

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ
Факультет інженерних систем і екології
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
ЗДОБУВАЧА СТУПЕНЯ ВИЩОЇ ОСВІТИ МАГІСТР**

на тему:

**Підвищення експлуатаційних характеристик системи
газопостачання селища Киріківка Сумської області**

Гулик Вікторії Анатоліївни

Київ 2024 р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ
Факультет інженерних систем і екології
Кафедра теплогазопостачання і вентиляції**

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри
_____ Предун К.М.
« ___ » _____ 2024 р.

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ
НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ «МАГІСТР»**

на тему:

**Підвищення експлуатаційних характеристик системи
газопостачання селища Киріківка Сумської області**

Я як здобувач вищої освіти КНУБА розумію і підтримую політику закладу з академічної доброчесності. Я не надавала і не одержувала недозволену допомогу під час підготовки цієї роботи. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

Здобувач **Гулик Вікторія**
Анатоліївна
192 «Будівництво та цивільна інженерія»
ОПП «Теплогазопостачання і вентиляція»
Група зТВм-23
Керівник: Коновалюк В.А.
доцент, кандидат технічних наук

Рецензент Франчук Ю.Й.

Ідентичність підтверджую

Київ 2024р.

**КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ**

Факультет: інженерних систем і екології

Випускова кафедра: теплогазопостачання і вентиляції

Освітній вищої освіти: магістр за освітньо-професійною програмою

Спеціальність: 192 – Будівництво та цивільна інженерія

Освітня програма: Теплогазопостачання і вентиляція

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТГПіВ

_____ Костянтин ПРЕДУН

« ____ » _____ 2024 року

**ЗАВДАННЯ
ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
ЗДОБУВАЧА СТУПЕНЯ ВИЩОЇ ОСВІТИ «МАГІСТР»**

Гулик Вікторії Анатоліївни

1. Тема роботи «Підвищення експлуатаційних характеристик системи газопостачання селища Кириківка Сумської області», затверджена наказом ректора КНУБА № _____ від « ____ » _____ 2024 року

2. Керівник роботи

Коновалюк Вікторія Анатоліївна, кандидат технічних наук, доцент

3. Термін подання студентом роботи до захисту 15.11.2024 р.

4. Зміст пояснювальної записки за розділами:

Р. 1. Газопостачання селища.

Р. 2. Технічні рішення по газопостачанню комунально-побутових та житлових об'єктів селища

Р. 3. Газопостачання ремонтно-механічного заводу.

Р. 4. Техніко-економічне обґрунтування використання біогазу для потреб заводу.

Р. 5. Автоматизація технологічних процесів в системі газопостачання.

Р. 6. Охорона праці та навколишнього природного середовища.

5. Графічний матеріал за розділами:

Р. 1. Л. 1. Генплан селища. Л. 2. Схема газових мереж середнього тиску. Кран кульовий поліетиленовий. Перехід поліетилен-сталь. Л. 3. Профіль траси газопроводу. Шафований газорегуляторний пункт.

Р. 2. Л. 4. План житлового будинку. Розрахункова схема газопроводу житлового будинку. Схема встановлення КБРТ. Л. 5. План мініпекарні. Схема газопроводу мініпекарні. Схеми встановлення сигналізатору та

електромагнітного клапану. Л. 6. План кафе і магазину. План котельної для дитячого садка і школи. Розрахункові схеми газопостачання. Специфікації.

Л. 7. Топоплан ремонтно-механічного заводу, аксонометрична схема мережі міжцехових газопроводів, план термоковальського цеху, експлікації.

Л. 8. Аксонометричні схеми мережі міжцехових газопроводів низького тиску, внутрішньоцехових газопроводів середнього та низького тисків, повздовжній профіль, камерна піч до фрикційного пресу. Л. 9. ГРП заводу. Схема катодної станції.

Р. 4. Л. 10. Технологічні схеми отримання біогазу.

6. Консультанти розділів атестаційної випускної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірив	
		Дата	Підпис
Розділ 5.			
Розділ 6.	Клімова І.В., доцент		

7. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Газопостачання селища	
Розділ 2. Технічні рішення по газопостачанню комунально-побутових та житлових об'єктів селища	
Розділ 3. Газопостачання ремонтно-механічного заводу	
Розділ 4. Техніко-економічне обґрунтування використання біогазу для потреб заводу.	
Розділ 5. Автоматизація технологічних процесів в системі газопостачання	
Розділ 6. Охорона праці та навколишнього природного середовища	
Остаточне оформлення роботи	
Направлення роботи для перевірки на плагіат	
Попередній захист роботи на випусковій кафедрі	
Направлення роботи на рецензування	

8. Дата видачі завдання _____

Керівник _____ Коновалюк В.А.
(підпис)

Здобувач _____ Гулик В.А.
(підпис)

Зміст

Вступ	6
РОЗДІЛ 1. Газопостачання селища	11
1.1. Характеристика споживачів	12
1.2. Визначення витрат газу	13
1.3. Вибір і обґрунтування схеми системи газопостачання	16
1.4. Гідравлічний розрахунок мережі газопостачання середнього тиску для двох альтернативних варіантів	17
1.4.1. Поліетиленові газопроводи	17
1.4.2. Сталеві газопроводи	20
1.4.3. Порівняння і вибір матеріалу газопроводів	23
1.5. Побудова повздовжнього профілю траси газопроводу	25
1.6. Розрахунок і вибір обладнання ШРП	26
РОЗДІЛ 2. Технічні рішення по газопостачанню комунально- побутових та житлових об'єктів селища	28
2.1. Газопостачання пекарні	29
2.2. Газопостачання котелень комунально-побутових підприємств	35
2.3. Газопостачання житлового будинку	39
РОЗДІЛ 3. Газопостачання ремонтно-механічного заводу	50
3.1. Характеристика об'єкта газопостачання	51
3.2. Структура системи газопостачання заводу	52
3.3. Гідравлічний розрахунок промислових газопроводів	53
3.3.1. Міжцехові газопроводи середнього та низького тисків	53
3.3.2. Внутрішньоцехові газопроводи низького тиску	62
3.4. Підбір обладнання ГРП заводу	66
3.5. Захист сталевих газопроводів від корозії	73

РОЗДІЛ 4. Обґрунтування можливості використання альтернативного газу в системі газопостачання	74
4.1. Аналіз характеристик альтернативних джерел енергії для підвищення надійності системи газопостачання	75
4.2. Технологічні схеми отримання біогазу.	79
4.3. Техніко-економічне обґрунтування використання біогазу для опалення та вентиляції цехів ремонтно-механічного заводу	85
4.4. Вибір когенераційної установки	87
4.5. Техніко-економічне обґрунтування використання біогазової установки на базі когенератора CENTO L180	90
РОЗДІЛ 5. Автоматизація технологічних процесів в системі газопостачання	96
5.1. Інтелектуальна система обліку витрат та контролю параметрів в системі газопостачання	97
5.2. Функціональна схема автоматизації газопостачання печі	104
РОЗДІЛ 6. Охорона праці та навколишнього природного середовища	109
6.1. Проведення земляних робіт	110
6.2. Безпечна організація вантажно-розвантажувальних робіт	111
6.3. Шум і вібрація	113
6.4. Проведення газонебезпечних робіт	114
6.5. Фактори забруднення середовища при будівництві та методи боротьби з ними	116
Висновок	121
Список використаної літератури	123

ВСТУП

Забезпечення економіки енергоносіями є важливим фактором економічного і політичного благополуччя країни. Нафтогазовий комплекс є основним складовим паливно-енергетичного комплексу країни. У загальному обсязі споживання палива органічного походження вуглеводні становить приблизно 65% , в тому числі вуглеводні органічного походження (природний газ) – понад 50%.

Важливим завданням для України є визначення умов збереження, розвитку та прискорення реконструкції, модернізації енергетичних потужностей. Підвищення ефективності енерговикористання залежить від вирішення багатьох проблем на рівні держави, регіонів, рівні підприємств. Політика підвищення енергоефективності в усіх елементах життя громадян є важливим чинником впливу на сучасну енергетичну безпеку України, на стабільне забезпечення населення енергоносіями.

Природний газ є основним джерелом теплової енергії для систем опалення і гарячого водопостачання будівель різного призначення. Традиційний газ використовують для забезпечення технологічних потреб промислових підприємств та майже половини енергогенеруючих підприємств. Системи газопостачання призначені для транспортування і розподілу газу між споживачами на технологічні, побутові та комунально-побутові потреби.

Природний газ - екологічно чисте паливо. Його застосування в промислових галузях скорочує викиди шкідливих компонентів у 4-5 разів. Також газ може використовуватись в якості моторного палива. В останні роки природний газ на енергетичному ринку світу успішно конкурує загальноновизнаним енергоносієм – нафтою.

У порівнянні з твердим газоподібне паливо має наступні переваги: - більш економічне; покращує стан повітряного басейну населеного пункту (відсутність викиду в атмосферу вугільного пилу, золи і сірчистих газів); застосування газу полегшує автоматизацію теплових виробничих

процесів і скорочує чисельність обслуговуючого персоналу, дозволяє здійснити економічно ефективні технологічні процеси; вивільняє транспортні засоби від перевезень палива і територію міста від складів палива і відвалів золи та шлаку, тощо.

Найбільшу цінність для газопостачання міст становлять природні гази, що складаються, головним чином, з вуглеводів метанового ряду. Особливістю природних газів є їхня висока теплотворна здатність, низький вміст баласту і для більшості родовищ - відсутність сірководню та інших шкідливих домішок.

Сучасні системи газопостачання природним газом населених пунктів це складний взаємозалежний комплекс газопроводів різних тисків, газорозподільних станцій, газорегуляторних пунктів, устаткування газових мереж, систем зв'язку і приладів обліку споживання природного газу, тощо. Основними технологічними елементами газорозподільної системи є газопроводи, ГРП, газове обладнання, а також автоматизовані системи процесу розподілу газу та пристрої електрохімічного захисту від корозії.

Тривалі роки експлуатації газотранспортної системи України вимагають капітального ремонту і реконструкції з тим, щоб вона повністю відповідала європейським вимогам. Експлуатація величезного технічного комплексу завжди пов'язана з різними об'єктивними й суб'єктивними ризиками. Зрозуміло, така інфраструктура потребує серйозного фінансування, постійних витрат на її утримання, відновлення та оптимізацію. Уже сьогодні спливає термін амортизації близько 10 тисяч кілометрів газових мереж. За даними НАК "Нафтогаз України", відсоток зношеності газових мереж державної власності збільшився до 40 (незважаючи на щорічне введення в експлуатацію значної кількості нових газопроводів державної власності).

Збройна агресія росії проти України й постійні атаки ворога на вітчизняну енергетичну інфраструктуру підтверджують високу значимість надійного і безпечного функціонування енергосистеми країни для мінімізації зовнішнього впливу на функціонування та розвиток держави в цілому.

Власними паливно-енергетичними ресурсами, навіть у мирний час, наша країна була забезпечена приблизно на третину, все інше закуповувалося за кордоном. Виконання міжнародних зобов'язань і задекларований державою курс на інтеграцію до ЄС примушує орієнтуватись на європейські тенденції, підлаштовуючись під них.

Одним з головних завдань перспективного розвитку України є на сьогодні зменшення енергоспоживання традиційних паливно-енергетичних ресурсів та впровадження дієвих заходів з енергозбереження й енергоефективних технологій, із залученням відновлюваних джерел енергії. Значне зростання цін на первинні енергоносії вимагає пошуку альтернативних джерел енергії. Одним із найбільш перспективних серед них є біогаз, отриманий під час анаеробної ферментації органічних речовин.

Біоконверсія органічних відходів є одним із економічно ефективних та екологічно прийнятних рішень для запобігання забруднення навколишнього середовища. При цьому є змога раціонально використовувати органічні речовини та звільнювати акумульовану в них енергію. Для подальшого сталого розвитку України потрібна система побудови екологічно чистих енерго- та ресурсозберігаючих технологічних процесів біоконверсії органічних відходів для попередження забруднення навколишнього середовища, отримання високоякісних добрив, та газоподібного енергоносія – біогазу.

Світові тенденції свідчать, що біоенергетика є ресурсом поновлюваних джерела енергії, отриманим з живих організмів. їх побічних продуктів чи рослин. Досвід Євросоюзу - це використання не лише енергосировини зі звалищ, сільськогосподарського чи деревообробного виробництва, а й спеціально вирощених швидкозростаючих енергетичних культур. У світі відомо чимало таких рослин - тополя, верба, акація, безголкова троянда, топінамбур, соняшник, просо, сорго, тростина, міскантус. фаларіс. коноплі, очерет та багато інших.

Перспективними є напрямки: використання біомаси в якості палива для опалення, спільне спалювання біомаси з вугіллям, виробництво паливних гранул з біомаси, використання біодизельного палива в двигунах, біогазові технології.

Якщо поглянути на динаміку споживання енергоресурсів у сільському господарстві то відбувається незначне зростання споживання рідкого дизельного та твердого (дрова та вугілля) палива. Спостерігається зменшення використання природного газу та бензину. Споживання електроенергії залишається на стабільному рівні і залежить від сезонних чинників. Серйозний вплив на ефективність сільськогосподарського виробництва мають наслідки подорожчання моторного палива (збільшення ціни палива на 1 грн./кг призводить до додаткових затрат в аграрному виробництві у розмірі від 1,3 до 1,5 млрд. грн.). Дорожчає також газоподібне паливо. Крім того, в зв'язку із ростом тарифів, значно зростають витрати на електроенергію спожиту в сільському господарстві.

Галузь тваринництва, яка є достатньо енергомісткою. в останні роки відчуває нестачу енергоресурсів, що приводить до зниження виробництва продукції тваринництва, особливо вирощування та утримання великої рогатої худоби.

Крім того, рівень забезпечення аграрного виробництва енергією із власної сировини є низьким. Так, наприклад, галузь тваринництва України, виробляючи значні обсяги органічних відходів, потенційно володіє значними ресурсами для виробництва біогазу. а рівень виробництва біогазу становить 5 % від економічно можливого.

Тому необхідне підвищення рівня використання доступної в якості енергоресурсів сировини сільськогосподарського походження, що в свою чергу призведе до зростання рівня енергетичної автономності агроecosystem та дозволить вирішувати енергетичну задачу із збереженням або підвищенням ефективності виробництва продукції.

Біогаз може подаватися як очищений і збагачений біогаз (біометан) в існуючу газотранспортну мережу або використовуватися децентралізованими блочними теплоелектроцентралями для електро- і теплопостачання (когенерація). Крім того, збагачений біогаз може використовуватися як паливо в автомобілях замість природного газу, на великих центральних когенераційних установках або для виробництва тепла у високоефективних газових конденсаційних котлах.

Застосування біогазу в децентралізованому енергопостачанні підвищує надійності енергопостачання, зокрема, у сільській місцевості.

Від надійності роботи газових мереж залежить безпека жителів і стабільна робота підприємств різних галузей промисловості, а забезпечення безперебійного постачання газу споживачам пов'язане з професіоналізмом фахівців. Саме тому у кваліфікаційній роботі приділено багато уваги вибору заходів з підвищення експлуатаційних характеристик системи газопостачання на прикладі селища Киріківка шляхом застосування нових підходів до ремонту, проектування, діагностики, ремонту газових мереж та використання альтернативного газу з метою підвищення надійності роботи цієї системи.

РОЗДІЛ 1
Газопостачання селища

1.1. Характеристика споживачів

У відповідності з завданням на проектування необхідно запроєктувати систему газопостачання селища Киріківка та ремонтно-механічного заводу, який знаходиться на його околиці. Селище розташоване у Сумській області, у північно-східній частині України.

Клімат в області м'який, помірно-континентальний. Зима прохолодна, літо помірно жарке. Середня температура повітря в січні від $-7,9^{\circ}\text{C}$ на півночі області, до $-7,1^{\circ}\text{C}$ – на південному заході, в липні - від $+18,4^{\circ}\text{C}$ на півночі, до $+19,9^{\circ}\text{C}$ – на південному сході. Максимум опадів випадає влітку у вигляді дощів. Середньорічна їх кількість становить від 550 до 700 мм.

1 Розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення (найхолоднішої п'ятиденки) $t_o = -21^{\circ}\text{C}$.

2 Теж, вентиляції $t_{\text{вент}} = -9^{\circ}\text{C}$.

3 Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період $t_o = -7^{\circ}\text{C}$.

4 Тривалість опалювального періоду $n_o = 175$ діб.

Ґрунти переважно чорноземні (53%), сірі лісові, дерново-підзолисті – на півночі, у заплавах рік – лучні, лучно-болотні та болотні. 17,6% території області займають ліси, розміщені переважно на півночі.

Глибина промерзання ґрунту – 0,95 м.

Природно-рекреаційний потенціал області значний: лісами та чагарниками зайнято 17 % території.

Селище Киріківка забудоване одно- і двоповерховими будинками.

У селищі є школа, дитячий садок, пекарня, магазини, на окраїні – ремонтно-механічний завод.

Теплопостачання і гаряче водопостачання населення і комунально-побутових підприємств здійснюється від індивідуальних теплогенераторів.

Джерелом газопостачання населеного пункту є шафвий газорегуляторний пункт (ШГРП – 50-2В/б-80К), що знаходиться на західній околиці селища. Тиск на виході з ГРП - $P_{\text{вихід}}=0,2$ МПа.

Клімат району помірно континентальний. Літо жарке, сухе, з сухові-ями. Зима з частими відлигами. Відносна вологість повітря від 43% в липні до 83% в грудні. Глибина промерзання ґрунту – 0,9м. Кількість опадів за рік – 558 мм

Густота населення для району забудованого одноповерховими будинками становить $V = 500$ м²/га. Норма забезпеченості загальною площею для району прийнята $f=18$ м²/.

Загальна площа житлових будинків у районі:

$$F_{\text{ж}} = F_{\text{з}} \times V \times 10^{-3}; \quad F_{\text{ж}} = 76,4 \times 500 \times 10^{-3} = 38,2 \text{ тис. м}^2.$$

$$\text{Чисельність населення: } N = \frac{F_{\text{ж}}}{f} \times 10^3; \quad N = \frac{38,2}{18} \times 10^3 = 2122 \text{ люд.}$$

Кількість мешканців складає 2122 осіб.

1.2. Визначення витрат газу

Річна витрата газу

Річна витрата газу на комунально-побутові витрати населення визначається в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоті з урахуванням ступеня забезпеченості газопостачанням комунально-побутових потреб населення за формулою:

$$V_p^{k-n} = N \times S \times X \times \frac{q_n}{Q_p^n} \times 10^{-6} \text{ млн. м}^3/\text{рік},$$

де N – кількість населення, ос.; S –кількість розрахункова комунальних послуг для населення; X – характеристика забезпечення газом ком.-побутових потреб; q_n – нормативні витрати теплоти на певний вид комунальних послуг, МДж; Q_p^n – теплота згоряння природного газу нижча, $Q_p^n = 34$ МДж/м³.

Витрати газу на господарсько-побутові потреби населення разом з гарячим водопостачанням від місцевих газових водонагрівачів дорівнює – 250 м³/рік. люд.

Річна витрата газу для міні-пекарні:

$$V_p^{k-n} = 2122 \times 0.9 \times \frac{5450}{34} \times 10^{-6} \text{ млн. м}^3/\text{рік};$$

$$V_p^{k-n} = 0,67 \text{ млн. м}^3/\text{рік} \quad \text{для печі «ROTODRAGO» 2/6080};$$

$$V_p^{k-n} = 13776 \text{ нм}^3/\text{рік} \quad \text{для опалення приміщень міні}$$

пекарні.

Річна витрата газу на опалення та вентиляцію дитячого садка:

$$V_p^{k-n} = 44646 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Річна витрата газу на опалення та вентиляцію магазину:

$$V_p^{k-n} = 46200 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Річна витрата газу на опалення та вентиляцію школи:

$$V_p^{k-n} = 44646 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Річна витрата газу на опалення та вентиляцію одного типового житлового будинку:

$$V_p^{k-n} = 3780 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Річна витрата газу на опалення та вентиляцію усіх житлових будинків у селищі:

$$V_p^{k-n} = 8387820 \text{ м}^3/\text{рік}.$$

Годинна витрата газу

Максимальна година витрата природного газу визначена як частка річної витрати:

$$V_{\text{год}}^{k-n} = V_p^{k-n} \cdot k_{\text{max}}^{n-6}$$

де V_p^{k-n} – витрата газу річна, млн. м³ /рік; k_{max}^n – коефіцієнт годин. максимуму, рік/год.

Годинна витрата газу для міні-пекарні:

$$V_{\text{год}}^{k-n} = 12,44 \text{ нм}^3/\text{год} \quad \text{для печі «ROTODRAGO» 2/6080}.$$

Годинна витрата газу для ПГ-4 одного типового житлового будинку:

$$V_{\text{год}}^{k-n} = 1,2 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Годинна витрата газу для ПГ-4 усіх житлових будинків у селищі:

$$V_{\text{год}}^{k-n} = 2662,8 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Витрата газу на опалення та вентиляцію житлових і громадських будинків:

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 3600 [1 + K(1 + K_1)] \times \frac{q_0 \times F_{\text{ж}} \times 10^{-6}}{Q_R^H \times q}, \text{ м}^3/\text{год.},$$

де K – коефіцієнт що враховує витрату газу на опалення громадських будинків; K_1 – теж, на вентиляцію; q_0 – показник максимального теплового потоку на опалення 1 м^2 площі укрупнений, $\text{Вт}/\text{м}^2$; q – ККД системи теплопостачання.

Годинна витрата газу на опалення приміщень міні-пекарні:

$$V_{\text{год}}^{\text{об}} = 6,56 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

Годинна витрата газу на опалення та вентиляцію житлового будинку:

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 0,9 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Годинна витрата газу на опалення та вентиляцію дитячого садка:

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 10,63 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Годинна витрата газу на опалення та вентиляцію дитячого садка (школи):

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 10,63 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Годинна витрата газу на опалення та вентиляцію магазину:

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 11 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Годинна витрата газу на опалення та вентиляцію усіх житлових будинків у селищі:

$$V_{\text{год}}^{\text{OB}} = 1997,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Розрахункові витрати газу в населеному пункті.

Розрахункові витрати газу:

$$V_P^{\text{год}} = V_{\text{год}}^{k-n} \text{ max} + (0,4 \div 0,6) \times V_{\text{год}}^{\text{OB}} \text{ max}.$$

$$V_P^{\text{год}} = 3962,57 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

1.3. Вибір і обґрунтування схеми системи газопостачання

Схема газопостачання населених пунктів, промислових, комунально-побутових підприємств, котелень та інших об'єктів приймається залежно від сумарної витрати газу, потрібного тиску газу перед газопальниковими приладами, кількості і розташування споживачів, довжини ділянок.

При виборі схеми газопостачання керуються вимогами надійності і безпечності; техніко-економічними вимогами; забезпеченням необхідних параметрів (тиску і витрати) газу перед пальниками теплогенераторів; мінімальними капіталовкладеннями (мінімальні довжини і діаметри газопроводів, кількість ГРП і ГРУ); забезпеченням надійних і безпечних будівельно-монтажних і пуско-налагоджувальних робіт, експлуатації.

Для селища Киріківка прийнята змішана багатокільцева система газопостачання середнього тиску з тупіковими ділянками. Багатокільцева система має кращі експлуатаційні характеристики порівняно з іншими, так як у такій системі газ по кільцях рухається в двох протилежних напрямках (за- і проти годинникової стрілки) і у випадку виникнення аварійної ситуації для споживачів, підключених після аварійної ділянки, газопостачання не буде припинено за рахунок перерозподілу напрямку руху газу.

Джерелом газу для системи газопостачання селища є транзитний газопровід високого тиску, що транспортує газ до міста Суми.

Тиск в системі газопостачання прийнято середній. Середній тиск потребує частина газовикористовуючого обладнання ремонтно-механічного заводу. У побутових і комунально-побутових споживачів встановлене обладнання, що працює на низькому тиску. Але з економічних міркувань, для мережі газопостачання селища обраний саме середній тиск, так як така система при однакових діаметрах (порівняно з мережею низького тиску) має суттєво більшу пропускну здатність, тобто потребує трубопроводів менших діаметрів. Також така система передбачає зниження тиску газу безпосередньо біля споживачів (за допомогою будинкових регуляторів тиску), а значить в

залежності від значень номінального тиску перед пальниками газовикористовуючих приладів є можливість налаштувати вихідний тиск на оптимальне значення.



Рис. 1.1. Схема системи газопостачання селища

1.4. Гідравлічний розрахунок мережі газопостачання середнього тиску для двох альтернативних варіантів

1.4.1. Поліетиленові газопроводи

Джерелом газу для системи газопостачання селища є транзитний газопровід високого тиску. Зниження тиску з високого на середній відбувається за допомогою шафового газорегуляторного пункту. Надлишковий тиск газу на виході з ШРП становить 180 кПа, абсолютний тиск – 280 кПа.

На розрахунковій схемі вибрано головну магістраль, для якої обчислюємо питому різницю квадратів тиску:

$$\bar{A} = \frac{P_i^2 - P_N^2}{\sum_{i=1}^n L P_i}, \text{ МПа}^2/\text{м}$$

P_i – абсолютний тиск газу на виході з ШРП, МПа; P_N - теж, на виході у

найбільш віддаленого споживача, МПа; L_{P_i} – розрахункова довжина ділянки, м; n – кількість ділянок головної магістралі.

Розрахункову довжину визначаємо, враховуючи витрати тиску в місцевих опорах у розмірі 10% від втрат тиску по довжині.

Відповідно,

$$L_p = 1,1 \times L_p, \text{ м.}$$

Для першої ділянки головної магістралі визначено розрахункову різницю квадратів тисків:

$$(P_1^2 - P_2^2)_{P_{1-2}} = \bar{A} \times L_{P_{1-2}}, \text{ МПа}^2,$$

де $L_{P_{1-2}}$ – розрахункова довжина першої ділянки, м.

Для інших ділянок головної магістралі розрахункову різницю квадратів тиску визначено аналогічно. Орієнтуючих на розрахункову різницю квадратів тиску $(P_1^2 - P_2^2)$ за номограмою в залежності від витрати газу на ділянці та її довжини підібрано діаметр газопроводу.

Підібрано діаметр газопроводу з поліетиленових труб і уточнено дійсне значення величини $(P_1^2 - P_2^2)_d$.

Значення тиску в кінці ділянки дорівнює:

$$P_2 = \sqrt[2]{P_1^2 - (P_1^2 - P_2^2)_{d_{1-2}}}, \text{ МПа}$$

Отриманий тиск є початковим для наступної за напрямком руху газу ділянки. Нев'язка дисків у найбільш віддаленого споживача, отриманого розрахунковим шляхом і прийнятого P_k , не повинна перевищувати 10%.

За умови побудови шкали тисків номограми в одиницях тиску «кПа» гідравлічний розрахунок газопроводів слід виконувати в цих розмірних одиницях.

Мінімальний умовний діаметр газопроводів приймають не менший за 50 мм. Для вуличних газопроводів сільських населених пунктів умовний діаметр ділянки повинен бути не менше за 40 мм.

Абсолютний тиск газу на виході з джерела газопостачання ШРП становить 280 кПа, а у найбільш віддаленого споживача не повинен бути нижчим ніж 248 кПа.

Тобто наявний максимальний перепад тиску складає:

$$\Delta P_{max} = 280 - 248 = 32 \text{ кПа.}$$

Мінімальний діаметр газопроводів становить:

$$D_3 \times S = 40 \times 3.7 \text{ мм.}$$

Спочатку виконаний гідравлічний розрахунок головної магістралі ШРП-1-2-3-4-5-6-7-8-9.

Питома різниця квадратів тиску для головної магістралі дорівнює при сумарній довжині $\sum L_i = 1057\text{м}$:

$$\bar{A}_1 = \frac{280^2 - 148^2}{1,1 \times 1057} = \frac{32400 - 21904}{1162,7} = 9,02 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів наведено у таблиці 1.1

$$\text{Нев'язка становить: } \mathcal{L}_1 = \frac{149 - 148}{148} \times 100\% = 0,6\%$$

Тиск газу у вузлових точках 3 і 9 за результатами гідравлічного розрахунку головної магістралі дорівнює 178 і 149 кПа відповідно. Тоді питома різниця квадратів тиску для півкільця 2-10-11-12-13-14-15-16-17-9 становить:

$$\bar{A}_2 = \frac{178^2 - 149^2}{1,1 \times 1000} = \frac{31684 - 22201}{1100} = 8,62 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

В результаті гідравлічного розрахунку півкільця 3-10-11-12-13-14-15-16-17-9 тиску газу у т.9 дорівнює 149 кПа, а нев'язка тисків у вузловій точці 9:

$$\mathcal{L}_2 = \frac{151 - 149}{149} \times 100\% = 1,3\%, \text{ що менше рекомендованої величини в } 10\%.$$

Гідравлічний розрахунок перемички 11-27-25-22-8 виконано аналогічно розрахунку півкільця 2-10-11-12-13-14-15-16-17-9.

$$\bar{A}_3 = \frac{P_{11}^2 - P_{22}^2}{1,1 \times \sum L_{11-22}} = \frac{170^2 - 159^2}{1,1 \times 435} = \frac{28900 - 25281}{478,5} = 7,56 \text{ кПа}^2/\text{м.}$$

Таблиця 1.1.

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів середнього тиску
з поліетиленових труб

№	№ ділянки	К-ть домів	Коефіцієнт одночасності	Витрати газу, м ³ /год	Довжина ділянки, l _ф	Розрахункова довжина ділянки, m _{р=1,1} × l _ф	d _y , мм	d ₃ × S, мм	Початковий тиск P _п , МПа	Кінцевий тиск P _к , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ШРП-1	318	0,16	521,05	20	22	140	140×12,7	0,28	0,27979
2	1-2	314	0,16	514,49	136	137,5	140	140×12,7	0,27979	0,2782
3	2-3	233	0,17	390,16	10	11	140	140×12,7	0,2782	0,2781
4	3-4	216	0,172	363,25	77	77	90	90×8,2	0,2781	0,2769
5	4-5	175	0,176	296,82	80	82,5	90	90×8,2	0,2769	0,276
6	5-6	121	0,183	208,57	77	88	90	90×8,2	0,276	0,2755
7	6-7	68	0,197	120,48	76	77	63	63×5,8	0,2755	0,2643
8	7-8	16	0,296	34,05	260	286	40	40×3,7	0,2643	0,2598
9	8-9	10	0,34	22,87	321	396	40	40×3,7	0,2598	0,24968
10	3-10	75	0,1935	131,94	145	155	50	50×4,6	0,2782	0,276
11	10-11	68	0,197	120,45	145	164	50	50×4,6	0,276	0,2708
12	11-12	51	0,2138	93,44	269	330	50	50×4,6	0,2708	0,2626
13	12-13	37	0,236	70,75	76	82,5	50	50×4,6	0,2626	0,261
14	13-14	32	0,246	62,34	82	88	50	50×4,6	0,261	0,25995
15	14-15	24	0,268	48,66	74	82,5	40	40×3,7	0,25995	0,2573
16	15-16	18	0,288	37,79	71	88	40	40×3,7	0,2573	0,255
17	16-17	9	0,375	20,74	76	93,5	40	40×3,7	0,255	0,252
18	17-9	1	0,7	3,58	62	68,2	40	40×3,7	0,252	0,2519
19	27-11	6	0,395	14,85	160	170,5	40	40×3,7	0,2708	0,2625
20	27-25	10	0,34	22,87	149	170,5	40	40×3,7	0,2625	0,262
21	25-22	25	0,265	50,41	126	165	40	40×3,7	0,262	0,261
22	7-18	52	0,2126	95,05	82	99	50	50×4,6	0,262	0,26175
23	18-19	32	0,246	62,34	148	154	50	50×4,6	0,2643	0,2599
24	19-20	10	0,34	22,85	140	159,5	50	50×4,6	0,26175	0,25466
25	20-21	9	0,345	20,74	109	110	40	40×3,7	0,2599	0,252
26	20-20a	1	0,7	3,58	61	67,1	40	40×3,7	0,25466	0,2546
27	18-18a	20	0,28	41,41	248	319	40	40×3,7	0,25466	0,2354
28	19-19a	22	0,274	45,08	276	319	40	40×3,7	0,2599	0,252
29	8-8a	9	0,375	20,34	266	269,5	40	40×3,7	0,2755	0,254
30	4-4a	19	0,284	39,61	225	264	40	40×3,7	0,2796	0,2584
31	5-5a	21	0,277	42,47	233	264	40	40×3,7	0,276	0,2546
32	6-6a	21	0,277	42,47	236	275	40	40×3,7	0,2755	0,2532
33	6-27	32	0,246	62,34	260	286	40	40×3,7	0,2755	0,261
34	5-25	33	0,244	64,05	247	286	40	40×3,7	0,276	0,262
35	4-26	22	0,274	45,08	247	286	40	40×3,7	0,2796	0,269
36	3-27	17	0,292	35,93	238	264	40	40×3,7	0,2781	0,2625
37	10-10a	7	0,37	16,76	111	275	32	32×3	0,276	0,274
38	14-14a	8	0,36	18,87	196	220	40	40×3,7	0,25995	0,256
39	15-15a	6	0,395	14,85	131	146,3	40	40×3,7	0,2573	0,2556
40	13-13a	5	0,4	12,51	140	154	40	40×3,7	0,261	0,258
41	28-13a	6	0,395	14,85	139	176	40	40×3,7	0,27	0,258
42	16-16a	8	0,36	18,87	160	176	40	40×3,7	0,255	0,252
43	25-16a	10	0,34	20,87	155	198	32	32×3	0,2612	0,252
44	17-17a	9	0,375	20,94	165	165	40	40×3,7	0,252	0,251
45	24-17a	13	0,316	28,8	150	165	40	40×3,7	0,261	0,251

У результаті нев'язка тиску у вузловій точці 8 становить:

$$\mathcal{L}_3 = \frac{161-159}{161} \times 100\% = 1,2\%, \text{ що менше рекомендованої величини в}$$

10%.

Після розрахунку магістралей проведений розрахунок відгалужень.

Питома різниця квадратів тиску для відгалужень становить:

$$\bar{A}_4 = \frac{P_7^2 - P_{8a}^2}{1,1 \times \Sigma L} = \frac{164^2 - 154^2}{1,1 \times 1330} = \frac{26896 - 23716}{1463} = 2,17 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

В результаті нев'язка тиску в вузловій точці 8а становить:

$$\mathcal{L}_4 = \frac{154-149}{149} \times 100\% = 3,3\%.$$

Питома різниця квадратів тиску для відгалужень становить:

$$\bar{A}_5 = \frac{P_4^2 - P_{6a}^2}{1,1 \times \Sigma L} = \frac{176^2 - 153^2}{1,1 \times 694} = \frac{30976 - 23409}{763,4} = 9,91 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

В результаті нев'язка тиску в вузловій точці становить:

$$\mathcal{L}_5 = \frac{153-149}{149} \times 100\% = 2,6\%.$$

що менше рекомендованої величини в 10%.

Питома різниця квадратів тиску для відгалужень 6-23, 5-25, 4-26, 3-27, 10-10а становить:

$$\bar{A}_6 = \frac{P_{10}^2 - P_{23}^2}{1,1 \times \Sigma L} = \frac{176^2 - 161^2}{1,1 \times 1103} = \frac{30976 - 25921}{12133} = 0,41 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

Нев'язка тисків у вузловій точці:

$$\mathcal{L}_6 = \frac{176-174}{174} \times 100\% = 1,1\%.$$

що менше рекомендованої величини в 10%.

Питома різниця квадратів тиску для відгалужень 14-14а, 15-15а, 13-13а, 28-13а, 16-16а, 25-16а, 17-17а, 24-17а становить:

$$\bar{A}_7 = \frac{161^2 - 152^2}{1,1 \times 1236} = \frac{25921 - 23104}{1359,6} = 2,07 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

Нев'язка тисків у вузловій точці:

$$\mathcal{L}_7 = \frac{152-151}{1552} \times 100\% = 0,6\%, \text{ що менше рекомендованої величини в}$$

10%.

1.4.2. Сталеві газопроводи

Виконаний гідравлічний розрахунок для альтернативного варіанту системи газопостачання селища, виконаної із сталевих труб. Методика гідравлічного розрахунку аналогічна викладеній в п. 1.4.1. Результати розрахунку представлені в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2.

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів середнього тиску
з сталевих труб

№	№ ділянки	К-ть домів	Коефіцієнт одночасності	Витрати газу, м ³ /год	Довжина ділянки, l _ф	Розрахункова довжина ділянки, m _{р=1,1} × l _ф	d _y , мм	d _з × S, мм	Початковий тиск P _п , МПа	Кінцевий тиск P _к , МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ШРП-1	318	0,16	521,05	20	22	140	152×3,0	0,28	0,279745
2	1-2	314	0,16	514,49	136	137,5	140	152×3,0	0,279745	0,27815
3	2-3	233	0,17	390,16	10	11	140	152×3,0	0,27815	0,278045
4	3-4	216	0,172	363,25	77	77	90	108×4,0	0,278045	0,27684
5	4-5	175	0,176	296,82	80	82,5	90	108×4,0	0,27684	0,275935
6	5-6	121	0,183	208,57	77	88	90	108×4,0	0,275935	0,27543
7	6-7	68	0,197	120,48	76	77	63	76×3,5	0,27543	0,264225
8	7-8	16	0,296	34,05	260	286	40	40×3,5	0,264225	0,25972
9	8-9	10	0,34	22,87	321	396	40	40×3,5	0,25972	0,249595
10	3-10	75	0,1935	131,94	145	155	50	50×3,5	0,249595	0,24739
11	10-11	68	0,197	120,45	145	164	50	50×3,5	0,24739	0,242185
12	11-12	51	0,2138	93,44	269	330	50	50×3,5	0,242185	0,23398
13	12-13	37	0,236	70,75	76	82,5	50	50×3,5	0,23398	0,232375
14	13-14	32	0,246	62,34	82	88	50	50×3,5	0,232375	0,23132
15	14-15	24	0,268	48,66	74	82,5	40	40×3,5	0,23132	0,228665
16	15-16	18	0,288	37,79	71	88	40	40×3,5	0,228665	0,22636
17	16-17	9	0,375	20,74	76	93,5	40	40×3,5	0,22636	0,223355
18	17-9	1	0,7	3,58	62	68,2	40	40×3,5	0,223355	0,22325
19	27-11	6	0,395	14,85	160	170,5	40	40×3,5	0,22325	0,214945
20	27-25	10	0,34	22,87	149	170,5	40	40×3,5	0,214945	0,21444
21	25-22	25	0,265	50,41	126	165	40	40×3,5	0,21444	0,213435
22	7-18	52	0,2126	95,05	82	99	50	50×3,5	0,21444	0,214185
23	18-19	32	0,246	62,34	148	154	50	50×3,5	0,264225	0,25982
24	19-20	10	0,34	22,85	140	159,5	50	50×3,5	0,214185	0,20709
25	20-21	9	0,345	20,74	109	110	40	40×3,5	0,25982	0,251915
26	20-20a	1	0,7	3,58	61	67,1	40	40×3,5	0,20709	0,207025
27	18-18a	20	0,28	41,41	248	319	40	40×3,5	0,25454	0,2531
28	19-19a	22	0,274	45,08	276	319	40	40×3,5	0,25454	0,2339
29	8-8a	9	0,375	20,34	266	269,5	40	40×3,5	0,25978	0,2505
30	4-4a	19	0,284	39,61	225	264	40	40×3,5	0,27538	0,2525
31	5-5a	21	0,277	42,47	233	264	40	40×3,5	0,27948	0,2569
32	6-6a	21	0,277	42,47	236	275	40	40×3,5	0,27588	0,2531
33	6-27	32	0,246	62,34	260	286	40	40×3,5	0,27538	0,2517

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
34	5-25	33	0,244	64,05	247	286	40	40×3,5	0,27538	0,2595
35	4-26	22	0,274	45,08	247	286	40	40×3,5	0,27588	0,2605
36	3-27	17	0,292	35,93	238	264	40	40×3,5	0,27948	0,2675
37	10-10a	7	0,37	16,76	111	275	32	32×3,2	0,27798	0,261
38	14-14a	8	0,36	18,87	196	220	40	40×3,5	0,27588	0,2725
39	15-15a	6	0,395	14,85	131	146,3	40	40×3,5	0,25983	0,2545
40	13-13a	5	0,4	12,51	140	154	40	40×3,5	0,25718	0,2541
41	28-13a	6	0,395	14,85	139	176	40	40×3,5	0,26088	0,2565
42	16-16a	8	0,36	18,87	160	176	40	40×3,5	0,26988	0,2565
43	25-16a	10	0,34	20,87	155	198	32	32×3,2	0,25488	0,2505
44	17-17a	9	0,375	20,94	165	165	40	40×3,5	0,26108	0,2505
45	24-17a	13	0,316	28,8	150	165	40	40×3,5	0,25188	0,2495

1.4.3. Порівняння і вибір матеріалу газопроводів

Для оцінки визначення оптимального варіанту матеріалу для системи газопостачання селища з поліетиленових або сталевих труб проводимо порівняльний аналіз за кількома параметрами, включаючи оцінку з безпеки і матеріальних витрат.

Розрахувавши витрати газу по ділянках газової мережі, зможемо підібрати діаметри газопроводу для двох варіантів.

Вартість трубопроводів визначалась у відповідності до прайсу Калуського трубного заводу «Євротрубпласт» станом на січень 2024 року, а сталевих – згідно прайсу «Метінвест-СМЦ» на вересень 2024 року.

Результати розрахунку наведені в табл. 1.3, 1.4.

Таблиця 1.3

Вартість газопроводів з ПЕ труб

<i>Діаметр, мм × мм</i>	<i>Кількість, м</i>	<i>Вартість, грн.</i>
140x12,7	166	118396,18
90x8,2	234	69650,1
63x5,8	76	11203,92
50x4,6	1107	103050,63
40x3,7	4799	287700,05
32x3,0	473	18328,75
Загальна вартість труб:		608329,63

Вартість газопроводів з сталевих труб

Діаметр, мм × мм	Кількість, м	Вартість, грн.
152x3,0	166	79924,02
108x4,0	234	78553,8
76x3,5	76	20554,96
50x3,5	1107	232691,4
40x3,5	4799	798073,7
32x3,2	473	63079,28
Загальна вартість труб:		1272877,16

КАЛУСЬКИЙ ТРУБНИЙ ЗАВОД
ЕКОТРУБПЛАСТ
трубний завод

Київ, вул. Алейницький, 8
Львів, вул. Горбова, 224
Дніпро
Одеса, вул. Січовців, 26
Закарпаття, вул. Північній Шосе, 37
Львів, вул. Будівельників, 12
Дніпропетровська область, Луганська область, м. Рубіжів, вул. Трудова, 1
Вінниця, вул. Київський, 182
Полтава, вул. Фрунзе, 225
Львів, вул. Миколаївська, 247
Орлів, вул. Пушкіна 3, офіс 1
Тельнівський міський

контакти відділів продажу
тел.: (044) 694-92-92
тел.: (032) 252-91-31
тел.: (066) 376-79-79
тел.: (048) 710-01-35
тел.: (068) 45-25-12
тел.: (064) 972-35-70
тел.: (0432) 65-20-18
тел.: (0523) 61-34-76
тел.: (057) 764-64-64
тел.: (0543) 75-24-25
тел.: (044) 206-32-56

Газопровідні труби з поліетилену класу ПЕ 80/ПЕ100
Поліетиленові труби виробляються ТОВ «Калуський трубний завод» по ДСТУ Б В.2.7-73-98, ДСТУ EN 1555-2:2012 і призначені для будівництва та ремонту газопроводів робочим тиском до 10 атм. Термін служби поліетиленових труб при дотриманні умов монтажу та експлуатації – 50 років.

ISO 9001

Діаметр, мм	SDR 17,0		SDR 17		SDR 11		Упаковка, м.п.
	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	Товщина стінки, мм	Ціна з ПДВ, грн./м.п.	
20	-	-	-	-	3,0	22,74	бухти 100-500
25	-	-	-	-	3,0	29,34	бухти 100-500
32	-	-	-	-	3,0	38,75	бухти 100-500
40	-	-	-	-	3,7	59,95	бухти 100-500
50	-	-	-	-	4,0	93,09	бухти 100-200
63	3,0	97,02	3,8	100,39	5,8	147,42	бухти 100-200
75	4,3	130,19	4,5	141,80	6,8	205,56	бухти 100-200
90	5,2	190,56	5,4	203,58	8,2	297,05	бухти 100-200
110	6,3	290,63	6,6	303,26	10,0	440,86	бухти 100-200
125	7,1	373,46	7,4	386,10	11,4	572,83	відрізки 5-13
140	8,0	467,53	8,3	485,78	12,7	713,23	відрізки 5-13
160	9,1	609,34	9,5	633,20	14,6	940,08	відрізки 5-13
180	10,3	775,01	10,7	801,08	16,4	1 183,57	відрізки 5-13
200	11,4	931,91	11,9	988,42	18,2	1 400,10	відрізки 5-13
225	12,8	1 200,42	13,4	1 255,18	20,5	1 853,28	відрізки 5-13
250	14,2	1 488,24	14,8	1 544,40	22,7	2 288,52	відрізки 5-13
280	15,9	1 867,32	16,6	1 937,52	25,4	2 889,52	відрізки 5-13
315	17,9	2 356,72	18,7	2 442,96	28,6	3 524,04	відрізки 5-13
355	20,2	2 990,52	21,1	3 116,88	32,2	4 605,12	відрізки 5-13
400	22,8	3 790,80	23,7	3 931,20	36,3	5 868,72	відрізки 5-13
450	25,6	4 773,60	26,7	4 984,20	40,9	7 356,90	відрізки 5-13
500	28,4	5 896,80	29,7	6 103,56	45,4	9 083,88	відрізки 5-13
560	31,9	7 385,04	33,2	7 722,00	50,8	11 372,40	відрізки 5-13
630	35,8	9 330,64	37,4	9 771,84	57,2	14 461,20	відрізки 5-13

www.etp.com.ua Січень 2024

7. Труба кругла

ДСТУ 8936, ДСТУ 8943*

Ст 3, мм	Теор. вага, т пог.м/кг	Вартість		
		До 1 тн., грн/т	1 пог.мітр	Порізка, грн./мітр.
ДУ Ø 10 x 2,0	0,777	42160	32,76	2,31
ДУ Ø 15 x 2,5	1,217	41410	50,40	2,48
ДУ Ø 15 x 2,8	1,341	41410	55,53	2,53
ДУ Ø 20 x 2,5	1,573	41410	65,14	2,62
ДУ Ø 20 x 2,8	1,740	41410	72,05	2,69
ДУ Ø 25 x 2,5	2,007	41160	82,61	2,79
ДУ Ø 25 x 2,8	2,226	41160	91,62	2,87
ДУ Ø 25 x 3,2	2,511	41160	103,35	2,98
ДУ Ø 32 x 2,5	2,583	41160	106,32	3,01
ДУ Ø 32 x 2,8	2,864	41160	117,88	3,12
ДУ Ø 32 x 3,2	3,240	41160	133,36	3,27
ДУ Ø 40 x 3,0	3,495	41160	143,85	3,37
ДУ Ø 40 x 3,5	4,033	41160	166,00	3,58
ДУ Ø 50 x 3,0	4,428	41160	182,26	3,74
ДУ Ø 50 x 3,5	5,121	41160	210,78	4,01
Ø 57 x 3,0	4,195	41160	172,67	3,64
Ø 57 x 3,5	4,849	41160	199,58	3,90
Ø 57 x 4,0	5,492	41160	226,05	4,15
Ø 76 x 3,0	5,671	41160	233,42	4,22
Ø 76 x 3,5	6,571	41160	270,46	4,58
Ø 89 x 3,0	6,681	41160	274,99	4,62
Ø 89 x 3,5	7,749	41160	318,95	5,04
Ø 89 x 4,0	8,804	41160	362,37	5,45
Ø 102 x 3,0	7,690	41160	316,52	5,01
Ø 108 x 3,0	8,156	41160	335,70	5,20
Ø 108 x 3,5	9,471	41160	389,83	5,71
Ø 108 x 4,0	10,773	41160	443,42	6,22
Ø 114 x 4,5	12,758	41160	525,12	7,00
Ø 127 x 3,0	9,633	41410	398,90	5,80
Ø 127 x 4,0	12,737	41410	527,44	7,02
Ø 133 x 4,0	13,367	41410	553,53	7,27
Ø 152 x 3,0	11,571	41610	481,47	6,59
Ø 159 x 3,0	12,117	41910	507,82	6,84
Ø 159 x 3,5	14,091	41910	590,55	7,63
Ø 159 x 4,0	16,055	41910	672,87	8,41
Ø 159 x 4,5	18,008	41910	754,72	9,19
Ø 219 x 5,0	27,710	42010	1164,10	13,09
Ø 219 x 6,0	33,096	42010	1390,36	15,24
Ø 219 x 8,0	43,712	42210	1845,08	19,57

Матеріальні витрати на поліетиленові газові труби склали 608 329,63 грн., а на сталеві – 1 272 877,16 грн.

З цього розрахунку випливає, що обраний варіант прокладки газопроводів середнього тиску з поліетиленових труб більш економічний.

Також необхідно врахувати, що поліетиленові газопроводи не потребують антикорозійного захисту, що також робить систему більш економічною за рахунок відсутності потреби в активному і пасивному захисті газопроводів. Також зварювання труб з поліетилену здійснюється за допомогою сучасних зварювальних апаратів, робота з якими безпечніша простіша, і здійснюється швидше ніж із зварювальними апаратами для сталевих труб. І термін експлуатації поліетиленових труб значно більший, ніж у сталевих. На підставі проведеного аналізу для системи газопостачання селища обрані газопроводи із поліетиленових труб.

1.5. Побудова повздовжнього профілю траси газопроводу

Побудований повздовжній профіль однієї із найскладніших ділянок системи газопостачання селища, який наведено у графічній частині кваліфікаційної роботи. Профіль траси зображено у вигляді розгортки по вісям в масштабах горизонтальному 1:500 і вертикальному 1:50.

Трасу газопроводу середнього тиску будуємо для ділянки т.6-т.7. На цій ділянці газопровід перетинає 3 автодороги та має 3 повороти. При побудові профілю, спочатку відкладаємо проектну відмітку землі, а потім газопровід. Глибина закладання газопроводу не менше 1 м , а під автодорогами-1,2 м. Основа під газопровід – м'який ґрунт. Нахил газопроводу приймаємо мінімальний 2 % для стікання конденсату. При прокладанні траси під автодорогами, газопровід вкладаємо у футляр. На одному з кінців футляру передбачаємо встановлення контрольної трубки під ковер. Пікети вказуємо в місцях зміни рельєфу та на поворотах газопроводу.

Глибину прокладання прийнята 1 м, похил - 2% в сторону основної магістралі. На виході газопроводу на поверхню землі влаштовуємо перехід «поліетилен-сталь». Пікети вказуємо в місцях відгалужень та на поворотах газопроводу.

1.6. Розрахунок і вибір обладнання ШРП

Для зниження тиску газу у проекті передбачено встановлення шафового газорегуляторного пункту, який розташовано на західній околиці селища, він знижує тиск у мережі з $P_{\text{вхід}}=1,2$ МПа до $P_{\text{вихід}}=0,2$ МПа.

Підібрано ШРП-2-Pietro-Fiorentini-Dival-600-50.



Рис.1.2 ШРП-2-Pietro-Fiorentini-Dival-600-50

Селище отримує газ потрібного тиску за допомогою газорегулюючої установки шафового типу ШРП-2-Pietro-Fiorentini-Dival-600-50 з регулятором тиску газу Pietro Fiorentini Dival 600 MP, двома лініями редукування та байпасом $d=100$ мм з вузлом обліку витрат газу під лічильник DELTA G400 DN100. Продуктивність ШРП $700 \text{ м}^3/\text{год}$;



Рис. 1.2 Регулятор тиску газу Pietro Fiorentini Dival 600 MP

$P_{\text{вхід}}=1,2$ МПа; $P_{\text{вихід}}=0,2$ МПа.



Рис. 1.3 Лічильник DELTA G400 DN100

Для зниження тиску газу кожному споживачу служить КБРТ з регулятором тиску Pietro Fiorentini FE 25 ВР.



$P_{\text{вхід}}=0,2 \text{ МПа}$; $P_{\text{вихід}}=0,03 \text{ МПа}$.

Рис. 1.4 Регулятор тиску Pietro Fiorentini FE 25 ВР

Також у споживачів передбачено встановлення стабілізаторів тиску.

РОЗДІЛ 2

Технічні рішення по газопостачанню комунально-побутових об'єктів селища

2.1. Газопостачання пекарні

Джерелом природного газу відносно до розробленої схеми газифікації населеного пункту є вуличний газопровід середнього тиску. Значення тиску газу у точці вводу відгалуження від нього до об'єкту на підставі виконаного раніше гідравлічного розрахунку становить $P=0,163\text{МПа}$. Природний газ використовується для технічних потреб (роботи печі «ROTODRAGO» 2/6080), а також для потреб теплопостачання (два опалювальних котла «Hermann» EURA 28SE). На підприємстві встановлено обладнання, що споживає природний газ низького тиску.



Рис.2.1 Піч «ROTODRAGO» 6080



Рис. 2.2 Котел «Hermann» EURA 28SE

Проектом передбачені сіті зовнішнього і внутрішнього газопроводів.

Від місця підключення газопроводів прокладається підземно. У будівлі газопроводів виходить на зовні на глухій стінці будівлі встановлено регулятор тиску RB2312. Далі газопровід прокладений по стіні будівлі.

Приміщення з газовим обладнанням №1 має об'єм $27,28\text{м}^3$ і висоту 3,1м від полу до стелі, має окремий вихід на вулицю, має окреме вікно з кватиркою.

Приміщення з газовим обладнанням має об'єм $97,65\text{м}^3$ і висоту 3,1м від полу до стелі, має окремий вихід крізь коридор назовні, має вікно з кватиркою, що відповідає вимогам ДБНВ 2.5-20-2018 «Газопостачання».

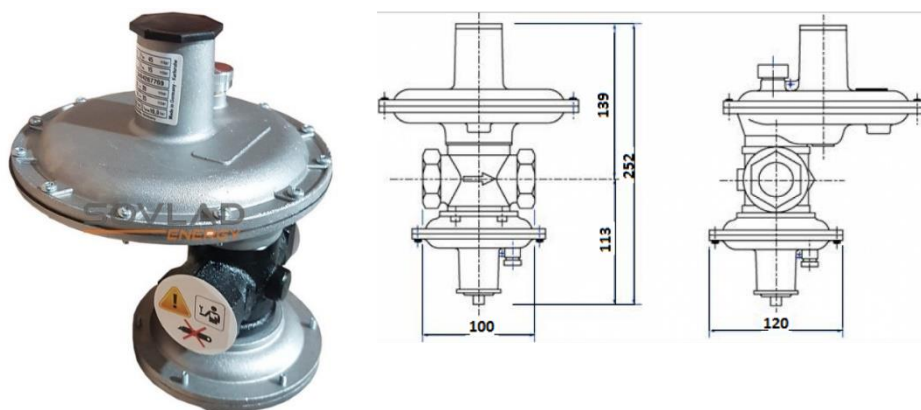


Рис. 2.3 Регулятор тиску Itron RB2312

Технічні характеристики регулятора Itron RB 2312	
Пропускна спроможність	75 м ³ /г
Максимальний тиск	10 бар
Газ	природний, повітря, азот або інший неагресивний газ
Вихідний тиск	47...750 мбар;
Клас точності	± 5% від встановленого значення вихідного тиску
Діапазон температур робочих	мінус 30 ... 60 °С
Монтажне положення	горизонтальне і вертикальне
Пристрої безпеки	ЗЗК по перевищенню тиску, ЗЗК по пониженню тиску, ПСК

Приміщення з газовим обладнанням №1 обладнане двома водонагрівальними котлами «Hermann» EURA 28SE, потужністю 31,0 кВт кожний.

Витрати природного газу одним котлом 3,28 нм³/год.

Приміщення з газовим обладнанням №2 обладнане піччю «ROTODRAGO» 2/6080 потужністю 97,0 кВт, витрати природного газу 12,44 нм³/год.

Для контролю довибухової концентрації чадного газу (0,005 об'ємних б/о СО) проектом передбачена установка сигналізаторів загазованості СГБ-1-5Б і СГБ-1-7Л з виведенням сигналу на електромагнітний відсікаючий клапан і аварійну сирену.

Для обліку витрати газу в приміщенні з газовим обладнанням №2 встановлені два лічильники газу Itron Delta G10.



Рис. 2.4 Лічильник газу Itron Delta G10

Властивості	
Тип	Роторный
Типорозмір	G10
Макс. пропускна спроможність	16 м.куб/час
Динамічний діапазон	1:50
Мін. пропускна спроможність	0,3 м.куб/чгод

Внутрішні газопровід монтується з сталевих газопровідних труб по ДСТУ 8936:2019.

Вентиляція і димовидалення

Вентиляція приміщення з газовим обладнанням природня.

Приплив повітря здійснюється через жалюзійну решітку на зовнішній стіні будівлі і крізь квартиру у вікні.

Видалення повітря і приміщенні з газовим обладнанням №1 здійснюється через повітропровід з зонтом, виведений вище зону вітрового підпору з установленням теплоізоляції.

Відвід продуктів згоряння від котлів виконується через коаксиальний димохід. Для відводів продуктів згоряння і пара від печі використовується окремі труби щоб уникнути негативного впливу на тягу.

Відвідні труби (димуві пари) виконані з оцинкованої сталі в теплоізоляції, виведені вище зони вітрового підпору. Труби також оснащені люком для періодичного очищення, а також відвідною трубою, з'єднаною з існуючою каналізацією для зливу конденсату.

Від печі димовідвідний канал виконаний окремо, щоб уникнути негативного впливу на тягу в системі вентиляції.

Видалення повітря з приміщення з газовим обладнанням №2 здійснюється за допомогою димового каналу з зонтом, виведеним вище зони вітрового підпору з встановленням теплової ізоляції.

Гідравлічний розрахунок газопроводу-вводу середнього тиску.

Діаметр газопроводу входу визначено за формулою:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t) / P_m \times V}$$

де d – діаметр газопровід, см; Q – витрата газу м³/год. при +0 °С і тиску 0,10132 МПа; t – температура газу, V – швидкість руху газу; P_m – середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці газопровод.

$$t=0 \text{ °С}; \quad Q=6,56+12,44=19,0 \text{ м}^3/\text{год}$$

$$P_{\text{абс.}} = 0,1\text{МПа} + 0,101 \text{ МПа} = 0,201 \text{ МПа}$$

Діаметр газопроводу дорівнює:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{19,0 \times (273 + 0) / 0,201 \times 7} = 2,2 \text{ см}$$

прийнято діаметр газопроводу для підземної прокладки поліетиленові труби Д 76 мм.

Визначаємо витрати тиску на ділянці:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = 1,4 \times 10^{-5} \times \left(\frac{n}{d} + 1922 \times \frac{V \times d}{Q} \right)^{0,25} \times \frac{Q^2 \times \rho}{d^5}$$

де ρ – щільність газу, 0,73; P_1 - абсолютний тиск газу у початку газопроводу, МПа; P_2 - абсолютний тиск газу у кінці газопроводу, МПа; V – коефіцієнт кінематичної в'язкості, $1,5 \times 10^{-6}$; n – еквівалентна абсолютна жорсткість, 0,01;

$$P_1 = 0,1 \text{ МПа};$$

$$Q = 19,0 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$L = 28,0 \text{ м};$$

$$L_p = L_{\phi} \times 1,1 = 28,0 \times 1,1 = 30,8 \text{ м};$$

$$P_{i \text{ абс.}} = 0,1 + 0,101 = 0,201 \text{ МПа};$$

$$P_1 - P_2 = 1,4 \times 10^{-5} \times \left(\frac{0,01}{6,8} + \frac{1922 \times 1,5 \times 10^{-6} \times 6,8}{19,0} \right)^{0,25} \times \frac{19,0^2 \times 0,73 \times 30,8}{6,8^5}.$$

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,4 \times 10^{-5} \times 0,2236 \times 0,558 = 0,0000017.$$

$$0,201^2 - 0,0000017 = P_2^2.$$

$$0,0404 - 0,0000017 = P_2^2.$$

$$0,04039 = P_2^2.$$

$$P_2 = \sqrt{0,04039} = 0,20099.$$

$$P_2 = 0,20099 - 0,101 = 0,099995 \text{ МПа}.$$

Витрати тиску газу допустимі.

Гідравлічний розрахунок газопроводу низького тиску

Визначаю діаметр газопроводу низького тиску:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t) / P_m \times V}$$

де d – діаметр газопроводу, см; Q – витрата газу $\text{м}^3/\text{год}$. при $+0$ °С і тиску $0,10132$ МПа; t – температура газу, V – швидкість руху газу; P_m – середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці газопроводу.

$Q = 6,56 \text{ м}^3/\text{год}$ – для підключення двох котлів «Hermann»;

$t = 0$ °С; $V = 7 \text{ м/с}$;

$$P_{\text{абс.}} = 0,002 \text{ МПа} + 0,101 \text{ МПа} = 0,103 \text{ МПа}.$$

Діаметр газопроводу низького тиску дорівнює:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{6,56 \times (273 + 0) / 0,103 \times 7} = 1,8 \text{ см}$$

приймаємо діаметр газопроводу $D 32 \text{ мм}$.

Визначаємо падіння тиску на 1 м довжини газопроводу за формулою:

$$H = 69 \times \left(\frac{n}{d} + 1922 \times V \times d/Q\right)^{0,25} \times (Q^2/d^5) \times \rho \times l,$$

де l – розрахункова довжина газопроводу; d – внутрішній діаметр газопроводу, см; n – еквівалентна абсолютна жорсткість внутрішніх поверхонь стінок труби; Q – витрата газу, м³/год.; ρ – щільність газу, т/м³; V – коефіцієнт кінематичної в'язкості.

Падіння тиску дорівнює:

$$H = 69 \times \left(\frac{0,01}{2,6} + 1922 \times 14,71 \times 10^{-6} \times 2,6/6,56\right)^{0,25} \times \left(\frac{6,56^2}{2,6^5}\right) \times$$

$$0,73 \times 22,0 = 106,15 \text{ (Па)}.$$

Приймаємо 10% на місцевий опір, маємо витрати 116,26 (Па). Витрати тиску газу допустимі.

Гідравлічний розрахунок внутрішнього газопроводу низького тиску

Визначаю діаметр газопроводу:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t)/P_m \times V}$$

де, $Q=19,0$ м³/год – для двох приміщень с газовим обладнанням;

$$t=0 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$V=7\text{м/с};$$

$$P_{\text{абс.}} = 0,002\text{МПа} + 0,101 \text{ МПа} = 0,103 \text{ МПа}$$

Діаметр газопроводу дорівнює:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{19,0 \times (273 + 0)/0,103 \times 7} = 3,07 \text{ см.}$$

приймаємо діаметр газопроводу D 76мм (згідно з паспорту печі – для нормального підпалу).

Падіння тиску розраховуємо за формулою:

$$H = 69 \times \left(\frac{n}{d} + 1922 \times V \times \frac{d}{Q}\right)^{0,25} \times (Q^2/d^5) \times \rho \times l,$$

де l – розрахункова довжина газопроводу; d – внутрішній діаметр газопроводу, см; n – еквівалентна абсолютна ефективність внутрішніх поверхонь стінок труби; Q – витрата газу, м³/год.; ρ – щільність газу, т/м³; V – коефіцієнт кінематичної в'язкості.

Падіння тиску дорівнює:

$$H = 69 \times \left(\frac{0,01}{6,9} + 1922 \times 14,71 \times 10^{-6} \times 6,9/19,0 \right)^{0,25} \times \left(\frac{19,0^2}{6,9^5} \right) \times 0,73 \times 12,0 = 4,58 \text{ Па.}$$

Приймаємо 10% на місцевий опір, маємо витрати $\approx 5,04$ Па.

Витрати тиску газу допустимі.

2.2 Газопостачання котельень комунально-побутових підприємств

У селищі є два комунально-побутових об'єкта, для яких запроєктована система газопостачання: це типова котельня, яка генерує теплову енергію для потреб садка і школи і дахова котельня, забезпечує опалення кафе і сільського магазину.

Розрахунок виконаний за методикою, викладеною в попередньому розділі. Плани приміщень, схеми газопроводів, специфікація обладнання наведені у графічній частині кваліфікаційної роботи та на рис. 2.5 - 2.8.

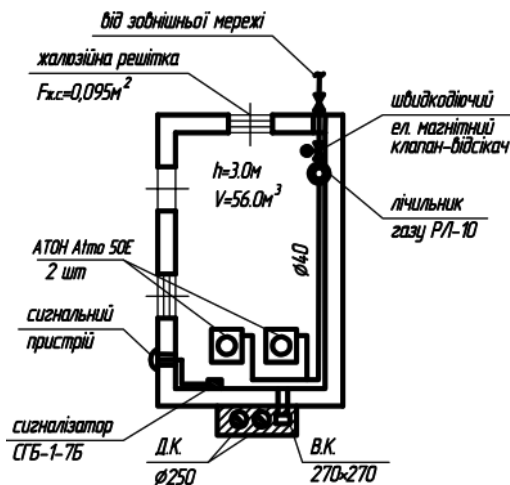


Рис. 2.5 Схема встановлення газоприладів у котельні дитячого садка і школи

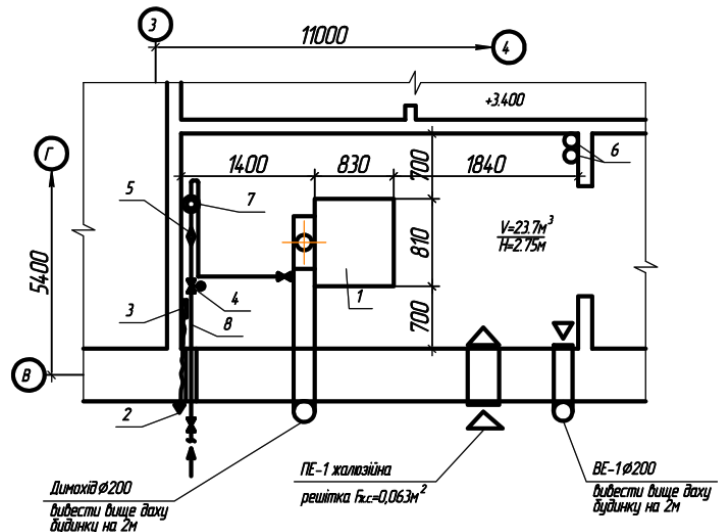


Рис. 2.6 Схема вентиляції і димовидалення 1-апарат опалювальний; 2, 3 труби сталеві; 4-кран натяжний; 5-клапан електромагнітний; 6-сигналізатор газу; 7-лічильник газу; 8- футляр

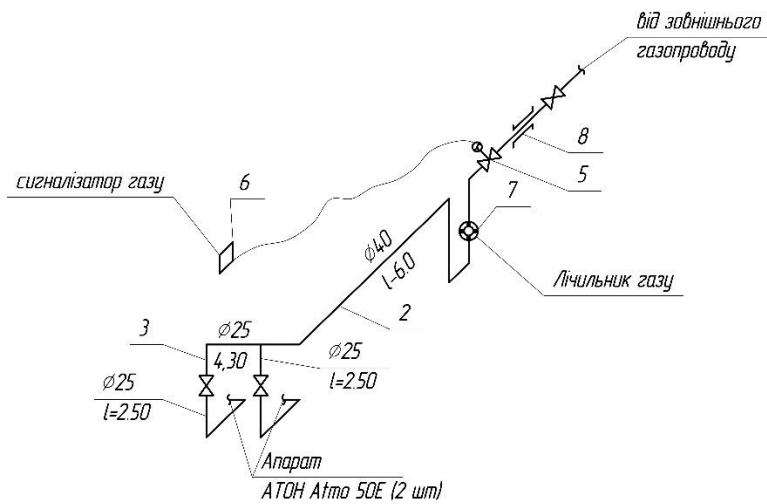


Рис.2.7 Аксонометрична схема газопостачання котельні дитячого садка і школи

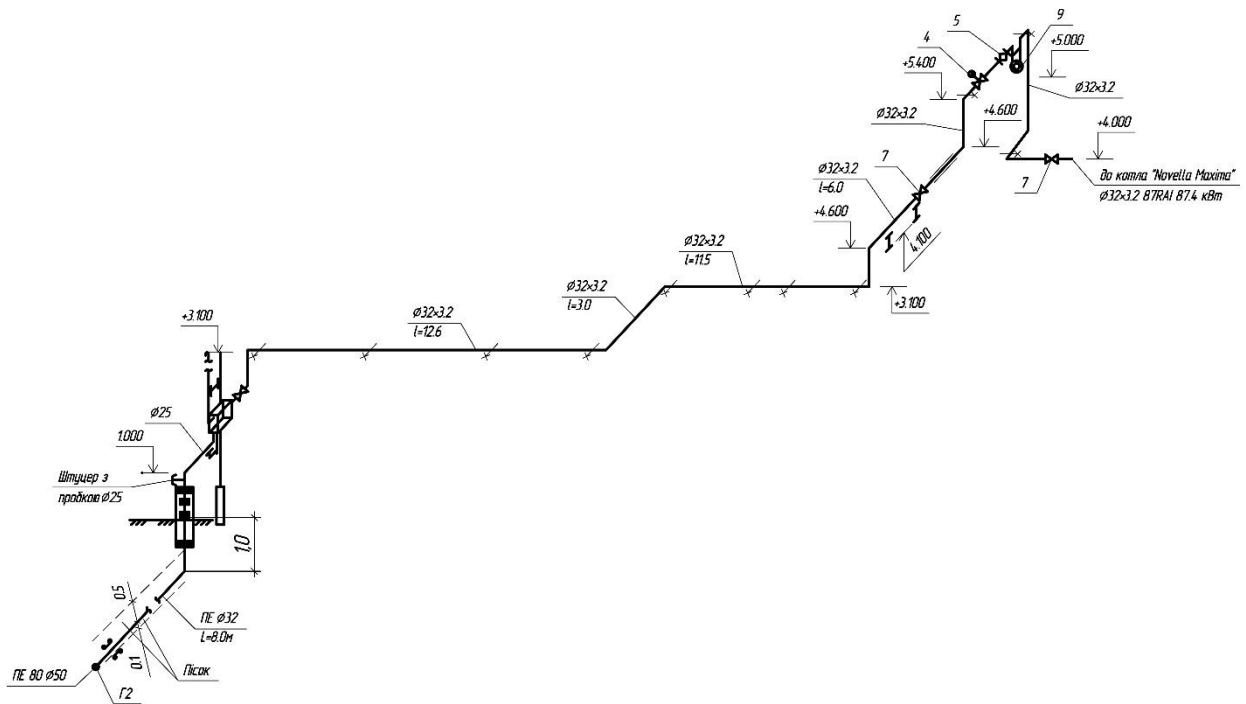


Рис. 2.8 Аксонометрична схема газопостачання котельні кафе і магазину

Джерелом газопостачання мінікотелень є сільська розподільна мережа газопостачання середнього тиску.

Трасування газопроводу передбачається по зовнішній стіні котельні категорії "Г" та в приміщенні до газових приладів.

Передбачена зона захисту від вигорання навколо котельні на відстані 2,0 м від стін котельні. Котельня має два входи/виходами, а також іншим технічним оснащенням згідно норм.

Для будівництва ввідного та внутрішніх газопроводів в котельні прийняті сталеві електрозварні труби, діаметри підібрані відповідно гідравлічного розрахунку для забезпечення стабільної роботи обладнання.

З'єднання сталевих труб передбачається електрозваркою встик. Різьбові з'єднання тільки для приєднання газових кранів в місцях, доступних для ремонту і огляду. Для припинення подачі газу в котельню передбачено встановлення відсічного електромагнітного клапану.

При трасуванні газопроводу через стіну передбачено встановлення сталевого футляру. Відрізок газопроводу в футлярі не має стикових з'єднань. Предбачено встановлення продувного газопроводу Ду25мм та газопроводу безпеки Ду25мм.

Підбір обладнання

Для котельні, що опалює дитячий садок і школу прийнято два котла АТОН АТМО 50Е



Рис 2.9 Підлогово-димохідний газовий котел АТОН АТМО 50Е

Характеристики котла АТОН АТМО 50Е:

Виробник - АТОН; країна виробник - Україна; спосіб монтажу - на підлогу; призначення - опалення»; тип котла - традиційний газовий; ном. потужність, кВт - 50; спосіб димовидалення - природний; кількість теплообмінників - 1 теплообмінник; кількість контурів котла - одноконтурний; матеріал первинного теплообмінника - сталь; номінальний робочий тиск - 2 бара; споживання газу на максимальній потужності - 5.6 м³/год; спосіб розпалу - п'єзо-механічний; функції та оснащення котла - можливість електронного управління; висота, - 1045 мм; ширина - 700 мм; глибина, - 710 мм; вага – 167 кг.

Для опалення кафе і магазину, запроектована дахова котельня, для якої підібраний котел водоогрійний, Beretta Noveila Maxim 87RA



Рис 2.10 Підлогово димохідний газовий котел Beretta Novella Maxima 87

Характеристики:

Газовий підвальний одноконтурний димохідний котел. Тип теплообмінник - один. Модуляція потужності котла: 90-100 кВт. Витрата газу (номінальна) - 10,6 м³/год. ККД=92%. Наявність труби: потрібен димохідний канал. Габарити (В*Ш*Г) - 1000x1040x645мм. Вага котла - 294 кг. Постійний вихід ГВП (л/хв) при Delta t 25 С - залежить від обраного об'єму бойлера. Виробник: Італія.

2.3. Газопостачання житлового будинку

Виконане проектування системи газопостачання типового житлового будинку селища та підбрано енергоефективні, з високим ступенем надійності побутові газові прилади і пристрої для зниження тиску газу й його обліку.

План будинку наведений у графічній частині кваліфікаційної роботи. Довжини ділянок визначено відповідно до плану та розрізам будинку.

Розрахункові витрати газу на ділянках підраховано по сумі номінальних витрат усіма встановленими приладами, з врахуванням коефіцієнтів одночасності їх дії K_0 .

$$V_p = \sum K_0 \times \frac{q}{Q_n^p} \times n, \text{ нм}^3/\text{год},$$

де q – номінальна витрата тепла приладами, кДж/год.; n – кількість однотипових приладів або груп приладів.

Витрати тиску на всіх ділянках магістрального напрямку визначено від вуличної мережі до найбільш віддаленого побутового приладу в будинку. Загальна витрата тиску на ділянці ($\Delta P_{\text{діл}}$) складається з лінійних витрат на тертя ($\Delta P_{\text{тер}}$) та витрат тиску в місцевих опорах $\Delta P_{\text{м}}$. Витрати тиску в місцевих опорах враховую за допомогою коефіцієнтів місцевих опорів та еквівалентних довжин або введенням відсоткової надбавки до втрат на тертя.

Діаметри ділянок газопроводу підбирається по середній питомій втраті тиску в мережі та розрахунковим витратам газу.

Середню питому витрату тиску визначаю за формулою:

$$\Delta P_{\text{пит.сер.}} = \frac{\Delta P}{\sum l_{\text{р.діл}}}, \text{ Па/м}$$

де, $\sum l_{\text{р.діл}}$ – сума розрахункових довжин ділянок з врахуванням надбавок для врахування втрат тиску, які визначаю за формулою:

$$\Delta P_i = 9,81 \times \Delta H \times (1,29 - P_0), \text{ Па},$$

де ΔH – різниця геометричних відміток кінця та початку ділянки, якщо рахувати по ходу руху газу, м.

Сумарні витрати тиску у внутрішньо будинковому газопроводі визначається з врахуванням втрат у трубах та арматурі газових приладів (до газових пальників). Приблизне значення втрат тиску у трубах та арматурі газових приладів $\Delta P_{\text{п}}$ складають: в газових приладах плитах 40-60 Па; водонагрівачах 80-100Па.

$$\Delta P_{\text{тер}} = \sum \Delta P_{\text{діл.ф}} - \Delta P_{\text{п}}$$

Визначення витрат газу.

Номінальна витрата газу 4-пальниковою газовою плитою становить:

$$V_1 = \frac{3,6 \times Q}{Q_p^H} = \frac{3,6 \times 11,165}{64} = 1,18 \text{ м}^3/\text{год} \approx 1,2 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Витрата газу ємкісним газовим водонагрівачем:

$$V_2 = \frac{3,6 \times Q_2}{q \times Q_p^H} = 0,9 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Номінальна витрата газу обладнання становить:

$$\sum V = V_1 + V_2 = 1,2 + 0,9 = 2,1 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Розрахункова витрата з урахуванням коефіцієнта одночасності дії газових приладів буде дорівнювати:

$$V_p = K_{\text{sin}} \times \sum V \times 1 \times 2,1 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Гідравлічний розрахунок газопроводу

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення дворового газопроводу до вуличної мережі середнього тиску.

Гідравлічний розрахунок газопроводу входу середнього тиску.

Визначаю діаметр газопроводу входу:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t) / P_m \times V}$$

де, d – діаметр газопроводу, см.;

Q – витрата газу $\text{м}^3/\text{год}$. при $+0$ °C і тиску 0,14968 МПа.

$Q = 1,2 + 0,9 = 2,1 \text{ м}^3/\text{год}$.

t – температура газу

$t = +10$ °C

V – швидкість руху газу

$$V = 7 \text{ м/с}$$

P_m – середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці газопроводу і дорівнює:

$$P_{\text{абс}} = 0,0278 + 0,14968 = 0,17748 \text{ МПа}$$

Діаметр газопроводу вводу дорівнює:

$$d = 0,066238 \times \sqrt{21 \times (273 + 10) / 0,17748 \times 7} = 2,31 \text{ см.}$$

Приймаємо діаметр газопроводу для підземної прокладки поліетиленові труби Д 32×3,2.

Визначаю витрату тиску на ділянці:

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{L} = 1,4 \times 10^{-5} \times \left(\frac{n}{d} + 1922 \times \frac{V_d}{Q} \right)^{0,25} \times \frac{Q^2 \times \rho}{d^5}$$

де ρ – щільність газу, 0,71

P_1 – абсолютний тиск газу у початку газопроводу, МПа;

P_2 – абсолютний тиск газу у кінці газопроводу, МПа;

V – коефіцієнт кінематичної в'язкості $1,5 \times 10^{-6}$

n – еквівалентна абсолютна жорсткість, 0,01

$$P_1 = 0,14968 \text{ МПа}$$

$$Q = 2,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

$$L = 4,6 \text{ м}$$

$$L_p = L_{\phi} \times 1,1 = 4,6 \times 1,1 = 5,06 \text{ м}$$

$$P_{1 \text{ абс}} = 0,17748 \text{ МПа}$$

$$P_1 - P_2 = 1,4 \times 10^{-5} \times \left(\frac{0,01}{6,8} + \frac{1922 \times 1,5 \times 10^{-6} \times 6,8}{2,1} \right) \times \frac{2,1^2 \times 0,73 \times 5,06}{6,8^5}$$

$$P_1^2 - P_2^2 = 1,4 \times 10^5 \times 0,2327 \times 0,436 = 0,0000014$$

$$0,17748^2 - 0,0000014 = P_2^2$$

$$P_2^2 = 0,03149$$

$$P_2 = \sqrt{0,03149} = 0,17747$$

$$p_2 = 0,17747 - 0,0278 = 0,1496759 \text{ МПа}$$

Втрати тиску газу допустимі.

Гідравлічний розрахунок вхідного газопроводу низького тиску.

Визначаємо діаметр вхідного газопроводу:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t) / P_m \times V}$$

де d – діаметр газопроводу, см.; Q – витрата газу м³/год. при +0 °С і тиску 0,14968 МПа; t – температура газу; V – швидкість руху газу; P_m – середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці газопроводу

$$Q = 1,2 + 0,9 = 2,1 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$t = +10 \text{ °С};$$

$$V = 7 \text{ м/с};$$

$$P_{\text{абс}} = 0,102 \text{ МПа.}$$

Діаметр газопроводу:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{2,1 \times (273 + 10) / 0,102 \times 7} = 1,045 \text{ см.}$$

Приймаємо діаметр газопроводу для наземної прокладки D 25мм.

Визначаю падіння тиску на 1м довжини газопроводу за формулою:

$$H = 69 \times (n/d + 19 \times V \times d/Q)^{0,25} \times (Q^2/d^5) \times \rho \times L,$$

де, d – внутрішній діаметр газопроводу, см.; L – розрахункова довжина газопроводу; n – еквівалентна абсолютна жорсткість внутрішніх поверхонь стінок труби; Q – витрата газу, м³/год; ρ – щільність газу т/м³ V - коефіцієнт кінематичної в'язкості;

Падіння тиску дорівнює:

$$H = 69 \times \left(\frac{0,01}{3,1} + \frac{1922 \times 14,71 \times 10^{-6} \times 3,1}{2,1} \right)^{0,25} \times \left(\frac{2,1^2}{3,1^2} \right) \times 0,73 \times 15,5 = 3,82 \text{ Па.}$$

Приймаємо 10% на місцевий опір, маємо втрати 4,2 Па.

Втрати тиску газу допустимі.

Гідравлічний розрахунок внутрішнього газопроводу низького тиску

Визначаємо діаметр (вхідного) газопроводу у приміщенні кухні:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{Q \times (273 + t) / P_n \times V}$$

де, $Q = 1,2 + 0,9 = 2,1$ м³/год для газопроводу котла ПГ-4.

$$t = +10 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

$$V = 9 \text{ м/с}$$

P_m – середній тиск газу (абсолютний) на розрахунковій ділянці газопроводу і дорівнює:

$$P_{\text{абс}} = 0,102 \text{ МПа}$$

Діаметр внутрішнього газопроводу дорівнює:

$$d = 0,036238 \times \sqrt{2,1 \times (373 + 10)/0,102 \times 7} = 1,0453 \text{ см.}$$

Приймаємо діаметр внутрішнього газопроводу низького тиску D 20мм до газових приладів \varnothing 15мм. Розрахуємо падіння тиску:

$$H = 69 \times \left(\frac{0,01}{2,6} + \frac{1922 \times 14,71 \times 10^{-6} \times 2,6}{2,1} \right)^{0,25} \times \left(\frac{2,1^2}{2,6^2} \right) \times 0,73 \times 6,9 = 53,16 \text{ Па.}$$

Приймаємо 10% на місцевий опір, маємо втрати \approx 58,476 Па.

Втрати тиску газу допустимі.

Вентиляція і димовидалення

Вентиляція приміщення з газовим обладнанням природня.

Приплив повітря здійснюється крізь квартиру у вікні.

Видалення повітря в приміщенні з газовим обладнанням здійснюється через повітропровід \varnothing 200мм з зонтом, виведеним вище зони вітрового підпору з установленням теплоізоляції.

Відвід продуктів згоряння від котла здійснюється через коаксіальний димохід.

Підбір обладнання

Для зниження тиску газу з середнього до низького підібраний **комбінований будинковий регулятор тиску (КБРТ) газу Pietro Fiorentini FE 25 ВР.**



Рис. 2.11 Регулятор тиску газу Pietro Fiorentini FE 25 VP

Pietro Fiorentini FE 25 VP регулятор тиску газу з вбудованим ПЗК і ПСК пропускною спроможністю до 25 м³/год, вихідним тиском 13 ... 180 мбар спеціально розроблений для встановлення на лічильник або на стояках.

Встановлення регулятора FE-25 VP може бути виконано в будь-якому положенні, за умови захисту від несприятливих погодних умов.

Основною перевагою регулятора газу FE 25 VP є висока точність регулювання, проста процедура монтажу та повна безпека, завдяки вбудованим запобіжним запірному та скидному клапанам.

Основні технічні характеристики регулятор газу Pietro Fiorentini FE-25 VP:

Максимальний вхідний тиск 8,6 бар; діапазон вихідного тиску 13 - 180 мбар; клас точності ас до 5%; температура навколишнього середовища -30°с / +60°с; фільтр на вході площа 500 мм²; ефективність 100мкм; відсікаючий пристрій за перевищенням тиску +; відсікаючий пристрій за нестачею тиску +; взвод запобіжного відсікаючого пристрою тільки вручну; скидний клапан +; захисне відсікання в разі несправності мембрани другого ступеня +; приєднання різьбове, 3/4» x 1 1/4».

Для обліку витрат газу підібраний новітній **Smart лічильник газу RSE/1,2 LA G4** (рис. 2.12).



Рис. 2.12 Smart лічильник газу G4 Pietro Fiorentini RSE/1,2 LA

Smart лічильник газу RSE/1,2 LA G4 TM Pietro Fiorentini виробництва Pietro Fiorentini S.p.A. (Італія) — це смарт-лічильник газу з вбудованим температурним пристроєм перетворення об'єму.

Smart лічильник газу RSE/1,2 LA G4 TM Pietro Fiorentini виробництва Pietro Fiorentini S.p.A. (Італія) - це лічильники газу з вбудованим температурним пристроєм перетворення об'єму. Призначені для вимірювання об'єму природного газу за ДСТУ 4314:2004 і паливних газів перших, других і 3-ї категорій відповідно до ГОСТ EN 437:2014. Лічильники типу RSE застосовуються для комерційного обліку природного газу в житлово-комунальній сфері.

Характеристики:

Типорозмір: G4; номінальна витрата: 4 м³/год; мінімальна витрата: 0,04 м³/год; максимальна витрата: 6 м³/год; динамічний діапазон: 150; максимальний робочий тиск: 0,5 бар; циклічний об'єм: 1,2 дм³; клас точності: 1,5; міжповірочний інтервал: 8 років; діапазон температур: -25 °C ÷ +55 °C; вибухобезпека: atex zone 2 ii 3g ex ic iib t3 gc; клас захисту: ip55; тип з'єднання: різьбове 1 ¼; міжосьова відстань між штуцерами: 110 мм; габарити: в×ш×г 223×190×172,5 мм; матеріал корпусу: оцинкована сталь, полікарбонат; маса: 2 кг. живлення: метрологічна батарея: літієва батарея 3,6 в, розмір с, >15 років; gsm батарея: літієва батарея 3,6 в, розмір d, >8 років (за нормальних умов експлуатації).

Для підтримання номінального тиску перед пальниками газових приладів підібраний побутовий стабілізатор тиску FGDR / COM Giuliani Anello.

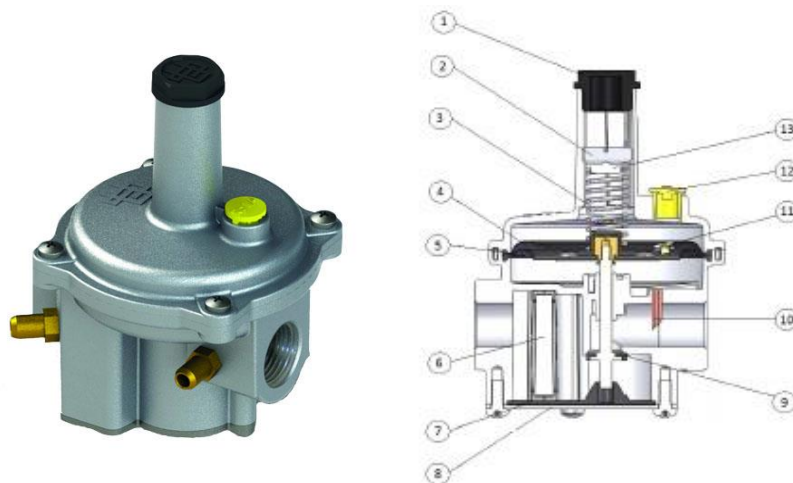


Рис. 2.13 Побутовий стабілізатор тиску газу серії FGDR / COM Giuliani

Anello: 1 – верхня кришка 2 – регулювальний винт 3 – пружина 4 – запобіжна мембрана 5 – робоча мембрана 6 – фільтр (якщо передбачений) 7 – прокладка кришки 8 – кришка фільтра 9 – герметизуюча прокладка 10 – нагнітальна трубка 11 – винт скидання тиску 12 – скидна пробка 13 – пружинна шайба.

Побутові стабілізатори тиску газу серії FGDR / COM Giuliani Anello виробництва Watts Industries Italia використовуються для установки в будинках, де необхідне точне підтримання тиску безпосередньо перед котлом опалення, газовою плитою або іншим газовикористовуючим обладнанням.

В газопроводах низького тиску при газопостачанні побутових споживачів, газ подається під тиском до $0,03 \text{ кгс/см}^2$ (до 30 мбар). Якщо в мережі підтримується тиск $0,05 \text{ кгс/см}^2$ (50 мбар) і вище, тоді побутових споживачів підключають через регулятори або стабілізатори газу, з тим, щоб тиск природного газу перед газоспоживаючими приладами не перевищував $0,02 \text{ кгс/см}^2$ (20 мбар).

Основні характеристики:

Пприєднання -різьбове unі iso 7/1: 1/2" - 3/4"; вхідний тиск P_1 -до 500 мбар (50 кпа); вихідний тиск p_2 - у відповідності з таблицею пружин до 200 мбар, в стандартному виконанні червона пружина (20-55 мбар); температура навколишнього середовища - $-15^{\circ}\text{C} \dots + 60^{\circ}\text{C}$; робота - за допомогою пружини, без допоміжної енергії; матеріал - алюмінієвий корпус, внутрішні частини з алюмінію, сталі, латуні, синтетичних матеріалів, мембрана і ущільнення на нітрит-бутадієновій основі (nbr).

Котел для опалення та гарячого водопостачання

Котел ТЕРМО 8А вітчизняного виробництва підходить для опалення та гарячого водопостачання квартир, приватних будинків, приміщень і споруд. Має універсальне підключення до системи водяного опалення та димоходу.

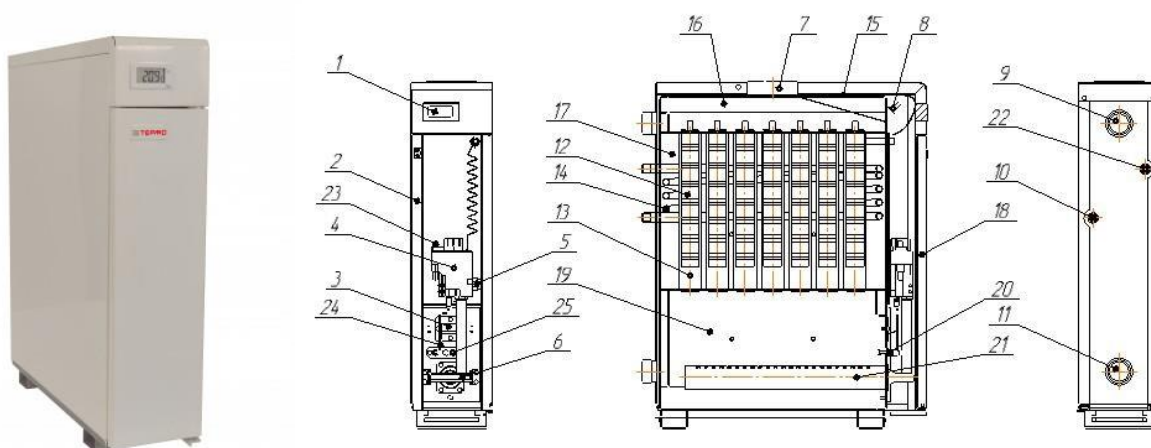


Рис.2.14 Підлоговий димохідний котел ТЕРМО АОГВ 8А

1-показчик температури; 2-кожух з декоративним покриттям; 3-оглядове вікно; 4-газовий клапан; 5-газопідвідний патрубок; 6-колектор з форсунками; 7-патрубок для відводу продуктів згорання; 8-датчик тяги; 9-відвідний патрубок теплоносія; 10-підвідний патрубок гарячого водопостачання; 11-підвідний патрубок теплоносія; 12-турбулізатор; 13-канали теплообмінника; 14-змійовик; 15-теплоізоляція; 16-колектор продуктів згорання; 17-теплообмінник; 18-дверка; 19-камера згорання; 20-запальник; 21-

основний пальник; 22-відвідний патрубок гарячого водопостачання; 23-п'єзочнопка; 24-термопара; 25-іскровий електрод.

Котел має вертикальну жаротрубну конструкцію. Котел не вимагає підключення до електричної мережі, що особливо важливо в умовах періодичного відключення енергопостачання. Висока надійність та безпека в роботі завдяки застосуванню італійської газової автоматики SIT та газопальникового пристрою POLIDORO. Високоякісне порошкове фарбування котла, та захисне антикорозійне покриття теплообмінника. Високі енергоефективні показники при експлуатації. ККД вище 92%. Найкращі в класі показники ціна-якість-економічність-надійність. Гарантія 5 років.

Характеристики котла ТЕРМО 8А:

Вага - 49кг; діаметр димоходу (внутрішній) - 110 мм; діапазон регулювання опалення - 50-90°C; ККД (по нижній теплоті згоряння) - 90% максимальна витрата палива - 0.78 м³/год; матеріал теплообмінника – сталь; номінальна потужність - 7.5квт; підключення газу - 1/2 дюйм; підключення контуру опалення - 1½ дюйм; температура продуктів згоряння - 110 °С; паливо - природний газ; габаритні розміри: висота - 770 мм; ширина - 182 мм; глибина - 520 мм.

Плита газова



Рис. 2.15 Плита газова Electrolux LKG504011W

Характеристики:

Плита з газовою духовою шафою і варильною поверхнею; тип варильної поверхні: газ; безпека варильної поверхні; газ-контроль; ліва передня зона нагрівання: швидка конфорка, 3000w/102mm; ліва задня зона: допоміжна конфорка, 1000w/55mm; права передня зона нагрівання: конфорка середньої швидкості, 2000w/71mm; права задня зона: конфорка середньої швидкості, 2000w/71mm; тип духової шафи: газ; електричне підпалювання в духовій шафі поворотом ручки регулятора; безпека духової шафи: газ-контроль; об'єм 57 л; максимальна потужність, Вт: 1695.6; висота: 855 мм; ширина, мм: 500; глибина, мм: 600

РОЗДІЛ 3

Газопостачання

ремонтно-механічного заводу

3.1. Характеристика об'єкта газопостачання

У кваліфікаційній роботі розглядається газопостачання ремонтно-механічного заводу, який знаходиться у західній частині селища.

Джерелом природного газу відповідно до розробленої схеми газифікації населеного пункту є вуличний газопровід середнього тиску. Значення тиску газу у точці вводу відгалуження від нього на територію підприємства становить 0,3 МПа. Природний газ використовується для технологічних потреб та для потреб опалення цехів (термоковальського, ливарного, механічного та електроремонтного). На підприємстві встановлено обладнання, що споживає природний газ як низького, так і середнього тисків, а саме:

- ливарний цех - природний газ лише середнього тиску в обсязі 275 м³/год;
- склад шихти - 75 м³/год газу середнього тиску;
- електроремонтний цех - 225 м³/год природного газу середнього тиску;
- механічний цех – 22,5 м³/год природного газу низького тиску;
- інструментальна ділянка – 207,5 м³/год природного газу середнього тиску;
- виробничий цех №1- 167 м³/год природного газу середнього тиску;
- виробничий цех №2- 265 м³/год природного газу середнього тиску.

Таким чином, сумарна максимально-годинна витрата газу становить 1350 м³/год, що відповідає навантаженню ремонтно-механічного заводу.

3.2. Структура системи газопостачання заводу

На вводі відгалуження від вуличного газопроводу середнього тиску на територію ремонтно-механічного заводу проектується головний газорегуляторний пункт стаціонарного типу в окремому будинку. У приміщенні також встановлюється лічильник для обліку природного газу, що споживає завод. ГРП розташовано за територією заводу з південної сторони на відстані приблизно 1000 м.

З метою зменшення металовкладень на території заводу запроєктовано двоступеневу систему міжцехових газопроводів середнього та низького тисків газу. Природний газ з тиском 0,3 МПа від вуличної мережі по підземному газопроводу надходить в газорегуляторний пункт. В ГРП газ проходить фільтр для очистки від механічних домішок, газовий лічильник, запобіжно-скидний клапан та регулятор тиску. На регуляторі тиску відбувається пониження тиску газу з 0,3 МПа до 0,18 МПа.

На території заводу прийнята змішана система прокладання міжцехових сталевих газопроводів: підземна в районі ГРП та до ливарного цеху (на глибині не менше, ніж 0,8м від поверхні землі) і надземна по стінах будівель та споруд на кронштейнах, а також на окремих опорах (разом з іншими заводськими інженерними мережами) вище рівня землі на 2,5 м. У місцях перетину газопроводом автомобільних шляхів і проїздів висота переходу прийнята 5,5 м.

Система міжцехових газопроводів проектується за тупиковою схемою.

При обмеженні газоспоживання зменшуватиметься потужність технологічного обладнання, і частина його буде переходити на резервне паливо, наприклад, мазут.

Розглянемо детальніше газопостачання термоковальського цеху.

Система газопостачання термоковальського цеху проектується за двоступеневою, а також за тупиковою схемою:

- 1) I ступінь - газопроводи середнього тиску ($P < 180$ кПа);
- 2) II ступінь - газопроводи низького тиску ($P < 2,2$ кПа).

Із заводського газопроводу природний газ поступає на ділянку з тиском 0,18 МПа. Частина газу по настінному газопроводу розподіляється та подається в топки пічей. Природний газ із міжцехового газопроводу подається на шафовий газорегуляторний пункт. Проходячи ШРП який обладнаний фільтром, запобіжним клапаном та регулятором тиску, з тиском 0,0022 МПа

подається до газових пальників ДВМ-25м трубчатих випромінювачів У-подібного типу ZENIT 50 с/15.

Внутрішньоцехові газопроводи середнього тиску прокладені надземно на висоті 3,5 м, а низького тиску - на висоті 2,5 м над рівнем підлоги по стінах і перегородках, окремих колонах тощо. Підключення газопальникових пристроїв печей, установок, опалювальних котлів, іншого устаткування до розподільних газопроводів також відбувається надземно.

Продувні газопроводи прокладають поряд з тими, по яких рухається до обладнання природний газ, їх проектують окремими для газопальникових пристроїв і кінцевих ділянок внутрішньоцехових мереж низького і середнього тисків газу. Продувні газопроводи виводять вище рівня покрівлі даху не менше, ніж на 1,0 м.

3.3. Гідравлічний розрахунок промислових газопроводів

3.3.1. Міжцехові газопроводи середнього та низького тисків

У відповідності до прийнятої структурної схеми газопостачання ремонтно-механічного заводу система міжцехових газопроводів - одноступенева, середнього тиску газу.

Тиск газу на виході з ГРП становить 180 кПа, а у найвіддаленішого споживача – виробний цех №2 - 100 кПа.

У газопроводах середнього тиску відбувається турбулентний рух газу, тому еквівалентна довжина газопроводів:

$$L_d = \frac{d}{11 * \left(\frac{n}{d} + 1922 * \frac{v * d}{V} \right)^{0,25}}, \text{ м,}$$

де n – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої поверхні стінки труби, для сталі n=0,01; d – внутрішній діаметр газопроводу, см v – коефіцієнт кінематичної в'язкості природного газу, v=14,3*10⁻⁶ м²/с, V – розрахункова витрата газу, м³/год.

Гідравлічний розрахунок газопроводів заводу виконано у два етапи, так як при невеликій геометричній довжині окремих ділянок мережі лінійні втрати тиску близькі за величиною втратам тиску в місцевих опорах, то останні визначались окремо і детально.

У першому наближенні діаметр ділянки газопроводу визначено використовуючі залежність:

$$d = 0,036238 \sqrt{\frac{Q(273+t)}{p_{cp} \cdot V}}, \text{ см,}$$

де Q- витрата газу, м³/год; V- швидкість руху газу, для газопроводів середнього тиску – до 0,15 м/с; p_{cp} – середній абсолютний тиск на ділянці, МПа.

В якості головної магістралі системи міжцехових газопроводів вибрано таку: 1-2-3-4-5-6-7-8. Її сумарна геометрична довжина становить 315,5 м.

Тоді розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи міжцехових газопроводів дорівнює:

$$\Delta \bar{P}_{розр} = \frac{P_{п} - P_{к}}{\Sigma l_{геом}} \text{ кПа / м,}$$

де P_п-тиск газу на виході з ГРП, кПа, P_к-тиск газу на вході у цех, кПа, $\Sigma l_{геом}$ -довжина головної магістралі.

$$\Delta \bar{P}_{розр} = \frac{180 - 100}{315,5} = 0,25 \text{ кПа / м.}$$

Згідно з отриманим значенням $\Delta \bar{P}_{розр}$ тиск газу в кінці ділянки 1-2 розраховуємо за формулою:

$$P_{к} = P_{п} - R \cdot \sum_{i=1}^{m+1} L_i \text{ кПа,}$$

де m - кількість ділянок головної магістралі, починаючи від джерела до ділянки, яка розглядається ; P_п - тиск газу на виході з джерела, кПа.

$$P_{к} = 180 - 0,25 \cdot 77 = 160,48 \text{ кПа. ,}$$

Середнє значення тиску на вказаній ділянці:

$$P_{cp} = \frac{P_{п} + P_{к}}{2} \text{ МПа,}$$

$$P_{cp} = \frac{180 + 160,48}{2} = 170,24 \text{ кПа} = 0,17 \text{ МПа}.$$

Внутрішній діаметр ділянки 1-2 головної магістралі при рекомендованій ДБН В.2.5-20-2001 [2] швидкості руху газу 15 м/с :

$$d = 0,036238 \sqrt{\frac{1290(273+0)}{0,17 \cdot 15}} = 13,46 \text{ см.}$$

Аналогічним чином обчислено попередні значення внутрішніх діаметрів інших ділянок головної магістралі системи міжцехових газопроводів ремонтно-механічного заводу.

Результати розрахунку наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1.

Попереднє визначення діаметрів ділянок систем міжцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	L, м	ΔP _{розр} , кПа/м	ΔP, кПа	Pп, кПа	Pк, кПа	P _{ср} , кПа	d, см	D _з xS, мм
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8									
1-2	1290	77	0,25	19,52	180	160,48	0,17	13,46	140x4,5
2-3	1015	36	0,25	9,13	160,48	151,35	0,16	12,70	133x4
3-4	940	4	0,25	1,01	151,35	150,33	0,15	12,43	133x4
4-5	715	21	0,25	5,32	150,33	145,01	0,15	10,95	114x4
5-6	640	111	0,25	28,15	145,01	116,86	0,13	11,00	114x4
6-7	432,5	43,5	0,25	11,03	116,86	105,83	0,11	9,81	108x4
7-8	265	23	0,25	5,83	105,83	100,00	0,10	7,99	89x3
Відгалуження 4-9									
4-9	225	107	-	-	150,33	100,00	0,13	6,67	70x3

Користуючись даними про сортамент сталевих труб для ділянки 1-2 вибрано діаметр D_зxS=140x4,5 (d_y=131) мм. На цій ділянці знаходяться такі місцеві опори: 2 засувки, 8 поворотів траси на кут α=90 і звуження (перехід

діаметру). На підставі даних, вміщених у таблиці додатка 10, в залежності від діаметра ділянки приймають значення коефіцієнтів, а саме:

- 1) засувка – $\xi_1=0,5*2=1$;
- 2) поворот – $\xi_2=0,3*8=2,4$;
- 3) звуження- $\xi_3=0,35$.

Тоді сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки 1-2 складає: $\sum \xi_{1-2} = 1+2,4+0,35 = 3,75$.

Еквівалентну довжину ділянки:

$$L_d = \frac{13,1}{11 * \left(\frac{0,01}{13,1} + 1922 * \frac{0,0000143 * 13,1}{15} \right)^{0,25}} = 6,63 \text{ м,}$$

де 13,1 - внутрішній діаметр, см прийнятої труби $D_3 \times S = 140 \times 4,5 \text{ мм}$.

Розрахункова довжина ділянки:

$$L_p = L_c + L_d \cdot \sum \zeta, \text{ м.}$$

Для ділянки 1-2 розрахункова довжина становить:

$$L_p = 77 + 6,63 \cdot 3,75 = 101,85 \text{ м.}$$

Для прийнятого діаметра ділянки газопроводу $D_3 \times S = 140 \times 4,5 \text{ мм}$, витрати газу на ній $V_{1-2} = 1290 \text{ м}^3/\text{год}$ і визначеної вище довжини $L_p = 101,85 \text{ м}$ вирішуємо обернену задачу гідравлічного розрахунку - за допомогою номограми знайдено різницю квадратів тиску на ділянці. Вона складає $(P_n^2 - P_k^2) = 900 \text{ кПа}^2$.

Визначимо тиск газу у вузлі 2:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \Delta P^2}, \text{ кПа,}$$

$$P_k = \sqrt{180^2 - 900} = 177,48 \text{ кПа.}$$

Отримане значення тиску газу в кінці ділянки 1-2 є початковим для розрахунку ділянки 2-3.

Результати розрахунку наведено у таблиці 3.2.

Згідно з ними значення тиску газу у найбільш віддаленого споживача – виробничого цеху №2 $P_k = 171,17$ кПа, що дещо вище від прийнятого значення - 100 кПа.

Таблиця 3.2.

Гідравлічний розрахунок системи міжцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	D _{зхS} , м	D _{вн} , см	L _г , м	L _д , м	Σξ	L _p , м	ΔP ² , кПа ²	P _п , кПа	P _к , кПа
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7-8										
1-2	1290	140x4,5	13,1	77	6,63	3,75	101,85	900	180	177,48
2-3	1015	133x4	12,5	36	6,19	2,8	53,32	450	177,48	176,21
3-4	940	133x4	12,5	4	6,15	1,35	12,30	50	176,21	176,07
4-5	715	114x4	10,6	21	5,03	0,3	22,51	200	176,07	175,50
5-6	640	114x4	10,6	111	4,98	5,25	137,16	1100	175,50	172,34
6-7	432,5	108x4	10	43,5	4,52	0,35	45,08	200	172,34	171,76
7-8	265	89x3	8,3	23	3,54	1,5	28,31	200	171,76	171,17
Відгалуження 4-9										
4-9	220	70x3	6,4	107	2,64	4,1	117,82	1000	176,07	173,21

Отриманий запас $171,17 - 100 = 71,17$ кПа може бути здросельований за допомогою крана на вході газопроводу у виробничий цех. Запас також може відіграти позитивну роль у разі зменшення тиску газу у розподільній мережі, а відповідно і на вході газопроводу на територію ремонтно-механічного заводу.

Виконано гідравлічний розрахунок відгалужень. Значення тиску газу біля електроремонтної дільниці приймаємо рівним 100 кПа. Довжини відгалужень визначаємо за планом підприємства відповідно до прийнятої схеми міжцехових газопроводів.

При виконанні першого етапу гідравлічного розрахунку - попереднього визначення діаметрів - при знаходженні середнього тиску на

кожній з ділянок в якості тиску на початку ділянки використовують значення тиску, що отримані в результаті кінцевого розрахунку головної магістралі.

Наприклад, при розрахунку відгалуження 4-9 середній тиск на цій ділянці складає:

$$P_{cp} = \frac{150,33 + 100}{2} = 125,2 \text{ кПа} = 0,13 \text{ МПа},$$

де 150,33 - це є тиск, кПа у вузловій точці 4 головної магістралі за результатами її гідравлічного розрахунку.

Аналогічно виконуємо гідравлічний розрахунок для системи міжцехових газопроводів низького тиску та заносимо до таблиць 3.3. і 3.4.

Таблиця 3.3.

Попереднє визначення діаметрів ділянок
систем міжцехових газопроводів низького тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	L, м	ΔP _{розр} , кПа/м	ΔP, кПа	P _п , кПа	P _к , кПа	P _{ср} , кПа	d, см	DзхS, мм
Головна магістраль 1-2-3									
1-2	60	3,6	17,78	64,00	2200	2136,00	2,17	1,21	33,5x3,2
2-3	22,5	94	17,78	1671,00	2136,00	465,00	1,30	0,96	33,5x3,2

Таблиця 3.4.

Гідравлічний розрахунок системи міжцехових газопроводів низького тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	DзхS, мм	Dвн, см	Lг, м	Lд, м	Σξ	Lр, м	ΔP ² , кПа	P _п , кПа	P _к , кПа
Головна магістраль 1-2-3										
1-2	60	33,5x3,2	2,5	3,6	0,85	0,9	4,36	900	2200	2199,80
2-3	22,5	33,5x3,2	2,5	94	0,78	0,6	94,47	450	2199,8	2199,69

Побудова повздовжнього профілю траси міжцехового газопроводу низького тиску ремонтно-механічного заводу

Профіль траси зображуємо у вигляді розгорток по вісям в масштабах горизонтальному 1:500 і вертикальному 1:50.

Міжцеховий газопровід низького тиску прокладається надземним способом. При побудові профілю, спочатку відкладаємо відмітку землі, а потім газопровід. Висота прокладання складає 2,5 м, а через дорогу- 5,5 м. Газопровід вкладаємо на опори, відстань між ними 10 м. Траса газопроводу має 2 повороти, нахил газопроводу приймаємо мінімальний 2 % для стікання конденсату.

Внутрішньоцехові газопроводи

Розглянемо систему міжцехових газопроводів термоковальського цеху ремонтно-механічного заводу. У даному цеху обладнання споживає газ як низького ($7,5 \text{ м}^3/\text{год.}$), так і середнього ($15 \text{ м}^3/\text{год.}$) тисків.

Відповідно запроектовано двоступеневу систему внутрішньоцехових газопроводів. На ввіді міжцехового газопроводу в споруду влаштовується ШРП для пониження тиску газу з середнього на низький. Внутрішньоцехові газопроводи середнього тиску прокладають відкрито надземно по стінах, колонах і на окремих опорах на відм. 3,50 м над рівнем підлоги, а низького тиску - на відм. 2,50 м.

Газопроводи середнього тиску

На виході з ГРП (нитка середнього тиску) підтримується абсолютний тиск 180 кПа, а у кінцевого споживача тиск газу перед газопальниковим пристроєм - в залежності від характеристики технологічного обладнання - 140 кПа. Внутрішньоцехові газопроводи середнього тиску прокладають

аналогічно газопроводам низького тиску поряд з ними на одних кронштейнах, підвісах тощо.

Методика і послідовність розрахунку внутрішньоцехових газопроводів не відрізняється від розрахунку міжцехових.

В якості головної магістралі вибрана магістраль: 1-2-3-4-5-6-7. Тиск газу перед ГПП нагрівальної печі - найвіддаленішого споживача - становить 140 кПа.

Тоді розрахункова питома втрата тиску в головній магістралі системи внутрішньоцехових газопроводів дорівнює:

$$\Delta \bar{P}_{розр} = \frac{180 - 140}{51,6} = 0,78 \text{ кПа} / \text{м}.$$

Температура газу прийнята рівною 16 °С. Швидкість руху - 10 м/с. Результати розрахунку попередніх значень діаметрів ділянок внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску наведено у табл. 3.5.

Після попереднього визначення діаметрів ділянок переходимо до обчислення суми коефіцієнтів місцевих опорів на цих ділянках. Розглянемо на прикладі ділянку 1-2:

Ділянка 1-2, $D_3 \times S = 114$ мм:

-трійник з поворотом - $\xi = 1,5$;

-звуження (перехід діаметру) - $\xi = 0,35$;

$$\sum \zeta_{1-2} = 1,5 + 0,35 = 1,85.$$

Значення місцевих опорів для всіх інших ділянок заносимо до таблиці 3.5.

Для інших відгалужень від розподільних газопроводів до газопальникових пристроїв технологічного обладнання діаметри труб прийняті на підставі виконаних гідравлічних розрахунків, виходячи з витрат газу.

Таблиця 3.5.

Попереднє визначення діаметрів ділянок систем внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	L, м	$\Delta P_{\text{розр.}}$, кПа/м	ΔP , кПа	$P_{\text{п}}$, кПа	$P_{\text{к}}$, кПа	$P_{\text{ср}}$, кПа	d, см	D _{зхS} , мм
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7									
1-2	715	1	0,78	0,78	180	179,22	0,18	10,04	114x4
2-3	75	10,3	0,78	7,98	179,22	171,24	0,18	3,29	57x3
3-4	60	26,3	0,78	20,39	171,24	150,85	0,16	3,07	57x3
4-5	45	4,9	0,78	3,80	150,85	147,05	0,15	2,76	33,5x3,2
5-6	30	2,7	0,78	2,09	147,05	144,96	0,15	2,28	33,5x3,2
6-7	15	6,4	0,78	4,96	144,96	140,00	0,14	1,63	33,5x3,2
Відгалуження 6-8,5-9,4-10,11-13									
6-8	15	3,9	1,27	4,96	144,96	140,00	0,14	1,62	33,5x3,2
5-9	15	3,9	1,81	7,05	147,05	140,00	0,14	1,61	33,5x3,2
4-10	15	5,1	2,13	10,85	150,85	140,00	0,15	1,60	33,5x3,2
11-3	15	35,5	0,88	31,24	171,24	140,00	0,16	1,55	33,5x3,2

Отримані значення тисків в кінці останніх ділянок відгалужень також перевищують попередньо прийняті величини тисків газу перед пальниками газовикористовуючого обладнання. Надлишок тиску може бути здросельований в арматурі обв'язувальних трубопроводів газопальникових пристроїв печей при проведенні їх еколого-теплотехнічних випробовувань. Також може бути зменшений тиск газу на виході з нитки середнього тиску ГРП.

Таблиця 3.6.

Гідравлічний розрахунок системи внутрішньоцехових газопроводів середнього тиску

№ ділянки	V, м ³ /ГОД	DзхS, мм	Dвн см	Lг,м	Lд,м	Σξ	Lр,м	P _д , МПа ²	Pп-P _к , МПа	Pп, МПа	Pк, МПа
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6-7											
1-2	715	114x4	10,6	1	5,03	1,85	10,30	0,00000759	0,0001	0,18	0,18
2-3	75	57x3	5,1	10,3	1,86	3,8	17,38	0,00000420	0,0001	0,18	0,18
3-4	60	57x3	5,1	26,3	1,81	1,35	28,74	0,00000277	0,0001	0,18	0,18
4-5	45	33,5x3,2	2,5	4,9	0,83	1	5,73	0,00005857	0,0003	0,18	0,18
5-6	30	33,5x3,2	2,5	2,7	0,81	1	3,51	0,00002689	0,0001	0,18	0,18
6-7	15	33,5x3,2	2,5	6,4	0,75	2,1	7,97	0,00000726	0,0001	0,18	0,18
Відгалуження 6-8,5-9,4-10,11-3											
6-8	15	33,5x3,2	2,5	3,9	0,75	1,1	4,72	0,00000726	0,0000	0,18	0,18
5-9	15	33,5x3,2	2,5	3,9	0,75	1,1	4,72	0,00000726	0,0000	0,18	0,18
4-10	15	33,5x3,2	2,5	5,1	0,75	1,1	5,92	0,00000726	0,0000	0,18	0,18
11-3	15	33,5x3,2	2,5	35,5	0,75	1,1	36,32	0,00000726	0,0003	0,18	0,18

3.3.2. Внутрішньоцехові газопроводи низького тиску

На виході з ГРП підтримується надлишковий тиск 0,18 МПа, далі газ поступає по мережі міжцехових газопроводів до ШРП термо-ковальського цеху. Тиск газу на виході з ШРП становить 2200 Па, а у споживачів (перед газопальниковими пристроями (ГПП)) 465 Па. Гідравлічний розрахунок газопроводів також виконано згідно з методикою, як для міжцехових газопроводів. Як і для газопроводів середнього тиску, спочатку визначають діаметр ділянки мережі, а потім уточнюємо його значення з урахуванням втрат тиску в місцевих опорах. Згідно з вимогами ДБН В.2.5-20-2018 швидкість руху газу в мережі низького тиску становить 7 м/с. Температура газу прийнята рівною 16 °С (газопроводи прокладено у приміщенні).

В якості головної магістралі вибрано трасу 1-2-3-4-5-6.

Визначимо питому втрату тиску при сумарній довжині головної магістралі 50,6 м за формулою:

$$R = \frac{P_n - P_k}{\sum L_e}, \text{ Па/м},$$

де $P_{п}$ -тиск газу на виході з ШРП; $P_{к}$ -тиск газу у кінцевого споживача;
 $\sum L_2$ -сумарна дожинв головної магістралі.

$$R = \frac{2200 - 465}{50,6} = 34,29 \text{ Па/ м.}$$

Визначення низького тиску на кожній з ділянок головної магістралі виконується аналогічно, як і для головної мережі міжцехових газопроводів низького тиску.

Абсолютне значення надлишкового (манометричного) тиску:

$$\bar{P} = P_{cp} \cdot 10^{-6} + 0,101325, \text{ МПа},$$

де 0,101325 – барометричний (атмосферний) тиск, МПа.

Згідно з виконаними розрахунками становить 2123 Па, тоді абсолютне становить МПа:

$$\bar{P} = 2123 \cdot 10^{-6} + 0,101325 = 0,103448 \text{ МПа.}$$

Результати попереднього розрахунку діаметрів ділянок внутрішньоцехової мережі низького тиску заносимо до таблиці 3.7.

Після попереднього визначення діаметрів ділянок переходимо до обчислення суми коефіцієнтів місцевих опорів на цих ділянках. Розглянемо на прикладі ділянку 1-2:

Ділянка 1-2, $D_3 \times S = 60$ мм:

-поворот - $\xi = 0,3$;

-звуження (перехід діаметру) - $\xi = 0,35$;

$$\sum \zeta_{1-2} = 0,65.$$

Значення місцевих опорів для всіх інших ділянок заносимо до таблиці.

Розрахунок виконано для характерних ділянок. З урахуванням рівняння нерозривності значення критерію Re :

$$Re = \frac{V}{3600 \cdot 0,785 \cdot d \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}},$$

де V -витрата газу, м³/год; $14,3 \cdot 10^{-6}$ -кінематична в'язкість

Таблиця 3.7.

Попереднє визначення діаметрів ділянок систем внутрішньоцехових газопроводів низького тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	L, м	R, Па/м	ΔP, Па	Pп, Па	Pк, Па	Pср, Па	\bar{P} , МПа	d, см	D _{зхS} , мм
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6										
1-2	60	4,5	34,29	154,30	2200	2046	2123	0,103448	5,61	60x3,5
2-3	37,5	5,1	34,29	174,87	2046	1871	1958	0,103283	4,44	48x3,5
3-4	30	15	34,29	514,33	1871	1357	1614	0,102939	3,97	42,3x3,2
4-5	15	3,2	34,29	109,72	1357	1247	1302	0,102627	2,82	33,5x3,2
5-6	7,5	22,8	34,29	781,78	1247	465	856	0,102181	1,99	33,5x3,2
Відгалуження 4-8-7										
4-8	15	11,7	70,75	827,82	1357	529	943	0,102268	2,82	33,5x3,2
8-7	7,5	0,9	70,75	63,68	529	465	497	0,101822	1,35	33,5x3,2
Відгалуження 3-9										
3-9	7,5	7,9	177,95	1405,83	1871	465,17	1168	0,102493	1,35	33,5x3,2

Наприклад, для ділянки 1-2:

$$R_e = \frac{60}{3600 \cdot 0,785 \cdot 0,06 \cdot 14,3 \cdot 10^{-6}} = 25000 > 2300.$$

Для прийнятого діаметра газопроводу, наприклад, ділянки 1-2 головної магістралі D_{зхS}= 60x3,5мм, витрати газу на ній V₁₋₂ = 60 м³/год, вирішуємо обернену задачу гідравлічного розрахунку - за допомогою номограми знаходимо питому втрату тиску на ділянці. Вона становить = 12,0 Па/м при розрахунковій довжині ділянки L₁₋₂ = 5,74 м.

Фактичні втрати тиску:

$$\Delta P = L_p \cdot R, \text{ Па},$$

де L_p- розрахункова довжина ділянки, м; R- питома втрата тиску на ділянці, Па/м.

$$\Delta P = 5,74 \cdot 12 = 68,93 \text{ Па}.$$

А тиск газу у вузлі 2 дорівнює:

$$P_k = 2200 \cdot 68,93 = 2131,07 \text{ Па}.$$

Результати розрахунку цієї та інших ділянок головної магістралі внутрішньоцехової мережі наведені у табл.3.8.

У відповідності до отриманих даних тиск газу перед газопальниковим пристроєм трубчастого обігрівача - найвіддаленішого споживача головної магістралі - становить 1518,11 Па, що перевищує нормативне значення – 465 Па. Надлишок тиску $1518,11 - 465 = 1053,11$ Па.

Надлишок може бути здросельований в арматурі обв'язувальних трубопроводів газопальникового пристрою трубчастого обігрівача і при проведенні її еколого-теплотехнічних випробовувань.

Таблиця 3.8.

Гідравлічний розрахунок системи
внутрішньоцехових газопроводів низького тиску

№ ділянки	V, м ³ /год	DзхS, мм	dвн см	Lг, м	Lд, м	Σξ	Lр, м	R, Па/м	ΔP, Па	Pп, Па	Pк, Па
Головна магістраль 1-2-3-4-5-6											
1-2	60	60x3,5	5,4	4,5	1,91	0,65	5,74	12	68,93	2200,00	2131,07
2-3	37,5	48x3,5	4,2	5,1	1,40	2,15	8,12	12	97,44	2131,07	2033,63
3-4	30	42,3x3,2	3,6	15	1,17	4,35	20,10	16	321,59	2033,63	1712,04
4-5	15	33,5x3,2	2,5	3,2	0,75	1,1	4,02	18	72,39	1712,04	1639,66
5-6	7,5	33,5x3,2	2,5	22,8	0,67	2,25	24,31	5	121,55	1639,66	1518,11
Відгалуження 4-8-7											
4-8	15	33,5x3,2	2,5	11,7	0,75	2	13,19	18	237,48	1712,04	1474,56
8-7	7,5	33,5x3,2	2,5	0,9	0,67	0,8	1,44	5	7,18	1474,56	1467,38
Відгалуження 3-9											
3-9	7,5	33,5x3,2	2,5	7,9	0,67	1,4	8,84	5	44,20	2033,63	1989,43

Після закінчення розрахунку головної магістралі переходимо до розрахунку відгалужень: 4-8-7 і 3-9. Значення тисків газу перед пальниками найвіддаленших споживачів прийняті рівними 465 Па. Гідравлічний розрахунок відгалужень виконуємо аналогічно розрахунку головної магістралі, результати розрахунку заносимо до таблиці 3.8.

3.4. Підбір обладнання ГРП заводу

Для ГРП промислового підприємства вибираємо газовий регулятор фланцевий Madas RG/2MBZ DN50.

Регулятори тиску газу RG/2MBZ DN50 (фланець) призначені для зниження тиску газу з високого (середнього) до низького та автоматичного підтримання заданого тиску незалежно від зміни вхідного тиску. Регулятори використовуються для природного газу, метану, біогазу, коксового газу, доменного газу, зрідженого газу (парової фази), вуглекислого газу, повітря та інших сухих газів.

Регулятор RG/2MBZ DN50 (фланець) оснащений такими пристроями та приладдям: запобіжно-запірний клапан (ЗЗК), що налаштовується по високому тиску – припиняє подачу газу, якщо вихідний тиск підвищується до встановленого значення спрацьовування; ЗЗК, що настроюється за низького тиску – припиняє подачу газу, якщо вихідний тиск знижується до встановленого значення спрацьовування; він також закривається за відсутності вхідного тиску; запобіжно-скидний клапан (ЗСК), що налаштовується – скидає невелику частину газу в атмосферу при перевищенні вихідного тиску понад заданий, завдяки чому дозволяє уникнути спрацьовування ПЗК по високому тиску, оскільки налаштований на спрацьовування нижче порога спрацьовування ПЗК; штуцер для вимірювання вихідного тиску;



Рис. 3.1 Газовий регулятор фланцевий Madas RG/2MBZ DN50

Технічні характеристики регулятора тиску газу Madas RG/2MBZ DN 50:

Робоче середовище - природний газ (неагресивні сухі гази), азот; тиск на вході до 6 бар; тиск на виході 10 - 800 мбар; максимальна пропускна здатність 1500 м³/год; приєднання DN 50; клас точності P2 (AC) = ±10; коефіцієнт міцності корпусу f=4 (6*4 = 24 бар); макс. поверхнева температура 60 °С; температура навколишнього середовища -40 ÷ +60 °С; час закриття < 1 сек.

Клас герметичності А; мнтажне положення вертикальне, горизонтальне; матеріал корпусу- сплав алюмінію; середній термін служби 40 років.

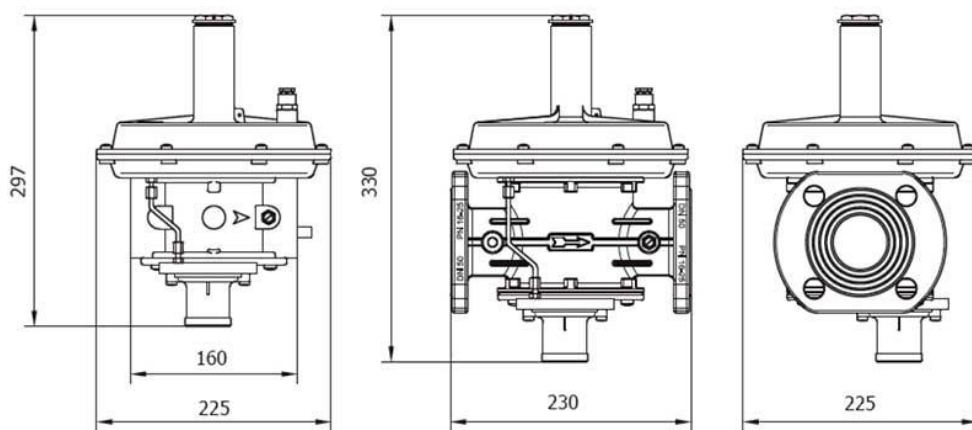
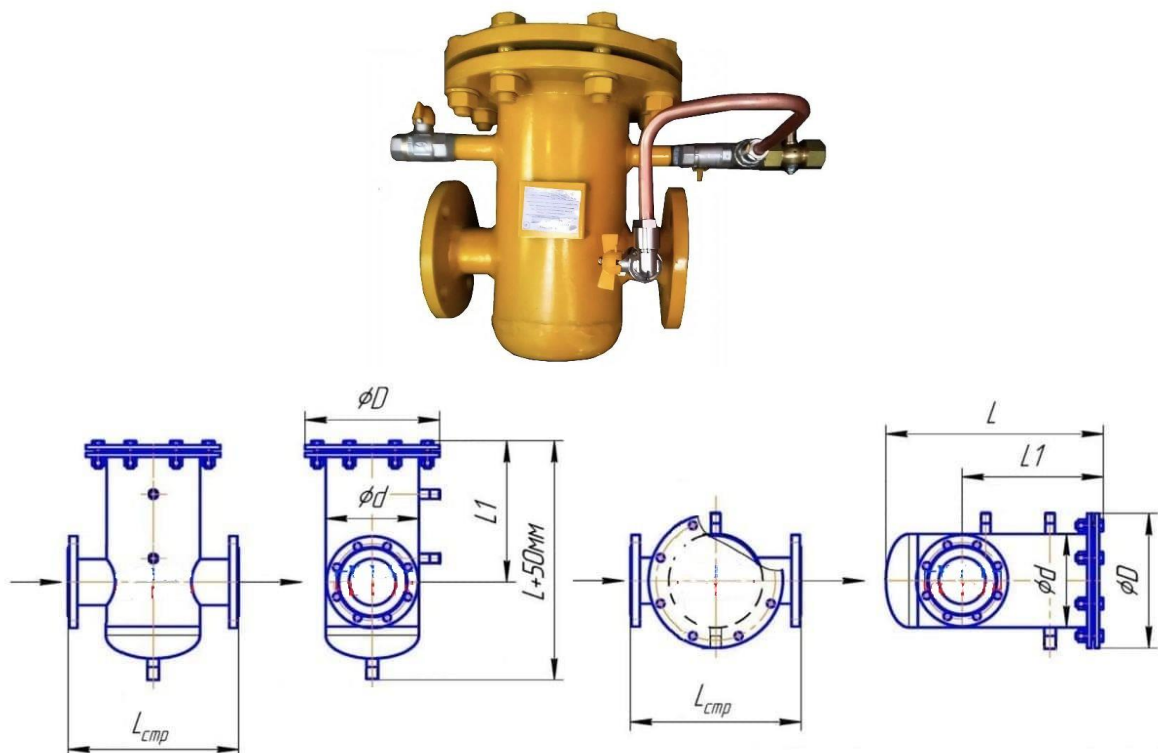


Рис 3.2 Габаритні розміри Madas RG/2MBZ DN50

Фільтр газовий сітчастий касетний Газтех ФГСК DN 50

Газовий фільтр серії ФГСК ДУ50 призначений для вловлювання забруднюючих газоподібних речовин, таких як пил, іржа та інші тверді частинки. Фільтри зазвичай використовуються на станціях зменшення та вимірювання, а також перед пристроями, на роботу яких впливатиме забруднення. Характерною особливістю фільтрів серії ФГСК DN50 є їхня модульна структура, що дає змогу змінювати поверхню фільтрації шляхом зміни касети (фільтрувального елемента).

Фільтр газу ФГСК DN50 виготовляється з прямим виходом з фланцевим або приварним з'єднанням



Модель (фланець)	Lстр	L	L1	d	D
ФГСК П - DN 50	300	370	235	133	235

Рис. 3.4 Загальний вигляд та габаритні розміри фільтра газового

Газтех ФГСК DN 50

Лічильник газу TZ Fluxi G1000 DN150

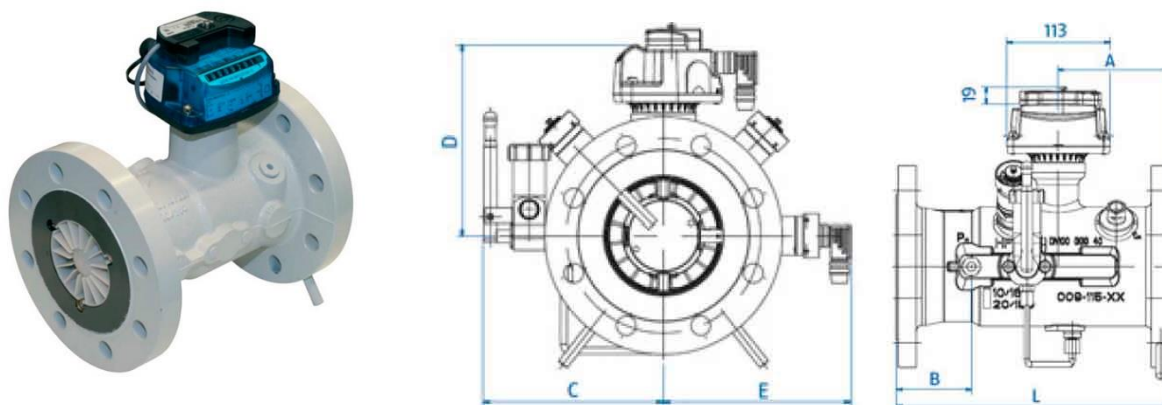


Рис. 3.5 Загальний вигляд та габаритні розміри лічильника газу TZ/Fluxi G1000 DN150

DN	A	B	C	D	L
150	185	125	205	205	450

TZ/Fluxi G1000 DN150 - турбінний лічильник об'єму газу виробництва Itron (Actaris, Німеччина) пропускною спроможністю до 1600 м³/год застосовують для комерційного та технологічного обліку об'єму газу.

Принцип роботи турбінного лічильника TZ/Fluxi G1000 DN150 базується на обертанні турбіни за рахунок потоку газу, який через магнітну муфту передається на лічильний механізм.

У газовому лічильнику Itron TZ / Fluxi G1000 DN150 вбудований випрямляч потоку газу за рахунок якого прямі ділянки складають всього 2 x Ду до лічильника і не потрібні після лічильника.

Метрологічні характеристики лічильника перевищують вимоги європейських і національних стандартів.

Коректор газу



Рис. 3.6 Коректор газу Вега-1.01

Коректор газу Вега-1.01 призначений для коригування показань лічильника обсягу газу залежно від температури та тиску газу.

У комплект коректора газу Вега-1.01 входить: коректор об'єму газу Вега 1.01; датчик температури (термоперетворювач опору ТСП-1000); датчик абсолютного тиску.

Коректор Вега-1.01 може працювати з будь-яким газовим лічильником, що має низькочастотний до 2 Гц вихід типу "сухий контакт" (НЧ) або високочастотний вихід до 5 кГц (ВЧ).

Можливості коректора газу Вега-1.01:

- виводити показники результатів вимірювань на індикатор у вигляді звітів на принтер або комп'ютер;
- коригування показань лічильника обсягу газу з урахуванням температури газу (при збільшенні температури обсяг газу розширюється і навпаки), а також тиску газу (при збільшенні тиску газу обсяг газу зменшується і навпаки);
- обчислення обсягу газу, що проходить через лічильник газу, в робочих умовах;
- вимірювання абсолютного тиску газу;

- перетворення та обробка вхідних імпульсних сигналів, що надходять від лічильників газу;
- виведення на індикатор та комп'ютер, принтер результатів вимірювань, обчислень та комерційних звітів.


Коректор газу Вега-1.01 здійснює архівування наступної інформації:

Введена в коректор газу інформація; інформацію щодо обсягу газу в робочих умовах; інформацію щодо обсягу газу в стандартних умовах; інформацію про обсяг газу в стандартних умовах за аварійних ситуацій; середнє значення тиску газу; середнє значення температури газу; середнє значення коефіцієнта стисливості; середнє значення коефіцієнта приведення обсягу газу до стандартних умов; дати та час закінчення періоду, до якого належать дані; інформацію про втручання в роботу коректора.

Обсяг архіву коректора газу Вега-1.01: погодинна - погодинна інформація протягом 68 днів; щоденна - щоденна інформація протягом 128 днів; щомісячна - щомісячна інформація протягом 32 місяців; втручання в роботу коректора до 1024 записів; оперативного - 2040 записів значення тиску, температури, обсягу газу.

Додаткове обладнання

	<p>Пристрій перенесення інформації УПИ-1 або УПИ-1-16. Призначено для перенесення інформації завантаженої з коректора обсягу газу Вега, КПЛГ та Комплексу КВ на комп'ютер для подальшого контролю та зберігання показників коректора газу.</p>
	<p>Кабель розгалужувач для УПИ та модему КР-06. Служить для підключення кабелю гальванічної розв'язки RS-232 та пристрою перенесення інформації УПИ-1 або УПИ-1-16 до коректора обсягу газу, не від'єднуючи модем від коректора газу.</p>
	<p>Кабель із пристроєм гальванічної розв'язки RS-232 (15м). Служить для підключення модему Imod-Vega до коректора газу ВЕГА, КПЛГ та Комплексу</p>

	вимірювального КВ (15 метрів). Призначений для розриву ланцюга між вузлом обліку газу та модемом Аймод Вега у разі попадання блискавки в модем. Якщо Ви маєте відстань від вузла обліку газу до модему більше 15-ти метрів, то Ви можете замовити кабель-подовжувач, необхідної довжини.
	<p>Модуль зв'язку MC-IMOD-VEGA-1< /a>. Призначений для передачі інформації засобами GMS-зв'язку в газову службу та/або на комп'ютер.</p>

Метрологічні та основні технічні характеристики коректора газу Вега-1.01:

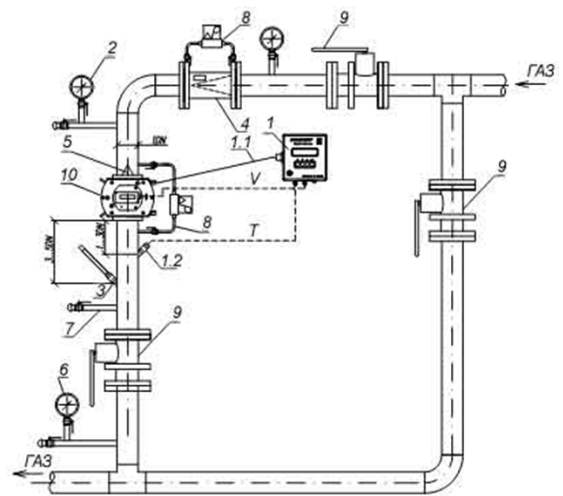
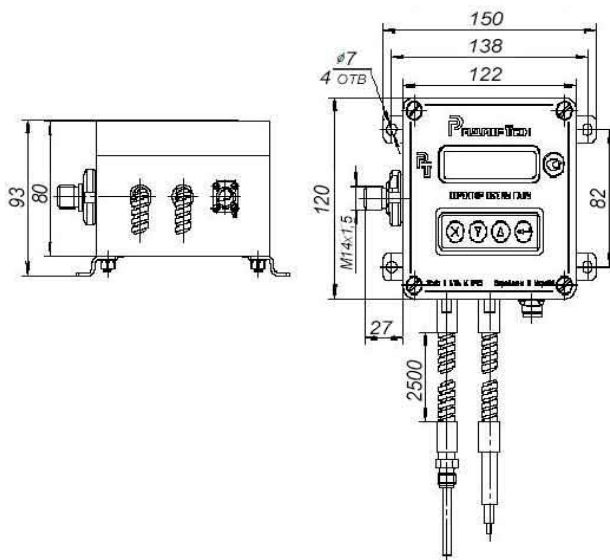


Рис.3.7 Зовнішній вигляд, габаритні та приєднувальні розміри коректорів Вега-1.01

Рис. 3.8 Типова схема розміщення коректора газу Вега-1.01 у вузлі обліку газу

- 1 - Коректор газу Вега-1.01; 1.1 - Монтажний комплект до коректора газу; 1.2 - Гільза для датчика температури (термоперетворювача коректора газу); 2 - Труба для підключення манометра або напороміру; 3 - Термоізольована гільза показуючого термометра; 4 - Фільтр газу; 5 - Фільтр прокладання ППФ; 6 - Труба для підключення манометра або напороміру; 7 - Труба для підключення манометра; 8 - Індикатор перепаду тиску; 9 - Запірна арматура; 10 - Лічильник газу

У корпус коректора газу ВЕГА-1.01 вбудований датчик абсолютного тиску, підключення якого до імпульсної трубки здійснюється через штуцер на корпусі коректора.

3.5. Захист сталевих газопроводів від корозії

Для захисту сталевих газопроводів на території ремонтно-механічного заводу використовують пасивні методи: нанесення ізолюючих антикорозійних матеріалів. На території підприємства сталеві газопроводи прокладені як підземно так і надземно.

Захист надземних сталевих газопроводів виконують нанесенням антикорозійного покриття (фарба). Фарбування антикорозійною фарбою забезпечує надійний захист металу від корозії і значно подовжує термін служби металевих поверхонь. Перед нанесенням фарби на поверхню трубопроводу його попередньо очищають для кращого зчеплення металу з фарбою. Після очищення, поверхню знежирюють, наносять ґрунтовий шар, а потім фарбують сталевий трубопровід в 2 шари, для кращого захисту від корозії.

Захист підземних газопроводів виконують комбінованим мастично-стрічковим покриттям. Конструктивно покриття складається з шару адгезійного праймера, шару ізоляційної мастики на основі бітуму або асфальтосмоляних з'єднань, шару ізоляційної полімерної стрічки завтовшки не менше 0,4 мм і шару полімерної захисної обгортки завтовшки не менше 0,5 мм. Загальна товщина комбінованого мастично-стрічкового покриття складає не менше 4,0 мм. При нанесенні ізоляційної бітумної мастики в зимовий час її, як правило, пластифікують, вводять добавки спеціальних масел, які запобігають окрихчуванню мастики при негативних температурах довкілля. Бітумна мастика, що наноситься по праймеру, забезпечує адгезію покриття до сталі, і є основним ізоляційним шаром покриття. Полімерна стрічка і захисна обгортка підвищують механічні характеристики і ударну міцність покриття, забезпечують рівномірний розподіл ізоляційного мастичного шару по периметру і довжині трубопроводу. Практичне вживання комбінованих покриттів типу "Пластобіт" підтвердило їх досить високі захисні і експлуатаційні характеристики.

РОЗДІЛ 4

Обґрунтування можливості використання альтернативного газу в системі газопостачання

4.1. Аналіз характеристик альтернативних джерел енергії для підвищення надійності системи газопостачання

Метою Енергетичної стратегії України до 2050 року є створення умов для сталого розвитку національної економіки через забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії. Альтернативні види газового палива, зокрема біогаз, біометан та водень, є одним зі стратегічних напрямів заміщення природного газу, посилення національної енергетичної безпеки та реалізації цілей Зеленого курсу. Зокрема для України, швидкий розвиток сфери відновлюваних газів – це необхідний крок для перемоги, а також відновлення власного енергетичного сектору та підсилення енергобезпеки в цілому.

Україна має найбільшу в Європі площу сільськогосподарських угідь. Переважно сировина для виробництва біометану – це відходи аграрного сектору, саме тому потенціал заміщення в Україні природного газу біометаном за попередніми оцінками становить близько 8-10 млрд м³/рік. Крім того, біометан, зберігаючи енергетичні властивості природного газу, є вуглецево нейтральним.

До сучасних технологій виробництва нетрадиційних відновлювальних джерел енергії слід віднести:

- використання відходів сільськогосподарської продукції для отримання біогазу як палива та екологічно чистих органічних добрив;
- використання сонячної енергії для систем теплопостачання за допомогою колекторів і систем пасивного сонячного опалення;
- отримання електричної енергії при використанні вітрогенераторів;
- використання теплових насосів малої та середньої потужності для теплопостачання окремих будинків і утилізації теплових викидів, а великої потужності - в теплонасосних станціях для заміни малих і середніх котелень;
- використання геотермальної води для теплопостачання;

- виробництво біодизельного палива з ріпака та соняшника;
- отримання електричної енергії при використанні мініГЕС на річках.

Можливості застосування відновлювальної енергетики наведені на рис.

4.1.



Рис. 4.1. Об'єкти відновлюваної енергетики в аграрному виробництві

На сучасному етапі перед людством постало декілька невідкладних проблем - продовольча, енергетична та екологічна.

В умовах подорожчання енергоносіїв, воєнних дій та погіршення екологічної ситуації значну увагу слід приділити альтернативним джерелам енергозабезпечення. Наявні в Україні природні ресурси дозволяють використовувати свій потенціал для життєдіяльності малих та великих фермерських господарств, сільськогосподарських товариств, міст.

Розвиток альтернативних видів газового палива - дієвий механізм зниження імпортозалежності, скорочення викидів парникових газів та покращення екологічної ситуації, а також як спосіб виконання національних планів дій в енергетиці, міжнародних зобов'язань та створення нових робочих місць.

Сучасна альтернативна енергетика представлена широким спектром засобів та джерел. Основні напрямки освоєння енергетичного використання біомаси наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1.

Використання відновлювальних джерел енергії

Показники	Потенціал відновлювальних джерел енергії		Виробництво електричної і теплової енергії з відновлювальних джерел енергії					
			2010		2020		2030	
	Млн. т.у.п	%	Млн. т.у.п	%	Млн. т.у.п	%	Млн. т.у.п	%
Вітроенергетика	15,0	23,8	0,6	23,8	4,3	18,9	8,9	25,4
Сонячна енергетика	2,0	3,2	0,01	3,2	0,2	1,0	0,7	2,1
Гідроенергетика «мала»	3,0	4,8	0,15	4,8	0,5	2,1	0,65	1,9
Гідроенергетика «велика»	7,0	11,1	4,8	11,1	5,6	24,6	6,5	18,7
Сонячна тепла енергія	4,0	6,3	0,1	6,3	0,7	3,1	1,96	5,6
Біоенергетика	20,0	31,7	2,7	31,7	6,3	27,9	9,2	26,3
Геотермальна енергетика	12,8	19,0	1	19,0	5,1	22,4	7,0	2,0
Усього	63,0	100	9,3	100	22,7	100	35	100
Частка від власних традиційних паливних ресурсів,%	78		12		28		48	
Частка від загального споживання первинних Енергоносіїв Україні,%	32		4,7		11,3		17,5	

Таблиця 4.2.

Напрямки освоєння біомаси в Україні

Напрямки освоєння	Одиниці виміру	Заміщення традиційних видів палива по роках		
		2010	2020	2030
Енергетичне використання біомаси	тис.т.у.п.	2662	6318	9215
Виробництво електроенергії	МВт	151	772	1158
	ГВт·год	926	4623	6974
	тис.т. у. п.	324	1618	2440
Виробництво теплової енергії	МВт	1301	4455	6520
	тис. т.у.п.	702	2360	3460
Кінцеве споживання біомаси як котельного пічного палива	тис. т.у.п.	1375	1430	1495
Виробництво еталону як моторного палива	тис. т.у.п.	261	910	1820

В Україні великий потенціал практично всіх видів поновлюваних джерел енергії. При бажанні в найближчі десятиліття можна вирішити питання електро і тепlopостачання країни за рахунок енергії альтернативних видів палива, торф'яного палива, деревини, біоенергетичних відходів, сонця, вітру,

тепла землі і гідроенергетичних ресурсів. Вже сьогодні можна використовувати швидко окупне обладнання і технології для поновлюваних джерел енергії. Потенціал біомаси, доступної для виробництва енергії - близько 30 млн.т.п./рік. Кількість відходів рослинної біомаси в Україні складає щорічно 40 млн.т, що еквівалентно 25-30 млрд.м³ газу; щорічні відходи тваринництва і птахівництва в Україні становлять 32 млн.т або 10,3 млрд.м³. Реалізація навіть частини потенціалу може призвести до заміщення 7 млн.т.п./рік викопних палив (що еквівалентно заміщенню природного газу в обсязі 6 млрд.м³/рік) та зниження викидів парникових газів на 11 млн.т CO₂-екв./год [9].

Враховуючи природно-кліматичні умови України, можна зробити висновок про найбільшу перспективність поширення біогазових технологій. Використання біогазу у побуті як палива дозволить не тільки вирішити енергетичну проблему на селі, але й покращити екологічний стан, отримати цінне добриво після переробки відходів у біореакторі.

Наявні у кожному господарстві великі обсяги органічних відходів доцільно утилізувати з максимальним сумарним ефектом вирішення комплексних задач: енергетичної, екологічної, постачання власного господарства добривами, запобігання зараженню ґрунтових вод тощо.

При цьому відмінність біомаси від інших видів поновлюваних джерел енергії при заміні викопного палива полягає в наступному. При спалюванні біомаси виділяється відповідна кількість парникових газів, однак, при її відтворенні, аналогічна кількість CO₂ поглинається з атмосфери й, таким чином, росту концентрації парникових газів в атмосфері не відбувається. У зв'язку із цим, біомаса вважається CO₂ – нейтральним паливом.

Аналіз характеристик джерел енергії

Переваги	Проблеми
Виробництво біогазу	
виробництво поновлюваної енергії; виробництво екологічно чистих органічних добрив; покращення санітарно- епідеміологічного стану довкілля; широка різноманітність сировини, яка може застосовуватися для роботи біогазових установок.	- розшарування маси субстрату, що значно знижує ефективність виділення метану; - високі енерговитрати на перемішування субстрату
Отримання теплової енергії	
виробництво поновлюваної енергії; наявність великого ресурсного потенціалу сировини доступної для конверсії у теплову енергію.	відсутня структура технологічного процесу конверсії (спалювання чи переробки) незернової частини врожаю соломи; відсутні технічні засоби для дрібнотоварного спалювання соломи: не вирішені проблеми рівномірності згоряння соломи в топці котла.
Виробництво дизельного біопалива	
виробництво екологічно чистого палива для дизельних двигунів; наявність великого ресурсного потенціалу для виробництва дизельного біопалива.	складність технологій отримання дизельного біопалива: існуюче обладнання не забезпечує необхідну ефективність протікання реакції метанолізу; високі енергозатрати на перемішування емульсії.

4.2. Технологічні схеми отримання біогазу

Одна з причин низького рівня використання відновлювальної енергії – висока вартість її отримання порівняно з іншими видами енергії – викопним паливом. Вартість отримання відновлюваної енергії можна знизити, поєднуючи різні джерела в єдиний енергетичний комплекс, що часто практикується. Енергетична ефективність таких варіантів зростає при каскадному використанні енергії: поєднання відновлювальних джерел енергії та джерел енергії з використанням всезростаючої маси комунальних промислових відходів.

Як приклад такої концепції розвитку на рис. 4.2. наведено структурну схему диверсифікованого виробництва сільськогосподарської продукції з біоенергоконверсією органічної сировини та виробництвом біопалив, а також

з наступним отриманням теплової та електричної енергії із твердого та газоподібного біопалива для 6-пільної сівозміни загальною площею 300 га.

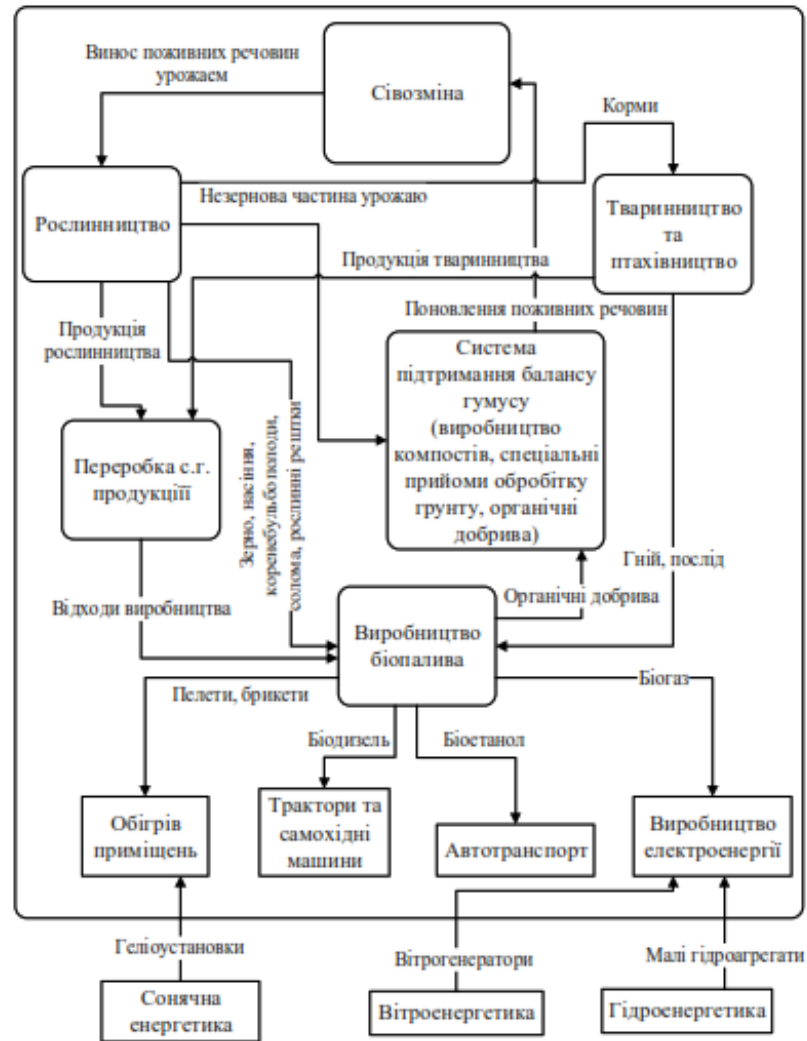


Рис. 4.2. Структурна схема диверсифікованого виробництва з отриманням біопалива

Прикладом об'єктів, які комплексно обслуговується енергією з різних відновлювальних джерел, можуть бути очисні споруди. Переваги такого вирішення: енергетична самодостатність; зростання продуктивної системи майже на 30%; отримання метантенків природного мінерального добрива; зниження забруднення довкілля; нижча вартість експлуатації.

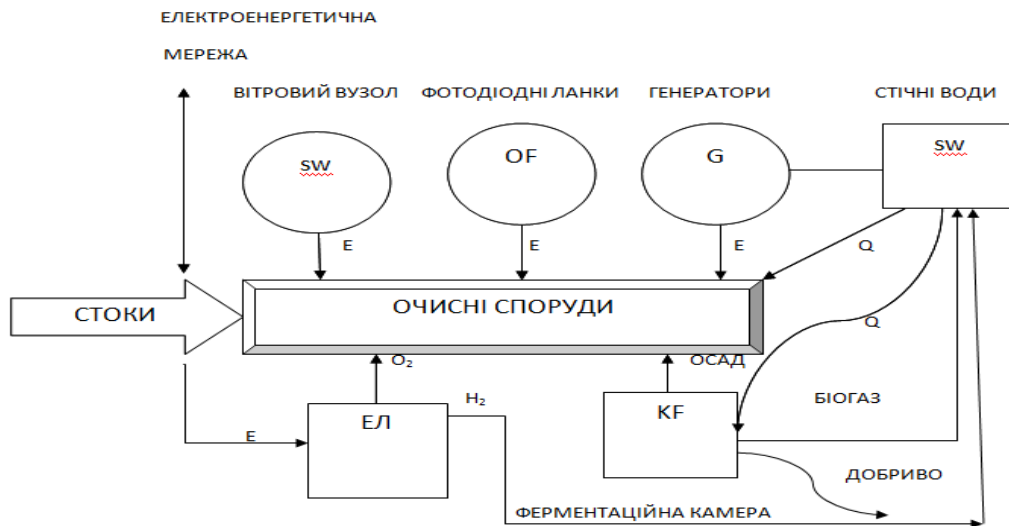


Рис. 4.2. Енергетичний комплекс

Комплексне використання міських відходів може здійснюватись за схемою, зображеної на рис. 4.3.

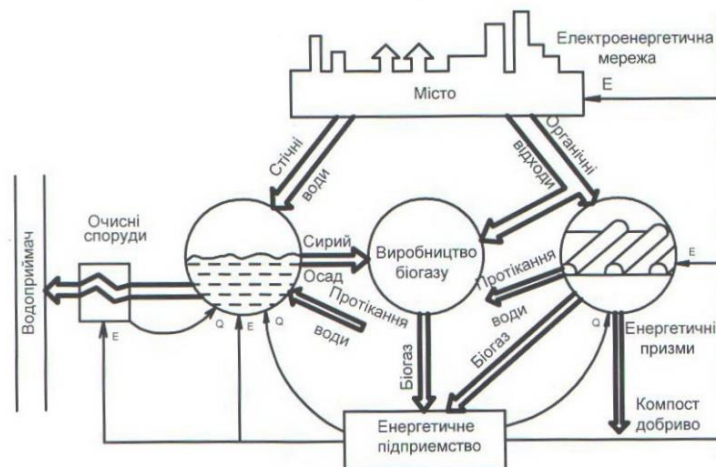


Рис.4.3. Варіант вирішення комплексного використання міських відходів

З енергетичною самодостатністю зменшується споживання палива джерелами традиційної енергетики та емісія шкідливих викидів. Тверді відходи одночасно є джерелом вторинної виробничої сировини.

За схемою, наведеною на рис. 4.4. біологічне сміття, попередньо відсортоване, потрапляє на ручну, або механічну переробку, потім в метантанк, де виробляється біогаз.

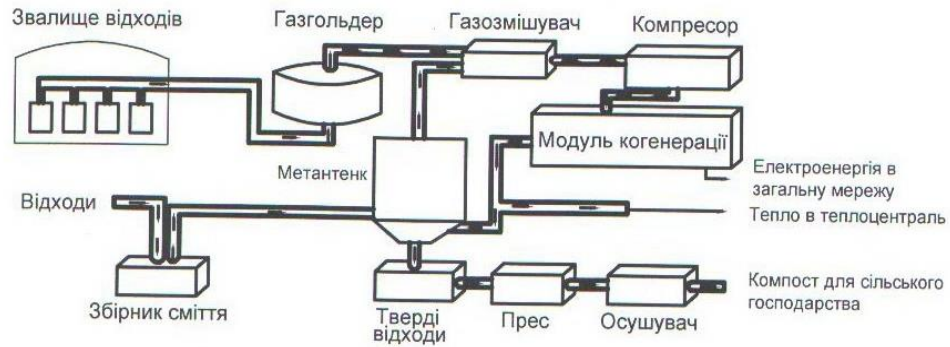


Рис.4.4. Схема отримання біогазу з модулем когенерації

Останнім часом використовуються або розробляється близько 60-ти різновидностей біогазових технологій. Слід зазначити, що для різних органічних матеріалів процес отримання біогазу буде відрізнятися технологічним рішенням. Наприклад, для сміттєвих звалищ не обов'язково переміщення біомаси в окрему ємність або резервуар. Біомаса звалища вже виділяє газ і для прискорення цього процесу досить обмежити доступ кисню і зробити свердловини безпосередньо на місці звалища.

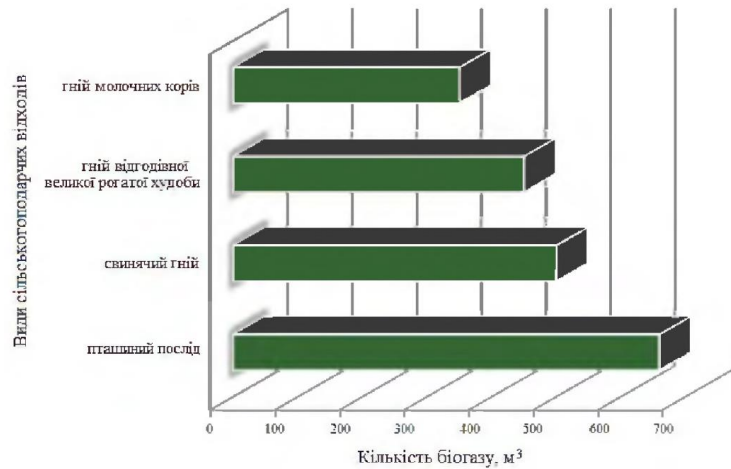


Рис 4.5. Кількість біогазу, яку можна отримати з 1т сухої органічної речовини в результаті анаеробного зброджування

Таблиця 4.4.

Енергетичні показники застосування типовими тваринницькими
комплексами технології анаеробною зброджування

Найменування промислових тваринницьких комплексів	Продуктивність, гол/рік	Кількість рідких відходів, кг/добу	Кількість біогазу, м ³ /добу	Річний вихід біогазу, тис.м ³ за рік	Еквівалентна кількість заміщеного палива, т у.п. за рік
Свинарський комплекс	12000	79200	2780	1015	797
	24000	158400	5570	2033	1597
	54000	356400	12530	4573	2593
	108000	712800	25070	9151	7190
Комплекси великої рогатої худоби молочноного напрямку	400	28000	520	190	149
	800	56000	1040	380	299
	1200	84000	1600	584	459
	1600	112000	2090	793	587
Комплекси великої рогатої худоби відгодівельного напрямку	5000	215000	4170	1522	1196
	10000	430000	8330	3040	2389

Критичний аналіз економічних проблем, пов'язаних з впровадженням біогазової технології дозволяє зробити висновок, що виробництво біогазу економічно виправдано, якщо є:

- повне забезпечення сировиною з мінімальними транспортними витратами;
- система використання біогазу без нагромадження та зберігання;
- дешеве джерело низькопотенційного тепла для обігріву та термостатування метатенків.

Для вироблення біогазу використовуються біогазові установки в місцях великого скупчення сировини (тваринницькі господарства і комплекси). Біогазова установка складається з блоку вилучення біогазу (реактор, газгольдер, сепаратор, тощо) і блоку генерації енергії (когенераційне обладнання).

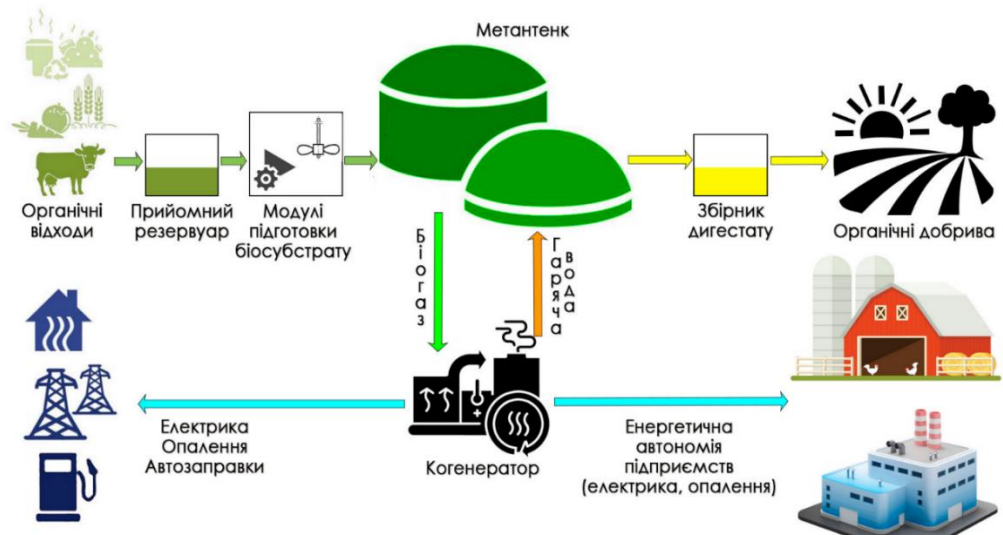


Рис 4.6. Схема біогазової установки

Оцінюючи економічну ефективність роботи сільськогосподарських біогазових установок потрібно враховувати не тільки вартість заміщеного природного палива та ефект від зменшення шкоди, завданої навколишньому середовищу, але й також заощадження за рахунок повної або часткової відмови від закупівлі мінеральних добрив.

Процес вироблення біогазу розділяється на три етапи: підготовка органічної сировини, ферментація і подальша обробка залишкового матеріалу. Органічний матеріал збирається в спеціальну яму, яка піддається стерильній обробці для видалення шкідливих мікробів, і переміщається в біореактор. Біогаз, вироблений в біореакторі, збирається в резервуар для зберігання газу для забезпечення безперервного постачання газу незалежно від змін в сфері видобутку газу. Далі біогаз подається в газопоршневу установку, яка забезпечує генерацію електричної і теплової енергії.

Для безпосередньої вироблення теплової та електричної енергії з біогазу, як правило, використовуються когенераційні установки на базі газопоршневих двигунів. У таких установках біогаз спалюється для обертання електрогенератора, а тепло утворюється в поршневій групі відводиться і також використовується для побутових і виробничих потреб. Таким чином досягається максимальне ККД таких установок.

4.3. Техніко-економічне обґрунтування використання біогазу для опалення та вентиляції цехів ремонтно-механічного заводу

Річне споживання теплової енергії ремонтно-механічної заводу:

$$Q_{\text{річ}} = Q_O + Q_B$$

де Q_O - витрата тепла на опалення, яка дорівнює 125085 кВт; Q_B – витрата тепла на вентиляцію - 55130 кВт.

125085:1,163*1000=107553740 ккал/рік; 75125:1,163*100=47403267 ккал/рік;

$Q_{\text{річ}}=125085+55130=180215$ кВт;

$Q_{\text{річ}}=137653480+64595872=154957007$ ккал/рік.

Об'єм біогазу, необхідний для утворення теплової енергії за рік:

$$V_{\text{біог.річ}} = \frac{Q_{\text{річ}}}{q_{\text{біог}} \times \eta_{\text{ККД}}},$$

де $q_{\text{біог}}$ - теплотворна здатність біогазу 5340-6230 ккал/м³; $\eta_{\text{ККД}}$ – ККД установки.

$$V_{\text{біог.річ}} = \frac{154957007}{6000 \times 0,69} = 37429,2 \text{ м}^3.$$

Об'єм природного газу необхідний для утворення теплової енергії на рік:

$$V_{\text{пр.г.річ}} = \frac{Q_{\text{річ}}}{q_{\text{пр.г}} \times \eta_{\text{ККД}}},$$

де $q_{\text{пр.г}}$ - теплотворна здатність природного газу 7997 ккал/м³;

$$V_{\text{пр.г.річ}} = \frac{154957007}{7997 \times 0,69} = 28082,5 \text{ м}^3.$$

Таблиця 4.5.

Вартість енергоносіїв

Енергоносії	Одиниці вимірювання	Об'єм	Вартість одиниці	Вартість всього об'єму
Традиційний природний газ	м ³	28082,5	40,2 грн/м ³ 0,95\$	1128897 грн 26678,4\$
Біогаз	м ³	37429,2	23,3 грн/м ³ 0,55\$	872100 грн 20585,95\$
Електрична енергія з біогазу	кВт	75300*	4,32 грн/кВт (закуплена з ел. мережі)	325296 грн
	кВт	75300*	6,15 грн/кВт (продано в ел. мережу)	463095 грн
	кВт	75300*	1,5 грн/кВт (по собівартості)	112950 грн

* Електроенергія замінена біогазом.

Собівартість виробленого біогазу складається: 300-350\$ за 1000 м³.

Собівартість вже очищеного біогазу: 450-550\$ за 1000 м³ [10]. Середня вартість природного газу для підприємств 1000 м³- 950\$(40200 грн).

Вартість по «зеленому» тарифу вироблена електроенергія з біогазу дорівнює: 6,15 грн [11].

Вартість електроенергії з мережі: 4,32 грн.

Собівартість виготовленої на біостанції електроенергії (приблизно) 1,5 грн за 1кВт/час.

В наслідок заміщення природного газу біогазом отримуємо газову економію: 1128897-872100=256797 грн.

В наслідок використання електроенергії власного виробництва отримуємо економію по газу: 325296-112950=212346 грн

Використовуючи «зелений» тариф ми маємо можливість продавати у державну мережу електроенергію по «зеленому» тарифу, а потім купити.

Отримуємо прибуток: 463095-325296=137799грн.

Таблиця 4.6.

Заміна енергоносіїв біогазом, отриманим за рік

№	Назва енергоносія	Одиниці вим.	Об'єм біогазу	Еквівалентний коефіцієнт	Об'єм змінного енергоносія
1	Теплота	мДж	325296	22	7156512
2	Електроенергія	кВт/рік	325296	2	650592
3	Природний газ	м ³	325296	0,65	211442,4
4	Нафта	Л	325296	0,7	227707,2
5	Дизельне паливо	Л	325296	0,65	211442,4
6	Бензин	Л	325296	0,64	208189,44
7	Керосин	Л	325296	0,6	195177,6
8	Дрова	Кг	325296	3,5	1138536
9	Кам'яне вугілля	Кг	325296	1,5	487944
10	Мазут	Л	325296	0,7	227707,2
11	Умовне паливо	Кг	325296	0,856	278453,376

4.4 Вибір когенераційної установки

Для опалення та електропостачання ремонтно-механічного заводу зробимо розрахунок когенераційної установки, що використовує біометан.

Основне паливо заводу - природний газ, який відповідає вимогам ДСТУ 4314:2004. Резервне паливо - дизельне паливо.

Котельня заводу належить за надійністю електропостачання до II категорії.

1. Підведена потужність палива ($P_{\text{під}}$, кВт):

$$P_{\text{під}} = \frac{Q_{\text{вир}}}{24 \cdot 3,6}, \text{ кВт},$$

$$P_{\text{під}} = \frac{38678,2}{24 \cdot 3,6} = 445,6 \text{ кВт}.$$

Відповідно до отриманої потужності вибираємо когенераційну установку Sento L180. Підвідна потужність 469 кВт, тепла потужність 255 кВт, електрична потужність 193 кВт.

2. Товарна електрична потужність ($P_{\text{тов.ел}}$, кВт):

$$P_{\text{тов.ел}} = P_{\text{е.кгу}} - \frac{Q_{\text{мех}}}{24}, \text{ кВт},$$

де $P_{\text{е.кгу}}$ - електрична потужність когенераційної установки, кВт

$$P_{\text{тов.ел}} = 193 - 130 = 60 \text{ кВт}.$$

3. Товарна тепла потужність ($P_{\text{тов.т}}$, кВт):

$$P_{\text{тов.т}} = P_{\text{т.кгу}} - \frac{Q_{\text{под}} + Q_{\text{пот}}}{24}.$$

де $P_{\text{т.кгу}}$ - тепла потужність когенераційної установки, кВт

$$P_{\text{тов.т}} = 255 - 205 = 40 \text{ кВт}.$$

Комбіноване вироблення електроенергії та тепла - або когенерація - це спосіб вироблення електричної енергії, за якого корисно використовується тепло, що вивільняється в процесі вироблення електроенергії. Тим самим досягається висока ефективність використання енергії, що міститься в паливі. Одночасно завдяки цьому процесу мінімізуються втрати, що виникають під час традиційного вироблення електроенергії.

Пристрої серії Cento спроектовані таким чином, що їхні окремі частини об'єднуються як частини конструктора. Мотор-генератор, комплект теплообмінників, електрична панель та інші необхідні елементи функціональної когенераційної установки розташовані на шасі. Тепловий модуль з масляною системою розташований у нижній частині блоку. Вгорі розташований сам мотор-генератор із системою впуску повітря. Передня частина являє собою розподільний щит - його наявність безпосередньо на монтажній рамі є типовою характеристикою концепції TEDOM Cento.

Переваги серії Cento: нижчий вміст NOx у викидах; вдосконалена автоматична регуляція насиченості суміші; різні режими роботи ГПУ (паралельно з мережею, аварійний, автономний, комбінований); збірна система і доступність до окремих вузлів установки; зручність в обслуговуванні, економія часу, стандартизація вузлів і зниження вартості установки; підключення до центральної диспетчерської, обслуговування з віддаленого комп'ютера, контроль роботи за допомогою SMS; низький рівень шуму (при розміщенні в шумозахисному кожусі або контейнері).

Комбіноване вироблення електроенергії та тепла - або когенерація - це спосіб вироблення електричної енергії, за якого корисно використовується тепло, що вивільняється в процесі вироблення електроенергії. Тим самим досягається дуже висока ефективність використання енергії, що міститься в паливі. Одночасно завдяки цьому процесу мінімізуються втрати, що виникають під час традиційного вироблення електроенергії. Завдяки ефективному використанню «викидного тепла» при комбінованому виробленні електрики і тепла виникає економія до 70% енергії, що міститься в паливі, порівняно з роздільним виробленням електрики і тепла.

Фірма TEDOM випускає когенераційні установки різної потужності. Випускається 3 лінійки когенераційних установок: Mikro (7 - 50 кВт); Cento (80 - 530 кВт); Quanto (600 - 4500 кВт).

Когенераційні установки можуть працювати як на природному газі так і на біогазі. За необхідності установки можуть бути підготовлені на заводі-виробнику для спільної роботи як на біогазі, наприклад, так і на природному газі.

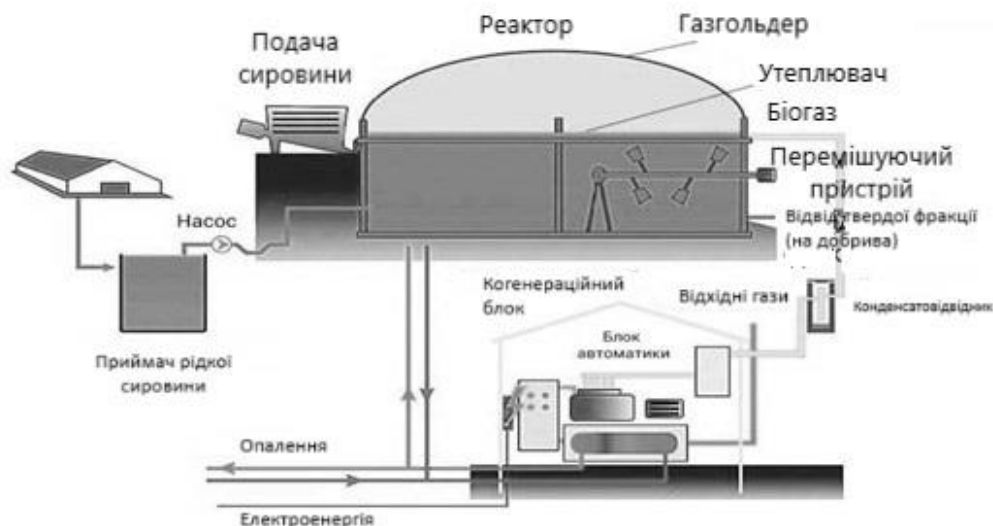


Рис. 4.7. Робота когенераційної установки на біогазовій станції

За необхідності підвищення продуктивності мають всі шанси бути застосовані в когенераційних установках конденсаційних теплообмінників відпрацьованих газів, наприклад так звані економайзери. Випадком застосування агрегатів Cento вважається виробництво електрики з біогазу, в результаті ферментації сільськогосподарських відходів тваринного і рослинного походження, яка останніми роками була доволі затребувана. Когенераційні установки TEDOM експлуатуються на сотках біогазових станцій у низці держав світу.

Поряд із виробленням тепла при спалюванні біогазу, наприклад, у котлах, когенерація також дає можливість генерувати електричну енергію, яка може бути використана для власних потреб станції або може бути продана в загальній розподільчій мережі. Таким чином, виробництво електроенергії для власних потреб набагато дешевше порівняно з її купівлею в мережі. Оскільки біогаз є супутнім продуктом при переробці органічних відходів, витрати на експлуатацію установки будуть пов'язані тільки з відрахуваннями на

обладнання та технічне обслуговування. Доходи становитимуть як зекономлені кошти за тепло та електроенергію, так і кошти за продаж електрики в мережу.



Рис. 4.8. Когенераційна установка Cento

Тому когенераційні установки є обладнанням для комбінованого виробництва тепла та електроенергії. Природний газ є основним паливом, але все частіше використовуються альтернативні види палива, здебільшого різні види біогазу. Біогаз може використовуватися біогазовими станціями, побудованими поблизу тваринництва або птахівництва.

4.5 Техніко-економічне обґрунтування використання біогазової установки на базі когенератора CENTO L180

Основні витрати на обладнання біогазової установки представлені у табл. 4.7.

Таблиця 4.7.

Витрати на обладнання біогазової установки

Найменування обладнання	Ціна (грн.)
Реактор	34700000
Газгольдер	215000
Вологовідділювач	1490
Осушувач шламу	9000
Когенераційна установка CENTO L180	4600000
Електродвигун АІМУ 160М8	45000
Система підігріву	193000
Капітальні витрати	39763490

Виконаємо розрахунок річних витрат за експлуатацію

1. Експлуатаційні витрати , E_B , грн:

$$E_B = M + A + ОП + I$$

де M – матеріальні витрати, грн; A - амортизація, грн; ОП - оплата праці, грн;
 I – інші витрати, грн.

2. Матеріальні витрати (M , грн.).

Матеріальні витрати включають: витрати на сировину; витрати на ремонт; обслуговування установки. Обслуговування установки розраховується як 80% амортизації.

Витрат на сировину у разі немає, так як використовуються виробничі відходи. Витрати на електро- та теплоенергію забезпечуються біогазовою установкою.

3. Амортизація (A , грн.):

$$A = \frac{Ц}{T}$$

де $Ц$ – ціна придбання, грн; T – очікуваний термін експлуатації установки, років.

Амортизація для біореактора:

$$A_6 = \frac{34700000+183000}{25} = 1395320 \text{ грн.}$$

Амортизація для когенераційної установки:

$$A_K = \frac{4600000}{5} = 920000 \text{ грн.}$$

$$\text{Тоді, } A = 1395320 + 920000 = 2315320 \text{ грн.}$$

$$M = 80\% \cdot 2315320 = 1852256 \text{ грн.}$$

4. Оплата праці (ОП, грн.):

$$ОП = 12 \cdot ЗП + 22\% \cdot (12 \cdot ЗП).$$

де ЗП – заробітна плата робітників (2 особи по 25000 грн).

$$ОП = 12 \cdot 50000 + 22\% \cdot (12 \cdot 50000) = 732000 \text{ грн.}$$

5. Інші витрати, (I , грн.) – це 5% від суми всіх витрат.

$$I = 5\% \cdot (2315320 + 1852256 + 732000) = 5\% \cdot 4899576 = 244979 \text{ грн.}$$

Тоді, $E_B = 2315320 + 1852256 + 732000 + 244979 = 5144555$ грн.

Експлуатаційні витрати наведено у табл. 4.8.

Таблиця 4.8.

Експлуатаційні витрати

Склад витрат	Вартість витрат, грн.
Матеріальні витрати	1852256
Амортизація	2315320
Оплата праці	732000
Інші витрати	244979
Разом:	5144555

Розрахована БДУ – це багатопродуктовий пристрій: продукти на виході – це електроенергія, теплова енергія та високоякісні добрива. Тому ефект від біогазової установки складається із трьох частин. Добовий вихід біогазу 1825 м^3 а теплова потужність 255 кВт, електрична потужність 193 кВт.

6. Ефект від заходу (E , грн):

$$E = E_x + E_2 + E_3,$$

де E_1 - річний прибуток від реалізації добрив, грн; E_2 - річний прибуток від використання електроенергії, грн; E_3 - річний прибуток від використання теплової енергії, грн.

7. Річний прибуток від добрив, E_1 , грн.

Добовий вихід рідких добрив 225 кг. Для реалізації добрив необхідно знизити вологість біогумусу до 60%. Залишається 135 кг добрив, які можна продавати.

У середньому 1 кг біодобрив коштує 72 грн., відповідно на добу від продажу отримуємо 9720 рублі або 3547800 на рік. Витрати виробництво одного виду продукції скалькуємо у рівних частках.

$$E_1 = \Pi - 33\% \cdot E_3,$$

де Π - прибуток від реалізації добрив, грн; $E_1 = 3547800 - 1725777 = 1822023$ грн.

8. Річний прибуток від використання електроенергії, грн.

$$E_2 = P_{\text{тов.ел}} \cdot 24 \cdot 365 \cdot T_e - 33\% \cdot E_3.$$

де T_e - тариф на електрику, 4,32 грн. / кВт год;

$$E_2 = 193 \cdot 24 \cdot 365 \cdot 4,32 - 1725777 = 4552777 \text{ грн.}$$

Тоді собівартість 1 кВт · год електроенергії, C_e , грн:

$$C_e = \frac{1725777}{1611840} = 1,1 \frac{\text{грн}}{\text{кВт}\cdot\text{г}}.$$

9. Річний прибуток від використання теплової енергії, E_3 , грн.

Опалювальний сезон триває 7 місяців, виходячи з цієї умови, отримаємо:

$$E_3 = P_{\text{т.к}} \cdot 24 \cdot 7 \cdot 30 \cdot T_T - 33\% \cdot E_3.$$

де T_T тариф на теплову енергію, Гкал; $P_{\text{т.к}}$ - теплова потужність когенераційної установки, кВт.

$$P_{\text{т.к}} = 255 \text{ кВт} = 0,324 \text{ Гкал/год.}$$

$$E_3 = 0,324 \cdot 24 \cdot 7 \cdot 30 \cdot 2939,18 - 1725777 = 2208555 \text{ грн.}$$

Тоді собівартість 1 Гкал теплової енергії (C_T , грн):

$$C_T = \frac{2848562}{0,324 \cdot 24 \cdot 7 \cdot 30} = 1658,4 \frac{\text{грн}}{\text{Гкал}}.$$

Отримаємо:

$$E = 1822023 + 4552777 + 2208555 = 8583355 \text{ грн.}$$

10. Чистий прибуток, $E_{\text{ч}}$, грн.

Кожне фермерське підприємство має сплачувати єдиний податок у вигляді 5% від прибутку.

$$E_{\text{ч}} = E \cdot 95\%,$$

$$E_{\text{ч}} = 8583355 \cdot 95\% = 8154188 \text{ грн.}$$

11. Термін окупності, років.

$$T_0 = \frac{K}{E_{\text{ч}}},$$

де K - капітальні витрати, грн.

$$T_0 = \frac{39763490}{8154188} = 4,9 \text{ років.}$$

Оскільки термін окупності вийшов більшим за один рік, то необхідно розрахувати дисконтований термін окупності, що враховує щорічну інфляцію, яка зменшує частину економії.

12. Коефіцієнти дисконтування α_m :

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + D)^{tm}}$$

де E - ставка дисконтування, приймемо рівній ставці рефінансування НБУ (середня ставка рефінансування на 2024 рік становить 15% річних); tm - термін окупності установки (беремо термін на 10 років).

13) Чистий дисконтований дохід (ЧДД, грн):

$$\text{ЧДД} = \sum E_m \cdot \alpha_m,$$

де E_m - рівень економії у проекті (приймемо однаковий на всі 10 років).

Розрахунки дисконтування зведемо до таблиці 5.3.

Таблиця 4.9.

Розрахунок дисконтованого терміну окупності

Рік	Коефіцієнт дисконтування	Дисконтований дохід, грн/рік	Сумарна економія наростаючим підсумком, грн
0	0,952	8154188	8154188
1	0,907	7643520,384	14082512,38
2	0,794	7113072,988	23194585,37
3	0,735	5655573,953	28844959,32
4	0,681	4178201,855	32858861,18
5	0,63	2859308,963	38554170,14
6	0,583	1888204,647	37585374,79
7	0,54	1055542,309	38258817,1
8	0,5	567858,847	39852575,95
9	0,463	284779,4235	39485855,37
10	0,429	128515,6731	39625771,04

Сума загальних витрат за біогазову установку становить 39763490 грн. З таблиці видно, що цю суму буде досягнуто через 10 років. Подальше використання установки приносить прибуток.

Підсумки економічних розрахунків підведено до таблиці 4.10.

Підсумки економічних розрахунків

Найменування показників	Значення
Капітальні витрати на встановлення БДУ, грн.	39763490
Експлуатаційні витрати, грн.	5144555
Собівартість 1 кВтг електроенергії, грн.	1,1
Собівартість 1 Гкал теплової енергії, грн.	1658,4
Ефект від заходу, грн.	8583355
Термін окупності, років	4,9
Дисконтований термін окупності, років	10

При вирішенні проблеми розробки схеми використання відходів тваринництва та птахівництва з метою отримання біогазу найбільш перспективним способом утилізації відходів є анаеробне зброджування, що дозволяє отримувати як високоякісні мінералізовані органічні добрива, а й біогаз як джерело енергії.

Вирішуючи проблему розробки схеми вироблення тепла та електроенергії, біогазова установка була розрахована на 25% поголів'я. Добовий видобуток біогазу склав 4395,4 м³ добовий видобуток біогазу – 342 кг.. Запропоновано біогазову установку з когенераційною установкою. Як метод дезінфекції після процесу мезофільної ферментації пропонується метод кавітації

Економічний розрахунок показав, що загальна вартість біогазової установки складе 75 138 032 грн., термін окупності – 7,5 років.

РОЗДІЛ 5

Автоматизація технологічних процесів в системах газопостачання

5.1. Інтелектуальна система обліку витрат та контролю параметрів в системі газопостачання

У Законі України «Про енергетичну ефективність» (ст.14) вказані вимоги щодо встановлення інтелектуальних систем обліку, які надають точну (достовірну) інформацію про фактичне споживання енергії, у тому числі за часовими періодами з метою здійснення розрахунків, моніторингу, контролю та інформування.

Інтелектуальна система обліку газу - автоматизована система, яка інформаційно об'єднує інтелектуальні лічильники природного газу та забезпечує приймання, обробку та передавання вимірюваної та іншої інформації каналами зв'язку для цілей проведення комерційних розрахунків, моніторингу та контролю. Дістанційна передача даних газового лічильника - це процес передавання інформації про споживання газу лічильником на віддалене місце моніторингу або управління. Вона дає змогу отримувати інформацію про споживання газу в режимі реального часу або періодично, без необхідності фізичного доступу до лічильника.

Інтелектуальна система обліку газу повинна забезпечувати консолідацію різних типів лічильників газу і блоків телеметрії в єдиний інформаційний простір, інтеграцію інформаційних потоків від вузлів обліку різних виробників в єдину систему збору, аналізу та експорту даних; активний захист інформації від зовнішніх впливів; паралельний трафік; забезпечення одночасного отримання даних з необмеженої кількості вузлів обліку газу; низьку вартість трансляції інформації, незначні витрати на обслуговування; авторизований доступ споживачів газу в інтелектуальну систему за допомогою програми «Особистий кабінет».

Елементи традиційної схеми збору даних наведена на рис. 5.1.

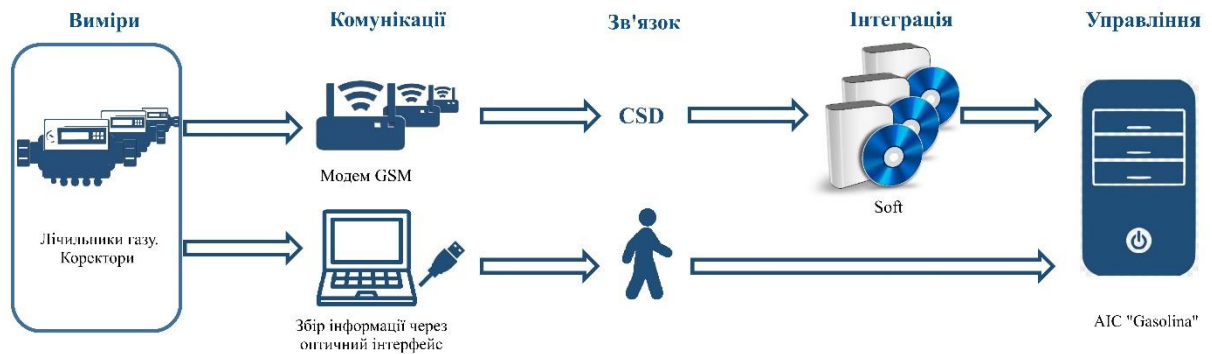


Рис. 5.1. Традиційна схема збору даних

Вона має такі недоліки: низька швидкість трафіку (понад 2 години); дорогий трафік; відсутність паралельного трафіку і діагностики системи; низький рівень захисту. Також вона потребує наявності додаткового персоналу: контролерів, адміністраторів системи.

Для системи газопостачання, розробленої у кваліфікаційній роботі, рекомендується впровадження інтелектуальна система обліку газу, з можливістю консолідації різних систем; інтеграції інформаційних потоків та функціоналом автоматизації збору, управління та аналізу даних.

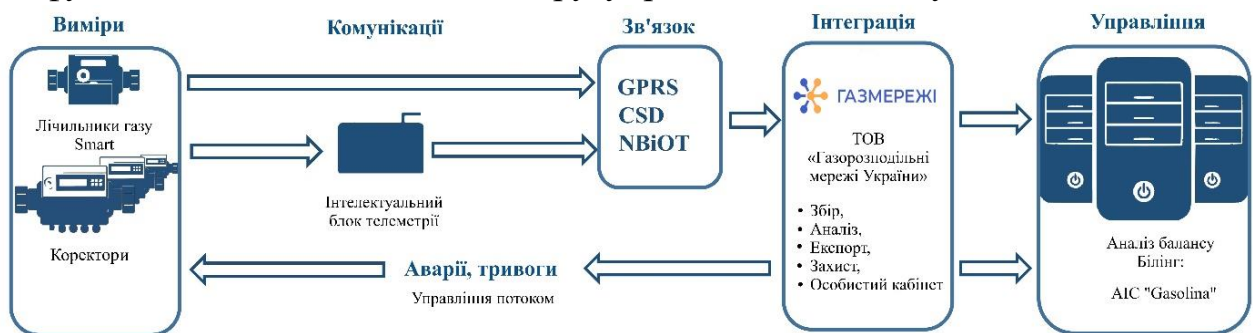


Рис. 5.2. Інтелектуальна система обліку газу

Така система має швидкий і дешевий трафік (швидкість менше 5 хвилин). В ній є паралельний трафік, консолідація, функціонал діагностики системи, захист даних і з персоналу потреба тільки в адміністраторі системи.

Система автоматичного збору інформації містить дві схеми передачі даних в інтелектуальну систему обліку РГК: I - схема організації автоматичного збору даних з вузлів обліку газу на сервер РГК; II - Схема

організації автоматичного збору даних з вузлів обліку газу на сервер РГК із застосуванням проміжного сервера оператора зв'язку (рис. 5.3.)



Рис. 5.3. Схеми передачі даних до Інтелектуальної системи обліку газу

Характеристики: можливий одночасний збір даних до 5 тис. лічильників; зберігання інформації в одній базі до 500 тис. приладів; час передавання даних від лічильника газу до ІСУ РГК не більше ніж 5 хвилин. Щомісячний трафік одного лічильника не більше ніж 10 Мб.

Для побутових споживачів газу (населення) пропонується автоматизована система розрахунків, яка наведена на рис. 5.4.

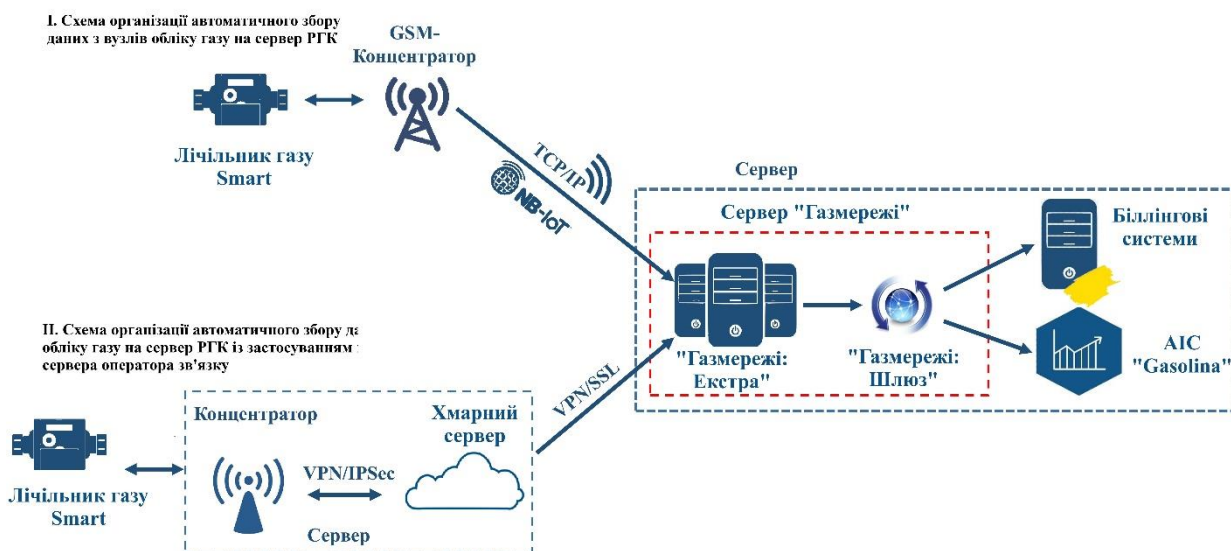


Рис. 5.4. Схема автоматизованої системи розрахунків

Така система має дистанційний контроль у режимі реального часу за працездатністю лічильника. Дозволяє отримувати PUSH-повідомлень у разі аварійних ситуацій та стану балансу особового рахунку. Дистанційно передає вимірюваний обсяг газу тричі на місяць. Вона має архіви годинного та добового споживання за обраний період та дозволяє забезпечити гнучкість платіжної системи.

Інтелектуальні лічильники газу повинні здійснювати вимірювання об'єму природного газу, приведеного до стандартних умов за температурою і тиском; захист від зовнішніх несанкціонованих втручань; діагностику працездатності окремих вузлів і системи в цілому; дистанційне передавання даних на сервер постачальника газу за узгодженими протоколами обміну; трансляцію інформації про режими газопостачання в систему верхнього рівня; управління потоком газу залежно від умов експлуатації та загазованості токсичними вибухонебезпечними газами. Мати мінімальні габарити, простий монтаж з метою зниження витрат на будівельно-монтажні роботи.

У кваліфікаційній роботі для системи газопостачання селища рекомендовано впровадження Інтелектуальної системи обліку газу в режимі автоматичного збору інформації з використанням Смарт-лічильників ТМ Pietro Fiorentini.

Ці лічильники були сертифіковані та випробувані в метрологічних лабораторіях газових господарств. Після сертифікації Smart лічильники отримали назву лічильники газу з вмонтованим температурним пристроєм перетворення об'єму та/або індикацією перетвореного об'єму і призначені вони для вимірювання об'єму природного газу згідно з ДСТУ 5542-87 і паливних газів перших, других і 3-ї категорій згідно з ДСТУ EN 437:2014.

Характеристики: одночасний збір даних до 5 тис. лічильників; зберігання інформації в одній базі до 500 тис. приладів; час передавання даних від лічильника газу до ІСУ РГК не більше ніж 5 хвилин. Щомісячний трафік одного лічильника біля 10 Мб.

Смарт лічильники газу виготовлені відповідно до останніх стандартів з точки зору інтелектуального обліку. Вони є результатом інтеграції традиційних мембранних газових лічильників з новітніми інтелектуальними електронними модулями.

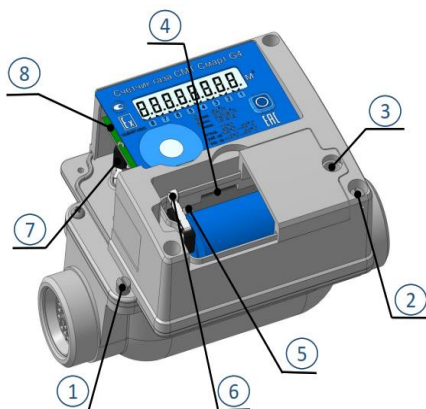
Smart лічильники газу за типом поділяються на RSE і НМ. Лічильники типу RSE складаються з металевого та пластикового корпусу. У металевому корпусі розташовані: механічний вимірювальний вузол; двопозиційний клапан. У пластиковому корпусі розташований електронний вимірювальний вузол, що складається з оптичного перетворювача для реєстрації обертального руху вимірювального вузла; датчика температури; електронного температурного пристрою перетворення об'єму; модулів зв'язку (радіомодуль бездротового зв'язку, залежно від модифікації; оптичний комунікаційний модуль зв'язку ZVEI) монохромного РК дисплея; трьох апаратних кнопок керування; джерел автономного живлення (окремо для модулів зв'язку та електронного температурного пристрою перетворення об'єму) постійного запам'ятовуючого пристрою.

У лічильниках серії RSE присутня електронна температурна корекція, що конфігурується на заводі виробнику відповідно до запиту замовника.

Додатково газові лічильники можуть бути оснащені механічними та електронними термокомпенсаторами, блоком додаткової пам'яті для збирання даних, автоматичним клапаном, GSM/GPRS каналами передавання даних через стільниковий зв'язок, інфрачервоним або оптопортом для передавання даних, імпульсним датчиком, радіомодулем, радіовиходом, інтерфейсом для передавання даних за протоколом LoRaWan та Narrow Band IoT.

Можуть працювати самостійно або в складі автоматизованих систем комерційного обліку газу та/або в автоматизованих системах комплексного обліку комунальних послуг.

Поряд зі стандартними методами захисту від зовнішніх проникнень - пломбування основних вузлів і елементів лічильника, у СМТ-Смарт використовуються вбудовані датчики: розкриття відлікового пристрою, розкриття сервісного відсіку, розкриття калібрувального замка, вимкнення знімного елемента живлення, наявності Sim-карти.



Стандартні методи захисту: 1 - пломбування вхідного штуцера; 2 - пломбування корпусу відлікового пристрою; 3 - пломбування сервісного відсіку.

Додаткові методи захисту: 4 - датчик наявності Sim-картки; 5 - датчик вимкнення основного елемента живлення; 6 - датчик розкриття сервісного відсіку; 7 - датчик розкриття відлікового пристрою; 8 - датчик розкриття калібрувального замка.

У разі спрацьовування будь-якого з датчиків лічильник формує попереджувальне, тривожне або аварійне повідомлення. Повідомлення зберігаються в пам'ять пристрою і передаються на сервер «Газмережа». Передача спожитого об'єму газу від вимірювального блоку до електронної частини базується на патентованому інтерфейсі, який розроблено для максимального запобігання спробам втручання. Такі лічильники здійснюють дистанційний контроль у режимі реального часу за працездатністю лічильника; мають можливість отримання повідомлень у разі аварійних ситуацій та стану балансу особового рахунку. Вони здійснюють дистанційне передавання виміряного обсягу тричі на місяць; мають архіви годинного та добового споживання за обраний період.

Для реалізації дистанційного передавання даних газового лічильника можуть використовуватися різні технології та протоколи:

1. Бездротові технології: лічильники можуть бути оснащені вбудованими бездротовими модулями, які дозволяють передавати дані за допомогою радіочастотного (RF) або стільникового мережевого з'єднання. Це дає змогу передавати дані на великі відстані без необхідності дротової інфраструктури.

2. Мережеві протоколи: для передавання даних газового лічильника через дротові мережі можуть застосовуватися протоколи, такі як Modbus, BACnet або LonWorks. Ці протоколи забезпечують стандартизований спосіб передавання даних і взаємодії лічильників із віддаленими системами моніторингу та управління.

3. Інтернет речей (IoT): лічильники газу можуть бути підключені до мережі Інтернет речей, що дає змогу передавати дані через мережу Інтернет. Це може бути здійснено з використанням протоколів зв'язку, таких як MQTT (Message Queuing Telemetry Transport) або HTTP (Hypertext Transfer Protocol).

Переваги дистанційного передавання даних газового лічильника включають можливість моніторингу та управління споживанням газу в режимі реального часу, виявлення аномалій.

5.2. Функціональна схема автоматизації газопостачання печі

У кваліфікаційній роботі розглянуто автоматизацію системи газопостачання печі відпалу з висувним череном ремонтно-механічного заводу.

Піч з висувним череном розташована в термічному цеху ремонтно-механічного заводу. Вона відноситься до категорії камерних печей. Камерна піч призначена для термообробки відливок. Піч представляє собою прямокутну камеру, яка виконана з цегли. Зведення печі арочне. Для герметичності печі стіни ззовні обшиті сталевими листами. В передній частині

камери передбачений отвір для візка з нагрівачим металом. Візок переміщується по направляючим каткам під дією електроприводу. Отвір закривається підвіскою. Механізм підйому заслінки електричний. Піч опалюється природним газом, який згорає в двох пальниках низького тиску ГНП-3. Пальники влаштовуються в один ярус в бокових стінах печі по 2 шт. з кожної сторони. Подача повітря на спалювання газу здійснюється вентилятором. Перед спалюванням повітря підігрівається в рекуператорі, який встановлено на зведенні печі. Продукти спалювання під дією тяги, яка створюється димовою трубою, по вертикальним димовим каналам проходячи через рекуператор, видаляються в атмосферу.

Вимоги до роботи печей відпалу включають: забезпечення заданої продуктивності; забезпечення якості нагріву; ефективне використання палива, характеристикою якого слугує питома витрата енергії на одиницю продукції в кг умовного палива на 1 тону продукції; відповідність екологічним нормам по гранично допустимому викиду в атмосферу пилу і шкідливих газів: CO_2 , NO_x , SO_2 , $\text{C}_{20}\text{H}_{12}$ і інших вуглеводнів; механізація праці при експлуатації і ремонті печі та автоматизація її теплового режиму. Інтегральним економічним показником технології нагріву і конструкції печі є собівартість нагріву і термін окупності капіталовкладень.

Вимоги безпеки перед початком роботи: перевірити справність топки і газоходів печей, запірних і регулюючих пристроїв; справність КВП, арматури, живильних пристроїв, вентиляторів; справність устаткування для спалювання газового палива; відсутність заглушок на газопроводі, продувальних лініях; перевірити по манометру відповідність тиску газу, повітря перед пальниками при працюючому вентиляторі. В разі несправності автоматики безпеки, роботу припинити і доповісти майстрові зміни.

Опис умов експлуатації приладів і засобів автоматики.

Прилади й засоби автоматики розміщені у вибухобезпечних приміщеннях, температура і вологість у них відповідають нормованим

значенням ($t_b = 5-25^\circ\text{C}$, ϕ_b до 75%). Застосовані системи автоматики електричні.

Регулятор температури встановлений на щиті в тепловому пункті, дистанційний контроль і сигналізація виведені в диспетчерську. Контролююча ЕОМ встановлена в кабінеті головного інженера.

Проектом автоматизації печі відпалу передбачено ручне та автоматичне управління температурним режимом печі. Параметрами печі, які регулюються, є температура та співвідношення витрат газ-повітря.

Регулювання температури: Сигнал з термопари ТПР поз.2А поступає на вхід нормуючого перетворювача НП-ТЛ поз.2Б. Нормалізований сигнал 0-5 мА з виходу перетворювача подається на вхід регулятора температури Р25-1.2 поз.2Г і реєструючий пристрій РП-160 поз.2В зі шкалою 600-1300 С. Регулятор через пускач ПБР-3А поз.2Н і виконуваний механізм МЗО-100/25 поз.2Л управляє заслінкою газу. Зовнішнім за датчиком ЗУ-11 поз.2Д виконується регулювання температурного режиму печі у заданих границях. Ручне регулювання здійснюється блоком управління БУ-21 поз.2Ж.

Регулювання співвідношення газ-повітря: Перепад тиску із звужуючого пристрою трубопроводу газу поступає на дифманометр ДМ поз.3Б. З виходу дифманометра сигнал 0-10 мГ поступає на вхід нормуючого перетворювача НП-ПЗ поз.3В. Нормалізований сигнал 0-5 мА подається на блок множення А35 поз.4Е і реєструючий пристрій витрати газу РП-160 поз.3Г зі шкалою 0-80 м³/год. Вихідний сигнал з блоку множення подається на вхід регулятора Р 25-1.2 поз.4Д. Перепад тиску із звужуючого пристрою трубопроводу повітря поступає на дифманометр ДМ поз.4Б. З виходу дифманометра сигнал 0-10 мГ поступає на вхід нормуючого перетворювача НП-ПЗ поз.4В. Нормалізований сигнал 0-5 мА поступає на вхід регулятора Р25-1.2 поз.4Д і реєструючий пристрій витрати повітря РП-160 поз.4Г зі шкалою 0-800 м³/год. Регулятор через пускач ПБР-3А поз.4Л і виконуючий механізм МЕО-100/25 поз.4Н управляє заслінкою повітря. Зовнішнім задатчиком ЗУ-05 поз.4Ж через блок

множення виконується корекція співвідношення газ-повітря в заданих границях. Ручне керування здійснюється блоком управління ВУ-21 поз.4І.

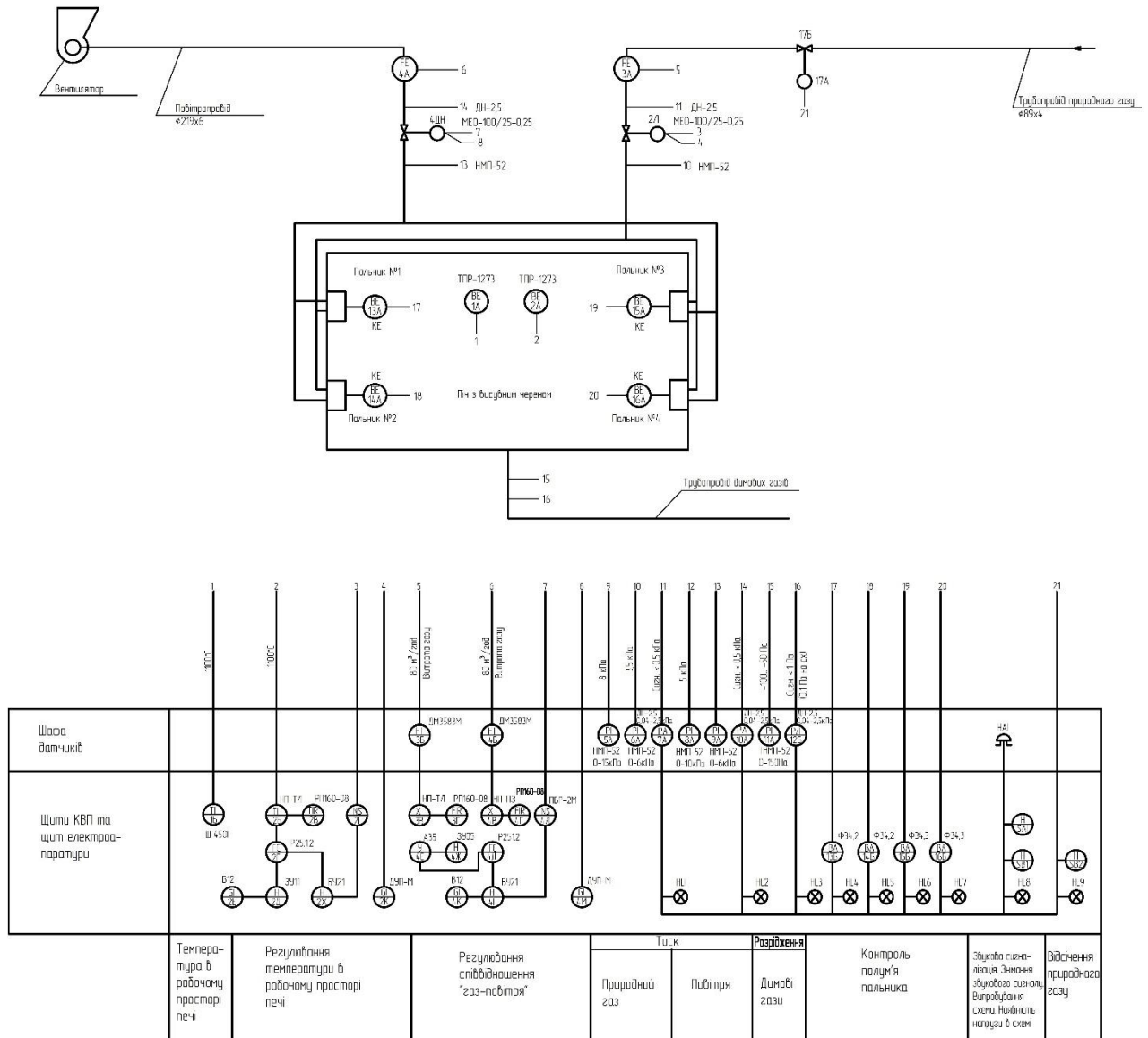


Рис. 5.7 Функціональна схема автоматизації газопостачання печі

Ланцюг регулювання співвідношення газ-повітря: При зменшенні температури в печі зменшується вихідний сигнал термопари. В результаті цього регулятор температури частково відкриває заслінку витрати газу. Збільшення витрати газу приводить до збільшення перепаду тиску і збільшенню вихідного сигналу газу на вході регулятора співвідношення. В результаті цього регулятор частково відкриває заслінку витрати повітря. Збільшення витрати повітря призводить до збільшення перепаду тиску і

збільшення вихідного сигналу повітря на вході регулятора співвідношення. Результатом є часткове закриття заслінки повітря. При збільшені температури всі процеси йдуть в зворотному напрямку.

Таблиця 5.1

Специфікація на прилади і засоби автоматики

Поз	Назва	К-сть	Прим.
1А,2А	Перетворювач термоелектричний l=800мм	1	ТПР-1273
1Б	Мілівольтметр	1	Ш4501
2Б	Перетворювач вимірювальний	1	НП-ТЛ
3Г,4Г,2В	Пристрій реєструючий	3	РП160-08
2Г,4Д	Блок регулюючих аналогів	2	Р25.1
2Д	Пристрій задаючий ЗУ11	1	
2Е,4К	Блок вказівок В12	2	
2Ж,4І	Блок вказівок БУ21	2	
2І,4Л	Пускач безконтактний реверсивний ПБР 2М	2	
2К,4М	Вказівка положення ДУП-М	2	
2Л,4Н	Виконуючий механізм МЕО-100/25-0,25І	2	
М	Клапан регулюючий	1	
3А	Діафрагма ДКС 0,6-80	1	
4А	Діафрагма ДКС 0,6-200	1	
3Б,4Б	Дифманометр-витратомір ДМ3583М	2	
3В,4В	Перетворювач нормуючий НП-ПЗ	2	
4Е	Блок обчислювальних операцій	1	А35
4Ж	Задатчик	1	ЗУ-0,5
4П	Клапан регулюючий		
5А,6А,8А,9А	Напорометр показуючий НМП-52	4	
7А,10А	Датчик-реле напору ДН-2,5	2	
11А	Тягомір ТНМП-52	1	
12А	Датчик-реле тяги ДТ-2,5	1	
13А-16А	Контрольний електрод КЕ	4	
13Б-16Б	Пристрій контролю полум'я	4	
17А	Електромагнітний привід СВМГ	1	
17Б	Вентиль 15КІ883Р	1	
NL1-NL9	Арматура сигнальна АС-220	9	
SB1, SB2	Вимикач кнопковий	2	КЕ-011
SAI	Перемикач УП5313-Л280УЗ	1	
NAI	Дзвоник МЗ-1	1	

РОЗДІЛ 6

**Охорона праці та навколишнього
природного середовища**

6.1. Проведення земляних робіт

Основною причиною травматизму при виконанні земляних робіт є обвалення ґрунту в процесі його розробки і при роботах в траншеях. Обвалення ґрунту може відбуватися внаслідок перевищення нормативної глибини розробки виїмок без кріплень; недостатньої стійкості і міцності кріплень стінок траншей; порушень правил техніки безпеки; розробки траншей з недостатньо стійкими укосами, виникнення неврахованих додаткових навантажень (статичних і динамічних) від будівельних матеріалів, конструкцій, механізмів, порушення встановленої технології земельних робіт, відсутності водовідведення або його влаштування без обліку геологічних умов будівельного майданчика.

При здійсненні земляних робіт травми й аварії можуть відбутися в результаті повної відсутності або неправильного влаштування в необхідних місцях захисних огорожень, недотримання правил ведення робіт поблизу небезпечних підземних комунікацій. Вони можуть також відбуватися через недостатню кваліфікацію робітників, керуючих машинами, переміщення землерийних машин, втрати машинами стійкості.

При наявності діючих підземних комунікацій (електричних кабелів, газопроводів, тощо), розташованих поблизу місця майбутніх земляних робіт, необхідно одержати дозвіл на проведення робіт від організації, відповідальної за експлуатацію комунікації. До дозволу прикладається план (схема) із вказівкою розташування і глибини закладення комунікацій. Такий план складають на підставі виконавчих креслень.

До початку робіт на майданчику встановлюють знаки безпеки. Поблизу діючих підземних комунікацій, земляні роботи необхідно виконувати під наглядом виконроба або майстра, а в безпосередній близькості від комунікацій, крім того, під наглядом працівника організації, відповідального за експлуатацію цих комунікацій.

Розробка ґрунту механізованим способом у цих умовах дозволяється на відстані не менш 2 м від бічної стінки і не менш 1 м над верхи труби, кабелю, споруди. Ґрунт, що залишився, допрацьовують вручну. При ритті траншей у місцях руху людей і транспорту, навколо місця провадження робіт, встановлюють суцільне огороження висотою 1,2 м із системою освітлення.

У межах призми обвалення ґрунту, при влаштуванні траншей без кріплень, забороняється складування матеріалів і устаткування, установка і рух машин і механізмів, прокладка рейкових шляхів, розміщення лебідок, установка стовпів для ліній чи електропередачі зв'язку.

У місцях переходу робітників через траншеї глибиною більш 1 м передбачено влаштовувати перехідні містки, шириною не менше 0,6 м із поручнями на висоті 1,1 м. Для спуску в траншеї встановлюють драбини шириною 0,6 м або приставні сходи. Ґрунт, що виймається з траншеї, необхідно розміщати на відстані не менш 0,5 м від брівки. У зоні дії установок, що генерують вібрацію, вживають заходів проти обвалення укосів траншей і котлованів.

Механізована розробка ґрунту виконується за умови забезпечення безпечного і раціонального використання машин, механізмів і устаткування. Машини, що використовуються для розробки траншей роботі передбачено обладнати звуковою сигналізацією, причому значення сигналів повинні знати всі працюючі на даній ділянці.

6.2. Безпечна організація вантажно-розвантажувальних робіт

Основними причинами травматизму при виконанні вантажно-розвантажувальних робіт є падіння переміщуваного вантажу, неправильне кріплення вантажів у транспортних засобах, порушення правил експлуатації будівельних машин, чи відсутність невикористання засобів індивідуального захисту, недостатня освітленість робочих місць і ділянок складування в нічний час, виконання такелажних робіт не підготовленими робітниками, тощо.

При проектуванні, організації і виконанні вантажно-розвантажувальних робіт необхідно керуватися НПАОП 0.00-1.80-18 Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання

Вантажно-розвантажувальні роботи повинні виконуватися, як правило, механізованим способом. Завантаження автотранспорту матеріалами і конструкціями здійснюється відповідно до його вантажопідйомності, а також діючими вимогами по габаритах перевезених вантажів. При цьому важливо забезпечити стійке положення вантажів при їхньому транспортуванні.

Відстань між автомобілями, що знаходяться одночасно завантаженими та рухаються один за одним, повинна бути не менш 1 м. Наближення автомобіля до елементів будинку допускається на відстань не менш 0.5 м. Відстань між автомобілем і штабелем вантажу приймають не менш 1 м.

При розміщенні складів і складських майданчиків для збереження матеріалів і конструкцій необхідно враховувати положення, що містяться в рекомендаціях з перевезення, складування і збереження будівельних матеріалів, виробів і конструкцій у будівництві.

Матеріали, вироби, прилади й устаткування при збереженні їх на будівельному майданчику варто укладати в такий спосіб: блоки фундаментні - у штабелі на підкладках і прокладках висотою не більш 2,6 м; блоки технічно-санітарні - у штабелі висотою не більше 2,5 м на підкладках і прокладках; кільця залізобетонні - у штабелі з перев'язкою висотою до 2,2 м; великогабаритне і важке устаткування і його частини - в один ряд на підкладках, рулонний матеріал - вертикально в один ряд і на підкладках; теплоізоляційні матеріали - у штабелі висотою до 1,2 м у закритому сухому приміщенні; труби діаметром більш 300 мм - у штабелі висотою до 3 м у сідло без прокладок; чорні прокатні метали (листова сталь, швелери, двотаврові балки, сортова сталь) - у штабелі висотою до 1,5 м з підкладками і прокладками.

До виконання вантажно-розвантажувальних робіт допускається персонал, що пройшов курс навчання і перевірку знань по безпеці праці, пожежній безпеці і наданню першої допомоги.

6.3. Шум і вібрація

При будівництві запроєктованої мережі газопостачання джерелами шуму та вібрації будуть бульдозери, екскаватор та автотранспорт. Рівень шуму та вібрації не повинен перевищувати допустимих значень.

Зі збільшенням відстані від джерела шуму його рівень зменшується на величину декремента затухання:

$$L_l = L_\Sigma - 20 \cdot \lg \frac{l}{r}, \text{ дБ}$$

де L_l – рівень шуму на відстані l , дБ; L_Σ – сумарний рівень n -ої кількості джерел шуму на відстані r від джерела шуму, дБА; l – відстань від джерела шуму до досліджуваної ділянки; r – нормативна відстань від джерела шуму до мікрофону приладу, який вимірює рівень звуку, м ($r=0,5 \dots 1,0$ м).

Сумарний рівень шуму різних джерел визначається за формулою:

$$L_\Sigma = L_{L_6} - L_{M_{max}} \text{ дБ}$$

де L_{max} – найбільший рівень шуму одного з його джерел, дБ; $\Delta L_{L_6-L_M}$ – додатак до максимального рівня шуму джерела, дБ, визначається в залежності від різниці (L_6-L_M) (L_6 – рівень шуму більшого джерела, дБ, L_M – рівень шуму меншого джерела, дБ).

Рівень звуку в найближчій селітебній зоні на відстані 700 м від місця проведення робіт складає (сумарний рівень шуму прийняли 80 дБА):

$$L_l = 80 - 20 \cdot \lg \frac{700}{1,0} = 23,1 \text{ дБА}$$

Еквівалентний допустимий рівень шуму на території безпосередньо прилеглої до жилих будинків, дитячих дошкільних закладів, шкіл та інших навчальних закладів, бібліотек, вдень складає 55 дБА, а вночі – 45 дБА. Роботи по прокладці газопроводу передбачені у денний час. Рівень шуму на території

найближчих жилих масивів, створюваний джерелами шуму планованої діяльності, буде знаходитися в допустимих межах.

6.4. Проведення газонебезпечних робіт

Безпека праці в газовому господарстві має виключно важливе значення, яке визначається вибухонебезпекою горючих газів, отруйними властивостями деяких компонентів горючих газів і продуктів їх неповного згорання.

Загазованість приміщень може відбутися унаслідок витоків газу із з'єднань газопроводів, газової арматури і приладів, через їх нещільність, при розриві зварних з'єднань на газопроводі, тощо. Для виявлення місць витоків газу з внутрішніх газопроводів виробляють омилування зварних, різьбових і фланцевих з'єднань. Знайдені витoki газу усувають наступними способами: зміною прокладок, або підтяжкою болтів у фланцевих з'єднаннях; заваркою або заміною шва з дефектами на газопроводі. Ліквідацію місць витоків газу із зовнішніх підземних газопроводів виробляє аварійна служба газового господарства.

Роботи, що виконуються у загазованому середовищі, або роботі, при яких можливий вихід газу з газопроводів і агрегатів, називають газонебезпечними. До таких робіт відносять: введення в експлуатацію газопроводів, газорегуляторних пунктів, агрегатів і приладів промислових, комунальних і побутових споживачів; ревізію і ремонт діючих газопроводів, газового устаткування і арматури; очищення і заливку в газопровід розчинників для видалення гідратних утворень; установка і зняття заглушок на газопроводах, що знаходяться під тиском газу; розбирання газопроводів, відключених від діючих мереж; огляд і провітрювання колодязів, а також відкачування конденсату з конденсатозбірників і залишків, що не випарувалися з резервуарних групових установок зріджених газів; Профілактичне обслуговування діючих газових приладів і внутрішнього газовикористовуючого устаткування; злив газу із залізничних цистерн,

заповнення на станціях зріджених газів і групових установках, заповнення автоцистерн і балонів.

Газонебезпечні роботи повинні виконувати спеціально навчені робітники, причому у складі бригади повинна бути не менше 2 чоловік, а при роботах в колодязях, тунелях або глибоких траншеях – не менше 3 чоловік. На виконання газонебезпечних робіт повинні видаватися наряди встановленої форми. На найвідповідальніші роботи окрім наряду складають спеціальний план, затверджений головним інженером. До цих робіт відносять: роботи по введенню в експлуатацію і пуску газу в газопроводи міст і селищ; пуску газу в газопроводи з тиском вище 0,6 МПа; приєднанню до діючих газопроводів середнього і високого тиску; роботи в ГРП із застосуванням сварки і газового різання; зниження і відновлення тиску газу в газопроводах, тощо.

У наряді указують основні заходи безпеки при виконанні робіт, а в плані – послідовність проведення робіт, потреба в пристосуваннях і механізмах, розстановку членів бригади, осіб відповідальних за проведення і координацію робіт. До цих документів прикладають виконавче креслення з вказівкою місця і характеру роботи що проводиться. До початку виконання робіт проводять всю необхідну підготовчу роботу: інструктаж робітників, організацію робочого місця, забезпечення робітників інструментами, захисними засобами і пристосуваннями. Газонебезпечні роботи, як правило, виконують в денний час. Якщо роботи ведуть в погано освітлених приміщеннях, то застосовують переносні електролампи у вибухонебезпечному виконанні або акумуляторні світильники шахтарського типу.

При виконанні робіт в колодязях, котлованах і інших підземних спорудах і закритих приміщеннях працюючі повинні бути в протигазах і рятувальних поясах, у взутті без підків і цвяхів або на взуття надягаються галоші. У колодязях, тунелях і колекторах не допускаються зварка і газове різання на діючих газопроводах без відключення і продування їх повітрям.

При виконанні газонебезпечних і аварійних робіт всі працівники забезпечуються захисними засобами і пристосуваннями. До них відносяться протигази, рятувальні пояси, вірьовки, спецодяг, інструмент і пристосування.

При виконанні газонебезпечних робіт використовують вибухобезпечний інструмент з кольорових металів, що не діє іскор при роботі. Його виготовляють з міді, бронзи і певних сплавів. Для запобігання іскроутворенню проводять обміднення сталевих інструментів. Ця операція виконується направленням на них шару міді киснево-ацетиленовим полум'ям.

Аварія в системі газопостачання може статися через руйнування газопроводів внаслідок воєнних дій, дефект зварного шва на сталевих ділянках газопроводу; витончення товщини стінки внутрішньою та зовнішньою корозією труб; зовнішнє механічне пошкодження газопроводу механізмами, тощо. Для попередження аварії передбачена обов'язкова перевірка зварних швів.

Надзвичайні ситуації воєнного характеру пов'язані з наслідками руйнування в тому числі і інженерних комунікацій. До основних заходів щодо забезпечення безпеки населення в надзвичайних ситуаціях належить: прогнозування і оцінка можливих наслідків надзвичайних ситуацій; розробка заходів, спрямованих на недопущення або зниження ймовірності виникнення таких ситуацій, зменшення їх наслідків, навчання населення діям в умовах надзвичайних ситуацій і розробка ефективних способів його захисту.

6.5. Фактори забруднення навколишнього середовища при будівництві та методи боротьби з ними

При проектуванні систем газопостачання необхідно передбачити заходи по зменшенню забруднення атмосфери пилом, шкідливими газами та відходами в період виконання наступних будівельних робіт: земляних робіт; проведення зварювальних робіт; розігріву бітуму та майданчику будівництва; руху автотранспорту.

При виконанні земляних робіт верхні родючі шари ґрунту, котрі містять гумус підлягають зніманню і складаються для подальшого благоустрою території. Для проїзду транспорту в період розробки котловану та подальшого будівництва об'єкту передбачається влаштування тимчасових доріг шириною 6 м. забороняється бездоріжнє пересування транспортних засобів і технологічного устаткування, бездоріжнє пересування впливає на рослинний шар.

При русі автотранспорту по будівельному майданчику в суху погоду сильно підіймається пил. Основним методом боротьби з пилевиділенням є зволоження тимчасових доріг водою або водою з хімічними добавками з витратами 1,5 – 2 л/м², а також зниженням швидкості руху з 50 км/год до 20 км/год інтенсивність пилевиділення знижується на 80%. Швидкість руху, що приймається, буде задовольняти умовам техніки безпеки та умовам технологічних процесів.

Автомобільний транспорт та основна частина будівельної техніки приводиться в рух за допомогою двигунів внутрішнього згорання які роблять на паливі, котре недостатньо ефективно використовується. В результаті цього відбувається активне забруднення атмосфери у середньому 4-5% оксиду карбону (II), а також ненасичені вуглеводні і альдегіди з неприємним запахом, сірковмісні сполуки та сполуки плюмбуму в разі застосуванні бензину. До їх складу входять також канцерогенні сполуки. Легковий автомобіль під час руху викидає до 3 м³ за годину оксиду карбону (II) CO, а вантажний - 6 м³ і більше. Щороку понад 200 млн. автомобілів викидають в атмосферу близько 200 млн. т. оксиду карбону (II), 40 млн. т. вуглеводнів, 20 млн. т. оксидів нітрогену та значну кількість свинцю.

Для боротьби з даним фактором тимчасові дороги сплановані так, щоб автотранспорт не робив зайвих маневрів. Максимально зменшимо шлях руху автотранспорту по території будівництва, що в деякій мірі зменшує час роботи

автотранспорту. Та відповідно зменшує викид шкідливих речовин в атмосферу.

Першочергове значення для зменшення забруднення атмосфери машинами має технічний стан автомобіля. Повністю справний автомобіль витрачає менше палива і вже цим сприяє зменшенню рівня забруднення повітря. Але головна увага має бути направлена на справність паливної апаратури та системи запалювання.

У бензинових двигунах особливо ретельно повинно проводитись регулювання карбюратора і, загалом, холостого ходу. В умовах вуличного руху двигун автомобіля працює 30% часу на холостому ході, 30-40% - з постійним навантаженням, 20-25% - в режимі розгону та 10-15% - в режимі гальмування. При цьому, в середньому, на холостому ході автомобіль викидає 5-7% оксиду вуглецю від об'єму всього викиду, а в процесі руху з постійним навантаженням – тільки 1-2,5%. При неправильно відрегульованому карбюраторі викид оксиду вуглецю на холостому ході підвищується до 15%, а іноді і більше. Одночасно на цьому режимі збільшується в 2-2,5 рази викид вуглеводнів та в 1,5 рази – альдегідів.

Поливання заасфальтованої території має велике значення для покращення стану зовнішнього повітряного середовища. Тому дороги періодично поливаються з водовозу. Це запобігає утворенню пилу

Зварювальні роботи також являються джерелом забруднення атмосфери, але так як вони проводяться в основному на відкритому повітрі, попередити забруднення атмосфери не можливо. До найбільш шкідливих газів при операціях зварювання та різання відносяться оксид азоту (в особливості NO_2), оксид вуглецю, фтористий водень. Основним компонентом пилу при цих процесах є оксид заліза, марганцю та кремнію (41,18 та 6 % відповідно). Середня концентрація пилу досягає 5-15 мг/м^3 (ГДК=4 мг/м^3), концентрація СО досягає максимум 250 мг/м^3 (ГДК=20 мг/м^3), а фтористого водню 4,1 мг/м^3 (ГДК=1 мг/м^3).

Коли монтаж конструкції завершено, всі під'їзні дороги заасфальтовуються. Навколо території засаджені дерева, які запобігають пропуску шкідливих речовин від автомобілів.

Речовини, які забруднюють атмосферу, надають значної шкоди навколишньому середовищу в плані багатьох десятиліть. Очевидно, їх шкідливий вплив прийдеться враховувати й у майбутньому. Подальший ріст населення і кількості автомобілів неминуче приводить до збільшення небезпеки забруднення.

Зелені насадження збагачують повітря киснем, сприяють розсіюванню шкідливих речовин. При озелененні території об'єкту за автотранспортом та її захисної зони, узбіччя доріг, слід вибирати деревні, кущаві, квіткові та газонні рослини, залежно від кліматичного району, характеру промислового виробництва, ефективності даної породи для очищення повітря, а також її газостійкості.

За характером захисної дії посадки розділяють на ізолюючі та фільтруючі. Ізолюючими називають посадки з щільною структурою (смуги або невеликі масиви), які створюють на шляху забрудненого повітряного потоку механічну перешкоду, що змушує потік «обходити» масив стороною. При нормальних метеорологічних умовах вони знижують газо- та пароутворення суміші на 25-35 % шляхом розсіювання та відхилення забрудненого повітряного потоку, а також дії зелених насаджень.

Фільтруючими називають посадки, які продуваються та мають ажурну структуру. Ці посадки виконують роль механічного біологічного фільтру при проходженні забрудненого повітря через зелений масив та являють собою основні санітарно-захисні зони. Вони займають 90% усієї озелененої площі, під яку рекомендується відводити 60-75% загальної площі санітарно-захисної зони.

Негативний вплив на зелені насадження можна помітити одразу. Наприклад, крапчастість на голках сосни виявляється навіть на незначних

відстанях від міських джерел забруднення атмосферного повітря. Причиною цього є фотохімічні реакції, у які втягуються органічні речовини рослинного походження.

Існує велика кількість інших забруднювачів середовища повітря, які виявляють токсичну дію на рослини. До них відносяться хлор, який в три рази більш токсичний для рослин, ніж сірчистий ангідрид, хлористий водень, аміак, сірководень, ціанідні сполуки, трутуть, отрутохімікати. На рослинах, послаблених несприятливими умовами середовища, оселяються збудники грибних, вірусних бактеріальних захворювань. Ось чому, з метою доброго озеленення рекомендується використовувати стійкі рослини, враховувати наявність поліфагів і патогенних мікроорганізмів, проаналізувати специфічні умови середовища, створити кілька варіантів квіткового оформлення.

Важливу роль у збереженні деревостою відіграють організаційні заходи в ділянці зниження антропогенного навантаження. Для житлової забудови рекомендується висаджувати також стійкі породи як акація біла, софора японська, туя західна та інші в санітарно-захисних зонах промислових підприємств краще садити тополю канадську, липу повстяну, клен польовий та ін., а для озеленення магістральних вулиць з інтенсивним автомобільним рухом слід використовувати поруч з газо- і пилостійкими породами також кущі, зокрема голоду колючого та ін.

З заходів догляду за зеленими насадженнями, а також на узбіччях доріг, найбільш важливими є регуляторні поливи, рихлення ґрунту, періодичний облив крон від пилу та кіптяви, внесення добрива. Узбіччя доріг треба огородити бордюрами. Це не дає можливості виїзду автомобілів на зелені насадження. Кущі, які ростуть біля обочин, надають яскравого вигляду об'єкту та додатково захищають від шумів і вихлопів забруднюючих речовин.

Висновок

Розроблений проєкт системи газопостачання селища Киріківка. Наведена характеристика споживачів, визначені річні і годинні витрати газу. Обґрунтовано вибір схеми газопостачання селища: багатокільцева система середнього тиску з тупиковими ділянками. Виконаний гідравлічний розрахунок мережі для сталевих і поліетиленових газопроводів. На підставі проведеного аналізу двох варіантів влаштування системи для впровадження обраний варіант з поліетиленовими газопроводами. Побудований повздовжній профіль траси газопроводу найскладнішої ділянки де газопровід перетинає 3 автодороги та має 3 повороти. Проведений вибір типу ШРП для зниження тиску в точці підключення до мережі високого тиску, підібраний регулятор тиску для ШРП, прилад обліку та комбінований будинковий регулятор тиску (КБРТ) для побутових споживачів газу.

Виконано проєктування системи газопостачання для пекарні, проведений гідравлічний розрахунок газопроводу-вводу середнього тиску і внутрішнього газопроводу низького тиску, підібрано енергоефективне газовикористовуюче обладнання. Розроблений проєкт газопостачання типової котельні, яка генерує теплову енергію для потреб садка і школи і проєкт дахової котельні для опалення кафе і сільського магазину. Запроєктована система газопостачання типового житлового будинку. Виконаний гідравлічний розрахунок газопроводів, підібрано обладнання: КБРТ, Smart лічильник, стабілізатор тиску, двоконтурний індивідуальний теплогенератор і газова плита.

Розроблена система газопостачання ремонтно-механічного заводу. Обрана схема системи газопостачання заводу. Виконані гідравлічні розрахунки промислових газопроводів: міжцехових газопроводів середнього та низького тисків та внутрішньоцехових газопроводів низького тиску. Підібране обладнання ГРП заводу: регулятор тиску, газовий фільтр, промисловий лічильник газу, коректор, додаткове обладнання, наведені

технічні характеристики пристроїв. Розглянуто питання захист сталевих газопроводів від корозії

Проведений аналіз характеристик альтернативних джерел енергії для підвищення надійності системи газопостачання. Розглянуті ефективні технологічні схеми отримання біогазу. Виконано техніко-економічне обґрунтування використання біогазу для опалення та вентиляції цехів ремонтно-механічного заводу. Проведений вибір когенераційної установки та виконано техніко-економічне обґрунтування використання біогазової установки на базі когенератора CENTO L180

Розглянуто функціональні можливості застосування Інтелектуальної системи обліку газу в режимі автоматичного збору інформації з використанням Смарт-лічильників ТМ Pietro Fiorentini для обліку витрат та контролю параметрів в системі газопостачання селища. Розроблена функціональна схема автоматизації газопостачання печі

Розглянуті питання охорони праці при проведенні робіт з будівництва і експлуатації системи газопостачання: виконання земляних робіт, безпечної організації вантажно-розвантажувальних робіт, боротьби з шум і вібраціями, проведення газонебезпечних робіт. Розглянуто фактори забруднення середовища при будівництві та методи боротьби з ними

Запропонований комплекс технічних рішень дозволить підвищити експлуатаційні характеристики системи газопостачання. Використання біогазу для опалення та вентиляції цехів ремонтно-механічного заводу дозволить підвищити енергоефективність підприємства та підвищить рівень надійності роботи за рахунок наявності альтернативного джерела теплової енергії. Техніко-економічний розрахунок показав істотну економію коштів при заміні природного газу біогазом.

Список використаної літератури

1. ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання (з урахуванням зміни №1). – К.: Мінрегіон України, 2019. – 113 с.
2. Кодекс усталеної практики. КОДЕКС 2:2021 Газорозподільчі системи. Рекомендації щодо проектування, будівництва, контролювання за будівництвом, введення та виведення з експлуатації газорозподільчих систем. Чин. з 01.09.2022 р. <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0445774-21#Text>
3. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. . – К.: Основа, 2015. – 179 с.
4. ДБН В.2.5-41:2009 "Газопроводи з поліетиленових труб. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво".
5. ДСТУ Б А.2.4-26:2008. Газопостачання. Зовнішні газопроводи. Робочі креслення.
6. Енергозберігаючі відновлювальні джерела теплопостачання: навчальний посібник / І Г. С. Ратушняк, В. В. Джеджула, К. В. Анохіна. - Вінниця : ВНТУ, 2010. - 170 с.
7. Сідак В. С. Сучасні та інноваційні технології в безпеці газопостачання: монографія / В. С. Сідак, В. М. Супонєв, Ю. Ф. Броневський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2015. – 433 с.
8. Екологічні біотехнології: теорія і практика.: Навчальний посібник. - Вінниця, ТОВ «Нілан-ЛТД»., 2015. -254 с.
9. Куріс Ю.В., Червоний І.Ф. Біогазові технології. Енергетичні та екологічні аспекти: монографія / Ю.В. Куріс, І.Ф. Червоний. Запоріжжя. ЗДІА, 2010. – 488 с.
10. Кудря С. О. Нетрадиційні та відновлювані джерела енергії. Підручник / С. О. Кудря // - К.: НТУУ«КПІ» ВПІ ВПК «Політехніка», 2012. - 489 с.

11. Відновлювана енергетика в аграрному виробництві / за ред. О.В. Скидна і Г.А. Голуба. Житомир. ЖНАЕУ, 2018. - 338 с.
12. Кузьменко М. Фермерський біогаз / М. Кузьменко. Г. Голуб, С. Кухарець// The Ukrainian Farmer. - 2016. - №7. - С. 70-71.
13. Кухарець С.М. Обґрунтування енергетичних витрат на привід обертового реактора біогазової установки /Кухарець С.М., Голуб Г.А.// Техніко-технологічні аспекти розвитку та випробування нової техніки і технологій для сільського господарства України: Збірник наукових праць. 2014. - Вип. 18 (32). книга 2. - 387 с. - С. 356-364.
14. Кухарець С.М. Підвищення енергетичної автономності агроєкосистем. Механіко-технологічні основи: монографія І С.М. Кухарець - Житомир: ЖНАЕУ. 2016. - 192 с.
15. Марус О.А. Аналіз конструкцій реакторів для твердофазної ферментації /О.А. Марус. Г.А. Голуб// Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України. Серія: техніка та енергетика АПК - К.. 2016. - Вип. 241. - 396 с. - С. 380-387.
16. Ткаченко В.А., Склярєнко О.М. Газопостачання: підручник. – К.: ІВНВКП «Укрґеліотех», 2012. – 588 с.
17. Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом: навч. посібник. – К.: Логос, 2002. – 198 с.
18. ДСТУ Б А.2.4-10:2009. Правила виконання специфікації обладнання, виробів і матеріалів.
19. Про енергетичну ефективність: Закон України від 21.10.2021 р. – Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2022, № 2, ст.8.
20. Про внесення змін до деяких законів України щодо запровадження на ринку природного газу обліку та розрахунків за обсягом газу в одиницях енергії: Закон України від 05.01.2022 р. – Відомості Верховної Ради України (ВВР), 2022, № 5, ст.30.

21. Балінський І.С., Шпак І.Г., Савченко О.О. Проектування систем газопостачання. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. – 136 с.
22. Гончарук М. І., Середюк М. Д., Шелудченко В. І. Довідник з газопостачання населених пунктів України. - Івано-Франківськ.: Сімик, 2006.- 1313 с.
23. Кудря С. О. Стан та перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні // Вісник Національної академії наук України. - 2015. - № 12. - С. 19-26.
24. Франчук Ю., Коновалюк В. Використання біометану і водню у двигунах внутрішнього згоряння // Вентиляція, освітлення і теплогазопостачання: наук. техн. збірник. – вип. 48 – К. КНУБА, 2024. – с. 32-39.
25. Франчук Ю., Коновалюк В. Аналіз відповідності складу газових сумішей нормативним вимогам до якості газу // Прикладні науково-технічні дослідження : матеріали VI міжнар. наук.-прак. конф., 14-16 трав. 2024 р. – Академія технічних наук України. – Івано-Франківськ : Видавець Кушнір Г. М. – 2024. – 292 с., с. 125-128.