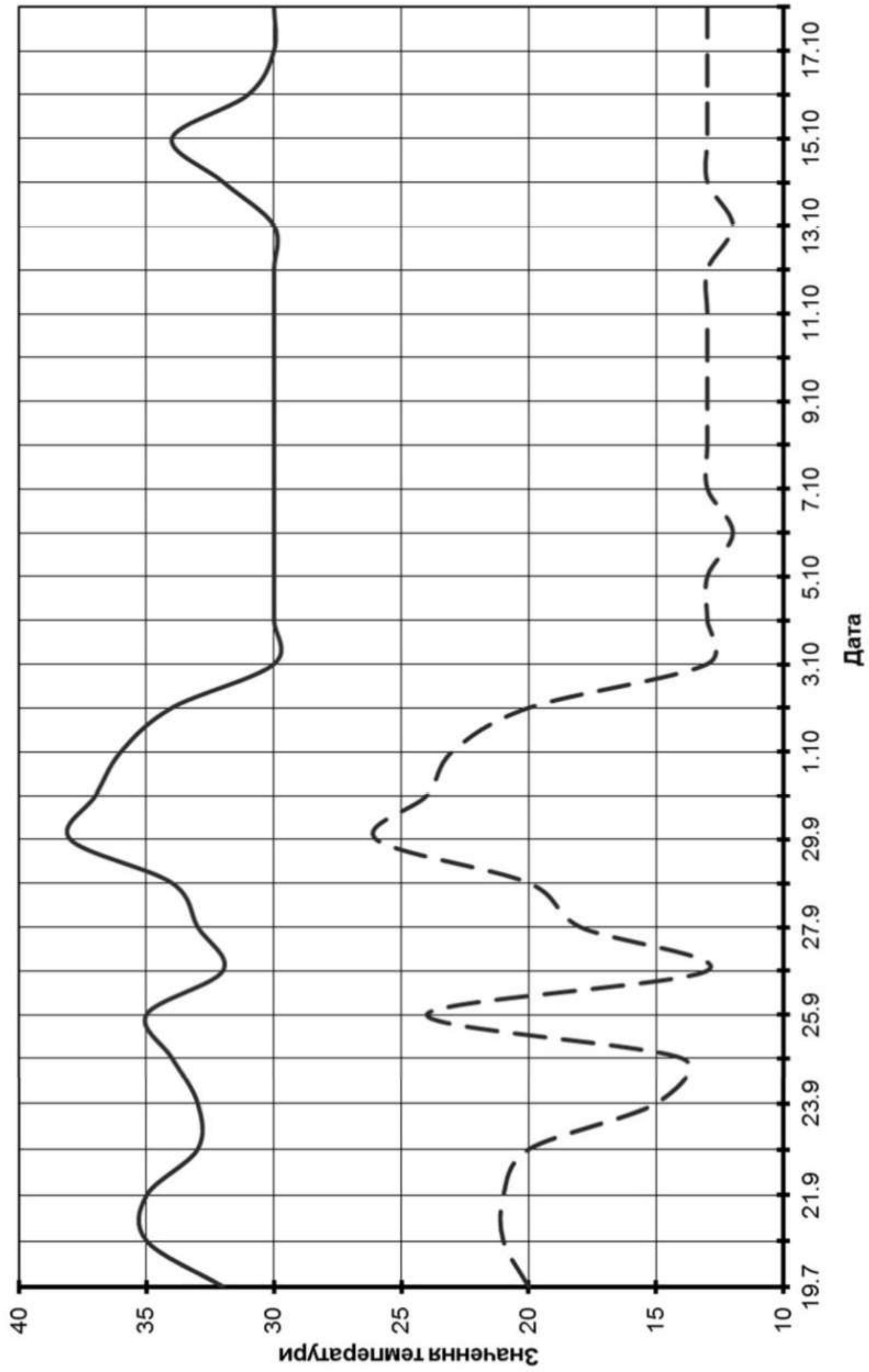
СПИСОК БІБЛІОГРАФІЧНИХ ПОСИЛАНЬ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Реконструкція компресорної станції «Комарно». Технічні вимоги на проектування. – К.: ПАТ «УКТРАНСГАЗ», 2017.
2. Арсеньев Л. В. Газотурбинные установки. Конструкции и расчет: Справочное пособие / Арсеньев Л.В., Бедчер Ф.С. – Л.: Машиностроение, 1978. – 232 с.
3. Поршаков Б.П. Газотурбинные установки: Учебник для Вузов / Поршаков Б.П. – М.: Недра, 1992. – 238 с.
4. Ревзин Б.С. Газотурбинные газоперекачивающие агрегаты / Ревзин Б.С. – М.: Недра, 1986. – 215 с.
5. Подготовка газа к транспорту. – М.: Недра, 1973. – 232 с. с ил. Авт.: Ю. П. Коротаев, Б. П. Гвоздев, А. И. Гриценко и др.
6. Сухарев М.Г. Оптимизация систем транспорта газа / Сухарев М.Г., Ставровский Е.Р. – М.: Недра, 1975. – 277 с.
7. Каталог газодинамических характеристик ЦБК природного газа. ОАО «Газпром», ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ», 2005. – 128 с.
8. Волков М.М. Справочник работника газовой промышленности / Волков М.М. – М.: Недра, 1989. – 225 с.
9. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности. Учебное пособие. – М.: Недра, 2007. – 121 с.
10. Проектирование и эксплуатация компрессорных станций: Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003, - 404 с.
11. Аверьянов А.А., Лебедев Н.М. Газоперекачивающие агрегаты. – М.: Недра, 1983. – 70 с.
12. Агрегат газоперекачивающий ГПА–Ц–16С/57–1,7. Техническое описание / Сумское машиностроительное научно-производственное объединение. / ВНИИ КОМПРЕССОРМАШ. – Сумы, 1988. – 170 с.

13. Довідник працівника газотранспортного підприємства. / В.В. Розганюк та ін. – К: Росток, 2001, 1091с.
14. Строительство и монтаж насосных и компрессорных станций. / В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, С.Я. Куриц, Е.И. Трушин. – М.: Недра, 1974, – 272 с.
15. Гирусова Э.В., Лопатина В.Н. Экология и экономика природопользования: учебник для вузов. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2002. – 519 с.
16. Белосельский Б.С. Технология топлива и энергетических масел: Учебник для вузов. – М.: Изд-во МЭИ. – 2005. – 346 с.
17. Купчик М. П., Гандзюк М. П., Степанець І. Ф. та ін. Основи охорони праці. – К.: Основа, 2000. – 416 с.
18. ГОСТ 12.0.003-74 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
19. Новак С.М., Логвинец А.С. Защита от вибрации и шума в строительстве. Справочник. – К.: Будівельник, 1990. – 216 с.
20. Правила пожарной безопасности в газовой промышленности. ППБВ-85. – М.: Недра, 1986. – 162 с.

Додаток А

Температури на вході і виході КС



Додаток Б

Розрахунок фізичних властивостей газу

Вхідні дані:

Властивості компонентів природного газу

Газ	Об'ємні частки	Молекулярна маса, кг	Динамічна в'язкість при 0°, Па·с	Нижча теплота згоряння, кДж
метан	0,9031	16,04	0,0000103	36760
етан	0,0381	30,07	0,00000846	63650
пропан	0,0231	44,1	0,00000736	91140
Н-бутан	0,0205	58,12	0,00000629	11853
Н-пентан	0,0018	72,15	0,00000699	14618
азот	0,009	28,01	0,00001959	0
Вуглекислота	0,0044	44,01	0,0000138	0

Молекулярна маса повітря	28,96 кг/кмоль
Газова стала повітря	$R_p = 287,1$ Дж/(кг·К)
Густина повітря при ст. ум.	1,205 кг/м ³

Розрахунок:

Молекулярна маса природного газу	18,417165 кг/кмоль
Відносна густина природного газу за повітрям	0,63595183
Газова стала природного газу	451,4492866 Дж/(кг·К)
Густина газу за нормальних умов	0,821827979 кг/м ³
Густина газу за стандартних умов	0,766321955 кг/м ³
Нижча теплота згоряння природного газу	40421,344 кДж

Додаток В

Розрахунок наявної потужності існуючого газотурбінного приводу ГТ-6-750, для газоперекачувальних агрегатів компресорної станції

Вхідні дані:

Номінальна потужність ГТУ	6,200 Квт;
Коефіцієнт , що враховує технічний стан ГТУ	$K_n=0.95$;
Коефіцієнт, що враховує вплив системи, протиобмерзання	$K_{об}=1$;
Коефіцієнт , що враховує вплив системи утилізації газів	$K_y=0.985$;
Коефіцієнт , що враховує вплив навколишньої температури	$K_t=2.8$;
Номінальна температура на вході до ГТУ	$T_z= 298,1\text{K}$;
Розрахунковий тиск зовнішнього повітря	$P_a=0.09798 \text{ МПа}$;
Середня температура зовнішнього повітря	$T_a=20.1$;
Поправка на зміну кліматичних параметрів	$dT=5 \text{ К}$.

Розрахунок

Розрахункова температура повітря на вході у ГТУ

$$T_z + T_a + dT + 273 = 298,1\text{K}.$$

Наявна потужність газотурбінної установки для привода відцентрових нагнітачів КС:

$$N_r = 5.079 \cdot 10^3 \text{ кВт}.$$

Додаток Г

Розрахунок наявної потужності нового газотурбінного приводу ДГ-90Л2 для газоперекачувальних агрегатів компресорної станції

Вхідні дані

Номінальна потужність ГТУ	$N_H = 16000$ кВт
Коефіцієнт, що враховує технічний стан ГТУ	$K_n = 0,985$
Коефіцієнт, що враховує вплив системи, протиобмерзання	$K_{об} = 1$
Коефіцієнт, що враховує вплив системи утилізації газів	$K_y = 0.995$
Коефіцієнт, що враховує вплив температури	$K_t = 2,8$
Номінальна температура на вході до ГТУ	$T_{zn} = 288$ К
Розрахункова температура на вході до ГТУ	$T_z = 298,1$ К
Розрахунковий тиск зовнішнього повітря	$P_a = 0,098$ МПа
Середня температура зовнішнього повітря	$T_a = 20$ С
Поправка на зміну кліматичних параметрів	$dT = 5$ К

Розрахунок

Розрахункова температура повітря на вході у ГТУ

$$T_z = T_a + dT = 298,1 \text{ К}$$

Наявна потужність газотурбінної установки для привода відцентрових нагнітачів КС:

$$N_e^p = N_e'' K_N K_{об} K_y \left(1 - K_t \frac{T_3 - T_3''}{T_3} \right) \frac{P_a}{0,1013} = 15,406 \cdot 10^3 \text{ Вт}$$

Додаток Д

Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик існуючих відцентрових нагнітачів Н-300-1,23

Вхідні дані:

Зведена продуктивність: $Q_{zv} = 150 \dots 175,500 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Для розробки математичних моделей нагнітача Н-300-1,23 вибираємо з графічної характеристики нагнітача три значення Q_{zv} :

$$Q_{zv1} = 200 \text{ м}^3/\text{хв.}; \quad Q_{zv2} = 350 \text{ м}^3/\text{хв.}; \quad Q_{zv3} = 500 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Для даних значень витрати знайдемо за графічними характеристиками нагнітача відповідно по три значення ступеня підвищення тиску, політропного ККД і зведеної відносної потужності:

$$Q_{zv1} = 200 \text{ м}^3/\text{хв.}; \quad \varepsilon_1 = 1,281; \quad \eta_{p1} = 0,8; \quad N_{vidn1} = 141 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$$

$$Q_{zv2} = 350 \text{ м}^3/\text{хв.}; \quad \varepsilon_2 = 1,232; \quad \eta_{p2} = 0,84; \quad N_{vidn2} = 197 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$$

$$Q_{zv3} = 500 \text{ м}^3/\text{хв.}; \quad \varepsilon_3 = 1,087; \quad \eta_{p3} = 0,52; \quad N_{vidn3} = 160 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$$

Розрахунок

Коефіцієнти математичної моделі для ступеня підвищення тиску нагнітача:

$$a_3 = \frac{\varepsilon_1 - 2\varepsilon_2 + \varepsilon_3}{2(Q_2 - Q_1)^2} = -2,133 \cdot 10^{-6};$$

$$a_2 = \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)}{(Q_1 - Q_2)} - a_3(Q_1 + Q_2) = 8,467 \cdot 10^{-4};$$

$$a_1 = \varepsilon_1 - a_2 Q_1 - a_3 Q_1^2 = 1,197.$$

Отже, математична модель для ступеня підвищення тиску буде мати вигляд: $\varepsilon = 1,197 + 0,8467 \cdot 10^{-4} Q - 2,133 \cdot 10^{-6} Q^2$.

Додаток Е

Математичне моделювання зведених газодинамічних характеристик відцентрових нагнітачів

Вхідні дані:

Зведена продуктивність: $Q_{zv} = 150, 185 \dots 290 \text{ м}^3/\text{хв.}$

Для розробки математичних моделей нагнітача ГЦ-2 вибираємо з графічної характеристики нагнітача три значення Q_{zv} :

$$Q_{zv1} = 150 \text{ м}^3/\text{хв}; \quad Q_{zv2} = 185 \text{ м}^3/\text{хв}; \quad Q_{zv3} = 220 \text{ м}^3/\text{хв.}$$

Для даних значень витрати знайдемо за графічними характеристиками нагнітача відповідно по три значення ступеня підвищення тиску, політропного ККД і зведеної відносної потужності:

$Q_{zv1} = 150 \text{ м}^3/\text{хв};$	$\varepsilon_1 = 1,5;$	$\eta_{p1} = 0,818;$	$N_{vidn1} = 140 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$
$Q_{zv2} = 185 \text{ м}^3/\text{хв};$	$\varepsilon_2 = 1,46;$	$\eta_{p2} = 0,847;$	$N_{vidn2} = 154 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$
$Q_{zv3} = 220 \text{ м}^3/\text{хв};$	$\varepsilon_3 = 1,37;$	$\eta_{p3} = 0,828;$	$N_{vidn3} = 160 \text{ кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$

Розрахунок

Коефіцієнти математичної моделі для ступеня підвищення тиску нагнітача:

$$a_3 = \frac{\varepsilon_1 - 2\varepsilon_2 + \varepsilon_3}{2(Q_2 - Q_1)^2} = -2,122 \cdot 10^{-5};$$

$$a_2 = \frac{(\varepsilon_1 - \varepsilon_2)}{(Q_1 - Q_2)} - a_3(Q_1 + Q_2) = 5,967 \cdot 10^{-3};$$

$$a_1 = \varepsilon_1 - a_2 Q_1 - a_3 Q_1^2 = 1,082.$$

Отже, математична модель для ступеня підвищення тиску буде мати вигляд:

$$\varepsilon = a_1 + a_2 Q_{zv1} + a_3 Q_{zv1}^2.$$

Додаток Ж

Розрахунок параметрів режиму роботи компресорної станції з існуючим газоперекачувальними агрегатами при заданій пропускній здатності

Вхідні дані:

Для першого наближення приймаємо пропускну здатність КС Комарно рівною:

$$Q = 21,9 \text{ млн.м}^3 / \text{год.}$$

Температуру газу на вході до нагнітача: $T_{vs} = 288 \text{ К.}$

Тиск на вході до нагнітача: $P_{vs} = 3,79 \text{ МПа}$

Кількість паралельно працюючих агрегатів $m = 1$.

Відносна густина газу за повітрям $\lambda = 0,636$; $Z_{zv} = 0.91$; $k = 1,312$;

$$R = 451,4; \quad T_{vszv} = 288 \text{ К}; \quad R_{zv} = 490.$$

Розрахунок:

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за умов входу до нагнітача

$$Z_{vs} = 0.911.$$

Обчислюємо об'ємну продуктивність ГПА КС за умов входу до нагнітача

$$Q_{vsk} = 364,008 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

Знаходимо зведену об'ємну витрату газу одного нагнітача

$$Q_{zv} = Q_{vs} / m = 364.008 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

Отже, кількість обертів нагнітача дорівнює номінальному значенню, а саме:

$$n = 6100 \text{ об хв.}$$

Визначаємо зведену витрату

$$Q_{zv} = Q_{vs} \cdot N_n / n = 364.008 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

Додаток 3
Визначення режиму роботи компресорної станції
при заданій пропускній здатності

Вхідні дані:

Необхідна пропускна здатність КС Комарно $Q = 21,9$ млн.м³/год.

Температуру газу на вході до нагнітача $T_{vs} = 288$ К.

Тиск на вході до нагнітача $P_{vs} = 3,79$ МПа.

Кількість паралельно працюючих агрегатів $m = 2$.

Відносна густина газу за повітрям $A = 0,636$.

Коефіцієнт стисливості газу, температура газу на вході і газова стала, при яких побудовані зведені газодинамічні характеристики нагнітача:

$$Z_{zv} = 0,927; \quad k = 1,312; \quad R = 451,4; \quad T_{vszv} = 288 \text{ К}; \quad R_{zv} = 507,9.$$

Розрахунок:

Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за умов входу до нагнітача

$$Z_{vs} = 0,911.$$

Обчислюємо об'ємну продуктивність ГПА КС за умов входу до нагнітача

$$Q_{vsks} = 379.175 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

Знаходимо зведену об'ємну витрату газу одного нагнітача

$$Q_{vs} = Q_{vsks} / m = 189,588 \text{ м}^3 / \text{хв.}$$

Отже, кількість обертів нагнітача дорівнює номінальному значенню, а саме

$$N_n = 8200 \text{ об хв.}$$

Визначаємо зведену витрату $Q_{zv} = 189,588 \text{ м}^3 / \text{хв.}$

Обчислюємо зведені відносні оберти нагнітача: $n_{zv} = n N_n = 1,07$.

Використовуючи математичні моделі, знаходимо ступінь підвищення тиску газу за умови, що зведені відносні оберти нагнітача дорівнюють одиниці, політропний ККД і зведену відносну внутрішню потужність нагнітача.

Коефіцієнти математичних моделей визначені в додатку Е.

$$\text{Отже,} \quad \varepsilon = 1,451; \quad \eta_p = 0,847; \quad N_{vidnl} = 155,276 \text{ кВт/(кг/м}^3\text{)}.$$

Визначаємо абсолютний тиск газу на виході з нагнітачів $P_{nag} = 5.498$ МПа.

Температура газу на виході нагнітачів $T_{nag} = 319.296$ К.

Продовження додатку 3

Обчислюємо густину газу за умов входу в нагнітачі $C_{vs} = 31,988 \text{ кг/м}^3$.

Знаходимо внутрішню потужність нагнітача $N_i = 4,967 \cdot 10^3 \text{ Вт}$.

Визначаємо потужність, спожиту нагнітачем $N = 5,263 \cdot 10^3 \text{ Вт}$.

Розраховані параметри режиму роботи КС відповідають умовам:

- зведена продуктивність нагнітача за умов входу повинна бути не менша за мінімальне значення Q_{\min} , яке забезпечує роботу нагнітача без помпажу:

$$Q_{zv} = 189,588; \quad Q_{\min} > 180 \text{ м}^3 / \text{хв.} \quad \text{Умова виконується.}$$

- тиск газу при нагнітанні не повинен перевищувати допустимого із умов міцності значення:

$$P_{\text{наг}} = 5,498 \text{ МПа}, \quad P_{\text{доп}} = 5,5 \text{ МПа.} \quad \text{Умова виконується.}$$

- потужність, спожита нагнітачем повинна бути не менша за наявну потужність газотурбінної установки:

$$N = 5,263 \cdot 10^3 \text{ Вт}, \quad N_{\text{доп}} = 5,406 \cdot 10^3 \text{ Вт.} \quad \text{Умова виконується.}$$

- зведені відносні оберти нагнітача повинні бути не менші за мінімально допустимі:

$$n_{zv} = 1,07. \quad n_{\min} = 0,7. \quad \text{Умова виконується.}$$

Абсолютний тиск газу на початку ділянки газопроводу, яка знаходиться за компресорною станцією, режим роботи якої розраховано:

$$P_n = P_{\text{наг}} - 0,17 = 5,328 \text{ МПа.}$$

Додаток І

Розрахунок витрат газу на власні потреби

Вхідні дані:

Номінальна та фактична потужність ГТУ: $N_n = 16300$ кВт: $N = 15406$ кВт

Номінальна витрата паливного газу: $q_{пг} = 1.395$ тис. м³/год

Номінальна та фактична температура на вході ГТУ: $T_n = 288$ К: $T = 298,1$ К

Середня питома витрата газу на технологічні потреби: $q_{тех} = 0,02$ тис. м³/год

Кількість ГПА, які встановлені в КЦ: $m_{кц} = 3$

Кількість працюючих ГПА: $m_{кп} = 2$

Нижча теплота згоряння паливного газу: $Q_n = 34500$ кДж /м³; $Q = 39518$ кДж /м³.

Розрахунок:

Витрати паливного газу за стандартних умов для одного робочого ГПА

$$q = q_{пг} \left(0,75 \frac{N}{N_n} + 0,25 \sqrt{\frac{T_z P_a}{T_z^n 0,1013}} \right) \frac{Q_{пг}}{Q_{пн}} = 1,747 \text{ тис.м}^3/\text{год}$$

Витрати паливного газу для компресорного цеху при роботі m ГПА

$$Q_{pg} = q \times m = 3.494 \text{ тис.м}^3/\text{год}$$

Витрати газу на технологічні потреби і технічні втрати КС і лінійної ділянки

$$Q_{tp} = H_{tp} m_{кц} N_n \times 10^{-3} = 0,378 \text{ тис. м}^3/\text{год}$$

Витрати газу на власні потреби КС

$$Q_{кц} = Q_{pg} + Q_{tp} = 3,872 \text{ тис.м}^3/\text{год}$$