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:

ГАЗОПОСТАЧАННЯ С.БІЛА КРИНИЦЯ У РІВНЕНСЬКІЙ ОБЛАСТІ

САМИШКІНА ВІКТОРІЯ РУСЛАНІВНА

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:

ГАЗОПОСТАЧАННЯ С.БІЛА КРИНИЦЯ У РІВНЕНСЬКІЙ ОБЛАСТІ

Виконала студентка групи ТВс-23
Спеціальність: будівництво та цивільна інженерія
Освітня програма: теплогазопостачання і вентиляція
Самишкіна Вікторія Русланівна

Керівник Жук Г.В.,
д.т.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

Самишкіна Вікторія Русланівна

1. Тема роботи: **Газопостачання с. Біла Криниця у Рівненській області,** затверджена наказом ректора КНУБА _____від _____ 2026 р.

2. Керівник роботи Жук Геннадій Віліорович, д.т.н., професор

3. Строк подання студенткою роботи до захисту 20.06.2026 р.

4. Зміст пояснювальної записки за розділами:
Розділ 1. Вимоги до якості природного газу
Розділ 2. Газопостачання населеного пункту у сільській місцевості
Розділ 3. Споруди систем газопостачання
Розділ 4. Експлуатація газорозподільних систем населених пунктів
Розділ 5. Заходи з охорони праці

5. Графічний матеріал за розділами

Розділ 2. Генплан населеного пункту. Розрахункові схеми газорозподільних систем. Варіантне проектування. Відомості труб газорозподільних систем.
Розділ 3. Шафовий газорегуляторний пункт. Технологічна схема. Специфікація матеріалів і обладнання. Пункт обліку природного газу. Технологічна схема. Специфікація матеріалів і обладнання.

6. Календарний план виконання роботи:

Види робіт та їх зміст	Дата виконання
Розділ 1. Вимоги до якості природного газу	
Розділ 2. Газопостачання населеного пункту у сільській місцевості	
Розділ 3. Споруди систем газопостачання	
Розділ 4. Експлуатація газорозподільних систем населених пунктів	
Розділ 5. Заходи з охорони праці	
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 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 _____ Геннадій ЖУК

Студентка _____ Вікторія САМИШКІНА

<table>
<tr><td colspan="2">РЕЗЮМЕ (summary)
до атестаційної випускної роботи студентки:</td><td colspan="5">Самишкіна
Вікторія Русланівна</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">Газопостачання с. Біла Криниця у Рівненській області</td></tr>
<tr><td colspan="6">The gas supply system of the village of Bila Krynytsia in the Rivne region</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">Жук Г.В., д.т.н., професор</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Обсяг роботи:</td><td colspan="4">Пояснювальна записка</td><td colspan="2" 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>5</td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Розділ 1.</td><td colspan="6">Вимоги до якості природного газу</td></tr>
<tr><td>Розділ 2.</td><td colspan="6">Газопостачання населеного пункту у сільській місцевості</td></tr>
<tr><td>Розділ 3.</td><td colspan="6">Споруди систем газопостачання</td></tr>
<tr><td>Розділ 4.</td><td colspan="6">Експлуатація газорозподільних систем населених пунктів</td></tr>
<tr><td>Розділ 5.</td><td colspan="6">Заходи з охорони праці</td></tr>
<tr><td>Висновки по роботі:</td><td colspan="6">Систематизовано вимоги до якості природного газу та його обліку в одиницях енергії. Для населеного пункту в сільській місцевості визначено витрати природного газу і запроектовано декілька варіантів газорозподільної системи. Гідравлічний розрахунок газопроводів виконано з використанням пакету прикладних програм «Hydra». Обрано критерій порівння і визначено економічно доцільний варіант газорозподільної системи с. Біла Криниця. Підібрано технологічне обладнання пункту обліку газу і газорегуляторної установки. Розроблено заходи з експлуатації підземної газорозподільної мережі населеного пункту, а також заходи з охорони праці під час будівництва та експлуатації систем газопостачання і споруд на них.</td></tr>
<tr><td colspan="7">Ключові слова: природний газ, вимоги до якості газу; витрати газу;</td></tr>
</table>

газорозподільна система, гідравлічний розрахунок; газорегуляторна установка, регулятор тиску газу; пункт обліку газу, лічильник газу, метрологічні характеристики лічильника; технічне обстеження газопроводів, заходи з охорони праці.
Keywords: natural gas, gas quality requirements; gas consumption; gas distribution system, hydraulic calculation; gas regulating installation, gas pressure regulator; gas metering point, gas meter, metrological characteristics of the meter; technical inspection of gas pipelines, occupational safety measures.

Керівник _____ Геннадій ЖУК

Студентка _____ Вікторія САМИШКІНА

20 червня 2026 р.

Зміст

1. Якість природного газу
1.1. Загальні положення
1.2. Вимоги до якості природного газу
2. Газопостачання населеного пункту у сільській місцевості
2.1. Розрахунок витрат газу
2.2. Розробка структурних схем газорозподільної системи
2.3. Гідравлічні розрахунки вуличних газопроводів
3. Споруди системи газопостачання
3.1. Шафовий газорегуляторний пункт
3.2. Облік природного газу
4. Експлуатація газорозподільних систем населених пунктів
4.1. Оформлення результатів технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів
4.2. Виконавці. Вимоги до кваліфікації спеціалістів
Додатки
5. Заходи з охорони праці
5.1. Небезпечні фактори під час виконання будівельно-монтажних робіт
5.2. Заходи профілактики виявлення факторів
5.3. Розробка інженерних рішень з охорони праці
Література

1.1. Загальні положення

Газова промисловість України зародилась ще на початку ХХ століття на Прикарпатті – одному з найстаріших районів нафтогазовидобутку Європи. Інтенсивний розвиток галузі відбувся у післявоєнний (другої світової війни) період. Сьогодні на території сучасної України нараховується три основні регіони видобутку традиційного природного газу – Прикарпатський, Дніпровсько-Донецький і Причорноморсько-Кримський.

Природний газ використовується безпосередньо у технологічних процесах промисловості, для теплопостачання та задоволення комунально-побутових потреб населення, інших потреб економіки держави, у т.ч. для потреб магістрального транспорту і газорозподільних підприємств.

Максимального видобутку природного газу – 68,7 млрд.м^3 – досягнуто у 1975 р. [9] . У цей час Україна не тільки повністю забезпечувала свої потреби природним газом власного видобутку, а й експортувала його надлишки до республік колишн. СРСР та Чехословаччини. Всього за період 1945-1977 р. було експортовано близько 135 млрд.м^3. У зв'язку з поступовим виснаженням основних газових родовищ, відставанням геологорозвідувальних робіт і приросту запасів від темпів видобутку з другої половини 70-х років минулого століття розпочинається зниження видобутку природного газу. Водночас збільшується його використання. Максимальну величину – 118,8 млрд.м^3 – економіка України споживає у 1990 р. Надалі обсяги зменшуються.

На початку 90-х років власний видобуток стабілізувався на рівні приблизно 20 млрд.м^3 і досі знаходиться у цих межах. Загалом балансові запаси газу в Україні становлять за різними оцінками від 1080 до 1800 млрд.м^3 [9].

Розвиток газової галузі значною мірою пов'язаний із забезпеченням якості природного газу як основного енергоносія в Україні наразі, який видобувають, транспортують, розподіляють та використовують кінцеві споживачі: населення, промисловість та енергетика, агропромисловий

комплекс, підприємства комунальної теплоенергетики тощо. Природний газ є багатокомпонентною сумішшю, основними горючими компонентами якої є вуглеводні ряду C_nH_{2n+2}. Усі інші компоненти, які містяться у природному газі, вважаються домішками і тому для забезпечення необхідного рівня якості блакитного палива їх вміст повинен бути мінімізованим.

1.2. Вимоги до якості природного газу

Загалом якість будь-якої продукції – це така сукупність її характеристик, які стосуються здатності продукції задовольняти встановлені і передбачувані потреби. Для практичного оцінювання якості продукції користуються показниками якості, які є кількісними оцінками однієї чи декількох властивостей продукції, що характеризують її якість.

Вимоги до якості природного газу в Україні регламентомані низкою нормативних-технічних документів: Кодексом газотранспортної системи [1], Технічним регламентом природного газу [2] тощо. Загалом для традиційних природних газів встановлені такі обов’язкові показники:

1) компонентний склад;
2) нижча та вища теплота згоряння;
3) густина газу;
4) вміст сірководню та меркаптанової сірки;
5) вміст механічних домішок;
6) число Воббе;
7) температура точки роси за вологою;
8) температура точки роси за вуглеводнями.

Автори дослідження [3] розробили класифікацію і систематизували показники якості природного газу (ПГ), тобто встановили групи показників якості та їх склад залежно від характеру розв’язуваних задач.

Таблиця 1.1

Класифікація показників якості природного газу [3]

Групи показників	Показники якості природного газу	Одиниці виміру
1. Показники призначення	а) показники функціональної і технічної ефективності: - питома теплота згоряння вища H_B; - питома теплота згоряння нижча H_H; - число Воббе W; - густина ρ; - відносна густина d; - відносна вологість φ; - концентрація вуглекислого газу C_{CO2}; - концентрація азоту C_{N2};	 МДж/м^3 МДж/м^3 МДж/м^3 кг/м^3 - % % %
	б) показники складу і структури: - молярна маса газу M; - компонентний склад газової суміші; - об′ємна частка i-го компонента газової суміші υ_i; - молярна частка i-го компонента газової суміші k_i.	 кг/моль - % -
2. Показники транспортабельності	- фактор стисливості Z; - масова концентрація сірководню $n_{св}$; - масова концентрація меркаптанової сірки $n_{мс}$; - точка роси газу за вологою(вологість газу) t_p; - точка роси газу за вуглеводнями $t_в$; - маса механічних домішок $m_{дом}$.	- г/м^3 г/м^3 ^{0}C ^{0}C г/м^3
3. Екологічні	- число Воббе W;	МДж/м^3

показники	- масова концентрація сірководню $n_{св}$; - масова концентрація меркаптанової сірки $n_{мс}$.	г/м^3 г/м^3
4. Показники безпеки	- об′ємна частка кисню $\upsilon_к$; - інтенсивність запаху ξ; - маса механічних домішок $m_{дом}$.	% бали г/м^3

В Кодексі [1] вперше були встановлені вимоги щодо компонентного складу природного газу, який подається у газотранспортну систему України, а саме:

1) вміст метану CH_4, мол. % – мінімум 90;
2) те ж, етану C_2H_6, мол. % – максимум 7;
3) те ж, пропану C_3H_8, мол. % – максимум 3;
4) те ж, бутану C_4H_{10}, мол. % – максимум 2;
5) те ж, пентану та інших більш важких вуглеводнів C_5H_{12}, мол.% – максимум 1;
6) те ж, азоту N_2, мол. % – максимум 5;
7) те ж, вуглецю CO_2, мол. % – максимум 2;
8) те ж, кисню O_2, мол. % – максимум 0,02;
9) те ж, механічних домішок: відсутні;
10) те ж, сірководню H_2S, г/м^3 – максимум 0,006;
11) те ж, меркаптанової сірки RSH, г/м^3 – максимум 0,02.

Визначення фізико-хімічних властивостей природного газу та відбір проб газу проводиться згідно з вимогами чинних нормативно-технічних документів [4-8]. При цьому уповноважені представники оператора суміжних систем мають право бути присутніми під час відбору проб газу та/або при проведенні його аналізу з визначення його показників.

Загалом природний газ, що подається в газотранспортну систему (ГТС) України, повинен відповідати таким вимогам [1]:

1) вища теплота згоряння (температура згоряння 25 °С/ те ж, вимірювання 20 °С): мінімум 36,20 МДж/м^3 (10,06 кВт·год/м^3), максимум 38,30 МДж/м^3 (10,64 кВт·год/м^3);

2) вища теплота згоряння (температура згоряння 25 °С/ те ж, вимірювання 0 °С): мінімум 38,85 МДж/м^3 (10,80 кВт·год/м^3), максимум 41,10 МДж/м^3 (11,42 кВт·год/м^3);

3) нижча теплота згоряння (температура згоряння 25 °С/те ж, вимірювання 20 °С): мінімум 32,66 МДж/м^3 (9,07 кВт·год/м^3), максимум 34,54 МДж/м^3 (9,59 кВт·год/м^3);

4) температура точки роси за вологою °С: при абсолютному тиску газу 3,92 МПа – не перевищує мінус 8;

5) температура точки роси за вуглеводнями: при температурі газу не нижче 0 °С – не перевищує 0°С.

Оператор газотранспортної системи надає операторам суміжних (газорозподільних, наприклад) систем або іншим суб'єктам газового ринку, безпосередньо підключеним до газотранспортної системи, оперативні дані щодо якості природного газу за всіма узгодженими точками його визначення, який має містити такі чисельні значення:

1) густина газу;
2) вміст азоту;
3) вміст вуглекислого газу;
4) температура точки роси за вологою;
5) температура точки роси за вуглеводнями;
6) число Воббе;
7) середньозважена вища теплота згоряння за минулу добу.

Таблиця 1.2

Вимоги до показників якості природного газу[2]

Показники якості	Одиниця вимірювання	Нормативне значення	
		мінімальне	максимальне
1. Число Воббе вище:	МДж/м^3		
- за стандартних умов 25/20*		44,9	53,7
- за нормальних умов 25/0*		48,2	57,7

2. Теплота згоряння вища:	МДж/м^3		не застосовується
- за стандартних умов		35,4	
- за нормальних умов		38,0	
3. Відносна густина		0,555	0,700
4. Молярна частка діоксиду вуглецю	моль/ моль	не застосовується	2,5%[а] або 6%[б]
5. Молярна частка кисню	моль/ моль	не застосовується	0,02%[в] або 1%[г]
	У точках підключення до мережі молярна частка кисню виражена як змінний середній показник за 24 години		
6. Масова концентрація механічних домішок	мг/м^3	не застосовується	1

Примітки:[*]Температура згоряння/температура вимірювання. Тиск за стандартних і нормальних розрахункових умов – 101,325кПа.

[а] – норма, яка застосовується для точок входу, в яких природний газ надходить до газотранспортної системи (ГТС) та/або газорозподільних мереж (ГРМ) від газосховищ, установок LNG, а також від об'єктів, пов'язаних з видобутком (виробництвом) природного газу, що були приєднані до ГТС та/або ГРМ після набуття чинності цим Технічним регламентом.

[б] – норма, яка застосовується для точок входу, в яких природний газ надходить до ГТС та/або ГРМ від газосховищ, установок LNG, а також від об'єктів, пов'язаних з видобутком (виробництвом) природного газу, що були приєднані до ГТС та/або ГРМ до набуття чинності цим Технічним регламентом.

[в] – норма поширюється на магістральні газопроводи (робочий тиск більше ніж 1,2 МПа.

[г] – норма поширюється на газорозподільні мережі: газопроводи низького, середнього та високого тиску (робочий манометричний тиск менше ніж 1,2 МПа).

Аналізуючи вимоги до якості природного газу, закладені в нормативні документи України, можна зробити висновок, що вони в основному відповідають аналогічним вимогам Європейського Союзу [10].

Таблиця 1.3

Якість природного газу [10]

Показники	Країна				
	Норвегія	Велика Британія*	Велика Британія**	Євро-союз***	Україна [1,2]
1. Вища теплота згоряння, МДж/м^3	38,1-43,7	36,9-42,3	38,9-44,6	35,0-45,2	від 38,0
2. Те ж, нижча, МДж/ м^3	-	-	-	-	від 31,8
3. Число Воббе, МДж/м^3	48,3-52,8	48,1-51,4	48,2-51,2	47,0-54,0	48,2-57,7
4. Вміст кисню, моль %	0,1	0,1	0,1	0,1-1,0	≤0,02
5. Те ж, діоксиду вуглецю	2,5	2,0	2,0	2,5	≤2,5
6. Те ж, азоту	-	≤5	-	-	≤5
7. Те ж, сірководню, мг/м^3	5мг/м^3	≤0,33%	≤0,3 %	-	-

8. Загальний вміст сірки	0,15 %	0,15 %	0,15 %	≤50 мг/м^3	-
9. Точка роси вологи, ^{0}C	-18 за *p*= = 69 атм	-10 за *p* = = подачі	-10 за *p* = = 69 атм	-8 за *p* = = 69 атм	-8 за *p* = = 39,2 атм
10. Те ж, вуглеводнів	-10 за *p*= = 50 атм	-2 за *p* = = 75 атм	-2 за *p*= = 69 атм	-2 за *p* = = 69 атм	0 за *p* = =39,2 атм
11. Вміст водню, моль %	-	0,1	-	0,1	Не допускається
12. Індекс неповного згоряння	-	<0,48	-	-	-
13. Індекс сажоутворення	-	<0.60	-	0,5548-0,7000	-

Примітки: *National Transmission System – Національна система магістральних ліній транспортування газу.

** Interconnector United Kingdom – Інтерконектор Юнайтед Кінгдом.

*** European Association for the Streamlining of Energy Exchange – Європейська асоціація оптимізації забезпечення енергією.

Теплоту згоряння природного газу можна назвати основним показником якості природного газу, оскільки теплота згоряння є показником цільового призначення, тому що визначає енергетичну цінність будь-якого палива. Тим більше, що наразі торгівля обсягами природного газу здійснюється з урахуванням його калорійності.

Число Воббе – це показник якості газу, що використовується в побутових газових приладах і водогрійних апаратах. Він визначає режим горіння газу в газопальникових пристроях побутових приладів, котлів тощо, взаємозамінність газів різних кількісних і якісних складів (різних фізико-хімічних показників) для забезпечення нормального режиму горіння, тобто експлуатаційної надійності газових приладів. Число Воббе враховує взаємозв’язок теплоти згоряння газу і співвідношення його густини до густини повітря.

Наразі число Воббе є найуживанішим показником у світі, який характеризує процес горіння газу. У табл.1.3 вказані нормовані значення числа Воббе у деяких європейських країнах. Вимоги українських державних стандартів загалом відповідають аналогічним показникам, які діють у

країнах Європи. Різниця у вимогах до якості газу серед країн Європи виникла, здебільшого, через прийняття цими країнами різних моделей визначення взаємозамінності палив, а також високий технічний рівень технологічного обладнання, методик тощо для визначення якості газу. У цьому плані Великобританія володіє найбільш розвиненим та чи не найстарішим внутрішнім ринком в Європі.

Що стосується інших показників якості, то наявність у мережному природному газі сірководню сприяє розвиткові корозії внутрішньої поверхні стінки газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури тощо. Що стосується екологічності, то при спалюванні газу, який містить у своєму складі сполуки сірки, відбувається забруднення об'єму приміщення токсичними продуктами. Механічні домішки викликають ерозію металу газопроводів, компресорних агрегатів, призводять до засмічення контрольно-вимірювальних приладів і збільшують вірогідність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах як магістральних, так і розподільних, газорозподільних станціях і газорегуляторних пунктах, газовикористовуючих пристроях тощо.

Щодо вмісту кисню, то у природних газах кисень відсутній взагалі. У процесі будівництва газопроводів або їх ремонту кисень як складова повітря може бути в наявності через недостатню якість продувки закінчених будівництвом газових мереж. Наявність кисню в природному газі може призвести до утворення вибухонебезпечних сумішей. Одночасно, при наявності у газоподібному паливі сірководню може розпочатись виділення елементарної сірки. До речі, меркаптанова сірка міститься у газі в невеликій кількості (16 г/1000 $м^3$), вона вводиться в природний газ як одорант для надання йому характерного запаху для попередження виникнення аварійних ситуацій.

Щодо впливу на організм людини, то із інгредієнтів природних та інших горючих газів особливо токсичний сірководень: його запах відчувається при вмісті в повітрі 0,0014-0,0023 мг/л. Сірководень є отрутою,

яка викликає параліч органів дихання і серця. Концентрація сірководню 0,06 мг/л викликає головний біль. При концентраціях 1 мг/л і вище настають гостре отруєння і смерть. Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень 0,01 мг/л.

Характер дії на організм людини вуглекислого газу – наркотичний, при високих концентраціях він викликає швидку задуху через нестачу кисню. Вміст 4-5 % вуглекислого газу в повітрі призводить до запаморочення, підвищує кров'яний тиск. Вдихання високих концентрацій вуглекислого газу (20 % і більше) спричиняє зупинку дихання і смерть.

У разі неповного згоряння природного газу, що може бути викликано несправністю обладнання чи недостатністю кисню у повітрі робочої зони, утворюється оксид вуглецю – газ без кольору та запаху. Оксид вуглецю є небезпечним легкозаймистим газом та має гостру та репродуктивну токсичність. Гранично допустимі концентрації компонентів природного газу, оксиду вуглецю та одоранту (етил меркаптан (етантиол), C_2H_5SH) у повітрі робочої зони та атмосферному повітрі повинні бути не більшими, ніж встановлені нормативно-правовими актами центрального органу виконавчої влади у сфері охорони здоров’я.

Природні вуглеводневі гази утворюють при попаданні у приміщення вибухонебезпечні суміші з повітрям. Існують концентраційні границі вибуховості газів у суміші з повітрям: нижня границя відповідає мінімальній концентрації горючого газу, при якій вибух уже неможливий, верхня – максимальній концентрації, при якій ще можливий вибух.

Метан та інші гази метанового ряду (етан, пропан, бутан, неопентан), які входять до складу природного газу, відносять до класу 2 підкласу 2.1 – легкозаймистий газ, здатний утворювати вибухонебезпечні суміші з повітрям. Нижня концентраційна межа займистості (за метаном як основним компонентом природного газу) у суміші з повітрям в об’ємних відсотках складає 4,4 %, верхня – 17,0 %. Температура займистості – 537 °С. Для інших інгредієнтів природного газу значення наведені у табл. 1.4.

Таблиця 1.4

Границі займистості вуглеводнів з повітрям (у об’ємних %) [2]

Речовина	Нижня границя займистості	Верхня границя займистості
Метан	4,4	17,0
Етан	2,4	15,5
Пропан	1,7	10,9
n-бутан	1,4	9,3
n-пентан	1,1	8,7

Відповідно, з метою безпеки приміщення, в яких встановлені побутові газові прилади, технологічні установки тощо оснащують датчиками загазованості, від градуйованими на спрацювання виконавчих механізмів на припинення подачі газу при наявності у повітрі 20 % від нижньої концентраційної межі займистості – тобто лише 0,88 % метану в газоповітряній суміші.

Наразі керування якістю природних газів здійснюється газовидобувними підприємствами при підготовці газу до транспортування (т.зв. установки комплексної підготовки газу до транспортування). До заходів з підвищення якості природних газів слід віднести глибоке осушення від вологи і газового конденсату з вилученням важких вуглеводневих газів (низькотемпературна сепарація), а також вилучення агресивних компонентів (сірководню та вуглекислого газу), які породжують корозійні процеси внутрішньої поверхні стінок трубопроводу, що призводить до появи в газовому потоці продуктів корозії з одного боку і виникнення аварійних витоків газу з трубопроводів з іншого.

Література

1. Кодекс газотранспортної системи. – Затвердж. Постановою НКРЕКП №2493 від 30.09.2015. – URL: http://zakon.rada.gov.ua/go/z1378-15 (дата звернення: 10.05.2026).

2. Постанова КМУ «Про затвердження Технічного регламенту природного газу». – URL: http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245556815 (дата звернення: 10.05.2026).

3. Стадник Б.Теоретичні та практичні задачі кваліметрії природного газу / Б. Стадник, А. Мотало, В. Мотало, І. Петровська // Вимірювальна техніка та метрологія. – №65. – 2005. – с.81-86.

4. ДСТУ ISO 15112:2009. Природний газ. Визначення енергії. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 29 с. – Чинний з 01.01.2011 р.

5. ДСТУ ISO 6976:2009. Природний газ. Обчислення теплоти згорання, густини, відносної густини і числа Воббе на основі компонентного складу. – К.: Держспоживстандарт України, 2010. – 53 с. – Чинний з 1.01.2011 р.

6. Natural gas. Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition: ISO 6976:2016. URL: https://standards.iteh.ai/catalog/standards/iso/9821b7d9-88f2-4c8c-a3d2-20f7baa61351/iso-6976-2016 (дата звернення 25.05.2026).

7. ДСТУ ГОСТ 22985:2018. Гази вуглеводневі скраплені. Метод визначення сірководню, меркаптанової сірки та сіркоокису вуглецю (ГОСТ 22985-2017, IDT). – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – Чинний з 01.10.2018. URL: https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=78573 (дата звернення: 10.05.2026).

8. Якість газу. URL: http://utg.ua/utg/business_info/yakist-gazu.html (дата звернення: 10.05.2026).

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

10. Карпаш О.М., Дарвай І.Я. Проблемні питання оцінки якості природного газу в Україні / О.М. Карпаш, І.Я. Дарвай // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 2(3) . – с. 46-52.

2.1. Розрахунок витрат газу

2.1.1. Вихідні дані

Природний газ використовується всіма категоріями споживачів села на:

- господарсько-побутові потреби – приготування їжі та гарячої води для населення; приготування кормів і підігрів води для домашніх тварин;
- потреби для підприємств і закладів комунально-побутового і культурного обслуговування населення;
- теплопостачання будинків різного призначення;
- теплопостачання та технологычны потреби пыдприэмств агропромислового комплексу.

С. Біла Криниця забудоване одноповерховими індивідуальними будинками. Також є будинок культури, школа, тракторна бригада. Теплопостачання громадських будинків відбувається від опалювальних котелень, а опалення житлових і невеликих громадських будівель

передбачається від місцевих джерел тепла – індивідуальних малометражних опалювальних котлів.

В селищі знаходиться два сільсько-господарських підприємства, які використовують природний газ для технологічних потреб:

1. ПП-1–комбікормовий завод, встановлена потужність агрегатів Q_1=14,4 МВт.

2. ПП-2 – ферма великої рогатої худоби, Q_2=1,2 МВт.

Також є три опалювальні водогрійні котельні з встановленою потужністю котлоагрегатів:

Q_1=0,38 МВт;

Q_2=1,23 МВт;

Q_3=0,1 МВт.

Джерелом природного газу населеного пункту служить головний газорегуляторний пункт (ГГРП), який підключений до міжселищного газопроводу високого тиску $P_у \leq$ 1,2 МПа і який знаходиться на північній околиці села.

Кліматичні дані прийнято відповідно до вимог [1] і для району будівництва газорозподільної системи становлять:

1. Розрахункова температура зовнішнього повітря для проєктування систем опалення t_o= - 22 °С.

2. Середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період t_o= 1 °С.

3. Тривалість опалювального періоду n_o=189 діб.

Опалювальна площа житлових будівель існуючих та перспективної забудови визначається розрахунком. Для розрахунку прийнято, що середня опалювальна площа існуючих житлових будівель дорівнює 70 м^2, а перспективної забудови – 150 м^2.

Таблиця 2.1

Розрахункові показники для газифікації с. Біла Криниця

Споживачі	Одиниці виміру	Кількість
1. Загальне населення:	чол.	1910
- існуюча забудова;	чол.	650
- перспективна забудова.	чол.	1260
2. Газоспоживаюче населення	чол.	1910
3. Кількість дворів:	шт.	592
- існуючих;	шт.	232
- перспективна забудова.	шт.	360
4. Загальна опалювальна площа житлових будинків індивідуальними джерелами тепла:	тис. м^2	70,3
- існуюча;	тис. м^2	16,3
- перспективна забудова.	тис. м^2	54
5. Кількість тварин:		
- великої рогатої худоби;	голів	77
- свиней.	голів	232

2.1.2. Розрахунки газоспоживання

2.1.2.1. Комунально-побутові потреби мешканців села

До комунально-побутових споживачів належать житлові будинки, лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування населення, хлібозаводи або пекарні тощо. Річні та максимально-годинні витрати газу обраховують в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти на підставі методики [2] та даних, наведених в ДБН В.2.5-20 [3].

Річні витрата на комунально-побутові витрати населення визначають в залежності від кількості споживачів, норм витрат теплоти за формулою:

$$V_{РІЧ}^{К-П} = N \cdot \frac{q_н}{Q_р^н} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3\text{/рік}, \qquad (2.1)$$

де N – чисельність населення, люд.; $q_н$ – норма витрати теплоти населенням, МДж/чол. рік (див. [3], табл. 2); $Q_р^н$ – нижча теплота спалювання природного газу, МДж/м^3 (за відсутності даних про хімічний склад газу приймають $Q_р^н$ =34 МДж/м^3 [3]).

При визначенні витрат газу на комунально-побутові та інші потреби населення і у подальших розрахунках теплота згоряння палива прийнята рівною Q_P^H=34 МДж/м^3.

Таким чином, річна витрата газу на комунально-побутові витрати становить для населення, що проживає в:

1) існуючій забудові:

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити і проточного водонагрівача (30 % будинків)

$$V_{РІЧ}^{К-П} = 195 \cdot \frac{8000}{34} \cdot 10^{-3} = 50{,}47 \quad \text{тис.м}^3\text{/рік},$$

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити, без використання проточного водонагрівача (70 % будинків):

$$V_{РІЧ}^{К-П} = 455 \cdot \frac{4600}{34} \cdot 10^{-3} = 61{,}56 \quad \text{тис.м}^3\text{/рік},$$

2) перспективній забудові:

- природний газ витрачається на приготування їжі і води при наявності в будинках газової плити і проточного водонагрівача

$$V_{РІЧ}^{К-П} = 1260 \cdot \frac{8000}{34} \cdot 10^{-3} = 326{,}1 \quad \text{тис.м}^3\text{/рік}.$$

Сумарна річна витрата газу на комунально-побутові витрати для населення складає 438,13 тис. м^3/год.

Максимально-годинну витрату газу визначають як частку річної витрати за формулою:

$$V_{год.}^{К-П} = V_{РІЧ}^{К-П} \cdot k_{\max}^{h} \cdot 10^3, \ \text{м}^3\text{/год.}, \qquad (2.2)$$

де $V_{\text{р}}^{К-П}$ – річна витрата газу споживачем, тис.м^3/рік; $K_{\max}^{h}$ – коефіцієнт годинного максимуму.

Коефіцієнт $K_{\max}^{h}$ протилежно пропорційний періоду, протягом якого використовується річний ресурс газу при його максимальному споживанні. Значення коефіцієнту годинного максимуму витрати газу на господарсько-

побутові потреби населення при чисельності N=1910 чол. становить $K^h_{\max}$ =1/2000, тому:

$$V^{К-П}_{год.} = 438{,}13 \cdot \frac{1}{2000} \cdot 10^3 = 220 \text{м}^3/\text{год.}$$

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру тощо ДБН «Газопостачання» [3] рекомендує приймати в обсязі до 5 % від сумарної витрати газу житловими будинками, що знаходяться у даному населеному пункті. Відповідно, вони дорівнюють 11 м^3/год .

2.1.2.2. Потреби теплопостачання

Витрата газу на потреби теплопостачання залежить головним чином від температури зовнішнього повітря, кількості і типу опалюваних будинків і визначається тепловими навантаженнями, які розраховують відповідно до вимог ДБН В.2.5-39 «Теплові мережі» [4].

При розробці проектів газопостачання населених пунктів і за відсутності конкретних теплотехнічних характеристик житлової забудови дозволяється визначати розрахункові годинні витрати газу відповідно до укрупнених показників.

Витрату газу на опалення житлових і громадських будинків знаходять за формулою:

$$V^{ОП}_{год.} = 3600 \cdot (1 + K) \cdot \frac{q_0 \cdot F_{ж} \cdot 10^{-3}}{Q^н_р \cdot \eta}, \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (2.3)$$

де K – коефіцієнт, який враховує витрату газу на опалення громадських будинків, за відсутності даних приймається рівним K, що дорівнює 0,25; q_0 – укрупнений показник максимального теплового потоку на опалення 1 м^2 загальної площі, Вт/м^2 (приймають в залежності від поверховості житлових будинків у районі і температурної зони України, в якій розташований населений пункт); η – коефіцієнт корисної дії системи теплопостачання – місцевої – η= 0,75-0,8.

Для будівель старої (до 1994 р.) забудови значення величини q_0 приймаємо в залежності від розрахункової температури зовнішнього повітря для проектування опалення в даному населеному пункті (значення температури наведено в ДСТУ «Будівельна кліматологія» [1]) і поверховості забудови.

Для будівель перспективної (після 1994 р.) забудови значення величини q_0 приймають в залежності від кліматологічної зони, в якій знаходиться населений пункт :

1) для існуючої забудови:

$$V_{год.}^{ОП} = 3600 \cdot (1 + 0{,}25) \cdot \frac{173 \cdot 16{,}3 \cdot 10^{-3}}{34 \cdot 0{,}75} = 515 \text{ м}^3/\text{год.},$$

2) для перспективної забудови:

$$V_{год.}^{ОП} = 3600 \cdot (1 + 0{,}25) \cdot \frac{93 \cdot 54 \cdot 10^{-3}}{34 \cdot 0{,}75} = 890 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Сумарна максимально-годинна витрата газу складає 1405 м^3/год.

Річні витрати газу на потреби теплопостачання визначаємо на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{p_i}^{m} = m_i \cdot V_{год.}^{m} \cdot 10^{-3} \text{ , тис.м}^3/\text{рік}, \qquad (2.4)$$

де m_i – кількість годин використання максимуму для i-го виду навантаження, год./рік (опалювальне (діє протягом опалювального періоду)).

Для опалювального навантаження значення $m_{ов}$ знаходять за формулою:

$$m_{ов} = n\left[24\frac{1+K}{1+K\left(\frac{t_в - \bar{t}_0}{t_в - t_0}\right)}\right], \text{ год./рік}, \qquad (2.5)$$

де n_0 – тривалість опалювального періоду, діб/рік [1]; $t_в$ – розрахункова температура внутрішнього повітря у панівних приміщеннях будівлі чи споруди, ^{0}C [5] (для житлових будинків у розрахунках приймають $t_в$ =+20 ^{0}C); $\bar{t}_0$ – середня температура зовнішнього повітря за опалювальний період,

^{0}C, приймають $\bar{t}_0$=-1 ^{0}C [1]; t_0 – температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення, ^{0}C, приймають t_0 =-22 ^{0}C [1].

$$m_{ов} = 189\left[24\frac{1+0{,}25}{1+0{,}25}\left(\frac{20+1}{20+22}\right)\right] = 1752 \text{ год./рік.}$$

Кількість годин використання максимуму опалювального навантаження для кліматологічних характеристик даного району будівництва становить $m_{ов}$=1752 год./рік. Тоді річні витрати газу на потреби теплопостачання складають:

1) для існуючої забудови:

$$V_{p_i}^m = 1752 \cdot 515 \cdot 10^{-3} = 902{,}3 \quad \text{тис.м}^3\text{/рік;}$$

2) для перспективної забудови:

$$V_{p_i}^m = 1752 \cdot 890 \cdot 10^{-3} = 1560{,}0 \quad \text{тис.м}^3\text{/рік.}$$

Сумарна річна витрата газу складає 2462,3 м^3/год.

2.1.2.3. Потреби домашніх тварин

У сільській місцевості при розрахунку газоспоживання населеного пункту необхідно передбачати витрати природного газу для приготування кормів і підігріву води для потреб домашньої худоби: коней, корів тощо, які знаходяться у власності громадян.

Вихідні дані для розрахунку (кількість домашніх тварин кожного виду) вказана табл.2.1. У табл.3 ДБН В.2.5-20 [3] вказано річні нормативи витрат теплоти на потреби цих тварин.

Витрати газу обчислюємо за формулами:

1) річна витрата газу

$$V_P^{твар} = \frac{q \cdot N \cdot 10^{-3}}{Q_P^H}, \quad \text{тис.м}^3\text{/рік;} \qquad (2.6)$$

2) годинна витрата газу

$$V_{год.}^{твар.} = V_{\text{р}}^{твар.} \cdot K_{\max}^{h} \cdot 10^{3}, \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (2.7)$$

де q – норма витрати теплоти на приготування корму для тварин, на підігрів води та санітарні потреби, МДж/голову (див. [3], табл.3): для однієї корови складає q=8800 МДж/голову, а для свині – q=4600 МДж/голову; $K_{\max}^{h}$ – коефіцієнт годинного максимуму, рік/год. (при розрахунках значення коефіцієнта приймають $K_{\max}^{h}$=1/1800); N – кількість домашніх тварин певного виду, голів.

Таким чином, річна витрата газу становить:

- для корів:

$$V_{P1}^{твар} = \frac{8800 \cdot 77 \cdot 10^{-3}}{34} = 19{,}93 \quad \text{тис.м}^3/\text{рік};$$

- для свиней:

$$V_{P2}^{твар} = \frac{4600 \cdot 232 \cdot 10^{-3}}{34} = 31{,}39 \quad \text{тис.м}^3/\text{рік}.$$

Максимально-годинна витрата газу:

- для корів:

—— , м^3/год.,

- для свиней:

$$V_{год.2}^{твар.} = 31{,}39 \cdot \frac{1}{1800} \cdot 10^{3} = 17{,}50 \quad \text{, м}^3/\text{год.}$$

Результати розрахунків витрат газу на побутові та комунально-побутові потреби мешканців с. Біла Криниця приведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Річні витрати природного газу

Споживачі газу	Питома норма витрати		Кіль-кість	Річна витрата газу, тис.м^3/рік
	Показники споживання	Норма витрати		
1. Існуюча забудова: - приготування гарячої їжі, води в квартирах з газовими проточними водопідігрівачами (30 % буд.);	на 1 чол./рік	8000МДж/чол.рік	195	50,47

- те ж, без проточних газових водопідігрівачів (70 % буд.);	на 1 чол./рік	4600МДж/чол.рік	455	61,56
2. Перспективна забудова: - приготування їжі і гарячої води в квартирах з газовими проточними водонагрівачами	на 1 чол./рік	8000МДж/чол.рік	1260	326,1
3. Опалення житлових будинків: - існуюча забудова - перспективна забудова	 на 1м^2/рік на 1м^2/рік	 173 Вт/м^2 93 Вт/м^2	 16300 54000	 902,3 1560
4. Приготування кормів для тварин з врахуванням запарювання кормів	на 1голову	8800МДж/голову	77	19,93
5. Підігрів води для пиття і санітарних потреб	на 1голову	4600МДж/голову	232	31,39
			Разом	3418

2.1.2.4. Потреби підприємств агропромислового комплексу

Кількість газу, спожитого даними підприємствами, знаходять на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси та опалювально-вентиляційні потреби.

Максимально-годинну витрату газу визначають окремо для кожного із підприємств за такою формулою:

$$V_{год.}^{ПП} = \frac{Q_{\Sigma} \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \overline{\eta}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (2.8)$$

де Q_{Σ} – сумарна теплова потужність газовикористовуючого обладнання, МВт; $\overline{\eta}$ – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків приймають $\overline{\eta}$ = 0,6-0,7).

Потреби у природному газі сільсько-господарських підприємств визначаємо на основі даних про потужність встановленого обладнання, яке використовує газ як паливо. Коефіцієнт корисної дії взято однаковий для усіх підприємств η=0,7.

Річну витрату газу обчислюють на основі даних про годинне споживання газу з урахуванням коефіцієнта годинного максимуму витрати газу по галузі промисловості:

$$V_p^{ПП} = \frac{V_{год.}^{ПП}}{K_{\max}} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3/\text{рік}, \qquad (2.9)$$

де K_{max} – коефіцієнт годинного максимуму витрати газу в цілому по підприємству; приймають в залежності від виду виробництва відповідно до даних ДБН В.2.5-20 [3].

Результати розрахунку наведено у табл.2.3.

Таблиця 2.3

Витрати газу на потреби підприємств агропромислового комплексу

Назва підприємства	Потужність встановленого обладнання ΣQ, МВт	Коефіцієнт годинного максимуму k_{max}	Витрата газу	
			годинна, м^3/год.	річна, тис.м^3/рік
1. Комбікормовий завод	14,4	1/5900	2177	12844,3
2. Ферма ВРХ	1,2	1/5700	175	997,5
Всього:	15,6		2352	13841,8

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 2352,0 м^3/год., а річні – 13841,8 тис.м^3/рік.

2.1.2.5. Потреби централізованого теплопостачання

Кількість газу, спожитого водогрійними котельнями, обраховують аналогічно розрахунку як для сільсько-господарських підприємств. Лише річні витрати знаходять на основі даних про кількість годин використання максимуму опалювально-вентиляційного навантаження для кліматичних даних району будівництва, який складає $m_{ов}$=1752 год./рік.

Годинну витрату газу визначають окремо для кожної опалювальної котельні за такою формулою:

$$V_{год.}^{ОК} = \frac{Q_\Sigma \cdot 3600}{Q_p^H \cdot \bar{\eta}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (2.10)$$

де Q_Σ – сумарна теплова потужність встановленого газовикористовуючого обладнання, МВт; $\bar{\eta}$ – середній по підприємству коефіцієнт корисної дії обладнання (при виконанні розрахунків можна приймати $\bar{\eta}$ = 0,6-0,7).

Річні витрати газу на потреби теплопостачання визначають на основі даних про годинне споживання газу в залежності від виду навантаження:

$$V_{p_i}^{m} = m_{OB} \cdot V_{год.}^{OK} \cdot 10^{-3}, \text{ тис.м}^3\text{/рік}, \qquad (2.11)$$

Результати розрахунку наведено у табл.2.4

Сумарні витрати природного газу становлять: годинні – 259,00 м^3/год., а річні – 453,77 тис.м^3/рік.

Таблиця 2.4

Витрати газу на потреби опалювальних котелень

Опалювальна котельня	Потужність встановленого обладнання, $\sum Q$, МВт	Число годин використан. максимуму, $m_{ов}$	Витрата газу	
			годинна, м^3/год.	річна, тис.м^3/рік
1. Котельня №1	0,38	1752	58	101,62
2. Котельня №2	1,23	1752	186	325,87
3. Котельня №3	0,1	1752	15	26,28
Всього:	1,71		259	453,77

2.1.2.6. Сумарні витрати природного газу в населеному пункті

За результатами розрахунків складають зведену таблицю максимально-годинних витрат газу і визначають навантаження на газові мережі різних тисків та сітьові газорегуляторні пункти для прийнятих схем газопостачання населеного пункту як для окремих категорій споживачів, так і загалом для населеного пункту.

Таблиця 2.5

Розрахункові витрати природного газу в с. Біла Криниця

Шифр споживача	Споживач	Розрахункова витрата газу в населеному пункті, м^3/год.
	1. Населення : а) існуюча забудова б) перспективна забудова	 56 164
	Разом	220
	2. Домашні тварини: а) велика рогата худоба б) свині	 11 17
	Разом	28

	3. Джерела теплопостачання: а) місцеві, у т.ч.: - існуюча забудова - перспективна забудова б) централізовані, у т.ч.: -опалювальна котельня №1 -опалювальна котельня №2 -опалювальна котельня №3	 1405 515 890 259 58 186 15
	Разом	1664
ПП-1 ПП-2	4. Промислові та сільськогосподарські підприємства: у т.ч.: а) комбікормовий завод б) ферма ВРХ	2177 175
	Разом	2352
	Всього	4276

2.2. Розробка структурних схем

З метою визначення техніко-економічних показників газорозподільчих систем у даній роботі запропоновано і обраховано декілька варіантів проектування вуличних мереж сільського населеного пункту, а саме:

1. Двоступенева система газопостачання з використанням сталевих труб (газопроводи високого і низького тиску).

2. Двоступенева система газопостачання з використанням поліетиленових труб (газопроводи високого і низького тиску).

3. Одноступенева система середнього тиску з використанням сталевих труб.

4. Одноступенева система середнього тиску з використанням поліетиленових труб.

Окрім того, для двоступеневих систем в мережі низького тиску газу розглянуто два значення перепадів тиску: ΔP=1200 Па і ΔP=1500 Па. Для одноступеневої системи середнього тиску запропоновано такі втрати тиску газу у вуличній мережі: ΔP=150 кПа, ΔP=200 кПа, ΔP=250 кПа.

Джерелом природного газу є головний газорозподільчий пункт, який знаходиться в північній околиці села і який підключений до міжселищних газопроводів високого тиску газу.

Кількість мережних ГРУ прийнято виходячи з планувальних рішень населеного пункту. У подальшому кількість ГРУ буде змінюватись від 3 до 7.

Розрахункові схеми газопроводів частини з запропонованих варіантів газопостачання с.Біла Криниця наведені на арк. 1-4.

2.3. Гідравлічні розрахунки вуличних газопроводів

Метою гідравлічного розрахунку (пряма задача) є визначення діаметрів газопроводів при дотриманні нормованих гідравлічних режимів і пропуску розрахункових витрат газу.

Гідравлічні розрахунки газопроводів виконані за допомогою пакету прикладних програм «HIDRA». Частково деякі розрахунки виконано за допомогою номограм [2].

2.3.1. Газопроводи високого тиску (варіант 2). Сталеві труби

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску виконують у відповідності з вимогами [3] (у даному випадку – за допомогою номограм [2]).

Тиск газу на виході з джерела газопостачання – ГГРП – становить 457 кПа (за результатами розрахунків міжселищних газопроводів високого тиску газу), а у найбільш віддаленого споживача с. Біла Криниця – ГРП 7 – не повинен бути нижчим, ніж 200 кПа (у відповідності з вимогами ДБН [3]). Тобто наявний максимальний перепад тиску складає:

ΔP_{max} = 457-200=257 кПа.

Мінімальний діаметр газопроводів становить D_3xS = 57x3 мм.

Першочергово виконують гідравлічний розрахунок головної магістралі. В даному випадку – це магістраль 1-2-12-13-14-16-17 (ГГРП-...-ГРП 7).

Питома різниця квадратів тиску для головної магістралі дорівнює при сумарній її довжині $\sum L_i$ = 1460 м:

$$\bar{A}_1 = \frac{457^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 1460} = 105{,}14 \text{кПа}^2/\text{м}.$$

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів наведено у табл.2.6. Тиск газу у найбільш віддаленого від ГГРП споживача становить 398 кПа. Запас складає:

$\alpha_1 = \frac{398 - 200}{200} \cdot 100\ \% = 99\ \%$, що більше допустимого значення у 10 %.

Дана нев'язка викликана вимогами до мінімального можливого значення діаметрів газорозподільної мережі.

Після розрахунку магістралей переходять до розрахунку відгалужень. Величина тиску газу на вході в ГРП кожного зі споживачів прийнята рівною 200 кПа.

Результати гідравлічного розрахунку наведено у табл. 2.6.

Таблиця 2.6

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску (сталеві труби)

№ з/п	№ ділянки		V,м^3/год.	L, м	L_P, м	A, кПа^2/м	$A \cdot L_P$, кПа^2	$d_з \cdot S$, мм	ΔP^2, кПа^2	P_n, кПа	$P_к$, кПа
	п	к									
Головна магістраль: 1-2-12-13-14-16-17											
1	1	2	4276	50	55	105,14	5783	159х4	2733	457	454
2	2	12	3152	100	110		11565	159х4	1812	454	452
3	12	13	2977	240	264		27757	159х4	6279	452	445
4	13	14	800	300	330		34696	89х3	13125	445	430
5	14	16	434	450	495		52044	76х3	10176	430	418
6	16	17	262	320	352		37009	57х3	16320	418	398
			$\sum L$=1460		1606						
Магістраль: 2-3-4-6-8											
7	2	3	1124	230	253	134,83	34112	89х3	16020	454	436
8	3	4	502	130	143		19281	76х3	5196	436	430
9	4	6	351	460	506		68224	76х3	7659	430	421
10	6	8	186	300	330		44494	57х3	8320	421	411
			$\sum L$=1120		1232						
Магістраль: 3-9-11											
11	3	9	622	240	264	252,7	66713	76х3	13696	436	420

12	9	11	197	300	330		83391	57х3	8300	420	410
			$\sum L$=540		594						
Відгалуження: 9-10											
$A_4 = \frac{420^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4133$кПа^2/м.											
13	9	10	425	30	33	4133	136400	57х3	3344	420	416
$\alpha_4 = \frac{416 - 200}{200} 100\% = 108\%$.											
Відгалуження: 4-5											
$A_5 = \frac{430^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4391$ кПа^2/м.											
14	4	5	151	30	33	4391	144900	57х3	251	430	430
$\alpha_5 = \frac{429 - 200}{200} 100\% = 114{,}5\%$.											
Відгалуження: 6-7											
$A_6 = \frac{421^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4159$ кПа^2/м.											
15	6	7	165	30	33	4159	137241	57х3	841	421	420
$\alpha_6 = \frac{420 - 200}{200} 100\% = 110\%$.											
Відгалуження: 12-19											
$A_7 = \frac{452^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 100} = 1494$ кПа^2/м.											
16	12	19	175	100	110	1494	164304	57х3	2703	452	449
$\alpha_7 = \frac{449 - 200}{200} 100\% = 124{,}5\%$,											
Відгалуження: 13-20											
$A_8 = \frac{445^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 50} = 2873$ кПа²/м.											
17	13	20	2177	50	55	2873	158015	108х3	13125	445	430
$\alpha_8 = \frac{430 - 200}{200} 100\% = 115\%$.											
Відгалуження: 14-15											
$A_9 = \frac{430^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4391$ кПа2/м.											
18	14	15	366	30	33	4391	144900	57х3	859	430	429
$\alpha_9 = \frac{429 - 200}{200} 100\% = 114{,}5\%$,											
Відгалуження: 16-18											
$A_{10} = \frac{418^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4083$ кПа²/м.											

19	16	18	172	30	33	4083	134724	57х3	149	418	418
$\alpha_{10} = \frac{418-200}{200}100\% = 109\%.$											

Примітка: Запас тиску перевищує рекомендоване [3] значення – 10 %. У разі зменшення діаметра газопроводу запас за абсолютною величиною буде більшим від вказаного у табл. 2.6 значення.

2.3.2. Газопроводи високого тиску (варіант 4). Поліетиленові труби

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску виконують у відповідності з вимогами [3].

Тиск газу на виході з джерела газопостачання – ГГРП – становить 457 кПа, а у найбільш віддаленого споживача – ГРП 7 – не повинен бути нижчим, ніж 200 кПа. Тобто наявний максимальний перепад тиску складає:

ΔP_{max} = 457-200=257 кПа.

Мінімальний діаметр газопроводів із поліетиленових труб становить D_3xS = 50х2,9 мм.

Виконуємо гідравлічний розрахунок головної магістралі. В даному випадку – це магістраль 1-2-12-13-14-16-17 (ГГРП-...-ГРП 7). Питома різниця квадратів тиску для головної магістралі дорівнює при сумарній її довжині $\sum L_i$ = 1460 м:

$$\bar{A}_l = \frac{457^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 1460} = 105{,}14 \text{ кПа}^2/\text{м}.$$

Після розрахунку магістралей переходять до розрахунку відгалужень. Величина тиску газу на вході в ГРП кожного зі споживачів дорівнює 200 кПа.

Результати гідравлічного розрахунку наведені у табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Гідравлічний розрахунок газопроводів високого тиску (ПЕ труби)

№ з/п	№ ділянки		V,м^3/ год.	L, м	L_P, м	A, кПа^2/м	$A \cdot L_P$, кПа^2	$d_3 \cdot S$, мм	ΔP^2, кПа^2	P_n, кПа	$P_к$, кПа
	п	к									
Головна магістраль: 1-2-12-13-14-16-17											
1	1	2	4276	50	55	105,14	5783	160х9,1	2733	457	454

2	2	12	3152	100	110		11565	160x9,1	2715	454	451
3	12	13	2977	240	264		27757	160x9,1	5376	451	445
4	13	14	800	300	330		34696	90x5,2	7056	445	437
5	14	16	434	450	495		52044	90x5,2	5208	437	431
6	16	17	262	320	352		37009	63x3,6	6832	431	423
			$\sum L$=1460		1606						
Магістраль: 2-3-4-6-8											
7	2	3	1124	230	253	134,83	34112	110x6,3	8980	454	444
8	3	4	502	130	143		19281	90x5,2	4415	444	439
9	4	6	351	460	506		68224	90x5,2	3496	439	435
10	6	8	186	300	330		44494	50x2,9	15336	435	417
			$\sum L$=1120		1232						
Магістраль: 3-9-11											
11	3	9	622	240	264	264,5	69838	90x5,2	5292	444	438
12	9	11	197	300	330		87298	50x2,9	10368	438	426
			$\sum L$=540		594						

Відгалуження: 9-10											
$A_4 = \frac{438^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4601$ кПа^2/м.											
13	9	10	425	30	33	4601	151844	50x2,9	6944	438	430
$\alpha_4 = \frac{430 - 200}{200} 100\% = 115\%$.											
Відгалуження: 4-5											
$A_5 = \frac{439^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4628$ кПа^2/м.											
14	4	5	151	30	33	4628	152721	50x2,9	5232	439	433
$\alpha_5 = \frac{433 - 200}{200} 100\% = 116{,}5\%$.											
Відгалуження: 6-7											
$A_6 = \frac{435^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4522$ кПа^2/м.											
15	6	7	165	30	33	4522	149225	50x2,9	1736	435	433
$\alpha_6 = \frac{433 - 200}{200} 100\% = 116{,}5\%$.											
Відгалуження: 12-19											
$A_7 = \frac{451^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 100} = 1486$ кПа^2/м.											
16	12	19	175	100	110	1486	163460	50x2,9	4485	451	446
$\alpha_7 = \frac{446 - 200}{200} 100\% = 123\%$,											
Відгалуження: 13-20											

$A_8 = \frac{445^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 50} = 2873$ кПа²/м.											
17	13	20	2177	50	55	2873	158015	110х6,3	14841	445	428
$\alpha_8 = \frac{428-200}{200} 100\% = 114\%$.											
Відгалуження: 14-15											
$A_9 = \frac{437^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4575$ кПа2/м.											
18	14	15	366	30	33	4575	150969	50х2,9	7785	437	428
$\alpha_9 = \frac{428-200}{200} 100\% = 114\%$,											
Відгалуження: 16-18											
$A_{10} = \frac{431^2 - 200^2}{1{,}1 \cdot 30} = 4417$ кПа²/м.											
19	16	18	172	30	33	4417	145761	50х2,9	6832	431	423
$\alpha_{10} = \frac{423-200}{200} 100\% = 111{,}5\%$.											

Примітка: Запас тиску перевищує рекомендоване [3] значення – 10 %.

2.3.3. Газопроводи низького тиску (варіант 2). Сталеві труби

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску виконаний за допомогою ЕОМ по програмі «Hidra».

```
Отдел:
Исполнитель:  сам
Договор:
Обьект:
Вариант:     н/д
Район:
Дата заказа:
N п/п   Исходные данные об участке  Р Е З У Л Ь Т А Т Ы  Р А С Ч Е Т А
            Начало  Конец  Длина    Расход   Д а в л е н и я    Размер
                                              в начале  в конце    трубы
ГРП1
  1           100 - 4         30     151.0    300.00   247.90       76
  2             4 - 3        130      20.0    247.90   221.40       57
  3             3 - 2         70       3.0    221.40   220.80       57
  4             4 - 5        220      55.0    247.90   189.10       76
  5             5 - 6        170      16.7    189.10   164.40       57
  6             4 - 7         70      35.0    247.90   208.80       57
  7             7 - 8        130       6.0    208.80   205.40       57
  8             7 - 9         40      14.0    208.80   207.90       76
  9             9 - 11       170       6.0    207.90   203.90       57
  10           11 - 13        50       9.0    203.90   202.80       57
  11           11 - 12       110      11.0    203.90   196.60       57
```

Общий расход 151.0

ГРП2

1	100 - 43	30	165.0	300.00	287.10	102
2	43 - 45	100	35.0	287.10	232.60	57
3	43 - 40	50	109.0	287.10	266.60	89
4	43 - 44	70	7.0	287.10	285.00	57
5	45 - 10	40	133.0	232.60	228.90	127
6	10 - 11	180	61.0	228.90	203.90	89
7	10 - 9	210	32.0	228.90	207.90	76
8	40 - 39	140	47.0	266.60	238.10	76
9	39 - 38	200	30.0	238.10	151.50	57
10	38 - 37	190	2.0	151.50	150.80	57
11	40 - 41	140	39.0	266.60	170.80	57
12	41 - 42	130	13.0	170.80	159.20	57

Общий расход 165.0

ГРП3

1	17 - 18	270	20.0	211.80	160.10	57
2	16 - 17	110	38.0	283.40	211.80	57
3	100 - 16	30	198.0	300.00	283.40	103
4	18 - 19	110	1.0	160.10	160.00	57
5	16 - 19	280	31.0	283.40	160.00	57
6	16 - 3	240	23.0	283.40	221.40	57
7	16 - 15	120	38.0	283.40	205.50	57
8	15 - 21	60	23.0	205.50	190.10	57
9	21 - 20	230	15.0	190.10	162.90	57
10	20 - 19	110	7.0	162.90	160.00	57

Общий расход 198.0

ГРП4

1	35 - 15	150	36.0	291.50	205.50	57
2	100 - 35	30	426.0	300.00	291.50	159
3	35 - 25	60	231.0	291.50	276.30	127
4	25 - 21	150	36.0	276.30	190.10	57
5	25 - 23	70	60.0	276.30	254.60	76
6	23 - 24	50	0.5	254.60	254.60	57
7	23 - 22	100	43.0	254.60	174.20	57
8	22 - 20	80	19.0	174.20	162.90	57
9	35 - 34	210	43.0	291.50	255.20	76
10	25 - 26	80	111.0	276.30	242.70	89
11	26 - 32	80	56.0	242.70	220.50	76
12	32 - 33	80	1.0	220.50	220.40	57
13	34 - 33	70	33.0	255.20	220.40	57
14	33 - 30	130	30.0	220.40	165.90	57
15	30 - 29	100	11.0	165.90	158.80	57
16	30 - 31	130	1.0	165.90	165.70	57
17	32 - 31	80	39.0	220.50	165.70	57
18	31 - 28	100	10.0	165.70	159.80	57
19	28 - 29	180	2.0	159.80	158.80	57
20	26 - 27	170	30.0	242.70	169.50	57
21	22 - 27	90	10.0	174.20	169.50	57
22	27 - 28	80	15.0	169.50	159.80	57
23	35 - 36	120	86.0	291.50	218.10	76
24	15 - 14	130	13.0	205.50	199.90	57
25	14 - 13	170	3.0	199.90	197.90	57
26	36 - 13	150	14.0	218.10	202.80	57
27	36 - 37	150	31.0	218.10	150.80	57

Общий расход 426.0

ГРП5

1	100 – 53	30	366.0	300.00	294.00	159
2	53 – 51	130	11.0	294.00	284.70	57
3	51 – 52	50	3.0	284.70	284.40	57
4	53 – 54	120	91.0	294.00	258.80	57
5	53 – 72	170	237.0	294.00	278.80	159
6	54 – 55	210	21.0	258.80	214.30	57
7	54 – 59	210	31.0	258.80	162.90	57
8	56 – 59	150	18.0	275.10	163.00	57
9	72 – 56	50	214.0	278.80	275.10	159
10	56 – 57	30	214.0	275.10	268.50	127
11	57 – 58	130	7.0	268.50	264.80	57
12	57 – 47	140	194.0	268.50	259.80	159
13	47 – 48	90	1.0	259.80	259.80	57
14	47 – 46	210	166.0	259.80	249.90	159
15	46 – 45	210	125.0	249.90	232.60	127

Общий расход 366.0

ГРП6

1	100 – 63	30	173.0	300.00	271.70	89
2	63 – 59	80	8.0	271.70	162.90	57
3	63 – 62	90	67.0	271.70	236.70	76
4	62 – 61	70	39.0	236.70	188.40	57
5	61 – 60	120	21.0	188.40	163.30	57
6	60 – 59	130	2.0	163.30	162.90	57
7	62 – 65	200	2.0	236.70	236.10	57
8	63 – 64	200	6.0	271.70	266.80	57

Общий расход 173.0

ГРП7

1	100 – 71	30	262.0	300.00	292.30	127
2	71 – 58	280	13.0	292.30	264.80	57
3	71 – 64	90	90.0	292.30	266.80	89
4	64 – 65	90	63.0	266.80	236.10	76
5	65 – 66	120	30.0	236.10	190.40	57
6	66 – 61	210	4.0	190.40	188.40	57
7	71 – 67	230	31.0	292.30	191.00	57
8	67 – 66	100	3.0	191.00	190.40	57
9	71 – 70	90	79.0	292.30	245.10	76
10	70 – 69	150	25.0	245.10	200.30	57
11	69 – 68	150	10.0	200.30	191.20	57
12	68 – 67	110	5.0	191.20	191.00	57
13	70 – 68	180	25.0	245.10	191.20	57

Общий расход 262.0

2.3.4. Газопроводи низького тиску (варіант 4). Поліетиленові труби

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску виконаний за допомогою ЕОМ по програмі «Hidra».

Отдел:
Исполнитель: сам

Договор:
Обьект:
Вариант: н/д
Район:
Дата заказа:

N п/п	Исходные данные об участке			Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А			
	Начало	Конец	Длина	Расход	Д а в л е н и я в начале	в конце	Размер трубы
ГРП1							
1	100	4	30	373.0	300.00	273.50	125
2	4	3	130	74.0	273.50	261.90	110
3	3	2	70	7.0	261.90	257.60	50
4	4	5	220	42.0	273.50	228.00	75
5	5	6	170	14.0	228.00	192.90	50
6	4	7	70	215.0	273.50	250.70	125
7	7	8	130	7.0	250.70	242.80	50
8	7	9	40	180.0	250.70	241.30	125
9	9	11	170	95.0	241.30	217.40	110
10	11	13	50	24.0	217.40	189.50	50
11	11	12	110	14.0	217.40	194.60	50
12	11	10	180	1.0	217.40	217.00	50
13	9	10	210	50.0	241.30	217.00	90
14	10	45	40	15.0	217.00	215.60	75
15	3	16	240	31.0	261.90	231.80	75
Общий расход	373.0						
ГРП2							
1	100	43	30	173.0	300.00	287.50	110
2	43	45	100	28.0	287.50	215.60	50
3	43	40	50	103.0	287.50	266.10	90
4	43	44	70	14.0	287.50	273.10	50
5	45	46	210	15.0	215.60	162.90	50
6	40	41	140	42.0	266.10	199.10	63
7	41	42	130	14.0	199.10	172.20	50
8	40	39	140	33.0	266.10	222.70	63
9	39	38	200	19.0	222.70	153.20	50
Общий расход	173.0						
ГРП3							
1	17	18	270	13.0	207.50	156.70	50
2	16	17	110	27.0	231.80	207.50	63
3	100	16	30	158.0	300.00	231.80	75
4	18	19	110	1.0	157.30	156.70	50
5	16	19	280	30.0	231.80	157.30	63
6	15	14	130	14.0	218.60	191.70	50
7	16	15	120	83.0	231.80	218.60	110
8	15	21	60	38.0	218.60	194.80	63
9	21	20	230	12.0	194.80	156.80	50
10	19	20	110	2.0	157.30	156.80	50
11	14	13	170	3.0	191.70	189.50	50
Общий расход	158.0						
ГРП4							
1	35	15	150	17.0	265.20	218.60	50
2	100	35	30	432.0	300.00	265.20	125
3	35	25	60	265.0	265.20	233.70	125
4	25	21	150	16.0	233.70	194.80	50
5	25	23	70	68.0	233.70	199.70	75

6	23 - 24	50	0.5	199.70	199.70	50
7	23 - 22	100	40.0	199.70	161.10	63
8	22 - 20	80	8.0	161.10	156.80	50
9	35 - 34	210	46.0	265.20	214.70	75
10	25 - 26	80	146.0	233.70	209.50	110
11	26 - 32	80	100.0	209.50	197.10	110
12	33 - 32	80	4.0	202.40	197.10	50
13	34 - 33	70	38.0	214.70	202.40	75
14	33 - 30	130	28.0	202.40	172.20	63
15	30 - 29	100	15.0	172.20	149.10	50
16	31 - 30	130	7.0	177.10	172.20	50
17	32 - 31	80	76.0	197.10	177.10	90
18	31 - 28	100	26.0	177.10	148.80	63
19	29 - 28	180	1.0	149.10	148.80	50
20	26 - 27	170	18.0	209.50	148.90	50
21	22 - 27	90	11.0	161.10	148.90	50
22	27 - 28	80	1.0	148.90	148.80	50
23	35 - 36	120	75.0	265.20	193.70	75
24	36 - 13	150	4.0	193.70	189.50	50
25	36 - 37	150	30.0	193.70	154.50	63
26	37 - 38	190	2.0	154.50	153.20	50
Общий расход	432.0					

ГРП5

1	100 - 53	30	202.0	300.00	295.20	125
2	53 - 51	130	21.0	295.20	239.80	50
3	51 - 52	50	7.0	239.80	236.80	50
4	53 - 54	120	80.0	295.20	262.50	90
5	53 - 72	170	72.0	295.20	256.60	90
6	54 - 55	210	14.0	262.50	219.10	50
7	54 - 59	210	24.0	262.50	262.40	50
8	59 - 56	150	18.0	262.40	250.70	50
9	72 - 56	50	50.0	256.60	250.70	90
10	56 - 57	30	50.0	250.70	242.10	75
11	57 - 58	130	3.0	242.10	240.40	50
12	57 - 47	140	33.0	242.10	197.80	63
13	47 - 48	90	1.0	197.80	197.80	50
14	47 - 46	210	12.0	197.80	162.90	50
Общий расход	202.0					

ГРП6

1	100 - 63	30	178.0	300.00	262.40	90
2	63 - 59	80	1.0	262.40	262.40	50
3	63 - 62	90	87.0	262.40	233.40	90
4	62 - 61	70	51.0	233.40	186.00	63
5	60 - 61	120	5.0	186.00	147.10	50
6	59 - 60	130	3.0	262.40	147.10	50
7	62 - 65	200	9.0	233.40	215.40	50
8	63 - 64	200	11.0	262.40	235.20	50
9	61 - 66	210	5.0	186.00	179.10	50
Общий расход	178.0					

ГРП7

1	100 - 71	30	225.0	300.00	278.60	110
2	71 - 58	280	11.0	278.60	240.40	50
3	71 - 64	90	67.0	278.60	235.20	75
4	64 - 65	90	43.0	235.20	215.40	75
5	65 - 66	120	17.0	215.40	179.10	50

7	71 – 67	230	39.0	278.60	183.40	63
8	66 – 67	100	6.0	179.10	183.40	50
9	71 – 70	90	90.0	278.60	238.00	75
10	70 – 69	150	19.0	238.00	184.60	50
11	69 – 68	150	5.0	184.60	179.70	50
12	68 – 67	110	5.0	183.40	179.70	50
13	70 – 68	180	18.0	238.00	179.70	50
Общий расход	225.0					

Література

1. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія / Мінрегіонбуд України. − К.: Мінрегіонбуд України, 2011.− 123 с.

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

3. ДБН В.2.5-20:2018. Інженерне обладнання будівель та споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання (з урахуванням зміни №1) / Мінрегіон України. – К.: Мінрегіон України, 2019. – 113 с.

4. ДБН В.2.5-39:2008. Теплові мережі. – К.: Укрархбудінформ, 2009. – 39 с.

3.1. Шафовий газорегуляторний пункт

Зв’язок між газопроводами різних тисків, які входять в багатоступеневу систему газопостачання, забезпечують тільки через газорегуляторні пункти (ГРП) або установки (ГРУ). Вони призначені для зниження тиску газу і підтримання його на заданому рівні незалежно від коливань витрати газу і його тиску на вході в ГРП чи ГРУ.

Загалом будь-який газорегуляторний пункт чи установка повинні мати три ступені захисту споживача від підвищення тиску газу (регулятор тиску газу, ЗЗК і ЗСК) і два ступені – від пониження тиску (регулятор тиску і ЗЗК)

Газорегуляторний пункт шафового типу /ШРП/ призначений для зниження тиску газу й підтримки його на визначеному вимогами ДБН В.2.5-20 [3] необхідному рівні (вуличні газорозподільні мережі низького тиску, а саме – 3,0 кПа) незалежно від зміни витрати газу і значення вхідного тиску. Одночасно здійснюється очищення газу від механічних домішок.

Газорегуляторні пункти, які прийняті у кваліфікаційній роботі, розміщені у сталевих шафах, котрі встановлені на окремих залізобетонних

опорах в зоні нежитлової забудови. Мінімальна відстань до житлової зони – не менше 10 м [3].

До складу ГРП шафового типу входять:

- регулятор тиску, що знижує тиск газу й підтримує його на заданому рівні незалежно від зміни витрати й коливання вхідного тиску (до регулятора);
- запобіжно-запірний клапан (ЗЗК), встановлений перед регулятором для припинення подачі газу при неприпустимому підвищенні або зниженні його тиску за регулятором;
- запобіжно-скидний клапан (ЗСК), призначений для скидання в атмосферу частини газу при незначному перевищенні вихідного тиску з метою попередження спрацьовування ЗЗК;
- фільтр, що забезпечує очищення газу від механічних домішок;
- вимикальні пристрої, які у ручному режимі припиняють рух природного газу (в залежності від діаметру – засувки або кульові крани);
- контрольно-вимірювальні прилади, що забезпечують вимір, а при необхідності й реєстрацію температури газу на вході й тиск газу на вході й виході ШРП.

Для запобігання перерви у газопостачанні на час ремонту обладнання ГРП чи ГРУ їх конструкція повинна передбачати байпас. Байпас включає в себе два послідовно встановлених вимикальних пристрої, а після них (за напрямком руху газу) слід розмістити манометр. Діаметр обвідного газопроводу повинен бути не меншим за діаметр сідла клапана регулятора тиску газу на лінії редукування.

Для шафових ГРП, які обслуговують окремі промислові та інші підприємства і котельні, газовикористовуюче обладнання яких оснащене авто-матикою безпеки, передбачаються одна лінія редукування і байпас.

Поставляють ШРП у зборі, у повній готовності до встановлення.

3.1.1. Регулятори тиску газу

Регулятори тиску газу є основним устаткуванням ГРП і ГРУ. Конструкція і принцип їх дії детально описані в технічній літературі [54, 59, 62]. Вибір регуляторів тиску слід виконувати згідно з максимально-годинною витратою газу і необхідним перепадом тиску при редуціюванні. Технічну характеристику деяких приладів наведено у табл.1 додатка 7, а у табл.2 цього ж додатка вказано значення пропускної здатності деяких типів регуляторів [2].

Загалом пропускну здатність будь-якого регулятора тиску визначають за формулою:

$$Q = 1595 \cdot f \cdot \alpha \cdot P_1 \cdot \varphi \sqrt{\frac{1}{\rho_0}}, \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (3.1)$$

де f – площа сідла клапана, см^2 (визначають за даними табл.1 додатка 7); α – коефіцієнт витрати (вибирають теж за даними табл.1 цього ж додатка); P_1 – абсолютний тиск газу на вході в регулятор, МПа (приймають за даними гідравлічного розрахунку газопроводів вищого ієрархічного рівня); φ – коефіцієнт, який залежить від співвідношення P_2/P_1 (знаходять за даними табл.3 додатка 7); P_2 – абсолютний тиск газу на виході з регулятора, МПа (приймають в залежності від схеми газопостачання споживача чи населеного пункту); ρ_0 – густина газу за нормальних умов, ρ_0=0,73 кг/м^3.

Отримане згідно з розрахунком за формулою (3.1) значення пропускної здатності регулятора повинно бути на 15-20 % більшим за максимально-годинну витрату газу споживачами, для яких даний ГРП чи ГРУ є джерелом газопостачання.

Нижче поданий розрахунок технологічного обладнання для головного газорегуляторного пункту – джерела природного газу для споживачів населеного пункту, а також мережних ГРП шафового типу для двоступеневої газорозподільної системи: варіант газопостачання с. Біла Криниця з використанням поліетиленових труб і кількістю мережних ГРП – n = 7 шт. Значення тисків газу, витрати газу – див. розд.2.3.2 і 2.3.4. Результати розрахунку вказані у табл.3.1.

Головний ГРП

Вихідні дані:

1) тиск газу на вході в ГГРП – P_1 = 0,803 МПа;
2) тиск газу на виході з ГГРП – P_2 = 0,457 МПа;
3) максимально-годинна витрата газу споживачами населеного пункту – V= 4276 м^3/год.

На підставі характеристик про пропускну здатність регуляторів тиску газу ([2], додаток 7, табл.2) приймають регулятор типу РДБК1-100 з діаметром сідла клапана 50 мм. Його таблична пропускна здатність для викладених вище умов становить 6396 м^3/год., що перевищує максимально-годинну витрату природного газу споживачами с. Біла Криниця, а саме – 4276 м^3/год.

З табл.1 додатка 7 [2] виписують технічні показники вибраного регулятора тиску:

1) площа сідла клапана – f = 13,5 см^2;
2) коефіцієнт витрати – a = 0,6.

Співвідношення тисків на вході і виході з ГГРП становить:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{0{,}457}{0{,}803} = 0{,}5691.$$

Цьому співвідношенню відповідає таке значення числового коефіцієнта φ = 0,4740 (див. табл.3 додатка 7 [2]).

У загальному випадку пропускну здатність будь-якого регулятора тиску визначають за формулою (3.1):

$$Q = 1595 \cdot 13{,}5 \cdot 0.6 \cdot 0{,}803 \cdot 0{,}474 \sqrt{\frac{1}{0{,}73}} = 4856 \text{ м}^3\text{/год.}$$

Отримане згідно з розрахунком значення пропускної здатності регулятора на

$$\beta = \frac{4856 - 14276}{4856} 100\% = 11{,}94\%$$

перевищує максимально-годинну витрату газу споживачами с. Біла Криниця, що знаходиться в рекомендованих вимогами нормативних документів межах.

Тобто, регулятор тиску газу для ГГРП, що є джерелом газопостачання сільського населеного пункту, підібрано вірно.

Мережні ГРП

За результатами гідравлічних розрахунків двоступеневих газорозподільних систем: газопроводів низького тиску (визначені максимально-годинні витрати газу – навантаження мережних ГРП) і високого тиску (встановлені гідравлічні режими – значення тисків газу на вході в кожний ГРП) прийняті вихідні дані для підбору обладнання – регуляторів тиску газу кожного із них.

Наприклад, мережний ГРП-4.

Вихідні дані:

1) тиск газу на вході в ГРП-4 – P_1 = 0,43 МПа;
2) тиск газу на виході з ГРП-4 – P_2 = 0,104 МПа (3 кПа – манометричний);
3) максимально-годинна витрата газу споживачами – V= 432 м^3/год.

Технічні показники вибраного для попередньо прийнятого регулятора тиску РДБК1-25 такі:

1) площа сідла клапана – f = 2,66 см^2;
2) коефіцієнт витрати – a = 0,65.

Співвідношення тисків на вході і виході з ГРП-4 становить:

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{0{,}104}{0{,}43} = 0{,}241.$$

Цьому співвідношенню відповідає таке значення числового коефіцієнта φ = 0,4748 (див. табл.3 додатка 7 [2]).

Пропускна здатність регулятора тиску для зазначених вище умов:

$$Q = 1595 \cdot 2{,}66 \cdot 0{,}66 \cdot 0{,}43 \cdot 0{,}4748 \sqrt{\frac{1}{0{,}73}} = 659 \text{ м}^3\text{/год.}$$

Отримане згідно з розрахунком значення пропускної здатності регулятора на

$$\beta = \frac{659 - 432}{659} 100\% = 34{,}4\%,$$

що дещо перевищує рекомендовану норму.

Для інших мережних ГРП підбір регуляторів тиску газу виконують аналогічно.

Перелік використаних у кваліфікаційній роботі ГРП шафового типу із вказівкою типу регуляторів, а також їх розрахунковою і фактичною пропускною здатністю вказаний у табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Характеристика газорегуляторних установок

Номер ГРП на схемі	Тип регулятора тиску	Тиск газу на		Діаметр сідла клапана, мм	Максимально-годинна витрата, $м^3$/год.	Пропускна здатність регулятора $м^3$/год.	Типовий проект
		вході, МПа	виході, МПа				
ГГРП	РДБКІ-100	0,833	0,457	50	4276	4856	Стаціонарний ГРП
ГРП-1	РД-50М	0,428	0,104	15	373	483	ШП-2
ГРП-2	РД-50М	0,423	0,104	15	173	400	ШП-2
ГРП-3	РД-50М	0,433	0,104	15	158	409	ШП-2
ГРП-4	РДБКІ-25	0,430	0,104	21	432	659	ПШГР-1
ГРП-5	РД-50М	0,426	0,104	15	202	403	ШП-2
ГРП-6	РД-50М	0,446	0,104	15	178	421	ШП-2
ГРП-7	РД-50М	0,423	0,104	15	225	400	ШП-2

3.2. Облік природного газу

3.2.1. Пункт обліку природного газу (ПОГ)

У відповідності до вимог нормативних документів [2] для обліку природного газу слід використовувати прилади з класом точності 1, які мають можливість підключення коректорів об'єму (компенсація температурних коливань блакитного палива). У даному випадку в ПОГ встановлюють лічильник типу ЛВГ. Користуючись даними про максимально-годинну витрату газу споживачами с.Біла Криниця – V=4276 $м^3$/год. – вибирають типорозмір ЛВГ-200 (див. табл.3 додатка 17 [2]) з такими характеристиками:

1) діапазон витрат газу – 250-2500 $м^3$/год.;
2) діапазон робочого тиску – 0,1-10,0 МПа ;

3) границі допустимої похибки вимірювання – ± 1,0 %.

Так як пропускної здатності пропонованого лічильника недостатньо, то для обліку палива в холодний період року усіма споживачами паралельно встановлюють два однакових лічильника ЛВГ-200 – сумарно 5000 м^3/год., що більше максимально-годинної витрати – V=4276 м^3/год. В теплий період року, коли відпаде потреба у теплопостачанні (див. табл.2.5), максимально-годинна витрата усіма споживачами в с. Біла Криниця не перевищуватиме 2500 м^3/год. («працюватиме» лише один лічильник газу).

3.2.2. Індивідуальні житлові будинки

Для обліку спожитого природного газу абонентами будинків садибного типу в кожному із них заплановано встановити побутовий лічильник, типорозмір якого визначають в залежності від виду і кількості встановлених побутових газових приладів і потужності автономної теплогенеруючої установки. Характеристика побутових газових приладів, які є у домогосподарствах мешканців с. Біла Криниця, вказані у табл.2.2.

Згідно із вихідними даними до виконання кваліфікаційної роботи в населеному пункті є три можливих варіанта встановленого газобладнання:

1) плита газова 4-пальникова ПГ-4 (Q_1=10,5 кВт), водогрійний котел для опалення житлового будинку площею 70 м^2 (Q_2 =12,11 кВт) – існуюча забудова;

2) плита газова 4-пальникова ПГ-4 (Q_1=10,5 кВт), водогрійний котел для опалення житлового будинку площею 70 м^2 (Q_2 =12,11 кВт), проточний газовий водонагрівач ВПГ-23 (Q_3 =23,0 кВт) – існуюча забудова;

3) плита газова 4-пальникова ПГ-4 (Q_1=10,5 кВт), водогрійний котел для опалення житлового будинку з підвищеними вимогами щодо теплозахисту зовнішньої оболонки площею 150 м^2 (Q_2 =13,95 кВт), проточний газовий водонагрівач ВПГ-23 (Q_3 =23,0 кВт) – перспективна забудова.

Максимально-годинна витрату природного газу для кожного із можливих варіантів газифікації житла розраховують на підставі теплової потужності газового обладнання та коефіцієнтів одночасності його дії (стосується лише сумісного встановлення ПГ+ВПГ – k_{sim}=0,7) – див. [2, розд.2.3, формула (2.3)].

Загалом номінальну витрату газу газовим обладнанням, яке встановлене будинку садибного типу, визначають так:

$$\Sigma V_H = \frac{3.6}{Q_P^H}\left(\frac{Q_1}{\eta_1} + \frac{Q_2}{\eta_2} + \frac{Q_3}{\eta_3} + ...\right), \text{ м}^3/\text{год.}, \qquad (3.2)$$

де Q_i – номінальна теплова потужність i-го приладу кВт; η_i – те ж, коефіцієнт корисної дії; i=1, 2, 3 … – кількість типів приладів, які встановлено в одному будинку.

Наприклад, для другого варіанту газифікації:

$$\Sigma V_H = \frac{3,6}{34}\left(\left(\frac{10,5}{1} + \frac{23}{0,9}\right)0,7 + \frac{12,11}{0,8}\right) = 4,1 \text{ м}^3/\text{год.}$$

Для інших варіантів – результати розрахунків вказані у табл. 3.2).

Таблиця 3.2

Вибір ПЛГ для домоволодінь с. Біла Криниця

Показники	Варіант газифікації домоволодіння		
	1	2	3
1. Встановлені газові прилади	ПГ-4 +ТГУ	ПГ-4+ВПГ-23+ ТГУ	ПГ-4+ВПГ-23+ ТГУ
2. Витрата газу, м^3/год.	2,71	4,1	4,3
3. Типорозмір побутового лічильника газу ПЛГ	G2.5	G4	G4

4.1. Оформлення результатів технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів

Технічний стан газопроводів, оцінений на підставі отриманих результатів технічного обстеження газопроводів, 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, що знаходяться в експлуатації, повинні бути складені схеми газопроводів з нанесенням на них усіх виявлених дефектів з 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

При визначенні можливості подальшої експлуатації газопроводів 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 (St), визначена згідно з «Правилами обстежень», становить менше 10 з максимально можливих 20.

Акт перевірки технічного стану газопроводу та його схему слід додати до паспорта технічного стану цього газопроводу для того, щоб забезпечити можливість їх подальшого використання.

Паспорти технічного стану газопроводів («Правила обстежень», п. 8.1.) є технічними документами, в яких на підставі об'єктивних даних обстеження містяться висновки про придатність або непридатність газопроводів до подальшої експлуатації, що періодично уточнюються.

Паспортизації підлягають («Правила обстежень», п. 8.2.) розподільні газопроводи населених пунктів із тиском газу до 1,2 МПа усіх державних відомств та окремих підприємств незалежно від відомчої належності та форм власності.

Метою паспортизації розподільчих газопроводів («Порядок технічного огляду», п. 10.2.) є створення єдиної системи обліку та моніторингового контролю стану газопроводів для можливості оперативного виявлення характерних змін та пошкоджень на газових мережах, відстеження інтенсивності руйнівних процесів, виявлення реального стану газопроводів та їх споруд.

Акти перевірки технічного стану газопроводів, складені за результатами технічного обстеження з оцінкою їх технічного стану та висновками про потребу та терміни проведення ремонту, затверджені керівником філії ТОВ «Газорозподільні мережі України» або підприємства, що експлуатує газопроводи, є підставою для проведення поточного чи капітального ремонту газопроводів («Правила обстежень», п. 2).

Поточний ремонт призначається для постійної підтримки працездатності газопроводів та споруд на них («Правила обстежень», п. 12.11). Даний вид ремонтів направлений на забезпечення газопроводів та споруд на них від передчасного зносу та на попередження виникнення аварій.

Роботи з поточного ремонту полягають в усуненні несправностей та поломок, що виникли в процесі експлуатації, а також ревізії окремих вузлів та деталей («Правила обстежень», п. 12.12).

Типовий перелік робіт, що виконуються під час поточного ремонту об'єктів систем газопостачання, та їх періодичність виконання наведено у додатку 1.

До капітального ремонту відносяться роботи, в процесі яких проводиться заміна зношених конструкцій, вузлів та деталей або заміна їх на більш досконалі або економічні, а також роботи з ремонту базових (основних) конструкцій та споруд («Правила обстежень», п. 12.18).

Підбір об'єктів для капітального ремонту повинен проводитись на підставі дефектних відомостей, складених у результаті оглядів у натурі, записів в експлуатаційних паспортах, а також актів технічного обстеження.

Типовий перелік робіт, що виконуються під час капітального ремонту об'єктів систем газопостачання, та їх періодичність виконання наведено у додатку 2.

4.2. Виконавці. Вимоги до кваліфікації спеціалістів

До виконання робіт з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів допускаються особи, які мають кваліфікацію:

- слюсаря з експлуатації та ремонту підземних газопроводів 3-го, 4-го та 5-го розрядів;
- монтера захисту підземних трубопроводів від корозії 5-го та 6-го розрядів.

Ці особи мають відповідні посвідчення на право виконання газонебезпечних робіт.

Крім того, особи, які виконують роботи, пов'язані з комплексним приладовим обстеженням підземних газопроводів, повинні мати

кваліфікаційну групу для роботи з електроустановками до 1000 В не нижче третьої, які склали відповідний іспит кваліфікаційної комісії.

Виконання бригадами (ланками) робіт з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів повинно проводитись під керівництвом майстра служби експлуатації розподільних газопроводів та споруд на них, що має повну або базову вищу освіту відповідного напряму підготовки (спеціаліст, бакалавр), газовому господарстві не менше 2-х років, а також допущеного до керівництва газонебезпечними роботами.

Загальне керівництво роботами з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів здійснює начальник служби експлуатації розподільчих газопроводів та споруд на них, який має вищу освіту відповідного напрямку підготовки (магістр, спеціаліст), післядипломну освіту в галузі управління та стаж роботи за професією у газовому господарстві не менше 4-х років.

До виконання робіт з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільних газопроводів, а також газопроводів-вводів допускаються залежно від складності цих робіт – слюсарі з експлуатації та ремонту підземних газопроводів 3-го, 4-го, 5-го та 6-го розрядів, а також монтери для захисту підземних газопроводів від корозії 5-го і 6-го розрядів, які досягли 18-річного віку і які пройшли:

- навчання та склали іспити на знання нормативно-правових актів з охорони праці, фаху, Закону України «Про охорону праці» тощ, а також допущені до виконання газонебезпечних робіт;
- попередній медичний огляд;
- навчання та перевірку знань з питань охорони праці;
- вступний інструктаж з пожежної безпеки та охорони праці;
- первинний інструктаж на робочому місці з охорони праці та безпечного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, газопроводів-вводів та споруд на них (за особистим підписом);

- стажування протягом не менше 10 робочих змін (залежно від кваліфікації та досвіду роботи) під керівництвом досвідченого працівника, зайнятого на роботах з обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, газопроводів-вводів та споруд на них (допуск до стажування оформляється наказом, у якому визначається тривалість стажування та вказується прізвище працівника, відповідального за проведення стажування; після закінчення стажування та задовільних результатів перевірки знань з питань охорони праці наказом (розпорядженням) роботодавця працівник допускається до самостійної роботи, про що робиться запис у журналі реєстрації інструктажів).

Крім того, особи, які виконують роботи пов'язані з комплексним приладовим обстеженням підземних газопроводів, повинні пройти навчання та перевірку знань правил виконання цих робіт на проїжджій частині доріг населеного пункту, а також мати кваліфікаційну групу для роботи з електроустановками до 1000 В не нижче третьої, і які склали відповідний іспит.

Перед початком робіт з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів майстер служби, який здійснює керівництво цими роботами, зобов'язаний:

- одержати в установленому порядку наряд-допуск (у разі його необхідності) на проведення газонебезпечних робіт, що виконуються бригадою (ланкою) під час технічного обстеження зазначених вище об'єктів систем газопостачання;

- видати бригаді (ланці) під розпис наряд-завдання на виконання робіт з технічного обстеження;

- провести інструктаж бригади (ланки) згідно з нарядом-допуском на газонебезпечні роботи з безпечного виконання таких робіт;

- перевірити забезпечення підлеглих бригад (ланок) необхідними справними приладами виявлення витоків газу, пошуку трас підземних газопроводів, пошуку пошкоджень їх захисної ізоляції, визначення якості

ізоляції та її товщини, визначення товщини труб, визначення різниці потенціалів тощо;

- перевірити наявність у слюсарів та монтерів посвідчень працівника управління з експлуатації газового господарства, посвідчень на право виконання газонебезпечних робіт, засобів індивідуального захисту (спецодяг, спецвзуття, рукавиці, сигнальний жилет тощо).

Кожна бригада (ланка), яка виконує роботи з технічного обстеження наземних, надземних та підземних розподільчих газопроводів, а також газопроводів-вводів зобов'язана:

• перед виходом на місце виконання робіт:

- отримати під розпис наряд-завдання на виконання необхідних робіт та відповідний інструктаж з охорони праці;

- перевірити стан наданого спецодягу та спецвзуття, рукавиць, жилетів сигнальних, а при виконанні робіт з технічного обстеження підземних газопроводів за допомогою розкритих шурфів – перевірити стан протигазів шлангових, рятувальних поясів та страхувальних мотузок тощо (спецодяг та рукавиці не повинні бути забруднені горючими рідинами і маслами);

- отримати прилади для виявлення витоків газу, пошуку трас підземних газопроводів, пошуку пошкоджень їхньої захисної ізоляції, визначення якості ізоляції та її товщини, визначення товщини труб, визначення різниці потенціалів тощо;

- мати при собі прапорець із червоної тканини;

- мати при собі посвідчення працівників управління експлуатації газового господарства, посвідчення на право виконання газонебезпечних робіт;

- про всі виявлені недоліки під час підготовки до роботи доповісти керівнику робіт;

- під час прямування до місця виконання робіт та назад автотранспортом – виконувати вимоги керівника робіт та вимоги водія автомобіля;

- прибувши на місце виконання робіт відповідно до виданого наряду-завдання – одягнути жилет сигнальний;

• під час виконання робіт:

- рухатися тільки за встановленим маршрутом, дотримуючись обережності під час руху, щоб не спіткнутися, не послизнутися і не впасти;

- дотримуватися правил дорожнього руху в місцях проходження маршрутом ділянок з дорожнім рухом (рухатися слід по тротуару або пішохідній доріжці, а у разі їх відсутності – дотримуватися лівого боку узбіччя дороги, рухаючись в один ряд назустріч транспорту; переходити дорогу в місцях, позначених знаком «Пішохідний перехід», або де встановлений світлофор; переходити дорогу тільки на дозвільний сигнал світлофора або дозвільний жест регулювальника;

- виконувати самостійно доручену роботу і не передавати її іншим працівникам без дозволу майстра, якому підпорядкована бригада (ланка);

- бути уважними, не відволікатися від виконання дорученої роботи та не відволікати інших осіб від виконуваної ними роботи;

- поблизу висотних будівель перед обслуговуванням газопроводів та споруд на них переконатися у відсутності виконання іншими особами робіт з очищення дахів цих будівель від снігу, льоду, будівельних матеріалів та будь-яких предметів, у відсутності нависання крижаних бурульок з дахів будівель;

- не допускати на своє робоче місце осіб, які не мають відношення до його роботи;

- виконувати вимоги нормативно-правових актів з охорони праці та пожежної безпеки, правил користування засобами індивідуального захисту;

- бути одягненим у спеціальний одяг, застебнутий на всі гудзики, та спецвзуття, бути із заправленим під головний убір волоссям;

- використовувати лише за призначенням видані йому засоби індивідуального захисту та дбайливо ставитися до них;

- вміти користуватися приладами для виявлення витоків газу, пошуку трас підземних газопроводів, пошуку пошкоджень їхньої захисної ізоляції, визначення якості ізоляції та її товщини, визначення товщини труб, визначення різниці потенціалів тощо;

- при роботі в шурфах обов'язково використовувати рятувальний пояс у комплекті зі страхувальною мотузкою, а також шланговий або ізолюючий протигаз;

- дбати про особисту безпеку та здоров'я, а також безпеку та здоров'я оточуючих його людей, щоб уникнути падіння та травмування не наступати на кришки люків газових та інших колодязів, бути обережним під час контакту з тваринами (собаками), особливо при обслуговуванні газопроводів на територіях приватних забудов (по можливості мати з собою засіб для відлякування тварин);

- вміти надавати першу (долікарську) допомогу потерпілому при нещасному випадку, викликати швидку медичну допомогу, негайно повідомити про нещасний випадок керівника робіт;

- утримувати робоче місце у чистоті та порядку;

- при виявленні в ході виконання робіт несправностей обладнання, пристроїв, інструментів та інших недоліків і небезпек негайно повідомити майстра служби, який здійснює керівництво роботами з технічного обстеження наземних, надземних і підземних розподільчих газопроводів, газопроводів-вводів і споруд на них; до подальшого виконання робіт приступити тільки за дозволом майстра служби після усунення усіх виявлених недоліків;

• після закінчення роботи:

- провести очищення інструменту від бруду;

- повернутися у службове приміщення служби експлуатації розподільчих газопроводів та споруд на них;

- пред'явити керівнику робіт прилад для виявлення витоків газу (інший прилад – при його використанні в роботі) для перевірки його технічного стану та підготовки до подальшого використання, а також збереження до наступної видачі для використання під час виконання робіт, покладених на бригаду (ланку);

- повідомити керівника робіт про виконання денного завдання та надати

йому наряд-завдання з переліком виконаних робіт та виявлених у ході їх виконання зауважень та недоліків;

- привести у належний стан спецодяг, спецвзуття, жилет сигнальний тощо.

У разі виявлення витоків газу на трасі обстежуваного газопроводу або в газових колодязях слюсарі з експлуатації та ремонту підземних газопроводів або монтери щодо захисту підземних трубопроводів від корозії ланки, яка виконує роботи з технічного обстеження наземних, надземних та підземних газопроводів, газопроводів-вводів і споруд на них, зобов’язані:

- негайно сповістити аварійно-диспетчерську службу управління за телефоном 104, а також керівництво управління з експлуатації газового господарства та майстра, яке здійснює керівництво роботами з технічного обстеження газопроводів та споруд на них;

- вжити заходів щодо додаткової перевірки та вентилювання загазованих підвалів, перших поверхів будівель, колодязів, камер, що знаходяться на відстані до 50 м по обидва боки від осі газопроводу вздовж його траси;

- до прибуття бригади аварійної служби попередити людей, які перебувають у загазованих будинках, про неприпустимість куріння, користування відкритим вогнем та електроприладами, а також вести постійний контроль стану загазованості підвалів та перших поверхів цих будівель, не допускати при цьому до зони загазованості сторонніх осіб;

- при прибутті бригади аварійної служби доповісти обстановку та у разі потреби виконувати розпорядження керівника, відповідального за усунення аварійної ситуації, та діяти згідно з планом локалізації та ліквідації аварійних ситуацій;

- у разі не прибуття бригади аварійної служби на аварійний об'єкт протягом 40 хвилин з моменту повідомлення служби про виявлені витоки газу, дати повторне повідомлення про це аварійно-диспетчерській службі управління за телефоном 104;

- якщо витік газу було виявлено в ході технічного обстеження газового обладнання в газовій криниці з відкриттям кришки люка колодязя

(колектора), кришку не закривати, а залишити її в зафіксованому стані.

Перевірка герметичності газопроводів, арматури та приладів вогнем забороняється.

Котловани та колодязі під час проведення у них робіт повинні огороджуватися. Котловани повинні мати розміри, зручні для проведення робіт та розміщення необхідного інструменту, матеріалів та обладнання. Поблизу місця робіт мають вивішуватися чи виставлятися попереджувальні знаки.

Рятувальні пояси (які використовують при обстеженні підземних газопроводів у розкритих шурфах) повинні мати наплічні ремені з кільцем з боку спини на їхньому перетині для кріплення мотузки. Пояс повинен підганяти таким чином, щоб кільце розташовувалося не нижче лопаток. Застосування поясів без ременів на плечі забороняється.

Додаток 1

Типовий перелік
робіт, що виконуються під час поточного ремонту
об'єктів систем газопостачання, періодичність їхнього виконання

№ з/п	Склад робіт	Періодичність виконання робіт
1.	Усунення дрібних дефектів та витоків газу на арматурі.	У міру потреби, а усунення витоків газу – негайно
2.	Ремонт окремих місць на сталевих газопроводах із пошкодженою ізоляцією.	Після виявлення – за спеціальним графіком, затвердженим керівником підприємства.
3.	Зміцнення зварних стиків на газопроводі з тиском до 0,3 МПа шляхом встановлення на стик муфт з гофрами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а лише виявлені непровари, шлакові включення, газові пори тощо)	Після виявлення – за спеціальним графіком, затвердженим керівником підприємства.
4.	Зміцнення зварних стиків на газопроводі з тиском понад 0,3 МПа пелюстковими муфтами (тільки для тих стиків, цілісність яких не порушена, а виявлені непровари, жужальні включення, газові пори), ремонт пелюстковим наварюванням стиків газопроводів з тиском до 0 отвори	Після виявлення – за спеціальним графіком, затвердженим керівником підприємства.

	у вигляді пір.	
5.	Для надземних газопроводів:	
	- усунення провисання надземних газопроводів шляхом виправлення ухилу;	При виявленні – за спеціальним графіком
	- закріплення опор та кріплень, фарбування труб (довжиною до 50 м).	При необхідності
6.	Упорядкування надземних знаків.	У міру виявлення дефектів знаків
7.	Усунення сніжно-льодових, кристалогідратних закупорок з подальшим видаленням конденсату шляхом заливання розчинника в газопровід, обігріву місця крижаної закупорки, шурфування газопроводу та прочищення йоржиком.	Негайно після виявлення
8.	Ремонт колодязів:	
	- очищення колодязів від бруду та сторонніх предметів, очищення кришки та усунення перекосів та осідань;	Залежно від місцевих умов, але не рідше 1 разу на рік
	- перевірка, закріплення сходів та скоб;	При необхідності
	- усунення свищів та пошкоджень кладки у стінах колодязів;	При необхідності
	- ремонт штукатурки; закладення вибоїн горловин; оновлення вимощення;	При необхідності
	- ущільнення кришок газових колодязів просмоленим клеєм, заливка швів люків бітумом у місцях можливого проникнення паводкової або талої води	Залежно від місцевих умов – у міру потреби
9.	Ремонт засувок та компенсаторів:	
	- очищення від бруду; обробка черв'яка засувки та його змащення;	Не рідше 1 разу на рік
	- перевірка та набивання сальника; перевірка стану компенсаторів;	Не рідше 1 разу на рік
	- перевірка справності приводного пристрою;	Не рідше 1 разу на рік
	- фарбування засувок та компенсаторів.	При необхідності
10.	Ремонт конденсатозбірників, контрольних трубок та інших пристроїв:	
	- усунення перекосів кришок килимів;	При необхідності
	- перевірка щільності різьбових сполук конденсатозбірників мильною емульсією;	При виявленні витоків газу
	- мастило різьблення пробок і кранів тавотом і встановлення їх з підмотуванням лляного пасма;	1 раз на рік
	- усунення пошкоджень оголовків стояків конденсатозбірників;	Негайно
	- нарощування або обрізання вивідних патрубків;	При необхідності
	- ремонт або заміна несправних кранів та деталей конденсатозбірників.	При необхідності
11.	Ремонт ЕХЗУ:	

	- одна або дві зазначені нижче роботи – ремонт мережі живлення (до 20 % довжини кабельної лінії живлення); ремонт випрямного блоку; ремонт вимірювального блоку; ремонт корпусу та вузлів кріплення; ремонт дренажного кабелю (до 20 % довжини кабельної дренажної лінії); ремонт контактного пристрою на газопроводі чи контурі анодного заземлення; ремонт контуру анодного заземлення обсягом до 20 %.	1 раз на рік

Додаток 2

Типовий перелік робіт, що виконуються під час капітального ремонту об'єктів систем газопостачання, періодичність їхнього виконання

№ з/п	Склад робіт	Періодичність виконання робіт
1.	Усі види робіт, що входять до складу робіт поточного ремонту.	Див. додаток 1
2.	Ремонт дефектних ділянок газопроводів, посилення зварних стиків ділянки газопроводу без його заміни шляхом застосування бандажів, хомутів, муфт із металевих та композиційних матеріалів тощо.	При необхідності за результатами обстеження апаратурою та шурфових оглядів
3.	Заміна ізоляційного (або захисного) покриття газопроводу. У разі виконання робіт із заміни захисного покриття розподільного сталевого надземного газопроводу дозволено відносити такі роботи до категорії робіт із капітального ремонту, якщо довжина ділянки ремонтованого ремонту становить не менше 5 м.	При необхідності
4.	Заміну ділянок газопроводів Капітальний ремонт поліетиленових газопроводів у разі виявлення дефектів зварних стиків поліетиленових труб, а також у разі наявності механічних пошкоджень трубопроводу довжиною більш ніж 35 мм виконують шляхом вирізування дефектних ділянок та вварювання поліетиленових котушок завдовжки не менше 500 мм або ремонтних поліетиленових муфт.	При необхідності
5.	Ремонт дефектних ділянок поліетиленових газопроводів низького та середнього тиску шляхом їх заміни на сталеву вставку з виконанням нероз'ємних з'єднань із поліетиленовою трубою.	При необхідності
6.	Заміну сталевої вставки в нероз'ємних з'єднаннях з поліетиленовою трубою (виконують у разі виявлення нещільності в нероз'ємних з'єднаннях сталевої та поліетиленової труби).	При необхідності

7.	Ремонт колодязів:	
	- ремонт цегляної кладки з розбиранням та заміною перекриття, заміною зношених кришок, перекладкою горловин, повне оновлення або ремонт гідроізоляції колодязів, штукатурки колодязів, заміна сходів та ходових скоб, нарощування висоти колодязів.	При необхідності - на підставі дефектних відомостей
8.	Ремонт засувок:	
	- розбирання, заміна зношених деталей; шабрування, розточування, заміна ущільнювальних кілець, мастило, а також повна заміна зношених засувок.	При необхідності
9.	Ремонт конденсатозбірників, КТ та інших пристроїв:	
	- демонтаж та заміна конденсатозбірників, ремонт або заміна килимів;	При необхідності – за спеціальним графіком, затвердженим керівником
	- встановлення додаткових конденсатозбірників.	При необхідності
10.	Ремонт із заміною установок ЕХЗ, а також ремонт (заміна) в обсязі більш ніж 20% від загальної чисельності контурів анодного та захисного заземлень, дренажних кабелів та кабелів живлення, а також у разі одночасного виконання двох видів таких робіт: а) ремонт мережі живлення (до 20 % довжини кабельної лінії); б) ремонт випрямного блоку; в) ремонт вимірювального блоку; г) ремонт корпусу та вузлів кріплення; д) ремонт дренажного кабелю (до 20 % довжини кабельної дренажної лінії); е) ремонт контактного пристрою на газопроводі чи контурі анодного заземлення; ж) ремонт контурів заземлення обсягом до 20 %.	Залежно від умов експлуатації – орієнтовно 1 раз на 5 років
11.	Ремонт та заміна технологічного обладнання, оснащення ГРП, а також ремонт його приміщення.	У міру потреби – на підставі дефектних відомостей за результатами оглядів комісією
12.	Ремонт та заміна обладнання ШГРП, ГРУ, КБРТ, вузлів обліку газу та електроенергії.	У міру потреби – на підставі дефектних відомостей за результатами оглядів комісією

Додаток 3

Типовий перелік
вимірювальної апаратури, яка використовується
під час технічного обстеження газопроводів

Перелік робіт з технічного обстеження газопроводів	Перелік необхідних приладів та обладнання
Комплексне приладове обстеження	
Визначення місцезнаходження траси газопроводу, глибини закладання газопроводу та суцільності ізоляційного покриття (пошук ушкоджень ізоляції).	Універсальна апаратура пошуку трас підземних комунікацій та пошкоджень ізоляції.
Перевірка герметичності (щільності) газопроводу.	Високочутливі автоматичні вибухозахищені переносні малогабаритні газоіндикатори періодичної дії з чутливістю не менше 0,001 %. Лазерний детектор метану (для можливості виконання перевірки герменості газопроводів, розташованих у важкодоступних місцях, а саме: на висоті, в болотах, дахові котельні тощо.
Буровий огляд (шпилювання)	
Перевірка герметичності (щільності) газопроводу.	Високочутливі автоматичні вибухозахищені переносні малогабаритні газоіндикатори періодичної дії з чутливістю не менше 0,001%.
Шурфове та корозійне обстеження	
Обстеження стану ізоляції:	
- вимірювання товщини захисного покриття газопроводу	Вихрострумові та індукційні магнітні товщиноміри.
- визначення адгезії захисного покриття до металу	Адгезиметри різних типів залежно від типу покриття (бітумна ізоляція або плівкові полімерні матеріали).
Обстеження стану металу труби:	
- Вимірювання товщини стінки металу труби	Ультразвукові товщиноміри.
- вимірювання (у разі наявності) глибини корозійних пошкоджень (каверн)	Штангенциркуль або мікрометричний глибиномір.
Діагностика корозійного стану	Прилади та/або лабораторна установка для вимірювання опору грунту, цифрові стрілочні ампервольтметри, цифрові вимірювачі різниці потенціалів, цифрові мультиметри, електронні самописці з програмним забезпеченням, реєструючі мультиметри і вимірювачі різниці

	потенціалів для вимірювання потенціалів «трубопровід – земля» (вимірники опору омметри, мегомметри).
Перевірка якості зварних стиків	
Гамма- та рентгенографія	Переносний рентгенівський апарат для перевірки радіографічним методом сталевих газопроводів.

Додаток 4

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор

_____ філії ТОВ «Газорозподільні мережі України»

_____ ПІБ

«___»_____2026 р.

АКТ

перевірки технічного стану розподільчого

сталевого підземного газопроводу

Державний код _____

Інвентарний № по підприємству_____

Підприємство _____

(назва)

1. Адреса газопроводу _____

2. Характеристика газопроводу: _____

2.1. Тиск: високий, середній, низький (підкреслити);

2.2. Довжина, діаметр, товщина стінки (цифрами)_____

_____.

2.3. Стандарт (технічні умови) на труби і материали труб _____

_____.

2.4. Рік будівництва (цифрами) _____

2.5. Максимальна і мінімальна глибина закладання (від верху стінки труби до поверхні землі), цифрами _____.

2.6. Тип ізоляційного покриття – нормальне, посилене, дуже посилене (підкреслити); армоване марлею, мішковиною, бризолом, гідроізолом, склотканиною (підкреслити);

2.7. Відхилення від чинних на цей час норм та правил, які виникли в період експлуатації або допущені під час будівництва _____

_____.

2.8. Наявність засобів електрозахисту газопроводу (вказати тип електрозахисних установок та рік їх введення в експлуатацію, захисні потенціали – від та до) _____

_____

3. Перевірка герметичності:

3.1. Кількість виявлених витоків газу з початку експлуатації газопроводу, які пов'язані з якістю зварних з'єднань або наскрізним корозійним пошкодженням (з огляду на дані обстеження, що проводиться), всього _____

_____.

3.2. Оцінка герметичності газопроводу, визначена відповідно до табл. 1 «Правил обстежень, оцінки технічного стану, паспортизації та проведення планово-запобіжних ремонтів газопроводів та споруд на них», затверджених наказом Державного комітету будівництва, архітектури та житлової політики від 09.06.98 № 129, З. № 723/3163 (далі – «Правила обстежень») _____ балів.

4. Перевірка стану ізоляційного покриття:

4.1. Кількість місць ушкодження ізоляції, виявлених під час приладового обстеження

_____.

4.2. Оцінка стану ізоляційного покриття залежно від кількості пошкоджень, визначена відповідно до табл. 2 «Правил обстежень» _____.

4.3. Кількість шурфів, у яких візуально перевірявся стан ізоляційного покриття

_____.

4.4. Результат перевірки ізоляційного покриття, отриманий під час шурфового огляду:

- товщина ізоляції: _____;
- стан армованої обгортки _____;
- поверхня ізоляції: гладка, зморщена, горбиста, продавлена з боків, знизу (підкреслити);
- характер пошкоджень: проколи, порізи, наскрізна продавленість ґрунтом, крихкість, розшарування, обсипаність при ударі (підкреслити);
- інші механічні пошкодження, що сталися під час експлуатації: _____

_____.

4.5. Кінцева оцінка стану ізоляційного покриття з урахуванням шурфових оглядів відповідно до табл. 3 «Правил обстежень» значення А _____ балів.

5. Перевірка стану металу труби:

5.1. Кількість шурфів, у яких проведено огляд стану металу труби _____,

у т.ч. шурфів, в яких виявлено корозію _____

- сильну _____;

- дуже сильну _____;

- незначну _____.

Примітка: Стан корозії визначається відповідно табл. 4 «Правил обстежень».

5.2. Ймовірні причини, які могли спричинити корозію _____

_____.

5.3. Оцінка стану металу труби, визначена відповідно вимогам табл. 5 «Правил обстежень» _____ балів.

6. Перевірка якості зварних стиків:

6.1. Виявлено витоків, пов'язаних з якістю зварних з'єднань, з початку експлуатації, всього _____.

6.2. Кількість додатково перевірених зварних стиків (відповідно до вимог пункту 6.4.2) «Правил обстежень») _____,

з них визнані дефектними _____

_____.

6.3. Оцінка якості зварних стиків газопроводу, визначена відповідно табл. 6 «Правил обстежень» _____ балів.

Примітка: Зварні стики слід перевіряти у випадках, коли в процесі експлуатації спостерігалися витікання газу через зварні стики.

7. Оцінка корозійної небезпеки:

7.1. Корозійна активність ґрунту відповідно до акту служби захисту _____;

7.2. Вид грунту_____;

- рівень грунтових вод _____;

- грунтові забруднення _____.

7.3. Результати вимірювання блукаючих струмів, величина електропотенціалів:

- максимальна _____;

- мінімальна _____.

7.4. Довжина (м) анодних та знакозмінних зон у відсотках до загальної довжини газопроводу _____.

7.5. Оцінка корозійної небезпеки відповідно табл. 8 «Правил обстежень» _____ балів.

8. Загальна оцінка технічного стану розподільного сталевого підземного газопроводу, визначена шляхом підсумовування оцінок, отриманих за такими показниками, як

герметичність, стан ізоляційного покриття, стан металу труби, якість зварних швів, корозійна небезпека, відповідно табл. 1, 3, 5, 6, 8 «Правил обстежень»_____ балів.

9. Додаткові дані _____

_____.

10. Висновки _____

Керівник підрозділу _____,

який виконував обстеження _____ _____

(підпис) (П.І.Б.)

Керівник підрозділу _____,

який експлуатує газопровід _____ _____

(підпис) (П.І.Б.)

Керівник підрозділу ЕХЗ _____ _____

(підпис) (П.І.Б.)

Дата технічного обстеження

: «____»_____ 2026 р.

5.1. Аналіз проекту за небезпечними та шкідливими факторами, що можуть мати місце під час виконання будівельно-монтажних робіт

Таблиця 5.1

№ з/п	Небезпечні та шкідливі виробничі фактори	Джерела факторів (види робіт)	Кількісні оцінки	Нормативні документи
1	Обвалювання ґрунту	• Земляні роботи • Експлуатація буд. машин	Ґрунт супісок. Глибина траншеї h = 1,0 м. Рівень ґрунтових вод - 3м.	ДБН А.3.2-2-2009
2	Падіння людей з висоти	• Земляні • Монтажні	h = 1,0 м	ДБН А.3.2-2-2009
3	Падіння предметів з висоти	• Монтажні	h = 1,0 м	ДБН А.3.2-2-2009
4	Електричний струм	• Орг. буд. майд. • Електрозварювання	U = 220 В	ДБН А.3.2-2-2009
5	Підйомне обладнання та підйомні машини	• Орг. буд. майд. • Експлуатація будів. машин	Небезпечна зона роботи трубоукладача $R_{н.з.}$ = 6,5 м	ДБН А.3.2-2-2009
6	Інші прилади. Машини. Механізми	• Експлуатація будів. машин • Транспортні	Швидкість руху біля місць виробництва робіт < 10км/год. – на прямих ділянках та 5 км/год. – на поворотах	ДБН А.3.2-2-2009
7	Шкідливі речовини	• Зварювальні	ПДК CO_2 - 20 мг/м^3	ДБН А.3.2-2-2009
8	Метеорологічні умови	• Монтажні • Зварювальні	На відкритих місцях при $V_{вітру}$ = 15 м/с та більше	ДБН А.3.2-2-2009
9	Атмосферна електрика	• Блискавкозахист	Середнє число ударів на 1 км^2 – 6. Категорія блискавкозахисту – ІІІ, зона Б	ДСТУ Б В.2.5-38:2008
10	Термічний фактор	• Зварювальні	$t_{звар}$ = 3000 °С	ДБН А.3.2-2-2009

11	Фактор освітленості	• Монтажні • Зварювальні	Нормована освітленість при загальному освітленні 150 лк. Показник осліпленості не більше 40, коефіцієнта пульсації освітленості – не більше 20%.	ДБН В.2.5-28-2018
12	Фактор мікроклімату приміщення	• Монтажні • Зварювальні	Температура повітря 18-27 °С. Відносна воло-гість 65% при 26°С. Швидкість руху повітря 0,4 - 0,2 м/с.	ДСН 3.3.6.042-99
13	Виникнення пожежі	• Експлуатація буд. машин • Монтажні • Зварювальні • Ізоляційні	Недотримання послідовності технологічних процесів; відсутність засобів пожежегасіння тощо	ДБН В.1.1.7: 2016

5.2. Заходи профілактики виявлення факторів

5.2.1. Падіння людей з висоти

Організація робочого місця повинна забезпечувати безпеку праці, а також безпечний та зручний доступ до робочого місця. Однією із основних вимог організації безпечних умов праці монтажників є застосування захисних пристосувань в місцях виконання монтажних робіт.

Безпеку працюючих на висоті при прийманні, встановленні та проєктному закріпленні конструкцій забезпечує, як правило, використання засобів колективного захисту. При цьому найбільш часто застосовують приставні сходи з робочими площадками, металеві площадки, підмостки по підкрановим балкам, а також площадки для з'єднання стиків збірних залізобетонних колон багатоповерхових будівлях.

Поряд з вище перерахованими засобами колективного захисту наразі застосовують захисні сітки із синтетичних матеріалів: капронові та лавсанові.

Пройми в стінах та перестінках, які розташовані на висоті 0,7 м і більше від рівня перекриття, повинні мати огорожу висотою не менше 1,1 м та бортову дошку висотою не менше 0,15 м. Стійки огорожі встановлюють з кроком не більше 2 м та зв'язують двома горизонтальними зв'язками.

Пройми в перекритті закриваються суцільними настилами або огороджуються захисною огорожею.

При роботі на висоті монтажники та інші працівники повинні бути забезпечені поясами та приладами.

5.2.2. Падіння предметів тощо з висоти

Падіння предметів з висоти в процесі виконання будівельно-монтажних робіт є одними із найбільш небезпечних факторів профілактики виробничого травматизму.

В практиці монтажу будівельних конструкцій мали місце втрати міцності та стійкості конструкцій із-за недостатнього врахування/

передбачення (з будь-яких організаційно-технічних причин) ступені впливу на них монтажних навантажень.

Нормами проєктування будівельних конструкцій передбачено забезпечення їх міцності та стійкості в процесі монтажу. У відповідності з цим в проєктах виконання будівельно-монтажних робіт вказують місця строповки, які назначають виходячи з потреб і виду конструкцій, підйомно-транспортного обладнання тощо. Розташування зв'язків, які забезпечують стійкість закріплених конструкцій, вирішують у проєкті виконання робіт.

Забороняється монтувати будівельні конструкції без використання монтажних петель або їх відсутності.

Способи строповки елементів будівельних конструкцій та технологічного обладнання повинні забезпечувати їх подачу до місця встановлення в положенні, близькому до проєктного.

Під час перерв в роботі не дозволяється залишати елементи будівельних конструкцій та технологічного обладнання незакріпленими.

5.2.3. Електричний струм

Розведення тимчасових електромереж напругою до 1000 В, що використовуються для електрозабезпечення об'єктів будівництва, необхідно виконати ізольованими проводами чи кабелями на опорах або конструкціях, розрахованих на відповідну механічну міцність під час прокладання по них проводів і кабелів на висоті над рівнем землі та настилу не менше ніж, м:

а) 2,5 – над робочими місцями;

б) 3,5 – над проходами;

в) 6,0 – над проїздами.

Вимикачі, рубильники та інші комутаційні електричні апарати, що застосовуються на відкритому повітрі або у вологих приміщеннях, повинні бути у пожежо- вибухозахищеному виконанні.

При виконання робіт поблизу струмопровідних частин, які знаходяться під напругою, існує небезпека випадкового їх торкання.

Використання ізолюючих електрозахисних засобів, які можуть довгий час витримувати робочу напругу дає можливість безпечного торкання до частин електроустановки, яка знаходиться під напругою (до 1000 В). До них відносяться діелектричні гумові рукавиці, інструмент із ізольованими рукоятками, струмошукачі; для електроустановок напругою вище 1000 В – ізолюючі штанги, ізолюючі та струмоведучі клещі.

При влаштуванні електричних мереж на будівельному майданчику необхідно передбачити можливість відключення всіх електроустановок в межах окремих об’єктів та ділянок робіт.

Струмопровідні частини електроустановок повинні бути ізольовані, огороджені або розміщенні в місцях, недоступних для дотику до них.

Електрозварювальна установка повинна приєднуватися до джерела живлення через рубільник та запобіжники або автоматичні вимикачі.

5.2.4. Підйомне обладнання та машини

До початку роботи із застосуванням будівельних машин керівник робіт повинен визначити схему руху та місце встановлення машин, місця та способи занулення (заземлення) машин, які мають електропривод, вказати способи взаємодії та сигналізації машиніста (оператора) з робочим-сигнальником, який обслуговує машину, визначити (при необхідності) місце знаходження сигнальника, а також забезпечити належне освітлення робочої зони. Залишати без догляду машини з робочим/включеним двигуном не припускається. При експлуатації будівельно-транспортних, підйомних тощо машин повинні бути запроваджені заходи, які попереджують їх перекидання або самовільне переміщення під дією вітру або при наявності ухилів на місцевості. Монтаж (демонтаж) машин повинен виконуватись у відповідності з вимогами інструкції заводу-виготовлювача та під керівництвом особи, відповідальної за технічний стан машини. Зона монтажу повинна бути огороджена або позначена знаками безпеки та попереджувальними надписами. Не припускається виконувати монтажні роботи в ожеледицю,

мряку, снігопад, грозу, при температурі повітря нижче або при швидкості повітря вище меж, вказаних у технічному паспорті машини.

5.2.5. Обвалювання грунту

Риття котлованів і траншей з відкосами без укріплень у нескальних грунтах вище рівня грунтових вод (з урахуваням капілярного піднімання) або в грунтах, які осушуються за допомогою штучного водопониження, припускається при глибині виїмки та крутизні відкосів відповідно до вимог ДБН А.3.2-2-2009.

Переміщення, встановлення і робота машин поблизу виїмок (котлованів, траншей) з незакріпленими укосами дозволяється тільки за межею призми обвалення ґрунту на відстані, що визначається проєктом виконання робіт. За відсутності відповідних вказівок у ПВР найменша допустима відстань по горизонталі від основи укосу виїмки (котловану, траншеї) до найближчої опори вантажопідіймальної машини визначається згідно з табл.7.1 ДБН А.3.2-2-2009.

За неможливості дотримання цих відстаней або, якщо глибина виїмки (котловану) більше ніж 5,0 м, або у разі неможливості забезпечення стабільного стану ґрунту (у разі його зволоження природними або техногенними водами) умови встановлення кранів повинні бути визначені в проектній документації.

Колодязі, шурфи та інші виїмки необхідно закрити кришками, щитами, конструкції яких зазначаються у ПВР, або огородити. Зазначені огорожі повинні бути обладнані сигнальним електричним освітленням напругою не вище ніж 25 В.

Під час виконання земляних робіт на території населених пунктів або на виробничих територіях котловани, траншеї тощо (виїмки) в місцях, де відбувається рух людей і транспорту, повинні бути огороджені відповідно до вимог 6.2.1 ДБН А.3.2-2-2009. У місцях переходу через виїмки повинні бути встановлені перехідні містки шириною не менше ніж 1,0 м, огороджені по

обидва боки перилами висотою не менше ніж 1,1 м із суцільною обшивкою понизу на висоту 0,15 м і з додатковою огороджувальною планкою на висоті 0,5 м від настилу.

5.2.6. Освітлення робочих місць

Улаштування та експлуатація електроустановок повинні здійснюватися відповідно до Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів, Правил улаштування електроустановок тощо.

Освітленість на робочих місцях повинна відповідати характеру зорової роботи. Збільшення освітленості робочих поверхонь підвищує продуктивність праці. Однак існує межа, при якій подальше збільшення освітленості не дає ефекту та є економічно недоцільно.

Достатньо рівномірне розподілення яскравості на робочій поверхні. При нерівномірній яскравості в процесі праці очі вимушені переадаптуватися, що призводить до стомлення зору.

Відсутність різких тіней на робочих поверхнях. В полі зору людини різкі тіні призводять до викривлення розмірів та форм об’єктів, що збільшує стомленість зору, а рухомі тіні можуть призвести до травматизму.

Постійність освітленості по часу. Коливання освітленості викликають переадаптацію ока, призводять до значного стомлення. На ділянках, де виконується монтаж інженерних систем (газопостачання, опалення, вентиляції тощо), передбачено рівномірне освітлення. При цьому освітленість робочих місць повинна бути не менше 30 лк.

При недостатньому природному освітленні та для освітлення у той період, коли природного світла недостатньо або воно відсутнє, передбачено штучне електричне освітлення.

Освітлення робочих місць/зон здійснюється за допомогою енергозберігаючих ламп.

5.2.7. Шкідливі виробничі фактори

Перед початком робіт у місцях, де можливе виділення шкідливих газоподібних речовин (шкідливих газів), у т.ч. в закритих ємностях, колодязях, траншеях, шурфах, необхідно проводити аналіз повітряного середовища.

Роботи в колодязях, шурфах чи закритих ємностях повинні виконувати працівники, які пройшли навчання та перевірку знань відповідно до вимог НПАОП 0.00-1.20, застосовуючи шлангові протигази; разом з тим (одночасно) двоє робітників, що перебувають ззовні колодязя, шурфа або ємності, повинні страхувати безпосередніх виконавців робіт за допомогою канатів, прикріплених до їх запобіжних поясів.

При виконанні ізоляційних робіт із застосуванням волокнистих матеріалів: скловати, мінераловати та шлаковати в повітряне середовище виділяється пил. При роботі з ізоляційними матеріалами необхідно користуватись індивідуальними засобами захисту органів дихання і очей (респіратори та окуляри). Працівники повинні бути забезпечені бавовняними комбінезонами, шкіряним взуттям та брезентовими або гумовими рукавицями.

Лакофарбові, ізоляційні, опоряджувальні та інші матеріали, які виділяють вибухонебезпечні або шкідливі речовини, дозволяється зберігати на робочих місцях у кількостях, що не перевищують змінної потреби.

Матеріали, які містять шкідливі чи вибухонебезпечні, вибухопожежонебезпечні розчинники, необхідно зберігати в герметично закритій тарі.

5.2.8. Атмосферна електрика

Для забезпечення безпеки при порушення ізоляції струмопровідних частин електрообладнання в електричних мережах напругою до 1 кВ з глухозаземленою нейтралью проєктом передбачено використання захисного

занулення електроустановок, а також використання пристроїв захисного відключення (ПЗВ) у групових лініях, які живлять штепсельні розетки.

На вводі в будівлю ГРП проєктом передбачена основна система вирівнювання потенціалів шляхом з'єднання між собою наступних струмопровідних частин:

- захисний провідник лінії живлення;
- металеві труби комунікацій, що входять в будівлю (як правило, це сталеві труби інженерних систем будівлі: гарячого і холодного водопостачання, опалення, газопостачання тощо);
- металеві частини будівельних конструкцій.

Приєднання вказаних елементів до магістралі захисного занулення, передбаченої електротехнічною частиною проєкту, виконується відповідними монтажними організаціями згідно із затвердженими рішеннями відповідних розділів робочого проєкту споруди. У зоні дії пристрою захисного відключення (ПЗВ) захисний провідник не повинен мати гальванічного контакту із заземленими частинами технологічного обладнання.

Блискавкозахист споруд передбачено відповідно до вимог РД 34.21.122. Захист від блискавки виконується одностержньовими блискавкоприймачами, які приєднуються до заземлюючого пристрою з опором розтікання струму до 10 Ом, а також шляхом заземлення металевої покрівлі.

Захист від вторинних проявів блискавки та заносу високого потенціалу по інженерних комунікаціях здійснюється шляхом приєднанням інженерних струмопровідних мереж до магістралі захисного занулення на вводі.

Для забезпечення захисту від статичної напруги проєктом передбачено приєднання технологічного обладнання до магістралі захисного занулення.

5.2.9. Протипожежна безпека

Пожежна безпека на будівельному майданчику забезпечується відповідно до вимог Закону України «Про пожежну безпеку», НАПБ А.01.001, НАПБ Б.03.002, ДБН В.1.1-7, ДБН В.1.2-7.

Пожежна безпека – це стан об’єкта, при якому з заданою ймовірністю виключається ймовірність пожежі, а при її виникненні забезпечуються умови для виявлення, обмеження поширення, захист людей та матеріальних цінностей.

На кожному об’єкті необхідно мати інструкції з пожежної безпеки та інструкції для всіх вибухопожежонебезпечних і пожежонебезпечних приміщень (дільниць, цехів, складів тощо).

Джерелом пожежі може бути загоряння електроізоляції кабелів при короткому замиканні або такі дії обслуговуючого персоналу, які порушують правила пожежної безпеки (використання відкритого вогню, паління в недозволених місцях). Приміщення ГРП відноситься до вибухонебезпечних, тому що тут використовується вибухопожежонебезпечна речовина – природний газ і, відповідно, є небезпека утворення вибухонебезпечних сумішей (для унеможливлення – див. розд.1.2).

Не допускається користування відкритим вогнем у радіусі 50 м від місця складування матеріалів, легкозаймистих речовин тощо.

У місцях, де розміщено горючі чи легкозаймисті матеріали, куріння заборонено, а користування відкритим вогнем допускається тільки на відстані понад 50 м від зазначених матеріалів. Не дозволяється накопичувати на площадках горючі матеріали (промаслені ганчірки, тирсу чи стружки, відходи пластмас тощо). Їх необхідно зберігати в закритих металевих контейнерах у безпечному місці.

Усі будівельні об’єкти (будівлі, що споруджуються, тимчасові споруди, підсобні приміщення, будівельні майданчики тощо) повинні бути забезпечені первинними засобами пожежогасіння, засобами контролю та оперативного оповіщення у разі виникнення надзвичайної ситуації.

5.3. Розробка інженерних рішень з охорони праці

Розрахунок штучного освітлення в приміщенні ГРП

Згідно з вимогами ДБН В.2.5-28 приміщення ГРП повинно мати природнє і штучне освітлення.

У відповідності до ГОСТ 12.1.046-85 Ен=50 лк в приміщенні ГРП використовують лампи накалювання.

Для визначення коефіцієнта використання знаходять індекс приміщення

$$I = AxB/h(A+B) \quad (5.1)$$

де А – ширина приміщення, м; В – довжина приміщення, м; h – висота підвісу світильників, м:

$$h=H - hп - hc; \quad (5.2)$$

де hп – відстань від підлоги до розрахункової поверхні, м; hc – звіс, м.

h=3 – 0,8 – 0,5=1,7 м;

I=(5x6)/1,7x(5+6)=1,6;

По табл.12 визначають величини коефіцієнтів випромінювання стін:

рс = 30 %; підлоги: рр =10 %.

Тоді за табл. 14 знаходять коефіцієнт використання світлового потоку η=0,45 %. Світловий потік усіх ламп обраховують за формулою:

$$Ф = Ен * S * к * z / η; \quad (5.3)$$

де Ен – норма освітленості, лк; S=AxB – освітлена площа, м^2; К – коефіцієнт запасу, який враховує зниження освітлення в процесі експлуатації; Z – коефіцієнт мінімальної освітленості; Z=1,15.

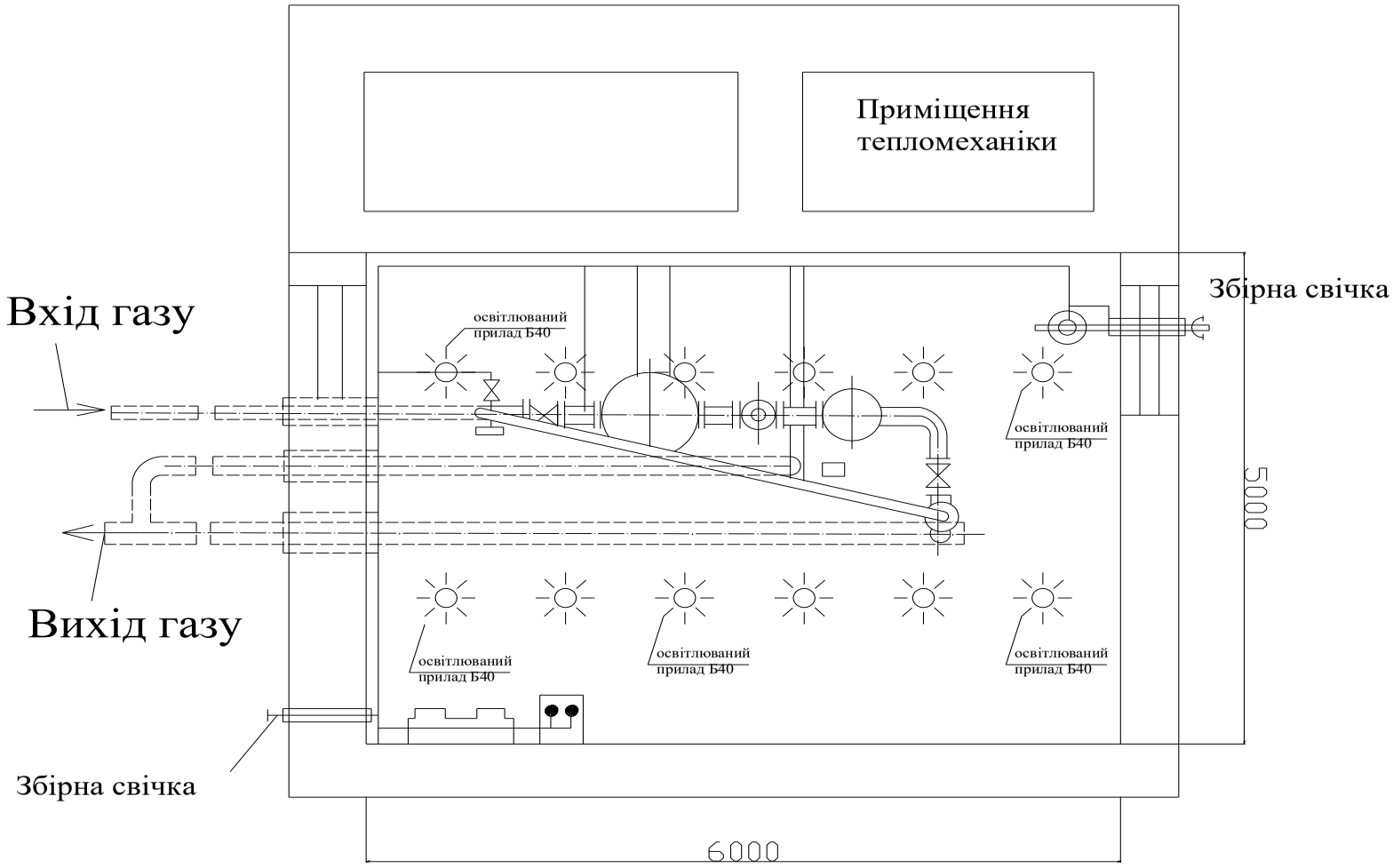
Ф = 50*30*1,3*1,15 / 0,48= 4672 лм.

За табл. 6 обирають тип освітлювального приладу Б40 і розраховують кількість приладів.

n = 4672 / 400 = 11,7 шт.

Приймають 12 світильників, які розміщують двома рядами по шість у кожному. Схема розташування показана на рис. 5.1.

План ГРП


Приміщення тепломеханіки
Вхід газу
Вихід газу
Збірна свічка
Збірна свічка
освітлюваний прилад Б40
освітлюваний прилад Б40
освітлюваний прилад Б40
освітлюваний прилад Б40
освітлюваний прилад Б40
5000
6000

Література

1. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Будівельна кліматологія. Мінрегіонбуд України. − Київ, 2011.− 123 с.

2. ДСТУ Б В.2.5-38:2008. Улаштування блискавкозахисту будівель і споруд. Мінрегіонбуд України. − Київ. 2008, − 72с.

3. ДБН А.3.2-2-2009. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Мінрегіонбуд України. − Київ, 2012. − 94 с.

4. ДБН Д.2.2-1-99. Земляные работы. Госстрой Украины. − Киев, 2000. − 177 с.

5. ДБН Д.2.2-19-99. Газоснабжение – внутренние устройства. Госстрой Украины. − Киев, 2000. − 16 с.

6. ДБН Д.2.2-24-99. Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети. Госстрой Украины. − Киев, 2000. − 70 с.

7. ДБН В.1.1.7:2016. Пожежна безпека об’єктів будівництва. Держбуд України. − Київ, 2017. − 42 с.

8. ДБН В.2.5-28-2018. Природне і штучне освітлення. Мінбуд України. − Київ, − 2019. − 96 с.

9. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Постанова Головного державного санітарного лікаря України від 1 грудня 1999 року № 37.

10. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації. Постанова Головного державного санітарного лікаря України від 1 грудня 1999 р. № 39.

11. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Постанова Головного державного санітарного лікаря України від 1 грудня 1999 року № 42.