

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ МІСЬКОГО
ГОСПОДАРСТВА імені О.М. БЕКЕТОВА
Кафедра нафтогазової інженерії і технологій

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до кваліфікаційної роботи бакалавра
на тему: «Оптимізація проектних рішень при будівництві ділянки
магістрального газопроводу»

Виконав: студент 4 курсу групи НІТ2022-1

Олександр МАНЖЕЛІЙ

Керівник: д.т.н., проф. Іван КАПЦОВ

Рецензент: д.т.н., проф. Борис Ільченко

Харків – 2026 р.

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

Інститут, факультет Навчально-науковий інститут енергетичної, інформаційної та транспортної інфраструктури

Кафедра Нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень бакалавр

Спеціальність 185 – Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ:

В.о. завідувача кафедри
нафтогазової інженерії
та технологій



Роман ТКАЧЕНКО

«16» червня 2026 р..

З А В Д А Н Н Я

на кваліфікаційну роботу бакалавра

студента Манжелія Олександра Вікторовича

1.Тема роботи: «Оптимізація проєктних рішень при будівництві ділянки магістрального газопроводу».

затвержені наказом по університету від «22» травня 2026 р. № 440-03.

2. Термін подання студентом закінченої роботи 17.06.2026 р.

3. Вихідні дані до роботи: Загальні відомості про трубопровідний транспорт газу; Основні об'єкти і споруди магістрального газопроводу;

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці):

4.1основні відомості про природний газ і газопровідний транспорт; розрахунок режимів роботи системи магістрального газопроводу; базові теоретичні положення про компресорні станції ; принцип дії газоперекачувального агрегату в загальному вигляді; розрахунок режиму функціонування компресорної станції з урахуванням типу ГПА; роль запірної арматури в забезпеченні роботи технологічної обв'язки компресорної станції; Технології охолодження газу в процесі компримування та транспортування ; охорона праці та екологічна безпека.

5. Графічний матеріал (з точним зазначенням обов'язкових креслень)



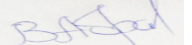
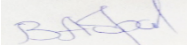
5.1 Схема розміщення проєктної ділянки газопроводу 5.2Технічні параметри газопроводу 5.3 Схема компоновання лінійної компресорної станції з ГПАЦ16

5.4 Функціональна схема роботи газоперекачувального агрегату

5.5 Газотурбінна установка ГТН-25 з нагнітачами типу PCL-1002/40

5.6 Основні технологічні вузли компресорної станції 5.7 Трубопровідна арматура лінійної ділянки газопроводу 5.8 Охорона праці та екологічна безпека 5.9 Висновок

6. Консультанти розділів роботи

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

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

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

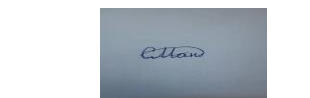
№ з/п	Найменування етапів кваліфікаційної роботи бакалавра	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Отримання завдання на виконання кваліфікаційної роботи бакалавра	25.05.2026	
	Аналіз проектних матеріалів і вихідних даних	26.05.2026	
2	Огляд і аналіз науково-технічної літератури за тематикою роботи	28.05.2026	
3	Одержання завдання на проектування	01.06.2026	
4	Інженерно-технічна характеристика траси проєктованого газопроводу	05.06.2026	
5	Технологічне проєктування компресорної станції	07.06.2026	
6	Розрахунок необхідної кількості компресорних станцій	08.06.2026	
7	Вибір типу газоперекачувального агрегату і розрахунок параметрів роботи компресорної станції	09.06.2026	
8	Проектування робіт по монтажу трубопровода	11.06.2026	
9	Проектування та розрахунок зварювання газопроводу	12.06.2026	
10	Виконання розділу з охорони праці	14.06.2026	
12	Оформлення пояснювальної записки	28.05-14.06.2026	
13	Оформлення графічного матеріалу	02.06-14.06.2026	
14	Рецензування кваліфікаційної роботи бакалавра	18.06.2026	
15	Здача закінченої кваліфікаційної роботи в ЕК	.06.2026	

Керівник _____



(доктор техн.наук, професор Капцов І. І.)

Студент-бакалавр _____



(Манжелій О. В.)

Реферат

Кваліфікаційна робота бакалавра містить: пояснювальна записка 64 с., 3 табл., 5 рис., 12 джерел, слайдів графічної частини в презентації

Кваліфікаційна робота бакалавра присвячена дослідженню та проектуванню системи транспортування природного газу магістральним газопроводом із забезпеченням необхідної продуктивності, надійності, безпеки та економічної ефективності експлуатації. У роботі розглянуто основні теоретичні положення щодо властивостей природного газу, особливостей його транспортування та функціонування газотранспортних систем. Виконано технологічний та гідравлічний розрахунок магістрального газопроводу. На основі фізико-хімічних характеристик природного газу визначено основні параметри транспортування, обґрунтовано вибір діаметра трубопроводу та проведено перевірку його міцності. Розроблено технологічну схему компресорної станції та виконано вибір основного обладнання. Для забезпечення необхідного режиму транспортування газу обрано газотурбінну компресорну станцію з відповідними газоперекачувальними агрегатами. Розглянуто застосування запірної арматури та систем охолодження газу після компримування.

Розглянуто питання охорони праці, пожежної безпеки та охорони навколишнього середовища під час будівництва й експлуатації магістрального газопроводу. Запропоновано комплекс організаційних, технічних та природоохоронних заходів, спрямованих на забезпечення безпечних умов праці, попередження аварійних ситуацій та мінімізацію негативного впливу на довкілля.

Ключові слова: природний газ, магістральний газопровід, газотранспортна система, компресорна станція, гідравлічний розрахунок, пропускна здатність.

ЗМІСТ

Вступ	7
1. Основні відомості про природний газ і газопровідний транспорт.....	8
Висновок.....	11
2. Розрахунок режимів роботи системи магістрального газопроводу.....	13
Висновок.....	18
3. Проектування технологічної схеми компресорної станції.....	20
3.1 Базові теоретичні положення про компресорні станції	20
3.2 Технологічна схема газотурбінного компресорного цеху.....	26
3.3 Принцип дії газоперекачувального агрегату в загальному вигляді	31
3.4 Розрахунок режиму функціонування компресорної станції з урахуванням типу ГПА	37
3.5 Роль запірної арматури в забезпеченні роботи технологічної обв'язки компресорної станції.....	41
3.6 Технології охолодження газу в процесі компримування та транспортування	44
Висновок	47
4. Охорона праці та екологічна безпека.....	49
4.1 Забезпечення безпечних умов праці персоналу.....	49
4.2 Пожежна безпека на магістральних газопроводах.....	54
4.3 Заходи щодо захисту земельних ресурсів і ґрунтового покриву	56
4.4 Заходи щодо збереження флори і фауни	57
4.5 Заходи зі зменшення забруднення атмосферного повітря	58
4.6 Заходи з охорони довкілля під час зберігання відходів.	58

Висновок	59
ВИСНОВОК	61
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА.....	63

ВСТУП

Найважливішою функцією газотранспортної системи є забезпечення необхідних обсягів транспортування газу та безперебійного постачання природного газу споживачам. Під час проєктування, будівництва, експлуатації, реконструкції та модернізації газотранспортної системи, її основних об'єктів і енерготехнологічного обладнання вирішуються завдання підвищення надійності роботи ГТС, а також зменшення енергетичних витрат при магістральному транспортуванні природного газу.

Роль трубопровідного транспорту в нафтогазовій галузі є надзвичайно важливою. Він виступає основним і одним із найдешевших способів транспортування газу від місць видобутку до газопереробних підприємств і пунктів експорту. Магістральні трубопроводи, забезпечуючи енергетичну безпеку держави, водночас сприяють розвантаженню залізничного транспорту, що дозволяє використовувати його для перевезення інших важливих для економіки вантажів.

У процесі експлуатації трубопроводів змінюються коефіцієнти гідравлічного опору внаслідок утворення гідратів, накопичення конденсату та відкладення шламу у внутрішній порожнині труби. З часом також погіршуються міцнісні характеристики трубопроводів, що призводить до зниження максимально допустимого тиску газу. Достовірність моделювання режимів роботи компресорних станцій (КС) і компресорних цехів (КЦ) значною мірою залежить від точності інформації про стан газоперекачувальних агрегатів (ГПА) та їх газодинамічні характеристики.

Технологічний розрахунок магістрального газопроводу є складним комплексним завданням, що потребує спеціального підходу до його виконання. Він дає змогу найбільш точно визначити основні параметри газопроводу, встановити необхідну кількість компресорних станцій та обрати тип газоперекачувальних агрегатів, що є необхідним для проєктування та експлуатації магістрального газопроводу.

1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПРИРОДНИЙ ГАЗ І ГАЗОПРОВІДНИЙ ТРАНСПОРТ

Природний газ — це суміш горючих газів, що добуваються з надр Землі. Основною його складовою є метан (CH_4), вміст якого може досягати 98%. Решта частини суміші представлена насиченими вуглеводнями: етаном (C_2H_6), пропаном (C_3H_8), бутаном (C_4H_{10}) і пентаном (C_5H_{12}). Крім того, до складу природного газу в невеликих кількостях входять азот (N_2), вуглекислий газ (CO_2), а інколи також сірководень (H_2S), водень (H_2) та інші компоненти.

Природні гази поділяються на три основні групи:

1. Гази чисто газових родовищ, тобто суміші сухих газів, які не містять важких вуглеводнів;
2. Гази газоконденсатних родовищ, у яких газ міститься разом із конденсатом (конденсат — це широка фракція, що включає бензин, лігроїн, гас і солярове масло);
3. Попутні нафтові гази.

У більшості випадків природні гази не мають вираженого запаху або характеризуються слабким запахом, подібним до бензину, а за наявності сірковмісних домішок можуть мати запах сірководню. Природні та попутні гази, що транспортуються магістральними газопроводами, майже завжди містять різні тверді домішки (пісок, пил, зварювальний шлак, окалину тощо), а також рідкі домішки (воду, конденсат, масло). Основна частина таких домішок потрапляє в газопровід разом із газом зі свердловин.

Газопровід — це інженерна споруда, призначена для транспортування газу (переважно природного) трубопровідним способом. Подача газу по газопроводах і газових мережах здійснюється під певним надлишковим тиском[3]..

Під магістральним газопроводом розуміють комплекс інженерних споруд, призначених для транспортування природного або попутного нафтового газу від газових чи нафтових промислів до споживачів (міст, населених пунктів, промислових підприємств та електростанцій).

Магістральні газопроводи призначені для транспортування газу на великі відстані. Через певні інтервали вздовж траси розміщують газокомпресорні станції, які підтримують необхідний тиск у трубопроводі. У кінцевих пунктах магістральних газопроводів встановлюються газорозподільні станції, де тиск газу знижується до рівня, потрібного для подачі споживачам.

Система магістральних газопроводів — це сукупність магістральних газопроводів, що складається з двох і більше ниток або ділянок з однаковим робочим тиском, з'єднаних внутрішньосистемними перемичками та здатних працювати в спільному гідравлічному режимі (або з різними рівнями тиску у випадку з'єднання через редуційні вузли).

Газопроводи розподільних мереж призначені для транспортування газу від газорозподільних станцій до кінцевих споживачів.

Газопроводи розрізняють за такими видами:

1. За тиском в магістралі:

магістральні: першої категорії - до 10 МПа ; другої категорії - до 2,5 МПа

2. Розподільні:

газопроводи високого тиску 1 категорії — від 0,6 до 1,2 МПа включно;

газопроводи високого тиску 2 категорії — від 0,3 до 0,6 МПа включно;

газопроводи середнього тиску — від 0,005 до 0,3 МПа включно;

газопроводи низького тиску — до 0,005 МПа включно (побутові газопроводи) [3]..

3. За способом прокладання:

Зовнішній газопровід охоплює всі ділянки системи, розташовані поза межами приміщень. До нього належать підземні, наземні та надземні частини, що простягаються до футляра при введенні газопроводу в будівлю.

Внутрішній газопровід — це трубопровід, прокладений від зовнішньої частини будівлі до місця підключення внутрішніх вузлів опалювальних приладів, розташованих усередині споруди.

Єдина система газопостачання — це майновий виробничий комплекс, що включає технологічно, організаційно та економічно взаємопов'язані й централізовано керовані виробничі та інші об'єкти, призначені для видобутку, транспортування, зберігання та постачання газу. Вона перебуває у власності організації, створеної у визначеній цивільним законодавством організаційно-правовій формі та порядку, яка отримала ці об'єкти у власність у процесі приватизації або створила чи придбала їх на інших законних підставах.

Для будівництва магістральних газопроводів переважно використовують зварні труби з поздовжнім швом, виготовлені з низьколегованих або маловуглецевих мартенівських спокійних сталей, у яких вміст вуглецю в металі не перевищує 0,27%. Сталь труб повинна добре піддаватися зварюванню. Показники хімічного складу та механічних властивостей металу труб, що допускаються до використання в магістральних газопроводах, мають відповідати вимогам технічних умов або чинних ДСТУ.

Робочий тиск (нормативний) — це встановлений проєктом максимальний надлишковий внутрішній тиск, за якого забезпечується заданий режим експлуатації газопроводу; він визначається в перерізі вихідного трубопроводу газового компресора[3].

Продуктивність газопроводу — це обсяг газу, виміряний у м³ за умов 293 К і 0,1013 МПа, який транспортується газопроводом за визначений розрахунковий період (рік, сезон, квартал або місяць).

Пропускна здатність газопроводу або його ділянки — це максимальна кількість газу, яка може бути транспортована по газопроводу за добу за умов стаціонарного режиму роботи, максимального використання встановленої потужності газоперекачувальних агрегатів та заданих розрахункових параметрів, зокрема граничних умов на початку і в кінці газопроводу, робочого тиску вздовж траси, гідравлічної ефективності, температури навколишнього повітря і ґрунту, а також температури охолодження газу тощо.

Розрахункова пропускна здатність магістрального газопроводу або його ділянки, необхідна для забезпечення заданої продуктивності, визначається як максимальна добова пропускна здатність[1].

Висновок до розділу 1

У даному розділі розглянуто основні відомості про природний газ, його склад, властивості та класифікацію залежно від умов залягання і видобутку. Природний газ є одним із найважливіших енергоносіїв сучасності, основним компонентом якого є метан, а його фізико-хімічні характеристики визначають вимоги до підготовки, транспортування та використання.

Проаналізовано призначення та особливості функціонування газопровідного транспорту як основного засобу доставки природного газу від місць видобутку до кінцевих споживачів. Розглянуто структуру газотранспортної системи, яка включає магістральні та розподільні газопроводи, компресорні та газорозподільні станції, а також інші об'єкти, що забезпечують безперервне та надійне транспортування газу.

Визначено основні класифікаційні ознаки газопроводів за призначенням, робочим тиском і способом прокладання. Особливу увагу приділено

магістральним газопровадам, які забезпечують транспортування значних обсягів природного газу на великі відстані та є ключовим елементом єдиної системи газопостачання. Розглянуто вимоги до матеріалів труб, основні параметри роботи газопроводів, зокрема робочий тиск, продуктивність і пропускну здатність.

Ефективність і надійність функціонування газотранспортної системи значною мірою визначаються фізико-хімічними властивостями природного газу, технічними характеристиками трубопроводів та раціональною організацією процесу транспортування. Отримані теоретичні відомості є необхідною основою для подальшого виконання технологічних і гідравлічних розрахунків магістрального газопроводу та компресорних станцій.

2. РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ СИСТЕМИ МАГІСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДУ

Траса проєктованого магістрального газопроводу проходить територією Лозівського району Харківської області між населеними пунктами Троїцьке, Лозове та Першотравенськ. прокладена по рівнинній освоєній сільськогосподарській місцевості з переважанням орних земель. Рельєф території слабо хвилястий, без значних перепадів висот і складних природних перешкод. Газопровід проходить поза межами щільної житлової забудови, перетинаючи окремі польові дороги, автомобільні шляхи місцевого значення та незначні водні об'єкти. Інженерно-геологічні умови району є сприятливими для будівництва та експлуатації магістрального газопроводу. Температурний режим території визначається особливостями циркуляції та трансформації повітряних мас. У літній період середньомісячна температура повітря в липні, який є найтеплішим місяцем року, коливається в межах від **+24 до +32 °С**. У зимовий період найнижчі температури характерні для січня, середньомісячна температура якого змінюється від **-20 до -28 °С**.

Вихідні дані:

Довжина траси: **L = 11 км**

Діаметр газопроводу: **Dн = 1220 мм**

Внутрішній діаметр: **Dвн ≈ 1188 мм** (при $\delta = 16$ мм)

Продуктивність: **Q = 34 млрд м³/рік**

Тиск на виході КС: **Pнаг = 7,46 МПа**

Тиск на вході КС: **Pвс = 5,10 МПа**

Таблиця 2.1 – Склад транспортованого газу, % об'ємні

Склад газу	ρ	M	%
CH ₄ (Метан)	0,668	16,03	91
C ₂ H ₆ (Етан)	1,263	30,06	2,5
C ₃ H ₈ (Пропан)	1,871	44,08	3,2
C ₄ H ₁₀ (Бутан)	2,518	58,13	1,3
C ₅ H ₁₂ (Пентан)	3,227	75,14	0,6

CO ₂ (Діоксид вуглерода)	1,843	64,06	1,0
N ₂ (Азот)	1,164	28,03	0,4

Визначення робочого (надлишкового) тиску в газопроводі :

Для будівництва газопроводу обираємо безшовні сталеві гарячедеформовані труби із зовнішнім діаметром $D_n = 1220$ мм , виготовлені з маловуглецевої сталі Ст10. Відповідно до обраного зовнішнього діаметра приймаємо робочий (надлишковий) тиск $P = 7$ МПа. Значення абсолютного тиску на вході та виході відцентрового нагнітача становлять відповідно $P_{вс} = 5,10$ МПа та $P_{наг} = 7,46$ МПа

Виконаємо розрахунок розрахункового опору металу труби:

$$R_1 = \frac{\sigma_{ср} \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{353 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 226,93 \text{ МПа} \quad (2.1)$$

$\sigma_{ср}$ — тимчасовий опір сталі на розрив, $\sigma_{ср} = 353$ МПа;

m — коефіцієнт умов роботи, $m = 0,9$;

k_1 — коефіцієнт умов роботи, $k_1 = 1,4$;

k_H — коефіцієнт надійності за призначенням, $k_H = 1$.

Товщина стінки труби:

p — робочий тиск у трубопроводі, МПа;

p_r — коефіцієнт надійності за навантаженням, який визначається згідно зі СНіП 2.05.06-85;

R_1 — розрахунковий опір металу труби, МПа.

Приймаємо стандартну товщину стінки труби $\delta = 3$ мм.

Внутрішній діаметр газопроводу:

Щільність газу за стандартних умов (20 °С і 0,101325 МПа) [2].:

$$\rho = x_1 \cdot \rho_1 + x_2 \cdot \rho_2 + x_3 \cdot \rho_3 + x_4 \cdot \rho_4 + x_5 \cdot \rho_5 + x_6 \cdot \rho_6 + x_7 \cdot \rho_7 \quad (2.2)$$

x_1, \dots, x_n — частка кожного компонента у суміші для заданого складу газу;

ρ_1, \dots, ρ_n — густина кожного компонента за стандартних умов (293 К),

кг/м³.

$$\rho = 0,91 \cdot 0,669 + 0,025 \cdot 1,264 + 0,032 \cdot 1,872 + 0,013 \cdot 2,519 + 0,006 \cdot 3,228 + 0,01 \cdot 1,842 + 0,004 \cdot 1,165 = 0,775 \text{ кг/м}^3$$

x_1, \dots, x_n - частка кожного компонента в суміші для даного складу газу;

ρ_1, \dots, ρ_n - щільність компонента при стандартних умовах (293К), кг/м³.

Розрахунок молярної маси

$$M = x_1 \cdot M_1 + x_2 \cdot M_2 + x_3 \cdot M_3 + x_4 \cdot M_4 + x_5 \cdot M_5 + x_6 \cdot M_6 + x_7 \cdot M_7 \quad (2.3)$$

$$M = 0,91 \cdot 16,04 + 0,025 \cdot 30,07 + 0,032 \cdot 44,09 + 0,013 \cdot 58,12 + 0,006 \cdot 75,15 + 0,01 \cdot 64,07 + 0,004 \cdot 28,02 = 18,72 \text{ кг/кмоль}$$

M_1, \dots, M_n - молярна маса компоненту, кг/кмоль.

Розрахунок газової сталої:

$$R = \frac{\bar{R}}{M} = \frac{8314,4 \text{ Дж}/(K \cdot \text{кмоль})}{18,72 \text{ кг/кмоль}} = 444,12 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot K) \quad (2.4)$$

\bar{R} - універсальна газова постійна, $\bar{R} = 8314,4 \text{ Дж}/(\text{кмоль} \cdot K)$.

Псевдокритичні температура і тиск газової суміші:

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho) \quad (2.5)$$

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + 0,775 \text{ кг/м}^3) = 207,87 K$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - 0,775 \text{ кг/м}^3) = 4,53 \text{ МПа}$$

Відносна щільність газу:

$$\Delta = \rho / \rho_B \quad (2.6)$$

$$\Delta = \frac{0,775 \text{ кг/м}^3}{1,206 \text{ кг/м}^3} = 0,64$$

ρ_B - щільність повітря при стандартних умовах, $\rho_B = 1,206 \text{ кг/м}^3$.

Розрахунок добової продуктивності газопроводу:

$$Q = \frac{Q_G}{365 \cdot k_{год}} \quad (2.7)$$

$$Q = \frac{34 \cdot 10^9 \text{ м}^3/\text{год}}{365 \cdot 0,75} = 124,2 \text{ млн м}^3/\text{сут} = 0,0014375 \text{ млн м}^3/\text{с}$$

Q_G – об'єм транспортуемого газу, млрд. м³/рік;

$k_{год}$ - середньорічний коефіцієнт нерівномірності транспорту газу.

Визначення кількості компресорних станцій та відстані між ними

Значення тиску на початку ділянки газопроводу: $P_H = P_{НАГ} - \Delta P_{НАГ}$ (2.8)

$$P_H = 7,46 \text{ МПа} - 0,07 \text{ МПа} = 7,39 \text{ МПа}$$

$\Delta P_{НАГ}$ — величина втрат тиску в трубопроводі, розташованому між компресорним цехом та вузлом приєднання до лінійної частини магістрального газопроводу, з урахуванням втрат у системі охолодження газу, що транспортується, МПа .

Значення тиску в кінці ділянки газопроводу[2].:

$$P_K = P_{ВС} + \Delta P_{ВС} \quad (2.8)$$

$$P_K = 5,1 \text{ МПа} + 0,13 \text{ МПа} = 5,23 \text{ МПа}$$

$\Delta P_{ВС}$ — втрати тиску газу на вході до компресорної станції з урахуванням втрат у підвідних шлейфах та вузлі очищення газу, МПа.

Визначення середньої температури газу на лінійній частині трубопроводу:

$$T_{CP} = (T_O + T_H) / 2 \quad (2.9)$$

$$T_{CP} = (296 \text{ K} + 303 \text{ K}) / 2 = 299,5 \text{ K}$$

T_O — температура навколишнього середовища на глибині прокладання газопроводу, К;

T_H — температура середовища на глибині залягання газопроводу, яка становить 303–313 К.

Коефіцієнт гідравлічного опору тертя:

$$\lambda_{TP} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot k_{\text{э}}}{D_{\text{вн}}} \right)^{0,2} = 0,067 \cdot \left(\frac{2 \cdot 0,03 \text{ мм}}{51 \text{ мм}} \right)^{0,2} = 0,017 \quad (2.10)$$

k_e — еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб; для суцільних труб без внутрішнього антикорозійного покриття її значення приймається рівним **0,03 мм**.

Розрахунковий коефіцієнт гідравлічного опору:

$$\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{TP}}{E^2} = 1,05 \cdot \frac{0,017}{0,95^2} = 0,0188$$

E — показник гідравлічної ефективності газопроводу. За умови обладнання трубопроводу засобами для очищення внутрішньої порожнини приймають $E = 0,95[2]$.

Визначення середнього тиску в газопроводі:

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_H + \frac{P_K^2}{P_H + P_K} \right) \quad (2.11)$$

$$P_{CP} = \frac{2}{3} \cdot \left(7,39 \text{ МПа} + \frac{5,23^2 \text{ МПа}^2}{7,39 \text{ МПа} + 5,23 \text{ МПа}} \right) = 6,37 \text{ МПа}$$

Приведені значення тиску та температури:

$$P_{PP} = P_{CP} / P_{ПК} \quad (2.12)$$

$$P_{PP} = \frac{6,37 \text{ МПа}}{4,53 \text{ МПа}} = 1,4$$

$$T_{PP} = T_{CP} / T_{ПК} \quad (2.13)$$

$$T_{PP} = \frac{299,5 \text{ К}}{207,87 \text{ К}} = 1,44$$

Визначення коефіцієнта стисливості газу:

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{PP}}{\tau} \quad (2.14)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{PP} + 0,78 \cdot T_{PP}^2 + 0,0107 \cdot T_{PP}^3$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,44 + 0,78 \cdot 1,44^2 + 0,0107 \cdot 1,44^3 = 0,23$$

$$Z_{CP} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,4}{0,23} = 0,853$$

Z_{CP} - середній по довжині коефіцієнт стисливості газу,

$$Z_{CP} = f(P_{CP}, T_{CP}); \quad (2.15)$$

Розрахунок відстані між компресорними станціями[2].:

$$L = \frac{105,087^2 \cdot D_{\text{вн}}^5 \cdot (P_H^2 - P_K^2)}{Q^2 \cdot \Delta \cdot \lambda \cdot Z_{CP} \cdot T_{CP}} \quad (2.16)$$

$$L = \frac{105,087^2 \cdot 0,051^5 \cdot m^5 \cdot (7,39^2 Pa^2 - 5,23^2 Pa^2) \cdot 10^{12}}{\left(\frac{124,2}{3600 \cdot 24}\right)^2 (m^3 / c)^2 \cdot 10^{12} \cdot 0,64 \cdot 0,0188 \cdot 0,853 \cdot 299,5K} = 16352 \text{ м}$$

Для транспортування природного газу обсягом 34 млрд м³/рік по магістральному газопроводу діаметром 1220 мм приймається одна головна компресорна станція газотурбінного типу. Компресорний цех обладнується чотирма газоперекачувальними агрегатами потужністю по 25 МВт (три робочих та один резервний), що забезпечують підвищення тиску газу з 5,10 до 7,46 МПа. До складу компресорної станції входять вузол очищення газу, компресорний цех, апарати повітряного охолодження газу, система паливного газу, електротехнічне обладнання, автоматизована система керування та допоміжні споруди. Загальна встановлена потужність компресорної станції становить близько 100 МВт[2]..

Висновок до розділу 2

У даному розділі виконано розрахунок основних режимних параметрів роботи системи магістрального газопроводу, призначеного для транспортування природного газу територією Лозівського району Харківської області. Аналіз природно-кліматичних, рельєфних та інженерно-геологічних умов району прокладання траси показав, що вони є сприятливими для будівництва та подальшої експлуатації магістрального газопроводу. На основі заданого компонентного складу газу визначено його фізико-хімічні характеристики, зокрема густину, молярну масу, газову сталу, відносну густину, а також псевдокритичні параметри газової суміші. Отримані результати дали можливість визначити коефіцієнт стисливості та інші параметри, необхідні для гідравлічного розрахунку системи транспортування газу. Для забезпечення заданої продуктивності 34 млрд м³/рік прийнято магістральний газопровід із зовнішнім діаметром 1220 мм та робочим тиском 7 МПа. Виконано розрахунок міцності трубопроводу, визначено необхідні геометричні параметри труби та підтверджено відповідність обраної

конструкції вимогам надійності та безпеки експлуатації. У процесі розрахунку встановлено значення тиску на початку та в кінці лінійної ділянки газопроводу, визначено середню температуру транспортування газу, коефіцієнт гідравлічного опору тертя, середній тиск і коефіцієнт стисливості газу. Отримані результати дозволили оцінити гідравлічний режим роботи газопроводу та визначити раціональні параметри його експлуатації. За результатами розрахунків відстані між компресорними станціями встановлено, що для проектної ділянки довжиною 11 км будівництво проміжних компресорних станцій не є необхідним, оскільки транспортування газу забезпечується за рахунок тиску, створюваного головною компресорною станцією.

3.ПРОЄКТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ СХЕМИ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ

3.1 Базові теоретичні положення про компресорні станції

Компресорна станція — це стаціонарна або пересувна (самохідна чи мобільна) установка, призначена для отримання стиснених газів. Отриманий стиснений газ або повітря може використовуватися як енергоносії (наприклад, для пневматичного інструменту), як сировина (для виділення окремих газів із повітря), а також як кріоагент (зокрема азот).

Станція включає компресор та допоміжне (додаткове) обладнання. Найчастіше компресорна станція виконується у вигляді блок-боксу, у якому розміщується все обладнання разом із необхідними обв'язками. Такі установки також можуть бути оснащені системами пожежогасіння, освітлення, вентиляції, сигналізації, газоаналізу тощо.

Крім того, газоперекачувальні компресорні станції забезпечують транспортування газу магістральними трубопроводами, а також його закачування у підземні сховища.

Найчастіше таке обладнання називають «компресорною станцією високого тиску», оскільки станції забезпечують підвищення тиску в газопроводі, що сприяє збільшенню його пропускної здатності.

Залежно від масштабу газопровідної системи розрізняють стаціонарні та пересувні компресорні станції (КС).

У таблиці 3.1 наведено втрати тиску газу на КС залежно від робочого тиску в газопроводі.

Компресорний цех є складовою частиною компресорної станції та виконує основні технологічні процеси, зокрема очищення, компримування та охолодження газу[4].

Таблиця 3.1 – Втрати тиску на компресорній станції

Тиск в газопроводі (надлишкове), МПа	Втрати тиску газу на КС, МПа				
	всього		в т.ч.		
	при одно-ступеневій очистці газу	при двух-ступіневій очистці газу	на всмоктування		на нагнетання
			при одно-ступеневій очистці газу	при двух-ступіневій очистці газу	
5,40	0,14	0,21	0,07	0,14	0,06
7,35	0,22	0,31	0,13	0,18	0,12
9,81	0,25	0,33	0,14	0,20	0,14

Технологічна обв'язка компресорного цеху (КЦ) призначена для:

- приймання технологічного газу на КС з магістрального газопроводу;
- очищення технологічного газу від механічних домішок і краплинної вологи у пиловловлювачах та фільтрах-сепараторах;
- розподілу потоків газу для подальшого стискання та регулювання схеми завантаження газоперекачувальних агрегатів (ГПА);
- охолодження газу після компримування в апаратах повітряного охолодження (АВО) газу;
- виведення КЦ на станційне «кільце» під час пуску та зупинки;
- подачі газу до магістрального газопроводу;
- забезпечення транзитного проходу газу по магістральному газопроводу в обхід КС;
- за потреби — скидання газу в атмосферу з усіх технологічних газопроводів компресорного цеху через свічкові пристрої.

Компресорна станція, залежно від кількості ниток магістральних газопроводів, може включати один, два або більше компресорних цехів, які оснащуються одним чи кількома типами газоперекачувальних агрегатів.

Газоперекачувальний агрегат (ГПА) призначений для компримування природного газу на компресорних станціях газопроводів та підземних сховищах. До його складу входять нагнітач природного газу, привід нагнітача, всмоктувальні та вихлопні пристрої (у випадку газотурбінного приводу), системи автоматизації, маслосистема, паливно-повітряні та масляні

комунікації, а також допоміжне обладнання.

ГПА поділяють: за типом нагнітачів — на поршневі газомоторні компресори (газомотокомпресори) та агрегати з відцентровими нагнітачами; за типом приводу — на ГПА з газовим двигуном внутрішнього згоряння (газомоторні двигуни), з газотурбінним приводом і з електроприводом.

У свою чергу, ГПА з газотурбінним приводом поділяються на агрегати зі стаціонарними газотурбінними установками та на агрегати з приводами від газотурбінних двигунів авіаційного або суднового типу[4].

У порівнянні з поршневими компресорами відцентрові нагнітачі мають низку переваг. Насамперед це компактність і висока продуктивність, простота конструкції, невелика кількість тертьових деталей, відсутність зворотно-поступального руху, рівномірна подача газу та більш сприятливі умови для автоматизації процесів.

Відцентрові нагнітачі зазвичай виконуються у вигляді одноступінчастої турбомашини з осьовим підведенням газу до консольно розміщеного робочого колеса.

У двовальній конструкції одна секція турбіни з'єднана з нагнітачем, а інша — з осьовим компресором, тому зміна швидкості нагнітача не впливає на швидкість осьового компресора, що забезпечує більш широкі можливості регулювання продуктивності нагнітача.

На компресорних станціях з електроприводом для стиснення газу використовують відцентрові нагнітачі, принцип дії яких базується на динамічній взаємодії лопаток з потоком газу, що проходить через обертове робоче колесо. Високі окружні швидкості та значні швидкості руху газу дозволяють отримувати велику продуктивність при відносно невеликих габаритах обладнання. Підвищення тиску у відцентровому нагнітачі відбувається внаслідок перетворення кінетичної енергії потоку в потенційну.

Газ, який надходить до відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів, повинен бути попередньо очищений від механічних домішок, вологи та конденсату, оскільки їх наявність може призвести до пошкодження обладнання. Після компримування температура газу підвищується до 50–80 °С, що може спричинити зниження пропускної здатності газопроводу та значні температурні перепади. Відцентрові нагнітачі застосовують при продуктивності газопроводу понад 7 млрд м³ на рік, а їх вибір за потужністю здійснюють на основі газодинамічних характеристик[4].

ККД газового компресора (нагнітача) політропний — це відношення питомої корисної політропної роботи (політропного напору) до різниці ентальпій (повного напору), визначених за параметрами газу, вимірними у перерізах вхідного та вихідного патрубків (фланців).

Ступінь підвищення тиску (ступінь стиснення) — це відношення абсолютних тисків газу, вимірних у перерізах вихідного та вхідного патрубків (фланців) компресора.

Номінальна потужність ГПА в станційних умовах — це потужність на муфті газотурбінної установки (ГТУ), за температури 15 °С та атмосферного тиску 0,1013 МПа, без відбору стисненого повітря та з урахуванням гідравлічних втрат у вхідному і вихідному трактах, а також за відсутності утилізаційного теплообмінника.

Розташовувана потужність — це максимальна робоча потужність на муфті газового компресора (нагнітача), яку здатний розвивати привід за конкретних станційних умов.

Залежно від типу відцентрових нагнітачів, що застосовуються на компресорних станціях, розрізняють дві основні схеми обв'язки ГПА:

- схема з паралельною колекторною обв'язкою, характерна для повнонапірних нагнітачів;

- схема з послідовно-паралельною обв'язкою, характерна для неповнонапірних нагнітачів.

Повнонапірні нагнітачі мають проточну частину, сконструйовану таким чином, що за номінальної частоти обертання ротора забезпечується ступінь стиснення до 1,45–1,50, яка визначається розрахунковими проектними тисками газу на вході та виході компресорної станції[5].

Неповнонапірні нагнітачі характеризуються проточною частиною, розрахованою на ступінь стиснення 1,23–1,25. Під час експлуатації інколи виникає потреба у дво- або триступеневому стисненні газу, тобто у забезпеченні ступеня стиснення 1,45 і більше. Це переважно властиво станціям підземного зберігання газу.

Для відключення компресорної станції (цеху) від газопроводу необхідно передбачати запірну арматуру з дистанційним та місцевим керуванням, встановлену на всмоктувальних і нагнітальних шлейфах станції (цеху).

На кожному нагнітальному шлейфі також необхідно передбачати встановлення зворотного клапана.

На всмоктувальних і нагнітальних шлейфах компресорної станції (цеху), між відсічною арматурою (станційні крани №7 і №8) та самою компресорною станцією (цехом), слід встановлювати продувні свічки для стравлювання газу з обладнання та трубопроводів.

Газ, який надходить до відцентрових нагнітачів газоперекачувальних агрегатів, повинен бути очищений від механічних домішок, вологи та конденсату, оскільки їх наявність може призвести до пошкодження обладнання. Після компримування температура газу у відцентрових нагнітачах підвищується до 50–80 °С, що може негативно впливати на роботу системи.

У разі розміщення компресорних станцій на відстані понад 700 м від магістрального газопроводу необхідно встановлювати додаткові крани на відстані 250 м від огорожі КС.

Для аварійної зупинки компресорної станції (цеху) необхідно передбачати автоматичне відключення станції (цеху) від газопроводу, скидання газу з обладнання та трубопроводів, а також зупинку всіх газоперекачувальних агрегатів.

Слід забезпечити дублювання сигналу (команди) на аварійну зупинку[5]..

Втрати тиску газу в технологічних трубопроводах і обладнанні компресорної станції необхідно визначати: у трубопровідній обв'язці — за проєктними геометричними характеристиками, а в обладнанні — відповідно до технічних характеристик заводів-виробників.

Запірна арматура для технологічних газопроводів повинна виготовлятися зі сталі.

На допоміжних технологічних трубопроводах (масла, води, антифризу, повітря тощо) залежно від тиску та температури робочого середовища слід застосовувати арматуру:

- з ковкого чавуну — за температури не нижче мінус 30 °С і не вище плюс 150 °С та тиску до 1,6 МПа;
- із сірого чавуну — за температури не нижче мінус 10 °С і не вище плюс 100 °С та тиску до 0,6 МПа.

На ділянках трубопроводів, що зазнають вібрацій, необхідно використовувати сталеву арматуру. Також сталеву арматуру слід застосовувати на маслопроводах у межах обв'язки газоперекачувальних агрегатів і на масляних трубопроводах у межах будівлі компресорного цеху.

Устаткування, труби та арматуру на всмоктувальних і нагнітальних лініях компресорних станцій, а також вузла підключення КС, необхідно

розраховувати на міцність за максимальним розрахунковим тиском нагнітання.

Дренажні лінії, продувні та стічні свічки слід проєктувати з урахуванням максимального робочого тиску у відповідних апаратах і трубопроводах. Тиск гідравлічних випробувань дренажних, продувних і скидних свічок приймається рівним тиску гідравлічних випробувань відповідних основних трубопроводів[4].

Викиди газу з продувних свічок на компресорній станції повинні розміщуватися у місцях, що забезпечують безпечні умови його розсіювання. Розташування та висота продувних і скидних свічок, а також вихлопних стояків визначаються згідно з вимогами норм технологічного проєктування.

Газопроводи поза будівлями та установками на майданчиках компресорних станцій (КС), як правило, прокладають підземним способом. Допускається також надземне прокладання на низьких опорах.

Маслопроводи, як правило, виконують надземними на низьких опорах, однак допускається їх прокладання в підземних лотках. Також маслопроводи повинні бути оснащені тепловими супутниками та теплоізоляцією.

Трубопроводи повітря та антифризу зазвичай прокладають надземно на низьких опорах, але допускається і їх підземне прокладання. У місцях перетину надземних трубопроводів із пішохідними доріжками необхідно передбачати перехідні містки[5].

3.2 Технологічна схема газотурбінного компресорного цеху

Для транспортування природного газу обсягом 34 млрд м³/рік по магістральному газопроводу діаметром 1220 мм приймається одна головна компресорна станція газотурбінного типу. Компресорний цех обладнується чотирма газоперекачувальними агрегатами потужністю по 25 МВт (три робочих та один резервний), що забезпечують підвищення тиску газу з 5,10 до

7,46 МПа. До складу компресорної станції входять вузол очищення газу, компресорний цех, апарати повітряного охолодження газу, система паливного газу, електротехнічне обладнання, автоматизована система керування та допоміжні споруди. Загальна встановлена потужність компресорної станції становить близько 100 МВт.

Розглянемо детальніше технологічну схему газотурбінного компресорного цеху з повнонапірними відцентровими нагнітачами, наведену на рисунку 3.1.

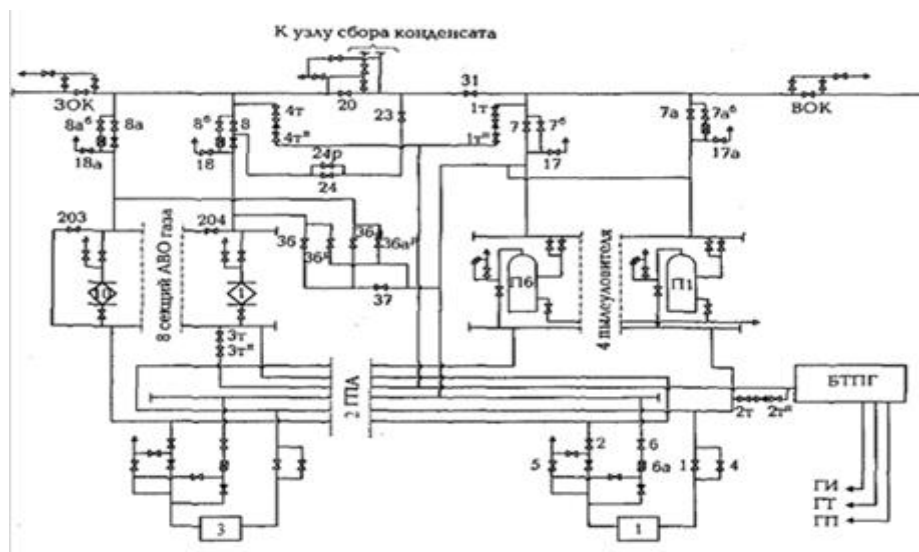


Рисунок 3.1 – Технологічна схема газотурбінного компресорного цеху з повнонапірним відцентровим нагнітачем

Основне технологічне обладнання КС-19а — компресорні агрегати та пиловловлювачі — прийнято вітчизняного виробництва, а повітряні холодильники газу — фірми «Крезолуар» (Франція).

На майданчику установки охолодження газу розміщено десять газових холодильників у комплекті з арматурою фірми «Крезолуар», а також трубопроводи та необхідну арматуру пускових контурів.

Споруди та обладнання допоміжного технологічного призначення, зокрема установка підготовки паливного, пускового та імпульсного газів, а також ємність для збору конденсату, розміщені на окремих майданчиках з

урахуванням їх технологічного призначення, скорочення довжини технологічних комунікацій та вимог правил вибухо- і пожежобезпеки[5].

У технологічній схемі КС-19а передбачено такі основні процеси обробки газу[4].:

1. очищення газу від пилу та рідини;
2. стиснення (компримування) газу;
3. охолодження газу.

На компресорній станції, окрім основних установок для підготовки газу, передбачено такі допоміжні системи:

система паливного, пускового та імпульсного газу;

система промивання проточної частини турбокомпресорів;

система підживлення антифризом замкнутої системи охолодження масел;

система підготовки та споживання стисненого повітря;

система маслопостачання.

Газ із магістрального газопроводу $D_u = 1200$ мм, проходячи через східний охоронний кран (ВОК), надходить до вузла підключення компресорної станції до магістрального газопроводу. Охоронний кран ВОК призначений для автоматичного відключення магістрального газопроводу від станції у разі виникнення аварійних ситуацій на вузлі підключення, технологічній обв'язці компресорної станції, цеху або обв'язці газоперекачувальних агрегатів (ГПА). З метою підвищення надійності роботи КС та зменшення втрат тиску на тертя на всмоктуванні і нагнітанні прийнято двошлейфову систему підключення.

З вузла підключення газ двома вхідними шлейфами $D_u = 1000$ мм при відкритих кранах №7 і 7а надходить на установку пиловловлювачів.

Підключення пиловловлювачів виконано за колекторною схемою. Очищений газ із пиловловлювачів двома трубопроводами $Dy = 1000$ мм подається на всмоктування компресорних агрегатів. Стиснений у компресорному цеху газ двома трубопроводами $Dy = 1000$ мм направляється на охолодження в апарати повітряного охолодження (АВО), підключені за колекторною схемою, після чого двома шлейфами $Dy = 1000$ мм через відкриті крани №8 і 8а повертається до магістрального газопроводу[4].

На магістральному газопроводі після компресорної станції встановлено західний охоронний кран (ЗОК), функції якого аналогічні до східного охоронного крана (ВОК), що розташований перед КС.

Між всмоктувальними (вхідними) та нагнітальними (вихідними) шлейфами передбачені перемички $Dy = 700$ мм від кожного вихідного шлейфу після АВО газу до входу КС із встановленням кранів №36 і 36а, а також байпаси $Dy = 150$ мм з кранами №36р і 36ар, які запобігають роботі ГПА в помпажній зоні нагнітача. Додатково передбачено спільний для обох перемичок дросельний кран №37 $Dy = 700$ мм. Ці елементи формують пусковий контур компресорної станції, що забезпечує роботу агрегатів на кільце під час пуску, навантаження та розвантаження.

Вхідні крани №7 і 7а мають байпасні крани, які призначені для заповнення газом усієї системи технологічної обв'язки компресорної станції. Лише після вирівнювання тиску в магістральному газопроводі та технологічних комунікаціях станції за допомогою крана №7б здійснюється відкриття крана №7. Це виконується для запобігання газодинамічному удару, який може виникнути при відкритті крана №7 без попереднього заповнення газом технологічних комунікацій компресорної станції.

Зворотні клапани перед кранами №8 і 8а запобігають зворотному потоку газу зі сторони нагнітання у сторону всмоктування під час переведення агрегатів на пусковий контур. У разі виникнення такого потоку при відкритті

крана №8 він може спричинити зворотне обертання відцентрового нагнітача та ротора силової турбіни, що в результаті може призвести до серйозної аварії на компресорній станції.

Свічні крани №17, 17а, 18 та 18а призначені для стравлювання газу в атмосферу з технологічних комунікацій станції під час проведення профілактичних робіт, а також при виникненні аварійних ситуацій на КС[5]..

Крани №7, 8, 17, 18 і 18а обладнані дистанційним та автоматичним керуванням, яке здійснюється від системи аварійної зупинки станції.

Газоохолоджувачі підключаються до вихідних шлейфів і вводяться в роботу шляхом закриття розділювальних кранів на шлейфах.

Обв'язка повнонапірного відцентрового нагнітача включає крани: №1 і №2 — відсічні, №6 — для виходу на станційне кільце (контур), №4 — для заповнення контуру, через який також здійснюється продувка газом контуру нагнітача шляхом переповнення через свічку за допомогою крана №5. Перед вихідним краном №2 та протипомпажним краном №6 встановлюються зворотні клапани.

Усі крани нагнітача оснащені автоматичним, дистанційним та ручним керуванням.

Газ для власних потреб відбирається у чотирьох точках: до крана №20 (через кран №1т), після крана №20 (через кран №4т), а також від вихідного колектора пиловловлювачів (через кран №2т) і вхідного колектора АВО газу (через кран №3т). Після проходження через блок підготовки пускового та паливного газу (БТПГ) газ подається до газоперекачувальних агрегатів.

У вузлі підключення компресорної станції до магістрального газопроводу передбачено транзитний пропуск очисного пристрою при відкритому крані №20. Продукти очищення газопроводу спрямовуються до

вузла збору рідини, який передбачений у проєкті лінійної частини газопроводу[5]..

3.3 Принцип дії газоперекачувального агрегату в загальному вигляді

Газоперекачувальні агрегати (ГПА) призначені для застосування на лінійних компресорних станціях магістральних газопроводів, дожимних компресорних станціях і станціях підземного зберігання газу, а також для зворотного закачування газу в пласт під час розробки газоконденсатних родовищ.

Система автоматичного керування окремими газоперекачувальними агрегатами (САУ-А), виконана із застосуванням сучасної мікропроцесорної техніки, забезпечує їх роботу в автоматичному режимі, що дає змогу не потребувати постійної присутності обслуговуючого персоналу біля агрегату.

Функції персоналу під час експлуатації полягають у виконанні регламентних робіт з обслуговування, періодичному контролі параметрів та технічного стану обладнання. Конструкція агрегатів дозволяє проводити огляд і заміну окремих елементів без їх зупинки.

Під час розробки ГПА використовуються сучасні системи обробки даних та автоматизованого проєктування, а висока якість виготовлення забезпечується застосуванням прогресивних технологічних процесів. У процесі виробництва агрегати проходять комплексні випробування, що гарантує їхні необхідні експлуатаційні характеристики, а також надійність і безпеку роботи.

Газотурбінний газоперекачувальний агрегат включає газотурбінну установку, відцентровий нагнітач природного газу, вихлопний пристрій, паливну та пускову системи, систему мастилозабезпечення, системи автоматичного керування, регулювання та захисту, охолодження масла, а також систему гідравлічного ущільнення нагнітача.

Серед різноманітних можливих схем газотурбінних установок, що застосовуються на газопроводах, найбільш поширеними є установки простого циклу, які виконуються без регенерації або з використанням регенерації теплоти вихлопних газів, а також з незалежною силовою турбіною низького тиску («з розрізним валом») для приводу газового нагнітача[4].

Більшість типорозмірів ГТУ для приводу нагнітачів виконуються за єдиною конструктивною схемою — з «розрізним валом» і силовою турбіною низького тиску, тому їх характеристики можуть бути з достатньою точністю узагальнені у відносній формі, тобто у вигляді залежностей наведених параметрів від номінальних значень.

Обладнання ГПА виконується у вигляді блочних конструкцій, що забезпечують можливість транспортування залізничним, водним або спеціальним автомобільним транспортом (маса окремих блоків зазвичай не перевищує 60–70 т). Блоки виготовляються повністю готовими до монтажу та проведення пусконаладжувальних робіт без розбирання і додаткової ревізії. Зовнішні трубопроводи та електричні комунікації, що з'єднують блоки, максимально скорочені та виконані у вигляді простих з'єднань.

Система автоматичного керування ГПА повинна забезпечувати:

- автоматичний пуск, нормальну та аварійну зупинку агрегату, а також регулювання і контроль технологічних параметрів газотурбінної установки (ГТУ) і нагнітача;
- попереджувальну та аварійну сигналізацію;
- захист ГПА на всіх режимах роботи;
- взаємодію агрегату з цеховою системою автоматичного регулювання та керування;
- можливість дистанційної зміни режимів роботи ГПА з боку цехової та станційної систем управління.

ГПА повинен забезпечувати роботу при тиску газу на виході з нагнітача, що становить 115% від номінального (для проведення випробувань газопроводу), при цьому сумарна тривалість такого режиму не повинна перевищувати 200 год/рік. Пуск газоперекачувального агрегату, як правило, виконується з попереднім заповненням контуру нагнітача технологічним газом робочого тиску[5]..

Комплексний повітроочисний пристрій вхідного тракту газотурбінної установки (ГТУ) має забезпечувати необхідну якість циклового повітря на вході компресора, а також шумозахист у різних умовах експлуатації.

Пристрої протиобмерзання можуть включати систему сигналізації обмерзання, системи підігріву гарячим повітрям елементів вхідного тракту і компресора, підігрів усього потоку циклового повітря шляхом підмішування продуктів згоряння після турбіни, підмішування повітря з компресора (регенератора) або змішування гарячої суміші повітря та продуктів згоряння.

Конструкція ГПА повинна відповідати низці вимог, встановлених чинними стандартами та нормами щодо вибухо- і вибухозахисту, пожежної безпеки, вібраційних і шумових характеристик, а також рівнів тепловиділення на робочих місцях і в навколишньому середовищі. Крім того, мають забезпечуватися нормативні параметри температури, вологості та швидкості руху повітря робочої зони у будівлях, де розміщені ГПА.

Висота димової труби газотурбінної установки визначається на основі розрахунку розсіювання токсичних речовин, що містяться у вихлопних газах, до рівнів гранично допустимих концентрацій у приземному шарі атмосфери відповідно до санітарних норм.

Розглянемо принцип роботи газоперекачувального агрегату ГПА-Ц-16 на базі авіаційного приводу НК-16СТ у блочно-контейнерному виконанні. Він призначений для транспортування природного газу магістральними газопроводами та розрахований на робочий тиск нагнітача 7,5 і 9,9 МПа.

Робочий тиск на виході з нагнітача визначається конструкцією змінних елементів проточної частини (робочих коліс, дифузорів, кілець), які передбачені для заміни в конструкції агрегату. Таким чином, агрегат є уніфікованим і являє собою систему, що складається з повністю зібраних функціональних блоків і систем, які постачаються на компресорні станції у заводській готовності[4]..

Конструкція блочного комплектного автоматизованого агрегату забезпечує його стабільну роботу на компресорній станції в умовах коливань температури навколишнього середовища від 218 К (-55 °С) до 318 К (+45 °С), що відповідає кліматичному виконанню «ХЛ» і категорії розміщення 1.

Конструктивно агрегат є установкою, усе обладнання якої розміщене в окремих транспортабельних блоках, як показано на рисунку 3.2. На місці експлуатації виконується монтаж агрегату на монолітному залізобетонному фундаменті.

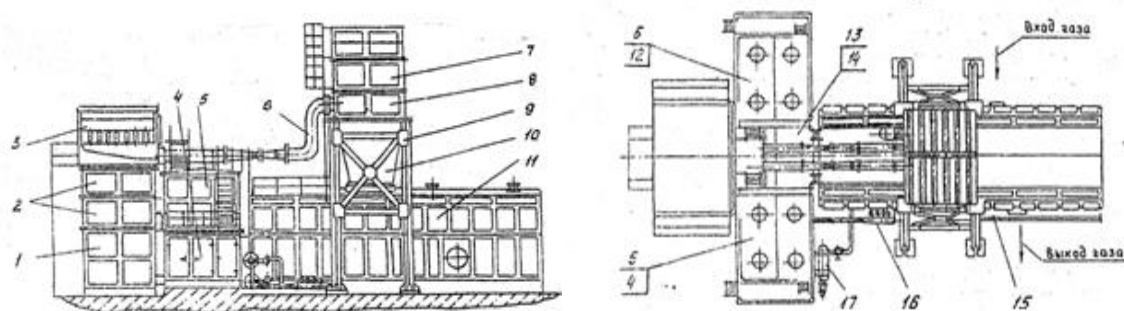


Рисунок 3.2 – Газоперекачувальний агрегат ГПА-Ц-16:

а — вигляд збоку; б — вигляд зверху; 1 — камера всмоктування; 2 — вхідний шумоглушник; 3 — повітроочисний пристрій; 4 — блок масляних агрегатів; 5 — блок маслоохолоджувачів; 6 — трубопровід системи підігріву циклового повітря; 7 — вихідний шумоглушник; 8 — проставка; 9 — опора вихлопної шахти; 10 — дифузор; 11 — турбоблок; 12 — блок автоматики; 13 — блок вентиляції; 14 — проміжний блок; 15 — дренажний колектор; 16 — колектор системи обігріву; 17 — блок фільтрів паливного газу.

Агрегат включає блоки турбоагрегату, масляного господарства, системи автоматики, контрольно-вимірювальних приладів (КВП) та вентиляційних пристроїв, а також елементи підведення циклового повітря з повітроочисною установкою (ВЗУ), системами шумоглушення й антиобледеніння, а також вихлопний пристрій із шумоглушником[5]..

Турбоблок 11 є основною складальною одиницею агрегату. У його контейнері на металевій рамі розміщені нагнітач, приводний двигун, маслобак із трубопровідною обв'язкою, гідроаккумулятор, вихлопна равлика та інші системи, що забезпечують нормальну роботу агрегату.

Газ, що транспортується, надходить по газопроводу через вхідний патрубок «А» до відцентрового нагнітача, де відбувається його стиснення та подальша подача через вихідний патрубок «Б» у магістральний газопровід.

Як привод нагнітача використовується газотурбінний двигун авіаційного типу НК-16СТ, запуск і живлення якого здійснюються очищеним та редукованим газом. Для очищення паливного газу від механічних домішок на агрегаті передбачено блок фільтрів паливного газу 17.

Механічний зв'язок між вільною турбіною двигуна та ротором нагнітача забезпечується через проміжний вал (муфту). При цьому моторний відсік і відсік нагнітача турбоблоку розділені герметичною перегородкою.

Подача циклового повітря до приводного двигуна здійснюється через вхідні пристрої, до складу яких входять повітроочисний пристрій 3, шумоглушники 2, камера всмоктування 1 та проміжний блок із конфузорним повітрозабірником 14. Повітрозабірник забезпечує рівномірний розподіл повітряного потоку, що надходить у двигун.

Для відведення вихлопних газів, що виходять із вільної турбіни двигуна, та зниження рівня шуму використовується вихлопний пристрій, який складається з вихлопної равлики, дифузора 10, проставки 8 і шумоглушників

7. Дифузор і шумоглушники розташовані над турбоблоком на окремій опорі 9. З метою зручності обслуговування агрегату основні вузли масляної системи розміщені в окремому блоці масляних агрегатів 4, а прилади та щити системи автоматичного керування — у блоці автоматики 12. Відсік двигуна вентилується шляхом відбору повітря з всмоктувального тракту відцентровим вентилятором, встановленим у блоці вентиляції 13. Така система вентиляції запобігає потраплянню пилу до відсіку двигуна. Крім того, блок вентиляції забезпечує охолодження масла у разі аварійного відключення зовнішнього електроживлення вентиляторів за рахунок відбору частини повітря від компресора двигуна та його пропускання через маслоохолоджувачі.

Охолодження масла в маслосистемі двигуна та нагнітача забезпечується апаратами повітряного охолодження, які встановлені у двох блоках маслоохолоджувачів 5.

Блок вентиляції та блоки маслоохолоджувачів розміщені відповідно на проміжному блоці, блоці масляних агрегатів і блоці автоматики. Така компоновка дозволила максимально зменшити площу, яку займає агрегат на газоперекачувальній станції. З'єднання всіх блоків здійснюється за допомогою гнучких перехідників, що дають змогу компенсувати неточності монтажу під час встановлення агрегату.

Для захисту повітрязабірного пристрою двигуна від обмерзання на агрегаті передбачено систему підігріву циклового повітря 6. Вона вмикається автоматично за сигналами датчиків температури навколишнього середовища та працює за принципом відбору частини гарячих вихлопних газів за допомогою ежекторів і подачі їх на вхід двигуна. Ежектує повітря підводиться від компресора низького тиску.

Система обігріву блоків і відсіків агрегату забезпечує можливість проведення пусконаладжувальних і ремонтних робіт у холодний період року, а також дозволяє відбирати гаряче повітря від працюючого агрегату для

потреб станції. Повітря для системи обігріву відбирається від компресора високого тиску двигуна у необхідній кількості, а підключення до станційної системи здійснюється через спільний для всього агрегату колектор 16[4].

Система автоматичного пожежогасіння та автоматизована система керування агрегатом забезпечують його роботу на всіх режимах без постійної присутності обслуговуючого персоналу, а також його функціонування у складі комплексної системи управління[4].

3.4 Розрахунок режиму функціонування компресорної станції з урахуванням типу ГПА

На компресорних станціях газопроводу передбачається встановлення газотурбінних агрегатів ГТН-25, оснащених відцентровими нагнітачами PCL-1002/40. Основні характеристики нагнітача:

$n_H = 4670 \text{ мин}^{-1}$, $n_{\min} = 2800 \text{ мин}^{-1}$, $n_{\max} = 4900 \text{ мин}^{-1}$, $Z_{\text{пр}} = 0,8$, $R_{\text{пр}} = 490 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$, $T_{\text{пр}} = 289 \text{ К}$, $Q_H = 44 \text{ млн м}^3/\text{сут}$, $N_e^H = 24400 \text{ кВт}$, $N_{\text{МЕХ}} = 151 \text{ кВт}$.

За результатами теплового та гідравлічного розрахунку лінійної ділянки визначаємо тиск і температуру газу на вході до відцентрового нагнітача[3].:

$$P_{BC} = P_K - \Delta P_{BC} \quad (3.1)$$

$$P_{BC} = 5,89 \text{ МПа} - 0,13 \text{ МПа} = 5,76 \text{ МПа}$$

$$T_{\text{пр}} = T_{BC} / T_{\text{ПК}} \quad (3.2)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{302,9 \text{ К}}{207,87 \text{ К}} = 1,46$$

Розрахуємо коефіцієнт стисливості газу за умов всмоктування:

$$Z_{BC} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{\tau} \quad (3.3)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot T_{\text{ПР}} + 0,78 \cdot T_{\text{ПР}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{ПР}}^3 \quad (3.4)$$

$$\tau = 1 - 1,68 \cdot 1,46 + 0,78 \cdot 1,46^2 + 0,0107 \cdot 1,46^3 = 0,24$$

$$Z_{\text{BC}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot 1,27}{0,24} = 0,872$$

Розраховуємо щільність газу за умов всмоктування.

$$\rho_{\text{BC}} = \rho_{\text{СТ}} \frac{P_{\text{BC}} \cdot T_{\text{СТ}} \cdot Z_{\text{СТ}}}{P_{\text{СТ}} \cdot T_{\text{BC}} \cdot Z_{\text{BC}}} \quad (3.5)$$

$$\rho_{\text{BC}} = 0,775 \text{ кг/м}^3 \cdot \frac{5,76 \text{ МПа} \cdot 293 \text{ К} \cdot 1}{0,1013 \text{ МПа} \cdot 302,9 \text{ К} \cdot 0,872} = 48,88 \text{ кг/м}^3$$

Розраховуємо щільність газу за умов всмоктування:

$$m_{\text{H}} = \frac{Q_{\text{КС}}}{Q_{\text{НОМ}}} \quad (3.6)$$

Необхідна кількість нагнітачів становить $m_{\text{H}} = 3\text{m}$

Величина продуктивності нагнітача при параметрах всмоктування[3].:

$$Q_{\text{BC}} = \frac{Q_{\text{КС}}}{24 \cdot 60 \cdot m_{\text{H}}} \cdot \frac{\rho_{\text{СТ}}}{\rho_{\text{BC}}} \quad (3.7)$$

$$Q_{\text{BC}} = \frac{124,2 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{сут}}{24 \cdot 60 \cdot 3} \cdot \frac{0,775 \text{ кг/м}^3}{48,88 \text{ кг/м}^3} = 455,84 \text{ м}^3/\text{мин}$$

Приймаючи декілька значень частоти обертання ротора (не менше трьох) у межах допустимого діапазону роботи ГПА, визначаємо значення $Q_{\text{пр}}$ і $[n/n_{\text{H}}]_{\text{пр}}$

Результати розрахунків наведено в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Результати розрахунків

Частота обертів n , мин^{-1}	n/n_H	n_H/n	$Q_{np} = \frac{n_H}{n} \cdot Q_{BC},$ $\text{м}^3/\text{мин}$	$\left[\frac{n}{n_H} \right]_{np} = \frac{n}{n_H} \cdot \sqrt{\frac{Z_{np} \cdot R_{np} \cdot T_{np}}{Z_{BC} \cdot R \cdot T_{BC}}}$
2800	0,600	1,669	760,33	0,623
3300	0,706	1,414	645,02	0,735
3800	0,815	1,228	560,24	0,847
4670	1	1	455,85	1,042
4900	1,048	0,952	434,43	1,093

Розраховані значення Q_{np} n_{np} відображаємо на графіку характеристик нагнітача і з'єднуємо між собою лінією режимів.

На наступному етапі проводимо розрахунок необхідного ступеня підвищення тиску[3].:

$$\varepsilon = \frac{P_{наг}}{P_{BC}} \quad (3.8)$$

$$\varepsilon = \frac{7,46 \text{ МПа}}{5,76 \text{ МПа}} = 1,3$$

За характеристикою нагнітача (рис. 3.2) визначаємо розрахункові значення наведених параметрів. Для цього від значення $\varepsilon = 1,3$ проводимо горизонтальну лінію до її перетину з лінією режимів. Із отриманої точки опускаємо перпендикуляр на горизонтальну вісь, за яким знаходимо $Q_{np}=600$ $\text{м}^3/\text{хв}$. Аналогічним способом визначаємо значення $\eta_{пол} = 0,825$ та $n_{пр}=665$ $\text{кВт}/(\text{кг}/\text{м}^3)$.

Визначаємо розрахункове значення частоти обертання вала нагнітача[3].:

$$n = \frac{Q_{BC}}{Q_{np}} \cdot n_H \quad (3.9)$$

$$n = \frac{455,84 \text{ м}^3/\text{мин}}{600 \text{ м}^3/\text{мин}} \cdot 4670 \text{ мин}^{-1} = 3548 \text{ мин}^{-1}$$

Розраховуємо величину внутрішньої потужності центробіжного нагнітача:

$$N_i = \rho_{BC} \cdot \left[\frac{N_i}{\rho_{BC}} \right]_{\text{ПР}} \cdot \left(\frac{n}{n_H} \right)^3 \quad (3.10)$$

$$N_i = 48,88 \text{ кг/м}^3 \cdot 665 \text{ кВт/(кг/м}^3) \cdot \left(\frac{3548 \text{ мин}^{-1}}{4670 \text{ мин}^{-1}} \right)^3 = 14254,5 \text{ кВт}$$

Потужність на приводній муфті:

$$N_e = N_i + N_{\text{МЕХ}} \quad (3.11)$$

$$N_e = 14254,5 \text{ кВт} + 150 \text{ кВт} = 14404,5 \text{ кВт}$$

Проводимо розрахунок наявної потужності газотурбінної установки:

$$N_e^P = N_e^H \cdot k_H \cdot k_{\text{ОБЛ}} \cdot k_Y \cdot \left(1 - k_t \cdot \frac{T_{\text{ВОЗД}} - T_{\text{ВОЗД}}^H}{T_{\text{ВОЗД}}} \right) \cdot \frac{P_a}{0,1013} \quad (3.12)$$

$$N_e^P = 24400 \text{ кВт} \cdot 0,95 \cdot 1,01 \cdot 1 \cdot \left(1 - 2,2 \cdot \frac{303 \text{ К} - 298 \text{ К}}{303 \text{ К}} \right) \cdot 1 = 22562 \text{ кВт}$$

N_e^H – номінальна потужність ГТУ, $N_e^H = 24400$ кВт

$T_{\text{ВОЗД}}$ - фактична температура повітря, К;

$T_{\text{ВОЗД}}^H$ - номінальна температура повітря, $T_{\text{ВОЗД}}^H = 298 \text{ К}$;

k_H — коефіцієнт технічного стану за потужністю, $k_H = 0,95$;

$k_{\text{обл}}$ - коефіцієнт, що враховує вплив системи противообледенення,
 $k_{\text{обл}} = 1,01$;

k_Y - коефіцієнт, що враховує вплив системи утилізації тепла (при її відсутності $k_Y = 1$);

k_t - коефіцієнт, що враховує вплив атмосферного повітря на потужність ГТУ, $k_t = 2,2$;

Перевіряємо виконання умови:

$$14404,5 \text{ кВт} < 22562 \text{ кВт}.$$

Оскільки ліва частина нерівності менша за праву, умова виконується.

Обчислюємо температуру газу після проходження через ЦН[3].:

$$T_{НАГ} = T_{BC} \cdot \varepsilon^{\frac{k-1}{k \cdot \eta_{noz}}} \quad (3.13)$$

$$T_{НАГ} = 302,9K \cdot 1,3^{\frac{1,31-1}{1,31 \cdot 0,825}} = 326,6K$$

3.5 Роль запірної арматури в забезпеченні роботи технологічної обв'язки компресорної станції

Загальностанційні крани розташовуються на вузлах підключення компресорної станції до магістрального газопроводу та призначені для відключення КС від газопроводу і стравлювання газу з технологічної обв'язки станції. До цієї групи належать крани № 7, 8, 17, 18 і 20 (див. рис. 2.8 та 2.9). Крім того, до загальностанційної арматури відносять крани № 6 і бр, які забезпечують роботу компресорної станції за схемою «Станційне кільце».

Режимні крани призначені для зміни схеми роботи газоперекачувальних агрегатів та вибору груп агрегатів, що перебувають в експлуатації. Їх нумерація на різних компресорних станціях може відрізнитися, однак зазвичай вони об'єднуються в межах однієї десятки номерів (наприклад, № 41–49, № 71–79 тощо) і переважно застосовуються в обв'язках із неповнонапірними відцентровими нагнітачами.

Агрегатні крани безпосередньо входять до складу обв'язки нагнітача та забезпечують його підключення до технологічних трубопроводів станції. До них належать крани № 1, 2, 3, 3біс, 4 і 5.

Охоронні крани призначені для автоматичного відключення компресорної станції від магістрального газопроводу у разі виникнення аварійних ситуацій. До цієї групи відносяться крани № 19 і 21.

До характерних особливостей експлуатації запірної арматури на магістральних газопроводах і компресорних станціях належать: високий тиск транспортованого газу (до 7,5 МПа), підвищена температура газу на виході КС (60–70 °С), а також наявність у його складі механічних домішок і компонентів, що спричиняють корозійні та ерозійні процеси металу тощо.

До запірної арматури висуваються такі основні вимоги: вона повинна

забезпечувати надійне герметичне відключення окремих ділянок газопроводу, апаратів і ємностей від технологічних трубопроводів та тривалий час зберігати герметичність, мати високу надійність у роботі, бути корозійностійкою та вибухобезпечною.

На магістральних газопроводах і компресорних станціях використовується запірна арматура різних типів, однак найпоширенішими є крани, засувки та зворотні клапани[5]..

Кран — це запірний пристрій, у якому рухома частина затвора має форму тіла обертання з наскрізним отвором для проходження робочого середовища. Перекриття потоку здійснюється шляхом повороту затвора навколо власної осі, яка розташована перпендикулярно до осі трубопроводу. Крани можуть оснащуватися гідравлічними, пневматичними, пневмогідравлічними або електричними приводами, а також мати ручне керування.

Порівняно з іншими видами запірної арматури крани мають низку переваг: компактні розміри та прямоточний рух газового потоку через отвір у кулі крана, що забезпечує невеликі гідравлічні втрати.

Запірні крани з кульовим затвором є найбільш поширеними на магістральних газопроводах і застосовуються як запірно-вимикальні пристрої на сепараторах, пиловловлювачах, камерах запуску та прийому очисних поршнів, у свічкових обв'язках, вузлах підключення компресорних станцій, різних перемичках, обв'язці газоперекачувальних агрегатів тощо.

Під час експлуатації кранів необхідно дотримуватися таких основних вимог:

- забороняється використовувати крани при неповністю відкритому або закритому положенні затвора;
- перестановку кульових кранів слід виконувати за умови перепаду тиску до і після крана не більше 0,08 МПа;
- необхідно періодично здійснювати змащування крана спеціальною крановою мастилою, рекомендованою виробником.

Засувки належать до типу запірних пристроїв, у яких перекриття прохідного перерізу для газу здійснюється шляхом поступального переміщення затвора у напрямку, перпендикулярному до руху газового потоку. Порівняно з іншими видами запірної арматури засувки характеризуються невеликим гідравлічним опором при повністю відкритому проході, а також простотою в обслуговуванні та ремонті. Вони переважно застосовуються на продувних лініях пиловловлювачів і фільтр-сепараторів, а також як ручні запірні засувки на лініях кранів № 4 і 6 та в системах підготовки паливного, пускового й імпульсного газу[5].

Вентилі — це запірна арматура з поступальним переміщенням затвора, що відбувається паралельно напрямку руху газового потоку. Для вентилів характерні такі особливості: здатність працювати при значних перепадах тиску на золотнику, проста конструкція, зручність обслуговування і ремонту, відносно малі габарити, а також виключення можливості виникнення гідравлічного удару. Вони здебільшого застосовуються на лініях відбору імпульсного газу, а також на підвідних лініях до щитів керування агрегатних і станційних систем управління.

До зворотних клапанів належать пристрої, призначені для запобігання зворотному руху газу в трубопроводі. Вони є автоматично діючими запобіжними елементами. Основним робочим вузлом зворотного клапана є затвор, який забезпечує пропускання газу лише в одному напрямку та перекриває його рух у зворотному напрямку. Зворотні клапани встановлюють на вузлі підключення перед краном № 8, а також в обв'язці повнонапірних нагнітачів перед кранами № 2 і 6.

Технічне обслуговування та ремонт запірної арматури виконуються згідно з інструкціями заводу-виробника та відповідно до затвердженого плану-графіка[2].

3.6 Технології охолодження газу в процесі компримування та транспортування

Компримування газу на компресорних станціях (КС) спричиняє підвищення його температури на виході зі станції. Значення цієї температури залежить від початкової температури на вході в КС та ступеня стиснення газу.

Занадто висока температура газу на виході станції, з одного боку, може призвести до пошкодження ізоляційного покриття трубопроводу, а з іншого — до зниження продуктивності подачі технологічного газу та збільшення енергетичних витрат на його компримування через зростання об'ємної витрати.

Особливі вимоги до охолодження газу висуваються в північних регіонах країни, де газопроводи прокладені в зоні вічної мерзлоти. У цих умовах у ряді випадків необхідно охолоджувати газ до від'ємних температур, щоб запобігти відтаюванню ґрунтів навколо трубопроводу. Інакше це може спричинити пучення ґрунту, зміщення трубопроводу та, як наслідок, аварійні ситуації.

Охолодження технологічного газу може здійснюватися в холодильниках різних типів і конструкцій: кожухотрубних (типу «труба в трубі»), повітряних, компресійних та абсорбційних холодильних машинах, градирнях, повітряних холодильниках тощо.

Найбільш широке застосування на компресорних станціях (КС) отримали схеми з використанням апаратів повітряного охолодження (АВО). Водночас слід зазначити, що ступінь охолодження технологічного газу в таких установках обмежується температурою навколишнього повітря, що особливо відчутно в літній період експлуатації. Очевидно, що температура газу після проходження через АВО не може бути нижчою за температуру зовнішнього повітря[1]..

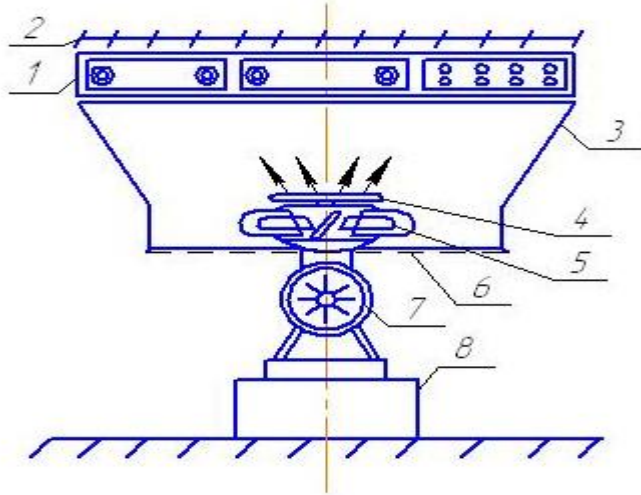


Рисунок 3.3 – Схема АПО з горизонтальним розміщенням труб:

1 – трубна секція, 2 – жалюзі, 3 – дифузор, 4 – колектор для подачі води, 5 – вентилятор, 6 – захисна решітка, 7 – електро-двигун, 8 – фундамент

Взаємне компонування теплообмінних секцій і вентиляторів, що забезпечують прокачування повітря, фактично визначає конструктивне виконання апаратів повітряного охолодження (АВО). Теплообмінні секції можуть бути розміщені горизонтально, вертикально, похило або зигзагоподібно, що безпосередньо впливає на загальну компоновку апарата.

Принцип роботи АВО полягає в наступному: на опорних металоконструкціях закріплюються трубчасті теплообмінні секції. Через труби секцій пропускається транспортований газ, тоді як у міжтрубний простір за допомогою вентиляторів, що приводяться в дію електродвигунами, подається зовнішнє повітря. У результаті теплообміну між нагрітим після компримування газом у трубах і зовнішнім повітрям у міжтрубному просторі відбувається охолодження технологічного газу на компресорній станції[2]..

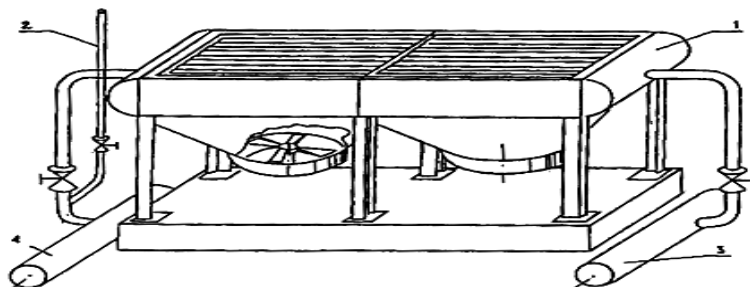


Рисунок 3.4 – Схема підключення апарата повітряного охолодження (за нижнього розташування вентилятора):

1 – повітряний холодильник газу 2АВГ-75; 2 – свічка; 3, 4 – колектори подачі та виходу газу.

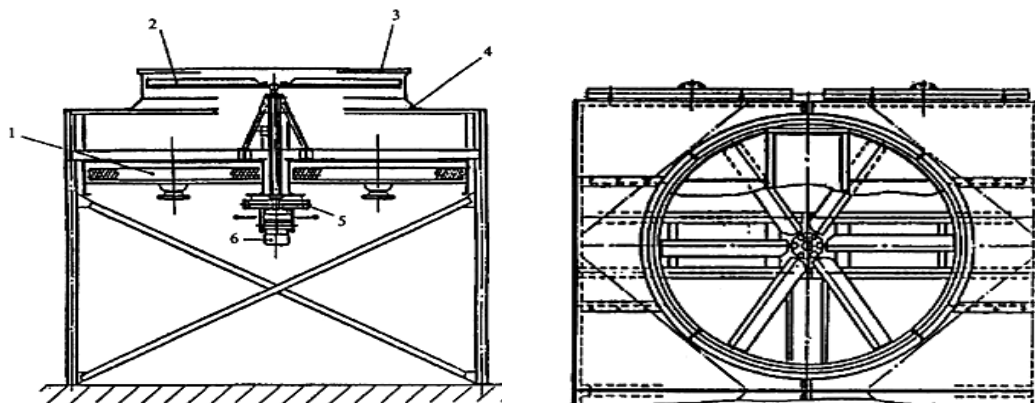


Рисунок 3.5 – Апарат повітряного охолодження газу з верхнім розташуванням вентилятора:

- 1 – теплообмінна поверхня;
- 2 – вентилятор;
- 3 – патрубок;
- 4 – дифузор;
- 5 – клинопасова передача;
- 6 – електродвигун

Досвід експлуатації апаратів повітряного охолодження (АВО) на компресорних станціях свідчить, що зниження температури газу в цих установках становить приблизно 15–25 °С. Водночас практичний досвід показує доцільність і економічну ефективність максимально повного використання систем охолодження газу протягом року, за винятком періодів із дуже низькими температурами зовнішнього повітря, коли одночасне вмикання всіх апаратів на попередніх КС може призвести до надмірного охолодження газу і, як наслідок, утворення гідратів. Зазвичай це характерно для зимового періоду.

Під час проектування компресорної станції кількість апаратів повітряного охолодження визначається відповідно до галузевих норм ОНТП

51-1-85. Згідно з цими вимогами, температура технологічного газу на виході з апаратів повітряного охолодження не повинна перевищувати 15–20 °С понад середню температуру зовнішнього повітря.

Зниження температури технологічного газу, що надходить у газопровід після охолодження в апаратах повітряного охолодження (АВО), призводить до зменшення середньої температури газу на ділянці трубопроводу. Як наслідок, знижується температура і підвищується тиск газу на вході до наступної компресорної станції. Це, у свою чергу, спричиняє зменшення ступеня стиснення на наступній станції (за умови збереження вихідного тиску) та зниження енерговитрат на компримування газу по всій станції.

Очевидно, що оптимізація режимів роботи АВО повинна забезпечувати мінімальні сумарні енерговитрати як на охолодження, так і на компримування газу на відповідній ділянці газопроводу[2].

Також слід зазначити, що апарати повітряного охолодження газу є екологічно безпечними пристроями, не потребують витрат води та характеризуються відносною простотою в експлуатації. У практиці використовуються такі типи АВО: 2АВГ-75, АВЗД, а також установки фірм «Нуово Пінйон» і «Крезолуар».

На сьогодні системи охолодження транспортованого газу є одним із основних видів технологічного обладнання компресорних станцій[3].

Висновок до розділу 3

У цьому розділі було розглянуто основні принципи проектування технологічної схеми компресорної станції магістрального газопроводу, проаналізовано її склад, функціональне призначення та особливості роботи основного технологічного обладнання. Встановлено, що компресорні станції є ключовими елементами газотранспортної системи, які забезпечують підтримання необхідного тиску та безперервне транспортування природного газу на значні відстані.

На основі заданих параметрів газопроводу прийнято газотурбінну

компресорну станцію з чотирма газоперекачувальними агрегатами потужністю по 25 МВт, що забезпечують підвищення тиску газу від 5,10 до 7,46 МПа. Детально розглянуто технологічну схему компресорного цеху з повнонапірними відцентровими нагнітачами, визначено призначення основних вузлів, трубопроводів та запірної арматури.

Проведений розрахунок режиму функціонування компресорної станції показав, що для забезпечення заданої продуктивності достатньо роботи трьох нагнітачів. Отримані результати підтвердили відповідність обраного обладнання необхідним технологічним параметрам, а також виконання умови забезпечення наявною потужністю газотурбінної установки потрібної потужності нагнітача.

Окрему увагу приділено ролі запірної арматури в технологічній обв'язці компресорної станції, яка забезпечує надійність, безпеку та гнучкість експлуатації обладнання. Розглянуто призначення основних видів арматури та особливості їх використання в умовах високого тиску та температури транспортованого газу.

Проаналізовано технології охолодження газу після компримування та встановлено, що застосування апаратів повітряного охолодження дозволяє підтримувати необхідний температурний режим роботи газопроводу, підвищувати ефективність транспортування газу та знижувати загальні енерговитрати системи.

Обрана технологічна схема компресорної станції та прийняте обладнання забезпечують надійну, безпечну та енергоефективну роботу газотранспортної системи відповідно до заданих проєктних параметрів.

4. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА

4.1 Забезпечення безпечних умов праці персоналу

Під час будівництва трубопроводу необхідно суворо дотримуватися вимог нормативно-правових актів з охорони праці, виробничої санітарії та безпеки праці. Організація та виконання робіт повинні здійснюватися відповідно до чинних будівельних норм і правил.

Інженерно-технічний персонал будівельної організації зобов'язаний забезпечувати контроль за дотриманням працівниками вимог охорони праці, передбачених чинними нормативними документами.

Безпека працівників досягається шляхом:

- проведення обов'язкової експертизи проєктної документації на відповідність вимогам нормативних актів з охорони праці;
- організації виробничих процесів відповідно до встановлених стандартів безпеки з максимальним використанням засобів механізації та автоматизації небезпечних і трудомістких робіт;
- забезпечення працівників необхідними засобами індивідуального захисту, зокрема спеціальним одягом, взуттям, захисними касками та іншими засобами безпеки;
- впровадження колективних засобів захисту, до яких належать захисні огороження, системи освітлення, вентиляції, запобіжні та блокувальні пристрої;
- створення належних санітарно-побутових умов праці, забезпечення медичного обслуговування та проведення попередніх і періодичних медичних оглядів відповідно до характеру виконуваних робіт.

До виконання робіт допускаються лише працівники, які пройшли відповідне навчання, інструктаж та перевірку знань з питань охорони праці й цивільного захисту[8]..

Перед початком виконання земляних робіт усі працівники повинні бути ознайомлені з попереджувальними знаками безпеки, правилами поведінки на будівельному майданчику та можливими виробничими ризиками.

Відповідно до чинних галузевих норм персонал забезпечується спеціальним одягом, спеціальним взуттям та іншими засобами індивідуального захисту залежно від виду та умов виконання робіт.

Під час будівництва магістральних газопроводів необхідно суворо дотримуватися вимог чинних будівельних норм і правил, які є основним нормативним документом з питань охорони праці та техніки безпеки.

До виконання будівельно-монтажних робіт допускаються особи, які досягли 18-річного віку, пройшли відповідне професійне навчання, інструктажі та перевірку знань з питань охорони праці, а також володіють навичками надання домедичної допомоги.

Під час виконання навантажувально-розвантажувальних робіт із трубами необхідно застосовувати вантажопідіймальні крани, оснащені спеціальними захватними пристроями або стропами. При цьому кран слід встановлювати таким чином, щоб відстань між боковою стінкою піввагона та поворотною частиною крана в будь-якому положенні становила не менше 1 м. Транспортні засоби, призначені для перевезення труб і трубних секцій, повинні бути обладнані амортизувальними прокладками та іншими пристроями, які забезпечують збереження вантажу і безпеку руху.

Переміщення труб і трубних секцій методом волочіння не допускається. Труби діаметром до 300 мм необхідно складати в штабелі висотою до 3 м на підкладках і прокладках із кінцевими упорами. Труби більшого діаметра допускається укладати в штабелі висотою до 3 м без прокладок за схемою «в сідло». Нижній ряд труб повинен бути встановлений на підкладках і надійно закріплений інвентарними металевими башмаками або упорами[8]..

Зварювальні бази для складання та зварювання трубних секцій повинні монтуватися відповідно до затвердженої проєктної документації. Переміщення труб по стелажах слід виконувати за допомогою спеціальних перекатних пристроїв, при цьому перебування працівників на шляху руху труб забороняється. Перед виправленням деформацій або обробкою крайок труби необхідно надійно закріплювати гальмівними башмаками з обох боків.

Після виготовлення трубні секції транспортують на трасу та розміщують на відстані не менше 1,5 м від краю траншеї. Для запобігання просіданню або самовільному зміщенню секції повинні укладатися на спеціально підготовлені підкладки.

Робочі місця необхідно захищати від несприятливих атмосферних впливів, зокрема опадів, сильного вітру та інтенсивного сонячного випромінювання. За температури навколишнього середовища понад +30 °С для працівників слід передбачати навіси, парасолі або інші захисні конструкції, що забезпечують безпечні та комфортні умови праці.

Під час виконання електрозварювальних робіт, а також монтажу, налагодження та експлуатації електрообладнання необхідно керуватися вимогами чинних будівельних норм і правил, а також нормативних документів з охорони праці та електробезпеки.

До проведення електрозварювальних робіт допускаються лише працівники, які пройшли спеціальне навчання, відповідний інструктаж, перевірку знань з питань охорони праці та техніки безпеки з обов'язковою реєстрацією результатів у встановленому порядку, а також мають кваліфікаційне посвідчення зварника[9]..

Під час виконання зварювальних робіт працівник контактує з електроустановками, тому існує ризик ураження електричним струмом. Небезпека може виникати як при безпосередньому дотику до струмопровідних

частин, що перебувають під напругою, так і при контакті з металевими елементами обладнання, які опинилися під напругою внаслідок пошкодження ізоляції.

Для забезпечення електробезпеки корпуси всіх джерел живлення зварювального обладнання (трансформаторів, випрямлячів, перетворювачів тощо), а також корпуси зварювальних машин повинні бути надійно заземлені. Для підключення заземлювального провідника на обладнанні передбачають спеціальний болт діаметром 5–8 мм із відповідним маркуванням «Земля», розташований у доступному місці. Підключення кількох апаратів до одного заземлювального провідника послідовним способом не допускається.

Пересувне електрозварювальне обладнання, для якого виконання стаціонарного захисного заземлення є ускладненим, повинно бути оснащено пристроями автоматичного захисту, зокрема реле безпеки персоналу та автоматичними вимикачами.

Однією з головних умов безпечної експлуатації електрозварювального обладнання є справний стан ізоляції кабелів, проводів і шнурів живлення. Під час прокладання та переміщення зварювальних кабелів необхідно постійно контролювати цілісність ізоляційного покриття та не допускати його пошкодження.

З'єднання електрозварювальних проводів методом скручування забороняється. Для забезпечення надійного електричного контакту з'єднання проводів слід виконувати шляхом зварювання, опресування або за допомогою спеціальних з'єднувальних пристроїв, передбачених нормативними вимогами[9]..

Електрозварювальні установки повинні бути обладнані захисними запобіжниками з боку мережі живлення. Підключення таких установок до електромережі необхідно здійснювати виключно через спеціальні пускові

пристрої. Для пересувного електрозварювального обладнання слід передбачати блокувальні пристрої, які унеможливають приєднання або від'єднання проводів від затискачів під час перебування їх під напругою. Підключення електрозварювальних установок до мережі, їх відключення, технічне обслуговування та ремонт мають виконувати лише працівники електротехнічного персоналу, які мають відповідну кваліфікацію. Виконання зазначених операцій безпосередньо зварювальниками забороняється.

Проведення електрозварювальних робіт на відкритих майданчиках під час грози, дощу або сильного снігопаду не допускається через підвищену небезпеку ураження електричним струмом та погіршення умов праці.

У разі виконання електрозварювальних або газозварювальних робіт усередині трубопроводів робоча зона повинна бути обладнана ефективною вентиляційною системою. Одночасне перебування всередині трубопроводу зварювальника та газорізальника не допускається. Роботи зі зварювання або різання всередині труби повинні виконуватися щонайменше двома працівниками, один із яких зобов'язаний перебувати зовні та контролювати безпечно проведення робіт. Електрозварники повинні бути забезпечені спеціальним одягом і взуттям, що захищають від механічних пошкоджень, впливу вологи, іскор та бризок розплавленого металу. Крім того, обов'язковим є використання захисної маски або щитка для захисту очей, обличчя та органів дихання від шкідливого випромінювання й продуктів зварювання[10]..

Під час виконання газополумєневих робіт особливу небезпеку становить виникнення зворотного удару полум'я або вибухової хвилі. Для запобігання таким випадкам необхідно підтримувати нормативний тиск кисню та не допускати його різкого зниження, що може призвести до зменшення швидкості виходу газової суміші з мундштука різача. У разі займання кисневого рукава подачу кисню з балона слід негайно припинити. Після завершення робіт необхідно перекрити вентилі балонів з киснем і горючими

газами, відключити обладнання від джерел живлення та розмістити його у спеціально відведеному місці для зберігання.

Газорізальники під час роботи повинні користуватися захисними окулярами, спеціальним одягом і взуттям, які забезпечують захист від бризок розплавленого металу, високих температур та контакту з нагрітими поверхностями[10]..

4.2 Пожежна безпека на магістральних газопроводах

Пожежна безпека під час експлуатації магістральних газопроводів забезпечується відповідно до вимог чинних нормативно-правових актів і спрямована на запобігання виникненню пожеж, захист життя та здоров'я працівників, збереження матеріальних цінностей і мінімізацію негативного впливу на навколишнє середовище у разі виникнення аварійних ситуацій.

Вимоги пожежної безпеки поширюються на об'єкти магістральних газопроводів, що перебувають в експлуатації, а також на ті, які будуються, реконструюються, модернізуються або розширюються. Для забезпечення належного рівня пожежної безпеки на підприємствах газотранспортної галузі впроваджується комплекс організаційних, технічних та профілактичних заходів.

На території підприємств, у виробничих будівлях, спорудах і приміщеннях повинен бути встановлений відповідний протипожежний режим, який враховує категорію пожежної небезпеки об'єкта. У межах такого режиму визначаються місця, де дозволяється паління, використання відкритого вогню та побутових нагрівальних приладів, а також встановлюються вимоги щодо їх безпечної експлуатації[11]..

Особлива увага приділяється організації та контролю виконання тимчасових вогневих робіт, зокрема зварювальних операцій. Для кожного

об'єкта визначаються місця зберігання сировини, матеріалів і готової продукції, а також встановлюються допустимі обсяги їх одночасного зберігання у виробничих приміщеннях і на відкритих майданчиках.

З метою запобігання виникненню пожеж необхідно забезпечувати регулярне прибирання горючих відходів, очищення території від розлитих паливно-мастильних матеріалів, правильне зберігання забрудненого спецодягу та своєчасне очищення вентиляційних систем від легкозаймистих відкладень. На підприємстві повинен бути встановлений порядок огляду виробничих приміщень після завершення роботи та контролю за відключенням електрообладнання. Працівники зобов'язані проходити навчання, інструктажі та перевірку знань з питань пожежної безпеки. Крім того, необхідно регулярно проводити практичні заняття з відпрацювання дій у разі виникнення пожежі.

Важливим елементом забезпечення пожежної безпеки є підтримання у справному стані технічних засобів протипожежного захисту, до яких належать системи пожежної сигналізації, автоматичного пожежогасіння, протипожежного водопостачання, димовидалення та первинні засоби пожежогасіння.

Необхідно також забезпечувати своєчасне проведення планово-попереджувальних ремонтів та технічних оглядів електричного, вентиляційного, опалювального і технологічного обладнання, а також дотримання встановлених правил руху та стоянки транспортних засобів на території підприємства.

Для всіх працівників повинні бути чітко визначені обов'язки та порядок дій у разі виявлення ознак пожежі або загоряння. На підприємстві також встановлюється порядок оповіщення та збору членів добровільної пожежної дружини і відповідальних осіб для оперативного реагування на надзвичайні ситуації у робочий та неробочий час[11]..

4.3 Заходи щодо захисту земельних ресурсів і ґрунтового покриття

Для зменшення негативного впливу будівництва газопроводу на рослинний покрив і ґрунти будівельно-монтажні роботи повинні виконуватися з обов'язковим дотриманням меж територій, відведених у постійне або тимчасове користування для будівництва.

Під час виконання основних будівельно-монтажних робіт у межах будівельної смуги газопроводу необхідно дотримуватися таких заходів:

- протягом усього періоду будівництва на відведених ділянках здійснювати контроль за дотриманням меж будівельної смуги, включаючи території прокладання газопроводу, під'їзні дороги та майданчикові споруди;
- забезпечити будівельну колону пересувними інвентарними контейнерами для збору побутових і будівельних відходів, а також ємностями для накопичення відпрацьованих мастильних матеріалів;
- використовувати спеціальні установки для підігріву двигунів будівельної техніки, а також для підігріву води й матеріалів;
- заборонити розпалювання багать із застосуванням димних видів палива;
- заборонити ремонт будівельної техніки, миття машин і механізмів, а також злив паливно-мастильних матеріалів поза спеціально обладнаними для цього місцями.

Для відновлення територій, тимчасово зайнятих під будівництво, до їх початкового стану та зменшення ерозійних процесів виконується технічна рекультивация будівельних площ[8]..

Технічна рекультивация передбачає такі заходи:

- вирівнювання території, засипання ерозійних форм і термокарстових просідань ґрунтом із подібними фізико-хімічними та механічними властивостями;
- прибирання будівельного сміття, залишкових матеріалів та всіх забруднювальних елементів, що залишилися після демонтажу тимчасових споруд, житлових містечок і баз після завершення робіт на трасі трубопроводу та в місцях переходів через водні об'єкти;
- формування укосів, насипів і кар'єрних виробок;
- відновлення родючого (рослинного) шару ґрунту.

4.4 Заходи щодо збереження флори і фауни

З метою запобігання загибелі об'єктів рослинного і тваринного світу внаслідок зміни умов їх існування рекомендується виконувати такі заходи:

- виконання будівельних робіт суворо в межах відведених земельних ділянок;
- переміщення будівельної техніки виключно по існуючих та тимчасово облаштованих дорогах;
- зняття родючого (ґрунтового-рослинного) шару перед початком земляних робіт та його повернення під час проведення технічної рекультивації;
- здійснення біологічної рекультивації шляхом засіву багаторічних трав;
- заборона випалювання рослинності;
- дотримання правил пожежної безпеки під час виконання робіт;
- недопущення забруднення території паливно-мастильними матеріалами;
- припинення випадків браконьєрства;

- забезпечення території виконання робіт необхідною інженерною інфраструктурою та засобами зв'язку без суттєвого негативного впливу на довкілля і тваринний світ[9]..

Збереження тваринного і рослинного світу в проєкті забезпечується шляхом виконання робіт у межах тимчасово відведених земель, реалізації заходів з охорони атмосферного повітря та ґрунтових вод, а також обмеження доступу працівників і техніки до місць можливого перебування тварин.

4.5 Заходи зі зменшення забруднення атмосферного повітря

У період виконання робіт зменшення викидів забруднюючих речовин в атмосферу може бути досягнуте за рахунок несинхронної роботи будівельної спецтехніки та обладнання; скорочення кількості перевалок пилових матеріалів; зменшення висоти навантаження та розвантаження матеріалів; використання тентів для накриття кузовів автосамоскидів під час транспортування пилових матеріалів.

Для зниження обсягів викидів забруднюючих речовин від працюючої техніки необхідно застосовувати механізми: які своєчасно пройшли технічне обслуговування та мають відрегульовані паливні системи, що забезпечує викиди вихлопних газів у межах встановлених норм; двигуни автомобілів і дорожньо-будівельної техніки під час простоїв повинні бути вимкнені[9]..

4.6 Заходи з охорони довкілля під час зберігання відходів

До початку виконання робіт підрядна будівельна організація повинна укласти договори зі спеціалізованими або ліцензованими організаціями на приймання твердих і рідких відходів, що утворюються під час розробки кар'єру. Будівельні відходи, які виникають у процесі виконання робіт, необхідно вивозити на тимчасові майданчики накопичення, з подальшим транспортуванням на полігони твердих побутових відходів (ТПВ).

Побутове сміття та використані обтиральні матеріали необхідно збирати у спеціально передбачений металевий контейнер об'ємом не більше 1,5 м³, розташований безпосередньо на будівельному майданчику. У міру заповнення контейнер вивозиться на найближчий санкціонований полігон ТПВ відповідно до договору, укладеного будівельною організацією з його власником[9].

Висновок до розділу 4

У цьому розділі розглянуто комплекс заходів з охорони праці, пожежної та екологічної безпеки під час будівництва та експлуатації магістрального газопроводу. Встановлено, що безпечне виконання робіт забезпечується дотриманням вимог нормативно-правових актів, належною організацією виробничих процесів, використанням засобів індивідуального та колективного захисту, а також проведенням відповідного навчання й інструктажів персоналу. Особливу увагу приділено вимогам безпеки під час виконання вантажно-розвантажувальних, зварювальних і газополуменевих робіт, які належать до категорії підвищеної небезпеки.

Проаналізовано основні вимоги пожежної безпеки на об'єктах магістральних газопроводів. Ефективне функціонування систем протипожежного захисту, дотримання встановленого протипожежного режиму, контроль за виконанням вогневих робіт та належна підготовка персоналу є необхідними умовами запобігання пожежам і мінімізації їх можливих наслідків.

Розглянуто заходи щодо охорони земельних ресурсів, рослинного і тваринного світу, атмосферного повітря та поводження з відходами. Мінімізація негативного впливу будівництва на навколишнє середовище досягається шляхом дотримання меж відведених територій, проведення рекультивації земель, раціонального використання будівельної техніки,

скорочення викидів забруднювальних речовин і належної організації збору та утилізації відходів. Реалізація передбачених організаційних, технічних та природоохоронних заходів забезпечує безпечні умови праці персоналу, знижує ризик виникнення аварійних ситуацій і пожеж, а також сприяє збереженню навколишнього природного середовища під час будівництва та експлуатації магістрального газопроводу.

ВИСНОВОК

У даній роботі було розглянуто основні теоретичні та практичні аспекти транспортування природного газу магістральними газопроводами, а також виконано комплекс розрахунків і технічних обґрунтувань, необхідних для проєктування та забезпечення надійної роботи газотранспортної системи.

У першому розділі досліджено властивості природного газу, його склад та основні характеристики, що визначають особливості транспортування. Проаналізовано структуру газотранспортної системи, класифікацію газопроводів і роль магістральних газопроводів у забезпеченні безперервного постачання природного газу споживачам.

У другому розділі виконано технологічний та гідравлічний розрахунок магістрального газопроводу. На підставі фізико-хімічних характеристик газу визначено основні параметри його транспортування, обґрунтовано вибір діаметра трубопроводу та перевірено його міцність. Результати розрахунків підтвердили можливість забезпечення проєктної продуктивності газопроводу та показали відсутність необхідності у спорудженні проміжних компресорних станцій на розглянутій ділянці траси.

У третьому розділі розглянуто технологічну схему компресорної станції та виконано вибір основного обладнання. Для забезпечення необхідного режиму транспортування газу прийнято газотурбінну компресорну станцію з газоперекачувальними агрегатами відповідної потужності. Проведені розрахунки підтвердили ефективність обраного режиму роботи компресорної станції, відповідність обладнання проєктним параметрам, а також можливість забезпечення надійної та економічної експлуатації системи. Додатково розглянуто питання застосування запірної арматури та систем охолодження газу після компримування.

У четвертому розділі проаналізовано вимоги охорони праці, пожежної безпеки та охорони навколишнього середовища під час будівництва й експлуатації магістрального газопроводу. Визначено комплекс

організаційних, технічних і природоохоронних заходів, спрямованих на забезпечення безпечних умов праці, запобігання аварійним ситуаціям, мінімізацію негативного впливу на довкілля та дотримання вимог екологічної безпеки.

Виконані розрахунки та технічні рішення підтвердили можливість ефективного транспортування природного газу заданою ділянкою магістрального газопроводу із забезпеченням необхідної пропускної здатності, надійності, безпеки та економічності експлуатації. Запропоновані технічні й організаційні заходи відповідають сучасним вимогам газотранспортної галузі та сприяють підвищенню ефективності функціонування системи транспортування природного газу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ НА ДЖЕРЕЛА

1. Капцова Н. І. Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції : конспект лекцій для студентів денної і заочної форм навчання освітньо-кваліфікаційного рівня «бакалавр» спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології / Н. І. Капцова ; Харків. нац. ун-т міськ. гос-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 89 с.;
2. Методичні рекомендації "Збір і підготовка нафтогазопромислової продукції" для студентів першого бакалаврського рівня освіти спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології освітньої програми 185 - Нафтогазова інженерія та технології / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; [уклад. : І. І. Капцов, Н. І. Капцова]. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025.;
3. Дорошенко Я. В. Спорудження та ремонт зосереджених об'єктів газонафтопроводів: підручник / Я. В. Дорошенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – 845 с. ISBN 978-3-659-37720-4.;
4. Довідник з нафтогазової справи [Під ред. В.С. Яремійчука]. Львів : Оріяна-Нова, 1996. 613 с.;
5. Довідник працівника газотранспортного підприємства (за зал. Ред.. В.В. Розгонюк, А.А. Руднік, В.М. Коломєєв, М.А. Гріль, О.О. Болокан).- К.:Росток.2001-1091 с.;
6. Сучасний стан і перспективи розвитку енергетики України / [І.В. Плапков, А.К. Шидловський, Б.С. Стогній та ін.] Енергетика і електрифікація, 1997. – №3 – С. 1–15.;
7. Абракітов В. Е., Барбашин В. В. Методичні вказівки до виконання глави «Охорона праці та безпека в надзвичайних ситуаціях». Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2023. 16 с.;

8. ДСТУ ISO 15649:2015 «Трубопроводи. Проектування та розрахунок»;
9. ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання підземних споруд»;
10. ДСТУ 4219:2003 «Трубопроводи магістральні сталеві. Загальні технічні вимоги» ;
11. ДСТУ 5542:2010. Газ природний. Загальні технічні умови. – Київ : Держспоживстандарт України, 2010. – 14 с.;
12. НПАОП 0.00 1.76 18 — «Правила безпеки при роботах з трубопроводами та обладнання»;