

ЖИТОМИРСЬКИЙ АГРОТЕХНІЧНИЙ ФАХОВИЙ КОЛЕДЖ
Відділення «Інженерна інфраструктура та комп'ютерні науки»
Циклова комісія
«Інженерна інфраструктура та комп'ютерні науки»

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
до дипломного проєкту
фаховий молодший бакалавр

на тему: **«Проект організації та виконання робіт з будівництва системи газопостачання вулиць села Сінгури Житомирського району, Житомирської області»**

Виконав: здобувач освіти IV курсу, групи БЦІ-42г
галузь знань 19 Архітектура та будівництво
спеціальності 192 Будівництво та цивільна інженерія
за ОПП «Монтаж, обслуговування устаткування і
систем газопостачання»
Владислав РОГОВЧЕНКО

Керівник: **Діана ПАЛІЙ**

Рецензент: _____

м. Житомир – 2025р.

1	A4	ДП. 192. 042Г. 002. ПЗ	Розрахунково- пояснювальна записка	79		
			Графічні матеріали			
2	A2x3	ДП. 192. 042Г. 002. ГПЗ	План газових мереж	1		
3	A1	ДП. 192. 042Г. 002. ГПЗВ	Газообладнання індивідуального житлового будинку	1		
4	A2x3	ДП. 192. 042Г. 002. ГПЗ	Монтажна схема ПЕ газопроводу Вузлове креслення	1		
5	A1	ДП. 192. 042Г. 002. ТК	Технологічна карта	1		

**«Проект організації та виконання робіт з будівництва системи газопостачання
вулиць села Сінгури Житомирського району, Житомирської області»
з висвітленням технології
виготовлення трійникових вузлів для відгалужень**

РЕФЕРАТ

В дипломному проєкті відображено проєктування одноступеневої системи газопостачання населеного пункту природним газом із поліетиленових труб.

В організаційно-будівельній частині визначено та запроєктовано проведення та організацію будівництва основних видів будівельних робіт по монтажу розподільчих вуличних газопроводів середнього тиску із поліетиленових труб.

Розрахункова витрата газу споживачами – **254,4**м³/год.; загальна довжина газопроводів – **3732**м; загальний об'єм ґрунту по розробці траншеї – **4730**м³; нормативна трудомісткість БМР – **17257**люд.(маш.)-год.; трудомісткість на 1м газопроводу – **4,62**люд.-год./м; нормативна тривалість будівництва – **34**роб. дн.; нормативна потреба працюючих – **57**чол. (у тому числі: робітників – **46**чол., ІТП і службовців – **3**чол., МОП і охорони – **5**чол.); кошторисна вартість будівництва – **4798**тис.грн. ; термін окупності капітальних вкладень – **5,57** роки.

ВСТУП

У дипломному проєкті було розроблено проєкт централізованої системи газопостачання для окремих вулиць села Сінгури Житомирського району Житомирської області. Система передбачає прокладання газопроводів середнього тиску з поліетиленових труб та встановлення на межі земельних ділянок споживачів будинкових комбінованих регуляторів тиску типу DSR 10 з вбудованими лічильниками газу з термореакцією.

Село Сінгури займає площу 3,454 км², його населення становить 1737 осіб, а густота населення — 502,9 осіб/км². Для жителів села газифікація осель забезпечує доступ до природного газу, який залишається одним із найзручніших та екологічно безпечних видів палива. Його використання дозволяє зекономити час і сили, підвищує рівень комфорту, а також виключає потребу у зберіганні твердого палива.

Постачання природного (зрідженого) газу до споживачів Житомирського району, зокрема до села Сінгури, здійснює АТ «Житомиргаз» через Житомирське відділення з експлуатації газового господарства. Компанія виконує повний комплекс робіт з будівництва, ремонту, реконструкції та обслуговування газопроводів. Це дає змогу не лише підтримувати існуючу інфраструктуру в належному стані, а й поступово розширювати газові мережі населених пунктів.

Проте в останні роки спостерігається зниження темпів введення в експлуатацію нових газопроводів. Зі зростанням протяжності газових мереж та строків їх експлуатації збільшуються витрати на їхнє обслуговування. Попри фінансові обмеження та підвищення тарифів, АТ «Житомиргаз» активно працює над модернізацією та розвитком газової інфраструктури.

Темпи газифікації в Україні та Житомирській області сповільнилися через воєнний стан, зростання цін на газ і будівельно-монтажні роботи. Проте природний газ залишається економічно вигідним і актуальним джерелом енергії.

У складний для газової галузі період АТ «Житомиргаз» вживає заходів для зменшення заборгованості споживачів, удосконалює системи технічного (в тому числі дистанційного) обліку, проводить технічне оновлення виробничих потужностей і шукає нові джерела доходу.

Останніми роками було створено та оновлено спеціалізовані бригади для будівництва і реконструкції поліетиленових газопроводів, розширено штат абонентських служб, покращено умови праці працівників завдяки сучасній комп'ютерній техніці та оновленню автопарку. Також було посилено юридичний супровід діяльності підприємства та централізовано матеріально-технічне забезпечення для підвищення ефективності роботи.

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Вихідні дані, опис проєктованих об'єктів

Згідно із завданням на дипломне проєктування, розробляється система газопостачання для вулиць Погорелова, Марцинюка, Шкільна, Шевченка та Молодіжна в селі Сінгури Житомирського району Житомирської області.

Територія проєктування характеризується помірним рельєфом без значних природних перешкод, що сприяє зручному прокладанню газових мереж.

Проектування системи здійснюється на основі таких вихідних даних: завдання на проєктування; технічні умови, видані управлінням експлуатації газового господарства (УЕГГ); діючі нормативно-правові акти, будівельні норми та правила; результати інженерно-геологічних і топографічних вишукувань.

Газопроводи запроектовано на територіях сільськогосподарського призначення та в межах житлової забудови Житомирського району. Основну частину забудови складають одноповерхові житлові будинки садибного типу з присадибними ділянками та господарськими спорудами. Такий тип забудови визначає специфіку планування системи газопостачання та розміщення обладнання.

Район будівництва, згідно ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010, відносять до **І кліматичного району** України – **Північно-західний**, зона – **Полісся, Лісостеп**, клімат – **помірно-континентальний** з наступними характеристиками[11]:

- розрахункова зимова температура зовнішнього повітря: -22°C ;
- найбільш холодної п'ятиднівки $-37 \div -40^{\circ}\text{C}$;
- абсолютний мінімум температур повітря $+37 \div +40^{\circ}\text{C}$;
- абсолютний максимум температур повітря
- середня температура повітря:
 - літнього періоду (липень) - $+18 \div +20^{\circ}\text{C}$;
 - зимового періоду (січень) - $-5 \div -8^{\circ}\text{C}$;
- середня температура зовнішнього повітря за опалювальних період $-0,8^{\circ}\text{C}$;
- тривалість опалювального періоду 192 дні;
- середньорічна сума опадів 665 мм;
- середня висота снігового покриву 0,24 м.

Характеристика ґрунтів по трасі газопроводу:

Рослинний шар 0,2-0,4м; супісок до 1,5м:

- тип за просіданням **слабоздимальні;**
- група за важкістю розробки **I...IV;**
- **середня** глибина промерзання ґрунтів **0,8м;**
- присутність та рівень ґрунтових вод **нижче 2,7 м;**
- рельєф місцевості **спокійний.**

Основа під газопровід складається з привезеного піщаного ґрунту, який має середню щільність і низький ступінь водонасичення.

Проектування виконано на основі наданих вихідних матеріалів з дотриманням чинних нормативних актів та державних стандартів України.

1.2 Характеристика об'єкту будівництва

Джерелом газопостачання для проєктованої системи є шафовий регуляторний пункт (ШРП), розташований на вулиці Погорелова в селі Сінгури Житомирського району, Житомирської області.

Природний газ у межах проєкту передбачається використовувати для задоволення побутових та комунально-господарських потреб населення. Зокрема, він буде застосовуватись для приготування їжі, підігріву води з господарсько-гігієнічною метою, приготування кормів для домашніх тварин, а також для опалення житлових будинків. Крім цього, газ споживатиметься для опалення приміщень, гарячого водопостачання та забезпечення технологічних процесів у виробничих, комунально-побутових і громадських установах.

Основою для розробки системи газопостачання слугує топогеодезична основа забудови вулиць Погорелова, Марцинюка, Шкільна, Молодіжна та Шевченка в селі Сінгури.

Забудова охоплює:

80 одноповерхових житлових будинків садибного типу із середньою площею від 80 до 160 м², кожен з яких має присадибну ділянку та господарські будівлі;

2 соціально-громадські об'єкти:

- Сінгурівський ліцей;
- Кафе «Мальва»;

1 виробничо-сільськогосподарський об'єкт:

- Офіс ТОВ «Сінгурівські ковбаси».

Фінансування будівництва вуличних і дворових газопроводів планується здійснювати за рахунок коштів мешканців. Для цього передбачено створення вуличного кооперативу, який організовуватиме та координуватиме процес газифікації.

Середня геодезична відмітка поверхні землі на згаданих вулицях становить **230 метрів**.

Загальна протяжність проєктованих газопроводів — **3732 метри**, з них:

- вуличний розподільчий газопровід — **3102 метри**;
- дворові вводи — **630 метрів**.

2. РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Система та схема газопостачання

Проектована система газопостачання передбачає забезпечення природним газом усіх категорій споживачів — як існуючих, так і потенційних, з урахуванням перспективного навантаження. У проєкті реалізовано одноступеневу систему газопостачання з використанням газопроводів середнього тиску. Розподільчі газопроводи, що прокладаються вздовж вулиць населеного пункту, запроєктовані з поліетиленових труб, що відповідає сучасним вимогам щодо надійності та довговічності. Для зниження тиску з 0,3 МПа до 0,003 МПа на вводах до будинків передбачено встановлення індивідуальних будинкових регуляторів тиску типу DSR-10 безпосередньо на територіях споживачів. Абсолютний тиск газу в точці приєднання до системи, тобто на виході з шафового регуляторного пункту (ШРП), що розташований на вулиці О. Погорелова в селі Сінгури, становить **$P_{г.1} = 0,4 \text{ МПа (4 ата)}$** . Газ з цього пункту подається в газопроводи середнього тиску, до яких підключаються будинкові регулятори тиску, встановлені на житлових будинках. Схема прокладання газопроводів середнього тиску у проєкті передбачена **тупикова**, що є оптимальним рішенням для невеликих вуличних мереж у сільських населених пунктах.

2.2 Розрахункові показники, визначення витрат газу

Обсяги споживання природного газу в селі Сінгури визначаються низкою чинників, зокрема чисельністю населення, ступенем благоустрою житлового фонду, наявністю та видом домашніх тварин, кліматичними умовами регіону, а також типом і потужністю встановленого газового обладнання. При визначенні діаметрів газопроводів основним параметром є **максимальна годинна витрата газу**, яка розраховується з урахуванням перспективного розвитку системи газопостачання. Орієнтовний розрахунковий період становить **20–25 років**, відповідно до плану розвитку території.

Розрахунки витрат природного газу виконувались з урахуванням фактичного розташування житлових будинків та громадських об'єктів на вулицях Погорелова, Марцинюка, Шкільна, Шевченка та Молодіжна. Основними споживачами виступають приватні домогосподарства, в яких передбачено використання: **газових плит** для приготування їжі; **опалювальних котлів** малої потужності для обігріву приміщень.

Обсяги газоспоживання для опалення житла визначалися згідно з площею опалюваних приміщень, а для виробничих і сільськогосподарських об'єктів — за фактичними даними потужностей і споживання наявних об'єктів.

У даному розділі дипломного проєкту подано докладний розрахунок **максимальної годинної потреби в природному газі** для населення, громадських та виробничих споживачів на зазначених вулицях. За результатами розрахунків, максимальна годинна витрата газу по трасах №1–10 становить **254,4 $\text{м}^3/\text{год}$** .

Розрахунки проведено відповідно до вимог **ДБН В.2.5-20:2018**. Як основне паливо прийнято природний газ із нижчою теплотою згоряння **$Q_{гp} = 34 \text{ МДж/м}^3$** .

Для розрахунку витрат природного газу прийнято:

1) **80** житлових будинки 100% обладнані:

- газова плита ПГ-4 з витратою газу – **1,4**нм³/год.;

- газовий теплогенератор 24кВт з номінальною витратою газу – **2,8**нм³/год.

2) газоспоживаюче обладнання громадських споживачів з розрахунковою витратою газу:

- **Сінгурівський ліцей** – розрахункова витрата газу **20**нм³/год.,

- **Кафе «Мальва»** – розрахункова витрата газу **10**нм³/год.,

- **Офіс ТОВ «Сінгурівські ковбаси»** – розрахункова витрата газу **10**нм³/год.;

До запроєктованої мережі газопроводів передбачається підключення по трасам №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 – **80** житлових будинків та **3** соціально-громадських (виробничих) споживача.

Для відокремлених житлових районів, окремих вулиць чи груп житлових будинків із населенням до 500 осіб, розрахункова годинна витрата природного газу Q_d^h , нм³/год., визначається як сума номінальних витрат усіх газових приладів з урахуванням коефіцієнта одночасності їх використання. Розрахунок здійснюється за відповідною формулою [2]:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m k_{sim} q_{nom} n_i, \text{ нм}^3/\text{год.} \quad (2.1)$$

де $\sum_{i=1}^m$ – сума добутоків величин k_{sim} , q_{nom} і n_i від i до m ;

k_{sim} – коефіцієнт одночасності, значення якого приймають [2];

q_{nom} – номінальна витрата газу одного приладу або групи приладів, по паспортним даним або технічним характеристикам приладів, нм³/год.;

n_i – число однотипних приладів або груп приладів, шт.;

m – число типів приладів або груп приладів, шт.

Тобто при встановленні в будинках газової плити та котла формула (2.1) буде мати вигляд:

$$Q_d^h = k_{simPII-4} \times q_{nomPII-4} \times n_{PII-4} + k_{simКОТЛ} \times q_{nomКОТЛ} \times n_{КОТЛ}, \text{ нм}^3/\text{год.} \quad (2.2)$$

Визначаю загальну витрату газу для **80** житлових будинків присадибного типу та **3-х** інших споживачів за формулою:

$$B_{заг1} = B_{год.пл} + B_{год.котл} + \Sigma B_{год.громад.спож.}, \text{ нм}^3/\text{год.} \quad (2.3)$$

де $B_{заг1}$ – загальна розрахункова годинна витрата газу, нм³/год.;

$B_{год.пл}$ – розрахункова годинна витрата газу для плит, нм³/год.;

$$B_{год пл} = K_{sim} \times q_{ном. пл} \times n_i$$

$B_{год.кот}$ – розрахункова годинна витрата газу для котлів, нм³/год.;

$$B_{год котл} = K_{sim} \times q_{ном. котл} \times n_i$$

$$B_{год пл} = 0,214 \times 1,4 \times 80 = 24 \text{ нм}^3/\text{год.}; B_{год котл} = 0,85 \times 2,8 \times 80 = 190,4 \text{ нм}^3/\text{год.};$$

$$B_{заг} = 24 + 190,4 + (10 + 20 + 10) = 254,4 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

Аналогічно виконано прорахунки усіх ділянок та відгалужень схеми гідравлічного розрахунку, результати обрахунків відображено в таблиці **2.1**.

Таблиця 2.1 Розрахунки витрат природного газу споживачами по вулицям села Сінгури

ділянки	Траси	$Q_d^h = \sum_{i=1}^m k_{sim} q_{nom} n_i + Q_{in.спож.}$	Q_d^h , нм ³ /год.
8-9	траса №2	$0,258 \times 1,4 \times 9 + 0,85 \times 2,8 \times 9$	24,7
8-10	траса №10	$1 \times 1,4 \times 1 + 0,85 \times 2,8 \times 1$	3,8
7-8	траса №2	$0,254 \times 1,4 \times 10 + 0,85 \times 2,8 \times 10$	27,4
7-11	траса №9	$0,65 \times 1,4 \times 2 + 0,85 \times 2,8 \times 2$	6,6
6-7	траса №2	$0,2484 \times 1,4 \times 12 + 0,85 \times 2,8 \times 12$	32,7
6-12	траса №8	$0,45 \times 1,4 \times 3 + 0,85 \times 2,8 \times 3$	9,0
5-6	траса №2	$0,24 \times 1,4 \times 15 + 0,85 \times 2,8 \times 15$	40,7
5-13	траса №7	$0,45 \times 1,4 \times 3 + 0,85 \times 2,8 \times 3 + 10$	19,0
4-5	траса №2	$0,229 \times 1,4 \times 35 + 0,85 \times 2,8 \times 35 + 10$	104,5
4-14	траса №6	$0,65 \times 1,4 \times 2 + 0,85 \times 2,8 \times 2$	6,6
3-4	траса №2	$0,225 \times 1,4 \times 45 + 0,85 \times 2,8 \times 45 + 10$	131,3
15-16	траса №4	$0,29 \times 1,4 \times 5 + 0,85 \times 2,8 \times 5$	13,9
15-17	траса №5	$0,28 \times 1,4 \times 6 + 0,85 \times 2,8 \times 6$	16,6
3-15	траса №4	$0,2372 \times 1,4 \times 14 + 0,85 \times 2,8 \times 14 + 20$	58,0
2-3	траса №2	$0,2194 \times 1,4 \times 62 + 0,85 \times 2,8 \times 62 + 20$	186,6
2-18	траса №2	$0,29 \times 1,4 \times 5 + 0,85 \times 2,8 \times 5$	14,0
1-2	траса №2	$0,214 \times 1,4 \times 80 + 0,85 \times 2,8 \times 80 + 20 + 10 + 10$	254,4
Максимально-годинні витрати по схемі:			254,4

Розрахункові витрати газу по категоріям споживачів приведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 Відомість споживачів природного газу

№ п/п	Шифр	Найменування	Розрахункова витрата газу, нм ³ /год.	Вулиці
1	Л	Сінгурівський ліцей	20	вул. Погорєлова, Марцинюка, Шкільна, Шевченка, Молодіжна
2	К	Кафе «Мальва»	10	
3	ТОВ	Офіс ТОВ «Сінгурівські ковбаси»	10	
4	DSR-10	Потреби населення	214,4	
Усього:			254,4	

2.3 Гідравлічний розрахунок вуличних газопроводів середнього тиску

Відповідно вихідних даних на проектування абсолютний тиск в місці врізки – приєднання (початок проектування) становить: $t.1 - 0,4$ МПа (4 ата).

Діаметри газопроводів визначаються на основі гідравлічного розрахунку, що забезпечує стабільне постачання газу всім споживачам у години пікового навантаження з урахуванням допустимих перепадів тиску [5].

Гідравлічний розрахунок одноступеневої системи газопостачання середнього тиску із застосуванням КБРТ (комплексного блоку розрахунку трубопроводів) виконується з урахуванням забезпечення в найвіддаленіших точках мережі від ГРП тиску не нижче 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) у періоди максимального споживання газу [2].

Під час розрахунку мережі виконано наступне [5]:

- оптимізовано розподіл газових потоків від джерела до споживачів по ділянках мережі відповідної конфігурації, з урахуванням відомих довжин ділянок і навантаження на мережу;
- здійснено вибір стандартних діаметрів труб із заданого сортаменту з повним використанням допустимого перепаду тиску, з метою мінімізації капіталовкладень при фіксованих параметрах — довжинах ділянок, навантаженнях і режимах роботи мережі;
- проведено гідравлічне ув'язування системи з визначенням тиску газу в кожній вузловій точці мережі за заданих витрат, діаметрів і довжин труб.

Для виконання розрахунків складено схему газопроводів із нанесенням вузлових точок. На схемі зазначено: витрати газу по кожній ділянці (у м³/год), визначені у попередньому розділі проекту, та фактичні довжини ділянок, визначені за трасуванням із плану газових мереж [5].

Нумерацію вузлів починаю від місця приєднання до існуючого ШРП по вул. Погорелова до найбільш віддаленого споживача на вул. Молодіжна (головна магістраль схеми – це розрахунковий напрямок 1-2-3-4-5-6-7-8-9), потім нумерую відгалуження газової мережі від головної магістралі.

Гідравлічний розрахунок мереж середнього тиску, запроектованих у даному дипломному проєкті, виконується відповідно до розрахункової схеми, наведеної на аркуші №1 графічної частини проєкту.

Розрахунок здійснюється методом питомих втрат тиску на тертя. Втрати тиску на місцеві опори враховуються як частина втрат по довжині трубопроводу — згідно зі спрощеною методикою, для вуличних газопроводів у населених пунктах вони становлять приблизно 10% від загальних втрат тиску по довжині [2].

Розрахункову довжину головної магістралі визначаю за формулою [5]:

$$L_{розр} = L_{\phi} \times 1,1, \text{ км} \quad (2.4)$$

де L_{ϕ} – фактична довжина головної магістралі, км.

Отже:

$$L_{розр} = 1,936 \times 1,1 = 2,13 \text{ км}$$

Визначаю питому різницю квадратів тиску для головної магістралі [5]:

$$\alpha_{сер} = \frac{P_n^2 - P_{\kappa}^2}{\sum L_{розр}}, \text{ ата}^2/\text{км} \quad (2.5)$$

де P_n – абсолютне значення тиску газу в точці врізки, $P_n = 4$ ата;

P_{κ} – абсолютне значення тиску газу на вході, у найбільш віддаленого споживача, прийнято $P_{\kappa} = 1,5$ ата (вимоги [2]);

$\Sigma L_{розр}$ – розрахункова довжина головної магістралі, км.

$$\alpha_{сер} = \frac{4,0^2 - 1,5^2}{2,13} = 6,46 \text{ ата}^2/\text{км};$$

Орієнтуючись на питому різницю квадратів тиску $\alpha_{сер} \leq 6,46 \text{ ата}^2/\text{км}$, по номограмі в залежності від витрат газу на ділянці, вибирається діаметр газопроводу. При вибраному діаметрі я визначаю фактичну питому різницю квадратів тиску $\alpha_{факт}$, а потім кінцевий тиск на ділянці P_k за формулою [5]:

$$P_k = \sqrt{P_n^2 - \alpha_{факт} \times L_{розр_i}}, \text{ ата} \quad (2.6)$$

де P_k – кінцевий тиск на i -й ділянці газопроводу, ата;

P_n – початковий тиск на i -й ділянці газопроводу, ата;

$\alpha_{факт}$ – фактична питома втрата різниці квадратів тиску на ділянці при вибраному стандартному діаметрі труби; км, (визначається за номограмою).

Для ділянки 1-2 при витраті газу $Q=254,4 \text{ м}^3/\text{год.}$ та діаметрі газопроводу $\varnothing 63 \times 3,6 \text{ мм}$ за номограмою $\alpha_{факт} = 2,0 \text{ ата}^2/\text{км}$.

$$P_2 = \sqrt{4,0^2 - 2,0 \times 0,5698} = 3,855 \text{ ата.}$$

Аналогічно підбираю діаметри для інших ділянок головної магістралі та відгалуженнях, визначаючи тиск у вузлових точках. результати обрахунків зведено в таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 Гідравлічний розрахунок вуличних газопроводів середнього тиску

ділянка	Q_d^h , м ³ /год.	$D_z \times \delta$, мм	Довжина		P_n , ата	α_f , ата ² /км	P_k , ата
			$L_{факт}$, км	$L_{розр}$, км			
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.
Головна магістраль – напрямок 1-2-3-4-5-6-7-8-9							
1-2	254,4	63×3,6	0,518	0,5698	4,0	2,0	3,855
2-3	186,6	63×3,6	0,225	0,2475	3,855	1,25	3,815
3-4	131,3	63×3,6	0,170	0,187	3,815	0,58	3,8
4-5	104,5	63×3,6	0,350	0,385	3,8	0,36	3,782
5-6	40,7	50×2,9	0,05	0,055	3,782	0,2	3,78
6-7	32,7	50×2,9	0,16	0,176	3,78	0,17	3,776
7-8	27,4	50×2,9	0,055	0,0605	3,776	0,09	3,775
8-9	24,7	50×2,9	0,408	0,4488	3,775	0,08	3,77
Відгалуження							
2-18	14	50×2,9	0,295	0,3245	3,855	0,03	3,854
3-15	58	50×2,9	0,152	0,1672	3,815	0,35	3,807
15-16	14	50×2,9	0,114	0,1254	3,807	0,03	3,8065
15-17	16,6	50×2,9	0,130	0,143	3,807	0,035	3,806
4-14	6,6	50×2,9	0,080	0,088	3,8	0,02	3,79
5-13	19	50×2,9	0,084	0,0924	3,782	0,06	3,781
6-12	9	50×2,9	0,90	0,99	3,78	0,02	3,777
7-11	6,6	50×2,9	0,055	0,0605	3,776	0,02	3,775
8-10	3,8	50×2,9	0,166	0,1826	3,775	0,02	3,7749
			$\Sigma 3,102$				

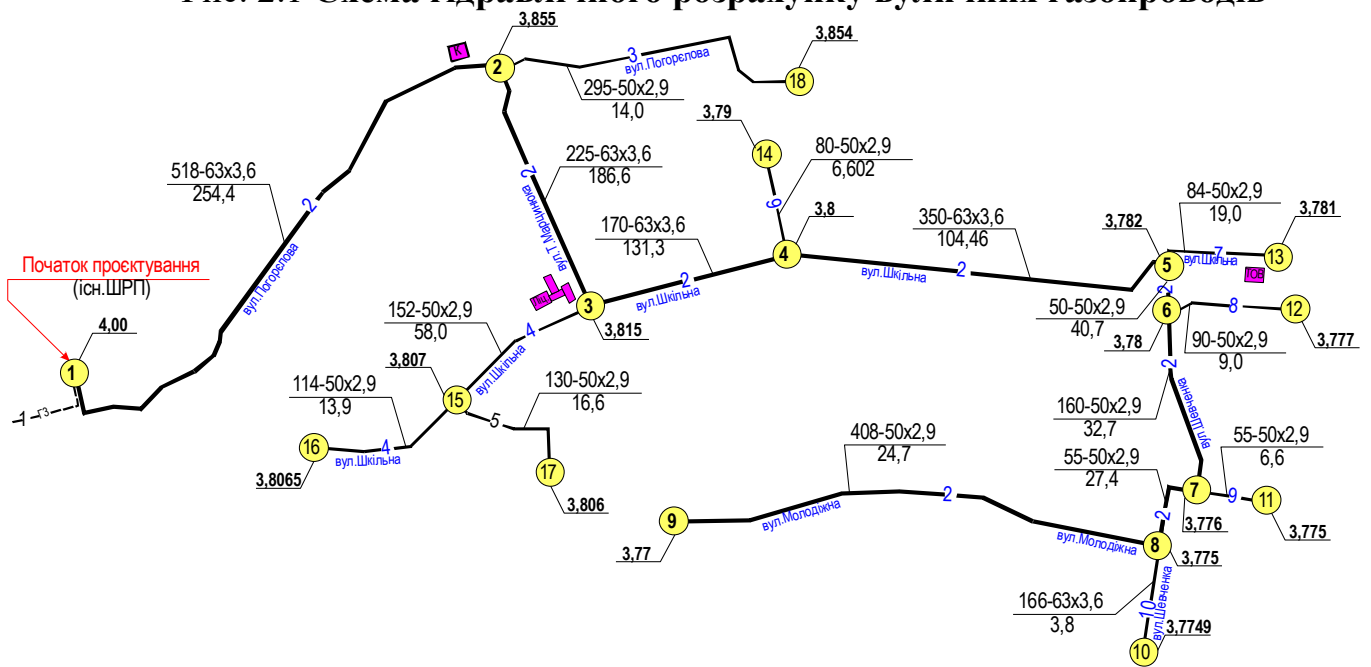
По розрахунках видно, що тиск в кінцевих точках більше допустимого – 1,5 ата [2], тому розрахунки виконано правильно.

По результатах гідравлічного розрахунку визначено загальну потребу в ПЕ трубах для будівництва мережі.

Таблиця 2.4 Відомість потреби труб для газопроводів середнього тиску

№ п/п	Діаметр труб, мм	Довжина, км
Вуличний газопровід		
1	ПЕ 80 SDR 17,6 Ø63×3,6мм	1,263
2	ПЕ 80 SDR 17,6 Ø50×2,9мм	1,839
Усього:		3,102
Дворові вводи		
1	ПЕ 80 SDR 11 Ø25×3мм	0,630
Разом:		3,732

Рис. 2.1 Схема гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів



2.4 Газопроводи та споруди на них

Для будівництва газопроводу середнього тиску в проєкті передбачено використання поліетиленових труб згідно з ДСТУ Б В.2.7-73:98 та сталевих електрозварних труб, призначених для улаштування футлярів відповідно до ДСТУ 8943:2019. Сталеві труби виготовлені зі звичайної вуглецевої сталі групи В, марка ст3 сп2.

Конструкція газопроводів передбачає використання поліетиленових труб високої щільності, які з'єднуються між собою методом терморезисторного зварювання. Коефіцієнт запасу міцності для труб і з'єднувальних елементів прийнятий не менше 2,5, а на окремих ділянках — не менше 3,15 [2].

У проєкті передбачено 2% запас труб від загальної довжини мережі — для виготовлення контрольних зварних з'єднань і монтажних вузлів відповідно до [2]. Поліетиленові труби постачаються в бухтах або на катушках.

Глибина прокладання газопроводу становить не менше 1,2 м до верху труби. Газопровід укладається на штучну основу — шар піщаного ґрунту товщиною 10 см без включень глини або каміння, з подальшим засипанням на висоту 20 см.

З'єднання поліетиленових труб, як на горизонтальних, так і на вертикальних ділянках, виконується за допомогою терморезисторного зварювання з використанням фасонних елементів заводського виготовлення. До таких з'єднувальних деталей належать муфти, трійники, відводи, переходи, у тому числі комбіновані (типу «поліетилен-сталь»), які повинні відповідати вимогам чинних нормативних документів.

- заглушки ZE 50 – 7шт.;
- коліна KE 63 – 2шт., KE 50 – 4шт. (повороти трас г/ду);
- коліна KE 63 – 1шт.(для з'єднання ПС-05 після засувки ШРП);
- перехід редукційний RE 63/50 – 5шт.;
- переходи редукційні RE 50/25 – 2шт. (кінці трас №3 та №5);
- переходи редукційні RE 32/25 – 83шт. (для дворових відгалужень);
- муфти ME 63 – 29шт та ME 50 – 39шт.(для вуличних газопроводів);
ME 63 – 2шт (для приєднання кулевого крану K63);
ME 25 – 82шт.(для приєднання цокольних вводів);
- трійники рівнопрохідні TE 63 – 4шт., TE 50 – 4шт.;
- трійники сідлові OS 63/32 – 42шт.; OS 50/32 – 41шт.;
- з'єднання PE/St: ПС 05 (Ø63/50) – 1шт (засувка ШРП);
ПС 01 (Ø25/20) – 83шт (дворові вводи).

Повороти поліетиленових газопроводів виконуються шляхом згинання труб з радіусом не менше 25 зовнішніх діаметрів труби. У випадках, коли кут повороту становить від 2° до 60° у горизонтальній або вертикальній площині, поворот забезпечується природною гнучкістю труби під час укладання в траншею [2].

Для візуального попередження над газопроводом, на висоті 400–500 мм, укладається попереджувальна полімерна стрічка жовтого кольору шириною не менше 200 мм із незмивним написом «ГАЗ» [2].

Для визначення місця розташування підземного поліетиленового газопроводу передбачено встановлення табличок-показчиків. У забудованих районах їх розміщують на опорах ЛЕП, будинках або спеціальних орієнтирних стовпчиках.

Вздовж всієї траси газопроводу мають бути встановлені пізнавальні стовпчики: на прямих ділянках з інтервалом не більше 500 м, а також у характерних точках, таких як повороти, місця встановлення арматури, зміна діаметрів труб тощо. Орієнтирні стовпчики розміщуються на відстані 1 м від осі газопроводу, з правого боку по напрямку руху газу [2].

Вимикаючі пристрої. Запроєктований газопровід врізається після існуючого ШРП по вул. Погорелова (після засувки $D_{y50\text{мм}} 30\text{с}41\text{нж}1$).

Для відключення запроєктованих ділянок газопроводів вуличних газопроводів передбачено встановлення вимикаючого пристрою – кулевого крану **К 63** в безколодязному виконанні (під ковер) на початку вулиці Погорелова.

Переходи через автомобільні дороги та в стиснених умовах. При прокладанні газопроводів по вулицях села в стиснених умовах (в місцях зближення з фундаментами менше 4м) газопровід передбачається прокладати відкритим способом в захисних футлярах. Футляри передбачаються із сталевих труб по ДСТУ 8943:2019 марка сталі Ст.2СП-г Ст. 4СП ДСТУ 2651:2005 з ізоляцією типу «дуже посилена».

Прокладання газопроводів із поліетиленових труб:

1) $\varnothing 63 \times 3,6\text{мм}$ під в місці зближення з фундаментом будинку по вул. Марцинюка у футлярі із сталевих труб $\varnothing 133 \times 4\text{мм}$ довжиною 20м;

2) $\varnothing 50 \times 2,9\text{мм}$ під в місці зближення з фундаментом будинку по вул. Марцинюка у футлярі із сталевих труб $\varnothing 102 \times 3\text{мм}$ довжиною 20м.

Поліетиленовий газопровід у межах футляру має відповідати таким технічним вимогам [2]:

1. На ділянці, що проходить через футляр, а також по 1 метру з кожного боку від нього, не допускається наявність зварних та інших з'єднань.
2. На одному з кінців футляру необхідно передбачити встановлення контрольної трубки.
3. Обидва кінці футляру мають бути герметизовані за допомогою діелектричного вогнетривкого матеріалу, щоб запобігти потраплянню атмосферних опадів у міжтрубний простір [2].

Антикорозійний захист та ізоляція. Ізоляційні матеріали та конструкції мають відповідати вимогам ДСТУ Б.В.2.5-29:2006 [5]. Для запобігання корозії сталевих підземних ділянок передбачене застосування покриття «дуже посиленого» типу. Металеві ділянки з'єднань типу ПЕ/СТАЛЬ покриваються антикорозійною ізоляцією того ж типу — бітумно-гумовою або стрічками «Полізол».

Для надземних сталевих газопроводів захист забезпечується нанесенням двох шарів ґрунтовки ХС-010 і двох шарів емалі «Поліпромсинец». Сталеві футляри захищають від електрохімічної корозії методом протекторного захисту [2].

Газопроводи-вводи до житлових будинків від розподільчих газопроводів прокладаються з поліетиленових труб діаметром $\varnothing 25 \times 3\text{ мм}$ з переходом на металеву частину не вище 0,8 м над рівнем землі. Перехід на металеву ділянку здійснюється на вертикальній ділянці та оформлюється окремим проєктом. Надземну частину ПЕ-газопроводу, а також вузол з'єднання з металевим газопроводом, монтують у металевому футлярі з вентиляційними отворами для відбору проб повітря [2].

З'єднання сталевих труб виконується дуговим електрозварюванням встик. Типи, конструктивні елементи та розміри зварних з'єднань повинні відповідати ДСТУ 16037. Якість зварних швів перевіряється фізичними методами контролю, причому кількість стиків, що підлягають перевірці, визначається згідно з вимогами [2].

Фасонні елементи газопроводів мають бути штампованими або гнутими, виключно заводського виготовлення. Наземні сталеві ділянки фарбують двома шарами емалі ХВ-124 після попереднього ґрунтування двома шарами ФЛ-03К. Підземні металеві з'єднання типу «поліетилен-сталь» покриваються антикорозійною ізоляцією «дуже посиленого» типу із застосуванням стрічок «Полізол» [2].

Повороти сталевих газопроводів при кутах до 15° допускається виконувати без застосування фасонних елементів, шляхом збирання труб із попередньо скошеними торцями [2].

Комбіновані будинкові регулятори тиску (КБРТ). Для регулювання подачі газу до житлових будинків та зниження його тиску передбачено встановлення комбінованих будинкових регуляторів тиску DSR-10 з номінальною пропускною здатністю $10 \text{ м}^3/\text{год}$.

Регулятори серії DSR є пристроями прямої дії з двоступінчастим регулюванням і призначені для використання в комунально-побутовій сфері, а також на промислових об'єктах. Завдяки цьому вони можуть встановлюватися безпосередньо біля споживачів або навіть на газових лічильниках.

Регулятор DSR-10 обладнаний вбудованими елементами безпеки:

- **Вимикаючий пристрій**, який припиняє подачу газу в разі:
 1. зниження вхідного тиску нижче допустимого рівня;
 2. перевищення обсягу споживання понад номінальну пропускну здатність регулятора.
- **Скидний клапан**, що випускає газ в атмосферу, коли вихідний тиск перевищує $3,0 \text{ кПа} + 5\%$.

Комбінований будинковий регулятор тиску DSR-10 монтується в спеціальній шафі з негорючого матеріалу. Шафа повинна бути обладнана вентиляційними отворами у верхній та нижній частинах. Монтаж КБРТ виконується на опорах на висоті, зручній для технічного обслуговування і ремонту (у проєкті — $1,6 \text{ м}$ від рівня землі).

Для шафових регуляторних пунктів (ШРП), оснащених регулятором DSR-10, які встановлюються на опорах поруч із житловими будинками, вищими за сам ШРП, улаштування блискавкозахисту не є обов'язковим [2].

2.5 Газопостачання індивідуального житлового будинку

Проект газопостачання житлового будинку виконано за вимогами ДБН В.2.5-20:2018, НПАОП 0.00-1.76:2015 «Правила безпеки систем газопостачання», «Кодексу газорозподільчих систем» та інших діючих нормативів.

Зовнішнє газопостачання. Джерелом газопостачання є запроєктований в попередньому розділі дипломного проєкту вуличний поліетиленовий газопровід середнього тиску $\text{Ø}63 \times 3,6 \text{ мм}$, який проходить по вул. Погорелова у с. Сінгури.

Проектом передбачено підключення житлового будинку №15 по вул. Погорелова у с. Сінгури підземним газопроводом середнього тиску $\text{Ø}25 \times 3 \text{ мм}$ у даному проєкті запроєктовано з поліетиленових труб високої щільності класу ПЕ 80, марки SDR-11, виготовлених відповідно до вимог ДСТУ Б.В.2.7-73:98. Труби постачаються в бухтах. У проєкті закладено 2% запасу труб від загальної довжини газопроводу для виготовлення контрольних зварних з'єднань і монтажних вузлів. З'єднання труб виконується терморезисторним зварюванням.

Глибина закладання трубопроводу становить не менше 1,2 м до верху труби. Газопровід укладається на штучну основу з мінерального ґрунту завтовшки 10 см, з подальшим засипанням тим же матеріалом на висоту 20 см [2].

З'єднувальні елементи — муфти, переходи, трійники, відводи та переходи типу ПЕ/СТАЛЬ — повинні бути виготовлені в заводських умовах і застосовуватись відповідно до чинних нормативних документів [2].

Вихід поліетиленового газопроводу із землі супроводжується переходом на сталеву трубу, при цьому з'єднувальний вузол розміщується в металевому футлярі з вентиляційними отворами для відбору проб повітря [5]. Кінець надземної частини футляра ущільнюється з метою захисту від атмосферних опадів або виконується із застосуванням уніфікованого заводського газового стояка $\text{Ø}25 \text{ мм}$ (ПС-01).

Зниження тиску з 0,3 МПа до 300 даПа забезпечується за допомогою будинкового регулятора тиску типу DSR-10, розміщеного в металевій шафі. На ділянці підключення до регулятора тиску на газопроводі низького тиску встановлюється відсічний пристрій — прохідний муфтовий кран Ду25 типу 11кч24п1.

Від регулятора до будинку сталевий надземний газопровід низького тиску прокладається по зовнішній стіні будівлі, вище рівня вікон і дверей, на кронштейнах. Відстань від стіни до газопроводу повинна бути не меншою за зовнішній діаметр труби й забезпечувати зручність для огляду, монтажу та технічного обслуговування [2].

Для надземного і внутрішньобудинкового прокладання прийнято сталеві електрозварні труби Ду 20 і Ду 15 згідно з ДСТУ 8943:2019 («Сортамент») зі сталі В10СП відповідно до ДСТУ 2651:2005. З'єднання труб виконується електричним або газовим зварюванням встик згідно з вимогами ВСН 006 та ВБН А.3.1-36-3, із застосуванням електродів або зварювального дроту типу Св-08А (Св-08ГА). Типи, конструкції та розміри зварних з'єднань повинні відповідати вимогам ДСТУ 16037.

Зварні з'єднання трубопроводів повинні проходити обов'язковий вимірювальний контроль та механічні випробування згідно з вимогами нормативних документів [2].

До зварювальних робіт допускаються лише ті матеріали, які мають відповідні сертифікати від виробника або їх офіційно завірені копії [2].

Фасонні частини, що застосовуються на газопроводах, повинні бути заводського виготовлення — переважно штамповані, крутовигнуті або гнуті [2].

Повороти трубопроводів у горизонтальній або вертикальній площинах при невеликих кутах виконуються за рахунок природного вигину труб. Під час замовлення труб доцільно зазначити їх необхідну довжину та вимогу щодо гідравлічного випробування на заводі [2].

У місцях проходів газопроводу через стіни будівель встановлюється футляр. Його кінці повинні виступати з обох боків стіни не менше ніж на 3 см. Внутрішній діаметр футляра має бути більшим за діаметр труби не менш ніж на 5 мм, а кільцевий простір між ними заповнюється еластичним ущільнювальним матеріалом. Простір між футляром та стіною герметизується по всій товщині [2].

Сталеві надземні газопроводи повинні бути захищені від корозії нанесенням двох шарів ґрунтовки та двох шарів емалі типу ХВ-124 або ХВ-125 на основі розчинника Р-4 з додаванням алюмінієвої пудри ПАК-3 або ПАК-4, або 10–15% ґрунту ХС-01 на тому ж розчиннику. Після цього газопровід фарбується у жовтий колір із нанесенням відповідних попереджувальних знаків.

Внутрішньобудинкові газопроводи також повинні мати антикорозійне покриття, що складається з двох шарів ґрунтовки та двох шарів фарби.

Усі вводи та випуски інженерних комунікацій, які проходять крізь підземні частини зовнішніх стін, повинні бути герметично ущільнені.

Для контролю обсягів споживання передбачено встановлення побутового лічильника газу «Elster» **BK-G-4-T** $Q_{min}=0,016\text{м}^3/\text{год.}$, $Q_{max}=6,0\text{м}^3/\text{год.}$ з термोकорекцією, в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором) зовні будинку. Прив'язки та висотні відмітки для встановлення лічильника уточнюються безпосередньо на місці під час монтажу.

Внутрішнє газопостачання. Точкою підключення об'єкта газопостачання є газопровід низького тиску після вузла обліку газу, розташованого на межі земельної ділянки.

У проєкті передбачено прокладання газопроводів на опорах та вздовж стіни будинку. Застосовуються сталеві водогазопровідні труби згідно з ДСТУ 8936:2019.

Внутрішньобудинкові газопроводи прокладаються відкритим способом по внутрішніх стінах на такій висоті, що забезпечує зручність їх монтажу, експлуатації та технічного обслуговування.

З'єднання труб, прокладених у приміщеннях, виконуються переважно зварними (нероз'ємними). Різьбові з'єднання дозволяються лише в місцях приєднання до газових приладів та при встановленні запірної арматури. Зварювання виконується з використанням електродів відповідно до ДСТУ 9467 або зварювальним дротом Св-08ГА. Типи, конструкція та розміри зварних швів повинні відповідати нормам ДСТУ 16037.

Всі внутрішні газопроводи, зокрема й ті, що прокладаються у футлярах, підлягають фарбуванню двома шарами олійної фарби.

Запірна арматура: Під час виконання будівельно-монтажних робіт дозволяється застосування:

- кульових кранів DN20PN6 (Ду 20 мм) та DN15PN6 (Ду 15 мм), виробництва VALVOSANITARIA BUGATTI S.p.A;
- конусних кранів KK20 (Ду 20 мм) та KK15 (Ду 15 мм) моделі 11Б126к-1 відповідно до ТУ 204/1.

Для внутрішнього газообладнання передбачено встановлення газових приладів та обладнання:

- газова плита **ПГ-4** (в кухні), витрати газу $V_{\text{ПГ-4}}=1,4\text{м}^3/\text{год.}$ - 1 шт;
- котел двоконтурний настінний «турбо» $N_{\text{max}}=24\text{кВт}$ (розміщений в топковій) витрати газу $V_{\text{КОТЛ.24кВт}}=2,8\text{м}^3/\text{год.}$ - 1 шт;
- побутовий газовий лічильник «Elster» мембранного типу **ВК-G-4-T** з термокорекцією, розміщений в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором зовні на межі земельної ділянки) - 1 шт.

Загальні витрати газу – $4,2\text{м}^3/\text{год.}$

Монтаж газового обладнання здійснюється відповідно до вимог, зазначених у технічній документації (паспортах) заводів-виробників і виконується виключно спеціалізованими підприємствами, що мають відповідні дозволи.

Встановлення побутової газової плити типу ПГ-4 заплановане в наявному приміщенні кухні, яке відповідає нормативним вимогам: висота не менше 2,2 м, об'єм — не менше 15 м³. Кухня повинна бути обладнана вікном з кватиркою, витяжним вентиляційним каналом і мати природне освітлення.

Плиту необхідно встановлювати біля стіни, виготовленої з негорючих матеріалів, на відстані щонайменше 6 см від неї.

Підвід газу до плити виконується через окреме відгалуження, на якому обов'язково встановлюється запірна арматура — кран Ду 15 мм. Дозволяється приєднання плити до газопроводу за допомогою гнучкого рукава довжиною не більше 2,0 м.

Гнучкий рукав повинен з'єднуватися з відгалуженням після запірного пристрою та не повинен потрапляти в зону нагріву під час роботи плити.

Установку настінного турбо котла. Встановлення двоконтурного настінного газового котла повинно виконуватись з дотриманням вимог пожежної безпеки щодо розміщення обладнання відносно будівельних конструкцій.

Монтаж котла слід здійснювати:

- на відстані не менше 2см від стіни, виготовленої з негорючих матеріалів, включаючи бокові стіни;
- на стінах із горючих або важкогорючих матеріалів, які мають ізоляційне покриття з негорючих матеріалів (наприклад, покрівельна сталь по листі азбесту товщиною не менше 3 мм, шар штукатурки тощо), відстань повинна становити не менше 3 см до стіни (також враховується бокова відстань).

Ізоляційний матеріал обов'язково має виступати за контури корпусу обладнання: не менше ніж на 10 см з боків і знизу; не менше ніж на 70 см у верхній частині.

Ці вимоги забезпечують безпечну експлуатацію обладнання в умовах житлових приміщень.

Встановлення двоконтурного настінного котла «турбо» $N_{\text{max}}=24\text{кВт}$ передбачено у відособленому нежитловому приміщенні (топковій), яке повинно відповідати вимогам [2]:

- внутрішній об'єм приміщення топкової – не менше 7,5м³;
- висота приміщення не менше – 2,5м;
- наявність природної вентиляції з розрахунку: витяжка (**ВК Ду140мм**) – в об'ємі трьохкратного повітрообміну в годину, приплив (через кватирку у вікні – в об'ємі витяжки).

Подачу газу до двоконтурного настінного котла передбачається здійснювати через окреме відгалуження діаметром Ду 20 мм, на якому перед котлом встановлюється запірний пристрій.

Для обліку споживаного газу в проєкті передбачено встановлення мембранного лічильника газу типу **Elster BK-G-4-T** з термोकорекцією, що постачається у комплекті з регулятором тиску **DSR-10**. Обладнання розміщується у металевій шафі на опорі. Діапазон об'ємних витрат газу лічильника:

- мінімальна витрата — 0,016 нм³/год;
- номінальна витрата — 4 нм³/год;
- максимальна витрата — 6 нм³/год.

Встановлення лічильника виконується з урахуванням зручності монтажу, обслуговування та ремонту, а також згідно з вимогами та рекомендаціями виробника, зазначеними в паспорті приладу. Монтаж передбачений зовні будинку, на межі земельної ділянки власника та території загального користування, щоб забезпечити вільний доступ працівників експлуатуючої організації. Місце встановлення лічильника обирається таким чином, щоб виключити ризик механічного пошкодження — зокрема, при відкриванні воріт, дверей, вікон тощо [2].

Будівництво, монтаж і випробування газопроводів виконуються відповідно до чинних нормативних документів, з обов'язковим дотриманням техніки безпеки згідно з:

- ДБН А.3.2-2:2009;
- ДБН В.2.5-20:2018;
- НПАОП 0.00-1.76:2015 «Правила безпеки систем газопостачання»;
- Кодексом газорозподільчих систем та іншими актуальними нормативами.

Вентиляція та відведення продуктів згоряння. Приміщення, в якому встановлюється газове обладнання, має бути забезпечене природною припливно-витяжною вентиляцією. Приплив повітря здійснюється через квартиру у вікні та щілину між дверима та підлогою площею не менше 0,02 м². Витяжка — через вертикальний вентиляційний канал ВК Ду 140 мм, товщиною 1 мм, виготовлений з оцинкованої покрівельної сталі та ізолюваний фольгоізолом. Канал виводиться на висоту не менше 1 м над рівнем найближчої частини даху.

Двері приміщення повинні відкриватися назовні — у коридор.

Відведення димових газів та подача повітря для роботи котла виконується через коаксіальну трубу, яка проходить через зовнішню стіну будинку. Монтаж труби здійснюється відповідно до інструкцій заводу-виробника обладнання.

До початку встановлення газових приладів власник будинку зобов'язаний отримати акт придатності вентиляційного каналу, який складається спеціалізованим підприємством. Підключення газових приладів можливе лише за наявності цього акту.

3. ОРГАНІЗАЦІЙНО-БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

3.1 Основні положення по організації будівництва і методах виконання робіт

Завданням на дипломне проектування необхідно розробити проєкт виконання робіт будівництва підземного поліетиленового газопроводу. Відповідно розрахунків 2-го розділу для забезпечення газовим паливом споживачів необхідно прокласти **вуличні поліетиленові газопроводи Ø63x3,6мм і Ø50x2,9мм загальною довжиною 3102м та дворові відгалуження Ø25x3мм довжиною 630м.**

Ґрунти по вулицям села відносяться до **I** категорії важкості розробки екскаватором та складаються із рослинного шару 0,2-0,4м та **супіску** товщиною 1,8м, ґрунтові води на глибині 2м відсутні, середня геодезична позначка населеного пункту **230,00м**, прокладання газопроводів в основному буде здійснюватися по зеленій зоні.

Основним чинником при виборі методу будівництва підземного газопроводу вздовж вулиць села є тривалість виконання робіт, оскільки сам процес будівництва створює тимчасові незручності для мешканців, а також перешкоди для руху громадського транспорту та інших учасників дорожнього руху [14].

Цей розділ дипломного проєкту розроблено відповідно до вимог ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва».

Вихідними даними для проектування організації будівництва є:

- результати топографічних, геологічних та гідрогеологічних вишукувань на будівельному майданчику;
- прийняті об'ємно-планувальні, конструктивні та технологічні рішення;
- інформація від будівельної організації про забезпечення проєкту необхідними матеріалами, конструкціями, обладнанням, будівельною технікою, робочим персоналом і тимчасовими спорудами.

У проєкті організації будівництва вирішуються наступні ключові завдання:

- визначено загальну нормативну тривалість будівництва, терміни його початку та введення об'єкта в експлуатацію;
- встановлено нормативний графік розподілу капітальних вкладень та обсягів будівельно-монтажних робіт по календарних періодах;
- визначено потребу в матеріально-технічних та трудових ресурсах для реалізації проєкту.

Проєкт організації будівництва слугує основою для розроблення проєкту виконання робіт підрядною організацією, а також для планування введення об'єкта в експлуатацію.

Цей розділ також використовується для обґрунтування кошторисної вартості будівництва.

Під час розробки проєкту виконання робіт та в процесі реалізації будівництва необхідно дотримуватись положень таких нормативних документів:

- ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва» [3];
- ДБН А.3.2-2:2009 «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека в будівництві» [10].

Будівництво підземного газопроводу здійснюватиметься підрядним способом спеціалізованою будівельною організацією [14].

При розробленні проєкту виконання робіт (ПВР) необхідно врахувати такі умови:

1. Об'єкт розташований у районі, придатному для будівництва, в межах Житомирської області.
2. У зимовий період стійкі вітри силою понад 4 бали не спостерігаються.
3. Будівництво забезпечується водопостачанням, енергоресурсами та засобами зв'язку.
4. Наявні умови для своєчасного постачання будівельних матеріалів, конструкцій, напівфабрикатів.
5. Нормативна тривалість будівництва складає **1,613** місяця (**34** робочі дні), включаючи підготовчий період — 0,2 місяця.
6. Початок робіт заплановано на **II** квартал **2025** року.
7. За основу організації будівництва прийнято потоково-суміщений метод.
8. До початку підготовчого періоду необхідно укласти підрядний договір, вирішити питання матеріально-технічного забезпечення та фінансування.

Підготовчий період

До початку робіт мають бути виконані організаційні заходи:

- оформлено відвід земельної ділянки;
- укладено договір з підрядником;
- вирішені питання постачання матеріалів та техніки;
- забезпечено фінансування [3].

Відповідно до вимог ДБН, у підготовчий період проводяться такі роботи:

1. Відведення й освоєння будівельного майданчика.
2. Створення геодезичної опорної мережі: встановлення реперів, винесення осей траси.
3. Інженерна підготовка території.
4. Створення тимчасової інфраструктури: приміщення для будівельників, склади, побутові споруди.
5. Очищення та планування будівельної смуги.
6. Будівництво тимчасових доріг, водопровідних, електричних та зв'язкових мереж.
7. Доставка конструкцій, матеріалів, труб та їх розвезення по трасі.
8. Огородження будівельного майданчика.
9. Забезпечення робітників питною водою.

Основний період. Монтаж, будівництво, випробування та введення в експлуатацію системи газопостачання виконуються у відповідності до нормативних документів [1], [2], силами спеціалізованих монтажних організацій.

Як і в підготовчому етапі, за основу організації робіт прийнято потоково-суміщений метод, що дозволяє раціонально використовувати ресурси та скоротити тривалість будівництва.

Перед початком монтажних робіт обов'язкове залучення представників експлуатуючих організацій, що відповідають за підземні інженерні комунікації — з метою визначення умов безпечного ведення робіт.

Земляні роботи. Основні земляні роботи заплановано виконувати з використанням комплексу будівельної техніки, до складу якого входять:

- бульдозер марки ДЗ-53 на базі трактора потужністю 100 к.с. — для виконання рекультивації та засипання траншей;
- екскаватор типу **ЕО 2621** з ковшем об'ємом 0,25 м³ — для розробки траншей під укладання газопроводів.

Глибина прокладання трубопроводу становить:

- 1,2 м до верху труби;
- 1,7 м до верху футляру — згідно з поздовжнім профілем.

Газопровід укладається на штучну піщану основу товщиною 10 см з подальшою засипкою тієї ж товщини над трубою. У проєкті також передбачено 2% запас труб від загальної довжини мережі [2].

Роботи виконуються в талих ґрунтах. У разі розробки траншей у водонасичених ґрунтах застосовується відкрите водовідведення для відкачки ґрунтових вод [14].

Засипання траншей здійснюється у два етапи:

1. ущільнення пазух і засипка простору над трубою піщаним ґрунтом до висоти 20 см;
2. решта засипки виконується бульдозером, з наступним розрівнюванням вручну та ущільненням пневмотрамбовками [14].

У місцях врізки в існуючі газопроводи та при перетині з кабелями, розробку ґрунту проводять вручну. Якщо газопровід проходить під кабелем, останній укладається у футляр із азбоцементної труби [14].

Монтажні та трубоукладальні роботи. Труби, монтажні вузли та деталі газопроводів централізовано доставляються автотранспортом на трасу. Поліетиленові труби постачаються в бухтах, котушках або прямими відрізками. Розвантаження та укладання труб у траншею виконується з використанням автокрана КС-1562Д.

Важливо: розмотування труб з бухт/катушок проводиться при температурі повітря не нижче +5°C. При нижчих температурах необхідно попередньо підігріти труби до тієї ж температури перед розмотуванням [2].

Газопровід опускається в траншею не раніше ніж через 30 хвилин після зварювання останнього з'єднання. Укладання здійснюється за допомогою м'яких чалок (конопляний канат, брезентовий рушник). Забороняється скидати труби з брівки в траншею або тягнути їх волоком.

Можна використовувати укладальну машину для безперервного розмотування труб із бухт або катушок. Рекомендована швидкість — 0,8–1,0 км/год [2].

Щоб уникнути напругів у трубах, викликаних температурними коливаннями в процесі експлуатації труби слід укладати вільно, без натягування, скручування або пережимів.

Всі трубоукладальні роботи виконуються під контролем інженерно-технічного персоналу (ІТП) [2].

Прокладання вуличних газопроводів в місцях зближення із фундаментами будинків виконується відкритим способом. Газопровід (ділянка перетину) укладається в кожусі із металевих труб.

Монтажні та трубоукладальні роботи виконуються за типовими технологічними картами [14].

З'єднання поліетиленових труб. Монтаж поліетиленових труб здійснюється методом терморезисторного зварювання. У місцях переходу з поліетилену на сталь застосовуються спеціальні з'єднання типу PE/St.

Для візуального позначення місця проходження підземного газопроводу над трубою, на висоті 400–500 мм, укладається жовта полімерна попереджувальна стрічка шириною не менше 200 мм із незмивним написом «Обережно! Газ» [2].

Будівництво, монтаж, випробування та введення в експлуатацію системи газопостачання здійснюються відповідно до чинних нормативних документів [2].

Ізоляційні роботи.

- Надземні сталеві газопроводи покриваються двома шарами олійної фарби.
- Підземні сталеві футляри ізолюються від корозії за допомогою антикорозійного покриття дуже посиленого типу, виготовленого з полімерних липких стрічок.
- Основними матеріалами для ізоляційних робіт є толь та полімерна стрічка.
- На ділянках входу/виходу газопроводу з-під землі труби покриваються захисним шаром стрічкової ізоляції на висоту не менше 0,5 м над рівнем землі.

Під час виконання ізоляційних робіт необхідно дотримуватися вимог розділу 8 ДБН А.3.2-2:2009* — «Система стандартів безпеки праці. Охорона праці та промислова безпека в будівництві».

Зварювальні роботи. Усі труби та з'єднувальні елементи, які надходять на об'єкт, мають пройти вхідний контроль якості, який включає візуальний огляд і перевірку відповідно до вимог РСН-358. Результати фіксуються у протоколі вхідного контролю.

- Перед початком робіт потрібно уточнити технологічні параметри зварювання на основі виконання одного пробного з'єднання з подальшим його контролем та випробуванням (для терморезисторного зварювання).
- Зварювальні роботи виконуються з використанням атестованого обладнання, згідно з ДНАОП 1.1.23-4.07.
- Усі зварні з'єднання підлягають 100% візуальному контролю. Не допускається засмічення внутрішньої порожнини труб у процесі монтажу.
- Зовнішній вигляд зварних швів повинен відповідати вимогам нормативної документації. Дефектні шви не підлягають ремонту — їх слід вирізати та замінити.

3.2 Обґрунтування форм та розмірів траншеї

Земляні роботи, пов'язані з риттям траншей і котлованів, необхідно проводити лише після розмітки траси газопроводу, визначення меж цієї розмітки та встановлення попереджувальних знаків, що вказують на наявність підземних комунікацій у даній зоні. Мінімальна вертикальна відстань між газопроводом та іншими інженерними мережами повинна становити: до водопроводу, теплових мереж і каналізації — не менше 0,2 м; до електричних кабелів і кабелів зв'язку — щонайменше 0,5 м без захисного футляра, 0,25 м — при прокладанні електрокабелю у футлярі та 0,15 м — для кабелю зв'язку у футлярі. [14].

Глибину траншеї визначають відносно глибини закладання газопроводу $H_{закл}$ та зовнішнього діаметру газопроводу з ізоляційним покриттям $D_{зовн}$ [14]:

$$H_{тр} = H_{закл} + D_{зовн}, \text{ м} \quad (3.1)$$

де $H_{закл}$ — глибина закладання газопроводу, м становить $H_{закл} = 1,2\text{м}$.

$D_{зовн}$ — зовнішній діаметр газопроводу, м, $D_{зовн1} = 0,063\text{м}$;

Під час укладання поліетиленових газопроводів необхідно облаштовувати піщану основу під трубопровід. При цьому остаточна глибина траншеї, яка використовується для розрахунку обсягів земляних робіт, має враховувати додаткову висоту цієї основи, а отже буде більшою. [14], тобто:

$$H_{тр.ост} = H_{тр} + \Delta, \text{ м} \quad (3.2)$$

де Δ — товщина основи під газопровід, яка повинна бути не менше 0,1м [2].

Отже: $H_{тр.ост1} = 1,2 + 0,063 + 0,1 = 1,363\text{м}$

Проводжу визначення остаточних глибин траншеї для кожного з діаметрів вуличного газопроводу з урахуванням специфіки його прокладання, зокрема застосування безтраншейних технологій, а також місць перетинів із наявними інженерними мережами (шурфування). [14].

$\text{Ø}63 \times 3,6\text{мм}$	$H_{тр.ост1} = 1,363\text{м}$	$L = 1263\text{м}$	$l_{шурф1} = 2,5 + 8 = 10,5\text{м}$
$\text{Ø}50 \times 2,9\text{мм}$	$H_{тр.ост2} = 1,35\text{м}$	$L = 1369\text{м}$	$l_{шурф2} = 1\text{м}$
Усього:		$\Sigma L = 3102\text{м}$	$\Sigma l_{шурф. заг} = 11,5\text{м}$

Загальна протяжність траншеї, яку необхідно розробити для прокладання вуличного газопроводу, становить 3102 метри.

Згідно ДБН А.3.2-2:2009* «ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення» траншеї з прямими стінками дозволено розробляти в супіщаних ґрунтах глибиною до – 1,25м [10];

Оскільки ґрунт на ділянці є супіщаним, а згідно з попередніми розрахунками глибина траншеї $H_{тр.ост}$ перевищує 1,25 м, стінки траншеї будуть виконані з нахилом (косі). [10].

В цьому розділі проєкту відображено підрахунки, що здійснювались для $H_{тр.ост1} = 1,363\text{м}$ – траншея з укосами.

Ширина дна траншеї для прокладання газопроводів залежить від способу вкладання та діаметра труби і повинна бути при вкладанні труб плітями та секціями - $D_{зовн} + 0,3\text{м}$, але не менше 0,7м [14].

Реальна ширина траншеї по дну визначається шириною ковша екскаватора та величиною осипання ґрунту. Для її розрахунку використовується відповідна формула, яка враховує ці параметри. [14]: $B = B_{ковша} + S, \text{ м}$ (3.3)

$B_{ковша}$ — ширина ковша екскаватора, м; (з технічних характеристик екскаваторів, підбираємо марку екскаватора ЕО 2621, враховуючи категорію ґрунту, з ємністю ковша $0,25\text{м}^3$ та шириною ковша $B_{ковша} = 0,65\text{м}$) [14];

S — надбавка на осипання ґрунту, м: для пісків і супісків $S = 0,15\text{м}$ [14];

Ширина траншеї по дну становить:

$$B = 0,65 + 0,15 = 0,8\text{м}$$

Ширина траншеї по верху B_1 , визначається за формулою [14]:

$$B_1 = B + 2 \cdot a, \text{ м} \quad (3.4)$$

a – закладання укосу, м;

$$a = H_{\text{тр.осн}} \cdot m, \text{ м} \quad (3.5)$$

m – коефіцієнт крутизни укосу, залежить від виду ґрунту та глибини траншеї (для супіску мілкого при глибині траншеї понад 1,25м, $m = 0,25$) [14].

Тоді:

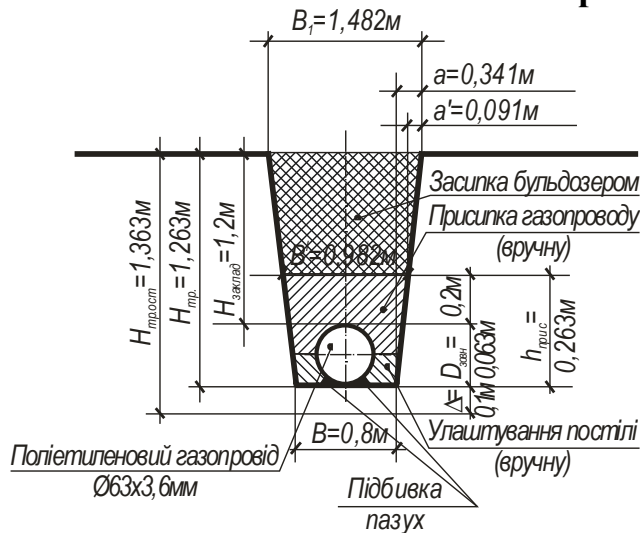
$$B_1 = B + 2 \cdot H_{\text{тр.осн}} \cdot m, \text{ м}$$

$$B_1 = 0,8 + 2 \cdot 1,363 \cdot 0,25 = 1,482\text{м}$$

Далі відображено розрахунки для $H_{\text{тр.осн}} = 1,363\text{м}$, а решту результатів розрахунків зведено в таблицю 3.1.

Викреслюю поперечний розріз траншеї.

Рис. 2.1 Поперечний профіль траншеї



3.3 Підрахунок об'ємів земляних робіт

Під час будівництва газопроводів земляні роботи починаються з ручного копання шурфів у місцях врізання в існуючі газопроводи та на перетинах із підземними комунікаціями. Далі виконується риття траншей екскаватором. Оскільки екскаватор не забезпечує ідеально рівного дна, проводиться додаткова ручна підчистка дна траншей. Крім того, вручну виконуються роботи зі збільшення розмірів прямокутників для зварювання неповоротних стиків, а також розробка невеликих котлованів. [14].

Розробка траншей:

1. Визначаю об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів, за формулою [14]:

$$V_{\text{шурф}} = \frac{B + B_1}{2} \cdot H_{\text{тр.ост}} \cdot l_{\text{шурф заг}}, \text{ м}^3 \quad (3.6)$$

$H_{\text{тр.ост}}$ – загальна глибина траншеї на ділянці де відкопується шурф, м;

$l_{\text{шурф заг}}$ – загальна довжина шурфів на ділянці газопроводу, м:

$$l_{\text{шурф заг}} = l_{\text{шурфа}} \cdot n, \text{ м}$$

$l_{\text{шурфа}}$ – довжина одного шурфу (становить 1-2 метри);

n – кількість шурфів.

$$V_{\text{шурф1}} = \frac{0,8 + 1,482}{2} \cdot 1,363 \cdot 10,5 = 16,326 \text{ м}^3$$

2. Визначаємо об'єм ґрунту, що розроблюється екскаватором [14]:

$$V_{\text{екск}} = \frac{B + B_1}{2} \cdot (H_{\text{тр.ост}} - C) \cdot (L - l_{\text{шурф.заг}}), \text{ м}^3 \quad (3.7)$$

L – довжина ділянки траси газопроводу, м;

C – величина ручного добору ґрунту, яка залежить від екскаватора і ємності ковшу, м (так як екскаватор ЕО2621 має ковш $0,25 \text{ м}^3$ то $C = 0,1 \text{ м}$) [14].

$$V_{\text{екск1}} = \frac{0,8 + 1,482}{2} \cdot (1,363 - 0,1) \cdot (1263 - 10,5) = 1804,561 \text{ м}^3$$

3. Об'єм ручного добору ґрунту, визначається по формулі [14]:

$$V_{\text{руч. доб}} = B \cdot C \cdot (L - l_{\text{шурф заг}}), \text{ м}^3 \quad (3.8)$$

$$V_{\text{руч. доб1}} = 0,8 \cdot 0,1 \cdot (1263 - 10,5) = 100,2 \text{ м}^3$$

4. Загальний об'єм робіт по уширенню прямокутників [14]:

$$V_{\text{прям}} = (V_{\text{екск}} + V_{\text{руч.доб}}) \cdot \frac{1}{100}, \text{ м}^3 \quad (3.9)$$

$$V_{\text{прям1}} = (1804,561 + 100,2) \cdot 1\% = 19,048 \text{ м}^3$$

5. Загальний об'єм ґрунту, що розробляється вручну становить [14]:

$$V_{\text{заг.розр.вруч}} = \Sigma V_{\text{руч.доб}} + \Sigma V_{\text{прям}} + \Sigma V_{\text{шурф}}, \text{ м}^3 \quad (3.10)$$

$$V_{\text{заг.розр.вруч}} = 247,24 + 46,652 + 17,861 = 311,754 \text{ м}^3$$

6. Загальний об'єм робіт по розробці траншеї становить [14]:

$$V_{\text{заг розр}} = \Sigma V_{\text{екск}} + V_{\text{заг.розр.вруч}}, \text{ м}^3 \quad (3.11)$$

$$V_{\text{заг розр}} = 4417,967 + 311,754 = 4729,721 \text{ м}^3$$

Зворотна засипка траншеї:

7. Під час прокладання поліетиленових трубопроводів обов'язковим є улаштування піщаної основи під газопровід. Ці роботи виконуються вручну, а об'єм піщаної основи розраховується за відповідною формулою. [14]:

$$V_{основи} = \Delta \cdot B \cdot L, \text{ м}^3 \quad (3.13)$$
$$V_{основи} = 0,1 \cdot 0,8 \cdot 1263 = \mathbf{101,04 \text{ м}^3}$$

Підбивку пазух, засипання напрямків, влаштування присипки та засипання шурфів після вкладання газопроводу в траншею виконують вручну [14].

Щоб визначити об'єм улаштування постелі та присипки, спочатку потрібно встановити висоту присипки $h_{прис}$ оскільки її виконують вручну на 20–25 см вище рівня труби [14]:

$$h_{прис} = D_{зов} + 0,2, \text{ м} \quad (3.14)$$
$$h_{прис} = 0,063 + 0,2 = \mathbf{0,263 \text{ м}}$$

8. Обсяг робіт по присипці газопроводу необхідно зменшити на об'єм, який займає газопровід [14]:

$$V_{труби} = \frac{\pi \cdot D_{зов}^2}{4} \cdot L, \text{ м}^3 \quad (3.15)$$

де $\pi = 3,14$;

L – довжина ділянки газопроводу, м;

$D_{зов}$ – діаметр труби з ізоляцією, м.

$$V_{труби1} = \frac{3,14 \cdot 0,063^2}{4} \cdot 1263 = \mathbf{3,935 \text{ м}^3}$$

9. Об'єм влаштування присипки газопроводу вручну визначаємо за формулою [14]:

$$V_{прис} = \left(\frac{B + B'}{2} \cdot h_{прис} \cdot (L - l_{шурф.заг}) \right) - V_{труби}, \text{ м}^3 \quad (3.16)$$

$$V_{прис1} = \left(\frac{0,8 + 0,982}{2} \cdot 0,263 \cdot (1263 - 10,5) \right) - 3,935 = \mathbf{289,485 \text{ м}^3}$$

10. Загальний об'єм ґрунту, який засипається вручну (влаштування основи, підбивка пазух, засипання шурфів та напрямків і влаштування присипки газопроводу) визначається за формулою [14]:

$$V_{заг\ прис\ вручну} = \Sigma V_{основи} + (\Sigma V_{шурф} - \Delta \cdot B \cdot \Sigma l_{шурф\ заг}) + \Sigma V_{прям} + \Sigma V_{прис}, \text{ м}^3 \quad (3.17)$$

$$V_{заг\ прис\ вручну} = 248,16 + (17,861 - 0,1 \cdot 0,8 \cdot 11,5) + 46,652 + 693,682 = \mathbf{1005,435 \text{ м}^3}$$

Після ручної присипки газопроводу проводиться остаточне засипання траншеї за допомогою бульдозера. [14].

11. Об'єм робіт по засипанню траншеї бульдозером [14]:

$$V_{зас\ бульд} = \left(\frac{B' + B_1}{2} \cdot (H_{тр.ост} - \Delta - h_{прис}) \right) \cdot (L - l_{шурф.заг}), \text{ м}^3 \quad (3.18)$$

$$V_{зас\ бульд1} = \frac{0,982 + 1,482}{2} \cdot (1,363 - 0,1 - 0,263) \cdot (1263 - 10,5) = \mathbf{1542,454 \text{ м}^3}$$

12. Загальний обсяг робіт по засипанню траншеї визначається за формулою [14]:

$$V_{заг\ зас} = V_{заг\ прис\ вручну} + \Sigma V_{зас\ бульд}, \text{ м}^3 \quad (3.19)$$

$$V_{заг\ зас} = 1005,435 + 3794,004 = \mathbf{4799,439 \text{ м}^3}$$

13. Об'єм надлишкового ґрунту, який підлягає вивезенню, включає в себе ґрунт, витіснений прокладеною трубою, об'єм піщаної основи під трубопровід, а також приріст об'єму внаслідок розрихлення, що враховується за допомогою коефіцієнта кінцевого рихлення K_2 . Цей об'єм визначається за формулою. [14]:

$$V_{\text{вивозу н/е}} = \Sigma V_{\text{труби}} + \Sigma V_{\text{основи}} + \Sigma V_{\text{прис}} + V_{\text{кінц.рихл}}, \text{ м}^3 \quad (3.20)$$

де $V_{\text{кінц.рихл}}$ – об'єм кінцевого рихлення який залежить від показника кінцевого рихлення ґрунту K_2 вираженого у відсотках (для супіску І групи $K_2 = 3\%$) [14].

$$V_{\text{кінц.рихл}} = V_{\text{заг розр}} \cdot \frac{K_2}{100}, \text{ м}^3 \quad (3.21)$$

$$V_{\text{кінц.рихл}} = 4729,721 \cdot 3\% = 141,892 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вивозу н/е}} = 7,544 + 248,16 + 693,682 + 141,892 = 1091,278 \text{ м}^3$$

14. Для перевірки правильності проведення розрахунків слід скласти баланс земляних робіт за відповідною формулою [14]:

$$\frac{V_{\text{заг.розр}} - (V_{\text{заг.зас}} + \Sigma V_{\text{труби}} + V_{\text{кінц.рихл}})}{V_{\text{заг.зас}} + \Sigma V_{\text{труби}} + V_{\text{кінц.рихл}}} \cdot 100 \leq \pm 5\% \quad (3.22)$$

$$\frac{4729,721 - (4799,439 + 7,544 + 141,892)}{(4799,439 + 7,544 + 141,892)} \cdot 100 = -4,43\%$$

Нев'язка в підведенні балансу не повинна перевищувати $\pm 5\%$ [14].

Таблиця 3.1 Розрахунок обсягів земляних робіт по розробці траншеї для вкладання поліетиленового газопроводу

Вихідні дані для розрахунку:

екскаватор – ЕО2621;

вид ґрунту – супісок мілкий Ігр.;

показник кінцевого рихлення – $K_2=3\%$.

№ ділянки ґрунту	L, м	H _{закл.} , м	D _{зовн.} , м	B _{ковша} , м	m	Δ, м	C, м	S, м	l _{шурф.заг.} , м	H _{тр.} , м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1263	1,2	0,063	0,65	0,25	0,1	0,1	0,15	10,5	1,263
2	1839	1,2	0,05	0,65	0,25	0,1	0,1	0,15	1	1,25
Усього	3102									

№ ділянки ґрунту	D _{закл.} , м	H _{тр.ост.} , м	B _{з.} , м	a, м	B ₁ , м	V _{шурф.} , м ³	V _{екск.} , м ³	V _{руч.доб.} , м ³	V _{прим.} , м ³	V _{осни.} , м ³	V _{труби.} , м ³	a', м	B', м	H _{прис.} , м	V _{прис.} , м ³	V _{як.обл.} , м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0,063	1,363	0,8	0,341	1,482	16,326	1804,561	100,200	19,048	101,04	3,935	0,091	0,982	0,263	289,485	1542,454
2	0,05	1,35	0,8	0,338	1,475	1,536	2613,406	147,040	27,604	147,12	3,609	0,088	0,975	0,25	404,197	2251,55
Усього:						17,861	4417,967	247,24	46,652	248,16	7,544	-	-	-	693,682	3794,004

$$V_{\text{заг.розр.вруч}} = 311,754 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг розр}} = 4729,721 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг прис вручну}} = 1005,435 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг зас}} = 4799,439 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{кінц.рихл.}} = 141,892 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вивозу.}} = 1091,278 \text{ м}^3$$

Перевірка балансу: -4,43%

3.4 Підбір та обґрунтування будівельних машин та механізмів

3.4.1 Вибір ведучого механізму – екскаватора та інших машин для проведення земляних робіт

У попередньому розділі проекту було обґрунтовано вибір екскаватора ЕО-2621 з оберненою лопатою на пневмоколісному шасі, оскільки ця машина має низку переваг, особливо при виконанні земляних робіт у межах населеного пункту. [14].

Необхідно здійснити перевірку відповідності робочих параметрів обраного екскаватора умовам виконання робіт. Така перевірка включає зіставлення наступних параметрів з паспортними характеристиками машини: 1) максимальної глибини копання; 2) висоти вивантаження ґрунту; 3) радіусу вивантаження. [14]

Технічні характеристики екскаватора ЕО2621 [14]:

- місткість ковша – **0,25**м³;
- ширина ковша – **0,65**м;
- найбільша глибина копання – **3**м;
- найбільша висота вивантаження – **2**м;
- радіус вивантаження при найбільшій висоті вивантаження – **2,7**м.

Для проведення розрахунків будують перевірочну схему підбору екскаватора.

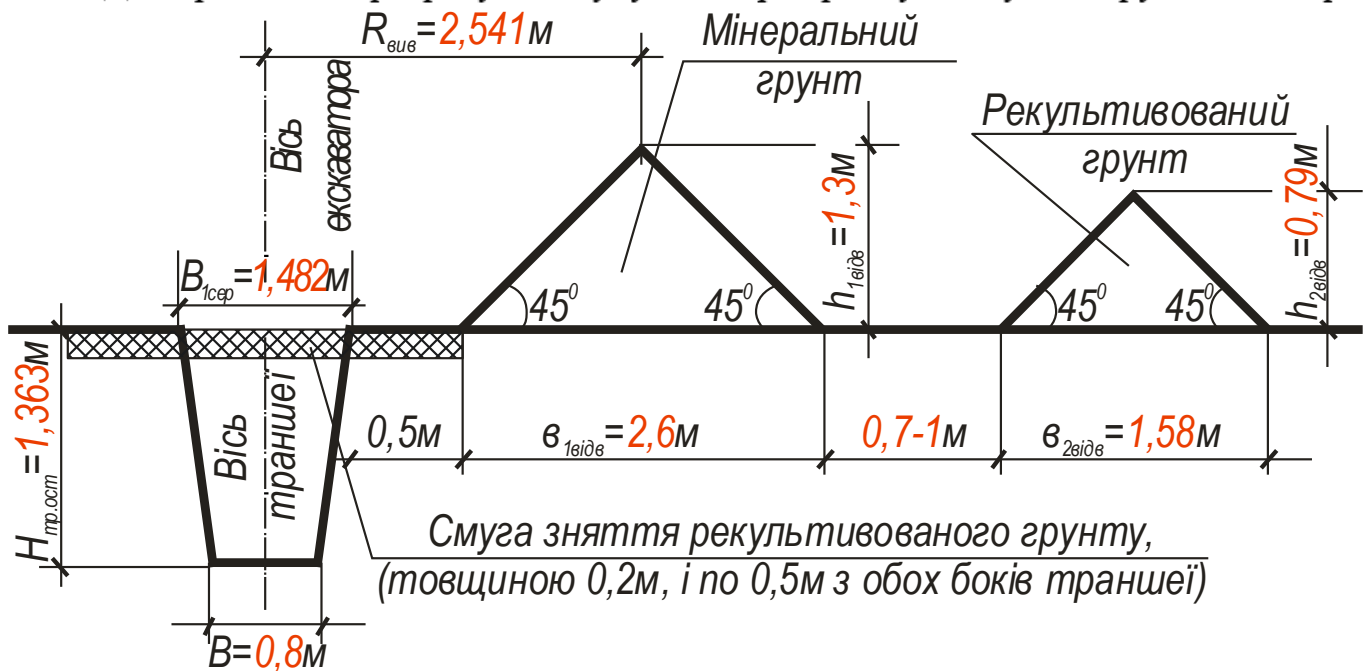


Рис. 3.2 Розрахункова схема підбору екскаватора

1. Максимальна глибина копання обраного екскаватора, позначена як А, повинна бути не меншою за найбільшу глибину траншеї. Інакше кажучи, має виконуватись умова: [14]:

$$H_{гр.ост.МАХ} \leq A,$$

1,363м < **3**м – параметр задовольняє вимогам.

2. Висота вивантаження ґрунту визначається з урахуванням розмірів відвалу, який у поперечному перерізі має форму рівнобедреного трикутника. [14].

2.1 Визначаю **об'єми відвалів** (мінерального та рекультивованого) **ґрунтів** за формулами [14]:

- мінеральний ґрунт:

$$V_1 \text{ відвалу} = (V_{\text{заг розр}} - (B_1 \times 0,2 \times L_{\text{рекульт}})) \times \frac{100 + K_1}{100}, \text{ м}^3 \quad (3.21)$$

- рекультивований ґрунт:

$$V_2 \text{ відвалу} = (B_1 + 2 \times \delta_{\text{рекульт}}) \times 0,2 \times L_{\text{рекульт}} \times \frac{100 + K'_1}{100}, \text{ м}^3 \quad (3.22)$$

де $V_{\text{заг розр}}$ – загальний обсяг розробленого ґрунту, $V_{\text{заг розр}} = 4729,721 \text{ м}^3$;

B_1 – середня ширина траншеї по верху, м (із розрахунків попереднього розділу $B_1 = 1,482 \text{ м}$);

$0,2$ – товщина шару рекультивованого ґрунту, м;

$L_{\text{рекульт}}$ – довжина полоси де знімається шар рослинного ґрунту (враховуючи фактичні умови прокладання газопроводу по генплану):

$L_{\text{рекульт}} = 1530 \text{ м}$

$L_{\text{рекульт}} = L_{\text{траси з-ду}} - L_{\text{безтранш. проклад.}} - \Sigma L_{\text{доріжок та проїздів}}, \text{ м}$

$$L_{\text{рекульт}} = 3102 - 862 = 2240 \text{ м}$$

$\delta_{\text{рекульт}}$ – ширина смуги зняття рекультивованого ґрунту від берми траншеї, в підрахунках приймають $0,2 \div 0,5 \text{ м}$ ($\delta_{\text{рекульт}} = 0,5 \text{ м}$);

K_1 та K'_1 – коефіцієнти початкового рихлення мінерального та рослинного ґрунтів, % (для супіску I групи $K_1 = 12 \div 17\%$, для рослинного ґрунту $K'_1 = 20 \div 25\%$ тому приймаю $K_1 = 17\%$ та $K'_1 = 25\%$) [14];

$$V_1 \text{ відвалу} = (4729,721 - (1,482 \times 0,2 \times 2240)) \times \frac{100 + 17}{100} = 5281,13 \text{ м}^3$$

$$V_2 \text{ відвалу} = (1,482 + 2 \times 0,5) \times 0,2 \times 2240 \times \frac{100 + 25}{100} = 1389,92 \text{ м}^3$$

2.2 Визначаю площу поперечного перерізу відвалу ґрунту [14]:

$$F_1 \text{ відв.} = \frac{V_{1\text{відв.}}}{L_{\text{відкрита. розробка}}}, \text{ м}^2 \quad (3.23); \quad F_2 \text{ відв.} = \frac{V_{2\text{відв.}}}{L_{\text{рекульт.}}}, \text{ м}^2 \quad (3.24);$$

$$F_{1\text{відв.}} = \frac{5281,13}{3102} = 1,7 \text{ м}^2; \quad F_{2\text{відв.}} = \frac{1389,92}{2240} = 0,62 \text{ м}^2$$

2.3 Визначаю висоту відвалів, враховуючи, що в природному насипі кут укосу становить 45° , отже, поперечний переріз відвалу має форму рівнобедреного трикутника. Виходячи з цієї геометричної особливості, обчислюю висоту відвалів. [14]:

$$h_{1\text{відв.}} = \sqrt{F_{1\text{відв.}}}, \text{ м} \quad (3.25);$$

$$h_{2\text{відв.}} = \sqrt{F_{2\text{відв.}}}, \text{ м} \quad (3.26)$$

$$\text{Отже: } h_{1\text{відв.}} = \sqrt{1,7} = 1,3 \text{ м};$$

$$h_{2\text{відв.}} = \sqrt{0,62} = 0,79 \text{ м}$$

2.4 Ширина відвалів визначається [14]:

$$b_{1відв} = 2 \times h_{1відв}, \text{ м} \quad (3.27);$$

$$b_{2відв} = 2 \times h_{2відв}, \text{ м} \quad (3.28);$$

Отже: $b_{1відв} = 2 \times 1,3 = 2,6\text{м}$

$$b_{2відв} = 2 \times 0,79 = 1,58\text{м}$$

Для перевірки висоти та радіуса вивантаження достатньо врахувати лише параметри відвалу з мінеральним ґрунтом, оскільки переміщення рекультивованого ґрунту здійснюватиметься бульдозером. [14].

2.5 Висота вивантаження екскаватора повинна бути більшою на 40-50см від висоти відвалу мінерального ґрунту [14], що становить $h_1 = 1,3\text{м}$,

тобто $1,3+0,5 = 1,8\text{м} < 2\text{м}$ – найбільша висота вивантаження екскаватора ЕО 2621 – параметр задовольняє вимоги.

2.6 Радіус вивантаження визначається [14]:

$$R_{\text{вивант}} = \frac{B_1}{2} + 0,5 + \frac{b_{1відв}}{2}, \text{ м} \quad (3.29);$$

$$R_{\text{вивант}} = \frac{1,482}{2} + 0,5 + \frac{2,6}{2} = 2,54\text{м};$$

Радіус вивантаження при максимальній висоті вивантаження для екскаватора марки ЕО-2621 становить 2,7 м, що перевищує розрахунковий радіус вивантаження в умовах об'єкта — 2,54 м. Таким чином, цей параметр відповідає вимогам.

Висновок: На підставі наведених розрахунків можна зробити висновок, що екскаватор ЕО-2621 та його технічні характеристики повністю відповідають вимогам для виконання земляних робіт у заданих умовах.

Вибір трамбівки [14]:

Для ущільнення ґрунту після присипки вручну підбираю трамбівку:

- марка трамбівки **ИЕ 4502**;
- продуктивність по піску – 4,5 м³/год.;
- частота ударів – 560 ударів за хв.;
- розміри башмака: довжина – 450мм; ширина – 350мм;
- габаритні розміри: висота – 227мм; довжина – 390мм; ширина – 845мм;
- маса – 75кг.

Вибір бульдозера [14]:

Після присипки вручну та ущільнення ґрунту трамбівками виконується засипання бульдозером до проєктних відміток, підбираю бульдозер потужністю 75-96кВт для розробки ґрунту II категорії ґрунту.

Бульдозер – ДЗ – 53 (тяговий клас трактора - 3):

- марка трактора Т – 100;
- потужність – 79кВт (108к.с);
- довжина відвалу – 3,2м;
- висота відвалу – 1,2м;
- маса обладнання – 2,13т

Вибір катка[14]:

Після засипки бульдозером, необхідно виконати ущільнення ґрунту катком:

- марка причіпного кулачкового катка Д-130;
- ширина вкатуваної смуги – 1,5м;
- товщина вкатуваного шару – 180мм;
- вага катка з баластом – 5т

3.4.2 Вибір самоскиду для роботи в комплексі з екскаватором та автокрану

На будівництві підземного газопроводу екскаватор є провідною машиною, оскільки саме він виконує найбільш трудомісткі операції під час земляних робіт. Окрім бульдозера, для ефективної організації процесу необхідно також підібрати самоскид, який забезпечуватиме вивезення надлишкового ґрунту та працюватиме в комплексі з екскаватором. [14].

Для роботи в комплексі з одноківшевим екскаватором ЕО-2621, обладнаним ковшем ємністю 0,25 м³, зазвичай рекомендується використовувати самоскиди вантажопідйомністю 3–5 тонн. Однак, враховуючи обсяг ґрунту, що підлягає вивезенню, а також значну відстань транспортування, допускається застосування самоскидів з більшою вантажопідйомністю з метою підвищення ефективності перевезень. [14].

1. Попередньо приймаю самоскид МАЗ – 503Б з об'ємом кузова 5,0м³, вантажопідйомністю 7т [14].

2. Визначаю кількість рейсів автомобіля для вивезення надлишкового ґрунту [14]:

$$N_{\text{рейсів}} = \frac{V_{\text{вивозу}}}{V_{\text{кузова}} \times K_1}, \text{ рейси} \quad (3.33);$$

де $V_{\text{вивозу}}$ – загальний об'єм ґрунту, що підлягає вивезенню, $V_{\text{вивозу}} = 1091,278 \text{ м}^3$;

$V_{\text{кузова}}$ – об'єм кузова прийнятого самоскида, $V_{\text{кузова}} = 5 \text{ м}^3$;

K_1 – коефіцієнт, що враховує повноту заповнення кузова, $K_1 = 0,9$ [14].

Отже:

$$N_{\text{рейсів}} = \frac{1091,278}{5 \times 0,9} = 242,5 = 243 \text{ рейси}$$

3. Визначаю час транспортної операції [14]:

$$t_{\text{тр.опер}} = t_{\text{х.п}} + t_{\text{завант.}} + t_{\text{р.п.}} + t_{\text{розв.}}, \text{ год} \quad (3.34);$$

де $t_{\text{х.п}}$ – час холостого переїзду, год.;

$t_{\text{завант.}}$ – час завантаження, год.;

$t_{\text{р.п.}}$ – час переїзду з вантажем, год.;

$t_{\text{розв.}}$ – час розвантаження, год.

3.1 Час холостого переїзду [14]:

$$t_{\text{х.п}} = \frac{L_x}{v \times K}, \text{ год.}$$

де L_x – відстань вивезення надлишкового ґрунту, км (із завдання на дипломне проектування $L_x = 3 \text{ км}$);

v – середня швидкість руху самоскида без вантажу, (становить 45-60 км/год.) [14];

K – коефіцієнт зміни швидкості, $K = 0,5$ [14].

$$t_{\text{х.п}} = \frac{3}{45 \times 0,5} = 0,133 \text{ год.}$$

3.2 Визначаю час завантаження кузова автомобіля [14]:

$$t_{\text{завант.}} = V_{\text{кузова}} \times H_{\text{часу}} \times K_1, \text{ год.} \quad (3.35);$$

де $H_{\text{часу}}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1м³ ґрунту І категорії – супіску (в щільному стані) з навантаженням на самоскид екскаватором 0,25м³ (визначаю із РЕКН розцінка 1-18-4 становить 0,14782 маш.-год.) [7];

K_1 – коефіцієнт заповнення кузова, $K_1 = 0,9$ [14].

$$t_{завант} = 5,0 \times 0,14782 \times 0,9 = 0,665 \text{ год.}$$

3.3 Визначаю час переїзду автомобіля з вантажем [14]:

$$t_{p.n} = \frac{L_x}{v_p \times K}, \text{ год.} \quad (3.36);$$

де L_x – відстань вивезення надлишкового ґрунту, $L_x=3\text{км}$;

v_p – середня швидкість руху самоскида з вантажем, $v_p = 40 \text{ км/год.}$ [14];

K – коефіцієнт зміни швидкості, $K = 0,5$ [14]

$$\text{Отже:} \quad t_{p.n} = \frac{3}{40 \times 0,5} = 0,15 \text{ год.}$$

3.4 Час розвантаження для автомобіля самоскида **1,8 хв.** – приймаю для підрахунків **0,1 год** [14].

Загальний час транспортної операції, згідно формули (3.34) становить [14]:

$$t_{тр.опер} = 0,133 + 0,665 + 0,15 + 0,1 = 1,048 \text{ год.}$$

4. Загальні затрати часу по вивезенню надлишкового ґрунту:

$$T_{заг.сам} = N_{рейсів} \times t_{тр.опер}, \text{ год.} = 243 \times 1,048 = 254,664 \text{ год.} \quad (3.37)$$

Враховуючи, нормативну тривалість робочої зміни для механізмів $T_{зм.}=6,82 \text{ год.}$ та максимальний коефіцієнт перевиконання робіт $K_{max}=1,2$, тривалість вивезення надлишкового ґрунту буде становити [14]

$$T_{сам.зм} = \frac{T_{заг.сам}}{T_{зм} \cdot K_{max}} = \frac{254,664}{6,82 \cdot 1,2} = 31,1 \approx 32 \text{ робочих зміни} \quad (3.38)$$

5. Визначаю тривалість виконання робіт по риттю траншеї екскаватором (див розрахунки табл.3.3 та 3.4) [14]:

$$T_{екскав.зм} = \frac{(\Sigma V_{екс} - (B_1 \cdot 0,2 \cdot L_{рекульт}) - V_{вивозу} + V_{ущир.котл60\%}) \cdot H_{часу.у.відв} + V_{вивозу} \cdot H_{часу.у.самос}}{T_{зм} \cdot K_{max}}, \text{ роб.зм.} \quad (3.39)$$

$$T_{екскав} = \frac{(4417,967 - (1,482 \cdot 0,2 \cdot 2240) - 1091,278 + 0) \cdot 0,09408 + 1091,278 \cdot 0,14782}{6,82 \cdot 1,2} = 50,3 \approx 51 \text{ роб.зм.}$$

(тобто враховуючи нормативну тривалість будівництва копання екскаватором ЕО2621 необхідно здійснювати у **дві** зміни)

Висновок: Як свідчать підрахунки, вибраний екскаватор ЕО-2621 виконає розробку траншеї протягом 51 робочої зміни. Прийнятий для роботи самоскид МАЗ–503Б забезпечить вивезення надлишкового ґрунту за 32 робочі зміни, що відповідає темпу виконання земляних робіт. Отже, одного самоскиду МАЗ–503Б достатньо для повного забезпечення вивезення ґрунту. Для підвищення ефективності його використання доцільно задіяти транспорт також для доставки будівельних матеріалів а майданчик упродовж решти 19 робочих змін. Враховуючи розрахункову тривалість будівництва, для забезпечення необхідного темпу робіт, екскаватор та самоскид повинні працювати в **дві** зміни.

Вибір автокрану:

Підбираю автокран маркою **КС-1562Д**, для розвантаження: бухт поліетиленових груб та інших матеріалів, а також обладнання для будівництва газопроводу [14].

Вантажопідйомність крана становить: максимальна – **4т**, при роботі на виносних опорах – $4 \div 1\text{т}$, а без опор – $1 \div 0,4\text{т}$.

Довжина стріли: основна – 6м, подовжена – 10,6м.

Виліт гака: найменший – 3,5м, найбільший – 6м.

Швидкість підйому вантажу – 0,3-13м/хв.

Частота обертання поворотної платформи – $0,2 \div 2,3 \text{ об/хв.}$

Базовий автомобіль – ГАЗ-53А.

Швидкість руху максимальна 75км/год.

Габаритні розміри: довжина – 8130мм, ширина – 2410мм, висота – 3330мм.

Маса – 7,05т

3.4.3 Підбір інших будівельних машин, механізмів та транспортних засобів

Потреба в основних та допоміжних будівельних і дорожніх машинах та механізмах визначена на основі обсягів виконуваних робіт і норм виробітку відповідної техніки. Такий підхід дозволяє забезпечити раціональне використання машинного парку і ефективну організацію будівельного процесу. [14].

Машина бурильно-кранова - марка **ВМ 202** або **БМ 204** – для буріння ям під пізнавальні стовпчики та опори і фундаменти КБРТ: найбільша глибина буріння – 2,2м; максимальна вантажопідйомність лебідки – 1,2т; діаметр бура – 0,3-0,5м; базовий автомобіль ГАЗ 66-02; маса автомобіля – 5т [14].

Автогрейдер - **Д-598** – для планувальних робіт: максимальна довжина відвалу – 3,04м; висота – 0,6м; глибина різання – 0,2м; радіус повороту – 11⁰; потужність двигуна – 66кВт; маса грейдера – 9,7т [14].

Компресорна станція - **ПКС – 35** – для проведення продувки та випробувань: потужність – 3,5 м³/хв, робочий тиск стиснутого повітря 680 кПа [14].

Зварювальний апарат - **АСД-300-5** – для зварювання сталевих труб, номінальний зварювальний струм 300А, межа регулювання струму 75-320А, номінальна напруга 32В, марка генератора Т-60-300-50; двигун марки ЗМ – 32,0, потужність 22кВт, частота обертання 1500об/хв., маса 0,76т [14].

Для виконання будівельних робіт також необхідне таке обладнання [14]:

- генератор ацетиленовий **П – 50**, 1 – ВР – 1,25 – 1шт;
- малогабаритний бітумоварочний котел **С – 400** – 1шт;
- компресори пересувні – **КС-9**(або КС-6;СД-15/25;ПР-10/8;ПК-10;НВ-10;ДК-9)–1шт;
- пересувне електроустаткування **ЖЕС – 9** – 1шт;
- лебідки ручні **ТЛ – 3А** або електричні **ТЛ – 14А** – 1шт;
- насос для водозниження **С-203**, **С-204** або **С-245** – 1шт;
- коток самохідний дорожній **Д – 455** – 1шт;
- пневмотрамбовка – **М-157** – 1шт;
- установки гідравлічні для труб – 1шт.

Для виконання необхідних обсягів вантажоперевезень доцільно залучити такі транспортні засоби: бортовий автомобіль, бортовий причіп і напівпричіп, а також спеціалізований автомобіль і транспортний засіб для перевезення робітників [14]:

Окрім зазначених машин і механізмів, для належного виконання будівельно-монтажних робіт комплексна будівельна бригада має бути забезпечена повним нормо-комплектom техніки: інструментами, приладами та обладнанням, що відповідають вимогам і стандартам виконуваних робіт. [14]:

Перелік нормо-комплекту оснащення будівельної бригади машинами, обладнання, інструментами та приладами [14]

I. Для вхідного контролю труб, деталей та контроль зварювання:

Ножівка – 1шт; Прес для видавлювання зразків – 1шт; Станок для поздовжнього різання труб типу 2ПГ-10 – 1шт; Розривна машина Р 2055-05 – 1шт; Рулетка – 1шт; Штангенциркуль – 1шт; Мікрометр – 1шт; Штамп просічка для зразків-типів 1 та 2 – 1шт.

II. Транспортування та зберігання труб та деталей:

Автомобіль бортовий з напівпричіпом – 1шт; Касета для труб (комплект) – 1шт; Стяжка із капронового канату (комплект) – 1шт; Стелаж для зберігання труб – 1шт; Строп-полотнище або строп пеньковий, капроновий – 1шт; Контейнер для деталей – 1шт; Автомобіль вахтовий – 1шт; Паливозаправник – 1шт.

III. Зварювання стиків труб:

Опори переносні регулюючі – 4шт; Лежні – 2шт; Комплект для нагріву інструменту типу теплоаккумулятора (ТА): газовий пальник – 1шт; балон 50л – 1шт; регулятор тиску – 1шт; Ножівка по дереву (мідкозубна) або по металу ручна чи механізована – 1шт; Пристосування для збирання стиків при зварюванні муфтами із закладними нагрівачами – 1шт; Щуп пелюстковий – 1шт; Рулетка – 1шт; Лінійка – 1шт; Штангенциркуль – 1шт; Ніж – 1шт; Щітка – 1шт; Шаблон для контролю геометрії шву – 1шт; Набір для нанесення клейма (ПУ-6, ПУ-8) – 1шт; Цикля – 1шт.

IV. Збирання вузлів роз'ємних (фланцевих) з'єднань:

Ключ динамометричний – 1шт; Набір ключів гайкових – 1шт.

V. Збирання та зварювання з'єднань «поліетилен-сталь» із сталевими трубами:

Шліфмашинка кутова – 1шт; Агрегат електрозварювальний однопостовий – 1шт; Електродотримач – 1шт; Щиток (маска) із світлофільтром – 1шт; Дріт зварювальний – 30м; Щітка металева – 1шт; Молоток-зубило – 1шт.

VI. Вкладання трубопроводу

Перемички – 3шт; М'які стропи – 2шт; Лопата металева – 2шт; Заглушки труб – 2шт.

VII. Випробування трубопроводу

Шланг дюритовий – 5-10м; Манометр – 2шт; Кран ¾" – 1шт; Сталева заглушка – 2шт; Відвідна трубка – 1шт; Фланцеве з'єднання – 1шт.

3.5 Підрахунки затрат праці

3.5.1 Визначення затрат праці (об'єми будівельно-монтажних робіт, склад ланок, калькуляція трудових затрат)

Для обчислення загальної трудомісткості будівництва газопроводу необхідно встановити обсяги будівельно-монтажних робіт і скласти калькуляцію трудових витрат у вигляді таблиці 3.4. Обсяги робіт визначаються в одиницях виміру, передбачених у збірниках РЕКН для будівельно-монтажних і ремонтних робіт. [14].

Таблиця 3.3 Відомість підрахунку об'ємів робіт

№ п/	Найменування робіт	Од. вим	Підрахунок об'ємів робіт	Об'єм робіт
1	Зняття рослинного шару та переміщ. бульдозером до 10м	1000 м ³	$\frac{(1,482+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 2240}{1000}$	1,112
2	Додавати на кожні наступні 10м переміщ. ґрунту	1000 м ³	$\frac{(1,482+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 2240}{1000}$	1,112
3	Розробка ґрунту вручну в місцях перетину з іншими комунікаціями	100 м ³	$\frac{17,861}{100}$	0,179
4	Підвішування підземних комунікацій та їх розбир.	1 м короба	11,5	11,5
5	Розробка ґрунту у відвал екскаватором, об'єм ковша 0,25м ³	1000 м ³	$\frac{4417,97 - (1,482 \times 0,2 \times 2240) - 1091,278 + 0}{1000}$	2,663
6	Розробка ґрунту на самоскид екскаватором, об'єм ковша 0,25м ³	1000 м ³	$\frac{1091,278}{1000}$	1,091
7	Доробка ґрунту вручну (підчистка дна та стінок траншей)	100 м ³	$\frac{247,24 + 46,652}{100}$	2,939
8	Улаштування піщаної основи під газопроводи	10 м ³	$\frac{248,16}{10}$	24,816
9	Улаштування тимчасових перехідних містків	100 м ²	$N_{перех.міст} = 3102 : 50 \text{ м} = 62 \text{ шт}$ $F_{містків} = 62 \times 2 \text{ м}^2 : 100 \text{ м}^2$	1,24
10	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції на футляри: Ø133x4мм(Д _у 125мм); Ø108x3мм(Д _у 100мм)	1 км	$\frac{20}{1000}$ $\frac{20}{1000}$	0,02 0,02
11	Вкладання ст.труб футлярів: Ø133x4мм(Д _у 125мм); Ø102x3мм(Д _у 100мм)	1 км	$\frac{20}{1000}$ $\frac{20}{1000}$	0,02 0,02
12	Протягування п/е труби у футляр: Ø63мм, Ø50мм	100 м	$\frac{20+20}{100}$	0,4
13	Зароблення кінців футляра	1 футл	1+1 футляр	2
14	Улаштування контрольних трубок (для футлярів)	1 трубка	1+1 контр.тр.	2

15	Вкладання п/е труб з пневматичним випробуванням: Ø63мм, Ø50мм та Ø25мм.	1000 м	$\frac{1263}{1000}$ $\frac{1839+630}{1000}$	1,263 2,469
16	Встановлення п/е фасонних частин: трійників	10 шт	ТЕ 63мм-4шт; ТЕ 50мм-4шт; OS 63/32-41шт OS 50/32-41шт (4+4+41+41)/10	9,0
17	Встановлення п/е фасонних частин: відводів, колін, перехідників, заглушок, муфт	10 шт	коліно KE 63мм-2+1шт коліно KE 50мм-4шт муфти ME 63мм-29+2шт муфти ME 50мм-39шт перехід RE 63/50мм-5шт RE 32/25мм-80шт перехід RE 50/25мм-2шт заглушки ZE 50-7шт (3+4+31+39+5+80+2+7)/10	17,1
18	Буріння ям бурильно-крановими машинами під КБРТ	100 ям	$\frac{83}{100}$	0,83
19	Улаштування основи із щебеню під опори КБРТ	м³	$83 \times 0,054$	4,428
20	Улаштування фундаментів під опори КБРТ	100 м³	$\frac{83 \times 0,22}{100}$	0,1804
21	Монтаж опор під КБРТ	т	$\frac{83 \times 75,1}{1000}$	6,158
22	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції на футляр будинкового вводу Ø до 50мм	1 км	$\frac{83 \times 2}{1000}$	0,166
23	Улаштування цокольного вводу (будинковий ввід) Ø до 50мм (з'єднання ПС) Ø до 80мм	1 шт	$\frac{83}{1}$	83 1
24	Приєднання цокольного вводу (муфта чи перех.)	10 шт	муфта ME 25мм-82шт $\frac{83}{10}$	8,3
25	Вкладання ст. труб (футляр) цокольного вводу	1 км	$\frac{83 \times 2}{1000}$	0,166
26	Протягування п/е труб Ø25 у футляр	100 м	$\frac{83 \times 2}{100}$	1,66
27	Зароблення футляру будинкового вводу пінополіуританом	1 сал. бн.	$\frac{83}{1}$	83 1
28	Установлення козирків із листа (зонт над будинковим вводом)	м²	$83 \times 0,1$	8,3
29	Монтаж металевих шаф	т	$\frac{83 \times 9,6}{1000}$	0,7872
30	Встановлення регуляторів тиску типу DSR-10 з G-4Тм	1 шт	83 штук	83
31	Обсипання газопроводу піщаним ґрунтом	100 м³	$\frac{1005,435-248,16}{100}$	7,573

32	Ущільнення ґрунту пневмат.-ми трамбівками	100 м³	$\frac{1005,435}{100}$	10,054
33	Укладання п/е сигнальної стрічки «Обережно ГАЗ» з металевим провідом над газопроводом	100 м	$\frac{3102}{100}$	31,02
34	Розпилювання а/ц труб Ø100мм	1м	$\frac{7 \times 4 \text{ м}}{1000}$	28
35	Укладання футляру із а/ц труб Ø100мм	1км	$\frac{7 \times 4 \text{ м}}{1000}$	0,028
36	Засипка траншеї бульдозером	1000 м³	$\frac{3794,004 - (1,482 \times 0,2 \times 2240) + 0}{1000}$	3,13
37	Повернення родючого шару ґрунту з відвалу (бульдозером)	1000 м³	$\frac{(1,482 + 2 \times 0,5) \times 0,2 \times 2240}{1000}$	1,112
38	Додавати на кожні наступні 10м переміщення	1000 м³	$\frac{(1,482 + 2 \times 0,5) \times 0,2 \times 2240}{1000}$	1,112
39	Ущільнення ґрунту катком	1000 м³	3,13 + 1,112	4,242
40	Буріння ям бурильно-крановими машинами під пізнав стовпчики	100 ям	$\frac{26}{100}$	0,26
41	Влаштування фундаментів під пізн.-ні стовпчики	100 м³	$\frac{26 \times 0,35 \text{ м}^3}{100}$	0,091
42	Встановлення пізнавальних стовпчиків	10 шт	$\frac{26}{10}$	2,6
43	Встановлення додатк. пізнав.-них знаків металевих щитків (на стовпчиках, стовпах ЛЕП та будівлях)	100 шт	$\frac{26 + 43}{100}$	69
44	Встановлення ПЕ крану Ø63мм	1шт	<u>1 кулевий кран</u>	1
45	Укладання ст.труб г.-ду-відводу після врізки Ø57х3мм	1 км	$\frac{1,5}{1000}$	0,0015
46	Встановлення ст. відводів Ø50мм для приєднання до ШРП	10 відв	$\frac{3}{10}$	0,3
47	Встановлення з'днання ПЕ/ст. Ø63/50мм(ПС-05)	1 шт	1	1
48	Продування повітрям г-дів	1000 м	$\frac{1263 + 1839 + 630}{1000}$	3,732
49	Врізка в діючу мережу Ø63мм	1 вр.	1 врізка	1

Результати розрахунку обсягів будівельно-монтажних робіт наведені в таблиці 3.4, графа 5. Відповідно до збірників РЕКН №1, 22, 24 та 25 визначаються норми часу для будівельників і машиністів, які заносяться до граф 6 і 7 відповідно. Склад виконавчої ланки обирається за РЕКН і фіксується у графах 10 та 11. Для кожного виду робіт трудомісткість будівельників обчислюється як добуток значень графи 5 та графи 6 і вноситься до графи 8. Аналогічно, трудомісткість машин і механізмів визначається шляхом множення граф 5 та 7 — результат записується в графу 9. Сума значень граф 8 і 9 становить загальну трудомісткість будівельно-монтажних робіт для будівництва газопроводу.

Таблиця 3.4 Підрахунок затрат праці (калькуляція трудових затрат)

№ п/п	Обґрунт. № один. розр. РЕКН (ЕНиР)	Найменування робіт	Обсяг робіт		Норма часу		Трудомісткість		Склад ланки		Потреба в механізмах
			Од- вин.	Кіл-ть	будівель- ників люд.-год	машин маш.-год	будівель- ників люд.-год	машин маш.-год	Спеціальність, розряд	Кіл-ть робітн.	
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.

I Роботи підготовчого періоду будівництва:

Усього по роботам підготовчому періоду (Σ20% від робіт основного періоду):

1809,51

655,81

II Роботи основного періоду будівництва:

1	E1-24-5	Зняття рослинного шару та переміщення рекультивованого ґрунту бульдозером, I група ґрунтів	1000м³	1,121	-	12,342	0,00	13,72			
2	E1-24-13 к=2	Додавати на кожні наступні 10м переміщення, I група ґрунтів	1000м³	1,112	-	21,358	0,00	23,75			
3	E1-164-1 к=1,2	Розробка ґрунту вручну в місцях перетину з іншими комунікаціями (відривання шурфів) до 2м	100м³	0,179	240,72	0	43,09	0,00			
4	ЕН22-49-1	Підвішування підземних комунікацій (захист) та їх розбирання	1м короба	11,5	1,28	0,382	14,72	4,39			
5	E1-13-4 к=1,25	Розробка ґрунту у відвал екскаватором із зворотною лопатою об'єм ковша 0,25м³	1000м³	2,663	17,963	106,909	47,84	284,7			
6	E1-18-4	Розробка ґрунту з навантаженням на самоскид екскаватором із зворотною лопатою об'єм ковша 0,25м³	1000м³	1,091	36,04	134,382	39,32	146,61			
7	E1-164-1 к=1,2	Доробка ґрунту вручну (підчистка дна траншеї і приямків)	100м³	2,939	240,72	0	707,48	0,00			
8	E23-1-1 (1-166-1)	Влаштування основи із піщаного ґрунту під газопровід	10м³	24,816	16,32	0	405,0	0,00			
9	E14-13-1-1 (P20-2-1)	Улаштування тимчасових перехідних містків із подальшим їх розбиранням.	100м²	1,24	63,83	5,759	79,15	7,14			
10	E22-14-4 ЕН22-15-3	Нанесення «дуже посиленої» бітумно-гумової ізоляції на футляри: Ø133x4мм; Ø108x3мм.	1км	0,02 0,02	364,8 328	31,54 11,986	7,30 6,56	0,63 0,24			
11	E22-9-4 ЕН22-9-3	Укладання сталевих труб (футлярів): Øу до 125мм; Øу до 100мм;	1км	0,02 0,02	657,6 499,8	91,6 65,113	13,15 10,0	1,83 1,3			
12	ЕН22-47-1	Протягування п/е труб Ø до 100мм (Ø63мм, Ø50мм) у футляр	100м	0,4	84,4	0,106	33,76	0,04			
13	ЕН22-48-1	Зароблення кінців футляра (ізоляція футляра) та встановлення д.е опор	1футл.	2	12,78	0,586	25,56	1,17			
14	24-114-1	Улаштування контрольних трубок (для футлярів)	1шт	2	4,6	1,257	9,2	2,51			

15	ЕН22-12-2 ЕН22-12-1	Вкладання п/е трубопроводів з пневматичним випробуванням Ø63, Ø50 та Ø25	1000м	1,263 2,469	337,5 331,4	61,576 61,246	426,26 818,23	77,77 151,22			
16	ЕН22-34-10	Встановлення п/е фасонних частин, трійників	10шт	9,0	35,6	17,185	320,4	154,67			
17	ЕН22-34-1	Встановлення п/е фасонних частин: відводів, колін, перехідників, заглушок, муфт	10шт	17,1	24,6	11,457	420,66	195,91			
18	Е1-149-2	Буріння ям для фундаментів під КБРТ (DSR-10)	100 ям	0,82	33,32	25,323	27,32	20,76			
19	ЕН8-2-2	Улаштування основи із щебеню під опори КБРТ (DSR-10)	м³	4,428	2,4	0,501	10,63	2,22			
20	ЕН6-1-13	Улаштування фундаментів під опори КБРТ (DSR-10)	100м³	0,1804	598,18	41,236	107,91	7,44			
21	Е9-62-4	Монтаж опор під КБРТ (DSR-10)	т	6,158	40,48	18,708	249,28	115,2			
22	ЕН22-22-1	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції з липких стрічок на футляр будинкового вводу Ø до 50мм	1км	0,164	276,8	70,421	45,4	11,55			
23	Е24-101-1	Улаштування цокольного вводу Ø до 50мм	1шт	83	13,59	3,877	1114,38	317,91			
24	Е22-34-1	Приспінання цокольного вводу до дворових ввідів (зварювання муфти або перехідника)	10шт	8,3	24,6	11,457	201,72	93,95			
25	ЕН22-9-1	Вкладання сталевих труб (футляр) Ø50мм будинкового вводу	1км	0,166	537,6	130,83	88,17	21,46			
26	ЕН22-47-1	Протягування п/е труб Ø25мм у сталевий футляр будинкового вводу	100м	1,66	84,4	0,106	138,42	0,17			
27	Е16-30-1	Заробляння футляру будинкового вводу пінополіуретаном	1 сальн.	84	2,95	0	244,85	0			
28	Е20-22-1	Установлення козирків із листа (зонти над будинковим вводом)	м²	8,3	1,41	0,133	11,56	1,09			
29	Е9-53-2	Монтаж металевих шаф для КБРТ	т	0,7872	74,56	1,191	58,69	0,94			
30	Е19-5-1	Встановлення регуляторів типу DSR-10	шт.	83	6,76	0,392	554,32	32,14			
31	Е1-166-1	Обсипання газопроводу піщаним ґрунтом	100м³	7,573	150,45	0	1139,36	0,00			
32	Е1-134-1	Ущільнення ґрунту пневматичними трамбівками, ґрунти І та ІІ групи	100м³	10,054	18,36	5,118	184,59	51,46			
33	М8-143-5 (Е21-13-1)	Укладання п/е сигнальної стрічки «Обережно ГАЗ» над газопроводом	100м	31,02	3,4	0,092	105,47	2,85			
34	Е22-2-1-1	Розпилювання а/ц труб Ø100мм	1м	28	9,53	6,39	266,84	178,92			
35	ЕН22-2-1	Укладання футляру із а/ц труб Ø100мм	1км	0,028	432	3,538	12,1	0,1			

36	E1-27-4	Засипка бульдозером, група ґрунтів І	1000м³	3,13	-	12,052	0,00	37,72			
37	E1-24-5 к=0,85	Повернення родючого шару ґрунту з відвалу	1000м³	1,112	-	10,491	0,00	11,67			
38	E1-24-13 к=2	Додавати на кожні наступні 10м переміщення, група ґрунтів І	1000м³	1,112	0	21,358	0,00	23,75			
39	E1-132-6	Ущільнення ґрунту котком	1000м³	4,242	0	10,987	0,00	46,61			
40	E1-149-2	Буріння ям під пізнавальні стовпчики	100 ям	0,26	33,32	25,323	8,66	6,58			
41	ЕН6-1-13	Влаштування фундаментів під пізнавальні стовпчики	100м³	0,091	598,18	41,236	54,43	3,75			
42	ЕН27-51-2	Встановлення пізнавальних стовпчиків залізобетонних	10 стовп	2,6	10,05	4,661	26,13	12,12			
43	ЕН27-84-1	Встановлення додаткових пізнавальних знаків на стовпчиках, стовпах ЛЕП та будівлях	1 знак	69	1,42	0	97,98	0,00			
44	E25-109-1	Встановлення ПЕ крану Ø63мм	1 кран	1	79	43,427	79,00	43,43			
45	ЕН22-9-3	Укладання ст. труб (газопровід-відвід Ø57х3мм після засувки ШРП)	1 км	0,0015	499,8	65,113	0,75	0,1			
46	ЕН22-34-1	Встановлення ст.відводів 90° Ø50мм	10 відв.	0,3	24,6	11,45	2,46	1,15			
47	E24-101-2	Установлення покольного вводу (з'єднання ПЕ/ст. Ø63/50мм (ПС-05))	1 шт	1	15,05	4,882	15,05	4,88			
48	E25-120-3	Продування повітрям газопроводу діаметром до 100мм	1000м	3,732	203,82	307,574	760,66	1147,87			
49	E24-103-1	Врізка в діючу мережу Дуб3мм (сталевий г-д)	1 врізка	1	8,84	11,368	8,84	11,37			
Усього по основному періоду:							9047,54	3279,06			
III Роботи ліквідаційного періоду:											
Усього по роботах ліквідаційному періоду (Σ20% від робіт основного періоду):							1809,51	655,81			

Всього: Σ12666,55 Σ4590,69

Загальна трудомісткість БМР по трьом періодам будівництва (гр.8 + гр.9): 17257,24 люд.(маш.)-год.

3.5.2 Визначення нормативної тривалості будівництва та потреби у кадрах

Нормативну тривалість будівництва газопроводу із поліетиленових труб згідно із ДСТУ Б А.3.1-22:2013 «Визначення тривалості будівництва об'єктів» розділ 3 §2 «Комунальне господарство» визначається за формулою [14]:

$$T_{\text{буд-ва (норм.)}} = T_3 = T_{\text{мін(макс)}} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_3}{S_{\text{мін(макс)}}}}, \text{ міс.} \quad (3.38)$$

де T_3 – екстрапольована нормативна тривалість будівництва, міс;

$T_{\text{мін(макс)}}$ – мінімальна (при екстраполяції в сторону зменшення) або максимальна (при екстраполяції в сторону збільшення) нормативна тривалість будівництва, міс;

S_3 – екстрапольований нормоутворюючий показник, км;

$S_{\text{мін(макс)}}$ – мінімальний (при екстраполяції в сторону зменшення) або максимальний (при екстраполяції в сторону збільшення) нормоутворюючий показник, км;

α – коефіцієнт, що показує, на скільки процентів зміниться нормативна тривалість будівництва при зміні нормоутворюючого показника на 1% ($\alpha=0,33$).

Виходячи із нормативної мінімальної протяжності розподільчої газової мережі із поліетиленових труб в одну нитку, виконую розрахунок [14]:

$$T_{\text{буд-ва (норм.)}} = T_3 = T_{\text{мін}} \cdot \sqrt[3]{\frac{L_3}{L_{\text{мін}}}} = 1,5 \cdot \sqrt[3]{\frac{3,732}{3,0}} = 1,613 \text{ міс.}$$

де 3,732 – довжина газопроводу, що буде будуватись, км;

Нормативна тривалість будівництва в робочих днях [14]:

$$T_{\text{норм.(р.дн)}} = 21 \times 1,613 = 33,9 \text{ роб. дн.} = 34 \text{ робочих дня}$$

22 – середня кількість робочих днів в календарному місяці.

Нормативна кількість робітників [14]:

$$N_{\text{сер.(норм.)робітн.}} = \frac{12326,6}{166,8} : 1,613 = 46 \text{ робітників (дві або три комплексні бригади)}$$

– 85% від загальної кількості працівників.

де: 12326,6 – загальна трудомісткість основного періоду, люд.(маш).-год;

166,8 – середня кількість відпрацьованих однією людиною в місяць годин (середньорічний виробіток на одного працюючого у 2025);

1,613 – нормативна тривалість будівництва, міс.

Загальна потреба у кадрах становить [14]:

$N_{\text{сер.(норм.)прац.}} = 45,8 : 0,85 = 53,9 = 54$ працівника в тому числі: 46 робітників, 3 ІТП і службовців та 5 МОП і охорони.

Необхідна чисельність працівників для виконання будівництва газопроводу визначається на основі обсягів будівельно-монтажних робіт, запланованих на відповідний період, із врахуванням середньорічного виробітку на одного працівника та очікуваного зростання продуктивності праці [12]. Забезпечення кадрами здійснюється за рахунок наявного персоналу підрядної організації, включаючи робітників, інженерно-технічних працівників (ІТП) та службовців. Витрати на перевезення працівників від місця збору до будівельного майданчика і назад враховуються у зведеному кошторисному розрахунку будівництва. [12].

3.5.3 Визначення потреби в інвентарних тимчасових будівлях та спорудах

Розрахунок площі інвентарних будівель адміністративного призначення здійснюється на основі загальної кількості інженерно-технічних працівників (ІТП) та службовців, які задіяні на будівельному майданчику. Площа санітарно-побутових приміщень визначається з урахуванням того, що одночасно перебуває на об'єкті до 60% робітників та 80% ІТП і службовців. [12].

Таблиця 3.6 Розрахунок площі тимчасових будівель складського призначення [12]

№ п/п	Тип складу	Обсяг БМР на розрахунковий рік у млн.грн. (у цінах 2025р.)	Норма на 1млн. грн. БМР	Необхідна площа, m^2 $K=0,75$
1	Закритий опалюваний	3,535	24,0	63,6
2	Закритий неопалюваний	3,535	36,6	97,0
3	Відкриті майданчики	3,535	1000,0	2651,3
4	Навіс	3,535	76,3	202,3
Разом:				3014,2

Таблиця 3.7 Перелік тимчасових будинків і споруд адміністративного і санітарно-побутового призначення [12]

№ п/п	Найменування	Нормативні показники		На яку кількість виконується розрахунок	Кіл-ть працюючих, чол.	Необхідна площа, m^2
		Од. вим.	Кількість			
1	Контора виконавця робіт	m^2 на працюючого в кімнаті	4,0	80% ІТП	2	8
2	Червоний куточок	m^2	0,24	100% працюючих	54	13
3	Гардеробна	m^2 на одного працюючого	0,7	100% робітників	46	32,2
4	Душова	m^2 на одну особу	0,54	60% робітників	28	15,1
5	Приміщення для сушіння одягу	m^2 на одну особу	0,2	60% робітників	28	5,6
6	Приміщення для обігріву робітників	m^2 на одного робочого	0,1	60% робітників	28	2,8
7	Кімната для прийому їжі	m^2 на одне посадочне місце	0,1	60% робітників	28	2,8
8	Вбиральня	m^2 на одного користуючого	0,07	60% робітників 80% ІТП 80% МОП	34	2,4
Разом:						71,9

3.6 Вибір і характеристика матеріалів для будівництва газопроводу

Матеріали та технічні вироби, передбачені проєктами будівництва систем газопостачання населених пунктів, повинні відповідати чинним стандартам, що пройшли державну реєстрацію. Для прокладання підземних газопроводів застосовуються поліетиленові труби, що відповідають вимогам ДСТУ Б.В 2.7-73-98 типу SDR 17,6 та SDR 11 — відповідно до вимог для газопроводів середнього тиску. Усі партії труб і з'єднувальних елементів, що надходять на будівельний майданчик, підлягають вхідному контролю якості, який включає візуальний огляд та перевірку згідно з нормативами РСН-358. Якщо термін гарантійного зберігання труб або з'єднувальних деталей спливає, їх придатність до використання визначається за результатами випробувань, проведених у сертифікованих лабораторіях, що мають дозвіл від Держгірпромнагляду України. Зварювальні роботи виконуються з використанням сертифікованого обладнання, яке пройшло атестацію згідно з вимогами НПАОП 1.1.23-4.07.

У системах газопостачання сільських населених пунктів використовують сталеві прямошовні труби за ДСТУ 8943:2019 (групи В і Г), виготовлені з маловуглецевої спокійної сталі марок Ст2 та Ст3 відповідно до ДСТУ 2651:05. Вміст вуглецю в сталі не перевищує 0,25%, сірки — 0,056%, фосфору — 0,046%. Згідно з нормативом [2], мінімальна товщина стінки труби для підземного прокладання має бути не менше 3 мм.

Всі матеріали й технічні вироби повинні бути зареєстровані відповідно до вимог ДСТУ 2.114-95 та ДСТУ 1.3-93. Для з'єднання сталевих підземних труб застосовується електродугове зварювання. Типи, конструктивні елементи та розміри зварних з'єднань мають відповідати ДСТУ 16037.

Перед використанням зварювальні матеріали піддаються зовнішньому огляду на відповідність вимогам ДСТУ 2246. Для дугового зварювання труб використовують електроди відповідно до ДСТУ 9466. Для сталей марок Ст2 і Ст3 (груп В та Г) застосовуються електроди типів Е42, Е42а, Е46, Е46а та Е50. Контроль за правильністю збирання та зварювання газопроводів здійснюється згідно з чинними нормативами. [2].

3.6.2 Визначення потреби в матеріалах

Нормативна потреба в матеріалах для виконання будівельних робіт із прокладання газопроводу визначається шляхом складання спеціальної лімітної карти. У ній основні матеріали підбираються згідно з проєктними специфікаціями, а допоміжні — відповідно до чинних нормативних документів. У процесі виконання будівельних та експлуатаційних робіт організації визначають потребу в матеріалах та здійснюють їх списання на підставі заповнення форми М29 — «Звіт про витрату основних матеріалів у будівництві та порівняння з плановими нормами». Для визначення необхідної кількості матеріалів використовуються розцінки з РЕКН та відповідні збірники №1, 6, 8, 9, 22, 24, 25, а також Р20 — із зазначенням норм витрат матеріалів на одиницю обсягу робіт. Обчислення виконується за формулою: добуток обсягу (кількості) робіт на норматив витрати матеріалу на одиницю — це й буде потрібна кількість матеріалів для виконання повного обсягу робіт. Розрахунки оформлюються у вигляді форми М29 (див. Додаток 1), після чого складається підсумкова специфікація необхідних матеріалів (таблиця 3.8).

Таблиця 3.8 Специфікація основних матеріалів

Поз	Найменування	К-ть.	Од. вим
1	Труба ПЕ Ø63×3,6мм	1301,1	м
2	Труба ПЕ Ø50×2,9мм	1894,5	м
3	Труба ПЕ Ø25×3мм	649,03	м
4	Труба сталева Ø133×4мм	20,1	м
5	Труба сталева Ø108×3мм	20,1	м
	Труба сталева Ø57×3мм	1,5	м
6	Труби сталеві прямошовні Д _в 50мм	1,98	м
	Труби сталеві прямошовні Д _в 50мм	164,66	м
7	Кулевий поліетиленовий кран К 63мм	1	шт.
8	Прокат для армування Ø6мм	0,069	кг
9	Деталі кріплень	51,62	кг
	<u>Фасонні ПЕ частини:</u>	<u>406</u>	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 63	31	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 50	39	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 25	83	шт.
	трійник рівносторонній ТЕ 63	4	шт.
	трійник рівносторонній ТЕ 50	4	
	трійник сідловий OS 63/32	42	шт.
	трійник сідловий OS 50/32	41	шт.
	коліно KE 63	3	шт.
	коліно KE 50	4	шт.
	заглушка ZE 50	7	шт.
	перехідник RE 63/50	5	шт.
	перехідник RE 50/25	2	шт.
	перехідник RE 32/25	81	шт.
10	Нероз'ємне з'єднання ПЕ/Ст. Ø25/20мм	83	шт.
11	Нероз'ємне з'єднання ПЕ/Ст. Ø63/50мм	1	шт.
12	Електроди Ø6мм; Ø4мм	34,8	кг
13	Паковки із квадр. заготовок	115,1	кг
14	Бітум нафтовий будівельний	65,26	кг
15	Пакля просочена	19,6	кг
16	Бензин авіаційний	2	кг
17	Щити опалубки, δ=40мм	17,93	м ²
18	Ковер	3	шт.
19	Крафт папір	72,3	м ²
20	Холст скловолокнистий	40,4	м ²
21	Мастика бітумно-гумова	163	кг
22	Мішковина	0,3	м ²
23	Брезент	0,2	м ²
24	Лісоматеріали круглі хвойних порід	0,051	м ³
25	Гравій баритовий	0,1	м ³
26	Подушка залізобетонна	0,03	м ³

27	Стрічка поліетиленова сигнальна з незмивним написом та металевим проводом	3412,2	м
28	Вода	1,22	м ³
29	Цвяхи будівельні різні	8,67	кг
30	Вапно	19,8	кг
31	Дошки обрізні	2,586	м ³
32	Щебінь	5,87	м ³
33	Стовпи бетонні	26	шт.
34	Гума листова	50,74	кг
35	Рогожа	20,9	м ²
36	Суміш бетонна	24,86	м ³
37	Піщаний ґрунт	1030,3	м ³
38	Кран прохідний натяжний муфтовий Ду20мм	82	шт.
39	Кран прохідний натяжний муфтовий Ду25мм	82	шт.
40	Кисень технічний	13,55	м ³
41	Сталеві конструкції	6958,7	кг
42	Пропан-бутан технічний	4,1	м ³
43	Зварювальний дріт	0,21	кг
44	Болти з гайками	26,17	кг
45	Азбестовий картон	0,15	кг
46	Контрольна трубка Ду20мм	2	шт.
47	Будинковий регулятор тиску з вузлом обліку газу	83	шт.
48	Вказівні щитки (пізнавальні знаки)	69	шт.
49	Листова сталь	8,3	м ²
50	Азбоцементна труба Ду100мм	28,2	м
51	Камінь бутовий	4	м ³
52	Пінополіуретан	0,53	кг
53	Стрічка поліхлоридна липка	106,6	м ²
54	Клей БФ2, БФ2Н	0,83	кг
	Сталеві відводи Ду50мм	3	шт

3.7 Основні техніко-економічні показники будівництва

1. Розрахункова витрата газу – **252**м³/год.,
2. Загальна довжина газопроводів – **3732**м, у тому числі:
 - вуличного розподільчого – **3102**м;
 - дворові вводи – **630**м.
3. Обсяг механізованої розробки ґрунту – $V_{екск} = 4417,967$ м³.
4. Обсяг ручної розробки ґрунту – $V_{заг.розр.вручну} = 311,754$ м³.
5. Загальна нормативна трудомісткість робіт – **17257,24**люд.(маш.)-год.
6. Трудомісткість на 1м/п газопроводу – **4,62**люд.-год/м.
7. Середня кількість працівників – **54**чоловік, в тому числі:
 - робочих – **46**чол.;
 - ІТП і службовців – **3**чол.;
 - МОП і охорони – **5**чол.
8. Тривалість будівництва – **1,613**міс. (**34**роб. дня.)
9. Кошторисна трудомісткість – **12712**люд.(маш.)-год.
10. Загальна кошторисна вартість будівництва – **4797,956**тис.грн.

3.8 Опис технологічної карти

3.8.1 Область застосування

Технологічна карта розроблена на виготовлення та випробування вузлів нероз'ємних з'єднань поліетиленових труб із сталевими в умовах виробничих баз, ділянок, лабораторій.

3.8.2 Технологія і організація виконання робіт по будівельному процесу

Виготовлення вузлів нероз'ємних з'єднань поліетиленових труб зі сталевими, а також їх подальше випробування слід здійснювати відповідно до вимог, викладених у цій технологічній карті. Процес підготовки кінців труб і формування нероз'ємного з'єднання виконується в такій послідовності:

- 1.Механічна обробка та формування розтруба на поліетиленовій трубі;
- 2.Обробка сталевих патрубків (труби);
- 3.Видалення формуючої оправки з розтруба;
- 4.Очищення внутрішньої поверхні розтруба;
- 5.Нагрівання обробленої частини сталевих труб;
- 6.Напилення поліетиленового порошку на нагріту поверхню сталевих патрубків;
- 7.Закріплення поліетиленової та сталевих труб у затискачах;
- 8.Введення гарячого кінця сталевих труб в розтруб поліетиленової;
- 9.Охолодження з'єднання та зняття труб із затискачів.

Перед початком обробки сталевих труб виконується нарізання патрубків відповідно до проектною документації. Довжина патрубків має становити:

- при односторонній проточці — не менше ніж $0,5 \text{ м} + \text{зовнішній діаметр (dn)}$;
- при двосторонній проточці — не менше ніж $1 \text{ м} + 2\text{dn}$.

Механічну обробку патрубків здійснюють на токарному верстаті з досягненням чистоти поверхні R2 згідно з ДСТУ 2789. Довжина проточеної ділянки має дорівнювати 0,8–1,0 зовнішнього діаметра труби. На торці труби знімається фаска під кутом 30° , а її краї округлюються. Формуюча оправка видаляється безпосередньо перед нагріванням сталевих патрубків. Процес видалення включає:

- фіксацію оправки в нерухомому затискачі зварювального верстата;
- закріплення поліетиленової труби в рухомому затискачі;
- відведення труби разом із оправкою вбік.

Після видалення оправки виконується очищення розтруба: промивання водою для видалення залишків гліцерину, висушування, а також знежирення поверхні ацетоном.

Уся технологічна карта докладно описана та представлена на аркуші №4 графічної частини проекту.

3.9 Приймання в експлуатацію газопроводу та організація служби експлуатації

Приймання в експлуатацію побудованого газопроводу здійснюється відповідно до вимог нормативних документів [1] та [2]. Процедура проводиться робочою комісією, яка призначається замовником. Перед початком роботи комісії будівельна організація зобов'язана надати наступний перелік документації: схему зварних стиків, копії кваліфікаційних свідоцтв зварювальників поліетиленових труб, висновки за результатами випробувань зварних з'єднань, паспорти на роз'ємні та нероз'ємні з'єднання поліетилену зі сталлю, іншу необхідну технічну документацію.

Комісія перевіряє відповідність виконаних робіт проектній документації, дотримання вимог ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» та «Правил безпеки систем газопостачання України». Акт приймання об'єкта в експлуатацію оформлюється у встановленій формі та підписується:

- головою державної комісії;
- представником генерального підрядника;
- представником експлуатаційної організації;
- представником Держгірпромнагляду;
- представником природоохоронної інспекції.

Експлуатацію системи газопостачання здійснюватиме персонал Житомирського відділення АТ РГК «Житомиргаз». Усі роботи виконуються відповідно до вимог «Правил технічної експлуатації систем газопостачання». Обслуговування підземних поліетиленових розподільчих газопроводів покладається на службу зовнішніх газопроводів. Відповідальність за безпечне функціонування газового господарства несе керівник газової служби. Хоча в межах цього проєкту питання організації експлуатаційної служби не розглядаються, важливо зазначити, що для налагоджувальних робіт і планового ремонту газопроводу виробниче управління повинно бути забезпечене всім необхідним обладнанням згідно з відповідним переліком. Персонал, який виконує обслуговування, ремонт та газонебезпечні роботи, має бути навчений безпечним методам праці, забезпечений спецодягом, спецвзуттям, засобами індивідуального захисту та пристроями, що гарантують безпечні умови праці.

Таблиця 3.9 Перелік приладів та спорядження газової служби

№ п/п	Найменування інструментів	Тип	Кількість
1.	2.	3.	4.
1	Газоаналізатор	ПГМ2М-НТА	2шт на службу
2	Кисневий ізолюючий протигаз	РКК-1	1шт на службу
3	Самовсмоктуючий шланговий протигаз, довжина шланга на 10м.	ПМ-1	1шт на бригаду
4	Шланговий протигаз з нагнітанням повітря, довжина шланга до 40м	ПШ	1шт на бригаду
5	Рятувальний пояс	-	1шт на бригаду
6	Ручна акумуляторна лампа	ЛАУ	1шт на службу

1.	2.	3.	4.
7	<u>Мановакууметр</u>	ДСТУ 9938	1шт на бригаду
8	Манометр	ОБМ-100	2шт на бригаду
9	<u>Неполяризуючі електроди</u>		6шт на службу
10	Набір будівельного інструменту (пилки, сокири, кувалди та інше).		1к-т на службу
11	Набір слюсарного інструменту		1к-т на слюсаря
12	Пінні вогнегасники		не менше 3шт
13	Аварійний запас матеріалів, арматури, фланців, відводів та інших фасонних частин та інше.		комплектується при службі враховується і поповнюється по табелю

Підземний газопровід через рік після введення в експлуатацію повинен пройти технічне обстеження.

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок капітальних вкладень у газопровід

Локальні кошториси складаються у поточному рівні цін на трудові та матеріально технічні ресурси за відповідними формами. При складанні кошторисної документації застосовуються ресурсні елементні кошторисні норми України.

Вартість матеріальних ресурсів і машино-годин прийнято за регіональними поточними цінами станом на дату складання документації та усередненими даними Держбуду України.

Вартість матеріальних ресурсів врахованих в одиничних розцінках визначається на основі поточних цін на **1 червня 2025р.**

Локальний кошторис №2-1-1 на будівництво вуличного газопроводу складається на основі поточних одиничних розцінок розроблених на підставі РЕКН – ресурсних елементних кошторисних норм і даних ДСТУ Б.Д 1.1.-1:2013р.

Загальновиробничі витрати розраховані відповідно до усереднених показників Додатка **Е таблиця Е1** до ДСТУ Н.Б.Д 1.1-1:2013.

При визначенні вартості будівництва використані такі показники:

- середньомісячна заробітна плата на 1-го робітника в режимі повної зайнятості (при середньомісячній нормі тривалості робочого часу **166,8**люд.-год. та розряді 3,8) прийнята – **12442,67**грн.;
- усереднений коефіцієнт переходу від нормативної трудомісткості робіт, що передбачається в прямих витратах, до трудомісткості працівників, заробітна плата яких враховується в загальновиробничих витратах:

а) земляні роботи – **0,098**;

б) будівництво газопроводу – **0,094**.

- усереднена вартість людино-години працівників, заробітна плата яких враховується в загальновиробничих витратах, по 5-му розряду – **87,95**грн.
- збори на єдиний соціальний внесок, – **22**%.
- усереднені показники визначення коштів на покриття решти статей загальновиробничих витрат – **2,21**грн./люд.-год.;
- усереднений коефіцієнт переходу до кошторисного прибутку – **7,421**грн./люд.-год.;
- усереднений коефіцієнт АУП в загальновиробничих витратах, **1,52**грн./люд.-год..

Базисна кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається по зведеному кошторисному розрахунку до проєкту і являється незмінним документом, у відповідності з яким здійснюється фінансування будівництва.

Зведений кошторисний розрахунок складається по формі №1 **ДСТУ Б.Д 1.1-1:2013** «Правила визначення вартості будівництва» та складається із дванадцяти глав.

Позиції зведеного кошторисного розрахунку вартості будівництва посилаються на номер зазначених кошторисних документів.

4.2 Розрахунок експлуатаційних витрат, прибутку, рентабельності та терміну окупності

Загальну суму собівартості реалізації газу:

$$C_o = Z_{к.г.} + Z_{о.п.} + Z_a + Z_{п.р.} + Z_{інші}, \text{ тис.грн.} \quad (4.1)$$

де $Z_{к.г.}$ – витрати на купівлю газу, тис. грн.;

$Z_{о.п.}$ – витрати на оплату праці, тис. грн.;

Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.;

$Z_{п.р.}$ – витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт, тис. грн.;

$Z_{інші}$ – інші витрати, тис. грн.

а) витрати на купівлю газу $Z_{к.г.}$, визначаю згідно формули:

$$Z_{к.г.} = Q_{брутто} \cdot \Pi_{1000м^3}, \text{ тис.грн.} \quad (4.2)$$

де $Q_{брутто}$ – об'єм подачі газу споживачам з урахуванням витрат газу, тис.м³/рік;

$$Q_{брутто} = Q_{нетто} \cdot 1,008, \text{ тис.м}^3/\text{рік}$$

$$\text{де} \quad Q_{нетто} = \frac{Q_d^h \cdot 1800}{1000} = \frac{254,4 \cdot 1800}{1000} = 457,92 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

$$\text{Отже:} \quad Q_{брутто} = 457,92 \cdot 1,008 = 461,6 \text{ тис.м}^3/\text{рік}$$

$\Pi_{1000 м^3}$ – ціна купівлі 1000м³ газу, $\Pi_{1000 м^3} = 5702,84$ грн.

$$Z_{к.г.} = \frac{461,6 \cdot 5702,84}{1000} = 2632,431 \text{ тис.грн.}$$

б) витрати на оплату праці $Z_{о.п.}$, тис. грн., визначаю за формулою:

$$Z_{о.п.} = Z_{ср.} \cdot \chi_{заг} \cdot K_{відр} \cdot n, \quad (4.3)$$

де $Z_{ср.}$ – середньомісячна заробітна плата одного працюючого, $Z_{ср.} = 9000$ грн.;

$\chi_{заг}$ – загальна чисельність виробничого персоналу, чел.;

$K_{відр}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби, $K_{відр} = 1,22$;

n – кількість місяців за рік, $n = 12$ міс..

Загальна чисельність виробничого персоналу

$$\chi_{заг} = \chi_{АУП} + \chi_{вироб.персонал}, \quad (4.3)$$

Трудоємкість обслуговування 1 квартири:

$$T_{р кв} = K_{кв} \cdot 1, \text{ у.о.} \quad (4.4)$$

де $K_{кв}$ – кількість житлових будинків та громадських споживачів),

$$K_{кв} = 80 + 3 = 83 \text{ шт.}$$

$$T_{р кв} = 83 \cdot 1 = 83 \text{ у.о.}$$

Трудоємкість обслуговування 1 км мережі газопроводу:

$$T_{р км} = L_{км} \cdot 10, \text{ у.о.} \quad (4.5)$$

де $L_{км}$ – довжина газопроводу, $L_{км} = 3,732$ км.

$$T_{р км} = 3,732 \cdot 10 = 37,32 \text{ у.о.}$$

Трудоємкість обслуговування подачі 1 млн.м³ газу в рік:

$$T_{p \text{ 1 млн. м}^3} = Q_{\text{брutto (млн. м}^3)} \cdot 2, \text{ у.о} \quad (4.6)$$

$$T_{p \text{ 1 млн. м}^3} = \frac{461,6}{1000} \cdot 2 = 0,9232 \text{ у.о}$$

Чисельність адміністративного персоналу $\mathcal{C}_{\text{АДП}}$:

$$\mathcal{C}_{\text{АДП}} = \frac{\sum (T_{\text{ркв}} + T_{\text{ркм}} + T_{\text{р1млнм}^3}) \cdot \gamma}{1000 \text{ ум.од.}}, \text{ чол.} \quad (4.7)$$

$$\mathcal{C}_{\text{АДП}} = \frac{\sum (83 + 37,32 + 0,9232) \cdot 2}{1000 \text{ од.}} = 0,24 \text{ чол.}$$

Чисельність служби будинкових мереж:

$$\mathcal{C}_{\text{б.м.}} = K_{\text{кв.}} \cdot 0,00035, \text{ чол.} \quad (4.8)$$

де $K_{\text{кв}}$ – загальна кількість житлових будинків і громадських споживачів, $K_{\text{кв}} = 83$ шт.

$$\mathcal{C}_{\text{б.м.}} = 83 \cdot 0,00035 = 0,029 \text{ чол.}$$

$$\mathcal{C}_{\text{в.м.}} = L_{\text{км}} \cdot 0,3, \text{ чол.} \quad (4.9)$$

$$\mathcal{C}_{\text{в.м.}} = 3,732 \cdot 0,3 = 1,1196 \text{ чол.}$$

$$\mathcal{C}_{\text{АДС}} = 0,0005 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.10)$$

де $\sum T_p$ – загальна трудоємкість, $\sum T_p = 121,243$ у.о.

$$\mathcal{C}_{\text{АДС}} = 0,0005 \cdot 121,243 = 0,06 \text{ чол.}$$

$$\mathcal{C}_{\text{р.с}} = 0,0007 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.11)$$

$$\mathcal{C}_{\text{р.с}} = 0,0007 \cdot 121,243 = 0,0849 \text{ чол.}$$

$$\mathcal{C}_{\text{заг}} = \mathcal{C}_{\text{АДП}} + \mathcal{C}_{\text{б.м.}} + \mathcal{C}_{\text{в.м.}} + \mathcal{C}_{\text{АДС}} + \mathcal{C}_{\text{р.с}}, \text{ чол.} \quad (4.12)$$

де $\mathcal{C}_{\text{АДП}}$ – чисельність адміністративного персоналу, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{б.м.}}$ – чисельність служби будинкових мереж, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{в.м.}}$ – чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{АДС}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, чол.;

$\mathcal{C}_{\text{р.с}}$ – чисельність ремонтної служби, чол.

$$\mathcal{C}_{\text{заг}} = 0,24 + 0,029 + 1,1196 + 0,06 + 0,0849 = 1,5335 \approx 2 \text{ чол.}$$

Виплати на оплату праці $\mathcal{Z}_{\text{оп}}$:

$$\mathcal{Z}_{\text{оп}} = 9000 \cdot \mathcal{C}_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відр}} \cdot 12, \text{ тис.грн.} \quad (4.13)$$

де 9000 – середня заробітна плата персоналу в газовому господарстві, грн.

$\mathcal{C}_{\text{заг}}$ – загальна чисельність виробничого персоналу, чол, $\mathcal{C}_{\text{заг}} = 2$ чол.;

$K_{\text{відр}}$ – коефіцієнт відрахувань на соціальні потреби, $K_{\text{відр}} = 1,22$.

$$\mathcal{Z}_{\text{оп}} = 9000 \cdot 2 \cdot 1,22 \cdot 12 = 263,52 \text{ тис.грн.}$$

в) витрати на амортизацію Z_a :

$$Z_a = \frac{K \cdot H_a}{100}, \text{ тис.грн.} \quad (4.14)$$

де H_a – норма амортизації, $H_a = 5\%$;

K – сума капітальних вкладень, із зведеного кошторису, $K = 4797,956$ тис.грн.

$$Z_a = \frac{4797,956 \cdot 5}{100} = 239,898 \text{ тис.грн.}$$

г) витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт $Z_{n.p.}$:

$$Z_{n.p.} = 40\% \cdot Z_a, \text{ тис.грн.} \quad (4.15)$$

$$Z_{n.p.} = 0,4 \cdot 239,898 = 95,959 \text{ тис.грн.}$$

д) інші витрати Z_{inii} :

$$Z_{inii} = 10\% \cdot (Z_a + Z_{on}), \text{ тис.грн.} \quad (4.16)$$

$$Z_{inii} = 0,1 \cdot (239,898 + 263,52) = 50,342 \text{ тис.грн.}$$

Тоді:

$$C_o = 2632,431 + 263,52 + 239,898 + 95,959 + 50,342 = 3282,15 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000м³ газу:

$$C_{1000\text{м}^3} = \frac{C_o}{Q_{\text{нетто}}}, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.17)$$

$$C_{1000\text{м}^3} = \frac{3282,15}{457,92} \cdot 1000 = 7167,518 \text{ грн./1000м}^3$$

Тариф реалізації споживачам:

$$T_{\text{сер}} = 1,2 \cdot C_{\text{підпр}}, \text{ грн./1000 м}^3 \quad (4.18)$$

Ціну реалізації газу для підприємства:

$$C_{\text{підпр}} = C_{1000\text{м}^3} \cdot \left(1 + \frac{P}{100}\right) = C_{1000\text{м}^3} \cdot \left(1 + \frac{10}{100}\right) = C_{1000\text{м}^3} \cdot 1,1, \text{ грн./1000м}^3 \quad (4.19)$$

$$C_{\text{підпр}} = 7167,518 \cdot 1,1 = 7884,270 \text{ грн./1000м}^3$$

Визначаю тариф реалізації споживачам:

$$T_{\text{сер}} = 1,2 \cdot 7884,270 = 9461,124 \text{ грн./1000м}^3$$

Балансовий прибуток:

Суму доходу D :

$$D = Q_{\text{нетто реаліз. газу}} \cdot T_{\text{сер}}, \text{ тис. грн.} \quad (4.21)$$
$$D = \frac{457,92 \cdot 9461,124}{1000} = 4332,438 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю балансовий прибуток.

$$P_{\delta} = 4332,438 - 3282,15 = 1050,288 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток:

$$P_{\text{ч}} = P_{\delta} - H_n, \text{ тис. грн.}, \quad (4.22)$$
$$H_n = P_{\delta} \cdot 0,18, \text{ тис. грн.}$$
$$H_n = 1050,288 \cdot 0,18 = 189,052 \text{ тис. грн.}$$
$$P_{\text{ч}} = 1050,288 - 189,052 = 861,236 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності, %:

$$P_p = \frac{P_{\delta}}{C_o} \cdot 100, \% \quad (4.23)$$

а) балансовий:

$$P_p = \frac{1050,288}{3282,15} \cdot 100 = 32\%$$

2) по чистому прибутку:

$$P_p = \frac{P_{\text{ч}}}{C_o} \cdot 100\% \quad (4.24)$$

б) чистий:

$$P_p = \frac{861,236}{3282,15} \cdot 100 = 26,24\%$$

Термін окупності:

$$t_{\text{ок}} = \frac{K}{P_{\text{ч}}}, \text{ років} \quad (4.25)$$
$$t_{\text{ок}} = \frac{4797,956}{861,236} = 5,57 \text{ років}$$

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Основні завдання в сфері охорони праці

Охорона праці — це комплекс правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних і медико-профілактичних заходів, спрямованих на забезпечення безпеки, збереження здоров'я та працездатності працівників у процесі виконання трудових обов'язків.

Закон України «Про охорону праці» (редакція від 21 листопада 2002 року) охоплює всі підприємства, установи й організації незалежно від форм власності та виду діяльності. Він визначає ключові засади реалізації конституційного права працівників на безпечні умови праці, регулює взаємовідносини між роботодавцем і працівниками з питань безпеки та гігієни праці за участі уповноважених державних органів, а також встановлює єдину систему організації охорони праці в Україні.

Цей Закон закріплює основоположні принципи державної політики у сфері охорони праці, серед яких пріоритет життя та здоров'я працівників над виробничими інтересами, а також повна відповідальність роботодавця за створення безпечного і нешкідливого виробничого середовища.

Державна політика у сфері охорони праці ґрунтується на таких основних принципах:

1. Визнання пріоритету збереження життя і здоров'я працівників, а також покладання повної відповідальності на роботодавця за створення належних, безпечних та здорових умов праці.
2. Підвищення рівня промислової безпеки шляхом постійного технічного нагляду за станом виробничих процесів, обладнання та продукції.
3. Пристосування трудової діяльності до фізичних і психологічних можливостей працівника з урахуванням його здоров'я.
4. Використання передового світового досвіду у сфері організації праці, спрямованого на покращення умов та підвищення рівня безпеки завдяки міжнародному співробітництву.

Трудові взаємовідносини між працівниками і роботодавцями регулюються Кодексом законів про працю України, що гарантує права людини на безпечні умови праці. Відповідні положення викладені у розділах «Охорона праці» та «Нагляд і контроль за дотриманням трудового законодавства». Робоче місце, технологічні процеси, машини, механізми, обладнання та засоби виробництва мають відповідати чинним нормам з охорони праці. Це стосується також колективних та індивідуальних засобів захисту і санітарно-побутових умов.

Працівник має право відмовитися від виконання роботи у разі виникнення виробничої ситуації, яка становить небезпеку для його життя або здоров'я, інших осіб чи довкілля. Таку ситуацію має підтвердити спеціаліст з охорони праці.

У межах цього дипломного проєкту розглядаються питання забезпечення охорони праці під час прокладання газопроводу в селі Сінгури Житомирського району з використанням полімерних труб.

5.2 Охорона праці та техніка безпеки при будівництві газопроводу

У цьому розділі проєкту технічні рішення враховують усі діючі нормативи та вимоги з техніки безпеки й охорони праці. Під час будівельних робіт виділяють зони, що не відповідають нормам безпеки праці, тому вони потребують додаткового аналізу для розробки заходів з покращення умов праці.

Проблемні питання поділяються на дві категорії:

- **Загальнобудівельні** — включають вибір системи освітлення майданчика, організацію огорожень і розмітки небезпечних зон, а також ефективне розміщення складів і побутових приміщень.
- **Технологічні** — стосуються вибору та розробки безпечних методів виконання робіт, створення спеціальних пристроїв і засобів для їх безпечного проведення, а також забезпечення надійної експлуатації обладнання.

Для вимикання газопроводів і обладнання передбачені відповідні запірні пристрої. Прокладання трубопроводів здійснюється підземним способом. Траса повинна бути чітко позначена спеціальними орієнтирами та покажчиками. Електрообладнання застосовується у вибухозахищеному виконанні згідно з «Правилами улаштування електроустановок».

У період експлуатації газової системи обов'язковим є постійний контроль за справністю мереж, обладнання та інструментів, а також індивідуальних засобів захисту. Експлуатація несправного обладнання заборонена, як і виконання ремонтних робіт у газонебезпечних умовах без належного захисту.

Будівництво газопроводів повинно виконуватись фаховими організаціями з дотриманням вимог ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення».

Об'єкти вводяться в експлуатацію робочою комісією, призначеною замовником, яка перевіряє відповідність виконаних робіт затвердженому проєкту.

Експлуатацію газопроводів здійснює персонал Житомирського відділення АТ «Житомиргаз». Відповідальність за безпеку праці несе керівник газової служби. Працівники, що займаються обслуговуванням і ремонтом газового господарства, повинні пройти навчання з безпечних методів роботи та бути забезпеченими спеціальним одягом, взуттям, інструментами й індивідуальними засобами захисту.

На підприємстві мають бути розроблені інструкції з охорони праці та пожежної безпеки, які регламентують порядок виконання робіт у виробничих приміщеннях і на об'єктах газового господарства.

Працівники, які займаються експлуатацією систем газопостачання, зобов'язані проходити спеціальний інструктаж з охорони праці, результати якого обов'язково фіксуються в спеціальному журналі.

Будівельно-монтажні роботи повинні проводитися у відповідності з нормами ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві». Територія будівельного майданчика має бути обгороджена тимчасовим парканом.

На в'їздах, проїздах, а також у небезпечних зонах, де працюють монтажні крани, мають бути встановлені відповідні попереджувальні знаки та інформаційні написи. Виймки в ґрунті повинні бути закриті щитами або захищені огорожами.

Для безпечного переходу через траншеї необхідно облаштувати спеціальні містки з поручнями заввишки 0,8 м і освітленням у нічний час у межах населеного пункту. Уздовж всієї траси траншеї слід встановити попереджувальні знаки.

Котловани і траншеї, що знаходяться в межах населеного пункту або в місцях інтенсивного руху пішоходів і транспорту, мають бути обгороджені захисним парканом відповідно до ДСТУ Б.В.2.8-43:2011. На огорожі повинні бути встановлені знаки і написи, а в темний час доби — сигнальне освітлення.

Тимчасові електролінії на будівельному майданчику необхідно прокладати ізольованим проводом на висоті не менше 5 м, а в місцях проїзду — не нижче 7 м, згідно з ДСТУ Б.А.3.2-13:2011 «Будівництво. Електробезпека».

При виконанні робіт поблизу повітряних ліній електропередач необхідно суворо дотримуватись правил техніки безпеки та зазначених нормативів. Система зовнішнього пожежогасіння передбачена централізовано — від колодязів, розміщених на вулицях села.

Під час планування майданчика слід чітко виділити небезпечні зони:

- поблизу відкритих струмопровідних елементів;
- біля незахищених перепадів висотою понад 1,3 м;
- в місцях руху техніки та обладнання;
- під зонами переміщення вантажів краном.

Максимальна швидкість руху автотранспорту на будівельному майданчику: 10 км/год на прямих ділянках та 5 км/год на поворотах.

Під час вантажно-розвантажувальних робіт крани можуть працювати лише за умови, що на транспортних засобах немає людей. Кранівник зобов'язаний переконатися в цьому особисто.

Проїзди, проходи та робочі зони мають бути вільними від сторонніх предметів і підтримуватись у чистоті. Мінімальна ширина проходів — 0,6 м.

До виконання робіт із монтажу поліетиленових газопроводів допускаються особи не молодші 18 років, які пройшли медогляд, спеціальне навчання, вступний інструктаж з техніки безпеки, пожежної безпеки та інструктаж на робочому місці.

Допуск працівників до виконання робіт оформлюється відповідним записом у журналі інструктажу з охорони праці, який підтверджується особистим підписом працівника про проходження інструктажу.

У кожній будівельно-монтажній організації та на підприємствах газового господарства повинні функціонувати постійні комісії з охорони праці, які здійснюють оперативний контроль за дотриманням трудового законодавства, станом охорони праці, техніки безпеки та промислової санітарії.

Розпочинати зварювально-монтажні роботи зі спорудження поліетиленових газопроводів дозволяється лише за наявності затвердженого проєкту виконання робіт (ПВР) або технологічної карти, де детально визначено заходи з техніки безпеки. Виконавці робіт повинні бути забезпечені справним інструментом, спеціальними пристроями й обладнанням.

Слюсарі-обхідники, які обслуговують газопроводи, а також слюсарі та зварювальники, що працюють на підземних газопроводах у місцях з інтенсивним рухом транспорту, зобов'язані носити сигнальні жилети яскраво-оранжевого кольору.

Зварювання поліетиленових труб при температурі нижче -5°C повинно проводитись у спеціально облаштованих тепличках. Робочі місця в приміщеннях, де виконуються механічна або теплова обробка, зварювання та склеювання пластикових труб і деталей, мають бути добре освітленими (не менше 20–30 люксів), обладнаними припливно-витяжною вентиляцією з повітрообміном не менше 1500–2000 м³/год або локальними витяжками для видалення шкідливих речовин. Під час зварювальних робіт забороняється перевищення температури нагрівального елемента понад межі, вказані в інструкції, через ризик термоокислювальної деструкції поліетилену та пошкодження фторопластової плівки нагрівача. Це може призвести до викиду шкідливих речовин, клас небезпеки й гранично допустимі концентрації яких зазначено в таблиці 5.1

Таблиця 5.1 Перелік шкідливих речовин, що видаляються при термічній обробці нових видів пластмас та ГДК в повітрі робочої зони

Пластмаси	Шкідливі речовини	ГДК мг/м ³	Клас небезпеки
Поліетилен	Формальдегід	0,5	2
	Окис вуглецю	20	4
	Аустальдегід	5	3
	Оцтова кислота		
	/органічні кислоти/	5	3
	Поліетилен низького тиску		
Фторопласти	/аерозоль/	10	3
	Фтористий водень	0,05	1
	Окис вуглецю	20	4
	Фторопласт - 4 (аерозоль)	10	3
	Нафторизобитен	0,01	1

Особи, які мають захворювання органів дихання, зокрема верхніх дихальних шляхів або легень, не допускаються до виконання зварювальних робіт, пов'язаних із виділенням шкідливих речовин. Це пов'язано з тим, що вдихання високих концентрацій продуктів термічної деструкції може спричинити порушення функціонування дихальної системи.

Робочі поверхні інструментів і зварювального обладнання мають бути захищені від забруднення та потрапляння мастильних матеріалів.

Під час зварювання з використанням горючих сумішей, які утворюються шляхом відбору зріджених або стиснених газів із балонів, обов'язкове суворе дотримання «Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском».

Основні вимоги до безпеки при використанні електроінструментів і електрифікованого обладнання під час зварювання та термічної обробки поліетиленових труб викладені в «Правилах технічної експлуатації газопроводів з поліетиленових труб».

Усе обладнання, що працює під напругою понад 36 В, має бути заземлене відповідно до положень «Інструкції з улаштування мереж заземлення й занулення в електроустановках» СН 102. Забороняється використовувати автотрансформатори, дросельні котушки та реостати для зниження напруги.

Щоб запобігти розбризкуванню гліцерину при нагріванні в гліцеринових ваннах, необхідно занурювати виключно сухі заготовки. Пісок, що використовується як наповнювач для згинання та зварювання, повинен бути ретельно підготовлений, щоб уникнути розриву труб через паровий тиск.

Категорично забороняється нагрівати поліетиленові труби відкритим вогнем — це може спричинити їх займання. Під час механічної обробки слід надійно фіксувати труби через їхню еластичність, інакше це може призвести до травм. Токарні верстати мають бути оснащені прозорими захисними огорожами та пристроями для постійного видалення стружки.

Для очищення та знежирення труб перед зварюванням використовують ацетон, уайт-спірит, етиловий спирт та інші розчинники. Ці речовини шкідливі для здоров'я: ацетон — наркотична речовина, що вражає слизові оболонки й нервову систему, уайт-спірит може спричинити дерматологічні проблеми та втрату свідомості при високих концентраціях.

Щоб запобігти накопиченню статичної електрики на трубах, заповнених газом, їх необхідно заземлювати за допомогою зволоженого бавовняного полотна, при цьому зволожують і саму трубу, і ґрунт у місці заземлення.

У разі займання труб гасіння здійснюють за допомогою вогнегасників, вуглекислоти або піни. Роботи з ліквідації пожежі проводять у протигазах марки В або киснево-ізолюючих апаратах згідно з ДСТ 12.4.121 та у спеціальних захисних костюмах, затверджених нормативними актами.

Інструктаж з охорони праці проводиться на підставі типових галузевих матеріалів, затверджених у встановленому порядку. Монтаж поліетиленових газопроводів має здійснюватися лише спеціалізованими організаціями згідно з вимогами нормативних документів [1] та [2]

5.3 Дії АДС при отриманні заявки: «Запах газу в підвалі житлового будинку»

Для оперативного реагування на аварійні ситуації в Управлінні експлуатації газового господарства (УЕГГ) створюється аварійно-диспетчерська служба (АДС), яка включає філії та пости й працює безперервно, включаючи вихідні та святкові дні.

АДС забезпечується проводовим телефонним зв'язком (номер «104»), зв'язком з екстреними службами (пожежна охорона, медична допомога, поліція, енергетичні компанії тощо), радіозв'язком, пристроями для запису дзвінків, мнемосхемами газопроводів середнього і високого тиску (для міст з населенням понад 50 тис.), а також детальними планами мереж і комунікацій у масштабі не більше 1:1000.

Штат АДС, матеріальне та технічне забезпечення, а також необхідна експлуатаційна документація визначаються УЕГГ. У разі надходження виклику з підприємства, яке має власну газову службу, АДС УЕГГ надає методичну й практичну допомогу з ліквідації аварій та їх наслідків.

Участь АДС у ліквідації аварій визначається Планом локалізації та ліквідації аварій (ПЛА), а також планом взаємодії з іншими відомствами (цивільна оборона, пожежники, медики, поліція, експлуатуючі організації інженерних мереж). Відповідальність за своєчасну актуалізацію цих документів несе керівник підприємства, з переглядом не рідше одного разу на 3 роки.

Бригади АДС зобов'язані проходити тренування:

- за ПЛА — не менше одного разу на 3 місяці;
- за планами взаємодії — не рідше одного разу на пів року.

Навчання проводиться в умовах, максимально наближених до реальних, із фіксацією результатів у журналі та подальшим аналізом для усунення виявлених недоліків.

Усі звернення до АДС фіксуються в журналі із зазначенням часу звернення, адреси, ПІБ заявника, часу виїзду і прибуття бригади, змісту заявки, характеру аварії та виконаних робіт. Виконання заявок контролюється керівництвом УЕГГ, яке на основі аналізу заяв розробляє заходи для покращення технічного обслуговування.

При отриманні повідомлення про запах газу диспетчер зобов'язаний негайно проінструктувати заявника про першочергові заходи безпеки.

Головна вимога до організації роботи — прибуття бригади АДС на місце аварії у максимально короткий термін, але не пізніше 40 хвилин від моменту отримання заявки. У випадках повідомлень про вибух, пожежу чи загазованість — виїзд має відбутись не пізніше 5 хвилин.

Бригада АДС повинна виїжджати до місця аварії на спеціально обладнаному аварійному автомобілі, оснащеному радіозв'язком, сиреною, проблисковим маячком («мигалкою») та необхідними технічними засобами. Під час виїзду на ліквідацію аварій на підземних або надземних газопроводах, бригада повинна мати при собі планшети та відповідну технічну документацію — плани трасування газопроводів із прив'язками, схеми зварних з'єднань тощо. Керівник зміни несе відповідальність за вчасне прибуття бригади на місце аварії та якісне виконання робіт відповідно до Плану локалізації та ліквідації аварій. Якщо в приміщеннях (підвалах, колекторах, тунелях, під'їздах, квартирах) виявляється концентрація природного газу понад 1%, або зрідженого газу понад 0,4%, слід негайно зупинити подачу газу до аварійної ділянки та організувати евакуацію мешканців.

План попередження та ліквідації аварій передбачає:

покриття всіх можливих ризиків для життя, здоров'я та матеріальних цінностей;

опис дій персоналу АДС для кожного типу аварійної ситуації;

заходи з порятунку людей і майна;

порядок передачі подальших аварійно-відновлювальних робіт відповідним службам;

засоби зупинки витоку газу, провітрювання приміщень, запобігання вибуху чи займання;

методи гасіння пожеж і мінімізації наслідків аварії;

правила взаємодії з іншими газовими службами й зовнішніми відомствами.

Важливою умовою є чіткість і послідовність дій. Типові плани для кожного випадку розробляються заздалегідь із урахуванням усіх факторів.

Склад заявки: «Запах газу в підвалі житлового будинку»

Ймовірні причини: пошкодження або розгерметизація підземного газопроводу (корозія, дефекти стиків, тріщини); проникнення газу через ґрунт і підземні інженерні комунікації.

Послідовність дій:

1. Прийом заявки диспетчером і інструктаж заявника за «Пам'яткою з техніки безпеки».
2. Реєстрація заявки в журналі та передача її аварійній бригаді.
3. Ознайомлення бригади зі змістом заявки, проведення інструктажу щодо газонебезпечних робіт і підготовка необхідних документів.
4. Виїзд на місце події.
5. Установлення попереджувальних знаків на під'їздах до об'єкта та охорона входів у підвал і сходову клітку для запобігання проникненню відкритого вогню.
6. Визначення концентрації газу в підвалі, під'їзді та приміщеннях першого поверху за допомогою газоаналізатора.

При концентрації газу в підвалі до 1% і відсутності газу в приміщеннях першого поверху необхідно проводити:

- інтенсивну вентиляцію підвалу, сходової клітки і приміщень першого поверху;
- постійний контроль за зміною концентрації газу в підвалі, сходовій клітці і приміщеннях першого поверху;
- пошук місця витоку газу на воді, в газовій розводці сходової клітки і в приміщеннях першого поверху за допомогою мильної емульсії і приладу типу «Газошукач»;
- перевірку на загазованість в першу чергу сусідніх підвалів, під'їздів, тунелів, потім всіх підземних споруд в радіусі 50 м.

При виявленні загазованості сусідніх під'їздів і підвалів швидке прийняття заходів, проводиться перевірка на загазованість споруд, розміщених за 50-метровою зоною.

При концентрації газу в підвалі більше 1% необхідно:

- відключення житлового будинку від системи газопостачання, виїзд до місця аварії представників міських організацій згідно плану взаємодії служб;
- прийняття мір по знеструмленню електромережі загазованого об'єкту;
- визначення місця витоку газу зовнішнім і буровим оглядом траси ділянки підземного газопроводу або приладовим методом;
- розкриття пошкодженої ділянки газопроводу.

Дії диспетчера. Приймає заявку і інструктує заявника згідно «Пам'ятки по інструктажу». Заносить зміст заявки, що надійшла в журнал. Виписує аварійній бригаді заявку на усунення витоку газу.

Ознайомлює бригаду зі змістом заявки та специфікою об'єкта. Разом із майстром (слюсарем) готує необхідну документацію: планшет, зварювальну схему, виконавчі креслення для даного об'єкта.

Забезпечує виїзд аварійної бригади на об'єкт протягом 5 хвилин на спеціально укомплектованому автомобілі, оснащеному необхідними інструментами, матеріалами, пристосуваннями та засобами індивідуального захисту згідно з встановленим переліком.

Підтримує постійний зв'язок з бригадою, уточнюючи характер аварійної ситуації. У разі потреби інформує керівництво служби, тресту, відповідні міські органи та місцевий підрозділ Держгірпромнагляду згідно з планом взаємодії служб. Дає команду на відключення аварійного об'єкта (району) від системи газопостачання з вказанням номерів засувки.

Забезпечує присутність на місці аварії представників організацій, що обслуговують підземні комунікації.

Вживає заходів для надання допомоги аварійній бригаді шляхом залучення додаткового персоналу та техніки.

Надсилає телефонограми керівникам промислових підприємств і котелень щодо призупинення подачі газу до повної ліквідації аварії на газопроводі.

Інформує керівництво вуличних мереж про характер аварії та організовує прибуття бригади аварійно-відновлювальних робіт відповідно до плану взаємодії служб.

Забезпечує доставку необхідної техніки за запитом керівника аварійних робіт. Вимагає від керівника аварійних робіт повну інформацію про перебіг ліквідації аварії.

Дії майстра. Отримує від диспетчера заявку, супровідну документацію (планшет, схему зварних з'єднань, виконавчі креслення) та вказівки щодо порядку відключення об'єкта (району).

Перевіряє справність газоаналізатора та засобів індивідуального захисту. Проводить інструктаж для членів бригади, ознайомлює їх із планшетом та схемою відключення об'єкта (району) й разом із бригадою виїжджає до місця аварії протягом 5 хвилин.

По прибуттю на місце:

Організовує охорону входу до підвалу та сходової клітки з метою запобігання використанню відкритого вогню.

Забезпечує постійний контроль рівня загазованості у підвалі, сходовій клітці та приміщеннях першого поверху.

Повідомляє диспетчера про зміну концентрації газу в підвалі та результати перевірки загазованості інших приміщень і комунікацій.

Організовує інтенсивну вентиляцію підвалу та проводить інструктаж мешканців щодо заходів безпеки відповідно до інструкції.

Здійснює перевірку герметичності зварних і різьбових з'єднань у водопроводі та внутрішньобудинковій газовій мережі загазованого об'єкта з використанням мильної емульсії та спеціальних приладів. У разі відсутності запаху газу та показів газоаналізатора з'ясовує у заявника причини звернення та переконується у неправдивості заявки.

Перевіряє рівень загазованості в сусідніх підвалах, під'їздах, розташованих поблизу підземних комунікацій (тунелів, колодязів), а також у підземних спорудах у радіусі 50 метрів від газопроводу.

У разі виявлення концентрації газу в підвалі понад 1%: негайно доповідає диспетчеру; За вказівкою диспетчера перекриває засувки; Організовує евакуацію мешканців згідно з попередньо розробленою інструкцією.

Через диспетчера викликає представників підприємств та організацій, що обслуговують підземні комунікації, а також додаткові сили для підтримки аварійної бригади. Здійснює зовнішній та буровий огляд відключеної ділянки підземного газопроводу. Керує роботами з розкриття газопроводу, зниження тиску газу (за необхідності) та усунення витoku. Оформлює технічний акт про ліквідацію аварії та подає заявку до служби вуличних мереж (СВМ) на проведення ремонтно-відновлювальних робіт.

Дії слюсаря. З'ясовує характер аварійної заявки. Перевіряє наявність та справність газоаналізатора, засобів індивідуального захисту та іншого необхідного обладнання. Протягом 5 хвилин виїжджає на місце аварії.

За допомогою газоаналізатора визначає наявність газу та бере участь у пошуку місця витoku. Готує необхідні інструменти, обладнання та механізми до виконання робіт. Бере участь у ліквідації аварії. Виконує роботи під керівництвом майстра та звітує йому про хід їх виконання. Після завершення робіт приводить у належний стан інструменти, обладнання та засоби індивідуального захисту й розміщує їх в аварійній машині.

Дії шофера-слюсаря. Виїжджає на місце аварії найкоротшим маршрутом упродовж 5 хвилин. Підтримує постійний зв'язок з диспетчером. Після прибуття на місце:

- Розміщує аварійну машину не далі ніж за 15 метрів від загазованого об'єкта з підвітряного боку, у положенні, що дозволяє перекрити проїзди до загазованої зони та контролювати переміщення сторонніх осіб у нічний час (освітлення фарами загазованої зони та підключення переносного освітлення);
- Встановлює попереджувальні знаки у місцях підходу до загазованої зони;
- Виконує розпорядження майстра.

6. ЗАХИСТ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Загальні положення оцінки впливу на навколишнє середовище

Метою розділу «Захист навколишнього середовища» є екологічне обґрунтування проєктної діяльності, визначення способів її реалізації з урахуванням екологічних вимог, а також розробка шляхів і заходів для нормалізації стану довкілля та забезпечення екологічної безпеки.

Оцінка впливу на навколишнє середовище (ОВНС) — це процес визначення характеру та ступеня потенційної небезпеки всіх можливих впливів, які може спричинити запланована господарська діяльність, а також аналіз її екологічних наслідків.

ОВНС проводиться з метою: запобігання деградації навколишнього середовища; відновлення раніше порушених природних систем; забезпечення сталого балансу між господарським розвитком і екологічною стабільністю; розробки ефективних заходів для зниження рівня екологічної небезпеки майбутньої діяльності.

Підстави для проведення ОВНС. Склад тому ОВНС та його зміст відповідає вимогам ДБН А.2.2-1:2003 «Державні будівельні норми України. Склад і зміст матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище при проєктуванні і будівництві підприємств, будинків і споруд». Метою розділу ОВНС у складі проєкту є екологічне обґрунтування доцільності запланованої діяльності та способів її реалізації, визначення шляхів і засобів нормалізації стану навколишнього середовища, а також забезпечення виконання вимог екологічної безпеки.

У результаті проведення оцінки впливу на навколишнє середовище були визначені та рекомендовані до впровадження технічні рішення щодо реалізації проєкту, які: не становлять загрози для здоров'я людини при прямому, опосередкованому, кумулятивному чи іншому впливі, враховують можливі довгострокові наслідки, не пов'язані з виробництвом екологічно небезпечної продукції, не спричиняють незворотних чи кризових змін у природному середовищі.

Розділ ОВНС розроблений відповідно до чинних нормативних актів, зокрема:

- Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища»;
- Закону України «Про екологічну експертизу»;
- Закону України «Про охорону атмосферного повітря»;
- Водного кодексу України;
- Земельного кодексу України;
- Закону України «Про відходи»;
- ДБН А.2.2-1:2003;
- Державних санітарних правил охорони атмосферного повітря населених місць від забруднення хімічними та біологічними речовинами;
- Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів.

- ОНД-86 Держкомгидромету «Методика розрахунку викидів в атмосферне повітря, що містяться у викидах підприємств»;
- Постанова Кабінету Міністрів України від 27.07.1995 р. № 554 «Про затвердження Положення про державну екологічну експертизу»;
- Посібник до розроблення матеріалів оцінки впливу на навколишнє середовище (до ДБН А.2.2-1:2003);
- Технологічні рішення, прийняті у проєкті.

Таблиця 6.1 Коротка характеристика видів впливів планової діяльності на навколишнє середовище

Види впливу	Ступінь впливу
1. Вплив на ґрунт	Вплив під час експлуатації запроєктованого об'єкту на земельні ресурси відсутній. Ґрунтовий покрив, що підніматиметься під час будівельних робіт піддаватиметься рекультивациі згідно встановлених правил наведених в розділі ОВНС.
2. Вплив на ландшафт	Будівництво та експлуатація газопроводу не призведе до зміни ландшафту території
3. Вплив на водні ресурси	Водопостачання для потреб запроєктованого об'єкту не передбачається. Вплив на водні ресурси на стадіях будівництва та експлуатації вуличного газопроводу не здійснюватиметься.
4. Вплив на атмосферне повітря	Під час експлуатації запроєктований газопровід не завдаватиме впливу на навколишнє атмосферне повітря. Викиди ЗР відбуватимуться лише під час будівництва (монтажу) газопроводу – по зварюванню поліетиленових труб. При цьому до навколишнього атмосферного повітря потраплятимуть такі забруднюючі речовини: органічні кислоти (в перерахунку на оцтову) – $3,1 \times 10^{-7}$ т/рік, оксид вуглецю – $1,5 \times 10^{-7}$ т/рік.

Для визначення ставлення місцевої громадськості до запланованої проєктної діяльності необхідно опублікувати в місцевих засобах масової інформації Заяву про екологічні наслідки діяльності об'єкта, яка повинна містити стислі відомості про сам об'єкт. У разі виникнення зауважень чи пропозицій громадськість має право порушувати проблемні питання, які потребують вирішення. У зоні впливу об'єкта відсутні: рекреаційні зони; території історико-культурного призначення; об'єкти природно-заповідного фонду та їх охоронні зони; території, перспективні для заповідання; шляхи міграції птахів і тварин; місця зростання чи проживання рідкісних і зникаючих видів флори та фауни.

Проєкт не передбачає знищення багаторічних зелених насаджень. Навпаки, передбачено озеленення території та її благоустрій. Під час експлуатації об'єкта викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря не здійснюватимуться. Заходи щодо охорони навколишнього середовища реалізовуватимуться відповідно до чинного природоохоронного законодавства України, зокрема: Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища».

Природно-відновлювальні роботи вважаються завершеними за умови виконання рекультивації земель та очищення ділянок, забруднених паливно-мастильними матеріалами, будівельними і побутовими відходами. Рекультивації підлягають будівельна смуга трубопроводів по всій ширині відводу, береги в місцях переходів через ріки, самі переходи, а також ділянки, де спостерігаються ерозійні процеси (наприклад, яри). Якщо трубопровід прокладається безтраншейним способом, технічна рекультивація будівельної смуги не проводиться. Відповідальність за дотримання проєктних рішень з охорони навколишнього середовища покладається на будівельну організацію, яка виконує прокладання газопроводу.

Основною природною особливістю районів газифікації є наявність двох типів сільськогосподарських земель: орних угідь та лісових масивів. Основними неблагополучними процесами, пов'язаними з будівництвом, є ерозія (включно з вітровою) та заболочування. З метою запобігання цих процесів необхідно здійснювати водовідвід, дренаж, будівництво стічних лотків і водозатримуючих валів.

При засипанні трубопроводу бульдозером рух техніки здійснюється в косо-поздовжньому напрямку для звуження зони роботи бульдозера, а сам бульдозер оснащується косим відвалом. Використання рослинного шару ґрунту для облаштування перемичок та інших постійних або тимчасових споруд забороняється. Також заборонено скидати у річки, озера чи інші водойми води, що була витіснена з газопроводу після випробувань, без попередньої очистки.

6.2 Умови збереження навколишнього середовища під час будівельних робіт

При виборі варіантів трасування газопроводів та розміщення майданчиків під споруди, окрім техніко-економічних показників, обов'язково враховують рівень негативного впливу цих об'єктів на навколишнє природне середовище як у період будівництва, так і під час експлуатації. Під час організації будівельного виробництва необхідно впроваджувати заходи з охорони навколишнього середовища, що включають рекультивацію земель, запобігання втратам природних ресурсів, а також попередження або очищення шкідливих викидів у ґрунт, водойми та атмосферне повітря. На території будівництва забороняється будь-яке знищення дерево-кущової рослинності та засипка ґрунтом кореневих шийок і стовбурів дерев і кущів, якщо це не передбачено проектною документацією. При виконанні робіт у населених пунктах необхідно дотримуватись вимог щодо запобігання запиленості та загазованості повітря. Траса газопроводу середнього тиску спроектована з урахуванням мінімізації пошкоджень існуючого благоустрою та зелених насаджень. Питання охорони навколишнього середовища мають розглядатися підрядною організацією під час розробки проекту виконання робіт (ПВР) та строго виконуватися в процесі будівництва газопроводу. З метою збереження навколишнього середовища у процесі підготовчого та основного періодів будівництва газопроводу необхідно суворо дотримуватись наступних екологічних вимог:

1. Збереження зелених насаджень – охороняти дерева, кущі та газони, розташовані на будівельному майданчику.
2. Використання готових матеріалів – застосовувати привізні розчинно-бетонні та асфальто-бетонні суміші, а також бетонні, залізобетонні і дерев'яні конструкції та вироби, виготовлені у спеціалізованих виробничих цехах і ділянках, щоб зменшити кількість забруднюючих процесів безпосередньо на об'єкті.
3. Утилізація будівельного сміття – не допускати утворення стихійних звалищ на майданчику, забезпечити своєчасне прибирання та вивезення сміття у відведені для цього місця згідно з нормативними вимогами.
4. Тимчасові дороги – облаштовувати з твердим покриттям із інвентарних багаторазових плит, утримуючи їх у справному стані для запобігання пилоутворенню і заболоченню території.
5. Спеціалізований транспорт – здійснювати перевезення цементу, бетону, збірних конструкцій та інших вантажів спеціальними засобами транспорту (цементовозами, автобетонозмішувачами, панелевозами тощо), що запобігає розсипанню матеріалів та зменшує вплив на довкілля.
6. Обмеження роботи двигунів внутрішнього згоряння – використовувати будівельну техніку тільки у межах необхідного часу; по можливості застосовувати обладнання на електроприводі (електрозварювальні апарати, насоси, компресори, малі механізми), що знижує викиди шкідливих речовин в атмосферу.
7. Підтримання техніки в справному стані – забезпечити технічне обслуговування будівельної техніки, механізмів і машин для зменшення викидів шкідливих речовин та попередження витоків паливно-мастильних матеріалів
8. Безпечне транспортування і зберігання хімікатів – усі будівельні матеріали, особливо ті, що містять гіротиморозні добавки, хімічні сповільнювачі, прискорювачі, пластифікатори, органічні розчинники, фарби та лаки, транспортуються та зберігаються відповідно до вимог технічної документації з дотриманням заходів екологічної та пожежної безпеки.

1. Каналізаційні стоки з тимчасових санітарно-побутових приміщень слід скидати у діючі каналізаційні мережі або очисні споруди лише після попереднього знезараження шляхом хлорування.
2. Експлуатацію двигунів внутрішнього згоряння будівельної техніки обмежити виключно необхідним часом. По можливості слід використовувати обладнання з електричним приводом, таке як зварювальні апарати, компресори, насоси та засоби малої механізації.
3. Здійснювати контроль за водоспоживанням у процесі будівництва, не допускаючи перевищення встановлених лімітів.
4. Забезпечити належну експлуатацію будівельної техніки та обладнання:
 - заправку здійснювати механізовано або автоматизовано на спеціалізованих автозаправках;
 - організувати збір використаних та заміненних мастил;
 - миття техніки проводити на спеціалізованих установках типу «Кристал» з очищенням стічної води;
 - виконувати своєчасний профілактичний ремонт техніки на відповідно обладнаних пунктах обслуговування.

У проектній документації передбачено заходи з рекультивації: відновлення родючого шару ґрунту, озеленення територій і благоустрій. Зокрема, визначено ширину смуги для проведення технічної та біологічної рекультивації, глибину зняття родючого шару, місце для тимчасового його зберігання, а також обсяг і способи вивезення надлишкового мінерального ґрунту після зворотної засипки траншей і котлованів. **Технічна рекультивація** — це сукупність заходів, спрямованих на збереження родючого шару ґрунту в межах відведеної території. До основних робіт належать: демонтаж тимчасових споруд, засипання та вирівнювання ям і розриттів, що утворились у процесі будівництва, а також прибирання будівельного сміття. Основою для розроблення проекту рекультивації земель слугували результати топографо-геодезичних і інженерно-геологічних вишукувань уздовж траси прокладання газопроводу. Рекультивація земель при будівництві газопроводів включає зняття родючого шару ґрунту (товщиною 0,2 м, по 0,5 м з кожного боку від траншеї) до початку основних робіт. Родючий шар транспортується бульдозером у спеціально відведене місце для тимчасового зберігання, з подальшим його поверненням після завершення будівництва. Технічна рекультивація здійснюється підрядною організацією та фінансується в межах кошторисної вартості будівництва газопроводу.

Відновлення родючого шару (внесення добрив, органічних речовин та інші агротехнічні заходи) виконують землекористувачі. Ці роботи не входять до зобов'язань будівельної організації чи замовника. Усі заходи з технічної рекультивації проводяться в межах будівельної смуги, параметри якої визначені в організаційно-будівельній частині проекту.

Послідовність виконання робіт із технічної рекультивації та будівельно-монтажних робіт (БМР):

1. Зняття родючого шару ґрунту та його транспортування до тимчасового відвалу;

2. Розробка траншей для укладання газопроводів;
3. Зварювання секцій газопроводу на бровці траншеї;
4. Укладання газопроводу в траншею;
5. Засипання траншеї мінеральним (неродючим) ґрунтом;
6. Повернення родючого шару з тимчасового відвалу та рівномірний його розподіл по всій площі смуги рекультивації;
7. Прибирання будівельного сміття та відновлення території згідно з проєктними вимогами.

Терміни проведення технічної рекультивації приймаються відповідно графіка будівництва.

Зняття родючого шару ґрунту здійснюється з переміщенням у тимчасовий відвал за допомогою бульдозера марки ДЗ-53. Засипання траншеї мінеральним ґрунтом також виконується тим самим типом техніки. Ущільнення ґрунту після засипання проводиться природним шляхом. Надлишковий рослинний ґрунт, що виникає внаслідок залишкового розпушування та витіснення об'єму після укладання трубопроводу, підлягає рівномірному розподілу та плануванню по всій площі рекультивованої смуги. Нанесення родючого шару ґрунту повинно здійснюватися в теплу пору року, за умов оптимальної вологості та достатньої несучої здатності ґрунту, яка забезпечує прохід техніки. Для цього застосовується бульдозер, що працює поперечними проходами, розрівнюючи та переміщуючи шар ґрунту. Під час зняття, складування та нанесення родючого шару впроваджуються заходи для збереження його якості, а також запобігання водній та вітровій ерозії. У разі зберігання ґрунту понад 20 днів, поверхню відвалу слід засівати травами для запобігання його пошкодженню. Контроль за дотриманням вимог проєкту рекультивації здійснюють відповідні органи державного контролю за використанням земель. Після завершення будівництва, а також у його процесі підрядна організація зобов'язана впорядкувати територію будівельного майданчика. Зокрема необхідно:

- вивезти будівельне сміття та залишки ґрунту у спеціально визначені місця;
- відновити зруйновані або пошкоджені елементи благоустрою та зелених насаджень;
- відремонтувати пошкоджені водовідвідні канали й кювети автомобільних доріг;
- не допускати утворення стихійних звалищ будівельного сміття на території будівництва.

Передача відновлених земель землекористувачам здійснюється шляхом складання відповідного акту згідно з чинним законодавством. З метою охорони навколишнього середовища має бути організований контроль за дотриманням встановлених нормативів допустимих викидів шкідливих речовин в атмосферне повітря. Для мінімізації негативного впливу на земельні ресурси у процесі будівництва газопроводів необхідно забезпечити належне поводження з побутовими та будівельними відходами: відходи слід зберігати в герметичних контейнерах на спеціально облаштованому майданчику; після накопичення відходи мають вивозитися на місце постійного захоронення (наприклад, сільське сміттєзвалище), що погоджене з органами місцевої влади відповідно до укладених договорів.

Проектні рішення, закладені у будівництві газопроводу, спрямовані на запобігання забрудненню та виснаженню підземних і поверхневих вод, а також не передбачають негативного впливу на водне середовище. Забезпечення будівельного майданчика питною водою здійснюватиметься шляхом підвезення. Основними джерелами шуму під час виконання робіт є компресори та зварювальні апарати. З метою зменшення рівня шуму та вібрацій передбачається встановлення компресорного обладнання на фундаментах через гумові антивібраційні прокладки. Це дозволяє значно знизити вплив шуму на навколишнє середовище.

Проектом передбачено заходи щодо запобігання забрудненню:

- поверхневих та підземних вод;
- атмосферного повітря викидами шкідливих речовин.

Ці рішення дозволяють дійти висновку, що будівництво газопроводу не спричинить підвищення ризиків для здоров'я населення, а також не призведе до суттєвих змін у складі атмосферного повітря чи якості водних ресурсів. Обрані технічні та технологічні рішення гарантують дотримання нормативного стану навколишнього природного середовища і не потребують впровадження додаткових заходів для забезпечення екологічної безпеки на етапі будівництва. Контроль за якістю виконання будівельних робіт та монтажу обладнання здійснюється відповідно до укладених угод технічним наглядом і в рамках авторського нагляду.

Запроектована технологія будівництва та подальшої експлуатації газопроводу не чинить негативного впливу на здоров'я населення і умови його проживання.

Для запобігання забрудненню водойм, ґрунтів та атмосферного повітря передбачено комплекс заходів, серед яких:

- впровадження сучасної технології будівництва та експлуатації газопроводу;
- застосування прогресивного технологічного газового обладнання.

Рішення, закладені в проєкт будівництва газопроводу та встановлення обладнання, спрямовані на: мінімізацію негативного впливу на навколишнє природне середовище; збереження природних ресурсів; охорону здоров'я та добробуту населення; забезпечення стабільності екосистем.

З метою запобігання можливим негативним наслідкам при експлуатації системи газопостачання передбачено:

- передача змонтованої системи на баланс УЕГГ (управління експлуатації газових господарств), що дозволить забезпечити постійний технічний нагляд;
- регулярний огляд траси газопроводу фахівцями Житомирського відділення АТ «Житомиргаз» із виконанням усіх необхідних робіт з обслуговування: контроль витоків газу, перевірка наявності і цілісності вказівних стовпчиків уздовж маршруту газопроводу.

Аварійні чи залпові викиди, які могли б призвести до перевищення допустимих приземних концентрацій шкідливих речовин, не передбачаються, а статистичні дані не підтверджують ймовірність їх виникнення.

6.3 Охорона довкілля при експлуатації газових приладів в житлових, громадських та комунально-побутових будинках

Проектом передбачено будівництво газопроводу для забезпечення газопостачання житлових будинків, що суттєво покращить санітарно-гігієнічні умови проживання населення. Використання природного газу в побуті — для опалення (в котлах) та приготування їжі (на газових плитах) — сприятиме очищенню атмосферного повітря завдяки значному зменшенню викидів сірчаних сполук і твердих частинок (сажі), які утворюються при спалюванні твердого палива.

Газопостачання також дозволить: ліквідувати забруднення територій через складування вугілля, золи та шлаків; зменшити кількість відходів, які потребують утилізації чи захоронення; уникнути утворення сірчистого ангідриду, твердих частинок (пилу, золи, сажі), що є типовими для використання твердого палива; зменшити викиди оксидів азоту приблизно на 20% за рахунок нижчого коефіцієнта надлишку повітря при спалюванні газу; повністю виключити утворення шлаків, які потребують спеціального складування. Крім екологічних переваг, введення в експлуатацію газопроводу середнього тиску відкриває перспективи подальшого будівництва котелень та виробничих об'єктів, що сприятиме створенню нових робочих місць і підвищенню рівня зайнятості населення. Умови експлуатації газопроводу не створюють джерел виробничого шуму, тому проєкт не передбачає спеціальних заходів зі зниження шумового навантаження. До основних заходів з охорони довкілля під час експлуатації газоспоживчого обладнання належать:

1. Використання сучасного енергоефективного обладнання з високим коефіцієнтом корисної дії та заміна застарілих приладів, що дозволяє зменшити витрати газу та запобігти надмірним викидам у атмосферу.
2. Своєчасне проведення профілактичних, регламентних та ремонтних робіт газового обладнання і приладів.
3. Постійне підвищення кваліфікації обслуговуючого персоналу.
4. Робота на об'єктах із застосуванням спеціального спорядження та інструментів.
5. Оснащення газових приладів сучасною автоматикою, яка підвищує безпеку та ефективність.
6. Встановлення сучасних сигналізаторів та індикаторів, що виявляють витіки газу на ранніх стадіях.
7. Рекомендація індивідуальним споживачам використовувати нові моделі котлів та опалювальних приладів з високим ККД.
8. Регулярний контроль якості газу, що подається споживачам, для забезпечення стабільної роботи обладнання та автоматики.
9. Своєчасне обслуговування газорегуляторних пунктів (ГРП) та шафових установок, включаючи профілактичні та регламентні роботи.
10. Суворе дотримання чинних Державних будівельних норм України (ДБН).

Прийняті проєктні рішення забезпечують відповідність об'єкта будівництва екологічним нормам і не потребують додаткових заходів для гарантування його екологічної безпеки.

7. Енергоресурсозбереження

7.1 Енергоресурсозбереження при експлуатації систем газопостачання

З метою зниження витрат паливно-енергетичних ресурсів та на виконання вимог чинного законодавства України, Державний комітет України у справах містобудування і архітектури розробив комплекс заходів і зобов'язав місцеві органи архітектури та містобудування суворо їх дотримуватись.

Основні заходи включають:

- затвердження нових нормативів коефіцієнтів теплопередачі огорожувальних конструкцій для житлово-громадських будівель і споруд;
- встановлення контрольних показників питомих витрат теплової енергії на опалення житлових будинків;
- обов'язкове проектування та введення в експлуатацію об'єктів нового будівництва і реконструкцій, включаючи житлові, соціально-культурні й виробничі споруди, з обов'язковим оснащенням:
 - приладами обліку;
 - приладами регулювання систем електро-, водо-, тепло- та газопостачання.

Контроль за дотриманням енергозберігаючих вимог здійснюється через державну експертизу проєктів, незалежно від форми власності або відомчої належності об'єкта. Державним приймальним комісіям заборонено приймати в експлуатацію об'єкти, які не відповідають вимогам з енергоресурсозбереження. Втрати природного газу, у загальному вигляді, становлять різницю між обсягом газу, отриманого газовим господарством від джерела, та обсягом газу, реалізованого всім категоріям споживачів.

Основними складовими загальних втрат природного газу, ΔV_{Π} є:

- дійсні втрати, ΔV_d , які виникають за рахунок витоків з газопроводів і обладнання, а також по причині аварій на газопроводах;
- витрат газу на технологічні втрати і потреби газового підприємства, ΔV_T ;
- невраховані (у т. ч. розкрадання) втрати газу, ΔV_M , які виникають за відсутністю приладів обліку газу населенням і деяких комунально-побутовими підприємствами, також при неспівпаданні фактичних витрат газу цими споживачами встановленими нормами та тарифами.

Загальну величину втрат газу по газовому господарству можна записати формулою:

$$\Delta V_{\Pi} = K_{\Pi}(\Delta V_d + \Delta V_T + \Delta V_M), \quad (7.1)$$

де K_{Π} – коефіцієнт неврахованих втрат газу, враховує випадкові втрати які не піддаються обліку.

Жодна система газопостачання не може бути абсолютно герметичною протягом тривалого часу. Газопроводи мають численні з'єднання (зварені, муфтові або різьбові), які схильні до корозії та пошкоджень під час земляних робіт. Основні причини витоків газу:

Герметичність: Витоки газу найчастіше трапляються через різного роду нещільності у газопроводах, їхніх з'єднаннях та приладах.

- Пошкодження: Корозійні та механічні пошкодження, а також розриви стиків, є значними причинами втрат газу.
- Аварії: Серйозні аварії на газопроводах призводять до значних витоків.

Досвід експлуатації газового господарства показує, що більшість великих аварій є результатом несвоєчасного виявлення та усунення витоків газу на підземних газопроводах. Зокрема: понад 50% аварій виникають через механічні пошкодження газопроводів та обладнання; 30-40% припадає на корозію; 10-20% спричинені неякісними зварними з'єднаннями. Місця найімовірніших витоків:

Витоки газу найбільш ймовірні в таких місцях: конденсатозбірники та гідрозатвори: зокрема, 3% витоків з конденсатозбірників припадає на муфти та зварні стики, 10% – на нещільно закручені пробки у муфтах кранів, і 30% – через стояки конденсатозбірників. Зварні шви: дефекти в зварних з'єднаннях є частою причиною; сальникові ущільнення арматури; заводський брак труб; випадкові пошкодження: це може статися під час монтажних або аварійно-пошукових робіт. Місця встановлення арматури: особливо, якщо вона не забезпечена компенсаційними пристроями; неметалеві труби: в місцях з'єднання та тріщинах.

Варто зазначити, що у 20% випадків механічні пошкодження газопроводів та споруд на них виникають з вини організацій, які проводять земляні роботи. Причини витоків газу всередині будівель: основні причини витоків газу з газопроводів та запірно-запобіжних пристроїв, що знаходяться всередині будівель. Корозія газопроводи, які проходять через перекриття та стіни, схильні до корозії. Різьбові з'єднання: Незадовільний стан різьбових з'єднань є частою проблемою. Запірна арматура: вихід з ладу запірної арматури або нещільне прилягання пробки крана чи тefлонової вставки у кульових кранах. Дефекти зварних з'єднань: Неякісні зварні шви також можуть призвести до витоків.

Таблиця 7.1 Типи непрацездатності побутового газового обладнання

Види поломок	Доля заявок на усунення поломок, %					
	Газопроводи і арматура	Газові плити	Водонагрівачі		Пічні пальники	Інше обладнання
			Проточні	Ємкісні		
1	2	3	4	5	6	7
Витоки газу - всього	63,5	30,7	3,7	14,9	14,7	20,6
У тому числі через:						
Кран	40,7	24,6	2,2	7,6	3,7	6,4
Різьбові з'єднання	18,7	6,1	0,8	7,1	5,7	10,1
Зварне	1,4	-	-	-	-	3,1
Сальники	2,7	-	0,7	0,2	0,3	1,0
Занадто затягнутий кран	16,7	29,0	6,6	7,1	12,3	5,8

Продовження таблиці 7.1

1	2	3	4	5	6	7
Непрацездатності:						
Крану	19,8	12,7	2,2	4,1	7,7	3,1
Пальників	-	15,5	7,1	8,9	13,7	10,1
Ручок керування	-	8,9	8,2	2,7	5,5	-
Автоматики	-	-	22,8	51,8	43,0	5,5
Теплообмінника	-	-	12,8	4,5	-	1,0
Засмічення :						
Теплообмінника	-	-	15,1	2,6	-	-
Водяного фільтра	-	-	17,8	-	-	-
Інші несправності	-	4,2	3,7	3,2	3,1	2,9

Для кожної системи газопостачання слід складати детальний список витрат газу на технологічні втрати та власні потреби. Об'єкти газового господарства з великим споживанням газу повинні бути обладнані приладами обліку. Для об'єктів із незначним споживанням облік газу здійснюється розрахунковим методом — на основі потужності газових пальників та графіків їх роботи. Усі розрахунки мають бути затверджені головним інженером.

Щоб зменшити витрати газу як у побуті, так і у промисловості, а також для підвищення безпеки газопостачання, необхідно:

- удосконалювати системи електрохімічного захисту та методи приладового контролю стану підземних газопроводів;
- впроваджувати електрифіковані схеми газопроводів із встановленням на них відключаючих пристроїв;
- планувати витрати газу при запуску та налагодженні обладнання, виходячи з нормативів споживання;
- використовувати повітря замість газу під час перевірок герметичності внутрішньобудинкових газопроводів під час ревізій, що дозволяє значно заощадити газ, виключаючи його втрати при повторній продувці та подачі;
- здійснювати підключення новозбудованих газопроводів до діючих без зниження тиску за допомогою спеціального обладнання.

У практику обслуговування слід впровадити обов'язкове ретельне спостереження за всіма з'єднаннями систем, регулярну перевірку герметичності, встановлення чітких графіків таких перевірок і жорсткі терміни усунення виявлених витоків у з'єднаннях і сальниках. Потрібно суворо дотримуватися правил експлуатації споруд при проведенні земляних і будівельних робіт у зонах дії газопровідних об'єктів.

Рівень надійності та безпеки газопостачання значною мірою визначається технічним станом трубопроводів і встановленого на них обладнання. Підвищити ці показники можна шляхом покращення систем захисту від корозії та вдосконалення приладового контролю за станом діючих мереж.

З метою ефективного використання природного газу доцільно впроваджувати системи автоматизації на всіх котельнях. Практика показує, що автоматичне регулювання співвідношення «газ–повітря» при роботі на низькому тиску забезпечує економію до 10–15% газу.

У котельнях з чавунними секційними котлами середній рівень економії після впровадження автоматизації також є значним. Рациональним є застосування повітря замість газу при проведенні щорічних перевірок герметичності внутрішньобудинкових газопроводів, що дозволяє уникнути зайвих витрат газу, пов'язаних із повторною продувкою та підключенням.

Для мінімізації втрат газу під час ремонтних робіт на газопроводах середнього та високого тиску рекомендується заздалегідь знизити тиск на відключуваній ділянці. Це досягається за рахунок подачі газу залишковим споживачам до початку врізки. Таким чином вдається уникнути скидання газу в атмосферу. Доцільним також є активне застосування технологій безперервного підключення нових ділянок до діючих мереж без зниження тиску, із використанням спеціального обладнання.

Серед головних заходів зі зменшення неврахованих втрат газу слід відзначити вдосконалення тарифної політики й нормування споживання, а також встановлення приладів обліку газу на комунально-побутових підприємствах, які наразі їх не мають.

7.2 Економія енергоресурсів при експлуатації газового обладнання в житловому будинку

Для зниження витрат енергії під час експлуатації житлового будинку доцільно реалізувати такі заходи: Впровадження ефективної теплової схеми – використання сучасного обладнання, яке забезпечує раціональне використання енергоресурсів, знижуючи загальні втрати тепла. Встановлення газового лічильника мембранного типу – облік витрат природного газу із максимально допустимою відносною похибкою 1,5% дозволяє точно контролювати споживання палива. Оптимізація питомих витрат газу – при виробництві 1 Гкал теплової енергії витрачається 158 кг умовного палива, що свідчить про ефективність використання газу. Автоматизоване керування процесом горіння в котлі – дозволяє змінювати температуру в приміщеннях відповідно до графіка роботи працівників, підвищуючи енергоефективність системи. Автоматичне регулювання температури – забезпечується завдяки роботі терморегуляторів, які вмикають або вимикають пальник залежно від заданої температури, підтримуючи стабільний мікроклімат без зайвого споживання енергії. Встановлення термостатичних вентилів “DANFOSS RTD-N ½” – на підвідних трубопроводах до радіаторів, що дозволяє ефективно регулювати подачу тепла в кожному окремому приміщенні та скорочувати тепловтрати.

Додаткові енергозберігаючі заходи: утеплення огорожувальних конструкцій (стіни, дах, підлога); модернізація або заміна вікон та дверей на енергоефективні; впровадження системи погодозалежного регулювання подачі тепла;

- використання багатотарифних систем обліку електроенергії;
- регулярне технічне обслуговування обладнання для забезпечення його ефективної роботи.

Комплексне впровадження цих рішень забезпечить економію енергії, зниження витрат на опалення та підвищення комфорту проживання:

- утеплення покриття і перекриття неопалювальних горищ, що забезпечить **нормований опір теплопередачі для I температурної зони України**
 $R_{\text{вн}} = 6 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- утеплення зовнішніх стін із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{\text{вн}} = 4 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- утеплення перекриттів над неопалювальними підвалами з утеплювачем із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{\text{вн}} = 5 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- використання ефективних елементів заповнення віконних та дверних отворів, що забезпечують опір теплопередачі цих конструкцій не менше $R_{\text{вн}} = 0,9 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- встановлення віконних та дверних блоків із 2-х камерними склопакетами;
- утеплення підлоги на ґрунті в зоні примикання до зовнішніх стін шаром вологостійкого утеплювача (керамзитового гравію) товщиною 0,2м і шириною 0,8м.;
- газоходи та трубопроводи з температурою стінки вище 45°C теплоізолювати мінераловатними прошивними матами марки 100 типу М-2 товщиною 40мм.

ВИСНОВКИ

У процесі виконання дипломного проєкту на тему «Проект організації та виконання робіт з будівництва системи газопостачання вулиць села Сінгури Житомирського району, Житомирської області» мною було здійснено повний комплекс необхідних технічних розрахунків, як для загальної газифікації населеного пункту, так і для окремого об'єкта – індивідуального житлового будинку.

Робота над проєктом дала можливість на практиці застосувати теоретичні знання, здобуті в ході вивчення фахових дисциплін, зокрема:

- «Газові мережі і устаткування»;
- «Технологія і організація будівельно-монтажних робіт в газовому господарстві»;
- «Експлуатація устаткування і систем газопостачання»;
- «Охорона праці і безпека життєдіяльності»;
- «Економіка та планування галузі».

Під час проєктування я поглибив свої знання з нормативної бази проєктування газових мереж, норм споживання газу, вимог до експлуатації газового обладнання, а також з «Правил безпеки систем газопостачання» та ДБН В.2.5-20:2018.

У технічній частині проєкту були визначені оптимальні параметри траншеї, розраховані обсяги земляних робіт і монтажу вуличного поліетиленового газопроводу. Проведений аналіз трудових витрат показав, що вони є значно меншими у порівнянні з аналогічним газопроводом зі сталевих труб, що також скорочує терміни будівництва. Це підтверджує доцільність використання поліетиленових труб у сучасному газовому будівництві.

Крім технічних аспектів, я проаналізував досвід працівників газових служб щодо проблем збитковості підприємств галузі та високої собівартості будівельно-монтажних робіт. На мій погляд, ці питання потребують особливої уваги та пошуку ефективних шляхів вирішення.

З урахуванням реальної ситуації з використанням природного газу в Україні, я переконався у доцільності газифікації сільськогосподарських об'єктів, що сприятиме підвищенню енергетичної ефективності та якості життя у сільській місцевості.

Упевнений, що здобуті під час навчання знання й практичні навички стануть надійною основою для подальшої професійної діяльності в галузі газопостачання та суміжних сферах.

_____ В. РОГОВЧЕНКО

СПИСОК ІНФОРМАЦІЙНИХ ДЖЕРЕЛ

1. НПАОП 0.00-1.76:2015 Правила безпеки систем газопостачання. Київ: Мін.енергетики та вугільної промисловості України, чинні з 07.07.2015.
2. ДБН В 2.5-20:2018 Інженерне обладнання будинків та споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. Київ: Укр НДІнжпроект, чинні з 01.06.2020.
3. ДБН А.3.1-5:2016 Організація будівельного виробництва. Управління, організація і технологія, Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.01.2017.
4. ДСТУ Б.Д.1.1-1:2013 Правила визначення вартості будівництва. Київ: ТОВ «Науково-виробнича фірма "Інпроект", зі Зміною №2 від 01.06.2018.
5. Єнін П., Шишко Г., Предун К. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом. Київ: Логос, 2002. 198с.
6. Климко П., Климко О. Рекомендації по вибору матеріалів для будівництва систем газопостачання. Частина 1. Газопроводи зовнішні і внутрішні». Немирів: Мін.АПУ. НБТ ВДАУ, 2000. 69с.
7. ДСТУ Б Д. 2.2–1:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на ремонтно-будівельні роботи. Земляні роботи. (Збірник 1). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 30.11.2021.
8. ДСТУ Б Д. 2.2–22:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Водопровід - зовнішні мережі. (Збірник 22). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 22.02.2023.
9. ДСТУ Б Д. 2.2–24:2021 Кошторисні норми України. Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Тепlopостачання та газопроводи - зовнішні мережі (Збірник 24). Київ: Міністерство розвитку громад та територій України, чинні з 22.02.2023.
10. ДБН А.3.2-2:2009 Система стандартів безпеки праці. Охорона праці і промислова безпека в будівництві. Основні положення (НПАОП 45.2-7.02-12). Київ: НДІБВ, чинні з 01.04.2012.
11. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010 Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.11.2011.
12. ДСТУ Б А.3.1-22:2013 Визначення тривалості будівництва об'єктів. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.01.2014.
13. ДБН В 2.6-31:2021 Теплова ізоляція та енергоефективність будівель. Київ: Мінрегіон України (НДІБВ), чинні з 01.09.2022.
14. Палій Д. Методичні рекомендації для виконання дипломних проєктів «Організаційно-будівельна частина», ЖАТФК, 2024.