

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

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до дипломного проекту
фаховий молодший бакалавр

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

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

Керівник: **Діана ПАЛІЙ**

Рецензент: **Денис ГНАТЮК**

**«Проект організації та виконання робіт з будівництва системи газопостачання
вулиць села Рудня-Городище Житомирського району Житомирської області
з висвітленням технології
проведення випробувань ПЕ газопроводу на міцність і герметичність,
прийняття в експлуатацію**

РЕФЕРАТ

Основні показники дипломного проекту:

Розрахункова годинна витрата природного газу—**280м³/год.**;

Загальна довжина запроєктованих газопроводів—**2657м**;

Загальний об'єм розробки траншей—**3307,2м³**;

Нормативна трудомісткість БМР—**16322,6**люд.(маш.)-год.,

трудомісткість на 1пагонний метр газопроводу—**6,1**люд.-год./м;

Нормативна тривалість будівництва—**32**роб. дн.;

Нормативна потреба робітників—**49**чол.;

-ІТП і службовців—**3**чол.,

-МОП—**5**чол.;

Загальна вартість будівництва—**2575**тис.грн.,

Термін окупності капітальних вкладень в будівництво—**3,04** роки.

ВСТУП

Село **Рудня-Городище** – знаходиться в Україні в Житомирському районі Житомирської області. Село відноситься до Новоушинської селищної громади. По території села протікає річка Писарівщина, яка впадає у річку Гнилоп'ять. Згадування про поселення поблизу села Рудня-Городище відомі ще з II-I тис. до нашої ери та у X-XIII столітті нашої ери. Чисельність населення села складає 471 чоловік, площа села становить 2,511 км², густота населення 187,57 осіб/км².

Зараз Україна володіє складною газопровідною транспортною системою. Її загальна протяжність досягає 37 тис.кілометрів. Через територію України проходить ряд магістральних трубопроводів стратегічного значення, довжина яких понад 4,7 тис. кілометрів. На теперішній час газопостачання Житомирської області забезпечується двома магістральними газопроводами «Дашава-Київ» та «Торжок-Долина» з 65 газорозподільними станціями (ГРС).

До 1991 року процес газифікації на території області здійснювався надзвичайно повільно. Щорічно вводилося в експлуатацію лише 30–50 км газопроводів, а кількість газифікованих квартир не перевищувала 3 тисяч. Проте після ухвалення «Програми ліквідації наслідків Чорнобильської катастрофи» та запуску магістрального газопроводу «Торжок–Долина» темпи газифікації значно зросли. Відчутне збільшення фінансування в рамках чорнобильської будівельної програми дозволило щороку вводити в експлуатацію до 200–300 км нових газових мереж.

У Житомирській області впровадження поліетиленових газопроводів тривалий час відбувалося повільно, однак із розумінням їх технічних та економічних переваг над сталевими трубопроводами ситуація поступово змінилася. Це, у свою чергу, сприяло активізації будівництва нових газових мереж за кошти самих громадян.

В останні роки спостерігалось зниження обсягів використання природного газу та темпів будівництва нових газопроводів, що було зумовлено суттєвим зростанням тарифів на газ та вартості самих будівельно-монтажних робіт. Водночас на сьогодні питання використання природного газу знову набуває актуальності, що свідчить про збереження перспектив розвитку газифікації.

Житомирська філія ТОВ «Газорозподільні мережі України» приділяє велику увагу скороченню заборгованості споживачів за газ, поліпшенню обліку використання газу, технічному оснащенню виробництва, пошуку додаткових прибутків. Тому було створено і технічно оснащено спеціалізовані бригади з будівництва та експлуатації поліетиленових газопроводів.

Сьогодні виклики, які постали перед Україною у зв'язку з повномасштабними воєнними діями на території нашої країни, є особливо відчутними і серйозними для енергетичної сфери. Це стосується як оперативного відновлення інфраструктурних об'єктів від руйнувань, завданих воєнними діями, так і забезпечення проходження осінньо-зимових опалювальних періодів, що є найскладнішим для усього Європейського континенту, а також стратегічного відновлення та оновлення енергетичної галузі в контексті набуття Україною статусу кандидата на вступ до ЄС.

В дипломному проєкті виконано проєктування системи газопостачання частини села **Рудня-Городище** із поліетиленових труб газопроводами середнього тиску із встановленням регуляторів тиску DSR-10 разом із лічильниками газу (з термодіагностикою) на межі земельної ділянки власника індивідуального будинку.

1. ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 Вихідні дані, опис проєктованих об'єктів

Відповідно до завдання на дипломне проєктування передбачено розробку проєкта системи газопостачання вулиць Уласа Самчука, Терещенка, Лісова, Івана Огієнка села Рудня-Городище Житомирського району Житомирської області.

Рельєф місцевості в районі села помірний, особливих перешкод немає.

Середня геодезична позначка поверхні землі на вулицях – 167,00м,

Проєкт газопостачання розроблюється на основі таких вихідних даних:

- завдання на проєктування;
- нормативних положень та даних будівельних норм і правил;
- матеріалів інженерно-топографічних та геологічних вишукувань.

Траса запроєктованих газопроводів проходять по землях сільськогосподарського призначення та забудованих землях Житомирського району.

Забудова села складається із однопверхових житлових будинків присадибного типу з господарськими спорудами.

Район будівництва відносять до I кліматичного підрайону України, Північно-західний, зона – Полісся, клімат – помірно-континентальний з характеристиками [11]:

- розрахункова зимова температура зовнішнього повітря:
найбільш холодної п'ятиднівки -22⁰С;
- абсолютний мінімум температур повітря -35⁰С;
- абсолютний максимум температур повітря +35⁰С;
- середня температура повітря:
літнього періоду (липень) - +18,9⁰С;
- зимового періоду (січень) - -5,7⁰С;
- середня температура зовнішнього повітря за опалювальних період -0,8⁰С;
- тривалість опалювального періоду 192 дні;

Характеристика ґрунтів по трасі газопроводу:

Товщина рослинного шару ґрунту 0,2-0,4м.; мінеральний ґрунт пісок 1,7м:

- тип за просіданням слабоздимальні;
- група за важкістю розробки I;
- нормативна глибина промерзання ґрунтів 1,08м;
- присутність та рівень ґрунтових вод нижче 2,5м;
- рельєф місцевості спокійний.

Ґрунтами основи є піски мілкі середньої щільності ($\rho=1600\text{кг/м}^3$), малого ступеню водонасичення.

Проєкт розроблений відповідно до вихідних даних на проєктування без порушень діючих нормативних документів і державних стандартів.

1.2 Характеристика об'єкту будівництва

Джерелом газопостачання для проєктованої системи є раніше розроблений поліетиленовий розподільчий газопровід середнього тиску Ø63x3,6 мм, прокладений по вулиці Уласа Самчука в селі Рудня-Городище Житомирського району.

Природний газ планується використовувати для забезпечення комунально-побутових потреб населення, а саме:

- приготування їжі,
- нагрівання води для господарсько-гігієнічних цілей,
- приготування кормів для домашніх тварин,
- опалення житлових приміщень,
- опалення та гаряче водопостачання, а також забезпечення технологічних процесів у сільськогосподарських підприємствах і громадських закладах.

Газопостачання розробляється на основі топогеодезичної зйомки забудови вулиць Уласа Самчука, Терещенка, Лісової та Івана Огієнка в селі Рудня-Городище.

Згідно з офіційною інформацією селищної ради, забудова в межах проєкту включає:

1. 72 одноповерхові житлові будинки з присадибними ділянками та господарськими спорудами (середня площа будинку — від 100 до 140 м², максимум — до 160 м²);
2. 2 громадські будівлі — селищна рада та гімназія;
3. 2 сільськогосподарські об'єкти — СВК «Дружба» та СФГ «Тополя».

У розрахунках прийнято, що усі індивідуальні житлові будинки обладнані:

- газовими плитами типу ПГ-4 із витратою газу 1,4 нм³/год,
- газовими котлами потужністю 24 кВт із витратою 2,8 нм³/год;
- для громадських і виробничих об'єктів прийнято такі витрати газу:
 - Селищна рада — 5 нм³/год,
 - Гімназія — 30 нм³/год,
 - СВК «Дружба» — 12 нм³/год,
 - СФГ «Тополя» — 15 нм³/год,
 - резерв на перспективний транзит газу — 25 нм³/год.

Загальна протяжність запроєктованих газопроводів становить 2657 м, зокрема:

- вуличні розподільчі газопроводи — 1792 м;
- індивідуальні дворові вводи — 865 м.

2. РОЗРАХУНКОВО-ТЕХНІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Система та схема газопостачання

Проектом передбачено організацію газопостачання всіх категорій споживачів з урахуванням як наявного, так і перспективного газового навантаження.

Система газопостачання виконана одноступеневою — газопроводи середнього тиску прокладаються вздовж вулиць населеного пункту з використанням поліетиленових труб. На межах споживачів передбачено встановлення регуляторів тиску типу DSR-10.

Абсолютний тиск природного газу в точці підключення до раніше побудованого поліетиленового газопроводу середнього тиску складає $P_{г.1} = 0,25$ МПа (2,5 ата).

Газ транспортується через мережу розподільчих газопроводів середнього тиску, до яких безпосередньо під'єднуються індивідуальні будинкові регулятори тиску, встановлені на вводах у житлові будівлі.

Схема газопровідної мережі виконана за тупиковим принципом.

2.2 Розрахункові показники, визначення витрат газу

Основною розрахунковою величиною для підбору діаметрів газопроводів є **максимально-годинна витрата природного газу** з урахуванням перспективного зростання обсягів споживання. Орієнтовний період розрахунку відповідає плану довгострокового розвитку регіону і становить **20–25 років**. Розрахункові витрати газу прийнято на основі фактичного розташування житлової, громадської та виробничої забудови; кількості наявних споживачів; перспективних навантажень, включаючи транзит газу через мережу. Основними споживачами природного газу в межах проєктованої системи є житлові будинки, обладнані малометражними котлами для опалення та газовими плитами для приготування їжі.

За результатами розрахунків, **максимальна годинна витрата газу** для окремих ділянок газопроводу (траси №1, 2, 3) становить **280 нм³/год**. У межах даного проєкту визначено потребу в природному газі для населення та інших споживачів, розташованих на вулицях Уласа Самчука, Терещенка, Лісова та Івана Огієнка в селі Рудня-Городище Житомирського району Житомирської області.

Планується підключення таких об'єктів:

- **72 житлові будинки;**
- **2 громадські будівлі;**
- **2 сільськогосподарських підприємства.**

Для розрахунку прийнято такі витрати на один житловий будинок:

- газовий котел потужністю 24 кВт — **2,8 нм³/год;**
- газова плита типу ПГ-4 — **1,4 нм³/год.**

2) Окрім житлових будинків, до системи газопостачання планується підключення громадських та сільськогосподарських об'єктів, а також враховано транзит газу на перспективу розвитку мережі. Розрахункова годинна витрата газу для кожного з них становить: Селищна рада — 5 нм³/год;

Гімназія — 30 нм³/год;

СВК «Дружба» — 12 нм³/год;

СФГ «Тополя» — 15 нм³/год;

Транзит газу на перспективу — 25 нм³/год.

Для окремих житлових районів, вулиць або груп будинків, чисельність мешканців у яких не перевищує 500 осіб, розрахунок максимальної годинної витрати природного газу Q_d^h , нм³/год. виконується як сума номінальних витрат усіх газових приладів, помножена на коефіцієнт одночасності їх дії: [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 добутків величин k_{sim} , q_{nom} і n_i від i до m ;

k_{sim} — коефіцієнт одночасності, значення якого приймають за додатком Д [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.

При встановленні в будинках газової плити та опалювального котла формула (2.1) буде мати вигляд:

$$Q_d^h = k_{simPi-4} \times q_{nomPi-4} \times n_{iPi-4} + k_{simKOTЛ} \times q_{nomKOTЛ} \times n_{iKOTЛ}, \text{ нм}^3/\text{год.} \quad (2.2)$$

Визначаю загальну витрату природного газу для 72 житлових будинки присадибного типу, 2 громадських та 2 сільськогосподарських споживачів, з транзитом газу (на перспективу):

$$B_{заг} = B_{год.пл} + B_{год.котл} + \sum B_{год.грав.спаж}, \text{ нм}^3/\text{год.} \quad (2.3)$$

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

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

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

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

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

Отже:

$$B_{год.пл} = 0,217 \times 1,4 \times 72 = 22 \text{ нм}^3/\text{год.};$$

$$B_{год.котл} = 0,85 \times 2,8 \times 72 = 171 \text{ нм}^3/\text{год.};$$

Тоді разом:

$$B_{заг} = 22 + 171 + (15 + 30 + 12 + 5) + 25 = 280 \text{ нм}^3/\text{год.}$$

Аналогічно виконую розрахунки за всіма ділянками, відгалуженнями за схемою гідралічного розрахунку, результати зведено у таблицю.1.

Таблиця 2.1 Розрахунки витрат природного газу житловими будинками, громадськими об'єктами та ін. споживачами

**вулиці У.Самчука, Терещенка, Лісова, І.Огієнка
в с. Рвдня-Городише**

№№	Найменування трас	$Q_d^h = \sum_{i=1}^m k_{sim} q_{nom} n_i + Q_{ін.спож}$	Q_d^h , м³/год.
4-5	траса №2 вул. І.Огієнка	$0,232 \times 1,4 \times 29 + 0,85 \times 2,8 \times 29 + 15$	93,5
4-6	траса №3 вул. Лісова	$0,231 \times 1,4 \times 30 + 0,85 \times 2,8 \times 30$	81,1
2-4	траса №2 вул. Терещенка	$0,22 \times 1,4 \times 60 + 0,85 \times 2,8 \times 60 + 15 + 30 + 12 + 5$	223,3
2-3	траса №1 вул. У.Самчука	$0,35 \times 1,4 \times 4 + 0,85 \times 2,79 \times 4 + 25$	36,5
1-2	траса №1 вул. У.Самчука	$0,217 \times 1,4 \times 72 + 0,85 \times 2,8 \times 72 + 15 + 30 + 12 + 5 + 25$	280
Максимально-годинна розрахункова витрата газу по схемі:			280

Таблиця 2.2 Відомість споживачів газу

№ п/п	Шифр по схемі	Найменування	Розрахункова витрата газу, м³/год.	Примітка
1	С	Селищна рада	5	вул. У.Самчука, Терещенка, Лісова, І.Огієнка
2	Г	Гімназія	30	
3	СВК	СВК «Дружба»	12	
4	СФГ	СФГ «Тополя»	5	
5	КБРТ	Комунально-побутові потреби (населення)	193	
6	-	Транзин газу (перспектива)	25	
Усього:			280	

2.3 Гідравлічний розрахунок вуличних газопроводів середнього тиску

Згідно з умовами дипломного проєктування, абсолютний тиск у точці приєднання (вихідна точка розрахунку) становить: точка 1 – 0,25 МПа (2,5 ата). Діаметри газопроводів визначаються шляхом гідравлічного розрахунку з урахуванням забезпечення нормативного газопостачання всіх споживачів у годину максимального навантаження та дотриманням максимально допустимих перепадів тиску [2]. Гідравлічний розрахунок для одноступеневої системи середнього тиску із застосуванням КБРТ передбачає забезпечення мінімального тиску в найвіддаленіших точках мережі (від ГРП) на рівні не менше 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) у години пікового споживання [2].

Під час розрахунку мережі газопостачання необхідно виконати [2]:

- раціональний розподіл потоків газу від джерела до споживачів по окремих ділянках газової мережі фіксованої конфігурації з урахуванням довжин ділянок та навантаження на мережу;
- вибір стандартних діаметрів труб із наявного сортаменту з урахуванням повного використання допустимого перепаду тиску та мінімізації капіталовкладень при заданих довжинах ділянок, навантаженнях і режимах тиску;
- гідравлічне ув'язування мережі з розрахунком тиску у вузлових точках за наявних витрат газу, довжин та діаметрів труб.

Для проведення розрахунків необхідно побудувати схему газопроводів із позначенням вузлових точок, нанести на ній витрати газу (нм³/год) по кожній ділянці та вказати геометричні довжини ділянок. Нумерація вузлів починається від точки підключення до існуючої газової мережі на вул. Уласа Самчука і ведеться до найвіддаленішого споживача на вул. Івана Огієнка (основна магістраль: напрямом 1-2-4-5), після чого позначаються відгалуження від основної лінії.

Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску виконується методом питомих втрат тиску на тертя. Втрати тиску в місцевих опорах враховуються як частка від втрат по довжині трубопроводу [2]. Для вуличних газопроводів у населених пунктах допускається спрощена методика, яка передбачає додаткове врахування втрат у місцевих опорах у розмірі 10% від лінійних втрат [2].

Розрахункову довжину головної магістралі визначаю за формулою:

$$L_{розр} = L_{ф} \times 1,1, \text{ км}$$

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

$$L_{розр} = 1,053 \times 1,1 = 1,158 \text{ км}$$

Визначаю питому різницю квадратів тиску для головної магістралі:

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

де P_n – абсолютне значення тиску газу в точці врізки, $P_n = 2,5$ ата;

P_k – абсолютне значення тиску газу на вході, у найбільш віддаленого споживача, приймаю $P_k = 1,5$ ата (вимоги [2]);

$\Sigma L_{розр}$ – розрахункова сумарна довжина ділянок головної магістралі, км;

$$\alpha_{сер} = \frac{2,5^2 - 1,5^2}{1,094} = 5,02 \text{ ата}^2/\text{км};$$

Орієнтуючись на питому різницю квадратів тиску $\alpha_{сер} \leq 5,02 \text{ ата}^2/\text{км}$, по номограмі в залежності від витрати газу на ділянці, підбираю діаметр газопроводу. При вибраному діаметрі визначаємо фактичну питому різницю квадратів тиску $\alpha_{факт}$, а потім кінцевий тиск на ділянці P_k визначається за формулою:

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

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, ата²/км (визначається за номограмою).

Для розрахункової ділянки 1-2 за витрати газу $Q=280 \text{ нм}^3/\text{год.}$ і діаметрі газопроводу $\varnothing 63 \times 3,6 \text{ мм}$ по номограмі визначено: $\alpha_{факт} = 2,3 \text{ ата}^2/\text{км}$.

$$P_2 = \sqrt{2,5^2 - 2,3 \times 0,273} = 2,27 \text{ ата.}$$

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

Розрахункова ділянка	Годинна витрата газу, Q_d^h , нм ³ /год.	Діаметр газопроводу $D_3 \times \delta$, мм	Довжина ділянки		Початковий тиск, P_n , ата	Питома різниця квадратів тиску, $\alpha_{ф}$, ата ² /км	Кінцевий тиск, P_k , ата
			Фактична $L_{факт}$, км	Розрахункова $L_{розр}$, км			
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.
Головна гілка: напрямок 1-2-4-5							
1-2	280,0	63×3,6	0,248	0,273	2,5	2,3	2,37
2-4	223,3	63×3,6	0,175	0,193	2,37	1,4	2,31
4-5	93,5	50×2,9	0,63	0,693	2,31	0,48	2,24
Відгалуження							
2-3	36,5	50×2,9	0,222	0,2442	2,37	0,1	2,36
4-6	81,1	50×2,9	0,517	0,569	2,31	0,35	2,27
			$\Sigma 1,792$				

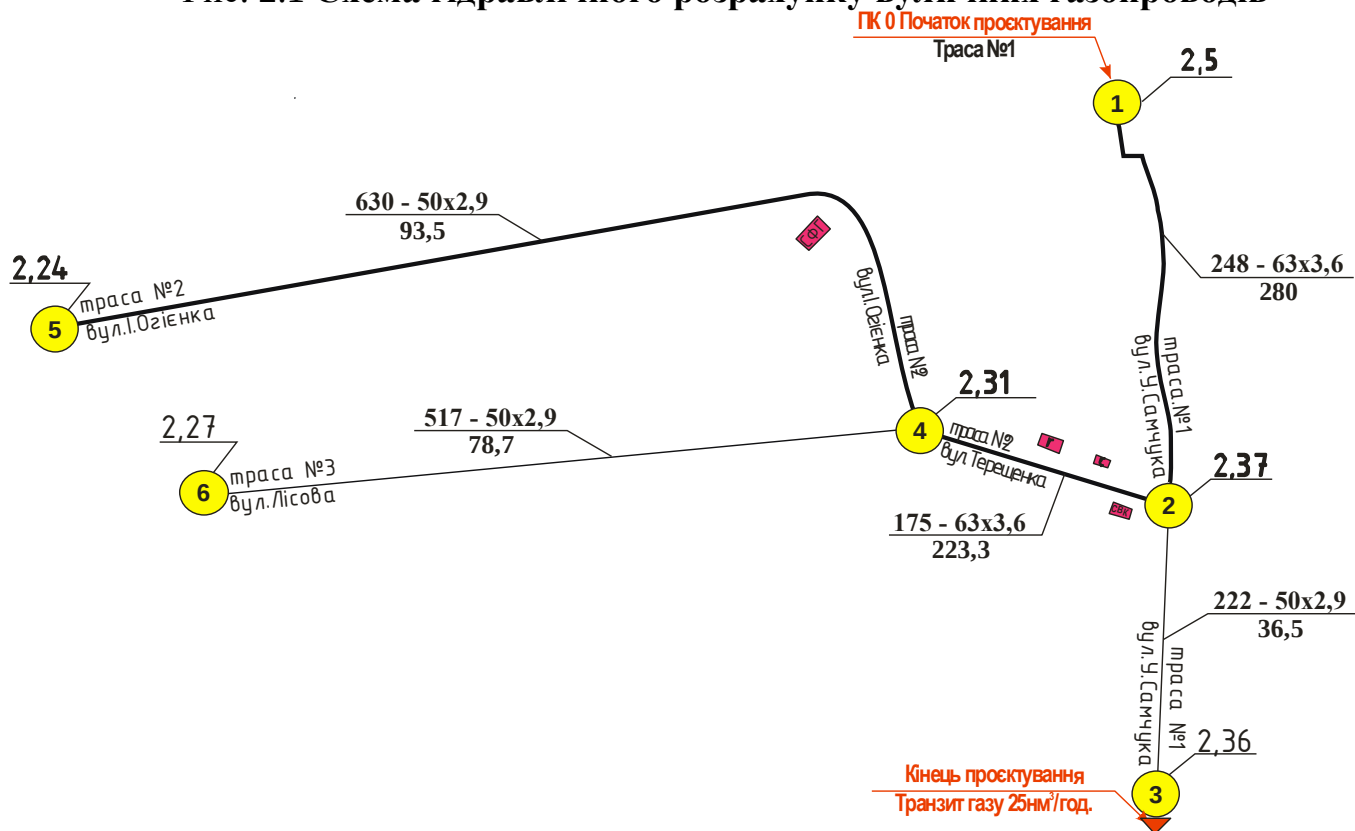
Як підтверджують результати розрахунків, тиск у кінцевих точках мережі не опускається нижче допустимого значення – 1,5 ата, яке було прийнято для розрахунків. Це свідчить про правильність виконання гідравлічного розрахунку.

Підсумкові результати розрахунків подані на схемі гідравлічного розрахунку (аркуш №1 графічної частини проекту) та у пояснювальній записці на рисунку 2.1, відповідно до вимог щодо оформлення схем гідравлічного розрахунку.

Таблиця 2.4 Відомість труб газопроводів середнього тиску

№ п/п	Розмір (діаметр) труб, мм	Довжина, км
Вуличний газопровід		
1	ПЕ 80 SDR 17,6 Ø63×3,6	0,423
2	ПЕ 80 SDR 17,6 Ø50×2,9	1,369
Усього:		1,792
Дворові вводи		
1	ПЕ 80 SDR 11 Ø32×3	0,825
Разом:		2,657

Рис. 2.1 Схема гідравлічного розрахунку вуличних газопроводів



2.4 Газопроводи та споруди на них

Для спорудження газопроводу середнього тиску у проєкті передбачено використання поліетиленових труб відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.7-73:98, а також сталевих електрозварних труб для улаштування футлярів згідно з ДСТУ 8943:2019. Сталь труб – звичайної якості, група В, марка Ст3сп2 за ДСТУ 2651:2005.

Конструкція газопроводів. Поліетиленові трубопроводи виготовляються з поліетилену високої щільності згідно з ДСТУ Б В.2.7-73:98. З'єднання труб здійснюється методом терморезисторного зварювання. Коефіцієнт запасу міцності для труб і з'єднувальних елементів приймається не менше 2,5, а на окремих ділянках – не менше 3,15. У проєкті передбачено резерв труб у розмірі 2% від загальної протяжності газопроводів. Цей резерв призначений для виготовлення контрольних зварних з'єднань і вузлів [2]. Поліетиленові труби постачаються у бухтах або на катушках.

Глибина закладання трубопроводу – не менше 1,2 м до верхньої частини труби. Прокладка здійснюється на штучній піщаній основі товщиною 10 см без домішок каміння чи грудок. Після укладання труба засипається шаром піску не менше 20 см [2]. З'єднання поліетиленових труб на вертикальних і горизонтальних ділянках виконується терморезисторним методом із використанням заводських з'єднувальних елементів. Усі фітинги (муфти, трійники, відводи, переходи, у тому числі типу «поліетилен-сталь») повинні відповідати чинним нормативним документам та бути заводського виготовлення.

Для монтажу системи газопостачання необхідні такі терморезисторні фасонні поліетиленові частини:

- заглушки ZE 50 – 3шт.;
- коліна KE 63 – 2шт., KE 50 – 1шт.;
- перехід редуційний RE 63/50 – 3шт.;
- переходи редуційні RE 32/25 – 75шт. (для дворових вводів);
- муфти ME 63 – 6шт, ME 50 – 14шт.;
- муфти ME 32 – 77шт. (для дворових відгалужень);
- трійники рівнопрохідні TE 63 – 2шт.;
- трійники сідлові OS 63/32 – 12шт.; OS 50/32 – 64шт.;
- з'єднання PE/St: PC 01 (Ø25/20) – 75шт.; PC 02 (Ø32/25) – 1шт.

Повороти поліетиленового газопроводу виконуються шляхом згинання труби з радіусом вигину не менше ніж 25 зовнішніх діаметрів труби. У випадках, коли кут повороту в горизонтальній або вертикальній площині не перевищує 2–60°, поворот утворюється за рахунок природної гнучкості труби під час укладання у траншею. На відстані 400–500 мм над трубою укладається сигнальна полімерна стрічка жовтого кольору, шириною не менше 200 мм, із незмивним написом «ГАЗ». Для точного визначення розташування підземного поліетиленового газопроводу передбачається встановлення показників у забудованій зоні — на опорах ЛЕП, фасадах будівель або орієнтирних стовпчиків. Вздовж усієї траси газопроводу мають бути встановлені ідентифікаційні (пізнавальні) стовпчики з кроком не більше 500 м на прямолінійних ділянках, а також у характерних точках траси — на поворотах, місцях встановлення арматури, переходах між діаметрами труб тощо. Орієнтирні стовпчики слід розміщувати на відстані 1 м від осі газопроводу праворуч по напрямку руху газу.

Вимикаючі пристрої. Запроектована система вуличних газопроводів приєднується (врізається) до раніше запроектованого вуличного ПЕ газопроводу середнього тиску, після вузла вимикаючого пристрою на одну засувку в сітковій огорожі по вул. Лісова.

На запроектованих в проєкті ділянках газопроводів встановлення вимикаючих пристроїв не передбачається.

Переходи через автомобільні дороги та в стиснених умовах. На переходах через **автомобільні** дороги з асфальтовим покриттям **та при перетині з дренажним колектором** 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) Ø63×3,6мм під автодорогою по вул.Уласа Самчука передбачено в футлярі із сталевих труб Ø152×3,2мм;

2) Ø50×2,9мм під автодорогами по вул.І.Огієнка, Лісова, У.Самчука передбачено в футлярі із сталевих труб Ø102×3мм – 4шт. загальною довжиною – 66м;

3) дріві відгалуження Ø32×3мм під автодорогами в футлярах із сталевих труб Ø76×3мм – 32шт. загальною довжиною – 313,5м.

Поліетиленовий газопровід в межах футляру повинен відповідати вимогам [2]:

1) ділянки газопроводу, прокладені в футлярі по 1м в обидві сторони від нього не повинні мати зварних та інших з'єднань.

2) на одному кінці футляра необхідно передбачити контрольну трубку;

3) кінці футляра повинні бути ущільнені діелектричним вогнетривким матеріалом для запобігання попадання атмосферних опадів в міжтрубний простір.

Антикорозійний захист та ізоляція. Матеріали та конструктивні рішення для ізоляційного покриття повинні відповідати вимогам ДСТУ Б.В.2.5-29:2006 [2]. Підземні металеві ділянки з'єднань поліетилен–сталь (ПЕ/СТАЛЬ) мають бути захищені антикорозійною ізоляцією «дуже посиленого» типу, яка виконується із застосуванням стрічок «Полізол». Для надземних ділянок сталевих газопроводів передбачено антикорозійне покриття, що складається з двох шарів ґрунтовки ХС-010 та двох шарів емалі «Поліпромсинец». Сталеві футляри, що можуть зазнавати електрохімічної корозії, захищаються за допомогою протекторного захисту. Вводи газопроводів до житлових будинків, прокладені від розподільчих газопроводів, виконуються з поліетиленових труб Ø32×3 мм. Перехід на сталеву частину відбувається на вертикальній ділянці, не вище 0,8 м від рівня землі, і передбачається окремим проєктом.

Надземна частина поліетиленового трубопроводу та вузол з'єднання з металевим трубопроводом розміщуються в металевому футлярі з вентиляційними отворами для забору проб повітря. Сталеві трубопроводи з'єднуються шляхом дугового зварювання встик. Контроль якості зварних стиків здійснюється фізичними методами, у обсягах, визначених ДСТУ [2]. На газопроводах допускається використання лише штампованих та гнутих фасонних частин заводського виготовлення. Наземні сталеві ділянки трубопроводу повинні бути покриті двома шарами емалі ХВ-124 після нанесення двох шарів ґрунтовки ФЛ-03К. Антикорозійне покриття металевих елементів підземних з'єднань типу поліетилен-сталь також виконується із застосуванням стрічкової ізоляції «дуже посиленого» типу на основі матеріалу «Полізол».

Повороти трубопроводу під кутом до 15% дозволяється виконувати без встановлення фасонних частин, шляхом збирання труб зі скошеними торцями, згідно з вимогами [2].

КБРТ. Для постачання газу до житлових будинків передбачається використання комбінованих будинкових регуляторів тиску DSR-10 з номінальною пропускною здатністю 10 м³/год. Серія регуляторів DSR — це двоступінчасті регулятори прямої дії, призначені для:

- систем комунально-побутового господарства,
- а також для промислового застосування.

Регулятори встановлюються безпосередньо біля споживача, зокрема на газових лічильниках. Вбудовані елементи захисту включають вимикаючий пристрій, який перекриває подачу газу при падінні вхідного тиску нижче допустимого рівня та перевищенні витрати понад технічну здатність регулятора. Скидний клапан для скидання надлишкового газу в атмосферу, якщо вихідний тиск перевищує 3,0 кПа $\pm 5\%$.

Монтаж комбінованого будинкового регулятора тиску встановлюється в шафі з негорючого матеріалу, яка повинна мати отвори для вентиляції в нижній і верхній частинах. Монтаж КБРТ здійснюється на опорах на висоті, зручній для технічного обслуговування — 1,6 м від рівня землі (відповідно до проекту).

Для шафового регуляторного пункту (ШРП) із встановленим DSR-10, який розміщується на опорах поруч з житловими будинками, що перевищують висоту ШРП, улаштування блискавкозахисту не вимагається. У разі виявлення несправностей у газовій магістралі або приладах (наприклад, плитах, котлах):

- Регулятор DSR-10 має бути вимкнений поворотом важеля в положення «Викл.»
- Відсічний клапан необхідно перекрити
- Повторне вмикання дозволяється лише після усунення всіх виявлених дефектів

2.5. Газозабезпечення індивідуального селищного житлового будинку

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

Зовнішнє газопостачання. Подача газу здійснюється від середньотискового поліетиленового газопроводу $\varnothing 50 \times 2,9$ мм, прокладеного вздовж вул. Лісова в с. Рудня-Городище. Проектом передбачено підключення житлового будинку №26 по вул. Лісова за допомогою підземного поліетиленового газопроводу середнього тиску з труб ПЕ80 ГАЗ $\varnothing 32 \times 3$ мм, SDR-11.

Глибина прокладання: не менше 1,2 м до верху труби. Вихід із землі на надземну частину: Вихід поліетиленової труби на поверхню здійснюється з переходом на сталеву трубу. Вузол з'єднання розміщується в металевому футлярі з вентиляційними отворами для можливості відбору проб повітря. Верхню частину футляра необхідно ущільнити для запобігання потраплянню опадів у міжтрубний простір. Зварювання поліетиленових труб виконується методом терморезисторного зварювання.

З'єднувальні елементи – розтрубні фітинги ПЕ/сталь типу USTR, заводського виготовлення з поліетилену високої щільності. Зниження тиску з 0,3 МПа до 300 даПа виконується за допомогою будинкового регулятора тиску DSR-10. На газопроводі низького тиску, в місці підключення до регулятора, встановлюється вимикаючий пристрій Ду20 типу 11ч3бк, не ближче 0,5 м від вікон та дверей. На зовнішньому вводі до будинку монтується сталева пробка Ду20 мм. Від регулятора до місця встановлення газового лічильника сталевий газопровід низького тиску прокладається по зовнішній стіні будинку, вище віконних та дверних прорізів. Газопровід кріпиться на кронштейнах з дотриманням відстані від стіни не менше зовнішнього діаметру труби та має забезпечувати вільний доступ для огляду, монтажу та ремонту

Для будівництва надземної та внутрішньобудинкової частини газопроводу застосовуються електрозварні сталеві труби діаметром Ду 20 та Ду 15, які відповідають ДСТУ 8943:2019 — сортамент (група В), технічні умови. Виготовлені зі сталі В10СП згідно з ДСТУ 2651:2005. На газопроводі передбачається використання фасонних елементів: крутовигнутих, штампованих, гнутих — заводського виготовлення. З'єднання труб здійснюється методом електро- або газозварювання встик, відповідно до вимог: ВСН 006, ВБН А.3.1-36-3. Зварювання виконується з використанням матеріалів: електроди згідно з ДСТУ 9466 та ДСТУ 9467; або зварювальний дріт Св-08А (Св-08ГА) згідно з ДСТУ 2246. Типи, конструктивні елементи та розміри зварних з'єднань повинні відповідати ДСТУ 16037. Зварні з'єднання підлягають візуальному (вимірювальному) контролю; механічним випробуванням — відповідно до таблиці 41 [2]. До застосування допускаються лише сертифіковані зварювальні матеріали при наявності оригіналів сертифікатів або засвідчених копій від заводу-виробника. У місцях, де газопровід проходить крізь стіни будівлі встановлюється металевий футляр, що виступає щонайменше на 3 см з обох боків стіни. Вибір діаметра футляра забезпечує мінімальний кільцевий зазор у 5 мм між трубою та футляром. Зазор між газопроводом і футляром герметизується еластичним матеріалом. Простір між футляром і стіною повністю замурується на всю товщину конструкції.

Надземні ділянки сталевих зовнішнього газопроводу необхідно захистити від корозії антикорозійним покриттям, що включає: два шари ґрунтовки, а також два шари емалі ХВ-124 або ХВ-125 на основі розчинника Р-4, з додаванням алюмінієвої пудри ПАК-3 або ПАК-4, або 10–15% за масою ґрунту ХС-01 на тому ж розчиннику (Р-4). Після нанесення антикорозійного покриття газопровід потрібно пофарбувати пізнавальною (жовтою) фарбою з розміщенням попереджувальних знаків, відповідно до вимог ДСТУ 4666.

Внутрішні сталеві газопроводи повинні бути захищені покриттям, що включає два шари ґрунтовки та два шари фарби, відповідно до стандарту ДСТУ 14202. У місцях проходження введів і випусків інженерних комунікацій через підземну частину зовнішніх стін будівлі необхідно забезпечити надійне ущільнення для запобігання проникненню вологи та повітря.

Внутрішнє газопостачання. Точка приєднання об'єкту газопостачання— газопровід низького тиску, після вузла обліку витрат газу, що розміщується на межі земельної ділянки.

В проєкті передбачено прокладання газопроводів на опорі та по стіні будинку.

У проєкті застосовуються труби сталеві водогазопровідні по ДСТУ 8936:2019.

Внутрішньобудинкові газопроводи прокладаються відкрито по внутрішнім стінам на висоті, яка забезпечує зручність монтажу та експлуатації.

З'єднання труб газопроводу, що прокладається в приміщеннях та монтуються з використанням нероз'ємних (зварних) з'єднань. Різьбові з'єднання дозволяються лише в місцях підключення до газових приладів або при встановленні вимикаючих пристроїв. Зварювання виконують електродами по ДСТУ 9467 або зварювальним дротом Св-08ГА. Типи, конструктивні елементи і розміри зварних з'єднань труб повинні відповідати вимогам ДСТУ 16037.

Внутрішньобудинкові газопроводи, включно з тими, що прокладаються у футлярах, покриваються олійною фарбою у два шари.

Під час будівельно-монтажних робіт допускається використання: кульових кранів DN20 PN6 (Dу 20мм), DN15 PN6 (Dу 15мм) виробництва фірми «VALVOSANITARIA BUGATTI S.p.A» та конусних кранів KK20 (Dу 20мм), KK15 (Dу 15мм) моделі 11Б126к-1.

Для внутрішнього газообладнання проєктом передбачено встановлення таких газових приладів та обладнання:

- газова плита **ПГ-4** з витратами газу $Q=1,4\text{ м}^3/\text{год.}$ - 1 шт;
- котел двоконтурний **настінний турбо** N_{max}=24кВт з витратою газу $Q=2,8\text{ м}^3/\text{год.}$ - 1 шт;
- побутовий газовий лічильник «**Elster**» мембранного типу **ВК-Г-4-Т з термо-корекцією, в металевій шафі на опорі (комплектно з регулятором)** - 1 шт.

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

Встановлення здійснюється виключно спеціалізованим підприємством, з дотриманням вимог, викладених у технічних паспортах заводів-виробників газових приладів.

Перед початком монтажу власник об'єкта зобов'язаний надати акт про придатність вентиляційного каналу. Акт складається спеціалізованою організацією. Підключення газових приладів допускається лише за наявності діючого акту про придатність вентиляційного каналу до експлуатації.

Встановлення плити ПГ-4 планується в наявному кухонному приміщенні, висота якого становить не менше 2,2 м, а об'єм — не менше 15 м³. Кухня повинна мати вікно з кватиркою, витяжний канал і природне освітлення. Побутову газову плиту необхідно розміщувати біля стіни з негорючих матеріалів, дотримуючись мінімальної відстані 6 см від стіни [2].

Підведення газу до газової плити слід здійснювати окремим відгалуженням, на якому встановлюється запірний пристрій — кран діаметром 15 мм (Ду 15). Допускається підключення плити до газового відгалуження (опуску) за допомогою гнучкого рукава довжиною не більше 2,0 м [2]. Гнучкий рукав приєднується до газопроводу після запірного крана та має бути розміщений таким чином, щоб уникнути попадання в зону нагріву при роботі газових приладів [2].

Монтаж настінного турбованого котла виконується на відстані не менше 2 см від стіни з негорючих матеріалів, включаючи бічні поверхні. У разі встановлення на стіни з важкогорючих або горючих матеріалів, які захищені негорючим покриттям (наприклад, сталевим листом по азбестовій плиті товщиною не менше 3 мм, або шаром штукатурки), необхідно витримати мінімальну відстань 3 см від стіни (також і з боків). Ізоляційне покриття має виступати за межі корпусу котла на 10 см з боків та не менше 70 см зверху [2]. Об'єм кухні, в якій планується встановлення опалювального газового обладнання з герметичною камерою згоряння, повинен відповідати тим самим нормам, що й для встановлення побутової газової плити [2]. Газопостачання до котла виконується за допомогою окремого відгалуження діаметром Ду 20 мм, на якому перед входом у котел монтується запірний пристрій [2]. Для забезпечення обліку споживаного газу передбачено встановлення мембранного газового лічильника типу «Elster» ВК-G-4-T із термोकорекцією. Прилад розміщується в металевій шафі на опорі. Технічні характеристики лічильника: мінімальна витрата газу — 0,016 нм³/год; номінальна — 4 нм³/год; максимальна — 6 нм³/год. Монтаж лічильника здійснюється з урахуванням зручності доступу для його встановлення, обслуговування та ремонту. Усі роботи виконуються згідно з вимогами та рекомендаціями виробника, зазначеними в паспорті приладу. Газовий лічильник комплектується регулятором та встановлюється зовні будинку споживача — на межі приватної земельної ділянки та території загального користування, що забезпечує доступ фахівців експлуатаційної служби. Шафа повинна бути захищена від можливих пошкоджень при відкритті воріт, дверей, вікон тощо [2]. Будівництво, монтаж і випробування газопроводів здійснюються у відповідності до чинних нормативних документів, із обов'язковим дотриманням правил техніки безпеки: ДБН А.3.2-2:2009, ДБН В.2.5-20:2018, НПАОП 0.00-1.76:2015 «Правила безпеки систем газопостачання», «Кодекс газорозподільчих систем» та інших актуальних норм.

Вентиляція та відведення продуктів згоряння. Двері кухонного приміщення повинні відкриватися назовні — у бік коридору. Вентиляція кухні здійснюється природним способом та має припливно-витяжний характер. Приплив повітря забезпечується через кватирку у віконному прорізі, тоді як витяжка здійснюється через приставний вентиляційний канал (ВК) діаметром 160 мм, виготовлений з оцинкованої сталі. Канал має бути виведений на висоту не менше ніж 1 м над рівнем суміжної частини даху. Відведення димових газів від котла реалізується через зовнішню стіну будівлі за допомогою коаксiального димовідводу. Монтаж цього елемента повинен відповідати технічним вимогам і рекомендаціям заводу-виробника обладнання. Витяжні вентиляційні та димові канали необхідно встановлювати вище межі зони вітрового підпору для забезпечення їх ефективної роботи [2].

3. ОРГАНІЗАЦІЙНО-БУДІВЕЛЬНА ЧАСТИНА

3.1 Основні положення з організації будівництва та методів виконання робіт

У межах дипломного проектування необхідно розробити проєкт виконання робіт (ПВР) для будівництва підземного газопроводу з поліетиленових труб. Згідно з техніко-економічними розрахунками, наведеними у другому розділі, для забезпечення газопостачанням споживачів села передбачено прокладання вуличних газопроводів з поліетиленових труб $\varnothing 63 \times 3,6$ мм та $\varnothing 50 \times 2,9$ мм загальною довжиною 1792 м, а також дворових відгалужень $\varnothing 32 \times 3$ мм довжиною 865 м.

Грунтові умови ділянки відносяться до першої категорії складності. Територія прокладання характеризується наявністю рослинного шару товщиною 0,2–0,4 м та піщаного шару до глибини 1,8 м. Грунтові води на глибині до 2 м відсутні. Середня геодезична відмітка населеного пункту — 162,5 м. Прокладання газопроводу здійснюватиметься переважно у межах зеленої зони. Ключовим чинником при виборі методів виконання робіт є мінімізація строків будівництва, оскільки роботи спричиняють тимчасові незручності для населення (обмеження доступу, порушення руху транспорту тощо). Проєкт організації будівництва розроблено у відповідності до вимог ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва».

Основою для його складання слугували такі вихідні дані [3]:

- результати топографічних, інженерно-геологічних та гідрогеологічних вишукувань;
- проєктні та конструктивні рішення;
- інформація від підрядної організації про забезпечення об'єкта матеріалами, конструкціями, механізмами, кадрами та тимчасовими спорудами.

У межах проєкту організації будівництва вирішуються такі основні завдання [3]:

- визначення нормативної тривалості будівництва, строків початку та завершення робіт;
- розподіл обсягів будівельно-монтажних робіт і капітальних вкладень по періодах виконання;
- обчислення потреби у матеріально-технічних ресурсах та трудових кадрах.

Цей розділ також є основою для визначення кошторисної вартості будівництва. Усі роботи з проєктування і виконання мають здійснюватися з дотриманням вимог чинних нормативів:

- ДБН А.3.1-5:2016 «Організація будівельного виробництва»;
- ДБН А.3.2-2:2009* «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві».

Будівництво планується виконати підрядним методом із залученням спеціалізованої будівельної організації, яка має відповідну ліцензію на виконання газових робіт.

Врахування при розробці проекту виконання робіт

1. Будівельний майданчик розташований у вже освоєному для будівництва районі Житомирської області. Місцевість не піддається стійкій дії вітрів із силою понад 4 бали у зимовий період. Забезпечення будівництва комунікаціями здійснюється від наявних мереж:
а) водопостачання – від існуючих міських мереж;
б) енергозабезпечення – від діючих електромереж;
в) зв'язок – від мереж телекомунікацій, що функціонують на майданчику.

Матеріально-технічне забезпечення будівництва передбачає використання: збірних бетонних і залізобетонних конструкцій; готових бетонно-розчинних сумішей; цегли; асфальтобетону; Матеріали доставляються з міста Житомира, а щебінь, пісок, бутовий камінь і висівки постачаються з місцевих кар'єрів.

2. Загальна нормативна тривалість будівництва становить 1,44 місяця (32 робочі дні), у тому числі підготовчий період – 0,2 місяця.
3. Початок будівництва заплановано на II–III квартали 2025 року.
4. Для організації будівництва газопроводу обрана потоково-суміщена схема. Вибір організаційно-технологічних рішень, методів виконання будівельно-монтажних робіт, а також підбір машин і механізмів визначаються в проекті виконання робіт. Монтажні та трубокладальні операції здійснюються згідно з типовими технологічними картами, які входять до складу ПВР.
5. До початку підготовчого періоду необхідно вирішити питання матеріально-технічного забезпечення, оформити фінансування та укласти підрядний договір.

Підготовчий період. Перед початком підготовчого періоду повинні бути завершені: відвід земельної ділянки для будівництва, укладений підрядний договір, вирішені питання забезпечення матеріалами та фінансування [3]. Відповідно до нормативних вимог, на підготовчому етапі виконуються наступні роботи [3]:

1. Відведення та освоєння будівельного майданчика;
2. Створення замовником опорної геодезичної мережі (встановлення висотних реперів, винос траси газопроводу в натуру);
3. Інженерна підготовка майданчика;
4. Організація тимчасового господарства: облаштування тимчасових приміщень та споруд для потреб будівельників і господарства;
5. Розчищення та розпланування будівельної смуги;
6. Будівництво тимчасових доріг, а також постійних і тимчасових мереж водопостачання, електропостачання і зв'язку;
7. Доставка основних конструкцій та матеріалів на майданчик, розвезення труб по трасі газопроводу;
8. Огородження будівельного майданчика;
9. Забезпечення працівників, зайнятих на будівництві, привізною питною водою.

Основний період. Будівництво, монтаж, випробування та прийняття в експлуатацію систем газопостачання здійснюються відповідно до вимог нормативних документів [1], [2] силами спеціалізованих монтажних організацій. Перед початком монтажних робіт на газопроводі обов'язковим є виклик представників організацій, що експлуатують підземні інженерні мережі та споруди, для проведення спільного обстеження траси [3]. Земляні роботи. Виконання основних земляних робіт передбачається за допомогою комплексу машин, до складу якого входять:

- бульдозер марки ДЗ-53 на базі трактора потужністю 100 к.с., який застосовується для рекультивації та засипки траншей газопроводів;
- екскаватор марки ЕО-2621 з ковшем об'ємом 0,25 м³, призначений для розробки траншей під газопровід.

Глибина закладання газопроводу встановлена на рівні 1,2 м від поверхні до верхньої частини труби, та 1,5 м до верхньої частини футляру, із урахуванням профілю траси. Прокладання газопроводу передбачається на штучній основі, що складається з піщаного шару товщиною 10 см, на який після укладання труби засипають додатково піщаний ґрунт до висоти 20 см [2]. Земляні роботи планується виконувати у талому ґрунті. У разі роботи в водонасичених ґрунтах для збору і відведення ґрунтових вод застосовують відкриту систему водовідведення [3]. Траншеї із проложеними трубами засипають у два етапи: спочатку ущільнюють пазухи та засипають піщаним ґрунтом до рівня 20 см вище труби, після чого залишок траншеї засипають бульдозером з подальшим ручним розрівнюванням ґрунту та ущільненням пневматичними трамбівками [2]. Під час проведення земляних робіт необхідно суворо дотримуватися вимог розділу 9 ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві». Розробка ґрунту при врізанні в існуючий газопровід, а також при перетині з підземними кабелями, здійснюється вручну. В разі проходження газопроводу під кабелем, останній розміщується у футлярі з азбестоцементної труби для захисту.

Монтажні та трубоукладальні роботи. Труби, вузли та деталі газопроводу доставляються на будівельну трасу централізовано автотранспортом. Поліетиленові труби постачаються у бухтах або на котушках, а також у вигляді прямих відрізків [2]. Розвантаження та укладання плітей труб у траншею здійснюється за допомогою автокрана марки КС-1562Д. Розмотування труб із бухт або катушок повинно проводитись при температурі навколишнього повітря не нижче +5°C [2]. У випадку більш низьких температур необхідно забезпечити попередній підігрів труб у бухтах або на катушках до температури не нижче +5°C [2]. Укладання газопроводу в траншею допускається не раніше ніж через 30 хвилин після завершення зварювання останнього з'єднання. Процес укладання виконується з використанням м'яких чалочних пристроїв, таких як конопляний канат або брезентовий рушник. Забороняється скидати труби та зварені нитки з брівки траншеї, а також переміщати їх по дну траншеї волоком. При цьому дозволяється розмотування труб із бухт або катушок безпосередньо з платформи укладальної машини, що забезпечує безперервне розмотування. Рекомендована швидкість розмотування становить 0,8–1,0 км/год [2].

Під час укладання газопроводу в траншею виконуються заходи, спрямовані на зниження напруги в трубах, що виникають внаслідок температурних коливань у процесі експлуатації. Труби повинні вільно опускатися в траншею без натягу, скруток та пережимів. Трубоукладальні роботи проводяться під безпосереднім керівництвом інженерно-технічного персоналу (ІТП).

Перетин газопроводу з автодорогою здійснюється відкритим способом. На ділянці перетину газопровід укладається в металевий кожух. Монтажні та трубоукладальні роботи виконуються відповідно до типових технологічних карт. Під час виконання монтажу та укладання труб необхідно суворо дотримуватись вимог розділу 12 ДБН А.3.2-2:2009* «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві» (пункти 12.29-12.30, 12.32-12.33, 12.39-12.40).

З'єднання поліетиленових труб між собою здійснюється методом терморезисторного зварювання, а з'єднання поліетиленових труб зі сталевими – за допомогою спеціальних з'єднань PE/STAL. Над поліетиленовим газопроводом на висоті 400–500 мм необхідно укласти попереджувальну полімерну стрічку жовтого кольору шириною не менше 200 мм з незмивним написом «Обережно! ГАЗ» [2].

Будівництво, монтаж, випробування та прийняття в експлуатацію системи газопостачання проводяться відповідно до чинних вимог [2].

Ізоляційні роботи включають покриття надземного газопроводу зі сталевих електрозварних труб двома шарами олійної фарби. Підземні сталеві футляри ізолюються від корозії нанесенням «дуже посиленої» антикорозійної ізоляції з полімерних липких стрічок. Основними матеріалами для ізоляції є толь та полімерна ізоляційна стрічка. У місцях входу та виходу газопроводів із землі поверхня покривається захисним покриттям «дуже посиленого» типу із липких стрічок на висоту 0,5 м від рівня ґрунту. При виконанні ізоляційних робіт обов'язкове дотримання вимог розділу 8 ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві».

Зварювальні роботи виконуються з використанням труб та деталей, що пройшли вхідний контроль якості шляхом візуального огляду, результати якого оформлюються відповідним протоколом [2]. До початку робіт на об'єкті уточнюються технологічні параметри зварювального процесу на основі зварювання, вимірювального контролю та механічних випробувань не менше одного з'єднання (при терморезисторному зварюванні) [2].

Зварювальні роботи проводяться із застосуванням атестованого обладнання. Усі зварні з'єднання підлягають 100% візуальному контролю в процесі виконання робіт. Під час монтажу газопроводів приймаються заходи для запобігання засміченню порожнини труб. Візуальний стан зварних з'єднань має відповідати вимогам нормативних документів. Забраковані зварні шви не підлягають ремонту і підлягають видаленню [2].

3.2 Обґрунтування форм, розмірів траншей для газопроводів

Земляні роботи, пов'язані з розробкою траншей і котлованів, мають здійснюватися лише після виконання розбивки траси газопроводу, визначення її меж, а також встановлення попереджувальних знаків, що інформують про наявність підземних інженерних комунікацій на відповідній ділянці [16].

Глибина траншеї **поліетиленового газопроводу** визначається виходячи із глибини закладання газопроводу $H_{закл}$ та зовнішнього діаметру ПЕ труби $D_{зовн}$ [16]:

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

де $H_{закл}$ – глибина закладання газопроводу, $H_{закл} = 1,2\text{м}$ [2].

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

При вкладанні поліетиленових газопроводів необхідно виконувати основу під газопровід із піщаного ґрунту, тому остаточна глибина траншеї, для визначення обсягів земляних робіт, буде більшою на висоту основи [16]:

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

де Δ – товщина основи під газопровід, яка повинна бути не менше $0,1\text{м}$ [2].

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

Визначаю остаточні глибини траншеї для всіх діаметрів вуличного газопроводу, інші особливості прокладання газопроводу (в т.ч. безтраншейне прокладання та місця перетинів з іншими комунікаціями (шурфи) та складаю вихідні дані для обрахунку об'ємів земляних робіт.

$\text{Ø}63 \times 3,6\text{мм}$	$H_{тр.ост1} = 1,363\text{м}$	$L_1 = 423\text{м}$	$l_{шурф1} = 2,5\text{м}$
$\text{Ø}50 \times 2,9\text{мм}$	$H_{тр.ост2} = 1,35\text{м}$	$L_2 = 1369\text{м}$	$l_{шурф2} = 2\text{м}$
Усього:		$\Sigma L_{траси з/д\gamma} = 1792\text{м}$	$\Sigma l_{шурф. заг} = 4,5\text{м}$

Відкрите розроблення траншей вуличних газопроводів буде проводитися на довжині **1792м**.

Відповідно до ДБН А.3.2-2:2009* «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві», «Правила виконання приймання робіт» траншеї з прямими стінками допускається розробляти при глибині в **піщаних** та гравелистих ґрунтах до – **1м**.

Якщо ґрунт **пісок**, із попередніх розрахунків відомо, що $H_{тр.ост}$ **більше 1,0м** то траншея повинна мати - **косі стінки**.

В цьому розділі проекту, як приклад 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 - $D_{зов} + 0,3\text{м}$, але не менше $0,7\text{м}$ [16].

Фактична **ширина траншеї по дну** буде залежати від ширини ковша екскаватора та величини осипання ґрунту [16]:

$$B = B_{ковша} + S, \text{ м} \quad (3.3)$$

$B_{ковша}$ – ширина ковша екскаватора, м (із технічних характеристик екскаваторів). Попередньо підбираю марку екскаватора ЕО **2621**, з ємністю ковша **$0,25\text{м}^3$** та із шириною ковша $B_{ковша} = 0,65\text{м}$ [16];

S – надбавка на осипання ґрунту, м: для пісків і супісків $S = 0,15\text{м}$ [16];

Отже ширина траншеї по дну буде становити:

$$B = 0,65 + 0,15 = 0,8\text{м}$$

Ширина траншеї по верху B_1 , визначаю за формулою [16]:

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

a – закладання укосу, м;

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

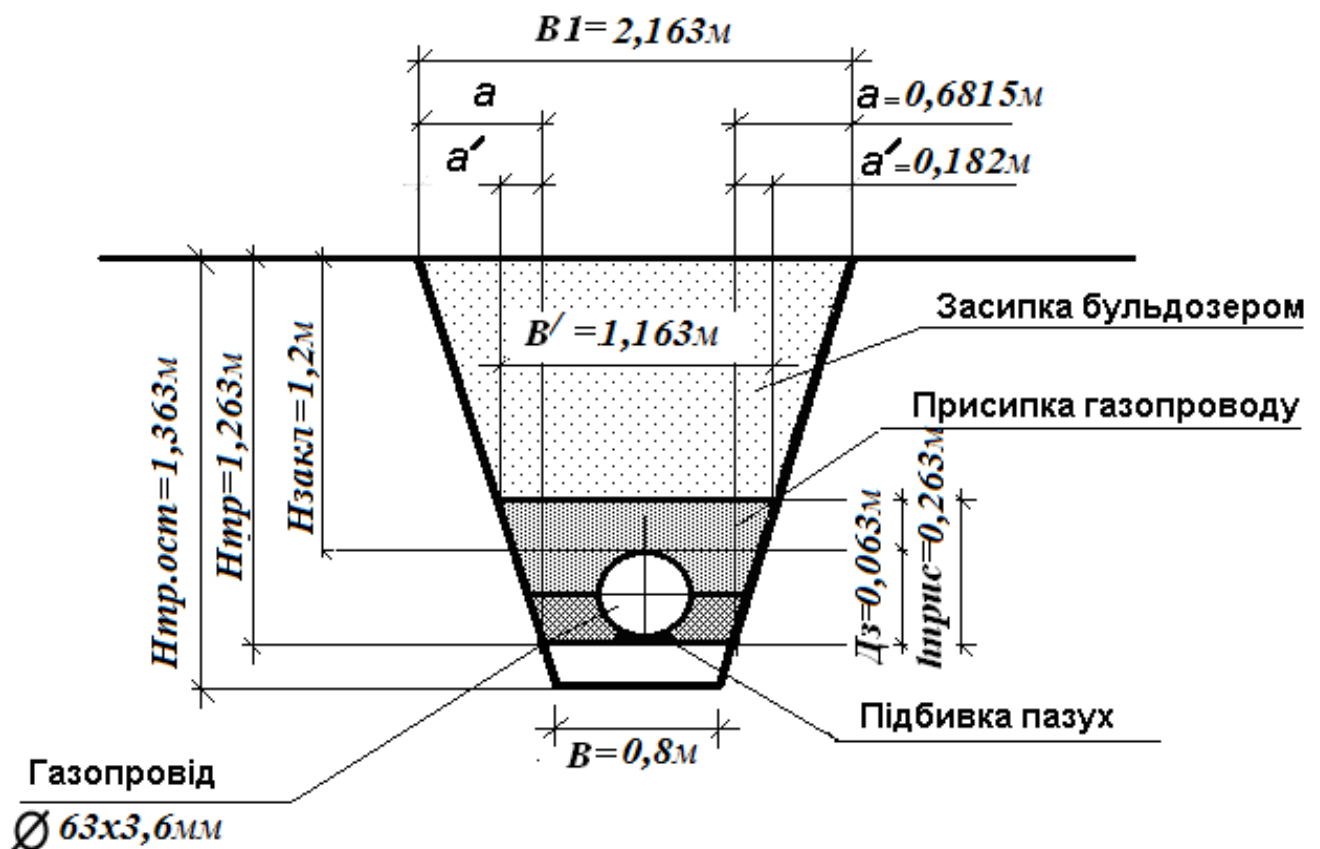
m – коефіцієнт крутизни укосу, залежить від виду ґрунту та глибини траншеї (для піску при глибині траншеї понад 1,0м, $m = 0,5$) [16].

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

$$B_1 = 0,8 + 2 \cdot 1,363 \cdot 0,5 = 2,163\text{м}$$

Викреслюю поперечний переріз траншеї з визначеними розмірами, відповідно до розрахунків.

Рис. 2.1 Поперечний профіль траншеї



3.3 Підрахунок об'ємів земляних робіт

При будівництві газопроводів роботи з розробки ґрунту розпочинаються з ручного копання шурфів у місцях врізання газопроводу та на ділянках перетину з іншими інженерними мережами. Наступним етапом виконується риття траншей за допомогою екскаватора, при цьому через нерівності дна, що утворюються екскаватором, необхідне додаткове ручне підчищення дна траншей. Окрім цього, вручну виконуються роботи з розширення приямків для зварювання неповоротних стиків, а також розробка котлованів малого обсягу. [16].

Розробка траншей:

1. Об'єм ґрунту, що розробляється при копанні шурфів [16]:

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

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

$l_{\text{шурф заг}}$ – загальна довжина шурфів на ділянці газопроводу;

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

$l_{\text{шурфа}}$ – довжина одного шурфу (приймають 1-2 метри) [16];

n – кількість шурфів (по факту).

$$V_{\text{шурф1}} = \frac{0,8 + 2,163}{2} \cdot 1,363 \cdot 4,5 = 5,05 \text{ м}^3$$

2. Об'єм ґрунту, що розроблюється екскаватором [16]:

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

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 м³ то $C = 0,1$ м) [16].

$$V_{\text{екск1}} = \frac{0,8 + 2,163}{2} \cdot (1,363 - 0,1) \cdot (423 - 2,5) = 786,81 \text{ м}^3$$

3. Об'єм ручного добору ґрунту [16]:

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

$$V_{\text{руч. доб1}} = 0,8 \cdot 0,1 \cdot (423 - 2,5) = 33,64 \text{ м}^3$$

4. Загальний об'єм робіт по уширенню приямків [16]:

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

$$V_{\text{приям1}} = (786,81 + 33,64) \cdot 1\% = 8,2 \text{ м}^3$$

5. Загальний об'єм ґрунту, що розробляється вручну [16]:

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

$$V_{\text{заг. розр. вруч}} = 143,0 + 34,5 + 9,03 = 186,53 \text{ м}^3$$

6. Загальний об'єм робіт по розробці траншеї [16]:

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

$$V_{\text{заг. розр}} = 3307,22 + 186,53 = 3493,75 \text{ м}^3$$

Зворотна засипка траншеї:

7. При вкладанні поліетиленових трубопроводів необхідно **влаштовувати основу під газопровід із піщаного ґрунту** (роботи виконують вручну) цей об'єм визначається за формулою [16]:

$$V_{\text{основи}} = \Delta \cdot B \cdot L, \text{ м}^3 \quad (3.13)$$

$$V_{\text{основи}} = 0,1 \cdot 0,8 \cdot 423 = 33,84 \text{ м}^3$$

Після вкладання газопроводу в траншею вручну виконують такі роботи: підбивку пазух, засипання напрямків, влаштування присипки та засипання шурфів [16].

Для визначення об'єму влаштування постелі та присипки спершу необхідно встановити висоту присипки $h_{\text{прис}}$, так як присипку вручну виконують на 20-25см вище труби [16]:

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

$$h_{\text{прис}} = 0,063 + 0,2 = 0,263 \text{ м}$$

8. Обсяг робіт по присипці газопроводу необхідно зменшити на **об'єм, який займає газопровід** [16]:

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

де $\pi = 3,14$;

L – довжина ділянки газопроводу, м;

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

$$V_{\text{труби}} = \frac{3,14 \cdot 0,063^2}{4} \cdot 423 = 1,32 \text{ м}^3$$

9. Об'єм влаштування присипки газопроводу вручну [16]:

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

$$V_{\text{прис}} = \left(\frac{0,8 + 1,163}{2} \cdot 0,263 \cdot (423 - 2,5) \right) - 1,32 = 107,23 \text{ м}^3$$

10. **Загальний об'єм ґрунту, що засипається вручну:** влаштування основи, підбивка пазух, засипання шурфів та напрямків і влаштування присипки газопроводу [16]:

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

$$V_{\text{заг. прис. вручну}} = 143,36 + (9,03 - 0,1 \cdot 0,8 \cdot 4,5) + 34,5 + 437,75 = 624,28 \text{ м}^3$$

Після присипки вручну проводять засипання траншеї бульдозером [16].

11. Об'єм робіт по засипанню траншеї бульдозером [16]:

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

$$V_{\text{зас. бульд}} = \frac{1,163 + 2,163}{2} \cdot (1,363 - 0,1 - 0,263) + (423 - 4,5) = 699,29 \text{ м}^3$$

12. Загальний обсяг робіт по засипанню траншеї [16]:

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

$$V_{\text{заг.зас.}} = 624,28 + 2954,84 = 3579,12 \text{ м}^3$$

13. Об'єм зайвого ґрунту, що підлягає вивезенню (ґрунт, що витісняється трубою, об'єм ґрунту основи із піщаного ґрунту та збільшення об'єму ґрунту, що враховується коефіцієнтом кінцевого рихлення K_2) [16]:

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

де $V_{\text{кінц.рихл.}}$ – об'єм кінцевого рихлення який залежить від показника кінцевого рихлення ґрунту K_2 (для піску $K_2 = 1\%$) [16].

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

$$V_{\text{кінц.рихл.}} = 3493,75 \cdot 1\% = 34,94 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вивозу п.е.}} = 4,0 + 143,36 + 437,75 + 34,94 = 620,05 \text{ м}^3$$

14. Щоб перевірити правильність проведення розрахунків необхідно скласти баланс земляних робіт. Нев'язка в підведенні балансу не повинна перевищувати $\pm 5\%$ [16]:

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

$$\frac{3493,75 - (3579,12 + 4,0 + 34,94)}{(3579,12 + 4,0 + 34,94)} \cdot 100 = -3,44\%$$

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

№ ділянки таб. IV	Довжина ділянки	Глибина закл.-ня	Зовн. діаметр	Ширина ковша екс- ра	Коеф. крутизни укосу	Товщ. основи.	Вкличина ручного добору,	Вкличина осипання грунту,	Довж. шурфів	Глибина траншеї
$L, м$	$H_{закл.}, м$	$D_{зовн.}, м$	$B_{ковша}, м$	m	$\Delta, м$	$C, м$	$S, м$	$L_{шурф.зас.}, м$	$H_{тр.}, м$	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	423	1,2	0,063	0,65	0,5	0,1	0,1	0,15	2,5	1,263
2	1369	1,2	0,05	0,65	0,5	0,1	0,1	0,15	2	1,25
Усього	1792									

№ піявки таб. V	$D_{закл.}, м$	$H_{прис.осн.}, м$	$B_{з.}, м$	$a_{з.}, м$	$B_{т.}, м$	$V_{шурф.з.}, м^3$	$V_{екск.з.}, м^3$	$V_{руч.доб.}, м^3$	$V_{прис.}, м^3$	$V_{осн.}, м^3$	$V_{труби}, м^3$	$a', м$	$B', м$	$H_{прис.}, м$	$V_{прис.}, м^3$	$V_{зас.під.}, м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	0,063	1,363	0,8	0,6815	2,163	5,05	786,81	33,64	8,20	33,84	1,32	0,182	1,163	0,263	107,23	699,3
2	0,05	1,35	0,8	0,675	2,15	3,98	2520,41	109,36	26,3	109,52	2,69	0,175	1,15	0,25	330,52	2255,55
Усього:						9,03	3307,22	143,0	34,50	143,36	4,001	-	-	-	437,75	2954,84

$$V_{\text{заг.розр.вруч.}}: 186,53 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг.розр.}}: 3493,75 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг.прис.вручну}}: 624,28 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{заг.зас.}}: 3579,12 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{кінц.рихл.}}: 34,94 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{вивозу.}}: 620,05 \text{ м}^3$$

Баланс земляних об'ємів: -3,44%

3.4.Підбір і обґрунтування будівельних машин,механізмів

3.4.1.Вибір екскаватора, інших машин для виконання земляних робіт

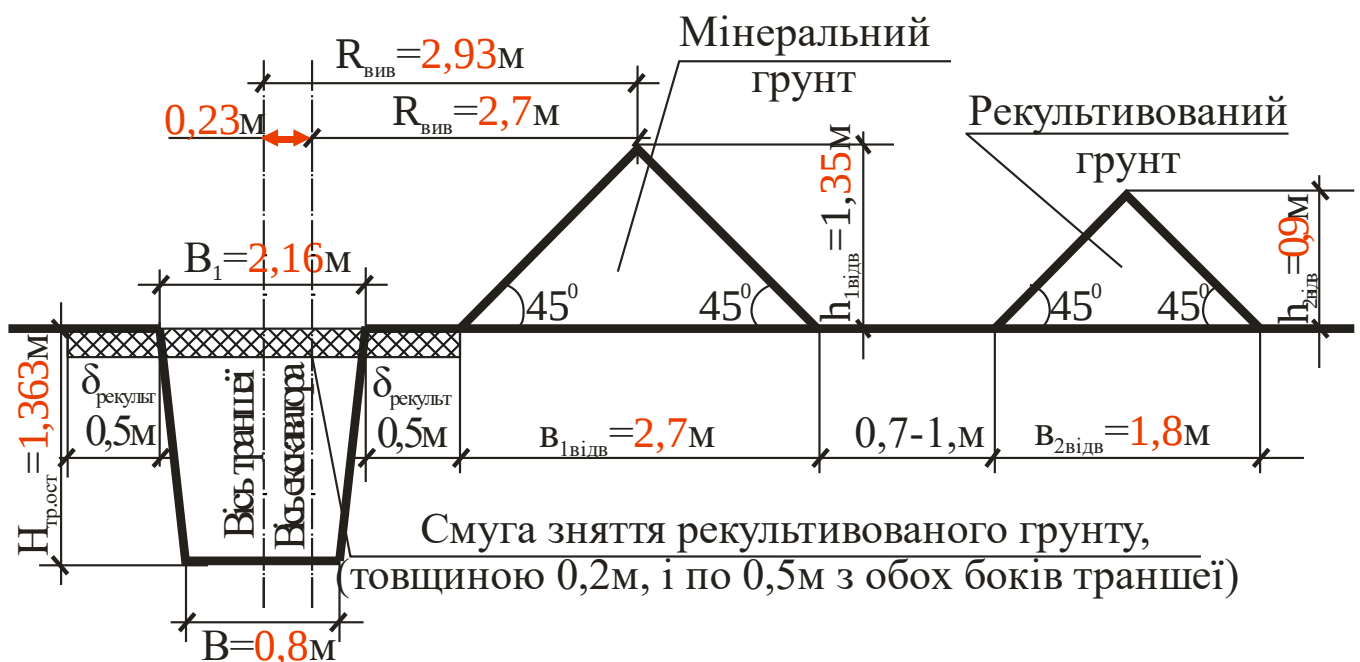
В попередньому розділі проєкту підбрано екскаватор **ЕО2621** з оберненою лопатою на пневмоколісному ході, він має ряд переваг в умовах виконання робіт в сільському населеному пункті [16].

Необхідно провести перевірку робочих параметрів підбраного екскаватора відносно умов проведення робіт. До такої перевірки входить порівняння: 1) глибини копання; 2) висоти вивантаження; 3) радіусу вивантаження з паспортними характеристиками екскаватора [16].

Технічні характеристики екскаватора **ЕО2621** [16]:

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

Для виконання подальших розрахунків необхідно побудувати розрахункову схему.



1. Найбільша глибина копання вибраного екскаватора A , повинна бути більшою або дорівнювати найбільшій глибині траншеї, тобто справджуватися вираз [16]:

$$\frac{H_{тр.ост. MAX}}{1,363\text{м}} \leq A, \\ 1,363\text{м} < 3\text{м} - \text{параметр задовольняє вимогам.}$$

2. Висоту вивантаження визначають враховуючи параметри відвалу ґрунту, який в поперечному перерізі являє собою рівнобедрений трикутник [16].

2.1 Визначаю об'єми відвалів (мінерального та рекультивованого) ґрунтів [16]:

- 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,

$$V_{\text{заг розр}} = 3493,75\text{м}^3;$$

B_1 – середня ширина траншеї по верху, (із попереднього розділу)
 $B_1 = 2,16\text{м};$

$0,2\text{м}$ – товщина шару рекультивованого ґрунту [16];

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

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

$$L_{\text{рекульт}} = 1792 - 262 = 1530\text{м}$$

$\delta_{\text{рекульт}}$ – 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 піску $K_1 = 8 \div 17\%$, для рослинного ґрунту $K'_1 = 20 \div 25\%$ [16] тому приймаю $K_1 = 17\%$ та $K'_1 = 25\%$);

$$V_{1\text{ відвалу}} = (3493,75 - (2,16 \times 0,2 \times 1530)) \times \frac{100 + 17}{100} = 3314,4\text{м}^3$$

$$V_{2\text{ відвалу}} = (2,16 + 2 \times 0,5) \times 0,2 \times 1530 \times \frac{100 + 25}{100} = 1208,7\text{м}^3$$

2.2 Визначаю площу поперечного перерізу відвалу ґрунту [16]:

$$F_{1\text{ відс}} = \frac{V_{1\text{ відс}}}{L_{\text{відкрита розробка}}}, \text{ м}^2 \quad (3.23);$$

$$F_{2\text{ відс}} = \frac{V_{2\text{ відс}}}{L_{\text{рекульт}}}, \text{ м}^2 \quad (3.24);$$

$$F_{1\text{ відс}} = \frac{3314}{1792} = 1,85\text{м}^2;$$

$$F_{2\text{ відс}} = \frac{1208,7}{1530} = 0,8\text{м}^2$$

2.3 Визначаю висоту відвалів, враховуючи, що в природному насипі величина кутів укосу відвалу становить 45° , тому поперечний переріз відвалу являє собою рівнобедрений трикутник, виходячи з цього визначаю висоти відвалів [16]:

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

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

$$h_{1\text{ відс}} = \sqrt{1,85} = 1,35\text{м};$$

$$h_{2\text{ відс}} = \sqrt{0,8} = 0,9\text{м}$$

2.4 **Ширину відвалів** визначаю за формулами [16]:

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

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

$$B_{1відв} = 2 \times 1,35 = 2,7 \text{ м}$$

$$B_{2відв} = 2 \times 0,9 = 1,8 \text{ м}$$

Для перевірки висоти вивантаження та радіусу вивантаження достатньо порівнювати параметри тільки відвалу з мінеральним ґрунтом, так як пересування рекультивованого ґрунту буде здійснюватися бульдозером [16].

2.5 Висота вивантаження екскаватора повинна бути більшою на 40-50см від висоти відвалу мінерального ґрунту [16], що становить $h_1 = 1,35 \text{ м}$, тобто $1,35 + 0,5 = 1,85 \text{ м} < 2 \text{ м}$ – найбільша висота вивантаження екскаватора **ЕО 2621** – параметр задовольняє вимоги.

2.6 Радіус вивантаження визначається [16]:

$$R_{\text{вивант}} = \frac{B_1}{2} + 0,5 + \frac{B_{1відв}}{2}, \text{ м} \quad (3.29);$$
$$R_{\text{вивант}} = \frac{2,16}{2} + 0,5 + \frac{2,7}{2} = 2,93 \text{ м};$$

Радіус вивантаження за найбільшої висоті вивантаження екскаватора ЕО2621 становить 2,7м і є меншим за розрахунковий радіус вивантаження 2,93м. Тому щоб екскаватор міг здійснювати копання траншеї та безпечне вивантаження ґрунту необхідно вісь екскаватора змістити відносно осі траншеї ближче до відвалу на 0,23м, що є допустимою умовою.

Висновок: За вищевикладеними розрахунками можна зробити висновок, що екскаватор ЕО 2621 з його технічними характеристиками, які задовольняють вимоги проведення земляних робіт при умові зсуву осі екскаватора ближче до відвалу на 0,23м.

Вибір трамбівки:

Для ущільнення ґрунту після присипки вручну підбираю трамбівку [16]:

- 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:

Для остаточного засипання траншеї до проєктних відміток, підбираю бульдозер потужністю 75-96кВт, що рекомендовано використовувати для розробки ґрунтів І-ІІ категорії важкості розробки [16].

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:

Після засипки бульдозером виконують ущільнення ґрунту катком [16]:

- 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 у комплексі із екскаватором

На будівництві підземного газопроводу екскаватор є провідною машиною, оскільки виконує найбільш трудомісткі земляні роботи. Для забезпечення комплексного виконання земляних робіт поряд із бульдозером необхідно залучити самоскид, який відповідатиме за вивезення надлишкового ґрунту та працюватиме у зв'язці з екскаватором [16].

Для роботи разом із однокішшевим екскаватором ЕО-2621 із ковшем об'ємом 0,25 м³ рекомендується використовувати самоскиди вантажопідйомністю 3–5 тонн, проте залежно від обсягу ґрунту та відстані його вивезення допустиме застосування автомобілів більшої вантажопідйомності [16].

1. Приймаю самоскид **МАЗ – 503Б** з об'ємом кузова 5 м³, вантажопідйомністю 7 т [16].

2. Визначаю кількість рейсів автомобіля для вивезення надлишкового ґрунту [16]:

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

де $V_{\text{вивозу}}$ – загальний об'єм ґрунту, що підлягає вивезенню (із розділу 3.3 $V_{\text{вивозу}} = 620,05 \text{ м}^3$);

$V_{\text{кузова}}$ – об'єм кузова прийнятого самоскида, $V_{\text{кузова}} = 5 \text{ м}^3$ [16];

K_1 – коефіцієнт, що враховує повноту заповнення кузова, $K_1 = 0,9$ [16].

$$N_{\text{рейсів}} = \frac{620,05}{5 \times 0,9} = 137,8 = 138 \text{ рейсів}$$

3. Визначаю час транспортної операції [16]:

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

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 визначаю [16]:

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

де L_x – відстань вивезення надлишкового ґрунту (із завдання на дипломне проєктування $L_x = 5 \text{ км}$);

v – середня швидкість руху самоскида без вантажу, приймають 45–60 км/год. [16];

K – коефіцієнт зміни швидкості, $K = 0,5$ [16].

$$t_{\text{х.п.}} = \frac{5}{45 \times 0,5} = 0,222 \text{ год.}$$

3.2 Визначаю час завантаження кузова автомобіля [16]:

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

де $H_{\text{часу}}$ – норма часу в машино-годинах на розробку 1 м³ ґрунту I категорії для піску (в щільному стані) з навантаженням на самоскид екскаватором 0,25 м³ (із РЕКН розцінка 1-18-4 $H_{\text{часу}} = 0,14782 \text{ маш.-год.}$);

K_1 – коефіцієнт заповнення кузова, $K_1 = 0,9$ [16].

$$t_{\text{завант.}} = 5 \times 0,14782 \times 0,90 = 0,665 \text{ год.}$$

3.3 Визначаю час переїзду автомобіля з вантажем [16]:

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

де L_x – відстань вивезення надлишкового ґрунту, із завдання $L_x=5$ км;
 v_p – середня швидкість руху самоскида з вантажем, $v_p = 40$ км/год. [16];
 K – коефіцієнт зміни швидкості, $K = 0,5$ [16].

$$t_{p.n} = \frac{5}{40 \times 0,5} = 0,25 \text{ год.}$$

3.4 Час розвантаження для автомобіля самоскида 1,8 хв. – приймають для підрахунків 0,1 год [16].

Загальний час транспортної операції, згідно формули (3.34) буде становити:

$$t_{mp.oper} = 0,222 + 0,665 + 0,25 + 0,1 = 1,237 \text{ год.}$$

4. Визначаю загальні затрати часу по вивезенню надлишкового ґрунту [16]:

$$T_{заг.сам.} = N_{рейсів} \times t_{mp.oper.} = 130 \times 1,237 = 160,81 \text{ год.} \quad (3.37)$$

Враховуючи, нормативну тривалість робочої зміни для механізмів $T_{зм.} = 6,82$ год. та максимальний коефіцієнт перевиконання робіт $K_{max} = 1,2$ [16] тривалість вивезення надлишкового ґрунту буде становити:

$$T_{сам.зм} = \frac{T_{заг.сам.}}{T_{зм.} \cdot K_{max}} = \frac{160,81}{6,82 \cdot 1,2} = 19,6 \approx 20 \text{ робочих змін.} \quad (3.38)$$

5. Визначаю тривалість виконання робіт по риттю траншеї екскаватором [16] (див. об'єми із розрахунки табл.3.3 та 3.4) :

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

$$T_{екскав.зм} = \frac{(3307,22 - (2,16 \cdot 0,2 \cdot 1530) - 620,05 + 0) \cdot 0,09408 + 620,05 \cdot 0,14782}{6,82 \cdot 1,2} = 34,5 \approx 35 \text{ роб.зм.}$$

З врахуванням нормативної тривалості будівництва, копання екскаватором ЕО2621 необхідно здійснити у 2 зміни)

Висновок: Згідно з проведеними розрахунками, екскаватор ЕО-2621 виконає розробку траншеї за 35 робочих змін, тоді як обраний самоскид МАЗ-503Б забезпечить вивезення надлишкового ґрунту за 20 робочих змін, що відповідає встановленому темпу виконання робіт. Отже, для вивезення надлишкового ґрунту достатньо одного самоскида МАЗ-503Б. Для підвищення ефективності використання самоскида доцільно додатково залучити його для доставки будівельних матеріалів на майданчик протягом 15 робочих змін.

Підбір автокрана [16]:

Для розвантаження: бухт поліетиленових труб та інших матеріалів та обладнання для будівництва газопроводу підбираю автокран маркою КС-1562Д [16] :

Вантажопідйомність: максимальна – 4т, при роботі на виносних опорах – 4÷1т, а без опор – 1÷0,4т.

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÷2,3об/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 та дорожніх машинах і механізмах визначена на підставі фізичних об'ємів робіт і норм виробітку будівельних і дорожніх машин і механізмів [16].

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 [16].

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 [16].

Компресорна станція - **ПКС – 35** – для проведення продувки та випробувань: потужність – 3,5 м³/хв, робочий тиск стиснутого повітря 680 кПа [16].

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 [16].

Для виконання будівельних робіт також необхідне таке обладнання [16]:

- генератор ацетиленовий **П – 50**, 1 – **ВР – 1,25** – 1шт;
- малогабаритний бітумо-варочний 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 забезпечення виконання обсягів вантажоперевезень необхідне також використання таких транспортних засобів: бортового автомобіля, бортового причепа та напівпричепа, а також спеціального автомобіля для перевезення робочих [16]. Окрім зазначених машин і механізмів, комплексна будівельна бригада повинна бути забезпечена нормокомплектом машин, інструментів, приладів та обладнання для виконання будівельно-монтажних робіт [16].

Перелік нормо-комплекту оснащення будівельної бригади машинами, обладнання, інструментами та приладами [16]

I. Для вхідного контролю труб, деталей та контроль зварювання [16]:

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 [16]:

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 [16]:

Опори переносні регулюючі – 4шт; Лежні – 2шт; Комплект для нагріву інструменту типу теплоакумулятора (ТА): газовий пальник – 1шт; балон 50л – 1шт; регулятор тиску – 1шт; Ножівка по дереву (мілкозубна) або по металу ручна чи механізована – 1шт; Пристосує. 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 [16]:

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

V. Збирання та зварювання з'єднань «поліетилен-сталь» із сталевими трубами [16]:

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 [16]:

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

VII. Випробування трубопроводу [16]:

Шланг дюритовий – 5-10м; Манометр – 2шт; Кран $\frac{3}{4}$ " – 1шт; Сталева заглушка – 2шт; Відвідна трубка – 1шт; Фланцеве з'єднання – 1шт.

3.5 Підрахунки затрат праці

3.5.1 Визначення затрат праці (об'єми БМР, склад ланок, калькуляція трудових затрат)

Для визначення загальної трудомісткості будівництва газопроводу необхідно визначити обсяги будівельно-монтажних робіт та скласти калькуляцію трудових затрат таблиця 3.3. Об'єми будівельно-монтажних робіт підраховують в одиницях прийнятих в збірниках РЕКН на будівельно-монтажні та ремонтні роботи.

Таблиця 3.2 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	$\frac{(2,16+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 1530}{1000}$	0,967
2	Додавати на кожні наступні 10м переміщ. ґрунту	1000 м ³	$\frac{(2,16+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 1530}{1000}$	0,967
3	Розробка ґрунту вручну в місцях перетину з іншими комунікаціями	100 м ³	$\frac{9,031}{100}$	0,09
4	Підвішування підземних комунікацій та їх розбир.	1 км	$\frac{4,5}{1000}$	0,0045
5	Розробка ґрунту у відвал екскаватором, об'єм ковша 0,25м ³	1000 м ³	$\frac{3307,218 - (2,16 \times 0,2 \times 1530) - 620,049 + 0}{1000}$	2,026
6	Розробка ґрунту на самоскид екскаватором, об'єм ковша 0,25м ³	1000 м ³	$\frac{620,049}{1000}$	0,62
7	Доробка ґрунту вручну (підчистка дна та стінок траншей)	100 м ³	$\frac{143,0 + 34,502}{100}$	1,775
8	Улаштування піщаної основи під газопроводи	100 м ³	$\frac{143,36}{100}$	1,4336
9	Улаштування тимчасових перехідних містків	100 м ²	$N_{перех.міст} = 1792 : 50 \text{ м} = 36 \text{ шт}$ $F_{містків} = 36 \times 2 \text{ м}^2 : 100 \text{ м}^2$	0,72
10	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції на футляри: Ø152х3,2мм; Ø102х3мм та Ø76х3мм	1 км	$\frac{7}{1000}$ $\frac{66+312}{1000}$	0,007 0,378
11	Вкладання ст.труб футлярів: Ø150мм; Ø100мм; Ø65мм	1 км	$\frac{7}{1000}$ $\frac{66+312}{1000}$	0,007 0,378
12	Протягування п/е труби у футляр: Ø63, Ø50, Ø32мм	100 м	$\frac{7+66+312}{100}$	3,85
13	Зароблення кінців футляра	1 футл	1+4+32 футляр	37

14	Улаштування контрольних трубок (для футлярів)	1 трубка	1+4+32 контр.тр. під ковер	37
15	Вкладання п/е труб з пневматичним випробуванням: Ø63мм, Ø50мм та Ø32мм.	1000 м	$\frac{423}{1000} \frac{1369+865}{1000}$	0,423 2,234
16	Встановлення п/е фасонних частин: трійників	10 шт	ТЕ 63мм-2шт; OS 63/32-12шт OS 50/32-64шт (2+12+64)/10	7,8
17	Встановлення п/е фасонних частин: відводів, колін, перехідників, заглушок, муфт	10 шт	коліно KE 63мм-2шт коліно KE 50мм-1шт муфти ME 63мм-6шт муфти ME 50мм-14шт муфти ME 32мм-76шт перехід RE 63/50мм-3шт заглушки ZE 50-3шт (2+1+6+14+76+3+3)/10	10,5
18	Буріння ям бурильно-крановими машинами під КБРТ	100 ям	$\frac{76}{100}$	0,76
19	Улаштування основи із щебеню під опори КБРТ	м³	76×0,054	4,104
20	Улаштування фундаментів під опори КБРТ	100 м³	$\frac{76 \times 0,22}{100}$	0,1672
21	Монтаж опор під КБРТ	т	$\frac{76 \times 75,1}{1000}$	7,708
22	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції на футляр будинкового вводу Ø до 50мм	1 км	$\frac{76 \times 2}{1000}$	0,152
23	Улаштування цокольного вводу (будинковий ввід) Ø до 50мм	1 шт	76	76
24	Присднання цокольного вводу (муфта чи перех.)	10 шт	перех RE 32/25мм-75шт муфта ME 32мм-1шт $\frac{75+1}{10}$	7,6
25	Вкладання ст. труб (футляр) цокольного вводу	1 км	$\frac{76 \times 2}{1000}$	0,152
26	Протягування п/е труб Ø25 у футляр	100 м	$\frac{76 \times 2}{100}$	1,52
27	Зароблення футляру будинкового вводу пінополіуританом	1 сал'єнік	76	76
28	Установлення козирків із листа (зонт над будинковим вводом)	м²	76×0,2	15,2
29	Монтаж металевих шаф	т	$\frac{76 \times 9,6}{1000}$	0,73
30	Встановлення регуляторів типу DSR з лічильником	1 шт	76 штук	76

31	Обсипання газопроводу піщаним ґрунтом	100 м³	$\frac{624,28-143,36}{100}$	7,676
32	Ущільнення ґрунту пневматичними трамбівками	100 м³	$\frac{624,28}{100}$	6,243
33	Укладання п/е сигнальної стрічки «Обережно ГАЗ» з металевим проводом над газопроводом	100 м	$\frac{1792}{100}$	17,92
34	Засипка траншеї бульдозером	1000 м³	$\frac{2954,84-(2,16 \times 0,2 \times 1530)+0}{1000}$	2,294
35	Повернення родючого шару ґрунту з відвалу (бульдозером)	1000 м³	$\frac{(2,16+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 1530}{1000}$	0,967
36	Додавати на кожні наступні 10м переміщення	1000 м³	$\frac{(2,16+2 \times 0,5) \times 0,2 \times 1530}{1000}$	0,967
37	Ущільнення ґрунту катком	1000 м³	2,294+0,967	3,261
38	Буріння ям бурильно-крановими машинами під пізнавальні стовпчики	100 ям	$\frac{7}{100}$	0,07
39	Влаштування фундаментів під пізнавальні стовпчики	100 м³	$\frac{7 \times 0,35 \text{ м}^3}{100}$	0,0245
40	Встановлення пізнавальних стовпчиків	100 шт	$\frac{7}{100}$	0,07
41	Встановлення додаткових пізнавальних знаків металевих щитків (на стовпчиках, стовпах ЛЕП та будівлях)	100 шт	$\frac{43}{100}$	0,43
42	Продування повітрям г-дів	1000 м	$\frac{423+1369+865}{1000}$	2,657
43	Врізка в діючу мережу Ø63мм	1 вр.	1 врізка	1
44	Улаштування КВП на футлярі	1 шт	6 шт	6

Результати визначення обсягів робіт наведені у таблиці 3.3 у графі 5. Норми часу для будівельників та машиністів визначаються відповідно зі збірників РЕКН №1, 22, 24 та 25 і заносяться у графі 6 та 7. Склад ланки вибирається за ЄНіР та фіксується у графах 10 і 11.

Затрати часу (трудомісткість) будівельників визначаються як добуток значень із граф 5 та 6 і заносяться у графу 8. Аналогічно, затрати часу машин і механізмів розраховуються як добуток граф 5 та 7 і заносяться у графу 9. Сума значень граф 8 та 9 становить загальну трудомісткість будівельно-монтажних робіт з будівництва газопроводу..

Таблиця 3.3 Калькуляція трудових затрат)

№ п/п	№ один. розц РЕКН (ЕНР)	Найменування робіт	Обсяг робіт		Норма часу		Трудовісткість	
			Од. вим.	Кіл-ть	будівель ників люд.-год	машин маш.-год	будівель ників люд.-год	машин маш.-год
I Роботи підготовчого періоду будівництва:								
Усього по роботам підготовчому періоду (20% від робіт основного періоду):							1834,57	497,22
II Роботи основного періоду будівництва:								
1	1-24-5	Зняття рослинного шару та переміщення рекультивованого ґрунту I групи бульдозером 79кВт до 10м	1000м³	0,967	-	13,58	0	13,13
2	1-24-13	Додавати на кожні наступні 10м переміщення, I група ґрунтів	1000м³	0,967	-	11,75	0	11,36
3	1-164-1 к=1,2	Розробка ґрунту I групи вручну в місцях перетину з ін. комунікаціями (відривання шурфів) глибиною до 2м	100м³	0,09	264,79	-	23,83	-
4	22-49-1	Підвішування підземних комунікацій (захист) та їх розбирання	1км	0,0045	111,06	1,49	0,5	0,01
5	1-13-4	Розробка ґрунту I групи у відвал екскаватором із зворотною лопатою об'єм ковша 0,25м³	1000м³	2,026	15,81	94,08	32,03	190,61
6	1-18-4	Розробка ґрунту I групи з навантаженням на самоскид екскаватором, об'єм ковша 0,25м³	1000м³	0,62	39,64	147,82	24,58	91,65
7	1-164-1 к=1,2	Доробка ґрунту I групи вручну (підчистка дна траншеї і уширення приямків)	100м³	1,775	264,79	-	470,0	-
8	1-166-1 (23-1-1)	Улаштування піщаної основи під газопроводи	100м³	1,4336	150,45	-	215,69	-
9	P20-2-1	Улаштування тимчасових перехідних містків (дерев'яні настили, переходи, містки) із подальшим їх розбиранням	100м²	0,72	24,24	1,98	17,45	1,43
10	22-14-5 22-14-3	Нанесення «дуже посиленої» бітумно-гумової ізоляції на футляри: Ø152х3,2мм; Ø102х3мм та Ø76х3мм.	1км	0,007 0,378	450,56 360,8	73,6 11	31,54 136,38	5,15 4,16
11	22-9-5 22-9-3	Укладання сталевих труб (футлярів): Ø до 150мм; Ø до 100мм;	1км	0,007 0,378	777,92 619,52	162,59 173,89	54,45 234,18	11,38 65,73
12	22-47-1	Протягування п/е труб Ø до 100мм (Ø63мм, Ø50мм та Ø32мм) у футляр	100м	3,85	148,54	0,12	571,88	0,46
13	22-48-1	Зароблення кінців футляру (ізоляція футляра) та встановлення д.е опор	1футл.	37	14,06	0,13	520,22	4,81

14	24-114-1	Улаштування контрольних трубок (для футлярів)	1шт	37	5,06	1,38	187,22	51,06
15	22-11-10 22-11-9	Вкладання п/е трубопроводів з пневматичним випробуванням: Ø63мм; Ø50мм та Ø32мм.	1000м	0,423 2,234	455,84 445,28	143,41 137,83	192,82 994,76	60,66 307,91
16	22-34-2	Встановлення п/е фасонних частин, трійників	10шт	7,8	10,76	7,28	83,93	56,78
17	22-34-1	Встановлення п/е фасонних частин: відводів, колін, перехідників, заглушок, муфт	10шт	10,5	7,28	4,94	76,44	51,87
18	1-149-2	Буріння ям для фундаментів під КБРТ	100 ям	0,76	36,65	27,86	27,85	21,17
19	8-3-2	Улаштування основи із щебеню під опори КБРТ	м³	4,104	1,34	0,35	5,50	1,44
20	6-1-14	Улаштування фундаментів під опори КБРТ	100м³	0,1672	936,27	39,64	156,54	6,63
21	9-34-1	Монтаж опор під КБРТ	т	7,708	129,54	1,95	998,49	15,03
22	22-21-1	Нанесення «дуже посиленої» ізоляції з липких стрічок на футляр будинкового вводу Ø до 50мм	1км	0,152	304,48	76,43	46,28	11,62
23	24-101-1	Улаштування цокольного вводу Ø до 50мм	1шт	76	14,95	4,3	1136,20	326,80
24	22-34-1	Приєднання цокольного вводу до дворових вводів (зварювання муфти або перехідника)	10шт	7,6	7,28	4,94	55,33	37,54
25	22-9-1	Вкладання сталевих труб (футляр) Ø50мм будинкового вводу	1км	0,152	537,6	130,83	81,72	19,89
26	22-47-1	Протягування п/е труб Ø25мм у сталевий футляр будинкового вводу	100м	1,52	148,54	0,12	225,78	0,18
27	16-30-1	Заробляння футляру будинкового вводу пінополіуретаном	1 сальн.	76	3,25	-	247,00	-
28	20-22-1	Установлення козирків із листа (зонти над будинковим вводом)	м²	15,2	1,41	0,13	21,43	1,98
29	9-53-2	Монтаж металевих шаф для КБРТ	т	0,73	82,02	1,31	59,87	0,96
30	19-5-1	Встановлення регуляторів типу DSR	шт.	76	7,44	0,43	565,44	32,68
31	1-166-1	Обсипання газопроводу піщаним ґрунтом	100м³	4,8092	150,45	-	723,54	-
32	1-134-1	Ущільнення ґрунту пневматичними трамбівками, ґрунти І та ІІ групи	100м³	6,243	20,2	6,07	126,11	37,90
33	21-13-1	Укладання п/е сигнальної стрічки «Обережно ГАЗ» над газопроводом	100м	17,92	6,26	2,27	112,18	40,68

34	1-27-4	Засипка траншеї бульдозером, I група ґрунтів	1000м³	2,294	-	13,26	-	30,42	
35	1-24-5	Повернення родючого шару ґрунту з відвалу	1000м³	0,967	-	11,54	-	11,16	
36	1-24-13	Додавати на кожні наступні 10м переміщення, група ґрунтів I	1000м³	0,967	-	13,3	-	12,86	
37	1-132-6	Ущільнення ґрунту катком	1000м³	3,261	-	8,47	-	27,62	
38	1-149-2	Буріння ям бурильно-крановими машинами під пізнавальні стовпчики	100 ям	0,07	36,65	27,86	2,57	1,95	
39	6-1-14	Влаштування бутобетонних фундаментів під пізнавальні стовпчики	100м³	0,0245	936,27	39,64	22,94	0,97	
40	27-61-1	Встановлення пізнавальних стовпчиків	100 шт	0,07	110,53	34,44	7,74	2,41	
41	27-84-1	Встановлення додаткових пізнавальних знаків на стовпчиках, стовпах ЛЕП та будівлях	100 шт	0,43	119,16	-	51,24	-	
42	25-120-3	Продування повітрям газопроводу діаметром до 100мм	1000м	2,657	224,2	338,33	595,70	898,94	
43	24-103-1	Врізка в діючу мережу Ø63мм	1 врізка	1	9,72	12,5	9,72	12,5	
44	24-114-2	Улаштування КВП на футлярі	1 шт	6	4,3	0,77	25,8	4,62	
Усього по основному періоду:						9172,87	2486,10		
III Роботи ліквідаційного періоду:									
Усього по роботам ліквідаційному періоду (20% від робіт основного періоду):						1834,57	497,22		

Всього: **Σ12842,02 Σ3456,80**

Загальна сума(гр.8 + гр.9): **16322,56**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» (СНІП 1.04.03-85) розділ 3 §2 «Комунальне господарство» за формулою [16]:

$$T_{\varepsilon} = T_{\min(\max)} \sqrt[3]{\frac{S_{\varepsilon}}{S_{\min(\max)}}}, \text{ міс.} \quad (3.38)$$

де T_{ε} – екстрапольована нормативна тривалість будівництва, міс;

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

S_{ε} – екстрапольований нормоутворюючий показник, км;

$S_{\min(\max)}$ – 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% ($\alpha=0,33$).

Отже виходячи із нормативної мінімальної протяжності розподільчої газової мережі із **поліетиленових** труб в одну нитку, що є в нормах розділ "З" виконую розрахунок нормативної тривалості будівництва в місяцях [16]:

$$T_{\varepsilon} = T_{\min} \sqrt[3]{\frac{L_{\varepsilon}}{L_{\min}}} = 1,5 \times \sqrt[3]{\frac{2,657}{3,0}} = 1,441 \text{ міс.}$$

де 2,657 – довжина газопроводу, яка буде будуватись, км;

Тривалість будівництва, робочих днях [16]:

$$T_{\text{б-ва.нор. (роб.дн)}} = 22 \times 1,441 = 31,7 \text{ роб. дн.} = 32 \text{ робочих днів}$$

Необхідна кількість робітників [16]:

$$N_{\text{сер.нор.}} = \frac{11658,97}{166} : 1,441 = 48,74 \text{ робітників} \text{ – це 85\% від загальної кількості}$$

працівників.

де: 11658,97 – загальна трудомісткість основного періоду, люд.(маш).-год;

166 – середня кількість відпрацьованих однією людиною в місяць годин (середньорічний виробіток на одного працюючого у 2025) [16];

1,441 – нормативна тривалість будівництва, міс.

Загальна нормативна (необхідна) кількість працюючих [16]:

$$48,74 : 0,85 = 57 \text{ працівників у т.ч.:}$$

49 робітників (3 комплексні бригади), 3 ІТП і службовців, 5 МОП і охорони.

Необхідна кількість працюючих на будівництві газопроводу розрахована, виходячи із об'ємів будівельно-монтажних робіт, запланованих на відповідний період по середньорічному виробітку на одного працюючого з урахуванням підвищення продуктивності праці.

3.5.3 Потреба у інвентарних тимчасових будівлях та спорудах

Розрахунки потреби у тимчасових будівлях та спорудах виконуються відповідно до довідникових нормативів. Площа інвентарних будівель адміністративного призначення розраховується на загальну кількість інженерно-технічних працівників (ІТП) та службовців, які працюють на будівельному майданчику.

Площа будівель санітарно-побутового призначення визначається з урахуванням, що найбільш чисельна частка зайнятих становить 60 % робітників та 80 % ІТП і службовців.

У проєкті передбачено використання тимчасових інвентарних будівель пересувного типу, виконаних за серіями типових проєктів відповідно до «Рекомендацій по методиці складання проєктів організації будівництва» та з урахуванням нормативної тривалості будівництва.

Таблиця 3.4 Розрахунок площі тимчасових будівель складського призначення

№ п/п	Тип складу	Обсяг БМР на розрахунковий рік у млн. грн. (у цінах 2025р.)	Норма на 1млн. грн. БМР	Необхідна площа, м ² K=0,83	Примітка
1	Закритий опалюваний	2,575	24,0	61,8	Розміщуються у конторі
2	Закритий неопалюваний	2,575	36,6	94,2	Індивідуальна розробка
3	Відкриті майданчики	2,575	1000,0	2575	
4	Навіс	2,575	76,3	196,5	
Разом:				2927,5	

Таблиця 5 Перелік тимчасових будинків і споруд адміністративного і санітарно-побутового призначення

№ п/п	Найменування	Нормативні показники		На яку кількість виконується розрахунок	Кіл-ть працюючих, чол.	Необхідна площа, м ²	Шифр споруд Примітки
		Од. вим.	Кількість				
1	Контора виконавця робіт	м ² на працюючого в кімнаті	4,0	80% ІТП	2	8	Використовуються, які є в наявності тимчасові будівлі
2	Червоний куточок	м ²	0,24	100% працюючих	57	13,7	- // -
3	Гардеробна	м ² на одного працюючого	0,7	100% робітників	49	34,3	- // -
4	Душова	м ² на одну особу	0,54	60% робітників	29	15,7	- // -
5	Приміщення для сушіння одягу	м ² на одну особу	0,2	60% робітників	29	5,8	- // -
6	Приміщення для обігріву робітників	м ² на одного робочого	0,1	60% робітників	29	2,9	- // -
7	Кімната для прийому їжі	м ² на одне посадочне місце	0,1	60% робітників	29	2,9	Використовуються також існуючі пункти харчування
8	Вбиральня	м ² на одного користувача	0,07	60% робітників 80% ІТП 80% МОП	36	2,5	д.д 494-4-13
Разом:						85,8	

3.6 Вибір і характеристика матеріалів для будівництва газопроводу

3.6.1 Характеристика матеріалів для будівництва газопроводів

Матеріали та технічні вироби, передбачені у проєктах будівництва систем газопостачання населених пунктів, повинні відповідати вимогам стандартів, що пройшли державну реєстрацію [2]. Для підземних газопроводів застосовують поліетиленові труби, які відповідають вимогам ДСТУ Б.В 2.7-73-98 SDR 17,6 та SDR 11 для газопроводів середнього тиску. Партії труб і з'єднувальних деталей, що надходять на будівельний об'єкт, підлягають вхідному контролю якості шляхом візуального огляду та відповідно до вимог РСН-358 [2].

Після закінчення гарантійного терміну зберігання труб або з'єднувальних деталей їх придатність для будівництва газопроводу визначається за результатами комплексу випробувань, що проводяться у лабораторіях, які мають відповідний дозвіл Держгірпромнагляду України [2].

Для будівництва системи газопостачання сіл використовують сталеві прямошовні труби відповідно до ДСТУ 8943:2019 груп В та Г, виготовлені зі спокійної маловуглецевої сталі за ДСТУ 2651:05 марок Ст2 та Ст3, що містять не більше 0,25 % вуглецю, 0,056 % сірки та 0,046 % фосфору. Мінімальна товщина стінки труб підземного газопроводу повинна становити не менше 3 мм. Матеріали та технічні вироби мають відповідати державній реєстрації згідно з ДСТУ 2.114-95, ДСТУ 1.3-93 [2].

Для з'єднання сталевих підземних газопроводів застосовують електродугове зварювання. Типи, конструктивні елементи та розміри зварних з'єднань повинні відповідати вимогам ДСТУ 16037 [2]. Перед застосуванням зварювальні матеріали проходять зовнішній огляд на відповідність вимогам ДСТУ 2246. Для дугового зварювання труб використовують електроди відповідно до ДСТУ 9466. Для сталей марок Ст2, Ст3 груп В та Г застосовують електроди типів Е42, Е42а, Е46, Е46а, Е50. Контроль у процесі збирання та зварювання газопроводів здійснюється згідно з вимогами [2].

3.6.2 Визначення потреби в матеріалах

Нормативну потребу в матеріалах на об'єкті будівництва газопроводу визначають шляхом складання спеціальної лімітної карти, у якій основні матеріали обираються з проєктних специфікацій, а допоміжні — відповідно до нормативних документів. На підприємствах будівельної та експлуатаційної сфер визначають фактичну потребу в матеріалах та здійснюють їх списання за формою **М29 «Звіт про витрату основних матеріалів у будівництві та у порівнянні з плановими нормами»** [16] (див. Додаток 1 пояснювальної записки дипломного проєкту).

При розрахунку необхідної кількості матеріалів використовуються норми матеріалів на одиницю об'єму відповідно до розцінок РЕКН на нове будівництво (збірники Е №1, 6, 8, 9, 22, 24, 25). Кількість матеріалів визначається як добуток обсягу (кількості) робіт на норму матеріалів на одиницю обсягу [16].

Розрахунки виконуються у вигляді форми М29, після чого складається специфікація основних необхідних матеріалів, що наведена на аркуші №1 графічної частини та в таблиці 3.6 пояснювальної записки дипломного проєкту.

Таблиця 3.6 Специфікація основних матеріалів

Поз	Найменування	К-ть.	Од. вим.
1	3	4	5
1	Труба ПЕ Ø63×3,6мм	435,77	м
2	Труба ПЕ Ø50×2,9мм	1410,34	м
3	Труба ПЕ Ø32×3мм	891,12	м
4	Труба сталева Ø152×3,2мм	7,028	м
5	Труба сталева Ø102×3мм	66,264	м
6	Труба сталева Ø76×3мм	313,248	м
7	Труби сталеві прямошовні Ду50мм	193,7	м
8	Прокат для армування Ø6мм	0,027	кг
9	Деталі кріплень	90,467	кг
10	Фасонні ПЕ частини:	259	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 63	6	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 50	14	шт.
	муфта терморезисторна МЕ 32	77	шт.
	трійник рівносторонній ТЕ 63	2	шт.
	трійник сідловий OS 63/32	12	шт.
	трійник сідловий OS 50/32	64	шт.
	коліно KE 63	2	шт.
	коліно KE 50	1	шт.
	заглушка ZE 50	3	шт.
	перехідник RE 63/50	3	шт.
	перехідник RE 32/25	75	шт.
11	Нероз'ємне з'єднання ПЕ/Ст. Ø25/20мм	75	шт.
12	Нероз'ємне з'єднання ПЕ/Ст. Ø32/25мм	1	шт.
13	Електроди Ø6мм; Ø4мм	177,64	кг
14	Паковки із квадр. заготовок	356,7	кг
15	Бітум нафтовий будівельний (ізоляційний)	973,85	кг
16	Пакля просочена	362,6	кг
17	Бензин авіаційний	15,54	кг
18	Щити опалубки, δ=40мм	17,29	м ²
19	Ковер	6	шт.
20	Крафт папір	312,7	м ²
21	Холст скловолокнистий	318,36	м ²
22	Мастика бітумно-гумова	1288,8	кг
23	Мішковина	1,376	м ²
24	Брезент	0,5532	м ²
25	Лісоматеріали круглі хвойних порід	0,1343	м ³
26	Гравій баритовий	1,85	м ³
27	Подушка залізобетонна	0,645	м ³
28	Стрічка поліетиленова сигнальна з незмивним написом та металевим проводом	1971,2	м

29	Вода	1,106	м ³
30	Цвяхи будівельні різні	9,8	кг
31	Вапно	15,058	кг
32	Дошки обрізні δ=25мм	2,821	м ³
33	Щебінь	4,93	м ³
34	Стовпи бетонні	7	шт.
35	Гума листова	129,98	кг
36	Рогожа	14,52	м ²
37	Суміш бетонна	18,794	м ³
38	Піщаний ґрунт	686,71	м ³
39	Кран прохідний натяжний муфтовий Ду20мм	75	шт.
40	Кран прохідний натяжний муфтовий Ду25мм	1	шт.
41	Толь з пасмом	1,42	м ²
42	Кисень технічний	16,45	м ³
43	Сталеві конструкції	8454,4	кг
44	Пропан-бутан технічний	0,005	м ³
45	Зварювальний дріт	0,2531	кг
46	Болти з гайками	1,37	кг
47	Азбестовий картон	0,15	кг
48	Контрольна трубка Ду20мм	37	шт.
49	Будинковий регулятор тиску	76	шт.
50	Вказівні щитки (пізнавальні знаки)	43	шт.
51	Камінь бутовий	1,078	м ³
52	Листова сталь	15,2	м ²
53	Пінополіуретан	0,4864	кг
54	Стрічка поліхлоридна липка δ=0,4мм	98,8	м
55	Клей БФ-2 (БФ-2Н)	0,76	

3.7.Основні ТЕР будівництва

1. Розрахункова витрата газу – **280**м³/год.
2. Загальна довжина запроектованих газопроводів–**2657**м,
у тому числі:
 - вуличні розподільчі–**1792**м;
 - дворові вводи–**865**м.
3. Обсяг механізованої розробки ґрунту: $V_{екск}=3307,22$ м³.
4. Обсяг ручної розробки ґрунту: $V_{заг.розр.вручну}=186,53$ м³.
5. Загальна трудомісткість будівельних робіт–**16322,6**люд.(маш.)-год.
6. Трудомісткість на 1м ПЕ газопроводу–**6,1**люд.-год/м.
7. Середня кількість працівників–**57** чоловік, у тому числі:
 - робочих–**49**чол.;
 - ІТП і службовців–**3**чол.;
 - МОП і охорони–**5**чол.
8. Тривалість будівництва–**1,441**міс. (32роб. дня).
9. Кошторисна вартість будівництва–**2574,995**тис.грн.

3.8.Опис технологічної карти будівельного процесу

3.8.1.Область застосування технологічної карти

Технологічна карта, розроблена на процес проведення пневматичних випробувань газопроводів із поліетиленових труб та прийняття їх в експлуатацію.

3.8.2 Технологія і організація виконання робіт будівельного процесу

Випробування поліетиленових газопроводів на міцність та герметичність, а також їх прийняття в експлуатацію виконуються відповідно до вимог ДБН В.2.5-20:2018, НПАОП 0.00-1.76:2015 та чинної технологічної карти.

Перед проведенням пневматичних випробувань кінці випробовуваної ділянки або всього газопроводу повинні бути перекриті тимчасовими сталевими заглушками. На одній із заглушок приварюється відвідна металева трубка для підключення компресорного шлангу та встановлення манометра. Заглушки монтуються в умовах виробництва будівельно-монтажних організацій на сталевих патрубках роз'ємних або нероз'ємних з'єднань поліетилену зі сталлю. Випробування поліетиленового газопроводу проводяться у дві стадії:

1. попередні випробування;
2. остаточні випробування при прийманні газопроводу в експлуатацію.
- 3.

Попередні випробування міцності та герметичності виконуються не раніше ніж через 24 години після зварювання останнього стику ПЕ газопроводу, який засипається шаром піску або м'якого ґрунту висотою не менше 20 см від верху труби. При цьому самі стики залишаються відкритими, без засипання. Випробування на брівці траншеї заборонені.

Рекомендується першу стадію випробувань проводити ділянками газопроводу, довжина яких визначається індивідуально між вузлами роз'ємних або нероз'ємних з'єднань «поліетилен-сталь».

Випробування поліетиленового газопроводу на міцність та герметичність здійснює будівельно-монтажна організація за участю представника газового господарства.

4. Допускається проведення попередніх випробувань без представника газового господарства за його погодженням. Результати випробувань фіксуються в будівельному паспорті газопроводу. Перед випробуванням внутрішню порожнину газопроводу очищають від вологи та забруднень продувкою стисненим повітрям, спосіб якої визначається проектом виконання робіт (ПВР). Після заповнення газопроводу повітрям його витримують під випробувальним тиском до вирівнювання температури повітря всередині труби з температурою зовнішнього повітря. Після завершення попередніх випробувань ділянку або весь газопровід засипають до проектних відміток, а в місцях з'єднань із сталевими трубами влаштовують колодязі (ковери) або встановлюють контрольні трубки. Повний текст технологічної карти наведено на аркуші 4 графічної частини проекту.

3.9 Введення в експлуатацію газопроводу та організація експлуатаційної служби

Процес приймання в експлуатацію завершеного будівництвом газопроводу здійснюється відповідно до встановлених нормативних положень [1] та [2] робочою комісією, призначеною замовником. До початку роботи комісії будівельна організація зобов'язана надати додаткову документацію, включно зі схемою зварних стиків, копіями свідоцтв зварювальників поліетиленових газопроводів, висновками щодо випробувань зварних стиків, а також паспортами на роз'ємні та нероз'ємні з'єднання поліетиленових труб зі сталевими. Окрім цього, необхідно представити інші документи, що підтверджують відповідність об'єкта вимогам нормативно-правових актів.

Комісія здійснює перевірку відповідності реалізованого проєкту вимогам ДБН В.2.5-20:2018 «Газопостачання» та «Правил безпеки систем газопостачання України». Акт приймання оформлюється відповідно до встановленої форми та підписується головою державної комісії, представником генерального підрядника, представником експлуатаційної організації, представником Держгірпромнагляду та представником природоохоронного відомства.

Після завершення процедури приймання система газопостачання підлягає експлуатації персоналом Житомирського відділення АТ «Житомиргаз». Організація експлуатації та технічного нагляду за газовим господарством повинна здійснюватися у відповідності до «Правил технічної експлуатації систем газопостачання». Технічне обслуговування побудованих підземних поліетиленових розподільчих газопроводів виконуватиметься спеціалізованою службою обслуговування зовнішніх газопроводів. Відповідальність за загальний рівень безпеки праці в газовому господарстві покладається на керівника газової служби.

З метою забезпечення ефективного налагодження та планових ремонтних робіт на газопроводі виробниче управління має бути оснащено відповідними приладами та спорядженням згідно з доданим переліком. Персонал, залучений до обслуговування й ремонту газового господарства, а також виконання газонебезпечних робіт, зобов'язаний пройти навчання з безпечних методів роботи. Працівники мають бути забезпечені спеціальним одягом, взуттям, засобами індивідуального захисту, інструментами та пристроями, що гарантують безпечні умови праці.

Таблиця 3.7 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 шлангу до 10м)	ППШ-1	1шт на бригаду
4	Шланговий протигаз з нагнітанням повітря, (довжина шланга до 40м)	ППШ	1шт на бригаду
5	Рятувальний пояс	-	1шт на бригаду
6	Ручна акумуляторна лампа	ЛАУ	1шт на службу
7	Мановакууметр	ДСТУ 9938	1шт на бригаду
8	Манометр	ОБМ-100	2шт на бригаду
9	Неполяризовані електроди		6шт на службу
10	Набір будівельного інструменту (пилки, сокири, кувалди та ін.)		1 к-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.		комплектуються при службі, враховується і поповнюється по таблицю

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

4. ЕКОНОМІЧНА ЧАСТИНА

4.1 Розрахунок капітальних вкладень у газопровід.

Локальні кошториси формуються на основі актуального рівня цін на трудові та матеріально-технічні ресурси відповідно до встановлених форм. Під час складання кошторисної документації застосовуються ресурсні елементні кошторисні норми України. Визначення вартості матеріальних ресурсів та машино-годин здійснюється на основі регіональних поточних цін, актуальних на дату складання документації, та узагальнених даних Держбуду України. Для одиничних розцінок вартість матеріальних ресурсів встановлюється за поточними цінами станом на 1 червня 2025 року. Локальний кошторис №2-1-1 на будівництво вуличного газопроводу складено на основі актуальних одиничних розцінок, розроблених на підставі ресурсних елементних кошторисних норм (РЕКН) та положень ДСТУ Б.Д 1.1-1:2013.

Загальновиробничі витрати розраховані з урахуванням усереднених показників, наведених у Додатку Е, таблиця Е1 до ДСТУ Н Б.Д 1.1-1:2013.

У процесі визначення вартості будівництва застосовано такі економічні показники:

- середньомісячна заробітна плата одного працівника за умов повної зайнятості (при середньомісячній нормі робочого часу 167 люд.-год. та кваліфікаційному розряді 3,8) становить 12 442,67 грн.;
- усереднений коефіцієнт переходу від нормативної трудомісткості робіт до трудомісткості працівників, заробітна плата яких входить до загальновиробничих витрат:
 - земляні роботи – 0,098;
 - будівництво газопроводу – 0,094;
- усереднена вартість людино-години працівників із 5-м кваліфікаційним розрядом – 87,95 грн.;
- збір на єдиний соціальний внесок – 22%;
- усереднені витрати на покриття інших статей загальновиробничих витрат – 2,21 грн./люд-год.;
- усереднений коефіцієнт переходу до кошторисного прибутку – 7,421 грн./люд-год.;
- усереднений коефіцієнт адміністративно-управлінських витрат у загальновиробничих витратах – 1,52 грн./люд-год.

Базисна кошторисна вартість будівництва газопроводу визначається на основі зведеного кошторисного розрахунку, що є незмінним документом, відповідно до якого здійснюється фінансування будівництва. Зведений кошторисний розрахунок формується за встановленою структурою (форма №1 ДСТУ Б.Д 1.1-1:2013 «Правила визначення вартості будівництва») та включає дванадцять розділів. Позиції кошторисного розрахунку містять посилання на відповідні кошторисні документи.

4.2 Розрахунок експлуатаційних витрат, прибутку, рентабельності та терміну окупності

Річні експлуатаційні витрати системи газопостачання складаються з витрат:

- на матеріали (купівля газу);
- на заробітну плату з відрахуванням на соціальні заходи;
- на амортизацію;
- на поточний ремонт та інші витрати.

Загальну суму собівартості реалізації газу $C_{\text{г}}$, визначаю згідно формули:

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

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

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

$Z_{\text{а}}$ – витрати на амортизацію, тис. грн.;

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

$Z_{\text{інші}}$ – інші витрати, тис. грн.

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

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

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

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

$$\text{де} \quad Q_{\text{нетто}} = \frac{Q_{\text{д}}^{\text{н}} \cdot 1800}{1000} = \frac{280 \cdot 1800}{1000} = 504 \text{ тис.м}^3/\text{рік};$$

$$\text{Отже:} \quad Q_{\text{брутто}} = 504 \cdot 1,008 = 508,032 \text{ тис.м}^3/\text{рік}$$

$$C_{1000 \text{ м}^3} - \text{ціна купівлі } 1000\text{м}^3 \text{ газу, } C_{1000 \text{ м}^3} = 5702,84 \text{ грн.}$$

$$Z_{\text{к.з.}} = \frac{508,032 \cdot 5702,84}{1000} = 2897,225 \text{ тис. грн.}$$

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

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

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

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

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

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

Загальна чисельність виробничого персоналу становить

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

Чисельність адміністративного персоналу по нормативній трудоємкості обслуговування квартир, мереж газопроводів і подачі 1 млн.м³ газу в рік.

Трудоємкість обслуговування 1 квартири $T_{\text{р.кв}}$, дорівнює 1 умовній одиниці, визначаю за формулою:

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

де $K_{\text{кв}}$ – кількість квартир (житлових будинків **та громадських споживачів**),
 $K_{\text{кв}} = 72 + 4 = 76$ шт.

$$T_{\text{р.кв}} = 76 \cdot 1 = 76 \text{ у.о.}$$

Трудоємкість обслуговування 1 км мережі газопроводу $T_{\text{р.км}}$, дорівнює 10 умовних одиниць, визначаю за формулою:

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

де $L_{\text{км}}$ – довжина газопроводу,
 $L_{\text{км}} = 2,657$ км.

$$T_{\text{р.км}} = 2,657 \cdot 10 = 26,57 \text{ у.о.}$$

Трудоємкість обслуговування подачі 1 млн.м³ газу в рік $T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3}$, у.о., дорівнює 2 умовним одиницям, визначаю згідно формули:

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

де $Q_{\text{брутто}} (\text{млн. м}^3)$ – потужність системи, тис. м³/рік.

$$T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3} = \frac{459,043}{1000} \cdot 2 = 0,918 \text{ у.о.}$$

Чисельність адміністративного персоналу $Ч_{\text{Адп}}$, визначаю по формулі:

$$Ч_{\text{Адп}} = \frac{\sum (T_{p\text{кв}} + T_{p\text{км}} + T_{p\ 1\ \text{млн. м}^3}) \cdot \gamma}{1000 \text{ у.м.од.}}, \text{ чол.} \quad (4.7)$$

де γ – чисельність адміністративного персоналу в залежності від суми трудоємкості, у.о.

$$Ч_{\text{Адп}} = \frac{\sum (76 + 26,57 + 0,918) \cdot 2}{1000 \text{ у.м.од.}} = 0,207 \text{ чол.}$$

Чисельність виробничого персоналу по основним службам сільського газового господарства визначається на основі нормативів чисельності чоловік, виходячи з кількості газифікованих квартир, протяжності газопроводів.

Чисельність служби будинкових мереж $Ч_{\text{б.м.}}$, визначаю по формулі:

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

де $K_{\text{кв}}$ – загальна кількість квартир (житлових будинків та громадських споживачів),
 $K_{\text{кв}} = 76 \text{ шт.}$

$$Ч_{\text{б.м.}} = 76 \cdot 0,00035 = 0,0266 \text{ чол.}$$

Чисельність служби по експлуатації підземних газопроводів $Ч_{\text{в.м.}}$, визначаю по формулі:

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

$$Ч_{\text{в.м.}} = 2657 \cdot 0,3 = 0,7671 \text{ чол.}$$

Чисельність аварійно-диспетчерської служби $Ч_{\text{Адс}}$, визначаю по формулі:

$$Ч_{\text{Адс}} = 0,0005 \cdot \sum T_p, \text{ чол.} \quad (4.10)$$

де $\sum T_p$ – загальна трудоємкість, у.о.,
 $\sum T_p = 103,969 \text{ у.о.}$

$$Ч_{\text{Адс}} = 0,0005 \cdot 103,488 = 0,0517 \text{ чол.}$$

Чисельність ремонтної служби $Ч_{\text{р.с.}}$, визначаю згідно формули:

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

$$Ч_{\text{р.с.}} = 0,0007 \cdot 103,488 = 0,0724 \text{ чол.}$$

Загальна чисельність виробничого персоналу $Ч_{\text{заг}}$, визначаю за формулою:

$$Ч_{\text{заг}} = Ч_{\text{Адп}} + Ч_{\text{б.м.}} + Ч_{\text{в.м.}} + Ч_{\text{Адс}} + Ч_{\text{р.с.}}, \text{ чол.} \quad (4.12)$$

де $Ч_{\text{Адп}}$ – чисельність адміністративного персоналу, чол.;

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

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

$Ч_{\text{Адс}}$ – чисельність аварійно-диспетчерської служби, чол.;

$Ч_{\text{р.с.}}$ – чисельність ремонтної служби, чол.

$$Ч_{\text{заг}} = 0,207 + 0,0266 + 0,7671 + 0,0517 + 0,0724 = 1,125 \approx 1 \text{ чол.}$$

Виплати на оплату праці $З_{\text{оп}}$, визначаю по формулі:

$$З_{\text{оп}} = 9000 \cdot Ч_{\text{заг}} \cdot K_{\text{відп}} \cdot 12, \text{ тис. грн.} \quad (4.13)$$

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

$Ч_{\text{заг}}$ – загальна чисельність виробничого персоналу, чол. $Ч_{\text{заг}} = 1 \text{ чол.};$

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

$$З_{\text{оп}} = 9000 \cdot 1 \cdot 1,22 \cdot 12 = 131,760 \text{ тис. грн.}$$

в) витрати на амортизацію Z_a , визначаю по формулі:

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

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

K – сума капітальних вкладень, яка дорівнює базисній кошторисній вартості будівництва газопроводу, тис.грн. (із зведеного кошторису),

$K = 2574,995$ тис.грн.

$$Z_a = \frac{2574,995 \cdot 5}{100} = 128,75 \text{ тис.грн.}$$

г) витрати на технічне обслуговування і поточний ремонт $Z_{н.р.}$, визначаю по формулі:

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

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$$Z_{н.р.} = 0,4 \cdot 128,75 = 51,5 \text{ тис.грн.}$$

д) інші витрати $Z_{інші}$, визначаю по формулі:

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

де Z_a – витрати на амортизацію, тис. грн.

$Z_{оп.}$ – виплати на оплату праці, тис. грн.

$$Z_{інші} = 0,1 \cdot (128,75 + 51,5) = 18,025 \text{ тис.грн.}$$

Тоді загальна сума собівартості реалізації газу C_o , тис. грн., становить:

$$C_o = 2897,225 + 131,760 + 128,75 + 51,5 + 18,025 = 3227,26 \text{ тис. грн.}$$

Собівартість реалізації 1000м³ газу $C_{1000м^3}$, визначаю згідно формули:

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

де C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис.грн;

$Q_{\text{нетто}}$ – об'єм реалізованого газу споживачам, тис.м³/рік.

$$C_{1000м^3} = \frac{3227,26}{508,032} \cdot 1000 = 6352,474 \text{ грн./1000м}^3$$

Тариф реалізації споживачам $T_{сер.}$, представляє собою ціну реалізації газу для даного газового господарства (підприємства), визначаю за формулою:

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

де $\Pi_{підпр.}$ – ціна реалізації газу для підприємства, грн./1000 м³.

Ціну реалізації газу для підприємства $\Pi_{підпр.}$, визначаю по формулі:

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

де $C_{1000.м^3}$ – собівартість реалізації 1000м³ газу, грн./1000м³

$$\Pi_{підпр.} = 6352,474 \cdot 1,1 = 6987,721 \text{ грн./1000м}^3$$

Визначаю тариф реалізації споживачам:

$$T_{сер.} = 1,2 \cdot 6987,721 = 8385,265 \text{ грн./1000м}^3$$

Визначення собівартості, прибутку, рентабельності та терміну окупності

Балансовий прибуток Π_{δ} , визначаю по формулі:

$$\Pi_{\delta} = D - C_o, \text{ тис. грн.} \quad (4.20)$$

де D – сума доходу від реалізації газу, тис. грн.;

C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

Суму доходу D , визначаю по формулі:

$$D = Q_{\text{нетто реаліз. газу}} \cdot T_{\text{сер}}, \text{ тис. грн.} \quad (4.21)$$

$$D = \frac{508,032 \cdot 8385,265}{1000} = 4259,983 \text{ тис. грн.}$$

Визначаю балансовий прибуток, тис. грн.

$$\Pi_{\delta} = 4259,983 - 3227,26 = 1032,723 \text{ тис. грн.}$$

Чистий прибуток $\Pi_{\text{ч}}$, за формулою:

$$\Pi_{\text{ч}} = \Pi_{\delta} - H_n, \text{ тис. грн.,} \quad (4.22)$$

де Π_{δ} – балансовий прибуток, тис. грн.;

H_n – обов'язкові державні платежі (податок на прибуток), тис. грн.

$$H_n = \Pi_{\delta} \cdot 0,18, \text{ тис. грн.}$$

$$H_n = 1032,723 \cdot 0,18 = 185,890 \text{ тис. грн.}$$

$$\Pi_{\text{ч}} = 1032,723 - 185,890 = 846,833 \text{ тис. грн.}$$

Рівень рентабельності P_p , %:

1) по балансовому прибутку:

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

де Π_{δ} – балансовий прибуток, тис. грн.;

C_o – загальна собівартість реалізації газу, тис. грн.

а) балансовий:

$$P_p = \frac{1032,723}{3227,26} \cdot 100 = 32\%$$

2) по чистому прибутку:

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

де $\Pi_{\text{ч}}$ – чистий прибуток, тис. грн.;

б) чистий:

$$P_p = \frac{846,833}{3227,26} \cdot 100 = 26,24\%$$

Термін окупності:

$$t_{\text{ок}} = \frac{K}{\Pi_{\text{ч}}}, \text{ років} \quad (4.25)$$

де K – капітальні вкладення в спорудження системи газопостачання, тис. грн.;

$\Pi_{\text{ч}}$ – чистий прибуток, тис. грн.

$$t_{\text{ок}} = \frac{2574,995}{846,833} = 3,04 \text{ роки}$$

5. ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Основні завдання у сфері охорони праці

Охорона праці – це комплекс правових, соціально-економічних, організаційно-технічних, санітарно-гігієнічних та лікувально-профілактичних заходів, спрямованих на збереження здоров'я та працездатності працівників у процесі їхньої професійної діяльності. Відповідно до Закону України «Про охорону праці» у редакції від 21 листопада 2002 року, його положення поширюються на всі підприємства, установи та організації незалежно від форми власності та виду діяльності. Закон визначає основні принципи реалізації конституційного права громадян на охорону життя і здоров'я в процесі трудової діяльності, регулює відносини між власником підприємства чи уповноваженим органом та представниками з питань безпеки, гігієни праці та виробничого середовища. Він також встановлює єдині вимоги до організації охорони праці в Україні.

Закон «Про охорону праці» задекларував ключові принципи державної політики у цій сфері, серед яких визначальний – пріоритет життя і здоров'я працівників над економічними результатами виробничої діяльності підприємства. Крім того, роботодавець несе повну відповідальність за створення безпечних умов праці.

Основні принципи державної політики у сфері охорони праці:

1. **Пріоритет життя та здоров'я працівників** над економічними інтересами підприємства та забезпечення належних, безпечних і здорових умов праці.
2. **Підвищення рівня промислової безпеки** через запровадження постійного технічного контролю стану виробництва, технологічних процесів та продукції.
3. **Адаптація трудових процесів** відповідно до фізичних можливостей працівників з урахуванням їхнього стану здоров'я та психологічного стану.
4. **Впровадження міжнародного досвіду** у сфері організації безпечних умов праці шляхом міжнародного співробітництва.

Трудові відносини між працівниками та роботодавцями в Україні регулюються **Кодексом законів про працю України**, який передбачає правовий захист трудових прав громадян. До його структури включено розділи «Охорона праці» та «Контроль за дотриманням законодавства про працю».

Умови праці на робочому місці, безпека технологічних процесів, технічне оснащення, стан засобів захисту, а також санітарно-побутові умови мають відповідати вимогам нормативних актів з охорони праці.

Працівник має право **відмовитися від виконання завдання**, якщо виникла виробнича ситуація, що загрожує його життю чи здоров'ю, або може становити небезпеку для оточуючих чи довкілля. Факт наявності такої ситуації має бути підтверджений фахівцем з охорони праці.

З урахуванням загальних вимог з охорони праці, у цьому дипломному проєкті розглядаються заходи щодо забезпечення безпечних умов праці при прокладанні газопроводу у селі Рудня-Городище Житомирського району із застосуванням полімерних труб.

5.2 Охорона праці та техніка безпеки під час будівництва газопроводу

Запропоновані технічні рішення цього розділу проєкту передбачають дотримання чинних нормативних вимог щодо охорони праці та техніки безпеки.

Під час виконання будівельних робіт необхідно визначити ділянки, які можуть становити загрозу для працівників, та провести їх детальне вивчення з метою розробки заходів для покращення умов і безпеки праці. Такі питання поділяються на **технологічні** та **загальнобудівельні** аспекти.

- **Загальнобудівельні заходи** включають організацію освітлення будівельного майданчика, облаштування та огороження небезпечних зон, раціональне розміщення складів, допоміжних споруд та побутових приміщень.
- **Технологічні заходи** передбачають розробку та впровадження рішень для безпечного виконання робіт, використання спеціальних пристроїв та механізмів, а також забезпечення їх безпечної експлуатації.

Для забезпечення безпеки газопроводів і обладнання передбачено встановлення вимикаючих пристроїв. Газопроводи прокладаються підземним способом, а їхні траси повинні бути позначені спеціальними орієнтирними стовпчиками та інформаційними табличками. Електропривідні пристрої та обладнання використовуються у вибухозахищеному виконанні відповідно до вимог **«Правил улаштування електроустановок»**.

Під час експлуатації газового господарства необхідно організувати **системний контроль** за станом газових мереж, обладнання, інструментів та пристроїв, а також за засобами індивідуального захисту. Це забезпечує належні та **безпечні умови праці**.

Категорично забороняється експлуатація **несправних систем та обладнання**, а також виконання ремонтних робіт, що становлять загрозу життю працівників. Будівництво газопроводів і зведення споруд має здійснюватися **спеціалізованою будівельною організацією** з дотриманням положень ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека в будівництві».

Приймання об'єктів в експлуатацію здійснюється **робочою комісією**, призначеною замовником. Комісія проводить перевірку відповідності реалізованого проєкту нормативним вимогам [1] та [2].

Експлуатацію газопроводів та споруд, а також газифікованих об'єктів здійснює персонал **Житомирського відділення АТ «Житомиргаз»**. Загальний контроль за безпекою праці у газовому господарстві покладається на керівника газової служби.

Персонал, відповідальний за обслуговування та ремонт газового господарства, а також за виконання газонебезпечних робіт, **повинен пройти навчання** з безпечних методів роботи. Працівники забезпечуються спеціальним одягом, взуттям, засобами індивідуального захисту, а також необхідними інструментами та пристроями, що гарантують **безпечні умови праці**.

У газовому господарстві розробляються **інструкції з охорони праці та пожежної безпеки**, які регламентують порядок виконання робіт на території об'єктів та у виробничих приміщеннях.

Персонал, залучений до експлуатації систем газопостачання, зобов'язаний проходити спеціальний інструктаж з охорони праці, що фіксується у відповідному журналі.

Будівельно-монтажні роботи мають виконуватись у відповідності до вимог ДБН А.3.2-2:2009 «ССБП. Охорона праці і промислова безпека у будівництві. Основні положення».

Будівельний майданчик підлягає обов'язковому огороженню тимчасовим парканом. На в'їздах, транспортних шляхах та у небезпечних зонах дії монтажних кранів мають бути встановлені попереджувальні знаки та інформаційні написи.

Виймки в ґрунті необхідно захищати міцними щитами або загородженнями. У місцях переходу людей через траншеї встановлюються перехідні містки з освітленням у темний період доби, обладнані поручнями висотою не менше 0,8 м. Вздовж усієї траси траншеї розміщуються попереджувальні написи та знаки.

Котловани й траншеї, розташовані в межах населених пунктів або в місцях руху людей і транспорту, повинні бути загороджені захисним парканом згідно з ДСТУ Б.В.2.8-43:2011 із нанесенням знаків та сигнального освітлення в нічний час. Тимчасові електромережі на будівельному майданчику повинні відповідати ДСТУ Б.А.3.2-13:2011, виконуватись ізольованим проводом, закріпленим на опорах на висоті не менше 5 м, а в місцях проходу або проїзду – не менше 7 м. Під час виконання монтажних та трубоукладальних робіт у зоні дії повітряних ліній електропередач (ЛЕП) необхідно дотримуватись правил техніки безпеки та вимог ДСТУ Б.А.3.2-13:2011.

Зовнішнє пожежогасіння передбачається централізоване – від вуличних водозабірних колодязів. При організації будівельного майданчика необхідно виділяти небезпечні зони:

- біля струмопровідних неізольованих частин електроустановок;
- поблизу відкритих перепадів висоти від 1,3 м і більше;
- у зонах руху машин та обладнання;
- у місцях, над якими здійснюється переміщення вантажів за допомогою вантажопідійомних механізмів.

Максимальна дозволена швидкість автотранспорту поблизу робочих зон – до 10 км/год на прямих ділянках та до 5 км/год на поворотах.

Під час вантажно-розвантажувальних операцій за участю крана присутність людей на транспортному засобі заборонена – у цьому повинен особисто переконатись машиніст. Проїзди, проходи та робочі зони необхідно утримувати в чистоті, не захащувати.

Ширина проходів до робочих місць має бути не менше 0,6 м. До виконання монтажу поліетиленових газопроводів допускаються особи віком від 18 років, які пройшли медичний огляд, спеціальне навчання, вступний інструктаж з техніки та пожежної безпеки, а також інструктаж на робочому місці.

Допуск працівників до виконання робіт оформлюється шляхом внесення відповідного запису до журналу інструктажу з обов'язковим особистим підписом працівника про проходження інструктажу. У кожній будівельно-монтажній організації та підприємстві газового господарства мають функціонувати постійно діючі комісії з охорони праці, які здійснюють оперативний контроль за дотриманням законодавства про працю, техніки безпеки, охорони праці та промислової санітарії.

Початок зварювально-монтажних робіт з будівництва поліетиленових газопроводів дозволяється лише за наявності проекту виконання робіт (ПВР) або технологічної карти, де передбачені заходи з техніки безпеки. Персонал, залучений до виконання зварювальних і монтажних робіт, повинен бути забезпечений справними інструментами, пристроями та обладнанням. Слюсарі-обхідники, слюсарі та зварювальники, які здійснюють технічне обслуговування та ремонт підземних газопроводів у зонах руху автотранспорту, повинні працювати у спеціальних сигнальних жилетах оранжевого кольору. Зварювання поліетиленових труб при температурі зовнішнього повітря нижче -5°C слід проводити у спеціальних мобільних укриттях («тепличках»).

У приміщеннях, де здійснюється механічна або термічна обробка, зварювання чи склеювання полімерних труб і деталей, кожне робоче місце має бути добре освітлене (не менше 20–30 лк) та обладнане припливно-витяжною вентиляцією з повітрообміном не менше 1500–2000 м³/год або місцевими витяжними пристроями для видалення шкідливих речовин. Під час зварювання слід уникати перевищення температури нагрівального елемента понад значення, рекомендовані технічною інструкцією, аби не допустити термоокислювальної деструкції поліетилену та антиадгезійного покриття нагрівача з фторопласту. У результаті порушення цих вимог можливе виділення шкідливих речовин, клас небезпеки яких та гранично допустимі концентрації наведено в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 Перелік шкідливих речовин, що видаляються при термічній обробці основних 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 /аерозоль/	10	3
Фторопласти	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 та легень, не допускаються до виконання зварювальних робіт, пов'язаних із виділенням шкідливих речовин. Це обумовлено тим, що вдихання високих концентрацій продуктів термічної деструкції полімерів може призводити до істотного порушення функцій дихальної системи та загрози здоров'ю працівників.

При виконанні зварювальних робіт з поліетиленовими трубами необхідно дотримуватись комплексу заходів з охорони праці та техніки безпеки:

1. **Захист робочих поверхонь:** Поверхні зварювального обладнання та інструменту повинні бути захищені від попадання мастильних речовин та інших забруднень, що можуть вплинути на якість зварного з'єднання.
2. **Безпека при роботі з балонами:** Роботи з використанням зріджених або стиснених горючих газів допускаються лише за умови суворого дотримання вимог «Правил будови та безпечної експлуатації посудин, що працюють під тиском».
3. **Електробезпека:** Все електро- і технологічне обладнання, що працює при напрузі понад 36 В, має бути надійно заземлене згідно з вимогами СН 102 «Інструкція з улаштування мереж заземлення і занулення в електроустановках». Забороняється застосування автотрансформаторів, дроселів та реостатів для зниження напруги.
4. **Безпечне нагрівання труб:** При роботі з гліцериновими ваннами заготовки повинні бути повністю сухими для запобігання викиду гарячого гліцерину. Забороняється нагрівання труб відкритим полум'ям – це може призвести до займання матеріалу. При роботі необхідно уникати можливості парового розриву труб, особливо при використанні піску як наповнювача.
5. **Закріплення та обробка труб:** Через пружні властивості поліетилену труби повинні бути надійно зафіксовані під час обробки. Станки для токарної обробки повинні мати захисні прозорі кожухи та системи для безперервного видалення стружки.
6. **Розчинники:** Для знежирення поверхонь використовуються розчинники (ацетон, уайт-спірит, етиловий спирт тощо). Їх застосування допускається лише при дотриманні заходів індивідуального захисту, оскільки:
 - ацетон негативно впливає на слизові оболонки та нервову систему;
 - уайт-спірит викликає шкірні ураження і у високих концентраціях – втрату свідомості.
7. **Запобігання електростатичному заряду:** Під час робіт на газонаповнених трубопроводах потрібно заземлювати труби з використанням вологого бавовняного полотна, а також змочувати ґрунт і трубу водою в зоні заземлення.
8. **Пожежна безпека:** У разі займання труб дозволяється використовувати вогнегасники, вуглекислотне чи пінне гасіння. Роботи з ліквідації пожежі мають проводитись у ЗІЗ: протигазах типу В або ізолюючих, а також у захисних костюмах відповідно до ДСТ 12.4.121.
9. **Організація інструктажу:** Працівники повинні проходити інструктаж з охорони праці на основі затверджених галузевих матеріалів. Факт проведення інструктажу фіксується в журналі з підписом працівника.
10. **Вимоги до організацій:** Монтаж газопроводів повинен виконуватися лише спеціалізованими організаціями, які мають відповідні дозволи та працюють згідно з нормативними документами [1] та [2].

5.3 Дії АДС при отриманні заявки: «Отруєння газом»

Аварійно-диспетчерська служба (АДС) функціонує цілодобово, без вихідних і святкових днів. Основне завдання — оперативне реагування на аварійні ситуації, зокрема випадки отруєння газом. При надходженні повідомлення про можливе отруєння газом, диспетчер АДС зобов'язаний: негайно зареєструвати заявку в журналі обліку аварійних викликів із зазначенням: часу отримання; адреси події; прізвища заявника; часу виїзду та прибуття бригади; характеру ситуації; виконаних заходів. Надати заявнику інструкції щодо: негайного провітрювання приміщення (відкриття вікон та дверей); недопущення використання електроприладів, сірників, вогню; евакуації людей з приміщення; забезпечення доступу до місця події для аварійної бригади.

Бригада АДС повинна виїхати на місце аварії не пізніше ніж через 5 хвилин після отримання повідомлення. При цьому вона має бути оснащена: необхідними засобами індивідуального захисту; приладами для виявлення концентрації газу; медичною аптечкою; засобами зв'язку; документацією (планами газових мереж, ПЛА тощо). АДС забезпечує взаємодію з екстреними службами: швидкою допомогою, пожежною охороною, поліцією, службами електро- та водопостачання. У разі необхідності АДС викликає представників місцевих газових служб (якщо заявка стосується підприємства з власною службою).

Бригада АДС:

- Оцінює обстановку та ступінь загрози;
- Проводить детекцію газу в приміщенні;
- Вживає невідкладні заходи з локалізації витоку та вентиляції приміщень;
- При виявленні постраждалих — забезпечує надання першої допомоги та сприяє їхньому транспортуванню до медичних закладів.

Після завершення робіт:

- Записуються всі дії в журнал виконаних заявок;
- Здійснюється аналіз ситуації;
- За потреби складається акт про аварійну подію;
- Інформація передається керівництву УЕГГ для подальшого аналізу та профілактичних заходів.
- Не рідше одного разу на 3 місяці проводяться навчально-тренувальні заняття бригад АДС із відпрацюванням дій за ПЛА.
- Навчання повинно максимально імітувати реальні умови надзвичайної ситуації.
- Результати занять аналізуються, усуваються виявлені недоліки.

Бригада АДС виїжджає на спеціалізованій аварійній автомашині, яка повинна бути обладнана радіостанцією, сиреною, світловим маячком («мигалкою»); укомплектована: засобами індивідуального захисту (протигази, респіратори, каски тощо); інструментами та обладнанням для виявлення й усунення витоків газу; виконавчо-технічною документацією: планшетами газопроводів; схемами зварних стиків; схемами інженерних комунікацій; схемами прив'язки мереж до місцевості. **Критичні концентрації газу.** Якщо виявлено газ: понад 1% (об'ємних) для природного газу; понад 0,4% для зрідженого вуглеводневого газу (ЗВГ); у підвалах, тунелях, колекторах, під'їздах, перших поверхах — бригада негайно:

- відключає газопровід від системи газопостачання;
- евакуює людей з небезпечної зони;
- організовує провітрювання;
- інформує суміжні служби (ДСНС, поліція, швидка, місцеві адміністрації).

За своєчасне прибуття та якісне виконання робіт несе відповідальність керівник зміни АДС. План попередження та ліквідації аварій (ПЛА) повинен передбачати: всі типи аварійних ситуацій; всі можливі небезпечні для людей та майна операції.

По кожному типу аварії: конкретні профілактичні дії; послідовність дій персоналу; заходи з порятунку людей та майна; методи ліквідації витоків газу; способи вентиляції приміщень; засоби пожежогасіння (вогнегасники, пісок, піна, CO₂). Визначається порядок передачі функцій аварійно-відновлювальним бригадам підприємств газового господарства після локалізації небезпеки. Зазначаються механізми координації дій із: пожежною службою; поліцією; швидкою допомогою; місцевими адміністраціями; енергопостачальними організаціями. Кожен захід ПЛА розробляється заздалегідь. Враховується: специфіка об'єктів; густота забудови; сезонні та погодні фактори; наявність особливих ризиків (електромереж, вибухонебезпечних зон тощо). Чіткість та послідовність дій мають вирішальне значення для мінімізації наслідків аварії.

Склад заявки: «Отруєння газом»

Можливі причини аварій: неповне згорання газу в пальниках газових приладів, відсутність тяги в димарі.

Послідовність проведення робіт по локалізації і ліквідації аварії:

1. Прийом заявки і інструктаж заявника по прийняттю мір безпеки до прибуття аварійної бригади згідно «Пам'ятки по інструктажу».
2. Реєстрація аварійної заявки і виписки заявки аварійній бригаді.
3. Підготовка необхідної документації, ознайомлення складу бригади з характером заявки і проведення інструктажу по проведенню робіт. Виїзд на об'єкт.
4. Надання першої допомоги потерпілим.
5. Виклик швидкої медичної допомоги і міліції на об'єкт.
6. Інтенсивна вентиляції приміщення.
7. Відключення газового приладу від газопроводу.
8. Визначення концентрації газу в приміщенні, в суміжних приміщеннях, сходовій клітці, підвалі і погребях за допомогою газоаналізатора.
9. Складання акту на аварію (нещасний випадок).

Дії диспетчера:

Приймає аварійну заявку та надає заявнику інструкції щодо дотримання заходів безпеки до прибуття аварійної служби відповідно до «Пам'ятки по інструктажу».

Реєструє отриману заявку в журналі. Оформлює наряд-заявку для аварійної бригади, ознайомлює її з деталями виклику та особливостями об'єкта. Спільно з майстром (або слюсарем) готує необхідну документацію на аварійний об'єкт.

Забезпечує виїзд аварійної бригади на місце виклику не пізніше ніж через 5 хвилин після отримання заявки. Підтримує постійний зв'язок з бригадою, уточнюючи характер аварії та перебіг ліквідаційних робіт. У разі потреби викликає на місце події швидку медичну допомогу та поліцію. Інформує керівництво служби (треста, контори) про випадок і стан виконання аварійно-відновлювальних робіт. Вживає заходів щодо надання необхідної допомоги аварійній бригаді в процесі ліквідації аварії за запитом майстра.

Дії майстра:

Отримує від диспетчера заявку та необхідну технічну документацію, що стосується аварійного об'єкта. Перевіряє справність газоаналізатора та засобів індивідуального захисту перед виїздом. Проводить інструктаж для членів аварійної бригади щодо порядку виконання робіт. Забезпечує виїзд бригади до місця аварії протягом 5 хвилин. По прибутті на об'єкт оцінює ситуацію на місці аварії. Організовує відключення газових приладів від газопроводів. Забезпечує інтенсивне провітрювання приміщень. Проводить регулярну перевірку приміщень на наявність газу за допомогою газоаналізатора. Надає першу медичну допомогу постраждалим у разі необхідності. Регулярно інформує диспетчера про хід ліквідаційних робіт. За погодженням з диспетчером надає вказівки щодо відключення об'єкта від газопостачання. Складає технічний акт щодо аварії або нещасного випадку. Після завершення робіт повідомляє диспетчера про виконання завдань.

Дії слюсаря:

Разом з майстром перевіряє справність газоаналізатора, засобів індивідуального захисту та іншого необхідного обладнання. Забезпечує виїзд на місце аварії упродовж 5 хвилин після отримання сигналу. Готує інструменти та обладнання для виконання аварійно-відновлювальних робіт.

Виконує роботи під керівництвом майстра, своєчасно доповідає про хід та завершення виконаних завдань. У разі аварії з вини абонента проводить інструктаж з правил безпечного користування газовими приладами або направляє абонента до технічного кабінету. Після завершення робіт наводить порядок, складає інструменти, інвентар та засоби індивідуального захисту в аварійну машину.

Дії шофера-слюсаря:

Здійснює виїзд на місце аварії найкоротшим маршрутом упродовж 5 хвилин після отримання повідомлення.

Забезпечує постійний зв'язок з диспетчером під час виконання робіт. Виконує вказівки та розпорядження майстра відповідно до поставлених завдань.

6. ЗАХИСТ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Загальні положення оцінки впливу на навколишнє середовище

Мета розділу «Захист навколишнього середовища» полягає в екологічному обґрунтуванні проєктної діяльності та визначенні шляхів її реалізації, спрямованих на мінімізацію негативного впливу на довкілля. У розділі розглядаються заходи щодо нормалізації стану навколишнього середовища та гарантування екологічної безпеки.

Оцінка впливу на навколишнє середовище (ОВНС) — це процес виявлення, аналізу та оцінки всіх можливих видів і рівнів негативного впливу запланованої господарської діяльності на навколишнє природне середовище, а також прогнозування потенційних екологічних наслідків реалізації проєкту. Основною метою проведення ОВНС є запобігання деградації довкілля, відновлення порушених природних систем, забезпечення сталого господарського розвитку, а також розробка ефективних заходів для зменшення рівня екологічної небезпеки від майбутньої діяльності. **Підстави для проведення ОВНС.** Склад тому ОВНС і його зміст відповідає основним положенням 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 «Оцінка впливу на навколишнє середовище» (ОВНС) є екологічне обґрунтування доцільності реалізації проєктної діяльності, а також визначення засобів і шляхів її виконання з урахуванням необхідності нормалізації стану довкілля та дотримання вимог екологічної безпеки. У результаті проведення ОВНС було визначено та рекомендовано до впровадження технічні рішення, що забезпечують безпечне будівництво без загроз для здоров'я населення. Це враховує всі потенційні типи впливу — прямі, непрямі, кумулятивні та інші — включно з віддаленими наслідками, не пов'язаними з виробництвом екологічно небезпечної продукції, та гарантує відсутність незворотних або кризових змін у природному середовищі. Розділ ОВНС розробляється відповідно до вимог чинного законодавства, нормативів, правил і стандартів, 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 Держкомгідромет «Методика розрахунку викидів в атмосферному повітрі, що вміщуються у викидах підприємств».
- Постанова Кабінету Міністрів України від 27.07.95 від 27.07.95р. №554.
- Посібник до розроблення матеріалів оцінки впливів на навколишнє середовище (до ДБН А2.2-1:2003).
- Технологічних рішень, прийнятих в 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 <u>запроєктований</u> 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 (відповідно до розрахунків зведених в таблиці 6.2): органічні кислоти (в перерахунку на оцтову) – $3,1 \times 10^{-7}$ т/рік, оксид вуглецю – $1,5 \times 10^{-7}$ т/рік.

Для вивчення ставлення місцевої громади до запланованої проєктної діяльності у місцевих засобах масової інформації необхідно опублікувати Заяву про екологічні наслідки діяльності об'єкта з короткою характеристикою проєкту. У разі потреби громадськість має право порушити питання, які, на її думку, потребують додаткового опрацювання або вирішення. У межах зони впливу об'єкта відсутні: рекреаційні території; землі історико-культурного призначення; об'єкти природно-заповідного фонду, включно з охоронними зонами та територіями, перспективними для заповідання; шляхи міграції тварин і птахів; місця зростання та середовища існування рідкісних або зникаючих видів флори та фауни.

Проєкт не передбачає знесення багаторічних зелених насаджень. Навпаки, планується озеленення території та її благоустрій. Під час експлуатації об'єкта не передбачаються викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря. Всі заходи з охорони навколишнього середовища реалізуються відповідно до вимог чинного природоохоронного законодавства України, зокрема:

- Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища»;

Завершення природно-відновлювальних робіт вважається досягнутим за умови повного виконання таких заходів:

- проведення рекультивації земель;
- очищення ділянок від забруднення паливно-мастильними матеріалами, будівельними та побутовими відходами.

Рекультивації підлягають наступні території:

- будівельна смуга трубопроводу по всій ширині відведеної земельної ділянки;
- береги та ділянки в місцях переходу через водні об'єкти;
- самі переходи через ріки;
- території з проявами ерозійних процесів, зокрема яри.

У випадку прокладання трубопроводу безтраншейним способом, технічна рекультивація будівельної смуги не передбачена. Відповідальність за дотримання проєктних рішень та виконання природоохоронних заходів несе будівельна організація, яка здійснює укладання газопроводу.

Природні особливості району газифікації: Основні типи земель — орні угіддя та лісові масиви. Найбільш поширені негативні природні процеси, які можуть виникати внаслідок будівництва:

- водна та вітрова ерозія;
- заболочування.

З метою попередження зазначених процесів необхідно передбачити:

- системи водовідведення;
- дренажні споруди;
- стічні лотки;
- водозатримуючі вали.

Під час зворотної засипки траншеї бульдозером його рух має здійснюватися в косо-поздовжньому напрямку, що дозволяє зменшити ширину зони впливу. Для цього бульдозер повинен бути оснащений косим відвалом.

Заборонено:

- використовувати верхній родючий шар ґрунту для створення перемичок чи споруд тимчасового або постійного характеру;
- скидати воду, витіснену з трубопроводу після проведення випробувань, у річки, озера чи інші водойми без попереднього очищення.

6.2 Вимоги до охорони навколишнього середовища під час будівництва газопроводів

При виборі варіантів трасування газопроводів і розміщення майданчиків для споруд, окрім техніко-економічних показників, обов'язково враховується ступінь негативного впливу запроєктованих об'єктів на довкілля — як у період будівництва, так і під час подальшої експлуатації.

У процесі організації будівельного виробництва необхідно передбачити та реалізувати комплекс природоохоронних заходів, який включає: рекультивацію порушених земель; профілактику втрат природних ресурсів; попередження забруднення ґрунту, водних об'єктів і атмосфери; захист існуючої рослинності — недопущення несанкціонованого знищення деревно-чагарникових насаджень, засипання ґрунтом кореневих систем та стовбурів дерев і кущів.

При проведенні робіт у межах населених пунктів мають дотримуватись вимоги щодо зниження рівня запиленості та загазованості повітря.

Трасування газопроводу середнього тиску виконано з урахуванням мінімізації впливу на благоустрій та зелені насадження.

Підрядна організація зобов'язана враховувати питання екологічної безпеки у процесі розроблення проекту виконання робіт (ПВР) та забезпечити суворе дотримання природоохоронних норм на всіх етапах будівництва.

Основні екологічні вимоги до виконання будівельних робіт:

1. **Збереження наявної рослинності** (дерев, кущів, газонів) на території будівельного майданчика.
2. **Використання привізних будівельних сумішей і матеріалів**, зокрема бетонних, залізобетонних та дерев'яних конструкцій, виготовлених на спеціалізованих виробництвах.
3. **Недопущення утворення стихійних звалищ будівельного сміття** та своєчасне його вивезення у спеціально відведені місця.
4. **Влаштування тимчасових доріг з твердим покриттям** із інвентарних плит багаторазового використання, з обов'язковим підтриманням їх у належному стані.
5. **Використання спеціалізованого транспорту** (цементовозів, автобетоновозів, панелевозів тощо) для перевезення цементу, бетону та збірних конструкцій.
6. **Обмеження часу роботи двигунів внутрішнього згоряння** лише періодом фактичного використання. За можливості, використовувати обладнання з електричним приводом (зварювальні апарати, компресори, насоси тощо).
7. **Забезпечення належного технічного стану будівельної техніки та механізмів.**
8. **Дотримання технічних вимог при транспортуванні й зберіганні будівельних матеріалів та хімічних речовин**, зокрема: протиморозних домішок, прискорювачів тужавлення, пластифікаторів, органічних розчинників, лакофарбових матеріалів тощо.

Технічна рекультивація земель виконується у такій послідовності:

1. Здійснення зняття родючого шару ґрунту з подальшим переміщенням у тимчасовий відвал;
2. Проведення розробки траншей для укладання газопровідних труб;
3. Виконання зварювальних робіт на поверхні (бровці) траншеї;
4. Укладання газопроводу в підготовлену траншею;
5. Засипання траншеї мінеральним ґрунтом;
6. Повернення родючого шару з тимчасового відвалу з рівномірним його розподілом на смугі рекультивації;
7. Прибирання будівельного сміття.

Терміни проведення технічної рекультивації визначаються відповідно до затвердженого графіка будівельних робіт. Зняття родючого шару ґрунту з його переміщенням у тимчасовий відвал здійснюється із застосуванням бульдозера марки ДЗ-53. Така ж техніка використовується для засипки трубопроводу мінеральним ґрунтом. Ущільнення здійснюється природним способом. Надлишковий рослинний шар, що утворюється внаслідок розпушування ґрунту або витіснення його після укладання трубопроводу, підлягає рівномірному розподілу та плануванню. Нанесення родючого шару рекомендується проводити в теплу пору року за умов нормальної вологості та достатньої несучої здатності ґрунту, яка забезпечує прохідність для техніки. У цьому випадку використовується бульдозер, що працює поперечними ходами, переміщуючи та розрівнюючи родючий шар. Під час зняття, складування та нанесення родючого шару необхідно вживати заходів, що запобігають зниженню його якості, а також захищають від розмивання та вітрової ерозії. У разі зберігання родючого шару понад 20 днів поверхню тимчасового відвалу слід засівати травами. Контроль за відповідністю виконаних робіт проєктним рішенням здійснюється органами державного контролю за використанням земельних ресурсів. Після завершення будівництва, а також під час його проведення, підрядна організація зобов'язана впорядкувати територію будівельного майданчика, а саме:

- вивезти будівельне сміття та залишки ґрунту у визначені місця;
- відновити зруйновані або пошкоджені елементи благоустрою та зелених насаджень;
- провести ремонт водовідвідних каналів і кюветів автомобільних доріг;
- не допускати накопичення будівельних відходів на території об'єкта.

Повернення земель у користування здійснюється на підставі акта, оформленого згідно з чинним законодавством. З метою охорони довкілля необхідно впровадити контроль за дотриманням встановлених нормативів допустимих викидів забруднюючих речовин у повітря. Для мінімізації негативного впливу на земельні ресурси в процесі будівництва газопроводів слід організувати збір побутових та будівельних відходів. Відходи повинні зберігатися в герметичних контейнерах на території будівництва і, по мірі накопичення, вивозитися на постійно визначене місце захоронення (сільське звалище), погоджене з місцевими органами влади відповідно до укладеного договору.

Проектні рішення спрямовані на запобігання забрудненню та виснаженню підземних і поверхневих вод, а також виключають негативний вплив на водне середовище. Забезпечення будівельного майданчика питною водою планується здійснювати шляхом її підвезення.

Основним джерелом шумового навантаження під час будівництва газопроводу є компресорне обладнання та зварювальні агрегати. З метою зниження рівня звукового тиску передбачено встановлення компресорів на фундаменти з використанням гумових прокладок, що зменшують вібрацію та шум під час експлуатації.

Проектом передбачено комплекс заходів, спрямованих на запобігання забрудненню атмосферного повітря, поверхневих і підземних вод. Це дає підстави стверджувати, що реалізація проекту з будівництва газопроводів не спричинить зростання шкідливого впливу на здоров'я населення, а також не призведе до істотних змін у концентрації забруднюючих речовин у довкіллі.

Запропоновані технічні рішення гарантують дотримання нормативних показників стану навколишнього природного середовища й не потребують додаткових заходів для забезпечення екологічної безпеки на етапі будівництва.

Контроль за якістю будівельно-монтажних робіт у межах спорудження газопроводу здійснюється технічним наглядом та авторським контролем згідно з домовленістю. Передбачена технологія будівництва та подальшої експлуатації газопроводу не матиме негативного впливу на здоров'я людей або умови їхнього проживання.

У рамках проекту впроваджуються заходи з охорони довкілля, а саме:

- використання прогресивних технологій у будівництві та експлуатації газопроводу;
- застосування сучасного газового технологічного обладнання.

Рішення щодо будівництва газопроводу та встановлення відповідного обладнання дозволяють мінімізувати вплив на природне середовище, раціонально використовувати природні ресурси, а також сприяють збереженню та відновленню екологічної рівноваги, забезпечуючи добробут населення.

З метою недопущення негативного впливу на довкілля, система газопостачання передбачає:

- передачу змонтованої системи на баланс управління експлуатації газового господарства (УЕГГ), що забезпечить постійний контроль за її технічним станом;
- регулярний огляд траси газопроводу спеціалістами Житомирського відділення АТ «Житомиргаз» з виконанням усіх необхідних заходів технічного обслуговування, включаючи контроль за можливими витокami газу та наявністю вказівних знаків на трасі.

Аварійні або залпові скиди, які можуть призвести до досягнення небезпечних для здоров'я концентрацій забруднюючих речовин, проектом не передбачені, а статистичні дані не підтверджують імовірність їх виникнення.

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

Проектом передбачено спорудження газопроводу з метою газопостачання житлових будинків, що сприятиме суттєвому покращенню санітарно-гігієнічних умов проживання населення. Використання природного газу у побуті, для роботи опалювальних котлів та газових плит позитивно вплине на стан довкілля шляхом значного зниження рівня атмосферного забруднення, зокрема викидів сполук сірки та твердих часток у вигляді сажі, що притаманні традиційному споживанню твердого палива. Крім того, ліквідується джерело забруднення території від залишків складування палива, золи та шлаків. Спалювання природного газу не супроводжується утворенням сірчистого ангідриду, золи, сажі або пилу, а кількість оксидів азоту у продуктах згоряння значно менша, ніж при використанні твердого палива. Відсутність шлакових відходів усуває потребу в облаштуванні спеціальних полігонів для їх зберігання. З огляду на те, що при згорянні вугілля необхідний більший коефіцієнт надлишку повітря, використання газу дозволяє скоротити викиди оксидів азоту на 20%. Введення в експлуатацію газопроводу середнього тиску також створює передумови для подальшого розвитку інфраструктури, зокрема будівництва котелень і промислових об'єктів, що сприятиме зростанню рівня зайнятості населення. В умовах експлуатації газопровід не є джерелом виробничого шуму, тому проектом не передбачено спеціальних заходів шумозниження. До основних заходів з охорони довкілля під час експлуатації газоспоживчого обладнання належать:

1. Використання сучасного енергоощадного обладнання з високим коефіцієнтом корисної дії та заміна морально застарілих приладів, що сприяє ефективному використанню газу і зменшенню обсягів шкідливих викидів.
2. Своєчасне виконання регламентних, профілактичних і ремонтних робіт на газовому обладнанні.
3. Підвищення професійного рівня обслуговуючого персоналу.
4. Застосування спеціального спорядження та інструментів під час робіт на об'єктах.
5. Оснащення газових приладів сучасною автоматикою.
6. Використання сучасних сигналізаторів і детекторів для вчасного виявлення можливих витоків газу.
7. Рекомендація побутовим споживачам щодо впровадження новітніх моделей котлів та іншого опалювального обладнання з підвищеним ККД.
8. Проведення постійного контролю якості природного газу, що подається споживачам, з метою забезпечення надійної роботи приладів та автоматики.
9. Регулярне виконання профілактичних та регламентних робіт на газорегуляторних пунктах (ГРП) і шафових установках.
10. Неухильне дотримання вимог Державних будівельних норм України.

Зазначені проєктні рішення гарантують відповідність екологічного стану довкілля нормативним вимогам і не потребують запровадження додаткових природоохоронних заходів на об'єкті будівництва.

7. ЕНЕРГОРЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ

7.1 Енергоресурсозбереження при експлуатації систем газопостачання

З метою зменшення витрат паливно-енергетичних ресурсів відповідно до чинного законодавства України, Державний комітет України у справах містобудування та архітектури розробив низку обов'язкових заходів, виконання яких покладено на місцеві органи архітектури і містобудування.

Серед основних заходів передбачено:

- затвердження нових нормативів щодо коефіцієнтів теплопередачі огорожувальних конструкцій житлових, громадських будівель та споруд;
- визначення контрольних показників питомих витрат теплової енергії на опалення житлового фонду;
- обов'язкове забезпечення проєктних і будівельних організацій впровадженням у проєкти нових будівель, а також у проєкти реконструкції житлових, соціально-культурних та виробничих об'єктів приладів обліку, а також пристроїв для регулювання систем електро-, тепло-, водо- та газопостачання.

Для забезпечення контролю за дотриманням вимог впровадження енергозберігаючих технологій усі проєкти будівництва й реконструкції об'єктів, незалежно від форми власності чи відомчого підпорядкування, підлягають обов'язковій державній архітектурній експертизі. Державним приймальним комісіям заборонено вводити в експлуатацію завершені об'єкти будівництва, що не відповідають вимогам з енергозбереження та раціонального використання енергетичних ресурсів.

У загальному вигляді втрати природного газу визначаються як різниця між обсягом газу, отриманого газорозподільною організацією від постачальника, та

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

- дійсні втрати, ΔV_{Δ} , 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:

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

де $K_{H\Pi}$ – коефіцієнт неврахованих втрат газу, враховує випадкові втрати які не підлягають обліку

Жодна система газопостачання не може забезпечити повну герметичність протягом усього періоду експлуатації. Газопроводи, що складаються з численних з'єднань (зварних, муфтових, різьбових), піддаються впливу корозійних процесів, механічних навантажень та ушкоджень під час проведення земляних робіт. До основних причин фактичних втрат газу належать:

- нещільності в системах трубопроводів, з'єднаннях та газовому обладнанні;
- корозійні та механічні пошкодження, розриви з'єднань;
- аварійні ситуації на ділянках газопроводів.

Практика експлуатації газорозподільних мереж свідчить, що найбільш масштабні аварії трапляються у разі несвоєчасного виявлення та ліквідації витоків газу в підземних комунікаціях. Близько 50% аварій спричиняються механічними пошкодженнями трубопроводів і пов'язаного обладнання, 30–40% – результат корозії, а 10–20% становлять дефекти зварних з'єднань. Найбільша ймовірність витоку газу спостерігається у місцях встановлення конденсатозбірників та гідрозатворів, у зоні зварних швів, сальникових ущільнень арматури, при наявності заводських дефектів труб, випадкових ушкоджень у процесі монтажу або виконання аварійно-ремонтних робіт. До потенційно вразливих місць також належать зони встановлення арматури без компенсаційних елементів, стики та тріщини в неметалевих трубах. Експлуатаційна практика засвідчує, що приблизно 3% витоків газу в конденсатозбірниках виникають через муфтові з'єднання і зварні стики, 10% – через нещільно закручені пробки в муфтах кранів, а до 30% – у стояках конденсатозбірників. У 20% випадків механічні пошкодження трубопроводів або споруд на них пов'язані з недотриманням вимог з боку організацій, які проводять земляні роботи.

Основними чинниками витоків газу з трубопроводів та запірно-запобіжної арматури, розміщеної всередині будівель, є: корозія труб у місцях проходження через міжповерхові перекриття або стіни; незадовільний технічний стан різьбових з'єднань; несправність запірної арматури, нещільне прилягання пробки крана або тefлонової вставки у кульових кранах; дефекти, що виникають у зварних з'єднаннях.

В таблиці 7.1 показані втрати газу по побутовому сектору, що дає можливість спланувати систему заходів що до їх усунення.

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 необхідно формувати повний перелік витрат природного газу, що припадають на технологічні втрати та власні потреби. Об'єкти газового господарства з істотними обсягами споживання мають бути оснащені засобами обліку витрат газу. Для об'єктів із незначними витратами допускається визначення обсягів споживання за розрахунковими методами — на основі потужності газоспоживного обладнання та графіків його експлуатації. Усі розрахунки мають бути затверджені головним інженером підприємства. До ефективних заходів, спрямованих на зниження витрат газу в побутовому та виробничому секторах, а також на підвищення безпеки функціонування систем газопостачання, належать:

- удосконалення систем електрохімічного захисту газопроводів та методів приладового контролю технічного стану підземних мереж;
- впровадження електрифікованих схем газопроводів із встановленням на них запірної арматури;
- планування витрат газу під час пусконаладжувальних робіт установок та агрегатів згідно з нормативами витрат для зазначених цілей;
- використання повітря замість газу при проведенні випробувань на герметичність внутрішньобудинкових мереж під час ревізій, що забезпечує економію шляхом виключення витрат газу під час продувки та повторного пуску;
- підключення новозбудованих газопроводів до існуючих мереж без зниження тиску, з використанням спеціальних технологічних пристроїв.

У практику експлуатаційного обслуговування доцільно впровадити суворі вимоги щодо регулярного контролю та перевірки всіх з'єднань газових систем, встановлення чітких графіків перевірки герметичності та визначення обов'язкових строків для усунення виявлених витоків у з'єднаннях і сальникових ущільненнях. Також необхідно дотримуватись правил експлуатації споруд газопостачання при проведенні будівельних та земляних робіт у межах охоронних зон діючих об'єктів. Рівень надійності та безпеки систем газопостачання значною мірою залежить від технічного стану трубопроводів та обладнання. Підвищення їх довговічності й ефективності функціонування забезпечується за рахунок удосконалення електрохімічного захисту від корозії та впровадження сучасних технологій приладового контролю технічного стану систем.

З метою підвищення ефективності використання природного газу доцільним є впровадження систем автоматизації на всіх котельних установках. Практика експлуатації котелень підтверджує, що автоматичне регулювання співвідношення «газ–повітря» при зниженому тиску газу дозволяє досягти економії палива на рівні 10–15%. Зокрема, в опалювальних котельнях, обладнаних чавунними секційними котлами, автоматизація сприяє стабільному зниженню витрат газу.

Для досягнення додаткової економії газу рекомендується, під час проведення щорічної ревізії внутрішньобудинкових газопроводів, використовувати замість природного газу повітря при випробуваннях на герметичність. Це дозволяє уникнути повторного продування мережі газом та відповідних втрат ресурсу.

У процесі виконання візок та ремонтно-відновлювальних робіт на газопроводах високого і середнього тиску, з метою уникнення значних викидів газу в атмосферу, доцільно до початку робіт використати газ із від'єднуваної ділянки шляхом його споживання приєднаними абонентами. Це дозволяє знизити тиск у трубопроводі до рівня, за якого можливо безпечно здійснювати візку під тиском, без потреби в аварійному скиданні газу.

Крім того, необхідно активно впроваджувати технології приєднання новозбудованих газопроводів до діючих систем без зниження тиску — з використанням відповідного спеціалізованого обладнання та технічних рішень, що мінімізують втрати ресурсу.

До ключових шляхів зниження неврахованих втрат газу належить удосконалення системи тарифікації та нормування витрат, а також обов'язкове встановлення засобів обліку газу на об'єктах комунально-побутового призначення, що наразі експлуатуються без лічильників.

7.2 Економія енергетичних ресурсів при експлуатації газових пристроїв в житловому будинку

Запропонована теплова схема та обране інженерне обладнання забезпечують раціональне використання енергетичних ресурсів. Проєктом передбачено облік витрат природного газу за допомогою мембранного лічильника, допустима відносна похибка якого не перевищує 1,5% при вимірюванні об'ємної витрати.

Питома витрата газу на виробництво 1 Гкал теплової енергії становить 158 кг умовного палива, що відповідає сучасним вимогам енергоефективності. Автоматизоване регулювання процесу згоряння палива в котельному обладнанні дозволяє забезпечити підтримку необхідної температури повітря в опалюваних приміщеннях відповідно до графіка роботи персоналу підприємства.

Завдання температурного режиму здійснюється за допомогою терморегулятора, що дозволяє підтримувати стабільну температуру повітря у приміщеннях автоматично – шляхом вмикання та вимикання основного газового пальника в залежності від потреб.

З метою оптимізації витрат теплової енергії доцільним є встановлення термостатичних вентилів типу «DANFOSS RTD-N ½» на підвідних трубопроводах до радіаторів існуючої системи опалення. Це дозволить забезпечити більш ефективне регулювання тепловіддачі та сприятиме загальному зниженню енергоспоживання.

Для скорочення витрат енергії при експлуатації житлового будинку рекомендується виконати:

- утеплення покриття і перекриття неопалювальних горищ, що забезпечить **нормований опір теплопередачі для I температурної зони України**
 $R_{a, \text{горищ}} = 6,0 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- утеплення зовнішніх стін із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{a, \text{стін}} = 4,0 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- утеплення перекриттів над неопалювальними підвалами з утеплювачем із плит базальтово-волокнистих, що забезпечить опір теплопередачі $R_{a, \text{підвал}} = 5,0 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- використання ефективних елементів заповнення віконних та дверних отворів, що забезпечують опір теплопередачі цих конструкцій не менше $R_{a, \text{вікна/двері}} = 0,9 \text{ м}^2 \cdot \text{град./Вт};$
- 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 Рудня-Городище Житомирського району, Житомирської області» мною були проведені необхідні інженерні розрахунки, що охоплюють як загальну газифікацію населеного пункту, так і окремо – індивідуального житлового будинку.

Під час роботи над проєктом я отримав можливість застосувати на практиці теоретичні знання, набуті в ході опанування таких фахових дисциплін, як:

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

У процесі виконання проєкту було поглиблено знання чинних нормативних документів – зокрема, вимог щодо проєктування газових мереж, норм витрат природного газу, правил експлуатації газового обладнання, а також вивчені основні положення «Правил безпеки систем газопостачання» та державних будівельних норм ДБН В.2.5-20:2018.

У рамках технічної частини роботи мною було обґрунтовано габарити та конфігурацію траншеї, виконано розрахунки обсягів земляних робіт та монтажу вуличного газопроводу. Порівняння витрат праці показало, що при будівництві поліетиленових газопроводів трудомісткість та строки виконання робіт значно нижчі у порівнянні з прокладанням сталевих труб такого ж діаметру, що свідчить про доцільність широкого впровадження поліетиленових трубопроводів у практику газифікації.

На основі аналізу практичного досвіду роботи газових служб було звернуто увагу на причини збитковості підприємств галузі, а також високу вартість будівельно-монтажних робіт. Вивчення цих аспектів дало змогу глибше осмислити актуальні проблеми галузі та окреслити напрями їх вирішення. З урахуванням сучасної ситуації у сфері використання природного газу в Україні, я дійшов висновку про доцільність та ефективність газифікації сільськогосподарських об'єктів.

Отримані мною під час навчання знання та практичні навички стануть надійним підґрунтям для подальшої професійної діяльності за спеціальністю у сфері газопостачання та суміжних галузях.

_____ Артур ЧЕПЕНКО

Список використаних 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 НДІінжпроект, 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. Теплопостачання 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. СТП ЖАТК 0,1-0,7 Документація. Структура та правила оформлення курсових та дипломних проєктів (робіт). Житомир: ЖАТК, 2007. 81 с.
15. Борщ О. Енергозбереження в системах теплогазопостачання, вентиляція та кондиціонування повітря: навч. посібник. Полтава: ПНТУ, 2009. 116 с.
16. Палій Д. Методичні рекомендації для виконання дипломних проєктів «Організаційно-будівельна частина», ЖАТФК, 2024.