

**Міністерство освіти і науки України**  
**Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя**  
(повне найменування вищого навчального закладу)  
**Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії**  
(назва факультету)  
**Кафедра електричної інженерії**  
(повна назва кафедри)

## КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на здобуття освітнього ступеня

**магістр**

(освітній ступінь (освітньо-кваліфікаційний рівень))

на тему: **Розробка заходів щодо надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції**

Виконав(ла): студент(ка) VI курсу, групи ЕЕМЗ-61  
спеціальності 141

Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

Кушвид Л.В.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Костик Л.М.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Вакуленко О. О.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Тарасенко М. Г.  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент \_\_\_\_\_  
(підпис) (прізвище та ініціали)

Тернопіль  
2020

Міністерство освіти і науки України  
**Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя**

Факультет Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії  
(повна назва факультету)

Кафедра Електричної інженерії  
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Тарасенко М. Г.  
(прізвище та ініціали)

« 02 » вересня 2020 р.

**З А В Д А Н Н Я**  
**НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ**

на здобуття освітнього ступеня магістр  
(назва освітнього ступеня)

за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка  
(шифр і назва спеціальності)

студенту Кушвиду Леоніду Віталійовичу  
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Розробка заходів щодо надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції

Керівник роботи Костик Любов Миколаївна, к.т.н., доцент  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

Затверджені наказом ректора від « 01 » вересня 2020 року № 4/7-619

2. Термін подання студентом завершеної роботи 10 грудня 2020 року

3. Вихідні дані до роботи Розміщення електрообладнання компресорної установки

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

1. Аналітичний розділ

2. Розрахунково-дослідницький розділ

3. Проектно-конструкторський розділ

4. Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)

1. Освітлювальна мережа 1 л. ф – А1

2. Схема керування та захисту синхронного двигуна компресора 1 л. ф – А1

3. Схема сигналізації і захисту двигуна 1 л. ф – А1

4. Розміщення електрообладнання компресорної установки 1 л. ф – А1

5. Схема комутації пристроїв освітлювального навантаження 1 л. ф – А1

6. 1 л. ф – А1

## 6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	Гурик О. Я. к.т.н., доцент		
	Клепчик В.М., старший викладач		
Нормоконтроль	Вакуленко О.О., старший викладач		

7. Дата видачі завдання 2 вересня 2020 року

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	01.08.2020	
2	Аналітичний розділ	01.09.2020	
3	Розрахунково-дослідницький розділ	01.10.2020	
4	Проектно-конструкторський розділ	01.11.2020	
5	Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях	01.12.2020	
6	Висновки	01.12.2020	
7	Оформлення пояснювальної записки	10.12.2020	
8	Оформлення графічної частини	10.12.2020	

Студент

\_\_\_\_\_ (підпис)

Кушвид Л.В.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

\_\_\_\_\_ (підпис)

Костик Л.М.

\_\_\_\_\_ (прізвище та ініціали)

## РЕФЕРАТ

Кушвид Л.В. Розробка заходів щодо надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕЕмз-61. – Тернопіль.: ТНТУ, 2020.

Стор. – 65; рис. – 4; табл. – 15; креслень - 7; джерел - 14; додатків - 8.

В кваліфікаційній роботі проведено обчислення потужності та здійснення вибору двигуна компресора, запропоновані зміни в схемі керування компресором, проведено розрахунок електродвигуна по нагріву та перевантаженню, здійснено розрахунок освітлення, проведена оцінка зорових робіт, здійснено вибір системи освітлення та джерел світла, здійснено розміщення світильників та вибір їх типу, а також вибір ламп, пораховано аварійне освітлення приміщення, здійснено розрахунок освітлення точковим методом, проведена перевірка заземлення на установці. Також проведено вибір апаратури, вибір перерізу проводів кабелів живлення, здійснено опис спроектованої схеми керування, розглянуто захист виробничого цеху.

**Ключові слова:** надійність, газоперекачувальна компресорна станція, електричне обладнання.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>6</b>
<b>1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ.....</b>	<b>8</b>
1.1 Автоматизація технологічних енергоустановок для ефективного транспорту газу.....	8
1.2 Автоматизація електроприводних газоперекачувальних агрегатів	11
1.3 Апарати повітряного охолодження газу із стабільною вихідною температурою.....	13
1.4 Висновки до розділу.....	19
<b>2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ.....</b>	<b>20</b>
2.1 Обчислення потужності та здійснення вибору електродвигуна компресора.....	20
2.2 Зміни в схемі керування компресором.....	21
2.3 Розрахунок електродвигуна по нагріву та перевантаженню.....	22
2.4 Розрахунок освітлення.....	24
2.5 Оцінка зорових робіт.....	25
2.6 Вибір системи освітлення та джерел світла.....	26
2.7 Розміщення світильників та вибір їх типу.....	27
2.8 Вибір ламп.....	29
2.9 Схема живлення, вибір типу щитків.....	30
2.10 Перерізи мережі живлення та розподільної мережі.....	33
2.11 Аварійне освітлення приміщення.....	35
2.12 Розрахунок освітлення точковим методом.....	37
2.13 Перевірка заземлення на установці.....	39
2.14 Висновки до розділу.....	41
<b>3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ.....</b>	<b>43</b>
3.1 Вибір обладнання.....	43
3.2 Вибір перерізу проводів кабелів живлення.....	45
3.3 Опис спроектованої схеми керування.....	45

	5
3.4 Захист виробничого цеху.....	48
3.5 Принципова схема управління електродвигуном компресора. Управління релейним захистом.....	48
3.5.1 Принцип дії схеми управління.....	48
3.5.2 Вибір апаратів для схеми управління.....	50
3.6 Висновки до розділу.....	54
<b>4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ</b>	<b>55</b>
4.1 Захисне відключення.....	55
4.2 Організаційні заходи щодо попередження електротравм.....	56
4.3 Забезпечення оповіщення персоналу та населення у разі виникнення аварій на потенційно небезпечних об'єктах.....	59
4.4 Джерела виникнення та уражаюча дія електромагнітного імпульсу.	60
<b>ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....</b>	<b>63</b>
<b>ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....</b>	<b>64</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>	<b>1</b>
Додаток А. Захист виробничого цеху.....	2

## ВСТУП

**Актуальність теми.** В наш час промисловий електропривод є важливим елементом в теперішніх виробничих процесах підприємств. У різних виробництвах можна побачити механізми, що здійснюють певні операції. Причому, ці механізми є присутніми в різноманітних виробничих процесах. Дані механізми здійснюють універсальні операції та можуть використовуватися в більшості виробничих установок. Сучасний рівень автоматизації вимагає застосування цих механізмів. І чим більше виробництво оснащено засобами автоматизації, тим більшою буде продуктивність праці і вищим буде рівень виробництва.

Зазвичай, матеріальна база промислових підприємств є застарілою і потребує модернізації. Застосування нових автоматизованих систем виробництва підвищить надійність системи електропостачання даних підприємств.

Для компресорних станцій надійність електропостачання можна охарактеризувати нормальним функціонуванням електричного обладнання і чим менше буде порушень такого функціонування, тим вищою буде надійність електропостачання.

Тому, задача забезпечення надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції є актуальною.

**Мета і завдання дослідження.** Метою кваліфікаційної роботи є розробка заходів щодо надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної станції.

Завдання, які необхідно розв'язати:

- Здійснити необхідні розрахунки та вибір двигуна компресора;
- Здійснити розрахунок перерізів проводів мережі живлення та розподільної мережі;
- Провести вибір комутаційного та захисного обладнання газоперекачувальної компресорної станції

- Здійснити розрахунок системи освітлення; вибір джерела світла; розрахунок аварійного освітлення;
- Провести розрахунок захисту від прямих ударів блискавки та здійснити розрахунок заземлення в установках;
- Запропонувати принципову схему управління компресором.

**Об'єкт дослідження** – процеси електропостачання промислових підприємств.

**Предмет дослідження** – заходи підвищення надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції.

**Наукова новизна отриманих результатів.** Отримало подальший розвиток дослідження заходів підвищення надійності роботи газоперекачувальної компресорної станції за рахунок заміни комутаційно-захисних апаратів.

**Практичне значення отриманих результатів.** Запропоновані технічні рішення щодо заміни комутаційного обладнання дозволять підвищити надійність роботи газоперекачувальної компресорної станції.

**Апробація.** Результати досліджень за темою кваліфікаційної роботи були представлені на ІХ Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (25-26 листопада 2020 року), Тернопіль, Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя.

**Структура роботи.** Робота складається з вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (14 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини - 65 сторінок, 15 таблиць, 4 рисунків.



## 1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

### 1.1 Автоматизація технологічних енергоустановок для ефективного транспорту газу

Найважливішим напрямом підвищення техніко-економічної ефективності, екологічної безпеки та надійності функціонування ТП в паливно-енергетичному комплексі являється оснащення локальних об'єктів сучасним електротехнічним устаткуванням та інтеграція їх в АСУ виробництв. В першу чергу це відноситься до впровадження автоматизованих систем з частотно-регульованим електроприводом в технологіях добування, транспортування і переробки нафти і газу.

Сьогодні більше 70% устаткування нафтогазової промисловості має термін служби понад 15 років, оснащено системами на базі нерегульованих двигунів, без систем моніторингу, що призводить до перевитрати електроенергії, шкідливої дії на довкілля і виконавчі механізми, знижуючи їх довговічність. Масштабних реконструкцій і модернізацій на рівні локальних об'єктів і систем в період 1986-2003 рр. не проводилося, що привело до стійкої тенденції збільшення аварійності основного і допоміжного електроустаткування.

Незважаючи на специфіку галузевого застосування устаткування паливно-енергетичного комплексу, оснащення його автоматизованим електроприводом з перетворювачами частоти забезпечує оптимізацію режимів роботи кожного об'єкту, енерго- і ресурсозберігання, а також їх системну безаварійність. Висока ефективність застосування регульованого електроприводу для насосних і вентиляційних установок, працюючих зі змінними режимами навантаження, підтверджена багаторічним досвідом по їх проектуванню і впровадженню в промисловості і на об'єктах нафтогазової промисловості.

Головним завданням ефективного транспорту газу є забезпечення необхідної продуктивності компресорних станцій в умовах зміни умов подачі і споживання газу. Це необхідно для підтримки оптимального тиску в магістральному газопроводі і забезпечення надійної роботи газотранспортної системи. Це завдання вимагає системного, комплексного підходу і включає декілька аспектів:

- технологічний — гарантоване забезпечення транспорту газу в оптимальних режимах відповідно до зовнішніх дій детермінованого (графіки постачання) і стохастичного (природного, сезонного) характеру, що безперервно змінюються. При цьому АСУ електроприводом повинна забезпечувати плавний запуск газоперекачуючих агрегатів і регулювання продуктивності компресора в необхідному діапазоні зміни технологічних параметрів;

- економічний — окупність витрат на модернізацію системи електропостачання і устаткування за рахунок ефектів суворого дотримання графіку газоподачі, енергозбереження при регулюванні і зниження аварійності. Найвища техніко-економічна ефективність АСУ може бути досягнута тільки з використанням перетворювачів частоти з оптимальними законами управління і діагностики;

- надійність, включаючи довговічність (безаварійність в тривалій перспективі) роботи кожного елемента силової схеми нагнітача і безперервну діагностику з системою прогнозування несправностей. Підвищення надійності роботи компресорних станцій досягається шляхом технічного переозброєння і реконструкції системи електропостачання 10 кВ з використанням сучасних систем діагностики, управління, релейного захисту і автоматики (РЗіА);

- автоматизація — телемеханізація і диспетчеризація на рівні станції повинні містити повну інформацію про стан апаратів повітряного охолодження газу і інших технологічних установках, а також про технологічні параметри компресорної станції для забезпечення ефективного регулювання продуктивності газоподачі. Крім того, вона повинна мати можливість обміну

інформацією з іншими станціями, у тому числі тими, що мають газотурбінні агрегати приводу нагнітачів.

Характерними технічними рішеннями з використанням програмно-технічних засобів і систем автоматизації об'єктів промисловості, у тому числі і об'єктів магістрального транспорту газу, являються:

- автоматизований м'який запуск і регулювання продуктивності турбокомпресорів засобами високовольтного частотно-регульованого електроприводу за оптимальним законом  $U/f^2 = const$ , (де  $U, f$  — параметри амплітуди і частоти напруги живлення двигуна), з функціями моніторингу і прогнозування відмов;

- інваріантне управління вентиляторами апаратів повітряного охолодження газу, що забезпечує автоматичну стабілізацію температури газу на виході компресорної станції в умовах дії декількох метеорологічних і технологічних збурень стохастичного характеру;

- автоматизація систем опалювання і вентиляції будівель і приміщень виробничо-енергетичного блоку компресорних станцій, що забезпечує комфортні кліматичні умови роботи обслуговуючому персоналу і устаткуванню;

- зовнішнє електропостачання компресорних станцій (ввідні електросилові шафи, агрегатні електрощити, апарати введення резерву і інше устаткування) з дистанційним управлінням і моніторингом, що забезпечує гарантоване живлення усіх систем, швидке підключення резервних і аварійних джерел електропостачання;

- автоматизація станції управління технологічними лініями підготовки і нанесення захисних покриттів на сталеві труби з координацією роботи семи електроприводів в енергоефективному режимі з максимальною продуктивністю;

- оптимальне управління допоміжними системами (насосами власних потреб і охолодження агрегатів, штатним і аварійним освітленням і тому подібне) з моніторингом у рамках АСУ компресорної станції.

## 1.2 Автоматизація електроприводних газоперекачувальних агрегатів

Нині найбільш актуальним завданням ефективного транспорту газу є розробка і впровадження сучасних автоматизованих систем регульованого електроприводу компресорних станцій, що забезпечують високі характеристики по енергозбереженню, збільшення ресурсу і терміну служби устаткування [11]. Особливо вона важлива для потужних енергоємних механізмів, до яких відносяться турбокомпресори газоперекачуючих агрегатів, що становлять значну частину устаткування, вживаного при транспортуванні газу. Апаратні і програмні засоби перетворювальної і мікропроцесорної техніки дозволяють раціонально вирішувати ці завдання.

Нині вирішується актуальне завдання по реконструкції компресорних станцій з електроприводними газоперекачуючими агрегатами. В цьому випадку перевага віддається частотно-регульованим приводам з асинхронними електродвигунами, хоча це питання вимагає глибокого опрацювання і проведення серйозних досліджень. У цьому напрямі вже є певний досвід. Так, в 2004-2006 рр. був розроблений проект реконструкції однієї з електроприводних компресорних станцій [12], на якій встановлені 10 електроприводних газоперекачуючих агрегатів. При реконструкції була передбачена заміна існуючих нерегульованих електроприводів СТМ-4000 на регульовані. В ході передпроектної підготовки були виділені і пропрацювали наступні варіанти реконструкції:

- заміна існуючих електродвигунів СТМ-4000 на КРЕП-6300 (двигуни СТД-6300 і високовольтні багаторівневі перетворювачі);
- модернізація існуючих електродвигунів (заміна підшипників, ізоляції і так далі) з установкою регульованого електроприводу;
- установка трьох (2+1) нових мотор-компресорів замість групи з п'яти існуючих СТМ-4000 (плавне регулювання продуктивності по одній вітці газопроводу);
- установка п'яти (4+1) нових мотор-компресорів замість існуючих

СТМ-4000.

Перспективним і доцільним був визнаний варіант з установкою оригінальних мотор-компресорів, зібраних в єдиному корпусі. Найбільш раціональний варіант реконструкції припускає заміну п'яти існуючих двигунів на три нових мотор-компресора. Конструктивно кожен цей агрегат складається з асинхронного двигуна з короткозамкнутим ротором і двох нагнітачів, виконаних в корпусі на одному валу. Оригінальними рішеннями такої конструкції є реалізація системи активного магнітного підвішування ротора двигуна і валів нагнітачів, левітації частин, що обертаються, і відсутності підшипників, що забезпечує за рахунок ефекту, значне збільшення ресурсу усього газоперекачуючого агрегату. Крім того, застосування високоякісної ізоляції дозволило робити охолодження двигуна перекачуванням газом. В результаті ця система дозволяє: плавно регулювати продуктивність газоподання в широких межах; оптимізувати капітальні вкладення при максимальних техніко-економічних показниках; відмовитися від систем маслозмазки і ущільнень в підшипниках; у два рази скоротити площі під привід при реконструкції з установкою високовольтного перетворювача частоти і АСУ.

Високошвидкісний частотно-регульований електропривод ЕГПА виконаний на основі інвертора напруги на інтелектуальних IGBT-модулях (1300 В, 1600 А) з оригінальним багаторівневим ШІМ-формуванням напруги живлення асинхронного двигуна. Застосування нових силових модулів спільне з конденсаторами, виконаних конструктивно з малими індуктивностями розсіювання, дозволяє обмежити максимуми напруги на транзисторах. У електроприводі передбачена фільтрація вищих гармонік на вході/виході, а також контроль  $dU/dt$ .

АСУ електроприводу ЕГПА виконана за принципом організації САР, орієнтованої по вектору потокощеплення ротора на базі мультипроцесорної системи управління, яка дозволяє інтегрувати локальні приводи в АСУТП і АСУ електропостачанням компресорних станцій. Системні рішення при

реалізації АСУТП компресорної станції з електроприводом дозволяють оптимально і плавно регулювати продуктивність агрегатів з максимально можливими техніко-економічними показниками. Інтеграція електроприводів в АСУ ЕС через систему управління мікропроцесорних терміналів релейного захисту і автоматики дає можливість автоматичного дистанційного керування високовольтними вимикачами.

Розроблені адаптивні алгоритми регулювання дозволяють формувати оптимальні перехідні процеси і знижувати ударні значення моментів при різких і значних змінах навантаження з неприпустимим прискоренням (наприклад, при гідравлічному ударі в газопроводі). Розроблені алгоритми управління і діагностування устаткування, які можуть знайти своє застосування при реалізації проектів по реконструкції КЦ з електроприводними газоперекачуючими агрегатами.

У 2012 р. успішно завершилася розробка вітчизняного комплектного електроприводного газоперекачуючого агрегату ЕГПА-6,3/8200-56/1,44-Р, дослідний зразок якого пройшов заводські приймальні випробування відповідно до вимог програм і методик випробувань електроприводних нагнітачів і їх САУ.

### **1.3 Апарати повітряного охолодження газу із стабільною вихідною температурою.**

Компримування газу за рахунок політропної роботи стискування призводить до підвищення його температури на виході. Висока температура компримованого газу руйнує ізоляційне покриття, виникають подовжня температурна напруга і деформації трубопроводу. Крім того, знижується газоподача магістралі, її пропускна спроможність і збільшуються енерговитрати компримування через зростання об'ємної витрати.

Певні специфічні вимоги до охолодження газу пред'являються в північних районах країни, де газопроводи проходять в зоні вічномерзлих

ґрунтів. У цих районах газ необхідно охолоджувати до негативних температур з метою недопущення протаювання ґрунтів навколо трубопроводу, що призводить до спучення ґрунтів, зміщення трубопроводу і виникнення аварійної ситуації.

Таким чином, стабілізацією температури на оптимальному рівні (незалежно від метеорологічних, природних і технологічних чинників) шляхом охолодження газу після компримування досягається [13]:

- збільшення продуктивності газопроводу;
- поліпшення роботи антикорозійної ізоляції трубопроводу;
- поліпшення умов роботи за рахунок зниження температурної напруги в трубі;
- зниження шкідливої екологічної дії на ґрунт.

Окрім цього, модернізація апаратів повітряного охолодження газу (АПОГ), пов'язана з оснащенням їх частотно-регульованим електроприводом, виключає з конструкції вентиляторів відхилювальні направляючі апарати — елемент, що знижує економічність і надійність апаратів. Основні переваги від використання частотно-регульованих приводів в АПОГ:

- підвищення надійності і економічності систем повітряного охолодження;
- стабілізація температурного режиму і збільшення терміну служби трубопроводів;
- економія електроенергії;
- адаптивні режими роботи і збільшення ресурсу вентиляційного устаткування;
- виключення самообертання лопатей під дією конвекційних потоків.

Охолодження технологічного газу в АПОГ відбувається за рахунок теплообміну між гарячим газом в трубах і зовнішнім повітрям. Глибина охолодження компримованого газу обмежена температурою зовнішнього повітря, що особливо позначається в літній період експлуатації. Досвід експлуатації АПОГ показує, що зниження температури газу в них досягає

значень 15...25°C.

При проектуванні число АПОГ вибирається відповідно до галузевих норм ОНТП 51-1-85 і керівними документами РД 153-39.0-112-01. На підставі цих норм температура технологічного газу на виході з АПОГ має бути <15°C від середньої температури зовнішнього повітря. Зменшення температури технологічного газу, що поступає в газопровід після його охолодження, призводить до зменшення середньої температури газу на лінійній ділянці трубопроводу і збільшення тиску газу на вході в подальшу станцію. Це призводить до зменшення міри стискування і енерговитрат на компримування газу. Відповідно до статистичних даних середніх температур навколишнього повітря для різних регіонів розроблені точні графіки оптимальних температур газу лінійно-виробничих управлінь.

Проте процедура реалізації цього технологічного регламенту і завдань регулювання температури газу на виході не автоматизована і вирішується шляхом включення певного числа вентиляторів. У багатьох випадках управління АПОГ робиться по командах диспетчера вручну з місцевих пультів управління, розташованих перед апаратами. Контроль стану АПОГ також робиться шляхом обходу і огляду устаткування з фіксацією відмов і напрацювання по записах у формулярах і оперативних журналах. Ефективність управління АПОГ при такій організації експлуатації компресорних станцій залежить від досвіду і кваліфікації персоналу, тобто суб'єктивних чинників. В умовах значних коливань температури і вологості повітря (навіть протягом доби), що впливають на процес охолодження газу, таке управління призводить до помилок підтримки оптимальної температури газу і нераціональних витрат електроенергії.

Сумарна потужність, споживана двигунами вентиляторів АПОГ в номінальному режимі одного компресорного цеху, складає сотні кіловат, що робить істотний вплив на загальне енергоспоживання магістрального газопроводу, особливо з приводом нагнітачів від газотурбінних двигунів. Щорічна витрата електроенергії на охолодження компримування газу може



складати 60-70% загального споживання на транспорт газу. Тому підвищення ефективності і надійності роботи АПОГ шляхом автоматичної оптимізації температурних параметрів засобами автоматизованого частотно-регульованого електроприводу вентиляторів є важливим чинником економії паливно-енергетичних ресурсів і зниження вартості транспорту газу.

Розроблена АСУ вентиляторів АПОГ дозволяє забезпечити:

- безперервність роботи (добову, сезонну, річну) в тривалому режимі *SI* із спокійним характером навантаження. При цьому виключаються пуско-тормозні режими, які навіть за наявності м'яких пускачів призводять до додаткового енергоспоживання і зниження терміну служби ізоляції обмоток двигунів;

- високий техніко-економічний ефект при регулюванні навантаження вентилятора згідно із законом  $U/f^2 = const$ , який обумовлений квадратичним зниженням моменту і кубічним зниженням споживаної потужності при зниженні швидкості обертання вентилятора АПОГ. Так, при необхідному зниженні швидкості вентилятора в 3 рази, навантаження на привід падає в 9 разів, а споживану потужність — в 27 разів. Тобто двигун замість 100 кВт споживатиме тільки 3,7 кВт, а 96% потужності економиться;

- можливість автоматично відстежувати випадкові метеорологічні і технологічні зміни параметрів, діючих на АВОГ і адекватно їм задавати швидкість мз вентиляторів. Це дозволяє коригувати охолоджувальну здатність АВОГ по алгоритмах, що управляють, у функції основних стохастичних обурень і забезпечити її інваріантність при будь-яких параметрах дій;

- можливість роботи вентиляторів навіть в зимовий сезон на низьких («повзучих») швидкостях, оскільки зупинка їх навіть на нетривалий час у край небажана із-за перезволоження обмоток двигуна, можливості руйнування підшипників і редуктора, а також «згорання» повітряного потоку над АПОГ;

- стабілізацію головного технологічного параметра АПОГ — температури газу на виході компресорної станції шляхом Пi-регулювання швидкості обертання вентилятора в замкнутій САР при встановленому

оптимальному режимі охолодження;

- безперервний моніторинг, діагностування і прогнозування роботи устаткування АПОГ з використанням алгоритмів *fuzzy - logic*, реалізованих на об'єктно-орієнтованій мові Visual Basic з використанням середовища розробки ADAMView;

- можливість інтеграції локальних АВОГ в єдину АСУТП і транспорту газу відповідно до ГОСТ Р ІСО/МЕК ТЕ 14764-2002 і середовищем ОС Windows NT для моніторингу і управління з робочого місця оператора на ПК апаратною частиною комплексу автоматизації.

Реалізація функцій інваріантного управління є визначальний і припускає застосування для обробки і формалізації цих статистичних методів, що входять в загальну теорію планування експерименту [14]. Досвід експлуатації АПОГ показує, що найбільший вплив на процес охолодження газу роблять коливання значень чотирьох параметрів:

- температури навколишнього повітря, що змінюється в діапазоні  $\pm 400\text{C}$ , і його вологості  $p=30\dots 100\%$ ;
- температури газу на вході або перепаду температур до і після компримування  $\Delta t=15\dots 25^\circ$ ;
- масової витрати газу (продуктивність газопроводу)  $Q$ .

При розробці нових і модернізації існуючих АПОГ обробка початкових експериментальних даних прототипу відноситься до завдань першого випадку, а їх аналіз на діючій компресорній станції і коригування — до другого. Оскільки швидкість обертання вентилятора АПОГ задається в умовах одночасної випадкової зміни усіх параметрів, для отримання стабільної температури охолодженого газу  $t_2$  необхідно: отримати і обробити достовірну інформацію з відповідних датчиків в циклі; вичислити оптимальну швидкість обертання вентилятора по аналітичних регресійних алгоритмах; скоректувати її шляхом стабілізуючої дії зворотного зв'язку по вихідній координаті, тобто температурі охолодженого газу. Чисельні значення для індивідуальних АПОГ виходять методами регресійного аналізу.

Автоматизація температурних режимів систем опалювання і вентиляції. Специфіка функціонування станцій контролю і управління магістральних газопроводів висуває ряд спеціальних вимог до експлуатації систем будівель. Наприклад, при спрацьовуванні датчиків пожежної сигналізації частина системи припливно-витяжної вентиляції має бути повністю знеструмлена, і усі повітряні заслінки закриті, а частина системи, що подає повітря в акумуляторну, повинна залишатися в робочому стані.

До складу системи входять дві підсистеми припливної і витяжної вентиляції. У технічне завдання на систему вентиляції включено:

- дистанційний і автоматичний пуск і зупинка вентиляторів, сигналізація їх роботи;
- регулювання температури припливного повітря, тобто управління циркуляційним насосом і регулювання сервоприводу вентиля змішувача. Насос забезпечує постійну циркуляцію води в обігрівачі. Вентиль з сервоприводом забезпечує регулювання температури змішенням води із зворотного контуру обігрівача і гарячої води. Щоб під час регулювання не сталося повної зупинки потоку води в тепловому контурі, вузол обладнаний байпасом;
- активний захист повітренагрівача від замерзання. При падінні температури в зворотному контурі нижче критичною система формує команду на виключення вентилятора, закриття заслінки і повне відкриття вентиля змішувача для максимального натиску гарячої води;
- контроль температури зовнішнього повітря перед обігрівачем, температури припливного повітря після вентиляторів, температури зворотного контуру водяного обігрівача;
- контроль засмічення повітряного фільтру за допомогою датчика тиску;
- відключення вентиляторів і закриття повітряних заслінок при спрацьовуванні датчиків пожежної сигналізації, окрім тієї частини системи припливної вентиляції, яка забезпечує подання повітря в акумуляторний цех;
- запуск резервного вентилятора при аварійному відключенні

основного вентилятора системи.

В якості виконавчих механізмів в системі вентиляції використані компоненти, вироблювані фірмою Remake: датчики температури типу Ni 1000 NS 120; диференціальні датчики тиску P33N; вузли змішувачів SUMX 40-2,5; водяні обігрівачі VO 50-25/3R; повітряні заслінки з сервоприводами LKSF 50-25/230; циркуляційні насоси UPS 25-40.

Робота системи в автоматичному режимі реалізована за допомогою програмованого контролера MC8, трьох релейних модулів MR8 і інтерфейсу зв'язку RS - 485 між контролером і виконавчими механізмами, що входять в систему.

Конструктивно цей пристрій виконаний у вигляді шафи, яка містить контролер, релейні модулі, блоки живлення. Програмування контролера робиться в графічному середовищі за допомогою функціональних блоків.

Реальні аналогові і дискретні входи контролерам і релейних блоків позначаються червоними прямокутниками, а зеленими лініями — віртуальні входи/виходи, передавальні команди по інтерфейсу RS — 485. Реальні входи/виходи контролерам підключаються до виконавчих механізмів системи.

Використання автоматизованої системи, що враховує жорсткі вимоги експлуатації, дозволяє значно поліпшити технічні характеристики системи припливно-витяжної вентиляції будівель компресорних станцій газопроводів.

#### **1.4 Висновки до розділу**

1. Застосування сучасних частотно-регульованих асинхронних електроприводів в якості локальних систем автоматизації об'єктів магістрального транспорту газу дозволяє забезпечити основні технологічні вимоги і ефективні показники енергозбереження і надійності їх роботи.

2. Реалізація комплексу вимог по забезпеченню функціональних можливостей об'єктів і систем компресорних станцій забезпечується інтеграцією локальних підсистем у рамках АСУ ТП з функціями моніторингу, телемеханіки і диспетчеризації.

## 2 РОЗРАХУНКОВО-ДОСЛІДНИЦЬКИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Обчислення потужності та здійснення вибору електродвигуна компресора

Потужність електродвигуна  $P, кВт$ , знаходиться із формули:

$$P = \frac{k_3 \cdot Q \cdot A}{102 \cdot \eta_k \cdot \eta_n}, \quad (2.1)$$

де  $k_3$  – коефіцієнт запасу;

$A$  – робота стиску,  $кг \times м / м^3$ ;

$Q$  – продуктивність,  $м^3 / с$ ;

$\eta_n$  – коефіцієнт корисної дії передачі;

$\eta_k$  – коефіцієнт корисної дії компресора.

Роботу  $A, кг \times м / м^3$ , для стиску повітря знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$A = 2,3 \cdot 10^3 \cdot p_1 \cdot \lg\left(\frac{p_2}{p_1}\right), \quad (2.2)$$

де  $p_2$  – кінцевий тиск, *атмосфер*;

$p_1$  – початковий тиск, *атмосфер*.

ККД компресора приймаємо відповідно до [3]:

$$h_k = 0,6 - 0,8.$$

Коефіцієнт запасу  $K_3$  для такого типу компресора:

$$K_3 = 1,1 - 1,3.$$

ККД передачі приймаємо відповідно до [3]:

$$\eta_n = 0,9.$$

Звідси, робота становить:

$$A = 2,3 \cdot 10^3 \cdot 9,99 \lg\left(\frac{19,98}{9,99}\right) = 6917 \text{кг} \cdot \text{м} / \text{м}^3.$$

Потужність електродвигуна становить:

$$P = \frac{1,2 \cdot 6917 \cdot 2,08}{102 \cdot 0,6 \cdot 0,8} = 352 \text{кВт}.$$

Для компресора потужність електродвигуна  $P_{\phi}$ , кВт знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$P_{\phi} = \frac{P}{\eta_{\text{мех}}}, \quad (2.3)$$

де  $\eta_{\text{мех}}$  – механічний коефіцієнт корисної дії.

Механічний коефіцієнт корисної дії приймаємо відповідно до [1]:

$$\eta_{\text{мех}} = 0,7.$$

Звідси, потужність електродвигуна для компресора становить:

$$P_{\phi} = \frac{352}{0,7} = 502 \text{кВт}.$$

Електродвигун для електроприводу компресора вибираємо відповідно до [2]:

Таблиця 2.1 – Технічні характеристики електродвигуна для електроприводу компресора

Тип двигуна	Коефіцієнт корисної дії, %	Потужність, кВт	$\frac{M_n}{M_{\text{ном}}}$	$\cos\varphi$	$I_n$ , А	$\frac{I_n}{I_{\text{ном}}}$
4АЗМО – 630 / 60002УХЛ4	95.7	630	1	0.88	72	5.3

## 2.2 Зміни в схемі керування компресором

В результаті аналізу недоліків схеми керування компресором, її змінити можна за рахунок заміни масляного вимикача на вакуумний. Перевагами

вакуумного вимикача  $\epsilon$ : в момент розриву контактів не буде утворюватися електрична дуга; малі розміри; малий хід рухомого контакту - 5 – 6мм.

### 2.3 Розрахунок електродвигуна по нагріву та перевантаженню

Для того, щоб здійснити перевірку електродвигуна по нагріву необхідно щоб дотримувалася умова відповідно до [3] згідно формули:

$$\tau_{max} < \tau_{don}, \quad (2.4)$$

де  $t_{don}$  – перевищення температури ізоляції електродвигуна компресора;

$\tau_{max}$  – максимальна стала температура перевищення.

Допустиме перевищення температури  $\tau_{don}, ^\circ C$ , знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$\tau_{ait} = \theta_{ait} - \theta_0, \quad (2.5)$$

де  $\Theta_{don}$  – гранично допустиме перевищення температури електроізоляційних матеріалів, що застосовуються при виготовленні електричних машин,  $^\circ C$ ;

$\Theta_0$  – температура навколишнього середовища,  $^\circ C$ .

Допустиме перевищення температури електроізоляційних матеріалів, що застосовуються при виготовленні електричних машин, приймається відповідно з [4]:

$$\Theta_{don} = 155^\circ C.$$

Приймаємо температуру навколишнього середовища:

$$\Theta_0 = 40^\circ C;$$

$$\tau_{don} = 155 - 40 = 115^\circ C.$$

Максимальну встановлену температуру перевищення знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$\tau_{max} = \frac{\Delta P_m}{A}, \quad (2.6)$$

де  $\Delta P_m$  – потужність теплових втрат,  $Вт$ ;

$A$  - тепловіддача,  $Дж / (C \cdot c)$ .

Тепловіддачу знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$A = \frac{C}{T_n}, \quad (2.7)$$

де  $C$  - теплоємність електродвигуна;

$T_n$  – стала часу нагрівання.

Приймаємо сталу нагрівання електродвигуна:

$$T_n = 2000c.$$

Потужність теплових втрат знаходимо відповідно до [3] згідно формули:

$$P_m = \frac{P_{ном}(1-\eta)}{\eta}, \quad (2.8)$$

де  $P_{ном}$  – номінальна потужність двигуна,  $кВт$ ;

$\eta$  - коефіцієнт корисної дії двигуна.

ККД двигуни становить:

$$\eta = 0,91.$$

Звідси:

$$P_m = \frac{502000(1-0,91)}{0,91} = 49648Вт.$$

Теплоємність електродвигуна знаходимо відповідно до [4] згідно формули:

$$C = \frac{Q}{T_2 - T_1}, \quad (2.9)$$

де  $Q$  - кількість теплоти,  $Дж$ ;

$T_1$  – температура електродвигуна перед його роботою,  $К$ ;

$T_2$  – кінцева температура електродвигуна,  $К$ .

Температуру електродвигуна перед його роботою приймаємо рівну:

$$T_1 = 313 К.$$

Кінцеву температуру електродвигуна приймаємо рівну:

$$T_2 = 338 К.$$

Кількість теплоти знаходимо відповідно до [4] згідно формули:



$$Q = m \cdot c(T_2 - T_1), \quad (2.10)$$

де  $m$  - маса електродвигуна, кг;

$c$  - питома теплоємність, Дж / кг·К.

Масу електродвигуна приймаємо рівну:

$$M = 2660 \text{ кг}.$$

Питома теплоємність  $c$  ізоляції  $F$  для сталі становить:

$$c = 460 \text{ Дж / кг·К};$$

$$Q = 2660 \cdot 460(338 - 313) = 30590000 \text{ Дж};$$

$$C = \frac{30590000}{338 - 313} = 1223600 \text{ Дж / } ^\circ \text{C};$$

$$A = \frac{1223600}{2000} = 611,8 \text{ Дж / } ^\circ \text{C} \cdot \text{с};$$

$$\tau_{\max} = \frac{49648}{611,8} = 81,1 ^\circ \text{C};$$

$$\tau_{\text{дон}} = 115 > 81,1 = \tau_{\max}.$$

## 2.4 Розрахунок освітлення

Для розрахунку застосуємо метод коефіцієнта використання світлового потоку.

Світлотехнічний розрахунок полягає у:

- виборі типу світильника;
- визначенні висоти його підвісу;
- розміщенні світильників по приміщенню;
- визначення потужності лампи та освітлювальної установки в

цілому, визначенні світлового потоку.

Відомо, що світлотехнічний розрахунок можна виконати кількома методами:

- методом питомої потужності;
- точковим методом;

- методом коефіцієнта використання.

Третій метод використовується для проведення розрахунку загального освітлення, яке рівномірно розповсюджується по горизонтальних поверхнях.

Оцінюємо коефіцієнти відбиття поверхонь приміщень для визначення коефіцієнта використання відповідно до [6].

Коефіцієнт відбиття від стін становить:

$$\rho_{\text{стін}} = 50\% .$$

Коефіцієнт відбиття від стелі становить:

$$\rho_{\text{стелі}} = 70\% .$$

Коефіцієнт відбиття від робочої поверхні становить:

$$\rho_n = 30\% .$$

Індекс приміщення знаходиться відповідно до [6] згідно формули:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A + B)} \quad (2.11)$$

де  $A$  - довжина приміщення,  $m$ ;

$B$  - ширина приміщення,  $m$ .

Звідси:

$$i = \frac{54 \cdot 24}{5,2(54 + 24)} \approx 3 .$$

## 2.5 Оцінка зорових робіт

Тип приміщення - водневе відділення.

Розміри приміщення –  $A = 54m$ ,  $B = 24m$ ,  $H = 7m$ .

Умови середовища - вибухонебезпечне.

У приміщенні водневого відділення зорова робота пов'язана з загальним спостереженням за технологічним процесом, виконання ремонтно-налагоджувальних робіт різного роду. Приймаємо фон в даному приміщенні є світлим. Також приймаємо контраст об'єкту із фоном є середнім. Згідно [6]

вибираємо площину нормування освітленості  $G$ ; показник засліпленості становить не більше 60%; номінальна освітленість становить 75 лк; висота робочої поверхні становить 0,8м; коефіцієнт пульсації становить не більше 20%.

Технологічне устаткування розміщене рівномірно по всій площі даного приміщення. Вибираємо рівномірну загальну систему освітлення для даного приміщення.

Оскільки в даному приміщенні здійснюється зорова робота середньої точності, тобто розрізнення кольорів не потрібно, а також висота становить більше 6м, приймаємо як джерело світла дугову ртутну лампу (ДРЛ).

## 2.6 Вибір системи освітлення та джерел світла

В даний момент діє СНиП 25 – 05 – 95 «Природне й штучне освітлення». Норми також включають проведення робіт на відкритому повітрі. Норми освітлення промислових підприємств базуються на основі класифікації робіт згідно певних кількісних ознак.

Таблиця 2.2 – Найменування освітленості на робочих поверхнях у приміщенні виробничого характеру

Характеристика зорової роботи	Розряд роботи	Розмір об'єкта	Контраст об'єкта із фоном	Підрозряд роботи	Освітленість $E$ , лк	Фон
Середньої точності	III	Від 0.3 до 0.5	Середній	$G$	75	Світлий

Вибираємо загальну рівномірну систему освітлення.

## 2.7 Розміщення світильників та вибір їх типу

Враховуючи вимоги до світлорозподілу, економічності, умови середовища згідно [7] встановлюємо світильник *PCП05*.

Таблиця 2.3 – Дані світильників

Тип світильника	Ступінь захисту	Потужність лампи, <i>Вт</i>	<i>ККД</i> , %	Світлорозподіл	Спосіб установки
<i>PCП05</i>	<i>IP54</i>	400	65	Д	На гак

Від того, наскільки правильно вибрано світильники залежить якість освітлення та його економічність.

Висоту підвісу світильника над робочою поверхнею  $h$ , *м* знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$h = H - (h_c + h_p), \quad (2.12)$$

де  $H$  - висота приміщення, *м*;

$h_c$  – відстань від стелі, *м*;

$h_p$  – висота робочої поверхні від підлоги, *м*.

Висоту  $h_c$  світильника приймаємо рівною:

$$h_c = 1\text{ м}.$$

Висоту робочої поверхні від підлоги приймаємо рівною:

$$h_p = 0,8\text{ м},$$

Звідси:

$$h = 7 - 1 - 0,8 = 5,2 \text{ м}.$$

Відстань між світильниками  $L$ , *м* знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$L = \lambda \cdot h, \quad (2.13)$$

де  $\lambda$  - відношення відстаней між світильниками та розрахунковою висотою підвісу світильника.

Дане відношення приймаємо рівним:

$$\lambda = 1,4 - 1,8.$$

Звідси:

$$L = (1,4 \div 1,8) \cdot 5,2 = (7,28 \div 9,36) \text{ м.}$$

Відстань між світильниками становить:

$$L = 8 \text{ м.}$$

Найбільша рівномірність освітлення буде мати місце при розміщенні світильників по кутах квадрату. Отже, приймаємо розміщення світильників в виробничому приміщенні по кутах квадрату.

Відстань  $l, \text{ м}$ , від стін до крайнього ряду світильників знаходимо відповідно до [6] згідно формули

$$l = (0,3 \div 0,5) \cdot L, \quad (2.14)$$

$$l = (0,3 \div 0,5) \cdot 8 = (2,4 \div 4) \text{ м.}$$

Відстань від стін до крайнього ряду світильників буде становити:

$$l = 3,5 \text{ м.}$$

Кількість світильників по всій довжині даного приміщення  $n_a, \text{ шт.}$ , знаходимо відповідно до [6]:

$$n_a = \frac{A - 2l}{L} + 1 \quad (2.15)$$

де  $A$  - довжина даного приміщення,  $\text{ м}$ ;

$$n_a = \frac{54 - 2 \cdot 3}{8} + 1 = 7 \text{ шт.}$$

Відповідно до [6] кількість світильників по ширині приміщення  $n_b, \text{ шт}$  визначається згідно формули:

$$n_b = \frac{B - 2l}{L} + 1, \quad (2.16)$$

де  $B$  - ширина даного приміщення,  $\text{ м}$ ;

$$n_b = \frac{24 - 2 \cdot 3}{8} + 1 = 3.$$

Загальна кількість світильників *шт.* в приміщенні знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$N = n_a \cdot n_b, \quad (2.17)$$

$$N = 7 \cdot 3 = 21.$$

## 2.8 Вибір ламп

Відповідно до [6] визначаємо коефіцієнт використання світлового потоку.

Приймаємо рівним:

$$\eta = 0,43.$$

Світловий потік для однієї лампи  $\Phi_{\text{розрах.}}, \text{Лм}$ , обчислюємо відповідно до [6] згідно формули:

$$\Phi_{\text{розрах.}} = E \cdot k_3 \cdot S \cdot z / N \cdot \eta, \quad (2.18)$$

де  $E$  - нормована освітленість;

$k_3$  - коефіцієнт запасу, для відкритого простору становить 1,3;

$S$  - площа освітлення,  $\text{м}^2$ ;

$z$  - коефіцієнт, враховує нерівномірність освітлюваної поверхні.

Поправочний коефіцієнт приймаємо рівним:

$$z = 1,15.$$

Освітленість згідно [6]:

$$E = 75_{\text{лк}}.$$

Звідси:

$$\Phi_{\text{розрах.}} = 75 \cdot 1,3 \cdot 1296 \cdot 1,15 / 21 \cdot 0,43 = 16092 \text{ Лм}.$$

За знайденим світловим потоком вибираємо лампу, в якій потік не відрізняється від отриманого потоку згідно розрахунку більш ніж на  $-10\% \dots +20\%$ . Отримані дані заносимо в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Дані дугової ртутної лампи

Тип лампи	Напруга мережі, <i>B</i>	Потужність, <i>Bm</i>	Світловий потік, <i>Лм</i>	Термін служби, <i>год</i>	Діаметр, <i>мм</i>	Довжина, <i>мм</i>
ДРЛ 400	220	400	23500	10000	368	152

Фактична освітленість визначається відповідно до [6] згідно формули:

$$E_{\text{факт}} = E \cdot \Phi_{\text{л}} / \Phi_{\text{розрах.}}, \quad (2.19)$$

де  $\Phi_{\text{л}}$  – світловий потік для однієї лампи, *Лм*;

$$E_{\text{факт}} = 75 \cdot 23500 / 16092 = 109 \text{ Лм}.$$

Потужність освітлювальної установки знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$P_{\text{осв}} = N \cdot P_{\text{л}}, \quad (2.20)$$

де *N* - кількість ламп, *шт*;

$P_{\text{л}}$  – потужність для однієї лампи, *Bm*;

$$P_{\text{осв}} = 21 \cdot 400 = 8,4 \text{ кВт}.$$

## 2.9 Схема живлення, вибір типу щитків

Усі світильники розподіляємо на три рівні групи. В кожну групу входить сім ламп потужністю 400*Bm*. Потужність групи становить 2,8*кВт*.

Згідно кількості груп вибираємо щиток освітлення. Отримані дані заносимо в табл. 2.5

Таблиця 2.5 – Щиток освітлення

Тип щитка	Тип лінійних автоматів	Тип ввідного автомата	Ступінь захисту	Кількість лінійних автоматів	Спосіб установки
ЩО 41 – 5102	AE2443	A3110	IP54	6	На стіні

Робочий струм лінії знаходимо згідно формули:

$$I_p = N \cdot \frac{P_{\text{Л}}}{U_c}, \quad (2.21)$$

де  $N$  - кількість ламп в 1 лінії, *шт.*;

$P_{\text{Л}}$  – потужність лампи, *Вт*;

$U_c$  – напруга електромережі, *В*.

$$I_p = 21 \cdot \frac{400}{220} = 12,7 \text{ А.}$$

Лінійний автомат підбираємо згідно [2]. Номінальний струм становить 25 А.

Відповідно до [6] знаходимо струм уставки  $I_{\text{уст}}, \text{А}$ , розчеплювача автомата:

$$I_{\text{уст}} = 1,4 \cdot I_p, \quad (2.22)$$

де  $I_p$  – робочий струм лінії, *А*.

$$I_{\text{уст}} = 1,4 \cdot 12,7 = 17,8 \text{ А.}$$

Ввідний автомат підбираємо відповідно до [2]. Номінальний струм становить 25 А.

Назначаємо місце для розташування щитка освітлення (ЩО).

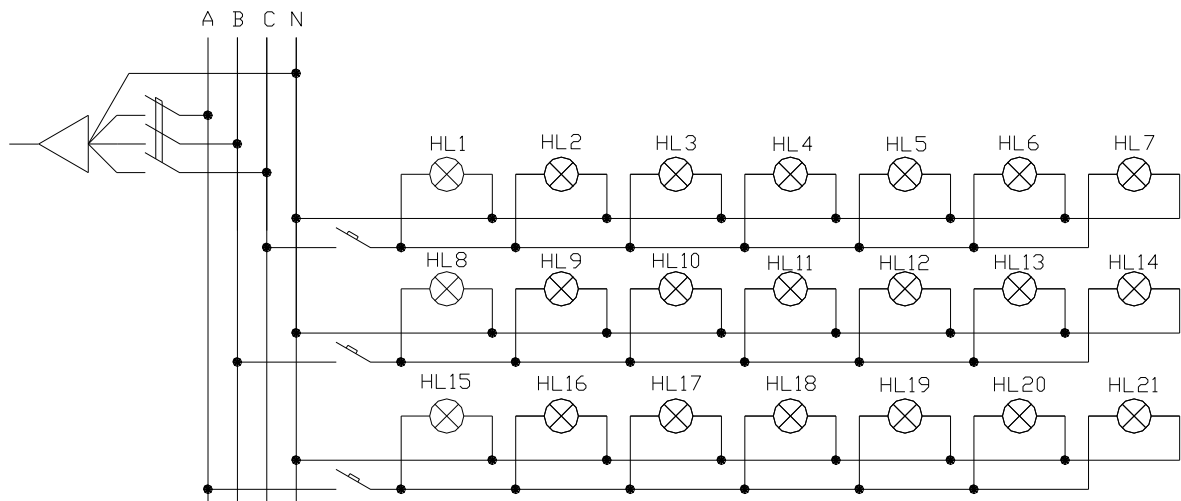


Рисунок 2.1 – Схема підключення ламп до ЩО робочого

ЩО, від якого починаються освітлювальні мережі, розташовуємо у приміщенні, яке є зручним для обслуговування та має нормальні умови середовища.



Так як приміщення даної компресорної є вибухонебезпечне, ЩО розташовуємо в перед входом, в коридорі.

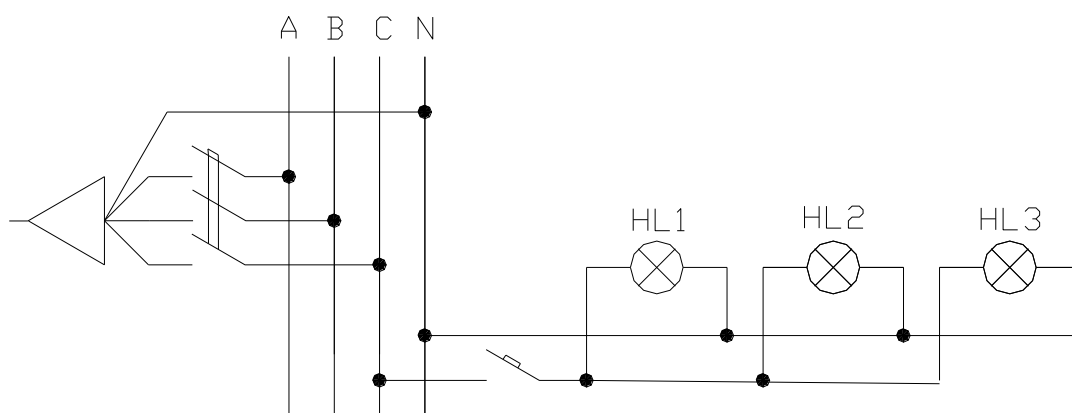


Рисунок 2.2 – Схема підключення ламп до ЩО аварійного

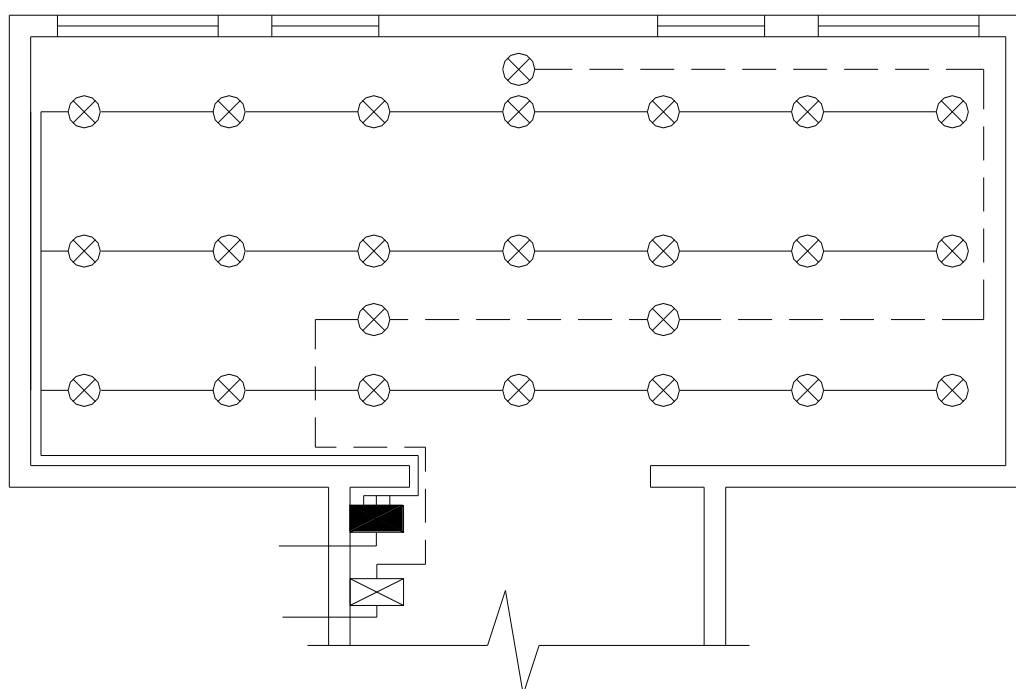


Рисунок 2.3 – Схема розташування освітлення та ЩО

## 2.10 Перерізи мережі живлення та розподільної мережі

Момент навантаження  $M_1, кВт \times м$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$M_1 = P_{л1} \cdot L_1, \quad (2.23)$$

де  $P_{л1}$  – потужність лінії,  $кВт$ ;

$L_1$  – довжина кабелю,  $м$ .

$$M_1 = 2,8 \cdot 40 = 122 кВт \cdot м.$$

Переріз проводу  $S_{розрах.1}, мм^2$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$S_{розрах.1} = \frac{M_1}{C \cdot \Delta U}, \quad (2.24)$$

де  $C$  - коефіцієнт для двопровідної лінії;

$\Delta U$  - падіння напруги в лінії, % .

Коефіцієнт  $C$  для двопровідної лінії становить:

$$C = 12,5.$$

Спад напруги в лінії становить:

$$\Delta U = 2,5 \%$$

$$S_{розрах.1} = \frac{122}{12,8 \cdot 2,5} = 3,9 мм^2.$$

Після розрахунку спаду напруги в лінії проводимо вибір проводу ПРТО  $42 мм^2$  з допустимим струмом  $50 А$  відповідно до [6].

Перевірку на нормоване відношення між допустимим струмом провідника та номінальним струмом апарату захисту проведемо згідно [6]:

$$\frac{I_{\delta}}{I_3} \geq 1,0, \quad (2.25)$$

де  $I_{\delta}$  – допустимий струм,  $А$ ;

$I_3$  – номінальний струм апарату захисту,  $А$ .

$$\frac{50}{25} = 2,5.$$

Перегріву кабелю не відбудеться, необхідна умова виконується.

Довжину кабелю від ЩО до РП цеху приймаємо рівною:

$$L_2 = 25 \text{ м}.$$

Момент навантаження  $M_2, \text{кВт} \cdot \text{м}$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$M_2 = P_{осв} \cdot L_2 + 1,85(3 \cdot P_{зр} \cdot L_1), \quad (2.26)$$

де  $P_{осв}$  – потужність освітлювальної установки,  $\text{кВт}$ ;

$P_{зр}$  – потужність лінії,  $\text{кВт}$ .

$$M_2 = 8,4 \cdot 25 + 1,85(3 \cdot 2,8 \cdot 40) = 831,6 \text{ кВт} \cdot \text{м}.$$

Необхідний переріз  $S_{розрах.2}, \text{мм}^2$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$S_{розрах.2} = \frac{M_2}{C \cdot \Delta U}, \quad (2.27)$$

Коефіцієнт  $C$  для чотирьохпровідної лінії рівний:

$$C = 77,$$

$$S_{розрах.2} = \frac{831,6}{77 \cdot 2,5} = 4,3 \text{ мм}^2.$$

Кабель для живлення ЩО від РП цеху приймаємо марки  $ВРГ 64 \text{ мм}^2$  з допустимим струмом  $38 \text{ А}$ .

Перевірку на нормоване відношення між допустимим струмом провідника та номінальним струмом апарату захисту проведемо згідно формули (2.25):

$$\frac{38}{25} = 1,52.$$

Перегріву кабелю не відбудеться, необхідна умова виконується.

## 2.11 Аварійне освітлення приміщення

Освітленість від джерел аварійного освітлення знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$E_{AB} = 0,1 \cdot E_n, \quad (2.28)$$

де  $E_n$  – нормована освітленість цеху, лк.

$$E_{AB} = 0,1 \cdot 75 = 7,5 \text{ лк.}$$

Необхідний світловий потік знаходимо відповідно по [6] згідно формули:

$$\Phi_{AB} = E_{AB} \cdot S, \quad (2.29)$$

де  $S$  – площа приміщення,  $\text{м}^2$ .

$$\Phi_{AB} = 7,5 \cdot 1296 = 9720 \text{ Лм}$$

Таблиця 2.6 – Характеристика лампи розжарювання (ЛР)

Потужність, <i>Вт</i>	Напруга, <i>В</i>	Тип лампи	Термін служби, <i>год.</i>	Світловий потік, <i>Лм</i>	Діаметр, <i>мм</i>	Довжина, <i>мм</i>
200	220	Г	1000	2800	175	81

Необхідну кількість ламп  $n_{ав}$  знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$n_{ав} = \frac{\Phi_{ав}}{\Phi_l}, \quad (2.30)$$

де  $\Phi_l$  – світловий потік лампи, Лм.

$$n_{ав} = \frac{9720}{2800} \approx 3,5 \text{ шт.}$$

Для встановлення приймаємо три лампи. Дані лампи підключені через ЩАО, який заживлений від вводу, іншого ніж загальне освітлення.

Згідно [6] приймаємо ЩАО.

Таблиця 2.7 – Дані ЩАО

Тип щитка	Тип лінійного автомата	Тип ввідного автомату	Ступінь захисту	Кількість автоматів	Спосіб установки
ЩО 31–21	АЕ- 1031-11	А3114	IP54	6	На стіні

Необхідний струм уставки автомата  $I_{уст}, A$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$I_{уст} = 1,4I_p, \quad (2.31)$$

$$I_{уст} = 1,4 \cdot 2,7 = 3,8A$$

Згідно розрахункового струму уставки приймаємо автомат з комбінованим розчеплювачем із  $I_{уст} = 6A$ .

Необхідний переріз аварійної групової електричної мережі знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$S_{розрах.ав} = \frac{M_3}{C \cdot \Delta U}, \quad (2.32)$$

Момент навантаження  $M_3, кВт \times м$ , знаходимо відповідно до [6] згідно формули:

$$M_3 = P_{ав} \cdot L_3, \quad (2.33)$$

де  $P_{ав}$  – потужність аварійного освітлення,  $кВт$ .

Довжина від ЩАО до останньої лампи буде рівна

$$L = 30м,$$

$$M_3 = 3 \cdot 200 \cdot 30 = 18кВт \cdot м,$$

$$S_{розрах.ав} = \frac{18}{12,8 \cdot 2,5} = 0,5мм^2.$$

Вибираємо двохжильний провід ПРТО із  $S_{\mu} = 1,5мм^3$ .

## 2.12 Розрахунок освітлення точковим методом

Позначимо на плані приміщення розташування світильників контрольні точки:

*A* - з оптимальними умовами освітлення;

*B* - з гіршими умовами.

Проведемо виміри відстаней від контрольних точок до найближчих світильників (*d*).

По кривих просторових ізолюкс для даного світильника залежно від *h* та *d* знаходимо умовну освітленість, яка створюється кожним світильником в контрольній точці. В табл. 2.8. заносимо отримані результати.

Таблиця 2.8 – Умовна освітленість в контрольній точці

Точка	<i>d, м</i>	Номер світильника	Умовна освітленість	
			Для одного світильника	Для всіх світильників
<i>A</i>	6 12; 9	2; 3; 9; 10 12; 9	1.5	6
			0.15	0.15
			<i>Se</i> = 6.15	
<i>B</i>	3,9 9,3	5; 6 12; 13	3	6
			0.5	1
			<i>Se</i> = 7	

Для точки із найменшою освітленістю знаходимо фактичну освітленість згідно формули:

$$E_{\phi} = \frac{\Phi_{\text{л}} \cdot \mu \cdot \Sigma e}{1000 \cdot \kappa}, \quad (2.34)$$

де  $\mu$  - коефіцієнт врахування освітленості від віддалених світильників.

Даний коефіцієнт приймаємо рівним:

$$\mu = 1,0.$$

$$E_{\phi} = \frac{23500 \cdot 1 \cdot 7}{1000 \cdot 1,5} = 107 \text{ лк}.$$

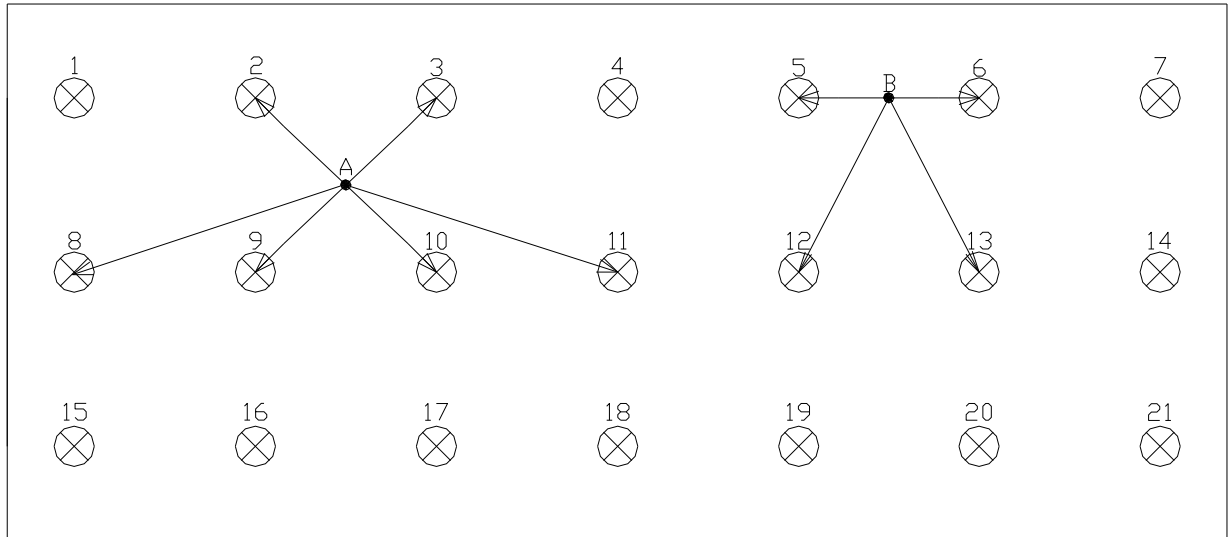


Рисунок 2.4 – Схема розташування точок *A* і *B* для розрахунку точковим методом

Освітленість у точці з гіршими умовами перевищує нормовану освітленість.

Таблиця 2.9 – Зведена інформація по світлотехнічному розрахунку

Найменування об'єкту	Компресорне відділення
Розміри приміщення	Ширина = 28м Довжина = 54м Висота = 7м
Середовище	Вибухонебезпечне
Площа	1296м <sup>2</sup>
Система освітлення	Загальна рівномірна
Нормована освітленість	75 лк
Тип світильника	РСП05
Висота підвісу	1м
Кількість світильників	21шт.
Тип лампи	ДРЛ400
Щиток робочого освітлення	ЩО 41 – 5102
Кількість ламп	21шт.

Продовження таблиці 2.9

1	2
Автоматичний вимикач на вводі у щит ЩО41	A3110
ЩАО	ЩО 31 – 21
Проведення	40м
Автоматичний вимикач на груповій лінії щита ЩО41	AE2443
Кабель	25м

### 2.13 Перевірка заземлення на установці

Для забезпечення безпеки до металевих частин електроустаткування верстатів, конструкцій, машин, по яких нормально не протікає електричний струм, зазначені частини згідно ПУЕ повинні бути заземленими.

Опір у будь-яку пору року повинний бути рівним:

$$r_3 = \frac{125}{I_3}, \quad (2.35)$$

де 125В - допустима за умовами безпеки напруга на заземлювачах;

$I_3$  – струм замикань на землю, А.

$$r_3 = \frac{125}{250} = 0,5 \text{ Ом}.$$

В якості природних заземлювачів використовуються водопровідні труби, а також свинцеві оболонки кабелів.

Якщо у траншеях є декілька кабелів, опір розтікання  $R_k, \text{ Ом}$ , знаходимо відповідно до [5] згідно формули

$$R_\epsilon = \frac{R_1}{n}, \quad (2.36)$$

де  $R_1$  – опір оболонки одного кабелю, Ом;

$n$  - число кабелів.

Приймаємо опір одного кабелю відповідно до [5]:



$$R_1 = 1,5 \text{ Ом},$$

$$R_k = \frac{1,5}{1} = 1,5 \text{ Ом}.$$

Отже, природний опір розтікання струму є більшим необхідної величини опору заземлюючого пристрою, який установлений ПУЕ, звідси варто скористатися штучними заземлювачами - трубами та кутиками.

Вибираємо у якості штучного заземлювача труби діаметром 2" (50,8мм), довжина яких становить 2,5м, забитих на глибину 0,7м від поверхні землі.

Опір штучного заземлювача  $R_u, \text{ Ом}$ , знаходимо згідно формули:

$$R_u = \frac{R_k \cdot r_3}{R_k + r_3}, \quad (2.37)$$

де  $R_k$  – опір розтікання,  $\text{Ом}$ .

$$R_u = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 + 0,5} = 0,375 \text{ Ом}.$$

Опір одного стержня знаходимо згідно формули:

$$R_m = R_e = 0,003 \rho \cdot K_c, \quad (2.38)$$

де  $\rho$  - питомий опір ґрунту,  $\text{Ом}\cdot\text{см}$ ;

$K_c$  – коефіцієнт сезонності.

Приймаємо питомий опір ґрунту відповідно до [5]:

$$K_c = 2 \times 10^4.$$

Коефіцієнт сезонності визначаємо відповідно до [5]:

$$R_m = R_e = 0,003 \cdot 2 \cdot 10^4 \cdot 1,4 = 84 \text{ Ом}.$$

По всьому периметру приміщення потрібно встановити 16 заземлювачів.

Опір стержневих заземлювачів  $R_c, \text{ Ом}$ , знаходимо відповідно до [5] згідно формули:

$$R_c = \frac{R_{c1}}{n \cdot \eta_c}, \quad (2.39)$$

де  $R_{c1}$  – опір одного стержневого заземлювача,  $\text{Ом}$ ;

$\eta_c$  – коефіцієнт використання для стержневих заземлювачів.

Даний коефіцієнт приймаємо рівним відповідно до [5]:

$$\eta_c = 0,64$$

$$R_c = \frac{84}{16 \cdot 0,64} = 8,2 \text{ Ом}.$$

Оскільки  $8,2 > 0,375$ , здійснюємо перевірку опору протяжних заземлювачів  $R_n, \text{ Ом}$  згідно формули:

$$R_n = \left( \frac{0,366}{l} \right) \cdot \rho \cdot K_n \cdot \lg \left( \frac{2l^2}{dt} \right), \quad (2.40)$$

де  $l$  - довжина труби,  $m$ ;

$t$  - глибина закладення труби,  $m$ ;

$d$  - зовнішній діаметр труби,  $mm$ .

$$R_n = \left( \frac{0,366}{96} \right) \cdot 2 \cdot 2 \cdot \lg \left( \frac{2 \cdot 96^2}{50,8 \cdot 3,2} \right) = 0,04 \text{ Ом}.$$

Опір горизонтальних та вертикальних заземлювачів  $R, \text{ Ом}$ , знаходимо відповідно до [5] згідно формули:

$$R = \frac{R_c \cdot R_n}{R_c + R_n}, \quad (2.41)$$

$$R = \frac{8,2 \cdot 0,04}{8,2 + 0,04} = 0,1 \text{ Ом}.$$

Обрані системи заземлення задовольняють умови.

## 2.14 Висновки до розділу

1. На основі обчисленої потужності 630 кВт здійснено вибір двигуна компресора типу 4АЗМО – 630 / 60002УХЛ4 з ККД 95.7% та  $\cos\varphi = 0.88$ . Здійснено розрахунок електродвигуна по нагріву та перевантаженню.

2. Здійснено розрахунок перерізів проводів мережі живлення та розподільчої мережі.

3. Проведено розрахунок освітлення. Запропоновано загальну рівномірну систему освітлення. Освітленість становить 75 лк. Як джерело світла прийнята лампа ДРЛ потужністю 400 Вт з світловим потоком 23500 Лм. Також проведено розрахунок аварійного освітлення.

4. Проведено розрахунок захисного заземлення.

## 3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

### 3.1 Вибір обладнання

Автоматичні вимикачі захисту мають тепловий розчеплювач та, зазвичай, електродинамічний розчеплювач. Автоматичні вимикачі, зазвичай, забезпечуються дугогасильними пристроями в вигляді фібрових пластин або ж дугогасильних камер. Автоматичні вимикачі застосовуються для комутації та захисту кіл електроустановок, призначення яких може бути різним. Вимикачі встановлюються в шафах відходящих ліній КТП. Автоматичні вимикачі випускають на змінні напруги від 220 В до 660 В та постійні - від 110 В до 440 В з ручним та електричним приводом.

Автоматичні вимикачі вибираються по номінальному струмі. Уставки струмів розчеплювачів знаходяться по слідуючих співвідношеннях:

- Для силових окремих електроприймачів:

Струм уставки теплового розчеплювача  $I_T, A$  визначається відповідно до [2]:

$$I_T = 1,25I_{max}, \quad (3.1)$$

де  $I_{max}$  – розрахункове максимальне струмове навантаження,  $A$ .

Дане навантаження знаходимо відповідно до [4] згідно формули:

$$I_{MAX} = \frac{P_{MAX} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{нл} \cdot \cos \phi}, \quad (3.2)$$

де  $P_{max}$  – розрахункове максимальне навантаження,  $кВт$ ;

$U_{нл}$  – мінімальна лінійна напруга,  $B$ ;

$\cos \phi$  - коефіцієнт потужності навантаження.

Приймаємо рівним відповідно до [2]:

$$\cos \phi = 0,85,$$

$$I_{MAX} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 0,88} = 68,8 A,$$

$$I_T = 1,25 \cdot 68,8 = 86 A.$$

Для кіл керування АВ вибираємо марки *АП-50* напругою *220В* двохполюсний із номінальним струмом *50А*.

Контактори змінного та постійного струму є комутаційними апаратами із самоповерненням. У контакторах не передбачені захисти, властиві автоматичним вимикачам. Контактори забезпечують велику кількість включень та відключень при дистанційному керуванні ними. Контактори мають головні (силові) контакти та допоміжні або блок – контакти. Дані контакти призначені для організації кіл керування та блокування. Контактор вибираємо на постійну напругу *220В* марки відповідно до [2] *КМВ-5211* на номінальний струм *20А*.

АВ забезпечують одночасно функції комутацій силових кіл та захисту електроприймачів. Також вони захищають від перевантаження та КЗ.

Масляні вимикачі призначені для включень та відключень високовольтних мереж під навантаженням і при КЗ у високовольтних мережах та електроприймачах. Розрив кола та гасіння дуги в масляних вимикачах відбувається в маслі.

Вакуумний вимикач призначений для включень і відключень високовольтних мереж під навантаженням, а також при КЗ в високовольтних мережах і електроприймачах, проте він має ряд переваг, котрих немає у масляного вимикача. А саме: невибагливий в експлуатації, малі розміри, в момент розривання контактів не утворюється електрична дуга, малий хід рухомого контакту.

Вибираємо вакуумний вимикач *ВВ/TEL-10* середнього класу напруги триполюсного виконання з пофазними електромагнітними приводами, механічно зв'язаними між собою та магнітною засувкою.

Таблиця 3.1 – Характеристика вакуумного вимикача ВВ/TEL-10

Тип вимикача	Номинальний струм, $A$	Номинальна напруга, $kV$	Тип приводу	Номинальний струм відключення, $kA$
<i>ВВ / TEL – 10</i>	630	10	ПЕ-11	20

### 3.2 Вибір перерізу проводів кабелів живлення

Переріз проводів та кабелів вибирається із врахуванням шести вимог [6].

Кабель вибираємо відповідно до [6] марки *СБГ* перетином  $95\text{мм}^2$  з довготривалим допустимим струмом  $210A$ .

Кабель перевіряється відповідно до [2] із урахуванням обраного вимикача. Перегрів кабелю не відбуватиметься, якщо буде виконуватися умова:

$$\frac{I_{\text{аіі}}}{I_{\text{ааò}}} \geq 1,$$

$$\frac{210}{200} = 1,05,$$

$$1,05 \geq 1.$$

Пегрів електродвигуна не відбудеться.

### 3.3 Опис спроектованої схеми керування

Двигун компресора включається вакуумним вимикачем (ВВ) *ВВ / TEL – 10*, із дистанційного пульта керування, із операторної, а також місцевого пульта, безпосередньо кнопкою біля компресора.

ВВ включається двома соленоїдами: включення *УА1* та відключається *УА2*.

Щоб підготувати кола керування до роботи, потрібно подати на них напругу, включенням автоматичних вимикачів *SF1* та *SF2*. В колах керування

встановлений перемикач  $SA1$ , який дозволяє управляти двигуном компресора, як дистанційно, так і з місцевого пульта керування. Якщо перемикач  $SA1$  знаходиться в положенні “дистанційно”, то при натисканні на кнопку  $SB4$ , тим самим подається напруга на котушку контактора  $KM1$  (контакт  $K25:1$  при нормальній роботі замкнутий). Цей контакт при цьому спрацьовує та замикаються допоміжні контакти  $KM1$  та соленоїд  $YA1$  включається, нормально-замкнуті контакти  $Q$  при цьому розмикаються, а нормально-розімкнуті контакти  $Q$  замикаються та двигун компресора включається. Одночасно з замиканням контактів  $Q$ ,  $BB$ , в колах сигналізації загоряється лампа  $HL2$ , червоного кольору, яка сигналізує про те, що двигун запущений. В такий же спосіб можна запустити двигун компресора з місцевого пульта керування кнопкою  $SB1:2$  попередньо пересунувши рухомий контакт перемикача  $SA1$  в положення “місцеве керування”.

Зупинити компресор можна як дистанційно, так і з місцевого пульта керування. В дистанційному режимі двигун компресора зупиняють натисканням на кнопку  $SB1$ , тим самим ми подаємо на соленоїд  $YA2$  напругу відключення. Соленоїд відключається та розмикає контакти  $Q$  та двигун зупиняється. Одночасно із розмикання контактів  $Q$ , в колах керування, в колах сигналізації контакт  $Q$  також розмикається та загоряється лампа  $HL1$ , зеленого кольору, яка буде сигналізувати про зупинку двигуна компресора. В такий же спосіб можна зупинити двигун компресора із місцевого щита керування, натиснувши кнопку  $SB2:2$ .

У водневому компресорі передбачені наступні види захистів: максимальний струмовий захист, максимальний струмовий захист із витримкою часу (захист від перевантаження), від мінімальної напруги, захист від замикання на землю.

Максимальний струмовий захист. При зростанні струму на одній з фаз  $A$  або  $C$  включається контакт струмового реле  $KA1$  або  $KA2$  та через котушку вказівного реле  $KH1$ , напруга піде на соленоїд  $YA2$ ,  $BB$ , який відключить його.

Одночасно із відключення ВВ в колах сигналізації замкнеться допоміжний контакт вказівного реле *КН1*, при цьому загориться лампа *НЛ3* та на вказівному реле випаде блінкер, який буде вказувати про несправність.

Захист від мінімальної напруги. При падінні напруги в електричній мережі, котушка *КЛ3* проміжного реле, замкне в колах керування контакт *КЛ3*, який в свою чергу, через контакт *Q* ВВ, відключить соленоїд *УА2* та двигун компресора зупиниться.

Максимальний струмовий захист із витримкою часу (захист від перевантажень). При замикання одного з контактів *КА1* чи *КА2*, напруга піде через котушку вказівного реле *КН2* на котушку проміжного реле *КЛ1*, яке в свою чергу замкне контакт *КЛ1* та відключить соленоїд *УА2*, отже двигун компресора відключиться від електричної мережі. При цьому в колах сигналізації загориться лампа *НЛ3*, через контакт *КН2*. Лампа буде сигналізувати про зупинку двигуна.

Захист від замикань на землю. При замикання на землю котушка струмового реле *КА3* одержить живлення від ТС *ТА3*, тим самим замкне контакт *КА3* цього реле, який подасть напругу на котушку проміжного реле *КЛ1*, через котушку вказівного реле *КН3* та замкне контакт *КЛ1*, який відключить соленоїд *УА2* та масляний вимикач. Двигун компресора почне зупинятися. В колах сигналізації засвітиться лампа *НЛ3*, через контакт *КН4*.

Крім цього, в схемі передбачене відключення двигуна компресора по технологічних параметрах: перевищення рівня вібрації роторів, мінімальний тиск водню при всмоктуванні компресора, максимальна температура підшипників компресора, редуктора, електродвигуна, мінімальний тиск масла в маслосистемі, максимальна температура водню при нагнітанні компресора, зниження тиску надуву електродвигуна.



### 3.4 Захист виробничого цеху

Захист виробничого цеху показано в додатку А

### 3.5 Принципова схема управління електродвигуном компресора. Управління релейним захистом.

#### 3.5.1 Принцип дії схеми управління

Схемою, представленою в графічній частині кваліфікаційної роботи передбачено два режими управління двигуном:

- 1) дистанційне – з диспетчерського пункту (кнопками управління *SB3* та *SB4*);
- 2) місцеве – з використанням кнопок управління, розташованих безпосередньо біля насосного агрегату (*SB1*, *SB2*).

Пуск електродвигуна відбувається натисненням кнопки *SB1* (*SB3*), при цьому насос має бути залитий водою (контакт реле контролю заливки *SL* буде замкнутий). При натисненні кнопки *SB1* (*SB3*) отримують живлення котушка проміжного реле *KL1* та котушка магнітного пускача *KM3*. Один з контактів *KL1* шунтує кнопку *SB1* (*SB3*), а іншим подає живлення на котушку проміжного реле *KL4*. Контакт *KM3* подається сигнал на електромагніт включення *YAC1* масляного вимикача *Q1*. При включенні вимикача *Q1* статор двигуна через реактор *LR* підключається до мережі. При його підключенні до електричної мережі в початковий момент пуску (асинхронного пуску) в колі статора проходить струм, що в декілька разів перевищує номінальний, внаслідок чого спрацьовує струмове реле *KA*, що приєднане до ТС, включеного в статор двигуна *M*. Контакт цього реле включає реле часу *KT2*. В колі котушки проміжного реле *KL5* розмикається контакт *KT2* та готує коло включення контактора *KM2* та магнітного пускача *KM4*, що включаються через контакти *KL5* проміжного реле. В міру розгону електродвигуна струм в

статорі його спадає та при підсинхронній швидкості (0,95 – 0,98 синхронної) значно зменшується, реле  $KA$  при цьому розімкне свій замикаючий контакт у колі  $KT2$ . З витримкою часу (близько 0,9 с) замкнеться контакт реле  $KT2$  в колі котушки  $KL5$ . Контактор  $KM2$  включається та підключає до обмотки збудження  $M$  постійний струм та одночасно з цим через замикаючий контакт  $KM4$  (пускач  $KM4$  включається одночасно з контактором  $KM2$ ) отримує живлення електромагніт включення  $YAC2$  масляного вимикача  $Q2$ . Вимикачем  $Q2$  шунтується реактор  $LR$  та до статора електродвигуна прикладається повна напруга мережі, електродвигун входить в синхронізм. При включенні  $KM2$  розмикається коло розрядного резистора  $R_p$ .

З метою полегшення входження двигуна  $M$  в синхронізм, якщо напруга мережі живлення знижена, в схемі управління передбачений вузол форсування збудження.

Форсування може виконуватися двома різними способами:

1) за допомогою реле напруги  $KV4$ , яке підключається до шин групового форсування на РП (групове форсування);

2) за допомогою реле напруги  $KV3$ , яке приєднується до вторинної обмотки ТН, яка використовується в схемі управління цього електродвигуна (індивідуальне форсування).

При індивідуальному форсуванні реле  $KV3$  розмикаючим контактом (якщо напруга мережі знижена) включає контактор  $KM1$ , який шунтує своїм контактом резистор регулятора збудження  $R_b$ , чим і забезпечується форсоване збудження синхронного двигуна  $M$ .

Недоліком індивідуального форсування є можливість помилкового форсування в разі відключення автоматом кіл, що відходять від ТН, підключеного до РП.

Надійнішою є так зване групове форсування, при якому контактор  $KM1$  включається замикаючим контактом реле  $KV4$ . Воно в свою чергу включається при подачі живлення на шини групового форсування, коли напруга

високовольтної мережі знижується на 15–20%. В цьому випадку завдяки безпосередньому підключенню реле на виводи вторинної обмотки ТН унеможливується помилкове форсування.

Спосіб форсування вибирається за допомогою контактних накладок *XB1* та *XB2*.

Відключення синхронного електродвигуна здійснюється:

- натисненням на кнопку *SB2* (*SB4*);
- спрацьовуванням РЗ;
- якщо після пуску насос не розвиває необхідний тиск (контакт *SP* в колі відключення вимикача);
- при спрацьовуванні реле контролю заливки насоса.

### 3.5.2 Вибір апаратів для схеми управління

Таблиця 3.2 – Характеристики проміжних реле.

Позначення на схемі	Параметри вибору		Каталожні дані			
	$U_{уст}, B$	Число контактів	Тип	$U_h, B$	$I_{n.kon}, A$	Число контактів
KL1	~ 220	$2z + 2p$	РП20М – 217УЗ	~ 220	6	$2z + 2p$
KL2	~ 220	$1p$	РП20М – 217УЗ	~ 220	6	$2z + 2p$
KL3	~ 220	$1p$	РП20М – 217УЗ	~ 220	6	$2z + 2p$
KL4	~ 220	$1z$	РП20М – 217УЗ	~ 220	6	$2z$
KL5	~ 220	$2z$	РП20М – 217УЗ	~ 220	6	$2z$

Таблиця 3.3 – Характеристики РЧ.

Позначення на схемі	Параметри вибору		Каталожні дані		
	$U_{уст}, B$	Витримка часу, с.	Тип	$U_h, B$	Діапазон витримок, с
КТ1	~ 220	$t_{AX} \approx 1$ с	<i>ВЛ – 59УХЛ4</i>	~ 220	0,1-100 с
КТ2	~ 220	$T \approx 0,9$ с	<i>ВЛ – 59УХЛ4</i>	~ 220	0,1-100 с
КТ3	~ 220	$t_{пуска} \approx 20$ с	<i>ВЛ – 59УХЛ4</i>	~ 220	0,1-100 с

Споживана потужність на змінному та постійному струмі не більше 6 ВА.

Таблиця 3.4 – Характеристики контакторів та пускачів.

Позначення на схемі	Параметри вибору		Каталожні дані				
	$U_{уст}, B$	$I_{м.р}, A$	Тип	$U_n, B$	$U_n, B$	$I_{н.кон} A$	$S_{в.кат}, BA$
КМ1	= 76	$0,03 \cdot 275 = 8,25 =$	МК 1 - 10	= 220	= 220	40	40
КМ2	= 76	275	КПВ – 602	= 220	= 220	630	-
КМ3	~ 220	60	ПМЛ - 410002	~ 220	~ 220	63	200
КМ4	~ 220	60	ПМЛ - 410002	~ 220	~ 220	63	200

Таблиця 3.5 – Характеристики вказівних реле.

Позначення на схемі	Параметри вибору		Каталожні дані	
	$U_{уст}, B$		Тип	$U_h, b$
<i>КН1 – КН7</i>	~ 220		<i>РЕУ 11 – 11</i>	~ 220

Реле змінного струму споживає потужність не більше  $2B \cdot A$ .

Каталожні дані візьмемо з [8].

Сигнальні лампи.

Позначення на схемі  $HL1 - HL5$ .

Вибираємо світлосигнальний пристрій типу  $АСШВ 035У2$  [9]:

$$U_n = 220 В, f = 50 Гц, P_n = 10 Вт, \text{ світлофільтр червоний.}$$

Кнопкові пости управління.

Позначення на схемі:  $SB1 - SB4$ .

Вибираємо кнопкові пости управління  $ПКЕ 712 - 2$  [9]:

$$U_n = 220В, I_n = 6А.$$

Резистори.

Розрядний опір:

$$R_p = (10 \div 12) \cdot R_{OB} = (10 \div 12) \cdot \frac{U_{BH}}{I_{BH}} = (10 \div 12) \frac{81}{280} = (2,89 \div 3,47) Ом,$$

де  $U_{bh}$  – номінальна напруга збудження,  $B$ ;

$I_{bh}$  – номінальний струм збудження,  $A$ .

Вибираємо резистор, регульований провідний типу  $ПЕВР$  з діапазоном регулювання  $3 - 220 Ом$ .

Резистор регулятора збудження.

$$R_{B(при I_{BH})} = \left( \frac{1}{0,03} - \frac{1}{0,03 \cdot 1,8} \right) \frac{U_{BH}}{I_{BH}} = \left( \frac{1}{0,03} - \frac{1}{0,03 \cdot 1,8} \right) \frac{81}{280} = 4,2 Ом;$$

$$R_B = 2 \times R_{B(при I_{BH})} = 2 \times 4,2 = 8,4 Ом.$$

Вибираємо резистор, регульований провідний типу  $ПЕВР$  з діапазоном регулювання  $3 - 220 Ом$ .

Манометр електроконтактний.

Позначення на схемі:  $SP$ .

Манометр електроконтактний типу  $ЕКМ - 1У$  призначений для вимірювання та сигналізації або позиційного регулювання надмірного тиску нейтральних рідин та газів. В даному випадку, манометр електроконтактний

контролює тиск рідини (води) в нагнітаючому трубопроводі.

Напруга манометра 220 В ; розривна потужність 10 ВА ; клас точності 1,5.

Верхні межі виміру надмірного тиску *EKM – 1У* [9]:

0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 10,0 МПа .

Реле контролю заливки .

Позначення на схемі : *SL* .

Вибираємо типу *PZH – 67* .

Накладки контактні .

Позначення на схемі : *XB1, XB2* .

Вибираємо накладки контактні типу *HKP – 4* .

Автоматичний вимикач (АВ).

Позначення на схемі : *SF* .

Максимальний розрахунковий струм :

$$I_{м.р.} = \frac{5 \cdot 4 + 3 \cdot 6 + 2 \cdot 200 + 7 \cdot 2 + 5 \cdot 10}{220} = 2,3 \text{ А}$$

Вибираємо АВ типу *АП – 50* [10].

Уставка струму спрацьовування захисту:

$$I_{расц} \geq (1,1 - 1,3) I_{м.р.} ; I_{расц} \geq (2,53 - 2,99) \text{ А}.$$

Приймаємо уставку:

$$I_{расц.н} = 10 \text{ А}.$$

$$I_{ср.авт.КЗ} = 10 \times I_{расц.н} = 10 \times 10 = 100 \text{ А}.$$

Остаточно вибираємо АВ типу *АП – 50*.

Таблиця 3.6 – Типи реле, задіяні в схемі захисту СД.

Позначення на схемі	Тип реле
КА	<i>РТ – 40</i>
КА1-КА4	<i>РТ – 40</i>
КА5	<i>РТ – 80</i>
КА6	<i>РТ – 40</i>
КА7	<i>РЕВ – 830</i>
КА8	<i>РЕВ – 830</i>
КV1, КV2	<i>РН – 50</i>
КV3	<i>РН – 50</i>
КV4	<i>РН – 50</i>

### 3.6 Висновки до розділу

1. Проведення вибір обладнання станції, а саме: автоматичні вимикачі *АП – 50* для кіл керування, контактори *КМВ – 5211*, вакуумні вимикачі *ВВ / TEL – 10* для силових кіл.
2. Здійснено опис спроектованої схеми керування.
3. Проведено розрахунок захисту від прямих ударів блискавки та здійснено розрахунок заземлення в установках.
4. Запропонована принципова схема управління компресором. Проведено вибір апаратів для схеми управління.

## 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

### 4.1 Захисне відключення

Захисне відключення – це швидкодіючий захист, що забезпечує вимкнення електроустановки при виникненні в ній небезпеки ураження електричним струмом. Така небезпека виникає при пошкодженні ізоляції і переході напруги на корпус установки, зниженні опору фаз відносно землі нижче допустимого рівня, появи в мережі підвищеної напруги, дотику людини до струмопровідних частин.

Загалом пристрої захисного відключення складаються з датчиків (струму, різниці струмів, напруги тощо), підсилювачів та автоматичних вимикачів.

Пристрої захисного відключення застосовуються в доповнення до захисного заземлення (занулення) для забезпечення надійного захисту, перш за все в умовах особливої небезпеки електротравм, або як складові елементи захисту від коротких замикань при зануленні електроустановок (плавкі вставки запобіжників, автоматичні вимикачі, магнітні пускові пристрої із струмовим захистом тощо).

Згідно з чинними нормативно-правовими актами захисне відключення є обов'язковим у гірничодобувній промисловості і на торфорозробках. Наприклад, у шахтних електричних мережах використовуються різноманітні прилади контролю ізоляції (ПКІ), які при зниженні опору фаз відносно землі нижче допустимого рівня або дотику людини до струмопровідних частин дають команду на відключення відповідної електроустановки та лінії електропостачання.

Захисне відключення доцільно застосовувати у випадках, коли складно забезпечити низький опір розтіканню струму заземлюючого пристрою, наприклад, за наявності сухого чи скельного ґрунту. Пристрої захисного відключення у цьому випадку можуть спрацювати при появі на корпусі



електроустановки небезпечної для людини напруги дотику, при зниженні опору провідників мережі відносно землі нижче допустимого рівня тощо.

При використанні занулення в мережах значної протяжності абсолютне значення струму короткого замикання може бути недостатнім для надійного спрацьовування захисту від коротких замикань. Крім того, коротке замикання може призвести до значних пошкоджень електроустановки, а занулення установки не захищає людину у випадку дотику до її струмопровідних частин. Ефективність захисту може бути суттєво підвищена за допомогою пристроїв захисного відключення, спрацьовування яких може бути спричинене струмами витоку на землю з корпусу електроустановки, зниженням опору ізоляції фази відносно землі тощо.

Промисловістю серійно випускаються різноманітні пристрої захисного відключення. За справного стану електроустановки величина струму в фазному і нульовому робочому провідниках однакова і напруга на виході диференційного трансформатора дорівнює нулю. При пошкодженні ізоляції з'являється додаткове коло струму через нульовий захисний провідник, у результаті чого симетрія струмів через трансформатор порушується, на його виході виникає напруга і пристрій захисного відключення подає команду на вимикач. Аналогічним чином пристрій спрацьовує при дотику людини до струмопровідних частин електроустановки. Періодична перевірка справності пристрою здійснюється шляхом замикання контакту, що призводить до порушення симетрії струмів через трансформатор.

## **4.2 Організаційні заходи щодо попередження електротравм**

Згідно з НПАОП 40.1-1.21-98 «Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (далі Правила) відповідальність за організацію безпечної експлуатації електроустановок покладається на роботодавця, який створює необхідні для цього служби, призначає відповідальних осіб, розробляє та затверджує інструкції, забезпечує перевірку знань з електробезпеки тощо.

Обслуговування діючих електроустановок, проведення в них оперативних переключень, організація та виконання ремонтних, монтажних, налагоджувальних робіт та випробувань здійснюються спеціально підготовленим електротехнічним персоналом. Ці працівники повинні мати відповідну професійну підготовку, групу з електробезпеки (I – V), підтверджену посвідченням установленої форми, і не мати медичних протипоказань і вікових обмежень щодо можливості виконання роботи в електроустановках.

I група з електробезпеки присвоюється особам без спеціальної електротехнічної підготовки, які пройшли інструктаж з електробезпеки під час роботи в даній електроустановці.

Для одержання II - III груп працівники повинні: знати будову електроустановок; чітко усвідомлювати небезпеку, пов'язану з роботою в електроустановках; знати і вміти застосовувати на практиці правила безпеки в обсязі, потрібному для виконуваної роботи, вміти практично надавати першу допомогу потерпілим у разі нещасних випадків.

Для одержання IV - V груп додатково необхідно знати компонування електроустановок, вміти організувати безпечне виконання робіт, проводити навчання працівників інших груп Правилам безпеки та надавання першої допомоги потерпілим від електричного струму, а працівники V групи повинні також розуміти, чим викликані вимоги пунктів Правил безпечної експлуатації електроустановок.

Для присвоєння I групи стаж роботи в електроустановках не нормується.

Для присвоєння наступної групи з електробезпеки необхідно мати стаж роботи в електроустановках, який регламентується Правилами.

Працівнику, який пройшов перевірку знань з електробезпеки видається посвідчення, яке під час виконання службових обов'язків він повинен мати при собі. За відсутності посвідчення або за прострочених термінів чергової перевірки знань працівник до роботи не допускається. Чергові перевірки знань працівників, що обслуговують електроустановки, проводяться кожні 12 місяців.

За вимогами і заходами безпеки роботи в електроустановках поділяються на три категорії:

- зі зняттям напруги;
- без зняття напруги на струмопровідних частинах або поблизу них;
- без зняття напруги на безпечній відстані від струмопровідних частин, що перебувають під напругою.

Безпечні відстані від струмопровідних частин встановлюються Правилами залежно від напруги електроустановки (від 0,6 до 3 м).

За вимогами щодо організації роботи в електроустановках поділяються на такі, що виконуються:

- за нарядами-допусками;
- за розпорядженнями;
- у порядку поточної експлуатації.

Наряд-допуск – це завдання на безпечне виконання роботи, оформлене на спеціальному бланку встановленої форми. Він визначає зміст, місце виконання роботи, час її початку та закінчення, умови її безпечного виконання, склад бригади та осіб, відповідальних за безпечне виконання роботи. Відповідальними за безпечне виконання робіт є:

- працівник, який видає наряд чи розпорядження;
- працівник, який дає дозвіл на підготовку робочого місця; працівник, який готує робоче місце; працівник, який допускає до роботи; керівник робіт;
- працівник, який наглядає за безпечним виконанням робіт; члени бригади.

Роботи, що виконуються за розпорядженнями, реєструються в спеціальному журналі. При цьому встановлюється час виконання робіт, їх характер і організаційно-технічні заходи безпеки відповідно до чинних вимог.

Інформація щодо робіт, які виконуються в порядку поточної експлуатації, заноситься в журнал реєстрації цих робіт.

На підприємствах наказом затверджується перелік робіт, які виконуються за нарядами, за розпорядженнями та в порядку поточної експлуатації, і

призначаються особи, відповідальні за безпечну організацію і безпечне виконання цих робіт.

#### **4.3 Забезпечення оповіщення персоналу та населення у разі виникнення аварій на потенційно небезпечних об'єктах**

Надзвичайні ситуації техногенного характеру виникають, як правило, на потенційно, техногенно небезпечних виробництвах. До них належать в першу чергу хімічно небезпечні, радіаційно небезпечні, вибухо - та пожежонебезпечні об'єкти, а також гідро небезпечні об'єкти.

Надзвичайні ситуації техногенного характеру класифікуються за такими основними ознаками:

- за масштабами наслідків (об'єктового, місцевого, регіонального і загальнодержавного рівня);
- за галузевою ознакою (надзвичайні ситуації у сільському господарстві; у лісовому господарстві; заповідній території, об'єкти особливого природоохоронного значення; у водоймах; матеріальних об'єктах - об'єктах інфраструктури, промисловості, транспорті, житлово-комунального господарства тощо).

Внаслідок техногенних аварій та катастроф складається надзвичайна ситуація, раптове виникнення якої призводить до значних соціально-екологічних і економічних збитків, виникає необхідність захисту людей від дії шкідливих для здоров'я факторів, проведення рятувальних, невідкладних медичних і евакуаційних заходів, а також ліквідації негативних наслідків, які сталися.

Техногенна надзвичайна ситуація - це стан, при якому внаслідок виникнення джерела техногенної надзвичайної ситуації на об'єкті, визначеній території або акваторії порушуються нормальні умови життя і діяльності людей, виникає загроза їх життю і здоров'ю, завдається шкода майну населення, економіці і довкіллю.

Про загрозу та виникнення надзвичайних ситуацій радіоактивного, хімічного, бактеріологічного зараження, катастрофічного затоплення та інших видів небезпеки керівництво отримує інформацію від органів місцевого самоврядування, обласного (міського) управління з питань надзвичайних ситуацій і цивільного захисту населення, територіального управління ДСНС, обласного (міського, районного) управління (відділу) цивільного захисту (ЦЗ) по телефонному зв'язку, радіо, телебаченню.

Виникнення аварій (катастроф) на атомних енергетичних установках може призвести до радіоактивного забруднення повітря і довкілля, що становить серйозну небезпеку для населення усієї України.

Радіаційно небезпечними об'єктами для населення України є:

- атомні електростанції;
- об'єкти господарської діяльності, які використовують у виробничій та іншій діяльності прилади та устаткування на основі радіоізотопів.

Оповіщення про аварію (катастрофу) на радіаційно небезпечному об'єкті проводить управління цивільного захисту облдержадміністрації. З цією метою по обласній (міських і районних) радіотрансляційній мережі передається спеціальне повідомлення. Дублювання повідомлення здійснюється за допомогою радіо, телебачення і рухомих звукомовних установок, а також інформація про надзвичайну ситуацію доводиться до персоналу керівництвом.

#### **4.4 Джерела виникнення та уражаюча дія електромагнітного імпульсу**

По природі електромагнітний імпульс (ЕМІ) в першому наближенні можна порівняти з електромагнітним полем близької блискавиці, що створює перешкоди для радіоприймачів. Виникає ЕМІ в основному в результаті взаємодії гама-випромінювання, яке створюється в момент вибуху, з атомами навколишнього середовища.

Район, де гама-випромінювання взаємодіє з атмосферою, називається районом джерела ЕМІ. Густа атмосфера поблизу земної поверхні обмежує область поширення гама-квантів (середня довжина вільного пробігу складає сотні метрів). Тому при наземному вибуху район джерела займає площу всього в декілька квадратних кілометрів і приблизно співпадає з районом де діють інші уражаючі фактори ядерного вибуху. При висотному ядерному вибуху гама-кванти можуть пройти сотні кілометрів до взаємодії з молекулами повітря і в результаті його розрідженості проникнути глибоко в атмосферу. Тому розміри району джерела ЕМІ отримуються великими. При висотному вибуху потужного боєприпасу може утворитися район джерела ЕМІ діаметром 1600 км і товщиною близько 20 км, нижня межа якого може пройти на висоті близько 18 км.

ЕМІ наземного ядерного вибуху на відстані до декількох кілометрів від центру вибуху являє собою одиничний сигнал з крутим переднім фронтом і з довжиною в декілька десятків мілісекунд. Енергія ЕМІ розподілена в широкому діапазоні частот від десятків герц до мегагерц. Однак високочастотна частина спектру має незначну долю енергії імпульсу, основна ж частина його енергії приходить на частоти до 30 кГц.

Амплітуда ЕМІ у вказаній зоні може досягати дуже великих значень – в повітрі тисячі вольт на метр при вибуху боєприпасів малої потужності і десятки тисяч вольт на метр при вибухах боєприпасів великої потужності. В ґрунті амплітуда ЕМІ може досягати відповідно до сотень і тисяч вольт на метр. Постільки амплітуда ЕМІ швидко зменшується із збільшенням відстані, ЕМІ наземного ядерного вибуху уражає тільки на відстані декількох кілометрів від центру вибуху; на великих відстанях він дає тільки короточасну негативну дію на роботу радіотехнічного обладнання.

Основними параметрами ЕМІ, що визначають уражаючу дію, є характер зміни напруженості електричного і магнітного полів в часі (форма імпульсу) і максимальна напруженість поля (амплітуда імпульсу).

На створення ЕМІ йде невелика частина ядерної енергії, але він здатний викликати високі імпульси струмів і напруг в проводах повітряних і підземних ліній зв'язку, сигналізації, керування, електропередачі, в антенах радіостанцій і т.д.

Дія ЕМІ може привести до згоряння чутливих електронних та електричних елементів, що зв'язані з відкритими проводами (електромережа), а також до серйозних порушень в цифрових та контрольних пристроях, без незворотних змін. Відповідно вплив ЕМІ необхідно враховувати для всіх електричних та електронних систем. Для найбільш важливих пристроїв потрібно приймати міри захисту і підвищувати їхню стійкість до ЕМІ.

Особливістю ЕМІ як уражаючого фактору є його властивість розповсюджуватися на десятки і сотні кілометрів в навколишньому середовищі і по різноманітних комунікаціях (мережам водо- та електропостачання, провідному зв'язку і т.д.). Тому ЕМІ може діяти на об'єкти там, де ударна хвиля, світлове випромінювання і проникаюча радіація втрачають своє значення як уражаючі фактори.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

В кваліфікаційній роботі розв'язана практична задача розробки заходів щодо надійної роботи електричного обладнання газоперекачувальної компресорної станції.

Одержано наступні результати:

1. На основі обчисленої потужності 630 кВт здійснено вибір двигуна компресора типу *4АЗМО – 630 / 60002УХЛ4* з ККД 95.7% та  $\cos\varphi = 0.88$ .

Здійснено розрахунок електродвигуна по нагріву та перевантаженню.

2. Здійснено розрахунок перерізів проводів мережі живлення та розподільної мережі.

3. Проведено розрахунок освітлення. Запропоновано загальну рівномірну систему освітлення. Освітленість становить 75 лк. Як джерело світла прийнята лампа ДРЛ потужністю 400 Вт з світловим потоком 23500 Лм. Також проведено розрахунок аварійного освітлення.

4. Проведення вибір обладнання станції, а саме: автоматичні вимикачі *АП – 50* для кіл керування, контактори *КМВ – 5211*, вакуумні вимикачі *ВВ / TEL – 10* для силових кіл.

5. Здійснено опис спроектованої схеми керування.

6. Проведено розрахунок захисту від прямих ударів блискавки та здійснено розрахунок заземлення в установках.

7. Запропонована принципова схема управління компресором. Проведено вибір апаратів для схеми управління.



## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Валеев И.М., Житников С.В. Обеспечение системной надежности качества электроэнергии на предприятиях с непрерывными технологическими процессами // Вестник Казанского технологического университета. 2016. №21. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obespechenie-sistemnoy-nadezhnosti-kachestva-elektroenergii-na-predpriyatiyah-s-nepreryvnymi-tehnologicheskimi-protsessami> (дата звернення: 13.09.2018).
2. М.В. Принц, В.М. Цимбалістий Електричні мережі. Монтаж, обслуговування та ремонт Львів :Оріяна – Нова, 2003р
3. В.Є. Шестеренко. Системи електроспоживання та електропостачання промислових підприємств. Вінниця, 2004р.
4. О.М. Сірий, В.Є. Шестеренко. Розрахунки при проектуванні та реконструкції систем електропостачання промислових підприємств. Київ, 1993р.
5. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. ... Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258 ] / М-во палива та енергетики України. - Х. : Індустрія : Енергетичні рішення, 2012. - 318 с.
6. Александров, Д. С. Надёжность и качество электроснабжения предприятий: учебное пособие / Д. С. Александров, Е. Ф. Щербаков .— Ульяновск : УлГТУ, 2010. – 155 с.
7. Севастьянов Р. В. Проблемы та перспективи енергозбереження на промислових підприємствах / Р. В. Севастьянов // Теоретичні і практичні аспекти економіки та інтелектуальної власності. - 2013. - Вип. 1(2). - С. 107-110. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/Tpaiev\\_2013\\_1%282%29\\_23](http://nbuv.gov.ua/UJRN/Tpaiev_2013_1%282%29_23).
8. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий / Ю. Д. Сибикин – М. : Академия, 2006 р.
9. Экологическая безопасность газокomppressorных станций. В 2 ч. Ч.2. Воздействие системы транспорта газа на окружающую среду : учебное пособие / А.В. Островская.– Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2017.– 151, [1]с.

10. Правила улаштування електроустановок. - Видання офіційне. Міненерговугілля України. - Х. : Видавництво "Форт", 2017. - 760 с.
11. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. Диагностика оборудования компрессорных станций: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н. Новгород: Исток, 2013. Т. 2. 300 с.
12. Крюков О.В. Частотное регулирование производительности ГПА // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2014. № 6. С. 39–44.
13. Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. Электроприводы объектов газотранспортных систем: Монография серии Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр». Н. Новгород: Исток, 2013. Т. 4/6. 300 с.
14. Крюков О.В. Регрессионные алгоритмы инвариантного управления электроприводами при стохастических возмущениях // Электричество. 2008. № 9. С. 44–50.

# ДОДАТКИ

## Захист виробничого цеху

### Захист від прямих ударів блискавки

Блискавкозахисні установки складаються в основному з блискавковідводів, заземлень та спусків.

Спуски, що відводять струм блискавки, прокладаються на даху та по стінах. Місця з'єднання не повинні бути поблизу легкозаймистих матеріалів. У якості спусків використовуються кабель, розміщений під дахом, або закриті металеві частини. Над металевими частинами через кожні 3–4 м встановлюються вертикальні блискавкоприймальні установки, що повинні з'єднуватися зі спусками та бути вищими за них не менше ніж на 20 см. Блискавкоприймачі розміщуються так, щоб вони приймали по можливості на себе усі удари блискавки. Кількість спусків залежить від роду та розмірів приміщення. Спуски з'єднуються з заземленням по найбільш короткому шляху. Великі металеві частини у приміщенні чи на ньому повинні бути відокремлені від блискавкозахисної установки на достатню відстань чи приєднані до неї провідником. Відстань між частинами блискавкозахисної установки та великими металевими частинами чи електричними установками повинна бути розрахована згідно ПУЕ [6]. Матеріалом для блискавкозахисних установок є оцинкована сталь. Застосування сталевих та алюмінієвих тросів через малу стійкість до корозії не допускається. Для підземної кабельної лінії застосовуються смуги та провід суцільного січення із оцинкованої сталі або міді.

Для уникнення корозії в блискавкозахисній установці потрібно дотримуватися наступного: якщо дахи, облицювання, стіни, водостічні труби – мідні, то провідка також повинна бути мідною, оскільки дощова вода може стікати з міді на проводи чи навпаки. Сталь або алюміній в цьому разі не застосовуються.

Якщо дахи, стіни і т.д. цинкові чи із оцинкованого заліза, то неможливо застосувати голі мідні проводи, а застосовуються оцинковані сталеві голі

алюмінієві чи лужні мідні проводи. При з'єднанні мідного проводу з алюмінієвим необхідна прокладка між ними із свинцю.

Деталі кріплення для блискавкозахисних установок виготовляються з оцинкованої сталі. Для захисту від корозії місця кріплення мідних проводів, повинні бути підкладені свинцеві прокладки. Всі місця з'єднання, опори, поверхні зрізу оцинкованих сталевих провідників, а також заземлюючі проводи на відстані до 30 см від поверхні повинні мати захисне покриття. Місця підземних з'єднань проводів та приєднань до трубопроводів повинні мати хороший захист від корозії. Наземні та підземні оцинковані проводи підлягають обов'язковій покрасці.

Досвідом встановлено, що найбільш ймовірними місцями ударів блискавки є димові та вентиляційні труби. Тому, найбільш ймовірні місця ударів блискавки повинні бути обладнані блискавкоприймальними установками.

В якості блискавкоприймальних установок вздовж дахів, на фронтних та стічних трубах достатньо прокласти прокладки з відповідного матеріалу.

З'єднання блискавкозахисних установок з заземлюючими установками установок великого струму допускається лише при напрузі до 1000 В.

На рис. А.1 показано розміщення захисного спорудження та блискавковідводу.

Висота захисного спорудження  $l = 8\text{ м}$ .

Знайдемо відстань в повітрі та в землі при удалі струму блискавки в громовідвід, якщо струм блискавки становить

$$I_m = 150\text{ кА},$$

а опір становить  $R = 10\text{ Ом}$ .

$$U_m = \frac{I_m}{2} \left[ R + \sqrt{R^2 + (\omega L)^2} \right] = \frac{150}{2} (10 + \sqrt{100 + 64}) = 1710\text{ кВ}$$

Відстань в повітрі повинна бути не менше ніж:

$$S_{нов} = \frac{U_m}{E_{нов}} = \frac{1710}{500} = 3,42\text{ м},$$

$$E_{\text{пов}} = 500 \text{кВ} / \text{м}.$$

Відстань у землі повинна бути рівна:

$$S_3 = \frac{I_M \cdot R}{E_3} = \frac{150 \cdot 10}{300} = 5 \text{м},$$

$$E_3 = 500 \text{кВ} / \text{м}.$$

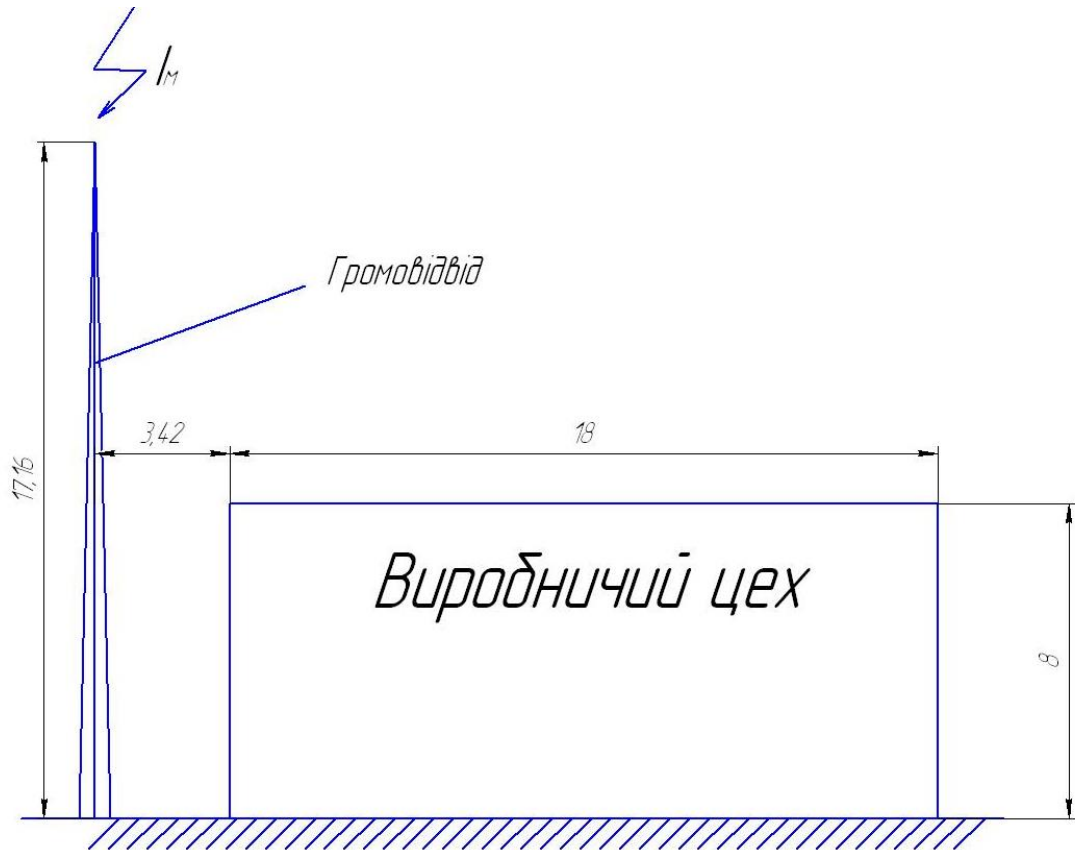


Рисунок А.1 – Розміщення блискавковідводу

Отже, при одержаних відстанях відбудеться пробій між громовідводом та захисним спорудженням. Висота громовідводу повинна бути вибрана така, щоб захисне спорудження знаходилось в захисній зоні громовідводу.

Висота громовідводу визначається згідно формули:

$$\begin{aligned}
 h &= \frac{1,6h_x \cdot r_x}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6h_x + r_x}{3,2}\right)^2 + \frac{r_x \cdot h_x}{1,6}} = \\
 &= \frac{1,6 \cdot 8 + 10}{3,2} + \sqrt{\left(\frac{1,6 \cdot 8 + 10}{3,2}\right)^2 + \frac{10 \cdot 8}{1,6}} = 17,16 \text{ м}
 \end{aligned}$$

Візьмемо  $h_x = 8 \text{ м}$  та  $r_x = 10 \text{ м}$ . Знаходимо висоту громовідводу  $h = 17,16 \text{ м}$ . Таким чином при висоті громовідводу  $17,16 \text{ м}$  всі захисні спорудження будуть знаходитися в захисній зоні вибраного громовідводу.

### **Розрахунок заземлення в установках**

Струмоведачі частини будь-якої електричної установки мають ізоляцію, що накладається на проводи та кабелі, чи ізоляційну основу, на якій кріпляться проводи та шини. Це виключає можливість з'єднання стуму ведучих частин між собою та із землею і ізолює їх від металевих неструмоведачих частин (металеві оболонки проводів та кабелів, металеві труби та кронштейни, корпуси електричних частин та трансформаторів).

Щоб забезпечити безпечне обслуговування електроустановок, згідно ПУЕ [6] передбачено захисне заземлення.

Нейтралі трансформатора, з'єднані із заземлюючою установкою безпосередньо або через малий опір, називається глухозаземленими нейтраліями. Нейтралі, що не приєднані до заземлюючої установки чи приєднані до неї через великий опір називаються ізольованими нейтраліями. Електроустановки з глухозаземленою нейтраллю обов'язкові в електричних мережах з напругою до  $1000 \text{ В}$ .

Якщо заземлення неможливо чи є великі труднощі по технологічних причинах, тоді допускається обслуговування електричного обладнання із ізолюючих площадок (електроустановки повинні стояти на резиновій основі).

Площадки повинні бути виконані так, щоб доторкання до незаземлених частин було можливо тільки з них. Крім того, повинна бути виключена можливість одночасного доторкання електрообладнання до заземлених частин та частин приміщень чи обладнання, яке має з'єднання із землею.

В електроустановках з великим струмом замикання на землю опір заземлюючих установок в будь-яку пору року повинен бути не більше  $0,5 \text{ Ом}$ . Для заземлюючих установок в першу чергу використовуються природні заземлення, а також передбачено автоматичне відключення пошкодженої ділянки дії релейного захисту.

В якості натуральних заземлювачів використовується:

- прокладені під землею водопровідні та інші металеві трубопроводи, за виключенням трубопроводів горючих рідин, а також горючих чи вибухових газів;
- металеві конструкції приміщень, що мають з'єднання з землею;
- свинцеві оболонки прокладених в землі кабелів. В тому випадку, коли оболонки кабелів служать єдиним заземлювачем, вони в розрахунку заземлюючих установок враховуються при числі кабелів не менше двох.

В якості штучних заземлювачів застосовується кутова сталь розмірами від  $50 \times 50 \times 5$  до  $75 \times 75 \times 8 \text{ мм}$  та газові труби діаметром  $1,5 - 2''$ , довжиною  $2,5 - 3 \text{ м}$  з глибиною закладення  $0,7 - 0,8 \text{ м}$ , кругла сталь діаметром  $5 - 6 \text{ мм}$ , смугова сталь  $24 - 48 \text{ мм}^2$  товщиною не менше  $3 \text{ мм}$ , кутова сталь, товщина якої становить  $2 - 4 \text{ мм}$ , сталеві газові труби з товщиною стінок  $1,5 \text{ мм}$ .

Захисне заземлення є ефективним заходом захисту при живленні електроустаткування від електричних мереж. Захист заземлення спрямований на зниження напруги дотику, що досягається за рахунок малого опору заземлення в електроустановках з ізольованої нейтраллю (до  $1000 \text{ В}$  та  $6 - 36 \text{ кВ}$ ).

Електроустановки, що знаходяться на даному підприємстві отримують живлення від трифазної мережі, напругою  $380 \text{ В}$  з ізольованою нейтраллю. Для безпечної експлуатації необхідно зробити штучне захисне заземлення для установок та обладнання, що знаходяться у даному цеху.

Розраховуємо штучне заземлення для складального цеху. У якості електродів-заземлювачів приймаємо сталеві труби довжиною  $l = 3 \text{ м}$ , діаметр



яких  $d = 0,05 \text{ м}$ , що з'єднані між собою сталеву смугою, ширина якої  $b = 0,04 \text{ м}$ . Коефіцієнти використання заземлювачів  $\eta_3 = 0,67$  та з'єднувальної смуги  $\eta_c = 0,75$ . Відстань між заземлювачами становить  $a = 6 \text{ м}$ . Заглиблення верхнього кінця труби та з'єднувальної смуги становить  $H = 0,8 \text{ м}$ . Питомий опір ґрунту становить  $\rho = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  [5].

Визначаємо розрахунковий опір ґрунту  $\rho_p$ , в якому розміщений заземлювач:

$$\rho_p = \rho \cdot \psi,$$

де  $\rho$  – питомий опір ґрунту [5],

$$\rho = 30 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$\psi$  – кліматичний коефіцієнт, що вибирається у залежності від вологості ґрунту [7],

$$\psi = 1,32;$$

Звідси

$$\rho_p = 30 \cdot 1,32 = 39,6 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Визначаємо опір розтікання струму одиничного вертикального заземлювача, що є заглиблений нижче рівня землі на  $H = 0,8 \text{ м}$  [7]:

$$R_3 = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot l} \left( \ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \text{ Ом};$$

де  $t = H + 0,5l$  – відстань від поверхні ґрунту до середини труби,

$$t = 0,8 + 0,5 \cdot 3 = 2,3 \text{ м};$$

$$R_3 = \frac{39,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left( \ln \frac{2 \cdot 3}{0,05} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 14(4,7 + 0,3385) = 10,58 \text{ Ом};$$

Визначаємо необхідну кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_3}{R_H \cdot \eta_3},$$

де  $R_H$  – нормований опір для заземлюючого пристрою згідно ПУЕ,

$$R_H = 4 \text{ Ом};$$

$\eta_3$  – коефіцієнт використання заземлювачів [7];

$$n = \frac{10,58}{4 \cdot 0,67} = 3,95;$$

Приймаємо:

$$n = 4 .$$

Визначаємо довжину з'єднувальної смуги, якщо заземлювачі розміщені в ряд:

$$L_C = 1.05 \cdot a \cdot (n - 1),$$

де  $a$  – відстань між заземлювачами.

Приймаємо відстань між заземлювачами:

$$a = 6 \text{ м} .$$

$$L_C = 1.05 \cdot 6 \cdot (4 - 1) = 18,9 \text{ м} .$$

Опір розтікання струму з'єднувальної смуги [7]:

$$R_C = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot L_C} \cdot \ln \frac{2 \cdot L_C^2}{b \cdot H}, \text{ Ом};$$

$$R_C = \frac{39,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 18,9} \cdot \ln \frac{2 \cdot 18,9^2}{0,04 \cdot 0,8} = 3,34 \text{ Ом} .$$

Загальна величина опору розтікання струму заземлюючого пристрою:

$$R_{зп} = \frac{R_3 \cdot R_C}{R_3 \cdot \eta_C + R_C \cdot \eta_3 \cdot n} = \frac{10,58 \cdot 3,34}{10,58 \cdot 0,75 + 3,34 \cdot 0,67 \cdot 4} = 2,092 \text{ Ом} .$$

За результатами розрахунків величина опору штучних заземлювачів  $R_{зп} = 2,092 \text{ Ом}$ , що задовольняє вимогу  $R_{зп} < 4 \text{ Ом}$  згідно ПУЕ та забезпечує безпечну роботу на установці.