КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет інженерних систем і екології

Кафедра теплогазопостачання і вентиляції

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

на тему:

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА БІОСФЕРНОЇ СУМІСНОСТІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ПТАХОФЕРМИ

УСТИМЕНКО ДАНІЛ ОЛЕКСІЙОВИЧ

Київ 2026 р.

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет інженерних систем і екології

Кафедра теплогазопостачання і вентиляції

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТГПіВ

_____ Костянтин ПРЕДУН

«___» _____2026 р.

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

ДО КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

на тему:

ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНОСТІ ТА БІОСФЕРНОЇ СУМІСНОСТІ СИСТЕМИ ТЕПЛОПОСТАЧАННЯ ПТАХОФЕРМИ

Виконав студент групи ТВс-23
Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія
Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція
Устименко Данііл Олексійович

Керівник Предун К.М.,
д.е.н., професор

Ідентичність підтверджую

Київ 2026 р.

КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА І АРХІТЕКТУРИ

Факультет: інженерних систем і екології
Кафедра: теплогазопостачання і вентиляції
Освітній рівень: бакалавр за ОПП
Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія
Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ТГПіВ

_____Костянтин ПРЕДУН

„___”_____2026 р.

ЗАВДАННЯ

ДО ВИКОНАННЯ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ ВИПУСКНОЇ РОБОТИ НА ЗДОБУТТЯ ОСВІТНЬОГО СТУПЕНЯ БАКАЛАВРА

Устименко Даніїл Олексійович

1. Тема роботи **Підвищення енергоефективності та біосферної сумісності системи теплопостачання птахоферми,**
затверджена наказом ректора КНУБА _____від _____ 2026 р.

2. Керівник роботи Предун Костянтин Миронович, д.е.н., професор

3. Строк подання студентом роботи до захисту 20.06.2026 р.

4. Зміст пояснювальної записки за розділами:
Розділ 1. Заходи з підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості
Розділ 2. Газопостачання птахоферми
Розділ 3. Автоматизація котельні
Розділ 4. Технічне обстеження, оцінка технічного стану наземних і надземних розподільних газопроводів
Розділ 5. Еколого-економічні наслідки утилізації біогазу птахоферми

5. Графічний матеріал за розділами

Розділ 2. Викопіювання з генплану населеного пункту. Архітектурно-будівельні рішення пташника. Газорозподільні системи пташника. Відомість труб газорозподільних систем.

Розділ 3. Функціональна схема автоматизації котельні. Специфікація контрольно-вимірювальних приладів і автоматики тощо.

6. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Заходи з підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості	
Розділ 2. Газопостачання птахоферми	
Розділ 3. Автоматизація котельні птахоформи	
Розділ 4. Технічне обстеження, оцінка технічного стану наземних і надземних розподільних газопроводів	
Розділ 5. Еколого-економічні наслідки утилізації біогазу птахоферми	
Остаточне оформлення роботи	
Направлення роботи на рецензування, перевірку на плагіат	
Попередній захист роботи на кафедрі	

7. Консультанти розділів кваліфікаційної випускної роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Перевірив	
		Дата	Підпис
Розділ 3.	Предун К.М., д.е.н., професор		
Розділ 4.	Сенчук М.П., к.т.н., доцент		
Розділ 5.	Клімова І.В., к.т.н., доцент		

8. Дата видачі завдання_____

Зав. кафедри _____ Костянтин ПРЕДУН

Керівник _____ Костянтин ПРЕДУН

Студент _____ Даніїл УСТИМЕНКО

<table>
<tr><td colspan="2">РЕЗЮМЕ (summary)
до атестаційної випускної роботи студента:</td><td colspan="5">Устименко
Даніїл Олексійович</td></tr>
<tr><td>Заклад вищої освіти</td><td colspan="6">Київський національний університет будівництва і архітектури</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Тема АРМ</td><td colspan="6">Підвищення енергоефективності та біосферної сумісності системи теплопостачання птахоферми</td></tr>
<tr><td colspan="6">Improving energy efficiency and biospheric compatibility of the poultry farm heating system</td></tr>
<tr><td>Освітній ступень</td><td colspan="6">Бакалавр за освітньо-професійною програмою навчання</td></tr>
<tr><td>Факультет</td><td colspan="6">Факультет інженерних систем та екології</td></tr>
<tr><td>Кафедра</td><td colspan="6">Теплогазопостачання та вентиляції</td></tr>
<tr><td>Спеціальність</td><td colspan="6">Будівництво та цивільна інженерія</td></tr>
<tr><td>Освітня програма</td><td colspan="6">Теплогазопостачання та вентиляції</td></tr>
<tr><td>Керівник</td><td colspan="6">Предун К.М., д.е.н., професор</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Обсяг роботи:</td><td colspan="5">Пояснювальна записка</td><td rowspan="2">Креслень формату А1</td></tr>
<tr><td>сторінок</td><td>розділів</td><td>таблиць</td><td>рисунків</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Розділ 1.</td><td colspan="6">Заходи з підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості</td></tr>
<tr><td>Розділ 2.</td><td colspan="6">Газопостачання птахоферми</td></tr>
<tr><td>Розділ 3.</td><td colspan="6">Автоматизація котельні птахоформи</td></tr>
<tr><td>Розділ 4.</td><td colspan="6">Технічне обстеження, оцінка технічного стану наземних і надземних розподільних газопроводів</td></tr>
<tr><td>Розділ 5.</td><td colspan="6">Еколого-економічні наслідки утилізації біогазу птахоферми</td></tr>
<tr><td>Висновки по роботі:</td><td colspan="6">Для населених пунктів у сільській місцевості запропоновано заходи зі зменшення споживання традиційного природного газу за рахунок утилізації відходів підприємств агропромислового комплексу (у даній роботі – пташників). Розроблено систему теплопостачання блоку пташників. Обраховано потребу у тепловій енергії і підібрано необхідне технологічне обладнання. У відповідності з вимогами нормативних документів обґрунтовано заходи з автоматизації теплогенеруючих установок, розроблено функціональну схему і підібрано засоби КВПіА.</td></tr>
</table>

	Запропоновано технічні рішення з оцінки стану надземних газопроводів з наступним рішенням щодо можливості подальшої експлуатації. Визначено еколого-економічні наслідки із заміни природного газу біометаном, отриманим з відходів птахівництва.
Ключові слова: природний газ, біогаз, біометан, енергоефективність, газорегуляторна установка, регулятор тиску газу, система теплопостачання, газопостачання, котельня, навколишнє природне середовище, біосферна сумісність, викиди забруднювальних речовин і парникових газів. Keywords: natural gas, biogas, biomethane, energy efficiency, gas regulating unit, gas pressure regulator, heat supply system, gas supply, boiler house, environment, biosphere compatibility, emissions of pollutants and greenhouse gases.	

Керівник _____ Костянтин ПРЕДУН

Студент _____ Даніїл УСТИМЕНКО

20 червня 2026 р.

Зміст

1. Заходи з підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості

1.1. Обгрунтування необхідності підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем енергопостачання населених пунктів і окремих об'єктів

1.2. Альтернативна енергетика в агропромисловому комплексі

1.3. Утилізація відходів птахівництва і тваринництва

2. Газопостачання птахоферми

2.1. Основні рішення газопостачання пташників

2.2. Вихідні дані (проектування газобладнання санпропускника)

2.3. Газобладнання пташників

2.4. Газообладнання теплогенераторної

2.5. Шафовий газорегуляторний пункт

3. Автоматизація котельні птахоферми

3.1. Заходи з автоматизації

4. Технічне обстеження, оцінка технічного стану наземних і надземних розподільних газопроводів

4.1. Загальні дані

4.2. Вимоги нормативних документів

4.3. Організація виконання робіт з технічного обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану наземних і надземних розподільчих газопроводів

4.4. Методи та методики виконання технічного обстеження надземних газопроводів та споруд на них

4.5. Оцінка технічного стану наземних і надземних сталевих розподільчих газопроводів

4.6. Оформлення результатів технічного обстеження наземних і надземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів

5. Еколого-економічні наслідки утилізації біогазу птахоферми

5.1. Фізико-хімічні властивості палив

5.2. Викиди продуктів згоряння в атмосферу

5.3. Показники емісії забруднювальних речовин і парникових газів

5.4. Викиди забруднювальних речовин і парникових газів

5.5. Економічні наслідки утилізації відходів птахівництва

РОЗДІЛ 1.

Заходи з підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем газопостачання населених пунктів у сільській місцевості

1.1. Обгрунтування необхідності підвищення енергоефективності та біосферної сумісності систем енергопостачання населених пунктів і окремих об'єктів

Прийняття Паризької кліматичної угоди [1] у 2015 р. стало для світової спільноти знаковим рішенням, яке суттєво повинно вплинути на розвиток як світової економіки, так і окремих країн, оскільки має на меті утримати зростання середньої температури до 2100 р. довкілля набагато нижче ніж 2°С порівняно з доіндустріальним рівнем. А ще краще слід обмежити це зростання до 1,5°С [2]. Для цього необхідно, щоб енергетичний сектор став вуглецево-нейтральним (викиди парникових газів – діоксиду вуглецю, метану, діазоту оксиду – мають не перевищувати рівень їх поглинання та/або уловлювання технічними засобами на планеті). Таким чином відбудеться т.зв. «енергетичний перехід» (energy transition) на принципах сталого розвитку [3] від викопних видів паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) до відновлюваних. Україна підписала Угоду 22 квітня 2016 р., а Верховна Рада ратифікувала її 14 липня 2016 р. [1].

Країни-підписанти зобов'язались знижувати викиди парникових газів по відношенню до показника за 1990 р. шляхом запровадження так званих Національно визначених внесків (НВВ). НВВ приймає кожна країна добровільно на термін 5 років, після чого відбувається їх перегляд та прийняття нових зобов'язань.

Проте уже в 2015-2016 рр. за даними метеорологічних спостережень середня глобальна температура перевищила показник 1850 р. (т.зв. «до індустріальний період») більш як на 1°С. Результати досліджень свідчать про те, що теперішній ріст середньої температури на планеті не є унікальним у історії людства. В епоху динозаврів, наприклад, було приблизно на 70 °С тепліше, ніж тепер. Проте виник новий кліматичний фактор – досі небачене збільшення концентрації парникових газів, завдяки чому й підвищується

температура. Навіть зростання на один градус відіграє певну роль: якщо температура людини 36,6 °С – вона здорова, а якщо 37,6 °С – вже хвора. І оскільки викиди неможливо скоротити одразу, це означає, що нас очікує чимдалі, тим більше зростання температури. Відповідно, непокоїть передусім не теперішня ситуація, а майбутнє. Але найбільше непокоїть зовсім не потепління, бо якщо воно повільне та м'яке, то не становить якоїсь загрози. На жаль, ми маємо справу зі зміною всієї кліматичної системи. Головне лихо – збільшення частоти та потужності небезпечних кліматичних явищ, що підтверджується прямими спостереженнями останніх десятиріч [4-6]. І цього цілком достатньо для запровадження заходів з енергоефективності та енергозбереження, розвитку відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) тощо.

У 2019 р. в Європарламенті був представлений Європейський Зелений Курс (ЄЗК), який затвердив рух до кліматично нейтрального європейського континенту у 2050 р. [7, 8]. Основною його метою є перетворення Європи до 2050 р. на перший кліматично-нейтральний континент, тобто місце, де усі викиди парникових газів, спричинені людською діяльністю, поглинатимуться екосистемами та технологіями уловлювання і зберігання вуглецю.

Відповідно до Другого національно-визначеного внеску (НВВ2), Україна націлена знизити викиди CO_2 на 35% до 2030 р. від рівня 1990 р.[9]. Це не досить амбітна ціль і вона ставить під сумнів можливість досягнення кліматичної нейтральності до 2060 р. Проте, початковий НВВ передбачав скорочення Україною викидів CO_2 на 40 % до 2030 р. без урахування агросектору та лісового господарства.

У 2021 р. більш ніж 100 країн, включно з Україною, долучилися до ініціативи Global Methane Pledge, яка передбачає скорочення викидів метану (як одного з групи парникових газів) на 30 % до 2030 р. від рівня 2020 р. Для України скорочення викидів метану можливе через впровадження відповідних заходів у паливно-енергетичному секторі економіки держави, сільському господарстві, а також налагодження системи поводження з відходами.

В останні роки ціноутворення на викиди вуглецю стало ключовим політичним інструментом у боротьбі зі зміною клімату для урядів багатьох країн. Наразі наявні ціни на викиди забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферу – як для багатьох країни у світі, так і для України зокрема – залишаються невідповідними амбітним кліматичним цілям, встановленим Паризькою угодою [1]. Наприклад, звіт Світового банку «Стані тенденції ціноутворення на викиди вуглецю у 2024 р.» [10] містить вичерпний огляд поточного стану та тенденцій щодо інструментів ціноутворення на викиди вуглецю в усьому світі. Оціночні значення ціни вуглецевих викидів для досягнення цілей щодо обмеження підвищення глобальної температури до 1,5 °С становлять 226-385 $US/т CO_2, а обмеження до 2 °С – 63-127 $US/т CO_2. У 2024 р. лише сім країн, на частку яких припадає менше 1 % світових викидів парникових газів, досягли ціни на рівні або вище мінімального значення з поправкою на інфляцію, яка становить в 63 $US/т CO_2. Загалом в країнах Євросоюзу наразі середня плата за вуглецеві викиди у довкілля дещо перевищує 48 $US/т. В Україні, для порівняння, наприклад, у 2025 р. податкові зобов’язання за викиди діоксиду вуглецю в атмосферу складали 0,77 $US (30 грн.)/т [11], що є однією із найнижчих цін у світі.

Згідно з положеннями ряду Енергетичних стратегій, Стратегії низько вуглецевого розвитку України на період до 2050 р. [12-14] природний газ є і залишатиметься надалі головним енергоносієм/паливом в Україні. Його частка складає майже третину від усього первинного енергоспоживання. Водночас це найбільш екологічне паливо у порівнянні з іншими традиційними, у т.ч. і альтернативними [15]. В державі наявні власні ресурси природного газу (сьогодні за їх рахунок задовольняється майже вся потреба економіки) та розвинуті газотранспортна і газорозподільні мережі населених пунктів сприяють пріоритетному використанню блакитного палива, яке в перспективі може бути гарантовано замінене (повністю або частково) біогазами.

Таблиця 1.1

Викиди в атмосферу продуктів спалювання природного газу [15]

Паливо	Інгредієнт	Показник емісії, г/ГДж	Викид		Податкові зобов'язання		
			т	%	грн./т	грн.	%
Газ природний, 1000 м^3	Оксиди азоту	48,85	$1{,}73 \cdot 10^{-3}$	0,09	2574,43	4,46	7,03
	Оксид вуглецю	17,0	$0{,}6 \cdot 10^{-3}$	0,03	96,99	0,06	0,1
	Діоксид вуглецю	55442	1,936	99,88	30,00	58,89	92,84
	Метан	1,0	$3{,}54 \cdot 10^{-5}$	0,002	145,5	0,005	0,01
	Діазоту оксид	0,1	$3{,}54 \cdot 10^{-6}$	0,0002	4216,92	0,015	0,02
		Разом	1,9384	100,0	Разом	63,43	100,0

1.2. Альтернативна енергетика в агропромисловому комплексі

Гази біологічного походження (біогази) відомі людству ще з давніх часів. Горючі гази біологічного походження використовувались і використовуються переважно в країнах з теплом кліматом, зокрема в Китаї та Індії. Біогаз відноситься до поновлюваних джерел енергії, тому з вичерпанням природних органічних палив – природного газу, нафти, вугілля виробництво і використання штучних газів, в тому числі біогазів є актуальною проблемою сьогодення.

Технологія видобутку біогазу така. Різноманітні відходи перемішують, нагрівають до температури 70 °С, загружають у метантенк. Протягом 30 днів відбувається розклад органічного матеріалу й утворюється біогаз. Далі газ очищують і реалізують. Вигоди від використання біогазу очевидні: цей ресурс може поновлюватись, виробляється всередині країни, забезпечуючи робочі місця тощо.

Найпростіша установка для отримання біогазу по суті уявляє собою герметичний резервуар (біореактор), в який завантажується біомаса, та ємність для накопичення газу – газгольдер. Принципова схема такої установки наведена на рис. 1.1[19].

Біореактор являє собою герметичну ємність із залізобетону чи іншого корозійностійкого матеріалу, занурену в ґрунт на глибину h, так верхня його частина знаходилась нижче глибини промерзання. Об'єм біореактору вибирається із врахуванням наявності біопалива та потреби в біогазі. В середині реактора розміщують накопичувач газу (газгольдер) з гідрозатвором

4 і поплавком 3. По мірі накопичення газу поплавок спливає і за рахунок своєї ваги створює відповідний тиск газу – 3…5 кПа. До верхньої частини поплавка за допомогою гнучкого тканинно-резинового рукава приєднується трубопровід 9 для відводу газу.

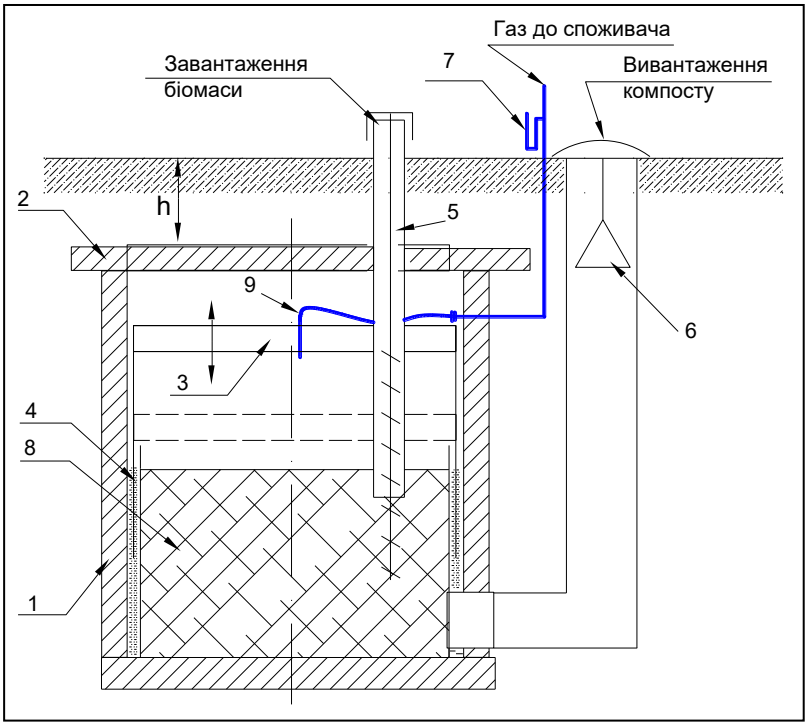


Рис. 1.1. Принципова схема системи для генерації біогазу [19]
1 – корпус; 2 – плита перекриття; 3 – поплавковий газгольдер; 4 – гідрозатвор;
5 – завантажувальний отвір з перемішувачем; 6 – отвір для вивантаження компосту;
7 – гідрозатвор; 8 - зона метагенезу, 9 – газопровід

Подрібнена біомаса через завантажувальний отвір подається в біореактор і періодично перемішується. В перший час, коли в реакторі утворюється в основному вуглекислота, газ видаляється в атмосферу. З появою метану і водню горючий газ спрямовується до споживачів. Виробництво біогазу нерівномірне в часі із-за коливань температури, наявності біомаси та інших чинників. В нічний час, коли споживання газу невелике або зовсім відсутнє, надлишки газу накопичуються під поплавковим газгольдером, а коли тиск газу перевищує максимально допустиме значення (5 кПа) його надлишки скидаються в атмосферу через гідрозатвор 7.

Згідно з даними статистичних спостережень [20] із понад щорічних приблизно 13,5 млн. т утворених сільськогосподарських відходів наймасовішими є:

1) відходи рослинного походження (7742 тис. т або 57 %);

2) тваринні екскременти, сечовина і гній (4938 тис. т або 37 %);

3) відходи тваринного походження та змішані харчові відходи (897 тис. т або 6 %).

Іншим джерелом утворення відходів сільського господарства є тваринництво та птахівництво, де основним видом відходів сільського господарства є гній. Усього худоби в Україні близько 13 млн. голів. Якщо в середньому одна тварина дає 10 кілограмів гною на добу, за рік може утворитися до 50 млн. т гною. Поголів'я 1,5 млн. курей дає на добу понад 100 т. Усього в Україні щороку утворюється близько 500 тис. т пташиного посліду. Крім того, утворюються відходи від забою та падежу птиці. За нормативами, падіж може становити 3,5 % загальної кількості на рік, що становить за середньої ваги птиці 500 грамів – 3570 т біовідходів без урахування біовідходів, що утворюються під час забою птиці.

В Україні електроенергію з біогазу виробляють наразі 73 установки потужністю сумарною потужністю 124 МВт (за даними Біоенергетичної асоціації України [16]). Відпускна ціна електроенергії (за «зеленим» тарифом) – близько 12,4 євроценти за кВт-год. Від початку повномасштабної війни з російською федерацією держава не у повній мірі виплачує виробникам кошти – лише приблизно 40 % тарифу за довоєнним курсом. Отриманих грошей не вистачає, щоб покривати витрати на сировину, виплачувати кредити тощо. Відповідно, єдиний вихід – якомога швидше перейти на виробництво біометану. На відміну від електроенергії, отриманої з біогазу, ціна біометану не регулюється державою, а дорівнює ціні природного газу, яка на рекордно високому рівні.

Загалом виробляти біометан може кожна біогазова станція. Для цього лише необхідно дообладнати діючу станцію – встановити спеціальний

модуль, який очищає біогаз від вуглекислого газу та інших домішок, збільшуючи таким чином концентрацію метану до 95-98 %. Вимоги Кодексу газотранспортної системи України щодо вмісту метану [17] – не менше 90 %. Тобто, на виході технологічного процесу доочистки біогазу від негорючих та шкідливих інгредієнтів біометан – повний аналог природного газу, який можна закачувати як в газотранспортну, так і газорозподільну мережі.

За даними біоенергетичної асоціації України вартість нового заводу потужністю 10 млн. м^3 біометану на рік становить до €16 млн. Вартість дооснащення діючої біогазової станції аналогічної потужності модулем із виробництва біометану значно менша – приблизно €5 млн.

За ціни в Україні природного газу $1000/1000 м^3 біогазова станція буде приносити річний дохід близько $10 млн., а собівартість виробництва – приблизно $550/1000 м^3.

Для транспортування до споживача біогазові станція має бути підключена до існуючої газової мережі. Так як, зазвичай, подібні підприємства агропромислового комплексу знаходяться далеко від населених пунктів, доведеться будувати підвідний газопроводів. Орієнтовна вартість – 2–2,5 млн. грн./км. Інший шлях – це постачання біометану споживачам у скрапленому вигляді. Об’єм зменшується приблизно у 600 раз, що робить економічно вигідним зберігання і перевозку отриманого палива залізничним або автомобільним транспортом.

Наразі компанія «Галс Агро» володіє шістьма біогазовими станціями в Чернігівській області. Дві з них вже переобладнані й виробляють біометан замість електроенергії. Інвестиції у переобладнання двох станції становили €4 млн. Загальна потужність – 6 млн. м^3/рік. Основна сировина – силос кукурудзи. Також використовують буряковий жом, курячий послід, відходи крохмального виробництва.

Інший виробник біогазу – «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія» також переобладнала частину своєї станції під виробництво біометану. За рік

вона виробляє 18 млн. м^3. Ця станція майже не використовує силос, роблячи ставку на жом, курячий послід, корінці, ботву та жмих.

Вироблений біометан обидві компанії постачають на експорт. Наприклад, фірма «Галс Агро» вже домовилася з нідерландською компанією STX про постачання біометану за ціною €1500/1000 м^3. «Юзефо-Миколаївська біогазова компанія» веде перемовини з компаніями з Німеччини, Данії, Нідерландів. Що цікаво, покупці з Європи готові викуповувати біометан наперед, тобто вносити предоплату.

На початку війни уряд заборонив експорт газу з України, проте наразі ця заборона (стосовно біометану) знята. В жовтні 2021 р. Верховна Рада ухвалила закон про створення державного реєстру та гарантій підтвердження походження біометану, що відкрило експортні можливості для українських товаровиробників.

Загалом потенціал України з виробництва біометану становить близько 10 млрд. м^3/рік. Це третина довоєнного споживання газу в Україні. Найбільш перспективні Вінницька, Київська, Черкаська, Полтавська, Дніпропетровська та Донецька області. Україна зможе реалізувати цей потенціал, але в довгостроковій перспективі, не раніше 2030 р. [18].

По закінченню війни аналітики прогнозують бум будівництва нових потужностей із виробництва біометану, який зараз спостерігається в Європі. Наприклад, у Франції щотижня здається в експлуатацію новий біометановий завод.

За підсумками 2025 р. сумарно в Україні вироблено приблизно 0,1 млрд. м^3/біометану. Використання отриманого таким чином палива дозволяє при відповідному обґрунтуванні повністю або частково закрити потреби у мережному природному газі, наприклад, у теплий період року окремих категорій споживачів. Окрім того, біометанові заводи – це децентралізація джерел постачання палива. Відповідно, це підвищує експлуатаційну надійність енергопостачання як населених пунктів, так і окремих об’єктів.

1.3. Утилізація відходів птахівництва і тваринництва

При проектуванні або виборі проекту біогазової установки треба мати дані про хімічний склад біомаси, її кількість, динаміку надходження. Так, гній надходить з тваринницьких комплексів рівномірно, солома – сезонно, хоч запаси її можуть бути значними і використовувати її можна протягом року.

Таблиця 1.2

Вихід біогазу з органічної сировини [19]

Тип сировини	**Вихід газу,** $м^3$ на тонну сировини	Тип сировини	**Вихід газу,** $м^3$ на тонну сировини
Гній ВРХ	**38...52**	Гниле зерно	**400...500**
Свинячий гній	**52...88**	Силос	**200...400**
Пташиний послід	**47...94**	Трава	**300...500**
Кінський гній	**30...46**	Гліцерин	**400...600**
Овечий гній	**46...94**	Спиртова барда	**60...90**
Відходи бойні	**500...900**	Буряковий гніт	**30...40**

При середньому значенні величини виходу біогазу 70,5 $м^3$/т пташиного посліду і при обсязі його утворення в державі 500 тис. т/рік можна додатково отримати 35,25 млн. $м^3$ біогазу. Біогаз – це, як правило, двокомпонентна суміш метану CH_4 і вуглекислого газу CO_2 із вмістом метану 70-75 %. При очищенні біогазу від негорючих компонентів (виділенні CO_2) отримують т.зв. біометан з вмістом CH_4 не менше 95-98 % і обсягом приблизно 25 млн. $м^3$. Таким чином, утилізація біогазів, отриманих на підприємствах птахівництва агропромислового комплексу України дозволить вирішити наступні проблеми:

1. Утилізувати відходи, шкідливі для навколишнього природного середовища (грунту, підземних грунтових вод і атмосферного повітря).

2. Замістити альтернативним паливом традиційний природний газ: повністю або частково і хоча б на регіональному рівні.

3. Створити децентралізовані системи газопостачання, що є особливо цінним в умовах воєнного стану в Україні.

4. Залишити існуючу інфраструктуру газотранспортної і газорозподільної систем України в робочому стані.

5. При утилізації біогазів утворюються побочні продукти, які можна використовувати повторно, з поверненням у наступний виробничий цикл, наприклад, твердого осаду в якості органічних добрив для підвищення врожайності зернових культур і збільшення кількості комбікормів для потреб птахівництва.

1.3.1. Підготовка сировини

Сировина – це органічна маса, яка надходить у блок компосту, в якому відбувається стабілізація вологості, подрібнення і попереднє (при необхідності) нагрівання за рахунок теплоти аеробного компостування.

За допомогою різноманітних аеробних бактерій розпочинається перша стадія технологічного процесу утворення біогазів – гідроліз високо молярних органічних сполук з утворенням кислот і накопиченням низькомолекулярних продуктів, доступних для утилізації метаногенами. Тривалість цього процесу залежить від температури і може тривати до 3-х діб.

По завершенню першої стадії бродіння утворена органічна маса подається в реактор, де і відбувається розпад біологічно нестабільних органічних речовин з утворенням біогазів.

При великих об’ємах переробки органічної маси зазвичай використовують пристрої для компостування – підготовки однорідної фракції вихідної сировини.

При незначних об’ємах утворений компост може зберігатись до 20 днів до наступної утилізації в біореакторах.

1.3.2.Співвідношення: вуглець – азот

Анаеробне бродіння, розвиток бактерій в значній мірі визначаються співвідношенням вуглецю і азоту. Вихідній сировині для метанового бродіння властива значна різноманітність і, відповідно, різні значення

співвідношення: вуглець-азот. Якщо відношення C:N в органічній масі велике, то мала кількість азоту обмежує процес метанового бродіння. У протилежному випадку під час бродіння утворюється значна кількість аміаку – токсичного інгредієнта для «живих» бактерій. Найбільш сприятливі умови – в діапазоні співвідношення C:N = 10-16.

Для утворення оптимального діапазону співвідношення C:N, як правило, змішують різні види органічних відходів. Внаслідок отримують більш високий вихід газу.

Таблиця 1.3

Вихід біогазу для різних видів органічних відходів та їх співвідношень

Види органічних відходів	Вихід біогазу, $м^3$/кг завантаження	Збільшення виходу газу, %
Гній великої рогатої худоби (ВРХ)	0,380	-
Гній свиней	0,569	-
Пташиний послід	0,617	-
Бадилля, трава	0,272	-
Гній ВРХ + гній свиней, відношення 1 : 1	0,510	7
Гній ВРХ + трава, відношення 1 : 1	0,363	5
Гній ВРХ + пташиний послід, відношення 1 : 1	0,528	6
Гній свиней + пташиний послід, відношення 1 :1	0,634	6
Гній свиней + пташиний послід + гній ВРХ, відношення 1 : 0,5 : 0,5	0,533	-

Метан, друге за величиною (після вуглекислого газу) джерело глобального потепління. При цьому 47 % викидів метану у світі припадає на сільське господарство, але тільки 19 % заходів з його утилізації зосереджені в агропромисловому комплексі [21-23]. Таким чином, значні обсяги надходження в атмосферу вимагають вжиття негайних і термінових заходів щодо його утилізації і, відповідно, використання. Зазначені вище результати (див. табл.1.2 і 1.3) демонструють унікальні можливості нашої держави та її величезний потенціал щодо перетворення відходів агропромислового комплексу в альтернативні палива – біометан, що дозволить зменшити «теплове» забруднення довкілля та підвищити енергонезалежність держави та децентралізувати системи енергопостачання.

Література

1. Паризька угода. Документ 995_l61, чинний, поточна редакція. Редакція від 14.07.2016, підстава – 1469-VIII. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_l61#Text (дата звернення: 20.03.2026).
2. Програма дій «Порядок денний на XXI століття»: Ухвалена конференцією ООН з навколишнього середовища і розвитку в Ріо-де-Жанейро (Саміт «Планета Земля», 1992 р.): Пер. з англ. 2-ге вид. – Київ : Інтелсфера, 2000. – 360 с.
3. Сталий розвиток. URL: https://uk.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%B9%D1%80%D0%BE%D0%B7%D0%B2%D0%B8%D1%82%D0%BE%D0%BA (дата звернення 20.04.2026).
4. Ще раз про глобальне потепління. 15 країн, що викидають в атмосферу найбільшу кількість метану, не борються з цим. URL: https://techno.nv.ua/ukr/popscience/15-krajin-shcho-vikidayut-v-atmosferu-naybilshu-kilkist-metanu-ne-boryutsya-z-cim-50448453.html (дата звернення: 20.03.2026).
5. Температура повітря в Україні зростає вдвічі швидше за середньоєвропейську: як попередити посухи. URL: https://rubryka.com/2024/08/20/temperatura-povitrya-v-ukrayini-zrostaye-vdvichi-shvydshe-za-serednoyevropejsku-yak-poperedyty-posuhy/ (дата звернення: 20.03.2026).
6. Світовий рекорд стрибка температури зафіксували в Антарктиді. URL: https://rubryka.com/2024/04/08/svitovyj-rekord-strybka-temperatury-zafiksuvaly-v-antarktydi/ (дата звернення: 20.03.2026).
7. Європейський Зелений Курс. URL: https://ecoaction.org.ua/ ievropejskyj-zelenyj-kurs.html (дата звернення: 20.03.2026).
8. The European Green Deal. URL:https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52019DC0640 (дата звернення: 20.03.2026).
9. Паризька кліматична угода для України. URL: https://globalcompact.org.ua/news/parizka-klimatichna-ugoda-dlja-ukraini/ (дата звернення: 20.03. 2026).
10. Огляд ціноутворення на викиди вуглецю. URL:https://saf.org.ua/ news/1974/ (дата звернення: 20.03.2026).

11. Податковий кодекс України: Закон України. Документ 2755-VI, чинний, поточна редакція. Редакція від 01.04.2025, підстава – 4014-IX. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17 (дата звернення: 20.03.2026).

12. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність». Схвал. розпорядженням КМУ від 18.08.2017 р. №605-р. URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/article?art_id=245234085 (дата звернення: 20.03.2026).

13. Енергетична стратегія України до 2050 р. Схвал. розпорядженням КМУ від 21.04.2023 р. №373-р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/373-2023-%D1%80#Text (дата звернення: 20.03.2026).

14. Стратегія низьковуглецевого розвитку України до 2050 р. URL: https://mepr.gov.ua/wp-content/uploads/2023/07/LEDS_ua_last.pdf (дата звернення: 20.03.2026).

15. Предун К.М. Застосування методології екологічної діагностики в проблематиці безпеки складних природно-технічних систем. *Інфраструктура ринку*. 2020. Вип. 42. С. 253-258. URL:www.market-infr.od/ uk/42-2020 (дата звернення: 20.03.2026). DOI: https://doi.org/10.32843/ infrastruct42-43.

16. Заміна природному газу. Хто і як будують біометанові заводи в Україні і чи варто інвестувати цей бізнес. URL: https://forbes.ua/money/v-ukraini-zyavlyayutsya-pershi-biometanovi-zavodi-chi-varto-investuvati-v-tsey-biznes-i-skilki-mozhna-zarobiti-30092022-8713 (дата звернення: 20.03.2026).

17. Кодекс газотранспортної системи: затвердж. Постановою НКРЕКП №2493 від 30.09.2015. URL:http://zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15 (дата звернення: 20.03.2026).

18. Україна може стати лідером із виробництва біометану в Європі. URL: https://interfax.com.ua/news/greendeal/800605.html (дата звернення: 20.03.2026).

19. Предун К.М. Автономні системи газопостачання: конспект лекцій / К.М. Предун. – Київ: Видавництво Ліра-К, 2025. – 86 с.

20. Національна стратегія управління відходами в Україні до 2030 року: схвалено розпорядженням КМУ від 8 листопада 2017 р. № 820-р. –

Редакція від 17.09.2020, підстава – 826-2020-п. URL: https://zakon.rada. gov.ua/laws/show/820-2017-%D1%80/print (дата звернення: 10.04.2026).

21. Вчені сильно недооцінили кількість викидів метану через корів. Але є й хороші новини. URL:https://techno.nv.ua/ukr/popscience/doslidzhennya -vikidi-metanu-na-molochnih-fermah-vishchi-nizh-vvazhalosya-ale-biogaz-mozhevirishiti-problemu-50455557.html (дата звернення: 10.04.2026).

22. Доведеться постаратися, але. М'ясна промисловість може скоротити викиди парникових газів на 30 %. URL: https://techno.nv.ua/ukr/popscience/myasna-promislovist-mozhe-skorotiti-vikidi-parnikovih-gaziv-na-30-50448135.html (дата звернення: 10.04.2026).

23. Predun K. Increasing the reliability of energy supply in Ukraine. Вентиляція, освітлення та теплогазопостачання, 55, с.66–78. https://doi.org/10.32347/2409-2606.2025.55.66-78.

24. Погані новини. Більшість кліматологів прогнозують, що темпи глобального потепління перевищать цілі Паризької угоди. URL: https://techno.nv.ua/ukr/popscience/u-nayblizhchi-20-rokiv-70-naselennya-planeti-vidchuye-na-sobi-zmini-klimatu-50451143.html (дата звернення 12.04.2026).

РОЗДІЛ 2.

Газопостачання птахоферми

2.1. Основні рішення газопостачання пташників

В даному розділі кваліфікаційної роботи розробляється газопостачання птахоферми, що розташована в смт. Брусилів. Пташники призначені для вирощування курей і подальшого отримання м'ясної продукції та яєць. Спорудження пташників сприяє економічному розвитку смт. Брусилів, зайнятості населення тощо. Встановлена потужність газовикористовуючого обладнання на підприємстві Q = 42,66 МВт. Генплан сільськогосподарського підприємства показано на арк. 1

Загальна максимально-годинна витрата газу птахофабрикою –2807 м^3/год. Річна витрата газу птахофабрикою – 10873,74 тис. м^3/рік, у т.ч. пташники – 10847 тис. м^3/рік, теплогенераторна санпропускника – 26,74 тис. м^3/рік.

Проєктом газопостачання пташників передбачено:

- проєктування газопроводів низького (Р<3кПа) та середнього (Р<0,3 МПа) тисків;
- будівництво газорегуляторних шафових пунктів (для редукування тиску газу: з середнього (Р<0,3 МПа) на низький (Р<3кПа) тиск на території птахоферми (на вводі газопроводу до пташників);
- будівництво внутрішніх газопроводів та монтаж теплогенераторів GP95-BCU для потреб теплопостачання пташників.

2.2. Вихідні дані (проектування газобладнання санпропускника)

Даним проєктом передбачається проектування газопроводу середнього тиску від газового стояка до будинкового регулятора тиску газу, будинкового регулятора тиску газу FE-10 та лічильника витрат газу САМГАЗ ВК-G10 в одній шафі, газопроводу низького тиску до опалювальних котлів теплогенераторної санпропускника.

Споживачем газу санпропускника є два котли VUINT 282/3-5 (виробництва Німеччина), потужністю 28 кВт кожний: максимального динна витрата палива – Q_{max} = 3,5х2=7м^3/год.

2.3. Газобладнання пташників

Останнім часом в птахівництві все частіше застосовуються вдосконалені газові системи опалення. Широке використання отримали теплогенератори GP-95. Вони спеціально розроблені та ідеально підходять для опалення пташників і тваринницьких приміщень, характеризуються високим коефіцієнтом корисної дії (використання палива), зручним і у широких межах регулюванням теплопродуктивності. Особливо в перші дні життя молодняк потребує підвищених умов мікроклімату (у першу чергу достатньої кількості теплоти). При чому – не важливо: мова йдеться про птахів чи тварин.

Добре організоване регулювання температури повітря у приміщенні із самого початку життєвого циклу птахів сприяє подальшому їх розвитку та здоров'ю. В кінцевому випадку – сприятиме підвищенню обсягів продукції птахівництва.

Додатковим позитивним моментом є те, що «відкрите спалювання» позитивно впливає на відносну вологість повітря в опалюваному приміщені.

Регулювання теплопродуктивності генераторів здійснюється за допомогою термостатів (в ручному) або в автоматизованому режимі (за допомогою комп'ютерів). Окрім того теплогенератори оснащені системою «газ-контроль»: якщо полум'я гасне з тієї чи іншої причини, то подача газу одразу припиняється.

Нагнітальний вентилятор подає повітря з необхідним тиском (1,2 кПа). Природний газ з тиском (30 кПа) проходить газовим трактом (системою зовнішніх і внутрішньо будинкових газопроводів і потрапляє в газопальниковий пристій, в якому відбувається його змішування з повітрям і утворення газоповітряної суміші. Запалювання газоповітряної суміши проходить за допомоги високовольтного трансформатора розпалу, генеруючого іскру між електродами запалювання. Контроль полум'я відбувається шляхом вимірювання струму іонізації, який проходить в мережі контрольного електроду.

Регулювання теплової потужності пальника забезпечується шляхом зміни витрати природного газу та, відповідно, необхідної кількості повітря. Після подачі команди та включення пальника запускається двигун вентилятора. Сервопривід відкриває повітряну заслонку на час попередньої продувки. У зв'язку з надмірними тепловиділеннями у приміщенні підтопка не передбачається.

Для асиміляції шкідливостей передбачено 3-кратний природній повітрообмін (встановлення дефлекторів діаметром 315мм (у верхній зоні пташника) для видалення повітря та жалюзійних вентиляційних решіток (у нижній зоні) – для подачі повітря у приміщення.

2.4. Газообладнання теплогенераторної

Для зниження тиску газу з середнього Ру ≤ 0,3 МПа до низького Ру ≤ ≤ 3кПа проектом передбачається встановлення комбінованого будинкового регулятора тиску типу FE-10, а для обліку кількості спожитого палива встановлюється газовий лічильник САМГАЗ ВК-G10 в одній шафі з комбінованим регулятором на окремій опорі.

В теплогенераторній передбачено встановити два газових котли марки VUINT 282/3-5 виробництва фірми Vaillent Німеччина, з тепловою потужністю 28 кВт кожен, з комплектом автоматики безпеки та регулювання.

Максимальна годинна витрата газу на котел – 3,5 м^3/год. Мінімальна годинна витрата газу на котел – 1,4 м^3/год. Мінімальний тиск газу на вході в котел – 20 мбар.

Для будівництва газопроводів низького тиску прийняті труби сталеві по ГОСТ 10704-91 гр.В, ГОСТ 10705-80 Ø 38х3,0; Ø 28х2,5; Ø 25х2,0.

З'єднання труб передбачається дуговою електрозваркою встик. Зварні з'єднання повинні відповідати вимогам ГОСТ І6037-80. Різьбові з'єднання передбачені тільки в місцях приєднання газових приладів і запірної арматури. Зварні стики підлягають контролю фізичними методами.

Кількість контрольних стиків повинна відповідати вимогам ДБН В.2.5-20:2018.

При проходженні через будівельні конструкції газопровід необхідно заключити у сталевий футляр. Відрізок газопроводу в футлярі не повинен мати стикових з'єднань. Кінці футляра повинні виступати за стіну не менше ніж на 3,0 см. Простір між газопроводом і футляром необхідно закласти просмоленим клоччям, або іншими еластичними матеріалами.

Кріплення газопроводів передбачено за серією 5.905-8.

Фасонні частини на газопроводі передбачені крутозігнуті штамповані гнуті, заводського виготовлення.

Внутрішні газопроводи фарбуються емаллю ГФ-230 ГОСТ 64-77.

Вентиляція тепло генераторної надана в розділі «Опалення та вентиляція».

У приміщенні теплогенераторної, де встановлено газові котли з відводом продуктів згорання в окремі димоходи, необхідно встановити сигналізатор, який передбачає контроль мікроконцентрацій окису вуглецю (чадного газу) та контроль довибухонебезпечних концентрацій природного газу (метану).

Сигналізатор необхідно встановити у вибухонебезпечних зонах, найближче до можливих джерел витоків газу на відстані не більше 1,0 м по горизонталі та на відстані 0,5 м нижче верхнього горизонтального перекриття.

На вводі газопроводу в теплогенераторну необхідно встановити електромагнітний клапан для відключення газу до котла в разі виникнення підвищених концентрацій паливного газу чи окису вуглецю.

Вимикаючі пристрої, які відповідають 1-му класу герметичності, передбачено встановити:

- в шафі до регулятора тиску газу та після лічильника;
- на вході в теплогенераторну після електромагнітного клапана;
- на опусках до котлів.

Типорозміри та діаметри газової запірної арматури вказані на кресленнях та в специфікаціях.

Після монтажу газопроводи і газові прилади необхідно випробувати на міцність та герметичність. Ці випробування проводить будівельно-монтажна організація згідно з вказівками ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» і «Правил безпеки систем газопостачання».

На міцність газопроводи та газові прилади випробовуються тиском 0,10 МПа на протязі 1 години, на герметичність-тиском 0,005МПа на протязі 5 хв.

Будівельно-монтажні роботи повинні виконуватися у відповідності з «Правилами безпеки систем газопостачання» та інших нормативних документів спеціалізованими будівельно-монтажними організаціями при наявності державної ліцензії. Закінчені будівництвом газопроводи приймаються в експлуатацію згідно вимог ДБН А.3.1-3-94.

В приміщенні передбачити вогнегасники порошкові ОП-9Б із розрахунку 1 вогнегасник на теплогенераторну, інші засоби пожежогасіння у відповідності з вимогами «Правил безпеки систем газопостачання».

2.5. Шафовий газорегуляторний пункт

2.5.1. Функціональне обладнання і його призначення

В залежності від призначення до складу ШРП входить наступне обладнання:

1. Регулятор тиску (далі РТ), який знижує тиск газу і підтримує його на заданому рівні незалежно від витрати газу і зміни вхідного тиску.
2. Запобіжно-запірний клапан (далі ЗЗК), який перекриває подачу газу при підвищенні чи зниженні тиску після регулятора понад допустиму межу.
3. Запобіжно-скидний клапан (далі ЗСК) – пристрій для автоматичного видалення надлишкового обсягу газу в атмосферу при неприпустимому підвищенні тиску газу в газопроводі. Конструкція ЗСК виключає самовільне відкриття запірного органу без втручання обслуговуючого персоналу.

4. Фільтр для очищення газу від механічних домішок. Фільтр повинен мати штуцер для приєднання контрольно-вимірювальних приладів (КВП) або інших аналогічних пристроїв, для визначення перепаду тиску на фільтрі, що характеризує ступінь засміченості касети/фільтрувального елемента. За аналізом його показів приймається рішення про регенерацію або заміну фільтрувального елемента.

5. Контрольно-вимірювальні прилади (далі КВП) для вимірювання: тиску газу до і після регулятора, перепаду тиску на фільтрі. Як правило, це показуючи манометри.

6. Імпульсні газопроводи для з'єднання регулятора, ЗЗК, ЗСК і КВП з тими точками на газопроводі, в яких контролюється тиск газу.

7. Продувні газопроводи для видалення повітря з газопроводів під час виконання пуско-налагоджувальних робіт.

8. Запірна арматура для підключення/відключення регулюючого і запобіжного обладнання (пуску/припинення подачі газу) та КВП.

9. Дві лінії редукування (кількість визначається за потреби).

10. Байпас (при необхідності забезпечується регулювання тиску газу при заміні/ремонті регулятора тиску газу). Якщо є аналогічна за встановленим обладнання друга лінія редукування, то байпас не передбачають конструктивними рішеннями газорегулляторної установки.

Обладнання ШРП має три ступеня захисту споживача від підвищення тиску газу (регулятор, запобіжно-запірний клапан та запобіжно-скидний клапан).

При виборі обладнання ШРП врахований:

- розрахунковий і фактичний тиск газу до та після ШРП;
- склад газу, та його фізико-хімічні характеристики;
- температурні умови експлуатації газового обладнання і КВП: від -30 ^{0}С до +60 ^{0}С.

Пропускна здатність регулятора вибрана на 15-20 % більше за максимально-годинну розрахункову витрату газу та при мінімально допустимому значенні тиску газу на вході в ШРП – 0,1 МПа.

Конструкцією даного ШРП передбачена можливість встановлення інших регуляторів з аналогічною пропускною здатністю – до 1700 м^3/год., при цьому габаритні розміри шафи не змінюються.

2.5.2. Характеристика ШРП з пропускною здатністю 1700 м^3/год.

При виготовленні ШРП, проведенні випробовувань, подальшій експлуатації та обслуговуванні необхідно дотримуватись вимог Технічного регламенту обладнання, ДНАОП 0.00-1.20-98 «Правил безпеки систем газопостачання» та ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання».

В склад проекту входить проектування шафового газорегуляторного пункту з регуляторами тиску газу РДГ-50-Н-1/45 (2шт) з діаметром сідла клапана Ø45мм, максимальний тиск газу на вході в регулятор згідно паспортних даних до 0,6 МПа.

Пропускна здатність ШРП вибрана згідно нижче вказаних параметрів:

- тиск газу на вході: 0,1 МПа - 1200 м^3/год,;
- 0,15- 0,6 МПа - 1700 м^3/год.;
- тиск газу на виході - до 3кПа;
- газопровід: вхідний діаметр - Ду 100 мм;
- вихідний діаметр - Ду 150 мм.

Габаритні розміри шафи, мм:

- довжина - 3395
- ширина - 1515
- висота - 1750

За базову модель прийнято регулятор РДГ-50-Н-1/45, конструктивно обладнаний запобіжно-запірним клапаном.

Для автоматичного видалення в атмосферу надлишкового обсягу газу з газопроводу, при неприпустимому підвищенні тиску газу, встановлюється запобіжно-скидний клапан.

При підвищенні тиску газу вище допустимого рівня спрацьовує вмонтований запобіжно-скидний клапан (якщо він є в конструкції регулятора), та видаляє газ в атмосферу. Конструкцією регуляторів не передбачене підключення до продувного газопроводу.

Для очищення газу від механічних домішок встановлено фільтр. Допустимий перепад тиску на фільтрі з фільтрувальним елементом, виконаним із термопластичного полімеру, який прирівнюється до волосяного, – ≤10000 Па.

Діаметри газопроводів на вході та виході з ШРП розраховані при значеннях: максимальної швидкості газу – до 20 м/с.; максимальній пропускній здатності – 1200 м^3/год., мінімально-допустимого тиску – 0,1 МПа.

Конструкцією шафи газорегуляторного пункту передбачена можливість встановлення інших регуляторів тиску газу. Наприклад, IPR-B 600 DN50 та РДГ-50Н/42.

2.5.3. Регулятор РДГ-50-Н-1/45

Технічна характеристика регулятора РДГ-50-Н-1/45 наведена у табл.2.1.

Таблиця 2.1

Назва параметру чи розміру	**РДГ-50-Н-1/45**
1. Середовище, що регулюється	Природний газ згідно вимог Технічного регламенту
2. Максимальний вхідний тиск Рвх, МПа, не більше	1,2
3. Діапазон налаштування вихідного тиску, Рвих, МПа	0,0015...0,06
4. Пропускна здатність по газу з густиною ρ = 0,72 кг/м^3, м^3/год.	Див. табл.2.2
5. Діаметр сідла, мм	45
6. Нерівномірність регулювання,%	20
7. Діапазон налаштування спрацьовування механізму контролю при підвищенні вихідного тиску Рвих, МПа	(1,25...1,5) Рвих
8. Тиск спрацьовування механізму контролю при	(0,15...0,5) Рвих

зниженні вихідного тиску, Рвих, МПа	(але не менше 0,0009МПа)
9. Похибка спрацьовування ЗЗК від номінального значення налаштування, %	±10
10. Приєднувальні розміри: - вхідного патрубка Ду, мм з'єднання - вихідного патрубка Ду, мм з'єднання	 50 Фланцеве по ГОСТ 12820 50 Фланцеве по ГОСТ 12820
11. Габаритні розміри, мм: - довжина - ширина - висота	 430 425 440
12. Будівельний розмір у відповідності з малюнком 5, мм	365
13. Вага, кг, не більше	42
14. Середній термін роботи, років	15

Таблиця 2.2

Пропускна здатність Q м^3/год регулятора РДГ-50-Н-1/45
(сідло Ø30мм, ρ=0,72кг/м^3)

P1, МПа	**P2, МПа**												
	0.002-0.01	**0.03**	**0.05**	**0.06**	**0.08**	**0.10**	**0.15**	**0.20**	**0.25**	**0.30**	**0.40**	**0.50**	**0.60**
0.10	1100	1050	1000	900	700								
0.15	1350	1350	1350	1350	1250	1150							
0.20	1650	1650	1650	1650	1650	1600	1250						
0.25	1900	1900	1900	1900	1900	1900	1800	1400					
0.30	2200	2200	2200	2200	2200	2200	2150	1950	1500				
0.40	2750	2750	2750	2750	2750	2750	2750	2700	2550	2250			
0.50	3250	3250	3250	3250	3250	3250	3250	3250	3250	3150	2550		
0.60	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3800	3550	2800	
0.70	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4350	4300	3900	3000
0.80	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4900	4750	4250
0.90	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5450	5400	5150
1.00	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	5900
1.10	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6550	6500
1.20	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100	7100

Склад виробу

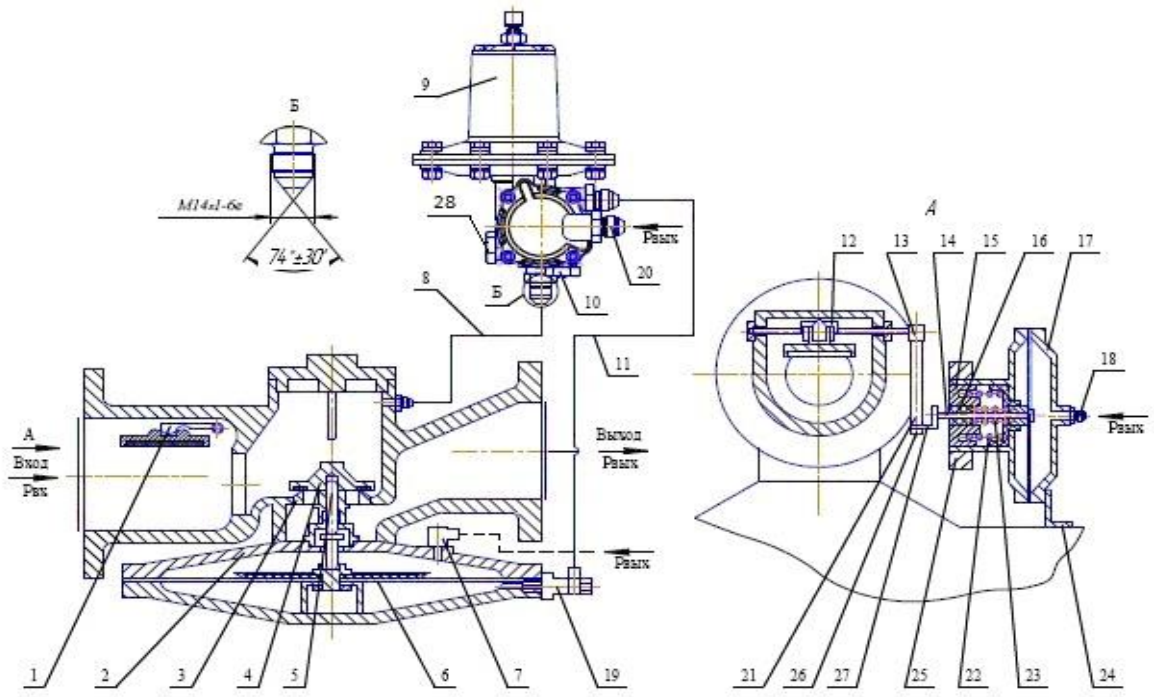
Регулятор тиску газу РДГ-50Н-1/45 (рис. 2.1) має в своїй конструкції:

- виконавчий механізм **2**,
- регулятор управління **9** (пілот),
- механізм контролю **17**,
- дроселі **10**, **19** .

Влаштування і принцип роботи

Виконавчий механізм **2** (див. рис.2.1) автоматично за допомогою пілоту **9** підтримує заданий вихідний тиск на всіх режимах витрати газу за рахунок зміни величини зазору між клапаном **4** і сідлом **3**.

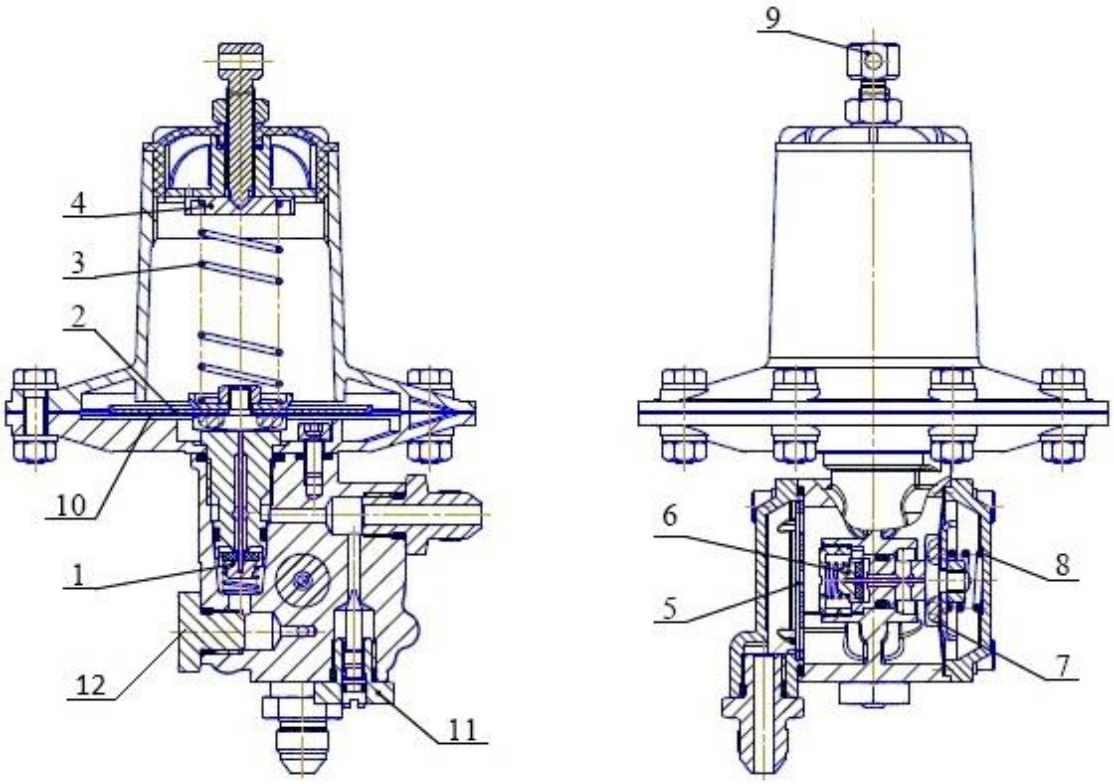
Виконавчий механізм **2** складається з корпуса з сідлом **3**, мембрани з жорстким центром **6**, закріпленої по периметру між кришками верхньою та нижньою; жорсткий центр через штовхач і стержень **5** передає рух мембрани клапану 4, тим самим змінюючи витрату і вихідний тиск регулятора.



1-клапан відсічний; 2-виконавчий механізм; 3-сідло; 4-клапан робочий ; 5-стержень; 6-мембрана виконавчого механізму; 7-штуцер виконавчого механізму; 8-трубопровід вхідного тиску; 9-регулятор управління (низького чи високого тиску); 10, 28-дросель регулятора управління; 11-трубопровід тиску управління; 12-пружина відсічного клапана; 13-ричаг відсічного клапана; 14-шток механізму контролю; 15-регулювальний гвинт великої пружини; 16-регулювальний гвинт малої пружини; 17-механізм контролю;18-штуцер механізму контролю; 19-дросель виконавчого пристрою; 20-штуцер регулятора управління; 21-скоба; 22-пружина велика; 23-пружина мала;24-кронштейн; 25-кронштейн; 26-винт; 27-кронштейн

Рис. 2.1. Схема регулятора тиску газу РДГ-50-Н-1/45

Пілот низького тиску **9** (див. рис.2.2) складається з трьох функціональних блоків: фільтру, стабілізатора і безпосередньо пілота, змонтованих в одному корпусі. В пілоті високого тиску стабілізатор не використовується.



1-клапан пілота; 2-вузол мембранний пілота; 3-пружина регулювальна; 5-фільтруюча сітка; 6-клапан стабілізатора; 7-вузол мембранний стабілізатора; 8-пружина стабілізатора; 9-регулювальний гвинт; 10-мембрана пілота; 11,12-дросель.

Рис. 2.2. Схема влаштування регулятора управління

Фільтр змонтовано безпосередньо на корпусі пілота. Він забезпечує тонке очищення робочого середовища – природного газу – за допомогою фільтруючої сітки **5** і, відповідно, гарантує стабільну роботу пілота.

Стабілізатор змонтовано на корпусі і забезпечує зниження вхідного тиску, який надходить по вхідному трубопроводу, до величини, необхідної для стабільної роботи пілота і виконавчого механізму. Стабілізатор складається з клапана **6** з сідлом, мембранного вузла **7** і пружини **8**.

Безпосередньо пілот змонтовано в корпусі і служить для управління виконавчим механізмом регулятора. Управління здійснюється шляхом створення пілотом управляючого тиску, який надходить через з'єднувальний трубопровід **11** в управляючу площину виконавчого механізму. Пілот складається з клапана **1**, мембранного вузла **2** з мембраною **10**, регулювальної пружини **3**, тарілки **4**, регулювального гвинта **9** і дроселя пілота **11**.

Регулюючі дроселі **10**, **28** і **19** (див. рис. 2.1) служать для налаштування на спокійну (без автоколивань) роботу регулятора. Дросель складається з штуцера і вкрученої в нього голки. Вкручуванням/викручуванням останньої змінюється пропускний переріз штуцера, тим самим, відповідно, змінюється витрата газу через дросель і перепад тиску на ньому. За рахунок збільшення перепаду тиску на дроселі відбувається усунення автоколивань вихідного тиску.

Механізм контролю **17** відсічного клапану призначений для безперервного контролю вихідного тиску і видачі сигналу на спрацювання відсічного клапану в виконавчому механізмі при аварійному підвищенні і зниженні вихідного тиску вище допустимих заданих меж.

Механізм контролю складається з двох роз'ємних кришок, вузла мембрани, закріпленої по периметру кришками, штоку механізму контролю **14**, великої **22** і малої **23** пружин, які врівноважують дію на мембрану імпульсу вихідного тиску.

Регулятор працює наступним чином

Газ надходить на вхід виконавчого механізму **2** і в регулятор управління **9** (див. рис.2.1).

Регулятор управління виробляє управляючий тиск, який по трубопроводу **11** подається через дросель **19** в підмембранну порожнину виконавчого механізму.

В стабільному режимі, коли витрата газу постійна, регулятор управління підтримує в підмембранній порожнині постійний тиск управління. Внаслідок чого клапан **4** встановлюється в відповідне незмінне положення, що і визначає стабільність величини вихідного тиску регулятора. Діапазон вихідних тисків задається регулювальним гвинтом **9** (див. рис. 2.2).

2.5.4. Використання за призначенням

Середовище, яке регулюється – природний газ у відповідності з вимогами Технічного регламенту.

Максимально допустимий вхідний тиск – 1,2 МПа.

Паралельна робота декількох регуляторів, підключених до одного вихідного газопроводу, не допускається.

Вказівка з встановлення виробу

Регулятори встановлюють на горизонтальній ділянці газопроводу мембраною камерою вниз. Приєднання регуляторів до газопроводу фланцеве згідно ГОСТ 12820-80.

Відстань від нижньої кришки мембранної камери до підлоги шафи і відстань між мембранною камерою та стіною при встановленні регулятора в ШРП повинна бути не менше 300 мм. Ця відстань визначається умовами зручності монтажу, а також ремонту без зняття регулятора з об'єкту газифікації.

Перед регулятором встановлюють технічний манометр для вимірювання величини вхідного тиску.

На вихідному газопроводі поруч з місцем виведення імпульсної трубки встановлюється напоромір.

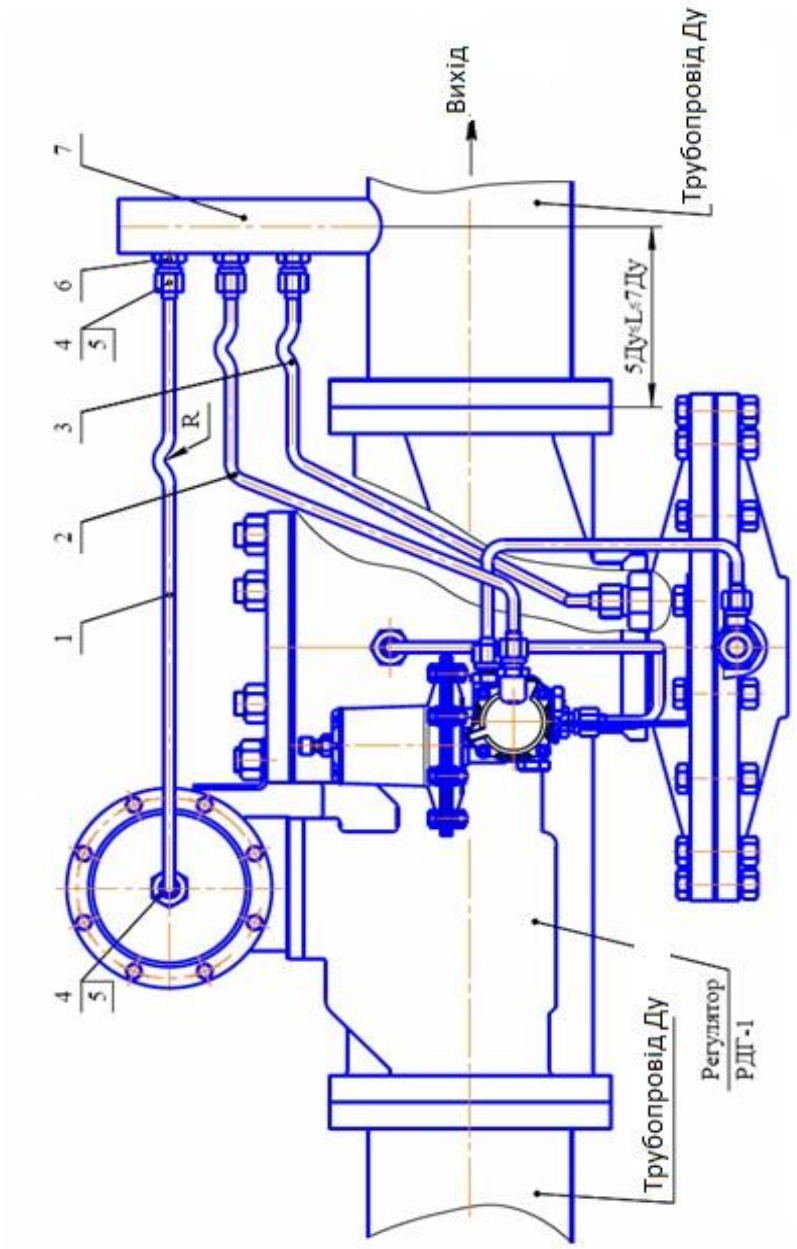
Імпульсні газопроводи для підведення контрольованого тиску повинні бути приєднанні до газопроводу після регулятора тиску так, щоб відстань до точки відбору імпульсу була віддалена від останнього пневматичного опору не менше ніж на 5 номінальних діаметрів трубопроводу Ду, а після точки відбору – не менше ніж на 3 номінальних діаметри трубопроводу Ду.

Схема підключення імпульсних ліній показана на рис.2.3.

Імпульсні трубопроводи повинні бути проведені таким чином, щоб унеможливити накопичення конденсату.

З метою забезпечення стабільної роботи (без пульсацій вихідного тиску) роботи регулятора, а також для запобігання аварійного спрацювання запобіжної арматури, сумарний внутрішній об'єм трубопроводу

між регулятором і обладнанням, яке споживає газ, повинен бути не менше чим 0,1 м^3.



1,2,3-імпульсні трубки (трубопровід Ду8, довжина - по місцю, матеріал-труба ДКРНМ 8х1 ГОСТ 617-2006); 4-гайка накидна М14х1-7Н з ніпелем 5; 6-штуцер приварний М14х1-6е; 7-розподільник (труба 1/4', 3/4').

Примітки. 1 Радіус R - радіус вигину труби R≥20мм (сплющування не допускається). 2. Ніпель 5 під накидну гайку Ду8 і з обробленням під кінець штуцера 6. 3. Розподільник 7 встановити вертикально чи під кутом до 45^0 до вертикалі.

Рис.2.3. Схема підключення імпульсних трубок до регулятора

Місцеві звуження прохідного перерізу імпульсної труби не допускаються.

Герметичність виконавчого механізму, регулятора управління, механізму контролю перевіряється при пробному пуску регулятора. При цьому встановлюється максимальний для даного регулятора вхідний і 1,5-кратний вихідний тиск, а герметичність перевіряється за допомогою мильної емульсії.

Перевірка роботоздатності регулятора тиском, величина якого вище вказаного в паспорті, недопустима.

При проведенні пусконалагоджувальних робіт не допускається:

– перекриття імпульсного трубопроводу, який з'єднує місце відбору вихідного тиску з регулятором;

– скидання вхідного тиску при наявності вихідного тиску і управляючого перепаду тисків на робочій мембрані виконавчого механізму регулятора.

Визначення пропускної здатності ($м^3$/год.) регуляторів (об'ємної витрати газу, приведеної до стандартних умов P_c=0,101325 МПа, T_c=293 К і густина газу ρ=0,72кг/$м^3$) проводиться аналітично (з використанням наближених формул) або за допомогою графіку у відповідності з рис. 2.4.

Пропускна здатність ($м^3$/год.) при докритичному співвідношенні тисків *P2/P1>0,53*:

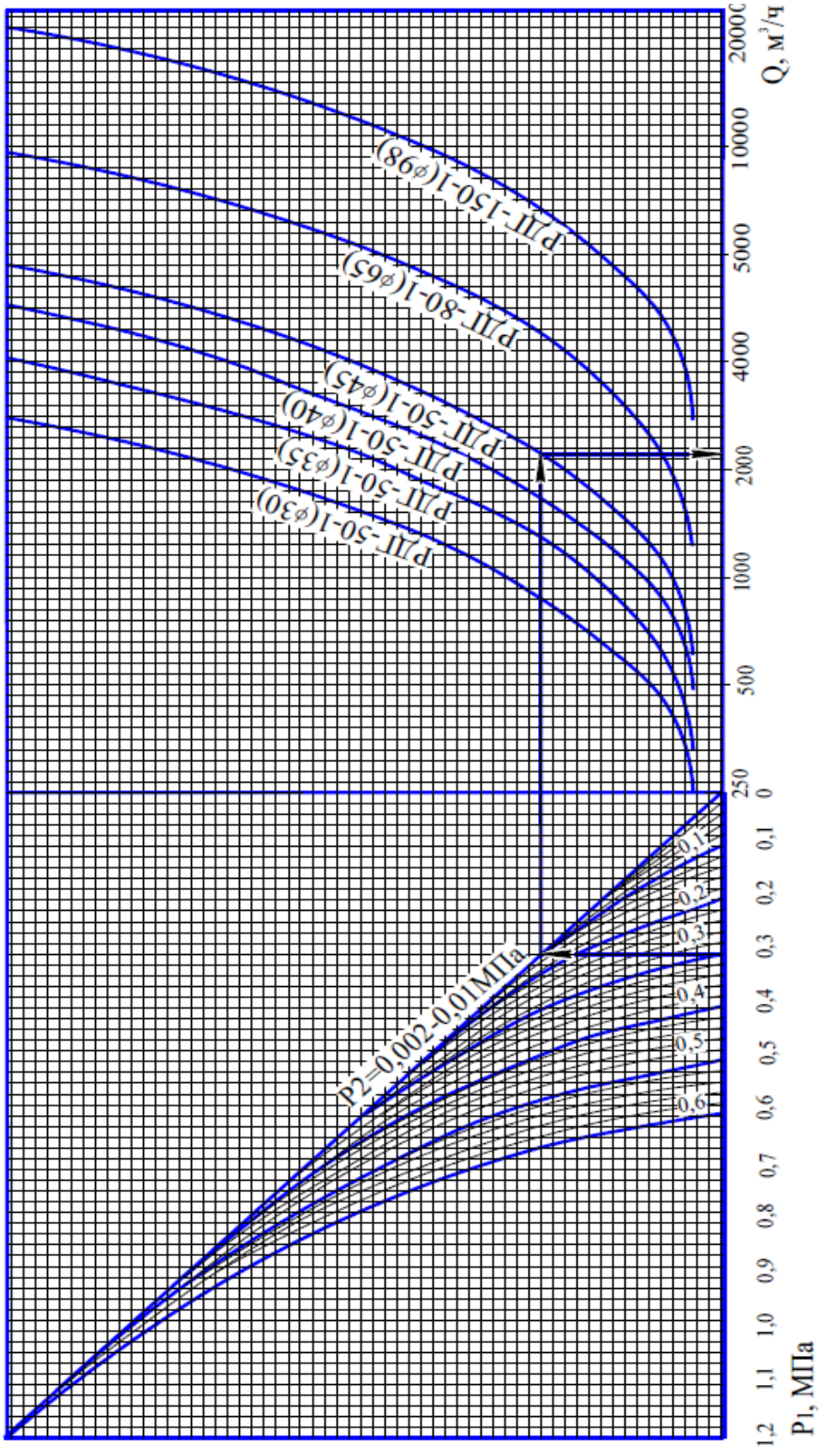
$$Q=Q_{0,1}x\sqrt{P2x(P1-P2)} \qquad (2.1)$$

Пропускна здатність ($м^3$/год.) при надкритичному співвідношенні тисків *P2/P1 ≤0,53*:

$$Q=Q_{0,1}x\frac{P1}{2}, \qquad (2.2)$$

де $Q_{0,1}$ – найбільша пропускна здатність регулятора при вхідному тиску *P1*=0,1-0,15 МПа; *P1*, *P2* – абсолютні значення вхідного і вихідного тисків в кгс/$см^2$.

Точні значення пропускної здатності регулятора визначаються згідно номограми на рис. 2.4.



Примітка-Для регуляторів типу РДГ-50-В-1, РДГ-80-В-1, РДГ-150-В-1 найменший вхідний тиск $P_{1найм}$=0,1МПа

Приклад. Дано: регулятор РДГ-50Н-1, P_1 = 0,3 МПа, P_2 = 0,005 МПа. Знайти Q. Результат Q = = 2200 м^3/год.

Рис. 2.4. Номограма для визначення пропускної здатності регуляторів типу РДГ-50Н(В)-1

Вказівка по включенню і випробуванню роботи регулятора

При пуску в роботу регулятора тиску, регулятор управління налаштовується на величину заданого вихідного тиску регулятора – Рвих, необхідну споживачеві, для чого зібрати схему підключення регулятора тиску у відповідності з кресленням 3.

Налаштування

В регуляторі тиску газу передбачено налаштування наступних параметрів:

1) налаштування вихідного тиску;

2) налаштування дроселів;

3) налаштування тиску спрацьовування механізму контролю при зниженні і при підвищенні вихідного тиску.

Налаштування регулятора тиску на вихідний тиск, необхідний споживачеві:

– подати вхідний тиск Рвх;

– відрегулювати вихідний тиск Рвих шляхом обертання регулювального гвинта: при відкручуванні – тиск знижується, при вкручувані – тиск підвищується;

– після регулювання вихідного тиску зафіксувати положення регулювального гвинта контргайкою.

Усунення пульсацій вихідного тиску і регулювання швидкодії регулятора відбувається за допомогою дроселів **10**,**19**,**28** (див. рис. 2.1).

При відключеному регуляторі дроселі **10**,**19**,**28** необхідно вкрутити до повного їх закриття.

Провести попереднє налаштування (відкриття) дроселів:

– дросель **19** відкрити (вивернути) на 45^0 від положення повного закриття;

– дросель **10** відкрити (вивернути) на 180^0 від положення повного закриття;

– дросель **28** відкрити (вивернути) на 90^0 від положення повного закриття.

Після чого провести запуск регулятора. Якщо пульсації не усунено і швидкодія незадовільна, виконати точне налаштування дроселів.

При налаштуванні дроселів необхідно керуватися наступними вказівками щодо призначення дроселів.

Дросель **19** призначений для усунення пульсацій вихідного тиску і зменшення величини ступеневої зміни вихідного тиску; ефект досягається при вкручувані (частковому закриті) дроселя.

Дросель **10** призначений для регулювання швидкодії регулятора (при вкручувані дроселя швидкодія сповільнюється, при викручуванні – прискорюється); надмірне відкриття дроселя може привести до втрати максимальної пропускної здатності регулятора.

Дросель **28** є основним, що відповідає за роботу регулятора, і призначений для регулювання тиску на клапані пілота: чим більший кут відкриття дроселя, тим більший тиск на клапані пілота, внаслідок чого швидкодія стає вище, а стійкість регулятора до пульсацій вихідного тиску знижується; чим менше кут відкриття дроселя, тим при значно менших витратах газу виникають пульсації вихідного тиску.

УВАГА! При роботі регулятора повне закриття дроселів **10**,**19**,**28** не допускається.

Налаштування тиску спрацювання механізму контролю **17** при зниженні і підвищенні вихідного тиску відбувається в відповідності з кресленням **1**.

Для цього необхідно: відкрити відсічний клапан **1**, створити вихідний тиск Рвих, необхідний споживачеві і за допомогою важеля **13** відсічного клапана і скоби **21** звести механізм контролю. Регулювання спрацьовування механізму контролю здійснюється великим **15** і малим **16** гвинтами, що деформують пружини **22** і **23** (закручування гвинта підвищує тиск налаштування, відкручування – знижує).

Спочатку відбувається налаштування спрацьовування механізму контролю при зниженні вихідного тиску Рвих, який повинен бути не менше 0,0009 МПа. Після чого відбувається налаштування спрацьовування механізму контролю при підвищенні вихідного тиску Рвих згідно пункту 6 табл.2.1.

Регулювання механізму контролю в залежності від діапазону налаштування вихідного тиску Рвих на РДГ-Н-1 відбувається заміною пружин.

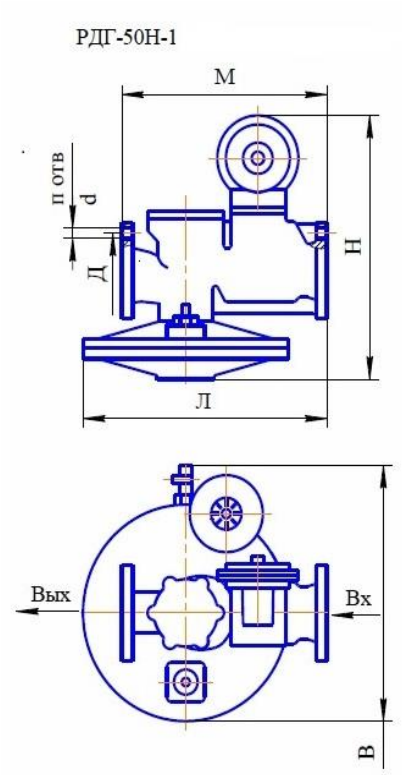
Для цього: викрутити гвинт **26**, повернути кронштейн **27**, візуально запам'ятавши його положення на штоці **14**. Повернути потрібний регулювальний гвинт, зняти пружину і замінити на потрібну.

Накрутити кронштейн **27** на шток **14**, зберігши його розташування на штоці **14**, яке було до зняття.

Регулювання механізму контролю відбувається спочатку малою пружиною **23** по зниженню Рвих при затягнутій великій пружині **22**. Після великою пружиною **22** відрегулювати по підвищенню Рвих, притримуючи ключем гвинт малої пружини **23**, з метою запобігання його від переміщення від осі штоку 14.

Перевірити налаштування спрацьовування механізму контролю по зниженню і підвищенню тиску і при необхідності відрегулювати.

Допускається регулювання механізму контролю проводити переміщенням кронштейнів **24**,**25**,скоби **21**.



Таблиця 2.3

Назва виробу	$Ду_{вх}=Ду_{вих}$, мм	Л, мм	М, мм	Н, мм	В, мм	Д, мм	Nотв. d,мм
РДГ-50-Н-1/45	50	430	365	440	425	125	4отв Ø18

Рис.2.5. Габаритно-монтажна схема РДГ-50-Н-1/45

2.5.5. Заходи безпеки

Монтаж і включення регулятора повинна здійснювати спеціалізоване підприємство газового господарства (далі СПГГ) або газова служба підприємства у відповідності з затвердженим проектом, технічними умовами, «Правилам безпеки систем газопостачання», ДБН «Газопостачання» та паспортами заводів виробників даного обладнання.

При експлуатації регулятора, щоб уникнути нещасних випадків і аварій споживачеві забороняється:

– біля місця встановлення регулятора палити, запалювати сірники, включати і виключати електроосвітлення (якщо воно не виконано у вибухонебезпечному виконанні);

– усувати несправності регулятора, розбирати і ремонтувати регулятор особам, які не мають на це право.

У випадку появи запаху газу біля місця встановлення регулятора, порушення нормальної роботи газових приладів, припинення подачі газу до споживача необхідно викликати представників газової служби газового господарства для усунення несправностей.

До прибуття представників прийняти можливі заходи щоб запобігти аварії. Роботи з усунення несправностей, які виконуються представниками служби газового господарства повинні здійснюватися в наступному порядку.

У випадку виявлення запаху газу виявити місце негерметичності за допомогою мильної емульсії чи візуально і усунути негерметичність.

Якщо значення параметрів регулятора виходить за межі, вказані в технічному паспорті, здійснити технічне обслуговування і налаштування у відповідності з техпаспортом.

2.5.6. Технічне обслуговування і експлуатація

Технічне обслуговування регулятора повинне здійснюватися експлуатуючою організацією, яка має відповідний дозвіл територіального органу Держгірпромнагляду.

При технічному обслуговуванні і експлуатації повинні бути виконанні наступні види робіт:

- огляд технічного стану;
- перевірка параметрів спрацьовування ЗЗК;
- технічне обслуговування;
- поточний та капітальний ремонт.

2.5.7. Фільтр

Фільтри газові в ШРП призначені для очищення газу від пилу, маслянистих речовин, крапельної рідини парафіну та інших твердих часток. Відсутність в очищеному газі твердих частинок чи зменшення їх кількості до мінімуму дозволяє підвищити щільність запірних пристроїв, включаючи арматуру перед агрегатами, пальниками та приладами, ЗЗК, ЗСК і регулюючими органами регуляторів тиску, а також збільшити міжремонтний

інтервал цих пристроїв за рахунок зменшення зношення ущільнюючих поверхонь.

В даному проекті використовується фільтр Ду100мм, Ру1,6МПа

Він застосовується для очищення природного газу в ШРП.

Пропускна здатність та технічні характеристики фільтра наведено в таблицях.

Для визначення ступеню засміченості фільтру і своєчасної заміни фільтруючого елементу встановлюється індикатор перепаду тисків з межею вимірювання до 10 кПа.

Таблиця 2.4

Технічні характеристики фільтра

Назва параметра і його розмірність		Значення параметру
Умовний прохід DN приєднувальних фланців і патрубків фільтру в (мм)		100
Розрахунковий тиск $PN_{розр.}$фільтруючого середовища, МПа		1,6
Максимальний робочий тиск середовища, яке фільтрується $PN_{роб.}$, МПА		1,6
Перевірочний тиск $PN_{перев.}$, МПа		2,4
Максимальна швидкість руху робочого середовища через патрубки фільтра, м/с не більше		25
Номінальна тонкість фільтрації за твердотільними механічними забрудненнями, мкм не менше		50,0
Ефективність очищення від механічних твердотільних забруднень, % не менше		99,0
Ефективність сепарації рідких і аерозольних фракцій, % не менше		97,0-99,0
Перепад тиску на фільтрі, кПа: - початковий перепад на фільтрі при чистих фільтрелементах, не більше - максимальний допустимий перепад тиску-робочий, при якому необхідну здійснювати заміну фільтруючого елементу		1,0 5,0
Максимально допустима температура фільтруючого середовища, ^{0}С не більше		+85 ^{0}
Робочий діапазон температури навколишнього середовища експлуатації, ^{0}С		-30 ^{0}...+60 ^{0}
Тип і матеріал фільтра		Фільтрелемент типу ФТП з термопластичних полімерів
Кількість фільтрелементів, шт.		1
Приєднання до трубопроводу		Фланцеве, фланці по ГОСТ 12820-80
Фланці:	-на патрубках фільтра	1-100-16 Ст.20 ГОСТ 12820-80

	-на підвідному трубопроводі	1-100-16 Ст.20 ГОСТ 12820-80

Таблиця 2.5

Продуктивність (витрата робочого середовища)

фільтр-сепаратора газу при робочих умовах

Умовне позначення фільтра	Умовний прохід патрубків, DN,мм	Робочий тиск, $P_{роб,}$ кгс/см^2	Швидкість руху газу, V,м/с	Витрата робочого середовища, $Q_{max,}$нм^3/год	Швид-кість руху газу, V, м/с	Витрата робочого середовища $Q_{max,}$нм^3/год
ФСГ-100-1,6L-04 ТУ У 29.1-32825921.001-2004	100	0,5	20	780	25	1382
		1,0		1040		2126
		1,5		1299		3189
		2,0		1559		4252
		3,0		2079		5315
		4,0		2599		6878
		5,0		3119		7441
		6,0		3639		8503
		7,0		4158		9566
		8,0		4678		10629
		9,0		5198		11692
		10,0		5718		12755
		11,0		6238		13818
		12,0		6757		

За одиницю вимірювання витрати газу Q_{max} принято 1м^3 газу при температурі 20^{0}С і нормальному атмосферному тиску 760 мм рт.ст.

2.5.8. Запобіжно - скидний клапан

Запобіжно-скидний клапан призначений для видалення в атмосферу надлишкового об'єму газу з газопроводу після регулятора з метою запобігання підвищення тиску вище заданого допустимого значення.

ЗСК встановлюється за регулятором тиску газу. Перед ЗСК передбачається вимикаючий пристрій, який повинен бути у відкритому положенні та опломбований, а кран встановлений для настройки ЗСК опломбований в закритому положенні.

Кількість ЗСК та їх пропускна здатність визначаються у відповідності з ГОСТ 12.2.085.

Кількість газу, що підлягає скиданню ЗСК, слід визначати (при наявності перед регулятором тиску ЗЗК) за формулою:

$$Q \geq 0{,}0005\ Qd, \qquad (2.3)$$

де Q – кількість газу, що підлягає скиданню ЗСК протягом години, м^3/год. (при t=0^{0}С і $Р_{бар}$ =0,10132 МПа); Qd – розрахункова пропускна здатність регулятора тиску, м^3/год. (при t=0^{0}С і $Р_{бар}$ =0,10132 МПа);

Пропускну здатність слід визначати за даними заводів-виготовлювачів або за розрахунками.

В проекті застосовується запобіжно-скидний клапан типу КЗВ-25 з сідлом dc=25мм з діапазоном налагоджувальних тисків від 2 до 20 кПа. Умови експлуатації клапана повинні відповідати кліматичному виконанню "УХЛ", категорії "І" по ГОСТ 15150-69 при температурі навколишнього середовища від -40 ^{0}С до +60 ^{0}С.

Таблиця 2.6

Технічні характеристики ЗСК

N з/п	Назва параметру, розміру	КЗВ-25Н/20
1.	Робоче середовище	Природний газ згідно Технічного регламенту
2.	Максимальний робочий тиск на вході, кПа	20
3.	Границі налагодження тиску спрацювання, кПа	1,0-20,0
4.	Точність спрацювання, %	±10
5.	Габаритні розміри ,мм - довжина - ширина - висота	 150 150 160
6.	Маса, не більше, кг	6,9

2.5.9. Газопроводи

При виборі сталевих труб для ШРП слід керуватися вимогами додатку ДБН В.2.5-20:2018. В проекті прийнято сталеві електрозварні труби по ГОСТ 10704, ГОСТ 10705 виготовленні з вуглецевої сталі звичайної якості по ГОСТ 380-2005. Для імпульсних газопроводів використано мідні труби згідно ГОСТ 617-2006. З’єднання сталевих труб передбачається дуговою електрозваркою в стик. Зварні з’єднання повинні відповідати ГОСТ

16037. Зварні стики повинні контролюватися фізичними методами контролю в обсязі, регламентованому ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання».

Для захисту від корозії газопроводи покриваються двома шарами водостійкої емалі ПФ-115 згідно вимог ГОСТ 6465 по двох шарах ґрунтовки ПФ-021 ТУ 6-10-1940 на розчиннику Р-4. Колір фарби жовтий, згідно вимог ГОСТ 14202.

2.5.10. Вимикаючі пристрої на газопроводах в ШРП

На вході та виході лінії редукування передбачено встановлення вимикаючих пристроїв (кранів) .

В проекті використані повнопрохідні фланцеві кульові крани Ду100мм, Ру1,6МПа на вхідному та Ду150мм Ру1,6МПа на вихідному газопроводі 1 класу герметичності, які відповідають вимогам ДБН «Газопостачання».

На патрубках для продувки газопроводів встановлено крани Ду20мм, Ру1,6 МПа. Перед манометром, напороміром та для можливості визначення перепаду тиску газу до та після фільтра передбачено встановлення триходових кранів Ду15мм, Ру1,6МПа. Типорозмір та позначення кранів вказано на кресленнях та в специфікації.

2.5.11. Контрольно-вимірювальні прилади

В ШРП встановлюються показуючі прилади для виміру вхідного та вихідного тисків газу у відповідності з ГОСТ 2405-88.

Манометр повинен вибиратися з такою шкалою, щоб межа вимірювання робочого тиску знаходилася в другій третині шкали.

2.5.12. Продувні та скидні трубопроводи

Для видалення повітря з трубопроводів та очищення їх внутрішньої порожнини в ШРП передбачено трубопроводи Ду20 з вимикаючим пристроєм (краном Ду20мм).

Вони встановлені:

– після першого по ходу газу вимикаючого пристрою;
– на газопроводі після регулятора.

Трубопровід від скидного клапана виводиться за межі шафи.

Для скидання надлишкової кількості газу з запобіжно-скидного клапану передбачено скидний трубопровід Ду50мм.

2.5.13. Випробування

Контроль, випробовування, перевірку та приймання ШРП по детально та в зібраному вигляді проводить ВТК заводу-виробника у відповідності з діючими нормативами.

Перевірка правильності монтажу ШРП і відповідності її фактичним розмірам, вказаним в кресленнях, здійснюється візуальним оглядом та вимірюванням за допомогою вимірюючих приладів.

Кожна ШРП повинна мати табличку з зазначеними показниками:

– назви установки;
– заводу-виготовлювача;
– порядкового номеру;
– максимального тиску на вході;
– тиску на виході;
– пропускної здатності ШРП;
– дати виготовлення.

Література

1. ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання (з урахуванням зміни №1) / Мінрегіон України. – К.: Мінрегіон України, 2019. – 113 с. – Чинні з 01.07.2019.

2. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. Офіційний сайт Міністерства енергеики та вугільної промисловості. - URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0674-15/paran15#n15 – Чинний з 08.06.2015 (дата звернення: 20.04.2026).

3. Кодекс газорозподільних систем. Редакція від 07.11.2025. – Офіційний сайт Верховної ради України. – URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z1379-15#Text (дата звернення: 20.04.2026).

4. Ткаченко В.А., Скляренко О.М. Газопостачання: підручник. – К.: ІВНВКП «Укргеліотех», 2012. – 588 с.

5. Єнін П.М., Шишко Г.Г., Предун К.М. Газопостачання населених пунктів і об’єктів природним газом: навч. посібник. – К.: Логос, 2002. – 198 с.

6. Скляренко О.М., Предун К.М., Вишегородська О.О. Газопостачання: практичний посібник. – К.: КНУБА, 2016. – 280 с.

РОЗДІЛ 3.

Автоматизація котельні

3.1. Автоматизація

В паливній системі передбачається встановлення 12-ти модулів МН-120, потужністю 108 кВт кожний в комплексі з автоматикою.

Автоматика забезпечує:

- подачу газу на пальники;
- регулювання заданої температури за котлом.

Припинення подачі газу на модуль відбувається при:

- згасанні контрольованого полум'я пальника;
- неприпустимому підвищенні /зниженні тиску газу;
- появі нещільностей в газоходах і запобіжно-вибухових клапанах;
- зниженні тяги в димоході;
- підвищенні температури теплоносія за модулем;
- відключенні електроживлення модуля або зникненні напруги на пристроях дистанційного і автоматичного управління на засобах вимірювання;
- несправностях контрольно-вимірювальних приладів (КВП), засобів автоматизації і сигналізації;
- несправностях пальників.

Каскадне управління роботою котлів з погодозалежним регулятором температури потоку в контурі системи опалення, підтримання постійної температури в контурі системи гарячого водопостачання, функцію захисту котлів по температурі зворотної води, підтримання знижених параметрів теплоносія в час, що програмується, виконує контролер ECL Comfort 300 з карткою С75, що встановлюється в загально котельному щиті автоматики і керування.

Захист насосів по «сухому ходу» здійснюється по сигналу датчика-реле тиску КРІ35. Сигналізація низького/високого тиску теплоносія в системі здійснюється по датчику-реле тиску КРІ35.

Поточні параметри температури води в модулі, води по контурам системи опалення та гарячого водопостачання, зовнішньої температури

повітря, роботи пальників та насосів виводяться на табло контролера. Для візуального контролю за поточними технологічними параметрами і роботою обладнання проектом передбачається показуючі контрольно-вимірювальні прилади в об'ємі вимог ДБН «Котельні», «Правил безпеки систем газопостачання» тощо.

У зв'язку з тим, що робота газовикористовуючих установок передбачається без постійного перебування обслуговуючого персоналу, проектом передбачено комплекс технічних засобів, що передбачає:

- автоматичне оповіщення про пожежу;
- приймання інформації від датчиків, що мають контактні виходи (датчик температури в приміщенні, датчик-реле тиску теплоносія, датчик-реле тиску газу, датчики охоронної сигналізації, датчик загазованості);
- управління відсічним клапаном на загальному газопроводі паливної системи;
- увімкнення зовнішньої світлозвукової сигналізації при загазованості в приміщенні;
- забезпечення електроспоживлення приладів контролю загазованості;
- сигналізація про вимкнення електроживлення.

Окрім того, теплогенеруючі установки і допоміжне обладнання розміщені у відокремлених приміщеннях, обладнаних охоронною сигналізацією з виведенням сигналів про несанкціонований доступ на диспетчерський пункт або у приміщення з постійною присутністю чергового персоналу. В оперативному підпорядкуванні у диспетчера також повинен бути черговий персонал, у чиї обов'язки входить виконання всього комплексу робіт, пов'язаних з аварійною зупинкою і наступним технічним обслуговуванням технологічного обладнання.

Сигнал про порушення загально-котельних параметрів по кабелю від пульта «Сигнал-1» передається на пульт «Сигнал-2», який встановлюється в приміщенні чергового персоналу. На пульті «Сигнал-1» висвічується розшифровані сигнали: температура в приміщенні нижче норми, тиск

теплоносія не в нормі, пожежа, загазованість, відсічка газу, спрацювання охоронної сигналізації, відключення системи електроживлення.

Приймання сигналів порушення загально-котельних параметрів супроводжується світлозвуковим сигналу на пульті «Сигнал-1» і на панелі виносного пульта «Сигнал-2».

Основними споживачами електроенергії систем опалення і гарячого водопостачання є електродвигуни насосів, прилади систем КВПіА, світильники робочого, аварійного та передпускового освітлення. По надійності електропостачання система теплопостачання відноситься до споживачів II категорії. До споживачів I категорії відноситься аварійне освітлення і аварійна сигналізація. Для живлення схеми аварійної сигналізації передбачено вмонтоване в пульт «Сигнал-1» джерело безперебійного живлення. Аварійне освітлення здійснюється світильниками у вибухозахищеному виконанні, живлення яких автоматично перемикається при зниженні напруги на вбудовану акумуляторну батарею.

Згідно п.14.7 ДБН «Котельні» в паливній системі передбачається окрема лінія з світильниками у вибухозахисному виконані типу НСП23-200 з герметичним вимикачем, що розташований зовні, при вході до приміщення. У місці установки вимикача вивішується попереджувальна табличка «Вмикати першим».

3.2. Автоматика безпеки

Прийняті в проекті котли сертифіковані на Україні і мають Дозвіл на початок експлуатації.

Подача палива на пальник припиняється при погашенні полум’я, високій температурі води, відсутності тяги тощо згідно з вимогами «Правил безпеки систем газопостачання».

Повторний пуск котла можливий тільки після ручного зняття блокування.

При зникненні напруги, подача газу на пальник припиняється і відновлюється при її появі після підняття клапана-відсікача на вводі в приміщення.

У відповідності з п. 6.53 ДБН В.2.5-20:2018 проектом передбачається контроль мікроконцентрації чадного газу (0,005 об'ємних відсотків СО) і контроль довибухових концентрацій природного газу (метану як його основного компоненту) 20 % нижньої концентраційної межі спалаху шляхом установки сигналізаторів газу «Лелека».

Сигнал про загазованість виводиться на пульт сигналізації «Сигнал-2Д». Одночасно при цьому спрацьовує клапан-відсікач, встановлений на вводі в будівлю газопроводу низького тиску системи внутрішньо будинкового газопостачання.

Якщо при розпалюванні пальника або в процесі регулювання стався відрив, проскакування або згасання полум'я, подача газу на пальник і запальний пристрій повинна бути негайно припинена. До повторного розпалювання дозволяється приступати після вентиляції топки і газоходів протягом проміжка часу, який вказаний у виробничій інструкції заводу-виготовлювача технологічного обладнання, а також після усунення причин зазначених неполадок тощо.

Для контролю відхилень тиску газу від нормального робочого значення, встановлюються два датчики-реле тиску, сигнал від датчиків також виводяться на пульт в приміщення постійного чергового персоналу.

Налагодження пристроїв вимірювання, автоматизації та регулювання, обчислювальної техніки та зв'язку повинно виконуватись відповідною службою спеціалізованого підприємства газового господарства або спеціалізованою пуско-налагоджувальною організацією. Зазначені підприємства/організації надають звіт про виконані налагоджувальні роботи з параметрами настроювання і регулювання приладів та пристроїв, кресленнями і описом усіх змін (схемних і конструктивних), які були внесенні в проєктно-кошторисну та експлуатаційну документацію.

Загалом на окремі об’єкти газового господарства у відповідності з вимогами «Правил безпеки систем газопостачання» ведеться два журнали:

- агрегатний з вказівками про виконані ремонти, ревізії, налагодження тощо;

- експлуатаційний, який містить інформацію про виявлені несправності і порушення вимог нормативно-правових актів, а також про заходи з їх усунення і терміни їх фактичного виконання.

Журнали – прошнуровані і знаходяться у чергового персоналу.

Біля кожного газовикористовуючого агрегату повинні знаходитись схеми газових пристроїв, інструкції з експлуатації тощо.

Література

ДБН В.2.5-20-2018. Газопостачання (з урахуванням зміни №1) / Мінрегіон України. – К.: Мінрегіон України, 2019. – 113 с. – Чинні з 01.07.2019.

2. НПАОП 0.00-1.76-15. Правила безпеки систем газопостачання. Офіційний сайт Міністерства енергеики та вугільної промисловості. - URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0674-15/paran15#n15 – Чинний з 08.06.2015 (дата звернення: 20.04.2026).

3. Кодекс газорозподільних систем. Редакція від 07.11.2025. – Офіційний сайт Верховної ради України. – URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/ z1379-15#Text (дата звернення: 20.04.2026).

4. Скляренко О.М., Предун К.М., Вишегородська О.О. Газопостачання: практичний посібник. – К.: КНУБА, 2016. – 280 с.

РОЗДІЛ 4.

ТЕХНІЧНЕ ОБСТЕЖЕННЯ, ОЦІНКА ТЕХНІЧНОГО СТАНУ НАЗЕМНИХ І НАДЗЕМНИХ РОЗПОДІЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДІВ

4.1. Загальні дані

Розглянуто питання щодо порядку виконання робіт з технічного обстеження, оцінки технічного стану наземних та надземних розподільчих газопроводів високого, середнього та низького тиску, а також газопроводів-вводів системи газопостачання населених пунктів.

Розроблена організація робіт з проведення технічного обстеження, оцінки технічного стану наземних, надземних розподільних газопроводів, а також газопроводів-вводів, висвітлено питання технологічної послідовності виконання робіт з технічного обстеження газопроводів, питання якості робіт, екологічної та пожежної безпеки виконання таких робіт, надано потребу в матеріально-технічних ресурсах, наведено витрати праці за видами виконуваних робіт.

Враховано вимоги наступних основних нормативно-правових документів та керівних матеріалів:

- НПАОП 0.00-1.20-98 «Правила безпеки систем газопостачання» (далі за текстом ПБСГ);
- НПАОП 0.00-6.18-04 «Порядок проведення огляду, випробування та експертного обстеження (технічного діагностування) машин, механізмів, обладнання підвищеної опасности» (далі – НПАОП 0.00-6.18)
- ДБН В.2.5-20:2018 «Інженерне обладнання будівель та споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання» (далі – ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» чи ДБН В.2.5-20:2018);
- ДБН В.1.2-9:2008 «Основні вимоги до будівель та споруд. Безпека експлуатації» (далі – ДБН В.1.2-9:2008);
- ДБН В.2.5-41:2009 «Газопроводи з поліетиленових труб» (далі – ДБН В.2.5-41:2009);
- ДСТУ Б В.2.5-29:2006 «Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії» (далі – ДСТУ Б В.2.5-29:2006);

- «Правила обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-запобіжних ремонтів газопроводів та споруд на них» (далі – «Правила обстежень»);

- «Порядок технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання» (далі – «Порядок технічного огляду»);

- ДБН А.3.2-2:2009 «Охорона праці та промислова безпека у будівництві»;

- НАПБ А.01.001-2004 «Правила пожежної безпеки в Україні»;

- НПАОП 0.00-1.15-07 «Правила охорони праці під час виконання робіт на висоті» (далі – НПАОП 0.00-1.15-07);

- НПАОП 0.00-1.30.01 «Правил безпечної роботи з інструментом та пристроями» (далі – НПАОП 0.00-1.30.01);

- Закон України «Про охорону праці» від 14.10.1992 року № 2694-XII (зі змінами та доповненнями);

- Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища» від 26.06.1991 року № 1268-XII (зі змінами та доповненнями);

- Закон України «Про забезпечення санітарного та епідеміологічного благополуччя населення» від 24.02.1994 року № 4004-XII (зі змінами та доповненнями);

- Типові норми часу на технічне обслуговування та ремонт систем газопостачання розроблені НАК «Нафтогаз України», 2005 рік.

Роботи з технічного обстеження та оцінки технічного стану наземних і надземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів є складовою частиною комплексу робіт з експлуатації системи газопостачання та спрямовані на забезпечення безперебійного та безаварійного функціонування цієї системи при постачанні природним газом споживачів газу шляхом підтримання.

4.2. Вимоги нормативних документів

Газопроводи, прийняті в експлуатацію, повинні бути під систематичним наглядом, піддаватися перевіркам технічного стану, поточним та капітальним ремонтам.

Усі газопроводи та споруди на них, що знаходяться в експлуатації, а також ті, які з якоїсь причини тимчасово не експлуатуються, повинні, незалежно від відомчої належності та форм власності, строку експлуатації та інших показників, підлягати технічному обстеженню з метою оцінки їх технічного стану, прийняття обґрунтованих рішень щодо забезпечення надійної та безпечної подальшої їх експлуатації.

Технічний стан зовнішніх газопроводів та споруд на них має контролюватись комплексом заходів (обходом, комплексним приладовим обстеженням (КПО), виміром потенціалів тощо.

Під час проведення КПО надземних газопроводів перевіряється виключно герметичність газопроводу.

Відповідно до вимог «Правил обстежень» (п. 2.2.) усі сталеві газопроводи (підземні та надземні) слід оцінювати за показниками:

- герметичність газопроводів;
- стан металу труб та якість зварних стиків;
- стан захисного ізоляційного покриття;
- технічний стан надземних газопроводів;
- стан будівельних конструкцій (опори, кріплення, компенсатори тощо);
- стан фарбування та стан термоізоляції газопроводів зрідженого газу;
- корозійний стан;
- стан електрохімічного захисту.

Технічні обстеження поділяються на планові та позачергові, а за обсягом виконуваних робіт – на повні (суцільні) та вибіркові («Правила обстежень», п. 2.3). При повному обстеженні інженерної діагностики підлягають усі елементи газопроводів та споруд на них. При вибірковому

обстеженні діагностуються окремі елементи, пристрої та споруди на газопроводах.

Планові обстеження, зазвичай, призначаються повними.

Позачергові обстеження залежно від поставлених завдань призначаються або повними (суцільними), або вибірковими.

Перед обстеженням необхідно ознайомитись з діючою технічною документацією на газопровід, який обстежується, та на споруди на ньому у наступному обсязі («Правила обстежень», п. 2.6.):

- робочі креслення для будівництва газопроводу;
- виконавча документація на закінчений будівництвом газопровід, а також акт приймання закінченого будівництвом об'єкта системи газопостачання;
- технічна документація на цей газопровід із записами в паспорті про проведені ремонти за період його експлуатації, акти про корозійний стан, акти комплексного приладового обстеження та шурфового огляду, стани електрохімічного захисту та інші документи, що характеризують технічний стан газопроводу.

Першочергово має проводитись обстеження та оцінка технічного стану газопроводів, у яких закінчився амортизаційний термін експлуатації, аварійних газопроводів, газопроводів, які включені до плану капітального ремонту.

Основними критеріями («Правила обстежень», п.п. 4.1., 4.2. та 4.3), які визначають стан газопроводів із сталевих труб є:

- стан металу труб та якість зварних з'єднань;
- стан та тип ізоляційного покриття;
- стан електрохімічного захисту (наявність на газопроводах анодних та знакоперемінних зон);
- герметичність газопроводу;

Крім зазначених вище критеріїв при оцінці технічного стану газопроводів необхідно також враховувати такі фактори:

- рік будівництва газопроводу;

- тиск у газопроводі;
- наявність та ефективність електрохімзахисту;
- технічний стан опор, кріплень та компенсаторів газопроводів.

Вимоги до технічного обстеження опор, підвісок, фундаментів надземних газопроводів наведено у додатку 13 до цієї операційної картки.

4.3. Організація виконання робіт з технічного обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану наземних і надземних розподільчих газопроводів

З метою забезпечення належного технічного стану та безпечної експлуатації систем газопостачання наказом директора філії ТОВ «Газорозподільних мереж України» на початку кожного календарного року, виходячи з вимог НПАОП 0.00-1.20-98 ПБСГУ (п. 4.2.1.), з числа керівників та спеціалістів, які пройшли навчання та перевірки технічний стан та безпечну експлуатацію систем газопостачання, призначаються особи, у тому числі – відповідальні особи за технічний стан та безпечну експлуатацію розподільчих газопроводів та споруд на них.

Для організації виконання робіт з технічного обстеження розподільних газопроводів і газопроводів-вводів, що знаходяться на балансі підприємства – філії ТОВ «Газорозподільних мереж України» і переданих йому для експлуатації, обслуговування та забезпечення їх збереження, а також робіт з технічного обстеження розподільчих газопроводів та газопроводів-вводів, що перебувають на балансі інших підприємств, укладеним з їх власниками (балансоутримувачами) договорами, директор філії видається наказ про створення спеціальної комісії з найбільш кваліфікованих фахівців, яку очолює технічний керівник підприємства – головний інженер. У наказі зазначаються об'єкти, що підлягають технічному обстеженню, види та терміни обстежень, посадові особи, відповідальні за організацію технічного забезпечення робіт, а також за безпеку персоналу, який виконує роботи з обстеження.

Виконання робіт з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів повинно здійснюватися спеціалізованими бригадами у складі слюсарів з експлуатації та ремонту підземних газопроводів та монтерів із захисту підземних трубопроводів від корозії під керівництвом майстра служби.

4.4. Методи та методики виконання технічного обстеження надземних газопроводів та споруд на них

Газопроводи, опори, фундаменти, підвіски підлягають технічному обстеженню (візуальному контролю) на всій довжині надземного газопроводу.

Візуальний контроль газопроводів здійснюють з метою виявлення неприпустимих видимих дефектів (задирів, вибоїн, подряпин, деформацій, вм'ятин, прогинів, спучувань, корозійних виразок та корозійного зносу, зміни первісної форми) або непрямих ознак дефектів та відмов (шуму та запаху газу).

Вимірюють залишки товщини стінок у всіх дефектних місцях. У разі виявлення пошкоджень стінки труби глибиною 0,8t, де t – товщина стінки труби, дефект вважається наскрізним та ділянка газопроводу підлягає ремонту чи заміні.

Газопроводи, опори, підвіски, фундаменти споруд та інші зовнішні конструкції газопроводів необхідно піддавати зовнішньому огляду та візуальному контролю після впливу на них факторів техногенного та природного характеру.

Опори, підвіски, фундаменти споруд та інші зовнішні конструкції газопроводів необхідно піддавати технічному обстеженню через кожні 5 років в обсязі відповідно до вимог технічного обстеження опор, підвісок, фундаментів надземних газопроводів відповідно до додатка 7 до «Порядку технічного огляду».

Технічне обстеження стану арматури об'єктів систем газопостачання,

що перебуває в експлуатації, здійснюється шляхом проведення технічного огляду (візуальний та вимірювальний контроль) та випробуванням на працездатність.

Вимоги до методів технічного обстеження арматури об'єктів систем газопостачання та порядок випробування арматури на працездатність наведено у додатку 1.

4.5. Оцінка технічного стану наземних і надземних сталевих розподільчих газопроводів

Критеріями оцінки технічного стану для сталевих надземних чи наземних без обвалувань розподільчих газопроводів («Порядок технічного огляду», п. 7.2.2.), є такі:

- герметичність;
- якість зварних з'єднань;
- стан захисного покриття (фарбування);
- стан металу труби (наявність корозійних чи механічних ушкоджень);
- стан опор, кріплень, ізолюючих прокладок, компенсаторів, фланців тощо;

Перевірка герметичності газопроводів («Правила обстежень», п. 6.1.1.) повинна виконуватись відповідно до «Правил безпеки систем газопостачання» (НПАОП 0.00-1.20-98).

Перевірку герметичності газопроводів («Правила обстежень», п. 6.1.2) слід здійснювати за допомогою високочутливих газоіндикаторів з чутливістю не менше 0,001 % («Універсал», «Варіотек», ГІВ-05, лазерні прилади тощо). За можливості відключення газопроводу від мережі допускається проведення перевірки герметичності обпресуванням повітрям згідно з вимогами ДБН В.2.5-20:2018.

Оцінка герметичності газопроводів проводиться відповідно до табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Оцінка герметичності газопроводів

Випадки витоків газу, пов'язані з корозійними ушкодженнями або ушкодженнями зварних стиків, які виникли з початку експлуатації на кожному кілометрі обстежуваного газопроводу (з урахуванням виявлених під час обстеження)	Оцінка в балах
Більше 2	1
Від 1 до 2 включно	2
1	3
0	4

Оцінка стану герметичності газопроводу, що обстежується, визначається як середнє арифметичне значень оцінок, одержаних для кожної кілометрової ділянки, методом інтерполяції – у разі, коли ділянки газопроводу не кратні 1 км.

У випадках, коли довжина ділянки менша за 1 км, оцінка (у балах) визначається шляхом приведення кількості витоків до довжини, що дорівнює 1 км.

Наприклад: довжина газопроводу, що перевіряється, становить 700 м, на ньому виявлено один витік, значить кількість витоків, наведених до довжини 1000 м, складе 1×1000:700=1,4, тобто цій величині в табл. 4.1 відповідає оцінка 2 бали.

Оцінку стану захисного покриття (алюмінієвого, цинкового, лакофарбового, склоемалевого тощо) необхідно проводити згідно з табл.4.2.

Таблиця 4.2

Оцінка стану захисного покриття надземного газопроводу

Стан захисного покриття надземного газопроводу	Оцінка в балах
Більше 50 % оглянутої поверхні газопроводу не має захисного покриття або воно в дуже критичному стані (відставання, пухирі, лущення, сильні подряпини тощо)	1
До 50 % оглянутої поверхні газопроводу має критичний стан захисного покриття	2
Незначні ушкодження або дефекти захисного покриття газопроводу	3
Ушкодження захисного покриття газопроводу відсутні	4

Оцінку стану ізоляційного покриття надземного газопроводу у місцях виходу газопроводу із ґрунту необхідно виконувати згідно з табл.4.3.

Таблиця 4.3

Оцінка стану захисного покриття надземного газопроводу у місцях його виходу з ґрунту

Міра ушкоджень	Оцінка в балах
Немає	4
Незначні (крихкість, розшарування, недостатня адгезія)	3
Сильні (місцями відсутня ізоляція, наскрізна продавленість та інші механічні ушкодження)	2
Дуже сильні (взагалі відсутня ізоляція)	1

При загальній оцінці стану ізоляційного покриття надземного газопроводу в місцях виходу із ґрунту необхідно враховувати стан герметизації футляра (у разі його наявності). Якщо герметизація футляра відсутня, додатково знімається 1 бал.

Оцінку стану металу труби наземного газопроводу («Порядок технічного огляду», п. 4. додатка 11) та надземного газопроводу («Порядок технічного огляду», п. 5. додатка 12) виконують згідно з пунктом 6.3. глави 6 та таблицями 4, 5 глави 6 «Правил обстежень».

Таблиця 4.4

Ступінь корозії металу труби

Міра корозії	Характеристика пошкоджень стінки труби
Незначна	Метал на поверхні має іржаві плями і поодинокі каверни глибиною до 0,6 мм.
Сильна	Поверхнева корозія труби з поодинокими гніздовими кавернами глибиною до 30 % стінки труби.
Дуже сильна	Корозія стінки труби з поодинокими і гніздовими кавернами більше за 30 % товщини стінки труби і до наскрізних корозійних ушкоджень.

Примітка. Гніздовими кавернами вважатимуть дві або більше каверн, відстань між якими становить не більше 10 діаметрів найменшої з каверн.

Загальна оцінка стану зовнішньої металевої поверхні газопроводу («Правила обстежень», п. 6.3.6) визначається у балах згідно табл.4.5.

Таблиця 4.5

Оцінка стану металу труби газопроводу

Стан металу труби	Оцінка в балах
Більше за 50 % оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	1
До50 % оглянутих місць мають сильну і дуже сильну корозію труби	2
Незначна корозія	3
Корозія відсутня	4

Газопроводи, які отримали оцінку стану металу труби в один бал, незалежно від загальної суми балів, отриманих за іншими критеріями, підлягають заміні.

Оцінка якості зварних стиків («Правила обстежень», п. 6.4):

Якість зварних стиків газопроводів визначається («Правилами обстежень», п. 6.4.1.) відповідно до вимог ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання».

Контроль якості зварних стиків на газопроводах, що діють, проводиться у випадках, якщо:

- у процесі експлуатації на даному газопроводі спостерігалися випадки розкриття чи розриву зварних стиків;

- при останній перевірці газопроводу на герметичність встановлено, що місцем витоку газу є неякісний зварний стик.

Якщо в процесі експлуатації на даному газопроводі розривів зварних стиків не відзначалося і не було зафіксовано витоків газу через них, то зварні стики визначаються придатними та перевірка їх не проводиться.

Перевірка якості зварних стиків сталевих газопроводів («Правила обстежень», п. 6.4.2.) повинна проводитись у чітко визначеній послідовності:

- з обох боків від кожного дефектного зварного стику перевіряється на одному суміжному зварному стику гамма- або рентгенографією відповідно до вимог ДБН В.2.5-20:2018;

- якщо при просвічуванні цих зварних стиків було виявлено хоча б один неякісний стик, необхідно додатково провести перевірку гамма- або

рентгенографією не менше 5 % всіх зварних стиків газопроводу, що перевіряється; крім того, усі зварні стики цього газопроводу слід додатково перевірити на герметичність високочутливими газоіндикаторами ГІВ-0,5, «Варіотек» та іншими, чутливістю не менше 0,001 %.

При виявленні витоків газу ці стики повинні бути перевірені гамма- або рентгенографією. Якщо загазованості не виявлено, стики визначаються придатними.

Оцінка якості зварних стиків сталевих газопроводів визначається у балах відповідно до табл.4.6.

Таблиця 4.6

Оцінка якості зварних стиків сталевих газопроводів

Якість зварних стиків	Оцінка в балах
50 % і більше стиків, перевірених гамма або рентгенографією, визнані непридатними	1
Те ж саме, менше 50 % стиків	2
Стики придатні	3

Якщо встановлено, що 50 % і більше перевірених зварних стиків є дефектними («Правила обстежень», п. 6.4.3.), то якість зварних стиків оцінюється в один бал (подальша перевірка за іншими показниками, які характеризують технічний стан газопроводу, проводити не обов'язково, оскільки газопровід слід перекладати).

Визначення загальної оцінки технічного стану газопроводів.

Загальна оцінка технічного стану газопроводу St визначається за бальною системою шляхом підсумовування оцінок за кожним показником основних критеріїв:

$$S_т=A1+A2+A3+A4+A5+A6 \qquad (4.1)$$

де (для сталевих надземних розподільчих газопроводів):

а) надземної частини:

A1 – кількість балів, що характеризують герметичність газопроводу, визначену відповідно до табл.4.1;

А2 – кількість балів, що характеризують стан захисного покриття газопроводу, визначений відповідно до табл. 4.2;

А3 – кількість балів, що характеризують стан металу труби (наявність корозійних або механічних пошкоджень), визначена відповідно до табл. 4.4 і 4.5;

А4 – кількість балів, що характеризують якість зварних стиків газопроводу, визначену відповідно до табл. 4.6.

При цьому слід врахувати вимоги пункту 7 додатка 12 до «Порядку технічного огляду» щодо стану опор, кріплень, ізолюючих прокладок, компенсаторів, фланців тощо;

б) у місцях виходу газопроводу із ґрунту:

А1 – кількість балів, що характеризують герметичність газопроводу, визначену відповідно до табл. 4.1;

А2 – кількість балів, що характеризують стан ізоляційного захисного покриття газопроводу, визначений відповідно до табл.4.2;

А3 – кількість балів, що характеризують стан металу труби (наявність корозійних або механічних пошкоджень), визначена відповідно до табл.4.4 та 4.5;

А4 – кількість балів, що характеризують якість зварних стиків газопроводу, визначену відповідно до табл.4.6.

При цьому врахувати вимоги пункту 7 додатка 12 до «Порядку технічного огляду» (див. пункт 5.12.3 цієї картки) щодо стану опор, кріплень, ізолюючих прокладок, компенсаторів, фланців тощо;

Газопроводи, які отримали загальну оцінку 10 балів та менше («Правила обстежень», п. 6.7.2.), підлягають заміні.

Газопроводи, які отримали загальну оцінку понад 10 балів («Правила обстежень», п. 6.7.3.), підлягають ремонту в черговості, яка залежить від кількості балів, у міру їхнього зростання.

Визначення технічного стану надземних сталевих газопроводів за результатами технічного обстеження наведено у табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Технічний стан надземних сталевих газопроводів

Стан газопроводу	Критерії окремих оцінок або сумарна оцінка стану	Висновки комісії
- аварійний	Стан: - герметичність А1=1; - стан металу А2= 1; - стан стиків А4=1	В залежності від величини пошкодженої ділянки, характеру пошкоджень тощо комісія приймає рішення про заміну всього газопроводу чи лише пошкодженої ділянки.
- незадовільний	Сумарна оцінка Sт≤8	В залежності від величини пошкодженої ділянки, характеру пошкоджень тощо комісія приймає рішення про заміну всього газопроводу чи лише пошкодженої ділянки.
- капітальний ремонт	Сумарна оцінка Sт=9-12	Склад робіт з капітального ремонту визначається комісією: пофарбування, заміна ізолюючих прокладок, ремонт кріплень тощо, ремонт ізоляційного покриття у місцях виходу із грунту.
- задовільний	Сумарна оцінка Sт≥13. Одиничні оцінки з герметичності А1, станів металу А2 і стиків А4 повинні бути не менше 3	

4.6. Оформлення результатів технічного обстеження наземних і надземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів

Технічний стан газопроводів («Порядок технічного огляду», п. 9.3.), оцінений на підставі отриманих результатів технічного обстеження газопроводів та з урахуванням вимог глави 6 «Правил обстежень» (див. Розд.4.5), необхідно характеризувати як:

- задовільний стан;
- підлягає капітальному ремонту в черговості;
- незадовільний стан;
- аварійний стан.

Комісією за результатами обстеження та за даними про технічний стан газопроводів («Правила обстежень», п. 7.1.), що знаходяться в експлуатації, повинні бути складені схеми газопроводів з нанесенням на них усіх

виявлених дефектів із прив'язками, а також складені акти перевірки технічного стану газопроводів:

В актах необхідно зафіксувати виявлені дефекти та видати висновок про можливість подальшої експлуатації газопроводів, необхідність проведення капітального ремонту, заміни газопроводів чи окремих їх ділянок та строків їх виконання. У висновках акта перевірки технічного стану газопроводу мають бути вказані необхідні заходи щодо забезпечення безпечної експлуатації газопроводу, які слід виконати на період до ремонту або його заміни.

Акт технічного обстеження газопроводу має затверджуватись керівником підприємства («Правила обстежень», п. 11.25.). Висновки, отримані в результаті обстеження, заносяться до паспорту газопроводу.

При визначенні можливості подальшої експлуатації газопроводів («Правила обстежень», п. 7.2) слід врахувати, що газопроводи подальшої експлуатації не підлягають і вимагають заміни в таких випадках:

- понад 50 % оглянутих місць газопроводу мають значну та дуже значну корозію;
- 50 % та більше перевірених зварних з'єднань (стиків) газопроводу визнані дефектними;
- на кілометрових ділянках або на ділянках газопроводів, побудованих за одним проектом, з початку експлуатації відмічено 3 і більше витоків газу через корозію та спостерігається тенденція до їх збільшення;
- загальна кількість балів (Sт), визначена згідно з п. 6.7.1. «Правил обстежень» (див. Розд 4.5), становить менше 10.

На газопроводах, які дозволені комісією для подальшої експлуатації («Правила обстежень», п. 7.3.), слід регулярно проводити обстеження їх технічного стану згідно з вимогами розділів 2 та 3 «Правил обстежень».

Додаток 1

ВИМОГИ
до методів технічного обстеження арматури об'єктів систем газопостачання та порядок випробування арматури на працездатність

1. Візуальний контроль:

Візуальний контроль слід здійснювати відповідно до вимог інструкцій, що діють у підприємстві-філії.

Під час проведення візуального контролю необхідно звернути увагу на:

- місця, що мають ушкодження чи дефекти;
- сліди пропусків робочого середовища на основному металі, зварних швах та з'єднання ущільнювачів;
- наявність тріщин, відшарувань, видимих порушень геометричної форми, слідів корозії;
- наявність корозійного розтріскування в місцях концентрації напруг і в близькошовних зонах.

Особливу увагу під час візуального контролю слід приділяти місцям можливого попадання на поверхню арматури вологи та можливого утворення у цих місцях корозійних пошкоджень.

У разі потреби для підвищення достовірності під час проведення візуального контролю арматури проводять зачистку окремих ділянок її поверхні інструментом, що забезпечує збереження дефекту (руйнування), для подальшого його дослідження.

2. Порядок випробування арматури на працездатність:

Випробування на працездатність підлягають всі обстежувані вироби. Випробування на працездатність складаються з:

- випробування виробу на витоки газу;
- перевірки працездатності приводу (штурвала, редуктора та штока);
- перевірки цілісності штока (геометрична форма, цілісність різьблення);
- перевірки відсутності механічних пошкоджень (тріщин, сколів тощо) та геометричної форми грандбукси;

- перевірки справності деталей кріплення грандбукси та правильності встановлення болтів;

- перевірки деталей кріплення та матеріалу ущільнень фланцевих з'єднань та кріплення кришки.

Випробування проводять, як правило, без демонтажу арматури безпосередньо на місці її встановлення.

Випробування проводять у порядку та згідно з параметрами, позначеними в технічних умовах та технічному описі арматури, що випробовується.

РОЗДІЛ 5.

Еколого-економічні наслідки утилізації біогазу птахоферми

5.1. Фізико-хімічні властивості палив

В якості традиційного палива для енергопостачання птахоферми використовується природний газ українського походження – Шебелинське родовище. Характеристика палива наведена у табл. 5.1.

Таблиця 5.1

Склад природного газу Шебелинського родовища [1]

Інгредієнт	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	CO_2	N_2
Вміст, %	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	1,3

В якості альтернативного палива запропоновано біогаз, утворений в результаті повного розкладу пташиного посліду – відходів птахоферми – з наступним перетворенням в біометан з таким вмістом інгредієнтів: метан CH_4 – не менше 98 %, вуглекислий газ CO_2 – 2 %. Такий газ придатний для використання як паливо для отримання теплової енергії, транспортування газорозподільними і газотранспортною системами, зберігання в підземних сховищах газу для регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання. Також можливе зберігання і транспортування у скрапленому вигляді (об’єм при цьому зменшується у 600 раз).

Основними характеристиками органічних палив є їх густина, кг/м^3 і теплота згоряння, МДж/м^3 або МДж/кг.

Фізико-хімічні властивості окремих інгредієнтів вказані у довідниковій літературі [1].

Таблиця 5.2

Фізико-хімічні властивості інгредієнтів

Інгредієнт	Молек. маса M	Густина ρ, кг/м^3	Теплота згоряння, МДж/м^3		Межа займистості, % об’ємні		Темп.-ра займистості T, ^{0}C
			Q_P^H	Q_P^B	L_H	L_B	
1. Метан CH_4	16.042	0.717	35.845	39.792	5.0	15.0	650
2. Етан C_2H_6	30.068	1.356	63.797	69.713	3.2	12.5	510
3. Пропан C_3H_8	44.094	2.004	91.321	99.219	2.4	9.5	500
4. Бутан C_4H_{10}	58.120	2.703	113.595	121.485	1.8	8.4	475
5. Пентан C_5H_{12}	72.151	3.457	146.202	158.773	1.4	7.8	475
6. Вуглекислий газ CO_2	44.010	1.977	-	-	-	-	-

7. Азот N_2	28.016	1.25	-	-	-	-	-

Примітка. У таблиці значення фізичних величин вказано при нормальних умовах – температурі 0 ^{0}C і барометричному тиску 101,325 кПа (760 мм рт.ст.).

Для газоподібних палив як суміші горючих і негорючих компонентів з відомим якісним і кількісним складом характеристики обраховують, використовуючи закон Лапласа. Наприклад, для біометану нижча теплота згоряння становить:

$$Q_{\text{Р}}^{\text{Н}} = \frac{1}{100} 98 \cdot 35{,}845 = 35{,}128 \text{ МДж/м}^3.$$

Аналогічним чином обрахована теплота згоряння природного газу:

$$Q_{\text{Р}}^{\text{Н}} = \frac{1}{100} (93{,}3 \cdot 35{,}845 + 4 \cdot 63{,}797 + 0{,}6 \cdot 91{,}321 + 0{,}4 \cdot 113{,}595 +$$

$$+ 0{,}3 \cdot 146{,}202) = 37{,}436 \text{ МДж/м}^3.$$

5.2. Викиди продуктів згоряння в атмосферу

Під час спалювання газоподібних палив в енергетичних установках у атмосферне повітря разом з димовими газами надходять:

1) забруднювальні речовини:

- оксиди азоту NO_x у перерахунку на діоксид азоту NO_2;
- оксид вуглецю CO;

2) парникові гази:

- діоксид вуглецю CO_2;
- метан CH_4;
- оксид діазоту N_2O.

Валові викиди забруднювальних речовин та парникових газів визначені розрахунковим методом за даними про витрати та склад використаного палива і характеристик енергетичних та пилогазоочисних установок [2, 3]. Розрахункові методи визначення викиду будь-якого інгредієнту в атмосферне повітря разом з димовими газами базуються на використанні показників емісії. Показник емісії – це масова кількість забруднювальної речовини/ парникового газу, яка викидається енергетичною установкою в атмосферне

повітря, віднесена до одиниці енергії, що виділяється під час згоряння палива.

Для виконання подальших досліджень кількість отриманої енергії прийнята рівною 1000 кВт.

5.2.1. Перерахунок характеристик газоподібного палива

У методиці та додатку А [2] для визначення величин викидів та питомого об'єму використовують масові характеристики палива – масовий елементний склад, масова теплота згоряння, маса використаного палива. Тому для газоподібного палива об'ємні характеристики необхідно перерахувати в масові.

Питому масу кожного інгредієнта у складі природного газу в сухому стані газоподібного палива визначають таким чином:

$m_{CH4} = 0{,}716 \cdot 0{,}01(CH_4)_v = 0{,}716 \cdot 0{,}01 \cdot 93{,}3 = 0{,}66803;$

$m_{C2H6} = 1{,}342 \cdot 0{,}01(C_2H_6)_v = 1{,}342 \cdot 0{,}01 \cdot 4{,}0 = 0{,}05368;$

$m_{C3H8} = 1{,}967 \cdot 0{,}01(C_3H_8)_v = 1{,}967 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}6 = 0{,}01180;$

$m_{C4H10} = 2{,}593 \cdot 0{,}01(C_4H_{10})_v = 2{,}593 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}4 = 0{,}01037;$

$m_{C5H12} = 3{,}219 \cdot 0{,}01(C_5H_{12})_v = 3{,}219 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}3 = 0{,}00966;$

$m_{N2} = 1{,}250 \cdot 0{,}01(N_2)_v = 1{,}250 \cdot 0{,}01 \cdot 1{,}3 = 0{,}01625;$

$m_{CO2} = 1{,}964 \cdot 0{,}01(CO_2)_v = 1{,}964 \cdot 0{,}01 \cdot 0{,}1 = 0{,}00196;$

де m_i – питома маса *i*-го індивідуального газу в 1 м^3 сухого газоподібного палива, кг/м^3; $(i)_v$ – об'ємний вміст *i*-го індивідуального газу, % (див. табл. 5.1).

Густину сухого газоподібного палива $\rho_н$, кг/м^3 визначають як суму питомих мас індивідуальних газів, що входять до складу палива (див. вище наведені результати):

$$\rho_н = \Sigma m_i = 0{,}66803 + 0{,}05368 + 0{,}0118 + 0{,}01037 + 0{,}00966 + \\ + 0{,}01625 + 0{,}00196 = 0{,}77175 \text{ кг/м}^3.$$

Масовий елементний склад сухого палива знаходять за формулами [2], %:

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_н}\left(\Sigma\frac{12p}{12\text{p}+q}m_{CpHq} + 0{,}429 \cdot m_{CO} + 0{,}273 \cdot m_{CO2}\right) =$$

$$\frac{100}{0{,}77157}\left(\frac{12\cdot1}{12\cdot1+4}0{,}66803 + \frac{12\cdot2}{12\cdot2+6}0{,}05368 + \frac{12\cdot3}{12\cdot3+8}0{,}0118 + \frac{12\cdot4}{12\cdot4+10}0{,}01037 +\right.$$

$$\left. + \frac{12\cdot5}{12\cdot5+12}0{,}00966 + 0{,}273 \cdot 0{,}00196\right) = 73{,}96.$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_н}\left(\Sigma\frac{q}{12\text{p}+q}m_{CpHq} + 0{,}059m_{H2S}\right) = \frac{100}{0{,}77157}\left(\frac{4}{12\cdot1+4}0{,}66803 +\right.$$

$$\left. + \frac{6}{12\cdot2+6}0{,}05368 + \frac{8}{12\cdot3+8}0{,}0118 + \frac{10}{12\cdot4+10}0{,}01037 + + \frac{12}{12\cdot5+12}0{,}00966\right) =$$

$$= 23{,}75.$$

$$N^{daf} = \frac{100}{\rho_н}m_{N2} = \frac{100}{0{,}77157}0{,}01625 = 2{,}11.$$

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_н}(0{,}571m_{CO} + 0{,}727m_{CO2}) = \frac{100}{0{,}77157}0{,}727 \cdot 0{,}00196 = 0{,}19.$$

де C^{daf} – масовий вміст вуглецю в паливі на горючу масу, %; H^{daf} – масовий вміст водню в паливі на горючу масу, %; N^{daf} – масовий вміст азот в паливі на горючу масу,%; O^{daf} – масовий вміст кисню в паливі на горючу масу, %; $\rho_н$ – густина сухого газоподібного палива, кг/нм^3 (див. раніше виконані розрахунки).

Отже, отримано значення, % масового елементного складу природного газу:

Вуглець – $C^r = C^{daf} = 73{,}96$;

Водень – $H^r = H^{daf} = 23{,}75$;

Кисень – $O^r = O^{daf} = 2{,}11$;

Азот – $N^r = N^{daf} = 0{,}18$.

Масову нижчу теплота згоряння природного Q_i^r, МДж/кг обраховують за формулою:

$$Q_i^r = \frac{Q_p^н}{\rho_н} = \frac{37{,}436}{0{,}77175} = 48{,}508 \text{ МДж/кг}.$$

Масову витрату природного газу B_2 визначають за формулою, кг:

$$B_2 = \frac{3{,}6\cdot Q}{\eta\cdot Q_{\text{P}}^{\text{H}}} = \frac{3{,}6\cdot1000}{0{,}9\cdot48{,}508} = 82{,}461 \text{ кг}.$$

Аналогічним чином виконано перерахунок характеристик біометану, що утворюється при утилізації відходів підприємств агропромислового комплексу.

Питома маса кожного інгредієнта у складі біометану:

$m_{CH4} = 0{,}716 \cdot 0{,}01(CH_4)_v = 0{,}716 \cdot 0{,}01 \cdot 98 = 0{,}70168;$

$m_{CO2} = 1{,}964 \cdot 0{,}01(CO_2)_v = 1{,}964 \cdot 0{,}01 \cdot 2 = 0{,}03928.$

Густина сухого біометану $\rho_н$, кг/м^3 :

$\rho = 0{,}70168 + 0{,}03928 = 0{,}74096$ кг/м^3.

Масовий елементний склад сухого біометану:

$$C^{daf} = \frac{100}{\rho_н}\left(\Sigma\frac{12p}{12p+q}m_{CpHq} + 0{,}429 \cdot m_{CO} + 0{,}273 \cdot m_{CO2}\right) =$$

$$\frac{100}{0{,}74096}\left(\frac{12 \cdot 1}{12 \cdot 1+4}0{,}70168 + 0{,}273 \cdot 0{,}03928\right) = 72{,}48.$$

$$H^{daf} = \frac{100}{\rho_н}\left(\Sigma\frac{q}{12p+q}m_{CpHq} + 0{,}059m_{H2S}\right) = \frac{100}{0{,}74096}\left(\frac{4}{12 \cdot 1+4}0{,}70168\right) =$$

23,67.

$$O^{daf} = \frac{100}{\rho_н}(0{,}571m_{CO} + 0{,}727m_{CO2}) = \frac{100}{0{,}74096}0{,}727 \cdot 0{,}03928 = 3{,}85.$$

Таким чином отримано значення масового елементного складу біометану:

Вуглець – $C^r = C^{daf} = 72{,}48$;

Водень – $H^r = H^{daf} = 23{,}67$;

Кисень – $O^r = O^{daf} = 3{,}85$.

Масова нижча теплота згоряння біогазу Q_i^r, МДж/кг:

$$Q_i^r = \frac{Q_p^н}{\rho_н} = \frac{35{,}1281}{0{,}74096} = 47{,}409 \text{ МДж/кг.}$$

Масову витрату природного газу B_2 визначають за формулою, кг:

$$B_2 = \frac{3{,}6 \cdot Q}{\eta \cdot Q_р^н} = \frac{3{,}6 \cdot 1000}{0{,}9 \cdot 47{,}409} = 84{,}372 \text{ кг.}$$

5.3. Показники емісії забруднювальних речовин і парникових газів

5.3.1. Оксиди азоту NO_X

Під час спалювання органічного палива утворюються оксиди азоту NO_X (оксид азоту NO та діоксид азоту NO_2), викиди яких визначаються в перерахунку на NO_2. Показник емісії оксидів азоту k_{NOx}, г/ГДж з урахуванням заходів зі скорочення викиду розраховується як

$$k_{NO_x} = (k_{NO_x})_o \cdot (\frac{Q_ф}{Q_н})^z \cdot (1 - \eta_I)\,(1 - \eta_{II}\beta) \qquad (5.1)$$

де $(k_{NOx})_0$ – показник емісії оксидів азоту в залежності від технологій спалювання без урахування заходів зі скорочення викиду, приймають згідно [2, додаток Д, табл.Д.5]; $Q_ф$ – фактична теплова потужність енергетичної установки, МВт; $Q_н$ – номінальна теплова потужність енергетичної установки, МВт; z – емпіричний коефіцієнт згідно [2, додаток Д, табл.Д.6]; η_I – ефективність первинних (режимно-технологічних) заходів скорочення викиду оксидів азоту згідно [2, додаток Д, табл.Д.7]; η_{II} – ефективність вторинних заходів (наявність азотоочисної установки), приймають згідно [2, додаток Д, табл.Д.8]; β – коефіцієнт роботи азотоочисної установки згідно [2, додаток Д, табл.Д.8].

5.3.2. Оксид вуглецю CO

Утворення оксиду вуглецю *CO* є результатом неповного згоряння вуглецю органічного палива. Зі зменшенням потужності енергетичної установки концентрація *CO* в димових газах зростає. Основним методом визначення викидів оксиду вуглецю є вимірювання його концентрації.

Значення узагальненого показника емісії оксиду вуглецю залежно від виду палива, потужності енергетичної установки та технології спалювання визначаються з табл. Е.1 (додаток Е [2]). Для умов задачі, яка розглядається, k_{CO} = 17 г/ГДж.

5.3.3. Діоксид вуглецю CO_2

Діоксид вуглецю (вуглекислий газ CO_2) відноситься до парникових газів і є основним газоподібним продуктом окислення вуглецю органічного палива. Обсяг викиду CO_2 безпосередньо пов’язаний із вмістом вуглецю в паливі та ступенем окислення вуглецю палива в енергетичній установці.

Показник емісії діоксиду вуглецю k_{CO2}, г/ГДж під час спалювання органічного палива визначається за формулою

$$k_{CO2} = \frac{44}{12}\frac{C^r}{100}\frac{10^6}{Q_i^r}\varepsilon_C = 3{,}67 \cdot k_C \cdot \varepsilon_C, \quad (5.2)$$

де C^r– масовий вміст вуглецю в паливі на робочу масу, % (див. раніше виконані розрахунки); Q_i^r– нижча робоча теплота згоряння палива, МДж/кг (див. раніше виконані розрахунки); ε_C – ступінь окислення вуглецю палива (додаток А [2]), можна приймати 0,995; k_C – показник емісії вуглецю палива, г/ГДж.

5.3.4. Оксид діазоту N_2O

Оксид діазоту (або оксид азоту (I)) N_2O відноситься до парникових газів. Значення узагальненого показника емісії N_2O залежно від виду палива, потужності енергетичної установки та технології спалювання наведено в табл. Е.3 (додаток Е [2]). Для газоподібних палив k_{N2O} = 0,1 г/ГДж.

5.3.5. Метан CH_4

Метан CH_4 також відноситься до парникових газів. Утворення метану під час спалювання органічного палива в енергетичних установках дуже незначне. Воно пов’язане з неповним згорянням органічного палива і зменшується з підвищенням температури згоряння та масштабу енергетичної установки. Значення узагальненого показника емісії метану залежно від виду палива наведено в табл. Е.4 (додаток Е [2]). Для газоподібних палив k_{CH4} = = 1 г/ГДж.

5.4. Викиди забруднювальних речовин і парникових газів

Валовий викид j-ї забруднювальної речовини/парникового газу E_j, т, що надходить у атмосферу разом із димовими газами за проміжок часу P, визначається як сума валових викидів цієї речовини під час спалювання різних видів палива, у т.ч. і під час їх одночасного спільного спалювання:

$$E_j = \sum_i E_{ji} = 10^{-6} \cdot \sum k_{ji} \cdot B_i \cdot (Q_i^r)_i, \quad (5.3)$$

де E_{ji} – валовий викид *j*-ї речовини/газу під час спалювання *i*-го палива за проміжок часу P, т; k_{ji} – показник емісії *j*-ї забруднювальної речовини/ парникового газу для *i*-го палива, г/ГДж; B_i – витрата *i*-го палива за проміжок часу P, т; $(Q_i^r)_i$ – нижча робоча теплота згоряння *i*-го палива, МДж/кг.

Результати виконаних розрахунків наведені у табл. 5.3.

Таблиця 5.3

Забруднення атмосферного повітря продуктами згоряння

Показник	Одиниця виміру	Паливо		Примітка
		природний газ	біометан	
1. Кількість теплоти Q	кВт	1000	1000	
2. Витрата палива B	кг	82,461	84,372	
3. Теплота згоряння Q_P^H	МДж/кг	48,508	47,409	
4. Викиди:				
4.1. Оксиди азоту:				
- показник емісії k_{NO2}	г/ГДж	38,387	38,387	
- валовий викид E_{NO2}	кг	153,549	153,548	
4.2. Діоксид вуглецю:				
- показник емісії k_{CO2}	г/ГДж	55626	55769	
- валовий викид E_{CO2}	кг	222505	223076	
4.3. Оксид вуглецю:				
- показник емісії k_{CO}	г/ГДж	17	17	
- валовий викид E_{CO}	кг	68,0	68,0	
4.4. Діазоту оксид:				
- показник емісії k_{N2O}	г/ГДж	0,1	0,1	
- валовий викид E_{N2O}	кг	0,4	0,4	
4.5. Метан:				
- показник емісії k_{CH4}	г/ГДж	1,0	1,0	
- валовий викид E_{CH4}	кг	4,0	4,0	
4.6. Разом:	кг	222730,95	223301,95	
- забруднювальні речовини	кг	221,549	221,548	
- парникові гази	кг	222509,4	223080,4	

Примітка. Заміна природного газу біометаном, утвореним за рахунок утилізації відходів птахоферми, незначно погіршить довкілля – атмосферне повітря – за рахунок збільшення викидів вуглекислого газу (приблизно на 0,2 %).

5.5. Економічні наслідки утилізації відходів птахівництва

Податкові зобов'язання за забруднення довкілля розраховують на підставі ставок податку, які вказані у ст. 243 Податкового кодексу України

[4]. Для інгредієнтів, які входять до складу продуктів згоряння органічних палив, ставки податку вказані у табл. Г.1 додатка Г [3].

Податкові зобов'язання за викиди в атмосферне повітря *i*-ого інгредієнта C_i, грн./рік визначають так

$$C_i = c_i \cdot E_i, \text{ грн.} \qquad (5.4)$$

де c_i – ставка податку за викид в атмосферне повітря *i*-ої забруднювальної речовин/парникового газу, грн./т; E_i – валовий викид *i*-ого інгредієнта, т (результати розрахунків вказані у табл. 5.3).

Таблиця 5.4

Ставки податку на викиди забруднювальних речовин і парникових газів в атмосферне повітря [3,4]

Речовина	NO_x	CO	CO_2	N_2O	CH_4
Ставка податку, грн./т	2574,43	96,99	30,00	4216,92	145,50

Таблиця 5.5

Податкові зобов'язання за забруднення атмосферного повітря

Показник	Одиниця виміру	Паливо		Примітка
		природний газ	біометан	
1. Викиди:				
1.1. Оксиди азоту:				
- валовий викид E_{NO2}	кг	153,549	153,548	
- плата за викид C_{NO2}	грн.	395,30	395,30	
1.2. Діоксид вуглецю:				
- валовий викид E_{CO2}	кг	222505	223076	
- плата за викид C_{CO2}	грн.	6675,15	6692,28	
1.3. Оксид вуглецю:				
- валовий викид E_{CO}	кг	68,0	68,0	
- плата за викид C_{CO}	грн.	6,60	6,60	
1.4. Діазоту оксид:				
- валовий викид E_{N2O}	кг	0,4	0,4	
- плата за викид C_{N2O}	грн.	1,69	1,69	
1.5. Метан:				
- валовий викид E_{CH4}	кг	4,0	4,0	
- плата за викид C_{CH4}	грн.	0,58	0,58	
1.6. Разом:	грн.	7079,32	7096,45	
- забруднювальні речовини	грн.	401,90	401,90	
- парникові гази	грн.	6677,42	6694,55	

Примітка. Заміна природного газу біометаном, утвореним за рахунок утилізації відходів птахоферми, незначно збільшить податкові зобов'язання за викиди в атмосферне повітря – за рахунок збільшення викидів вуглекислого газу (приблизно на 0,2 %).

Під час спалювання газоподібних палив за шкідливістю викидів серед забруднювальних речовин на перше місце виходять оксиди азоту. В атмосфері діоксид азоту зменшує прозорість повітря та кількість ультрафіолетового випромінювання, що надходить на Землю. Це призводить до виникнення т.зв. смогів. Крім того, він може бути також причиною «кислотних дощів».

До основних методів придушення утворення NO_x можна віднести методи, суть яких полягає у зменшенні температури в зоні горіння і концентрації реагуючих речовин, наприклад, двостадійне спалювання, зменшення коефіцієнта надлишку повітря тощо. Очищення викидів від оксидів азоту відбувається, як правило, за допомогою спеціальних дороговартісних каталізаторів.

Слід відмітити, що більшість методів придушення утворення оксидів азоту призводять до підвищення концентрації оксиду вуглецю в димових газах. Винятком є подавання води або пари в зону горіння.

Питомі викиди *CO* при спалюванні в котлах малої потужності достатньо високі у порівнянні з роботою великих котлоагрегатів, Це викликає збільшення концентрації оксидів вуглецю в густонаселених пунктах, особливо при децентралізованому теплопостачанні. Загалом оксид вуглецю – високотоксична речовина, яка добре реагує з гемоглобіном, що призводить до отруєння організму включно зі смертельними випадками.

Серед парникових газів головний забруднювач довкілля – вуглекислий газ. Його частка у викидах становить майже 100 % (а саме 99,97 %).

В обсязі усіх продуктів горіння частка діоксину вуглецю дещо менша – лише 94,29 %.

Література

1. Єнін П.М. Газопостачання населених пунктів і об’єктів природним газом: навч. посібник / П.М. Єнін. Г.Г. Шишко, К.М. Предун. – К.: Логос, 2002. – 196 с.

2. ГКД 34.02.305-2002. Викиди забруднювальних речовин у атмосферу від енергетичних установок. Методика визначення. – Київ: Вид-цтво «КВІЦ», 2002. – 29 с.

3. Еколого-економічні розрахунки систем енергозабезпечення будівель і споруд: методичні вказівки до виконання розрахункоко-графічних робіт / уклад.: К.М. Предун, О.А. Дудніков, О.Б. Почка. – Київ: КНУБА, 2023. –

4. Податковий кодекс України. – Документ 2755-VI, чинний, поточна редакція. – Редакція від 03.09.2025, підстава – 3303-IX, 3325-IX. [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2755-17#Text (дата звернення: 19.04.2026).