

Вінницький національний технічний університет
Факультет будівництва, цивільної та екологічної інженерії
Кафедра Інженерних систем у будівництві

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему:
**ГАЗОПОСТАЧАННЯ СВЯТОШИНСЬКОГО ЖИТЛОВОГО
РАЙОНУ МІСТА КИЇВ**

Виконав студент 2 – курсу, групи ТГ-23м
Спеціальності 192 – Будівництво та
цивільна інженерія

Андрусяк В.П.
(прізвище та ініціали)

Керівник к.т.н., доцент кафедри ІСБ

Слободян Н.М.
(прізвище та ініціали)

«В» грудень 2024 р.

Опонент д.т.н., професор кафедри БМГА

Моргун А.С.
(прізвище та ініціали)

«В» хт 2024 р.

Допущено до захисту

Завідувач кафедри ІСБ

к.т.н., проф. Ратушняк Г.С.

(прізвище та ініціали)

«13» 12 2024 р.

Вінниця ВНТУ – 2024 рік

Вінницький національний технічний університет
Факультет Будівництва, цивільної та екологічної інженерії
Кафедра Інженерних систем у будівництві
Рівень вищої освіти II (магістерський)
Галузь знань 19 – Архітектура та будівництво
Спеціальність 192 – Будівництво та цивільна інженерія
Освітньо-професійна програма «Теплогазопостачання і вентиляція»

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
Завідувач кафедри ІСБ
к.т.н., проф. Ратушняк Г.С.
(підпис)
2024 р.

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ МАГІСТРАНТА

Андрусяк Василь Петрович
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема магістерської кваліфікаційної роботи **Газопостачання
Святошинського житлового району міста Київ**

керівник роботи Слободян Н.М., к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти № 310 від «17» 09. 2024 р.

2. Строк подання студентом проекту (роботи) 10 грудня 2024 р.

3. Вихідні дані до проекту (роботи) робочі креслення плану району проектування, вихідні данні на проектування: характеристика споживачів газу та схеми ГРП, містобудівні обмеження (обмеження площі забудови), нормативний термічний опір для зовнішніх огорожувальних конструкцій I кліматичної зони (для зовнішніх стін 3,3 Вт·м²/К, для вікон -0,75 Вт·м²/К м).

4. Зміст текстової частини: вступ, науково-технічне обґрунтування перспективного впровадження пластикових газопроводів, теоретичне та практичне обґрунтування параметрів системи газопостачання житлового району міста Київ; розробка проектних рішень систем забезпечення газопостачання приміщень, організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень, автоматизація ГРП; охорона навколишнього середовища; техніко-економічні показники проектних рішень; висновки, додатки.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) плакати за результатами досліджень; Генеральний план. Поздовжній профіль ділянки; Розрахункові схеми мережі високого та низького тиску; План типового поверху, Аксонометрична схема; Покриття нерівностей газопостачання; Схема

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Науково-технічне обґрунтування перспективного впровадження пластикових газопроводів	Слободян Н.М., доцент	17.09.24	27.09.24
Теоретичне та практичне обґрунтування параметрів системи газопостачання Святошинського житлового району міста Київ.	Слободян Н.М., доцент	27.09.24	14.10.24
Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень	Слободян Н.М., доцент	14.10.24	28.10.24
Автоматизація ГРП	Слободян Н.М., доцент	28.10.24	31.10.24
Охорона навколишнього середовища	Слободян Н.М., доцент	31.10.24	11.11.24
Техніко-економічні показники проектних рішень	Лялюк О.Г., доцент	11.11.24	19.11.24

7. Дата видачі завдання _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів (роботи)	Примітка
1	Науково-технічне обґрунтування перспективного впровадження пластикових газопроводів.	27.09.24	ВИКОНАВ
2	Теоретичне та практичне обґрунтування параметрів системи газопостачання Святошинського житлового району міста Київ.	14.10.24	ВИКОНАВ
3	Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень.	28.10.24	ВИКОНАВ
4	Автоматизація ГРП	31.10.24	ВИКОНАВ
5	Охорона навколишнього середовища	11.11.24	ВИКОНАВ
6	Техніко-економічні показники	19.11.24	ВИКОНАВ
7	Розробка графічної частини та презентації	20.11 – 02.12.24	ВИКОНАВ
8	Попередній захист	04.12.24	ВИКОНАВ
9	Відгук опонента (рецензента)	05.12.24	ВИКОНАВ
10	Захист МКР	17.12.24	ВИКОНАВ

Магістрант _____ Андрусяк В.П.
Керівник роботи _____ Слободян Н.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

АНОТАЦІЯ

УДК 628.8

Андрусяк В.П. Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ Магістерська кваліфікаційна робота зі спеціальності 192 – Будівництво та цивільна інженерія, освітньо-професійна програма – теплогазопостачання і вентиляція. Вінниця: ВНТУ, 2024, с.

На укр. мові. Бібліогр.: назв; рис. ; табл. .

В даній магістерській роботі запроєктований варіант системи газопостачання Святошинського району в м. Київ.

Запроєктовано двоступеневу систему газопостачання, яка складається з газопроводу високого тиску та газопроводу низького тиску.

У розділі Теоретичне та практичне обґрунтування параметрів системи газопостачання житлового району було розраховано кількість ГРП, розроблено схему газопроводів високого та низького тиску, та виконано гідравлічний розрахунок, визначено діаметри трубопроводу цих двох систем. Як зразок було розроблено схему внутрішньо-будинкового газопроводу типового будинку.

Встановлено склад та об'єми монтажних робіт, підібрано необхідні машини, механізми та обладнання, розроблено календарні плани, графіки руху робітників, графіки руху машин і механізмів.

Досліджено можливість експлуатації пластикового трубопроводу протягом регламентного терміну експлуатації 50 років.

Робота містить сторінок пояснювальної записки з таблицями та розрахунками. Графічна частина складається з креслень та презентації.

Ключові слова: газопостачання, газопроводи, двохступенева система, гідравлічний розрахунок, запобіжний клапан, газгольдер, редуктор.

ANNOTATION

UDK 628.8

Andrusyak V.P. **Gas supply of the Svyatoshynsky residential district of the city of Kyiv.** Master's qualification work in the specialty 192 - Construction and civil engineering, educational and professional program - heat and gas supply and ventilation. Vinnytsia: VNTU, 2024, p.

In Ukrainian. Bibliography: titles; fig. ; table. .

In this master's work, a variant of the gas supply system of the Svyatoshynsky district in the city of Kyiv is designed.

A two-stage gas supply system is designed, which consists of a high-pressure gas pipeline and a low-pressure gas pipeline.

In the section Theoretical and practical justification of the parameters of the gas supply system of the residential district, the number of hydraulic fracturing units was calculated, a scheme of high- and low-pressure gas pipelines was developed, and a hydraulic calculation was performed, and the diameters of the pipelines of these two systems were determined. As a sample, a diagram of an intra-building gas pipeline of a typical house was developed.

The composition and volume of installation work were established, the necessary machines, mechanisms and equipment were selected, calendar plans, worker movement schedules, machine and mechanism movement schedules were developed.

The possibility of operating a plastic pipeline during the regulatory service life of 50 years was investigated.

The work contains pages of an explanatory note with tables and calculations. The graphic part consists of drawings and a presentation.

Keywords: gas supply, gas pipelines, two-stage system, hydraulic calculation, safety valve, gas holder, reducer.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	
1 НАУКОВО – ТЕХНІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ПЛАСТИКОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ.....	
1.1 Перспективи застосування на Україні поліетиленових газопроводів	
1.2 Результати дослідження складу й структури труби ПЕВЩ після 35 років експлуатації.....	
Висновок.....	
2 ТЕОРЕТИЧНЕ ТА ПРАКТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ СВЯТОШИНСЬКОГО ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА КИЇВ.....	
2.1 Вихідні дані.....	
2.1.1 Визначення характеристик газу.....	
2.1.2 Розрахунок техніко-економічних показників.....	
2.2 Визначення витрат газу.....	
2.2.1 Визначення витрат газу по річних нормах.....	
2.2.2 Визначення розрахункових одиниць споживання.....	
2.2.3 Споживання газу в комунально-побутових підприємствах, підприємствах, установах та житловому комплексі.....	
2.2.4 Визначення витрат газу на миття в лазнях.....	
2.2.5 Споживання газу на підприємствах громадського харчування...	
2.2.6 Споживання газу в установах охорони здоров'я.....	
2.2.7 Визначення витрат газу на прання білизни в механізованих пральнях.....	
2.2.8 Споживання газу на хлібозаводах і пекарнях.....	
2.3 Визначення витрат газу за укрупненими показниками.....	
2.3.1 Витрати газу на опалення.....	
2.3.2 Витрати газу на вентиляцію.....	
2.3.3 Витрата газу на централізоване гаряче водопостачання.....	
2.4 Режим споживання газу.....	
2.4.1 Витрати газу по місяцях року.....	
2.4.2 Розрахунок режиму споживання газу на опалення.....	
2.4.3 Розрахунок сезонної і місячної нерівномірності споживання газу.....	
2.4.4 Розрахунок часової нерівномірності споживання газу.....	
2.4.5 Розрахунок газгольдерної ємності для зберігання газу.....	
2.5 Система газопостачання.....	
2.5.1 Вибір системи газопостачання.....	
2.6 Визначення кількості ГРП.....	
2.7 Розрахунок внутрішньо будинкового газопроводу.....	

2.8	Гідравлічний розрахунок мереж низького тиску.....
2.9	Гідравлічний розрахунок газопроводу високого тиску.....
2.10	Розрахунки одиночних газопроводів.....
2.11	Захист газопроводів від корозії.....
2.12	Підбір устаткування для ГРП.....
2.12.1	Вибір фільтрів.....
2.12.2	Вибір запобіжних клапанів.....
	Висновок.....
3	ОРГАНІЗАЦІЙНО – ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ.....
3.1	Характеристика об'єкту що проєктується.....
3.2	Розрахунок об'ємів робіт.....
3.2.1	Визначення розмірів траншеї.....
3.2.2	Визначення об'ємів земляних робіт.....
3.2.3	Визначення об'ємів робіт по збільшенню прямиків для зварювання неповоротних стиків.....
3.2.4	Визначення об'ємів земляних робіт при копанні прямиків для зварювання стиків.....
3.2.5	Визначення об'ємів рземляних робіт при копані котлованів під колодязь.....
3.2.6	Визначення загального об'єму ґрунту при копані траншеї в щільному тілі.....
3.2.7	Визначення об'єму ґрунту, витиснутого трубою.....
3.2.8	Визначення габаритів відвалу ґрунту.....
3.2.9	Визначення об'єму присипання траншеї.....
3.2.10	Визначення об'єму ґрунту при засипці траншеї механізовано...
3.2.11	Визначення об'єму робіт по засипці пиямка механізовано.....
3.2.12	Визначення залишкових об'ємів робіт.....
3.3	Визначення строку будівництва.....
3.3.1	Вибір методу виконання робіт.....
3.3.2	Визначення довжини захватки і строку будівництва.....
3.3.3	Визначення складу ланки.....
3.3.4	Розрахунок потреб у будівельних матеріалах.....
3.4	Вибір основних машин і механізмів для виконання робіт.....
3.4.1	Розрахунок авпокранів.....
3.4.2	Розрахунок самоскидів.....
3.5	Завдання в галузі охорони праці.....
3.6	Оцінка експлуатаційних особливостей системи й окремих технологічних процесів.....
3.7	Аналіз умов праці й виявлення небезпечних шкідливих виробничих факторів при виконанні технологічного процесу.....

3.8 Забезпечення пожежо- і вибухобезпеки об'єкта проектування	
Висновок.....	
4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ГРП.....	
4.1. Регулятор тиску газу РДГ.....	
4.2. Контроль над витокм газу.....	
4.3. Розробка схеми й підбір обладнання системи автоматизації.....	
Висновок.....	
5 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА.....	
5.1 Загальні відомості.....	
Висновок.....	
6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ.....	
ВИСНОВКИ.....	
 ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК.....	
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	
Додаток А – Технічне завдання.....	
Додаток Б – Розрахункова схема газопроводу.....	
Додаток В – Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів низького тиску...	
Додаток Г – Розрахункова схема мережі низького тиску.....	
Додаток Д – Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів низького тиску ...	
Додаток Е – Розрахункова схема мережі високого тиску.....	
Додаток Ж – Розрахункова схема мережі високого тиску – 1й аварійний режим.....	
Додаток З – Розрахункова схема мережі високого тиску – 2й аварійний режим	
.....	

В С Т У П

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі – виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України в країни Західної та Центральної Європи.

ГТС України складається з 39,8 тис. км газопроводів з компресорними станціями, 13 підземних сховищ газу (ПСГ), мережі газорозподільних (ГРС) і газовимірювальних станцій (ГВС). ТОВ «Оператор ГТС України» – є основним оператором газотранспортної системи (38,6 тис. км газопроводів і 12 підземних сховищ газу).

Головними завданнями в модернізації та реконструкції об'єктів ГТС України є:

- підтримання проектних параметрів основних транзитних газопроводів;
- впровадження сучасних технологій для підвищення ефективності роботи ГТС;
- зменшення впливу на навколишнє середовище.

В даній магістерській роботі розглянуто можливості забезпечення реалізації цих основних завдань на прикладі проектування системи газопостачання Святошинського району м. Київ.

Актуальність роботи. На сьогоднішній день газифікація населених пунктів є актуальним завданням, поставленим перед підприємствами газової галузі. Газифікація дозволяє вирішити ряд таких проблем, як екологічна безпека, енергетична ефективність і найголовніше поліпшення ступеня благоустрою. Газифікація району дозволить замінити обладнання, що працює на електриці і твердому паливі з низьким коефіцієнтом корисної дії, на обладнання, яке споживає газ з більш високою енергоефективністю. При спалюванні газу викиди в атмосферу шкідливих речовин виділяються в значно менших кількостях, а такі як зольні частинки повністю відсутні.

Мета і задачі досліджень. Метою даної роботи є розробка варіантів проекту газопостачання Святошинського району міста Київ.

Для реалізації поставленої мети необхідно розв'язати наступні задачі:

- розробити науково-технічну доцільність та можливості впровадження інноваційних технологій, в якому провести аналіз системи газопостачання і споживачів газу;
- визначити та обґрунтувати вибір типу систем газопостачання в залежності від потреб у газі;
- запроектувати двоступеневу систему газопостачання, провести розрахунок системи, підібрати обладнання ГРП;
- проаналізувати використання блочних ГРП як джерела системи газопостачання низького тиску;
- провести аналіз матеріалу пластикових газових труб на відповідність нормативному терміну служби;
- визначити основні та допоміжні матеріали, які необхідні для монтажу систем газопостачання, підібрати машини і механізми необхідні для виконання робіт;
- визначити об'єми робіт, трудомісткості монтажних робіт, склад бригад та інші дані необхідні для побудови календарних графіків монтажу систем;
- побудувати календарні плани та визначити техніко економічні показники;
- визначити умови експлуатації та технічне обслуговування систем;
- визначити фізично небезпечні і шкідливі виробничі фактори при монтажі систем.

Об'єктом дослідження є газотранспортні інженерні мережі Святошинського району м. Київ.

Предметом дослідження є процес створення інноваційних систем газопостачання району міста Київ.

Методи дослідження. В роботі використовувалися теоретичні методи дослідження. При інформаційно – аналітичному дослідженні методів та обладнання для систем газопостачання використали Internet-мережу як джерело інформації.

Практичне значення та реалізація результатів дослідження. Можна використати як варіант проекту пропозицій системи газопостачання району міста, який має схожих споживачів.

Обсяг та структура роботи. Дана робота складається з вступу, шести розділів, висновків, бібліографії, додатків. Основний матеріал викладено на сторінках машинописного тексту.

РОЗДІЛ 1 НАУКОВО – ТЕХНІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНОГО ВПРОВАДЖЕННЯ ПЛАСТИКОВИХ ГАЗОПРОВОДІВ

У даному розділі магістерської роботи розглядаються питання можливості застосування в якості матеріалу газопроводу - пластик. Основна проблема впровадження пластикових газопроводів зводиться до недостатнього досвіду застосування й до недоліку нормативної бази України як для виробництва, так і для застосування в газових мережах країни [1].

1.1. Перспективи застосування на Україні ПЕ газопроводів тиском від 0,6 Мпа до 1,0 Мпа

У січні 2006 року було запущене виробництво на одному з найбільших на даний момент виробників поліетиленових труб в Україні - Рубежанському трубному заводі, виробнича потужність якого становить 12000 т у рік (по оцінках фахівців підприємство вже займає 25 % ринку). Історія заводу неодноразово висвітлювалася на сторінках спеціалізованої вітчизняної періодики. Коротко нагадаю основні віхи розвитку: узимку 2005 року завод зданий в експлуатацію, початий випуск водопровідних труб до 630 мм, у квітні підписаний акт кваліфікаційної комісії на початок серійного виробництва газових труб діаметрами від 20 до 400 мм із ПЕ 80 і ПЕ 100. Навесні ж були погоджені й затверджені власні технічні умови на виробництво водопровідних труб з ПЕ 80 і ПЕ 100.

Із самого початку діяльності на заводі проводилися науково-вишукувальні роботи зі створення нормативного документа, який би регламентував можливість використання поліетиленових труб для газопроводів високого тиску першої категорії (тобто до 1,2 Мпа), тому що «ДСТУ Б В.2.7-73-98. Труби поліетиленові для подачі горючих газів.» технічні умови обумовлюють застосування поліетиленових труб тільки для газопроводів високого тиску другої категорії (тобто до 0,6 Мпа) [2].

Газопроводи високого тиску першої категорії використовуються в газотранспортних мережах України в якості, що підводять і застосовувати для їхньої прокладки поліетиленові труби означає не тільки істотну економію засобів на

прокладці (яка може досягати до 50 %, а з урахуванням необхідності застосування катодного захисту може бути й усі 70 %, за рахунок відсутності необхідності у великовантажних трубоукладачах, громіздким зварювальним устаткуванням й значно більш низької вартості самої труби) і експлуатації газопроводу (витрата електроенергії на катодний захист протягом експлуатації приведе до чималих витрат), але й підвищення його надійності (термін служби поліетиленових труб у середньому в 1,5 - 2 рази більше, ніж сталевих).

В 2000 році на Україні науково-виробничою фірмою "Полимерстрой" уже були розроблені технічні умови ТУ У В.2.7-21547843.004-2000. Труби з поліетилену марки ПЕ-100 для подачі горючих газів тиском від 0,6 до 1,2 МПа з коефіцієнтом запасу міцності, рівним 2,0 (досвідчені партії для експериментальних газопроводів), матеріальна частина авторського права на які перебуває у володінні ТОВ " Укргазифікація-Південь" і ТОВ " Эльпласт-Львів". Технічні умови були розроблені згідно "Програмі експериментального проектування й будівництва поліетиленових газопроводів тиском від 0,6 до 1,2 МПа". Необхідність у ТУ подібного роду очевидна - перше ніж коефіцієнт запасу міцності, рівний 2, і МОР=1,2 МПа будуть законодавчо закріплені в ДСТУ, необхідно провести достатню кількість експериментів (згідно із програмою впливало побудувати 200 км експериментальних газопроводів), щоб переконатися, що й на Україні можливе виробництво й експлуатація настільки відповідальних труб. Зазначені технічні умови були розроблені з урахуванням виробництва труб трьох груп стандартних розмірних відносин (SDR 17, SDR 11, SDR 9). Однак ні при виробництві опитних партій, ні навіть при випуску експериментальних зразків, труби SDR 9 не виготовлялися. Крім того, у європейські й у міжнародних стандартах SDR 9 не передбачається.

Труби з SDR 17 мають відносно малу товщину стінки, а при діаметрі труби до 110 мм, після намотування в бухти, на практиці можуть мати овальність, що значно перевищує, зазначену в ТУ. Це може привести до того, що зсув при стиковому зварюванні може виявитися критичним для працездатності газопроводу. Крім того, ушкодження поверхні під час перевезення, при складуванні й монтажі труби при перерахуванні в % від товщини стінки труби

виявляються значно більшими для труб SDR 17 у порівнянні із трубами SDR 11 (13,6).

Отже, для міжселищних газопроводів на 0,6 МПа можливо було б застосування труби ПЕ 100 SDR 13,6, що задовольняє всім вимогам нормативних документів, у тому числі, $C=2,5$. Однак труба зазначеного розмірного відношення не застосовується ні в європейських, ні в міжнародних стандартах, хоча при перегляді нормативної бази SDR 13,6 може бути включене в нову редакцію ДСТУ на газові труби.

Тому коефіцієнт запасу міцності, рівний 2, може бути застосований тільки до газопроводів з ПЕ 100 з робочим тиском 1,0 МПа. Для цих газопроводів товщина стінки (SDR 11) є досить великою й застосування $C=2$ є виправданим як з наукової, так і із практичної точки зору. Ця позиція додатково підтверджена широкою європейською практикою застосування газопроводів SDR 11 з ПЕ 100 на 1,0 МПа.

1.2. Результати дослідження складу й структури труби ПЕВЩ після 35 років експлуатації

Предметом дослідження були відрізки труби чорного кольору від газопроводу, що йде до табору відпочинку «KIDBI» Київської області. Газопровід побудований в 1989 році, зразки витягнуто 7 травня 2024 року.

Для дослідження представлено два зразки:

1. Відрізок труби.
2. Відрізок елемента труби в місці звареного з'єднання. Підготовка зразків. За допомогою мікротома готували зрізи із зовнішньої й внутрішньої поверхні труб. Для одержання проби із середньої зони труби висвердлювали внутрішній шар.

Методом диференціальної скануючої калориметрії (ДСК) на калориметрі Perkin Elmer Pyris 6 DSC досліджували наступні параметри:

1. Індукційний період окиснення труби (ДСТУ Б В.2.7-73-98). Метод полягає в оцінці поглинання кисню (зміні теплового потоку) як функції часу в середовищі кисню в ізотермічних умовах (200 °С). Навішення зразка (зріз із труби в кількості не менш 15 мг) міститься в піч і нагрівається зі швидкістю 20 град/хв у струмі азоту до температури 200 °С, потім газ-носіє перемикається на кисень, і цей

момент фіксується як «початок експерименту». Інтервал часу до початку екзотермічного піка є «індукційним періодом окиснення» (ИПО).

2. Температури плавлення й кристалізації й ступінь кристалічності оцінювали при динамічному нагріванні й охолодженні зразка зі швидкістю 20 град/хв у струмі азоту. Ступінь кристалічності розраховували з ентальпії плавлення, приймаючи, що ПЭ з 100 % ступенем кристалічності характеризується ентальпійою плавлення 293 Дж/г.

3. Швидкість кристалізації оцінювали по ізотермі кристалізації, яку фіксували при температурі 120 °С у струмі азоту.

Таблиця 1.1 - Зміна ступені кристалічності й термостабільності по товщині труби

Зразок труби	№ зразка по товщині	Індукційний період окиснення	Ентальпія плавлення *, Дж/г	Ступінь кристалічності i**, %	Температура плавлення (по вершині піка), °С	Температура кристалізації (по вершині піка), °С
Цільна	1. Зовнішній шар	5,584	197,754	67,5	131,2	113,0
	2. Проміжний (середній) шар	4,811	199,578	68,1	132,9	112,9
	3. Внутрішній шар	0	186,108	63,5	132,3	112,8
Зварена	4. Зовнішній шар	4,7896	180,088	61,5	133,4	112,7
	5. Проміжний (середній) шар	5,036	186,145	63,5	133,4	113,1
	6. Внутрішній шар	0	177,651	60,6	132,3	113,4

* - Межі інтегрування для розрахунків ентальпії плавлення становили 90-150 °С

** - Ступінь кристалічності розраховували, ухвалюючи, що ПЭ з 100% ступенем кристалічності має ентальпію плавлення 393 Дж/кг.

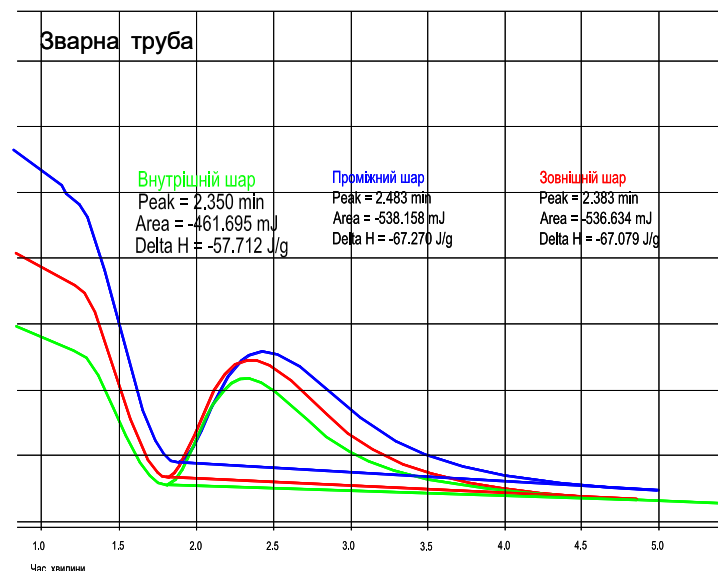


Рис. 1.1 Ізотерми кристалізації труб – пошарове дослідження

За допомогою системи у варіанті «on-line ТГА- Фур'є-Ікс» з, що обігрівається газовою кюветою досліджували термостабільність і склад летучих продуктів зразків труби.

У якості термоаналізатора використані термоваги Piris Diamond TGA/DTA фірми Perkin Elmer, у якості аналізатора летучих продуктів – Фур'є-Ікс-Спектрометр Thermo Electron Avatar 370, оснащений обігріваною газовою кюветою Smart Performer, яка приєднує до ТГА обігріваною лінією.

Аналіз проводили в струмі аргону, швидкість нагрівання 10 град/хв в інтервалі температур 20-900 °С, температура сполучної лінії 200 °С, температура кювети 250 °С.

Ідентифікацію складу летучих продуктів проводили за допомогою банку даних Ікс-Спектра приладу Avatar 370.

Методом високотемпературної ГПХ (гель-проникаючої хроматографії) досліджували молекулярно-масовий розподіл зразків труб.

Виміру проводили на високотемпературному рідинному хроматографі Waters 150С з рефрактометричним детектором при 140 °С, колонці Styragel HT 6Е 300х7,8 мм, у якості елюента використовували 1,2,4 трихлорбензол.

Результати

У табл. 1.1 наведені результати Дск-Аналізу. Ізотерми кристалізації наведені на рис.. 1.1.

Пошарове дослідження теплофізичних параметрів і термостабільності двох зразків труби показало, що:

- 1) у внутрішньому шарі окиснення відбувається практично відразу при подачі в систему кисню – індукційний період (ИПО) відсутній, проміжний і зовнішній шари характеризуються ИПО близько 5 хв.;
- 2) внутрішні шари також характеризуються трохи меншим значенням ентальпії плавлення й, отже, ступенем кристалічності;
- 3) кінетика й швидкості кристалізації внутрішнього й зовнішнього шарів досліджених труб близькі; відзначена незначна відмінність – уповільнення швидкості кристалізації в проміжному шарі труби.

Таблиця 1.2 Молекулярно-масові характеристики труби після 35 років експлуатації

Зразок	Молекулярно-масові характеристики				
	Mw	Mn	Mw/Mn	Mz	Mz/Mw
Зовнішній шар	46775	21779	2,1476	122414	2,618
Проміжний (середній) шар	70495	33507	2,104	153893	2,183
Внутрішній шар	47166	23375	2,018	102061	2,164
ПЕ 80 (літ. дані)	127586	6666	41,7	1045362	6,17

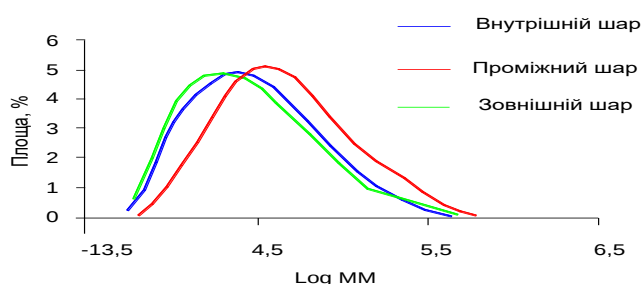


Рис. 1.2 – ММР ПЭ труби після експлуатації протягом 35 років

Отримані результати цілком логічні – антиоксиданти можуть вимиватися із внутрішніх шарів ПЭ труб природним газом, викликаючи втрату термостабільності, рекристалізацію й інші процеси старіння полімерного матеріалу[3].. Досліджені зразки труб за структурою й складу ідентичні, тому

подальші дослідження проводили на одному зразку труби. Методом високотемпературної ГПХ досліджували молекулярно-масові характеристики труби. Окремо досліджували ММР зовнішнього, внутрішнього й середнього шарів. Для порівняння в табл. 2 наведені дані оцінки ММР ПЭ 80, не підданого старінню або експлуатації. Експериментальні результати показали, що поверхневі шари (внутрішній або зовнішній) і проміжний (середній по товщині) шар труби різняться по молекулярній масі майже в 2 рази. Тут може бути як мінімум дві причини: отжим низькомолекулярної фракції на поверхню в процесі виготовлення труби й процеси старіння, включаючи й фізичні (кристалізаційні процеси, зміна морфології й т.п.), і хімічні – деструкційні зміни в результаті витрати антиоксиданту, що цілком узгодиться з різницею у величинах ИПО шарів труби.

З наведених даних видно, що найбільш близький до вихідного зразка по молекулярній масі середній шар. Для аналізу летучих газоподібних продуктів використовували систему «on-line Тга-Фур'є-Ікс» з, що обігрівается газовою кюветою. Для порівняння провели аналогічний експеримент зі зразком труби ПЭ 80, виготовленої в 2007 р. На рис. 3 наведені оригінальні результати дослідження зрізу труби після кондиціювання. При дослідженні зразка свіжого зрізу й ПЭ 80 принцип аналізу й методичний підхід не мінялися. Основна різниця була в складі летучих продуктів. У табл. 3 наведені зведені дані аналізу складу летучих у трьох досліджених зразках ПЭ. Склад летучих продуктів при різних температурах різний. На ранніх стадіях нагрівання (до температур інтенсивної деструкції – 500 °С и вище) спостерігається деяка відмінність у складі летучих продуктів і кондиціюваного зразка, і свіжого зрізу труби. Насамперед, ця наявність сірковмісних похідних у свіжому зрізі. Меркаптани традиційно додають у природний газ для додання йому характерного запаху. При експлуатації газ дифундує в ПЭ й, як показало дослідження, зберігається в товстому шарі зразка досить тривалий час. Основними летучими продуктами при деструкції досліджених зразків, є граничні й неграничні вуглеводні з різною довжиною метиленового ланцюга, циклічні вуглеводні. Важливо відзначити, що в трубі після 35 років експлуатації вдалося ідентифікувати антиоксидант –фосфіт. Це

класичний вторинний антиоксидант, механізм дії якого спрямований саме на гальмування вторинних процесів старіння.

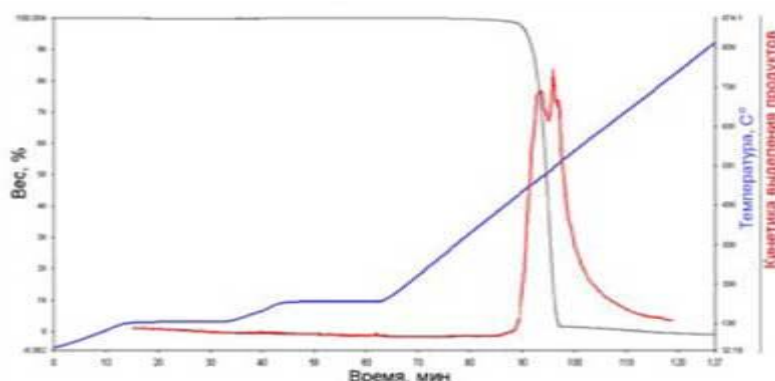


Рис. 1.3 - Результати дослідження зрізу труби після кондиціонування

Звичайно ця добавка вводиться в суміші з первинним фенольним антиоксидантом. Фенольний антиоксидант у даному зразку нам знайти не вдалося, імовірно, він був повністю витрачений (або «вимитий» природним газом) у процесі експлуатації виробу. При аналізі летучих продуктів труби з ПЕ 80, крім продуктів деструкції самого ПЕ (осколків макромолекули), виявлена система стабілізації, що представляє собою типову суміш - фенолу й фосфіту.

Проведені дослідження складу й структури труби ПЕВП після 35 років експлуатації показали, що матеріал зберіг певну термоокислюючу стабільність, що практично прямо пов'язане з неповним витрачанням антиоксиданту.

Таблиця 1.3 – Аналіз складу летучих у зрізах з ПЕ труби й ПЕ 80

№ п/п	Зразок	Склад основних летких продуктів
1	Зріз труби після кондиціонування	• Циклогексан; • Аліфатичний вуглеводень; • 1-деканол; • Парафіновий віск; • Етилен-пропилен дієновий сополімер; • Триарілфосфит.
2	Свіжий зріз труби	• Циклогексан; • Аліфатичний вуглеводень; • 1-деканол; • Парафіновий віск; • Етилен-пропилен дієновий сополімер; • Триарілфосфит; • Сірковмісні похідні аліфатичних

		вуглеводнів (меркаптани).
3	Зріз труби з ПЕ 80	• Циклогексан; • Аліфатичний вуглеводень; • Декан; • Парафіновий віск; • Етилен-пропилен дієновий сополімер; • Диметилцинлогексан (суміш цис- и трансізомерів); • Трифенілфосфит; • Фенольний антиоксидант.

Механічні характеристики оцінювали шляхом розтягання стандартних зразків тип 1 (за ДСТ 11262), вирубаних із труби ножом. Зразки вирубувалися як уздовж, так і поперек щодо осі симетрії труби. Швидкість розсування затисків досліджуваної машини становила 100 мм/хв. Граничні характеристики зразків представлені в табл. 1.4.

Поведінка зразків при розтяганні характеризується наростанням навантаження зі збільшенням деформації аж до появи на зразку локального звуження (шейки), при якій припиняється ріст навантаження (границя текучості). Подальше розтягання зразка супроводжується локалізацією процесу деформації в області шийки (відбувається її звуження) аж до поділу зразка на дві частини. При цьому навантаження на зразок плавно падає до нуля.

Наведені в табл. 1.4 значення показника «відносне подовження при розриві» розраховані (відповідно ДО ДЕРЖСТАНДАРТУ 11262-80) як зміна розрахункової довжини зразка, проноормованого до його початкової довжини. Враховуючи, що при випробуванні зразків газової труби шийка не поширюється по всій довжині зразка, а процес деформування й руйнування локалізований у вузькій зоні, був проведений розрахунки деформації матеріалу в цій зоні по зміні перетину зразка. Розрахунки показали, що деформація зразка в зоні шийки досягає 500 %.

Таблиця 1.4 - Механічні властивості труби

Назва показника	Одиниця виміру	Напрямок вирубки	
		уздовж	поперек
Межа текучості	МПа	26	26
Відносне подовження при межі текучості	%	15	18
Відносне подовження при розриві	%	82	78
Модуль пружності	МПа	853	-

Визначення щільності матеріалу труби проводилося за ДСТ 15139 методом гідростатичного зважування фрагментів зразків. Зразки прямокутної форми розміром 10х10 мм і товщиною 3 мм вирізалися із труби механічним способом так, щоб зовнішня або внутрішня поверхня труби становила одну з відповідних поверхонь зразка. Результати виміру щільності зразків, вирізаних з різних частин труби, показали близькі значення й становили 0,955 г/см .

Таблиця 1.5 - ППР матеріалу труби, г/10 хв.

Режим сушіння	Шар матеріалу труби	
	зовнішній	внутрішній
1	0,9	1,0
2	0,45	0,45

Показник плинності розплаву (ППР) матеріалу труби визначали на екструзионном пластомірі при температурі розплаву 190 °С и навантаженню 5 кгс. Матеріал для випробування являв собою стружку, зняту різцем із труби із зовнішньої й внутрішньої її сторони на товщину 0,5 мм. Підготовку матеріалу для визначення ППР проводили по двом режимам: 1) режим сушіння для видалення поверхневої вологи проводили при 90 °С – 1 година; 2) режим сушіння до постійної ваги при температурі 90 °С. Дані ППР наведені в табл. 1.5.

Необхідно відзначити, що в процесі сушіння матеріалу до постійної ваги спостерігався збиток маси у вигляді газоподібних продуктів у кількості до 0,12 %. Таке різке зниження ППР матеріалу, який піддався тривалому сушінню, швидше за все, можна пояснити видаленням газоподібних продуктів, що виконують «пластифікуючу» роль (див. табл. 1.5, режим 1.).

Оцінка зварених з'єднань. Для оцінки міцності звареного з'єднання газопроводу був наданий фрагмент з'єднання труба-труба. Саме з'єднання виконане по типу розтруба на одному кінці труби, усередину якого введений у гарячому стані конічний кінець іншої труби на глибину близько 50 мм.

Випробування на розтягання звареного з'єднання проводили на зразках, для чого відрізок труби довжиною 250 мм зі звареним з'єднанням у середній частині нарізали дисковою фрезою уздовж утворюючої на смужки шириною 15 мм. Таким

чином, схема випробувань являла собою випробування двох смужок, зварених «внахлест».

Візуальний аналіз зрізу площини з'єднання двох труб показав однорідність матеріалу в зоні їх з'єднання: були відсутні видимі поверхні з'єднання, розшарування, пори й інші дефекти. Однак у місці виходу внутрішнього торця труби виявлені кільцеподібні тріщини, що розходяться по радіусу на різну глибину по товщині стінки труби.

Для випробування були відібрані зразки без видимих дефектів (тріщин, пор і т.д.). Як показали випробування на розтягання зразків, адгезійна міцність звареного з'єднання виявилася значно вище когезійної міцності матеріалу зразка, тобто всі випробувані зразки руйнувалися поза зоною звареного з'єднання.

Деформування зразка при випробуванні починалося поблизу зони звареного з'єднання, а далі спостерігалися три типи поведінки матеріалу перед руйнуванням:

- швидке проростання поперечної тріщини й практично крихке руйнування;
- досягнення матеріалом границі текучості з утвором характерного звуження зразка (утвору шейки) і наростаючого процесу руйнування з утвором тріщини;
- створення шийки і її звуження в міру деформування (локалізація процесу в зоні шийки), що характерно для зразків, вирізаних із зони труби, вилученої від звареного з'єднання.

Наведені дані свідчать про те, що створення розтрубних з'єднань суттєво вплинуло на структуру й властивість труби в зоні зварювання. Теплова обробка труби при її зварюванні суттєво змінила структуру й властивості матеріалу труби, а виниклий перехід розтрубного з'єднання від тонкої стінки до товстої сформував зону, у якій відбулося проростання кільцевих тріщин, тому зварені розтрубні з'єднання не дозволяють забезпечити надійну експлуатацію в майбутньому. Саме тому зварювання з використанням розтрубних з'єднань у цей час не застосовується в газопроводах.

Проведені дослідження властивостей матеріалу **труби** дозволяють зробити висновок про те, що труба може експлуатуватися в межах розрахункового ресурсу 50 років, тому що матеріал труби зберіг здатність до пластичних деформацій, високу твердість і ступінь кристалічності. У середніх і зовнішніх шарах труби є

достатня кількість антиоксидантів. Оскільки розрахунковий ресурс, рівний 50 рокам, з'явився в стандарті ISO 4437 в 1983 році (перше видання), природно, що газопроводи, прокладені 35 років тому, не були орієнтовані на 50-літній термін служби. Однак, вони практично продемонстрували тривалу працездатність у цей проміжок часу. На сучасний **газопровід**, розрахований на період 50 років, для того, щоб прогнозувати залишковий ресурс труб і з'єднань, необхідно розробити методи оцінки на малих зразках або без зразковим методом.

ВИСНОВОК

У цьому розділі показана методика проведення дослідження на якість матеріалу пластикової труби ПЕ-80, що прослужила в експлуатації 35 років. Об'єктами дослідження являються кусок труби, а також труби у місті зварного з'єднання. Перевіряли як хімічні властивості, так і механічні.

Проведені дослідження властивостей матеріалу **труби** дозволяють зробити висновок про те, що труба може експлуатуватися в межах розрахункового ресурсу 50 років, тому що матеріал труби зберіг здатність до пластичних деформацій, високу твердість і ступінь кристалічності. У середніх і зовнішніх шарах труби є достатня кількість антиоксидантів. Оскільки розрахунковий ресурс, рівний 50 рокам, з'явився в стандарті ISO 4437 в 1983 році (перше видання), природно, що газопроводи, прокладені 35 років тому, не були орієнтовані на 50-літній термін служби. Однак, вони практично продемонстрували тривалу працездатність у цей проміжок часу. На сучасний **газопровід**, розрахований на період 50 років, для того, щоб прогнозувати залишковий ресурс труб і з'єднань, необхідно розробити методи оцінки на малих зразках або без зразковим методом.

РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНЕ ТА ПРАКТИЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ СИСТЕМИ ГАЗОПОСТАЧАННЯ СВЯТОШИНСЬКОГО ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА КИЇВ

2.1. Вихідні дані

В магістерській кваліфікаційній роботі розробляється система газопостачання Святошинського житлового району у м. Київ. Даний район має у собі споживачів газу високого тиску, це адміністративні будинки, а також споживачі газу низького тиску – житлові будинки[4].

Визначення кількості жителів району проектування міста Київ

Визначається кількість населення, що проживає в кожному кварталі газифікованого населеного пункту, залежно від щільності житлового фонду й норми забезпеченості населення житловою площею, осіб:

$$n = \frac{S * F}{f} = S * k, \text{ осіб} \quad (2.1)$$

де S – це площа кварталу в червоних лініях, Га.

F – щільність житлового фонду, м²/га.

f – норма житлової площі на одну людину, осіб/га.

K – щільність населення, осіб/га.

Результати розрахунків наведені в таблицю 2.1

Таблиця 2.1 - Визначення кількості населення

№ кварталу	Площа одного кварталу S Га		Щільність населення K чол/га	Кількість жителів у кварталі n чол
1	2	3	4	5
1	264	2.64	380	10903,2
2	330	3.30	380	1254
3	737	1.37	380	2801
4	345	3.45	380	1311
5	552	5.52	380	2098
6	713	1.13	380	2709
7	770	1.70	380	2926
8	1248	12.48	380	4742
9	345	3.45	380	1311
10	575	5.75	380	2185
11	713	1.13	380	2709
12	770	1.70	380	2926
13	300	3.00	380	1140
14	500	5.00	380	1900
15	600	6.00	380	2280
16	735	1.35	380	2793
17	315	3.15	380	1197

1	2	3	4	5
18	330	3.30	380	1254
19	52	5.52	380	2098
20	667	6.67	380	2535
21	805	8.05	380	2059
22	345	3.45	380	1311
23	300	3.00	380	1140
24	500	5.00	380	1900
25	600	6.00	380	2280
26	700	1.00	380	2660
27	300	3.00	380	1140
28	300	3.00	380	1140
29	500	5.00	380	1900
30	580	5.80	380	2204
31	700	1.00	380	2660
32	300	3.00	380	1140
33	300	3.00	380	1140
34	500	5.00	380	1900
35	551	5.51	380	2094
36	700	1.00	380	2660
37	266	2.66	380	1011
38	880	8.8	380	3344
39	405	4.05	380	1539

Згідно з розрахунками в районі проживає всього 79393 людей

2.1.1 Визначення характеристик газу

Даний район забезпечується газом з Волицько-Угерського родовища (Україна). Теплоту згоряння газоподібного палива даного складу можна визначити по формулі:

$$Q_H^P = \sum_{j=1}^n Q_{Hi}^P * X_i \quad [\text{кДж/м}^2], \quad (2.2)$$

де Q_{Hi}^P – нижча теплота згоряння горючих компонентів, що входять у суміш, кДж/м³.

X_i – зміст горючого компонента в суміші в об'ємних частках

Згідно [1] табл. 2.4 $Q_H^P = 36070,5$ кДж/м³

Щільність газу, кг/м³, можна визначити по наступній формулі:

$$\rho = \sum_{i=1}^n \rho_i x_i \quad (2.3)$$

де ρ_i – щільність компонента, що входить у суміш, кг/м³

x_i – об'ємна частка компонента в суміші

Згідно [1] табл. 2.4 $\rho = 0,732$ кг/м³ (при $t = 0$ °С і $P = 101,3$ кПа)

2.2. Визначення витрат газу

Річні витрати газу використовуються для планування кількості газу, яку необхідно доставити проектованому населеному пункту, а розрахункові (максимально-часові) – для визначення діаметрів газопроводів.

Для потреб опалення, вентиляції й ГВС витрата газу визначається по будівельному обсягу опалювальних і вентильованих будинків (за укрупненими показниками).

2.2.1 Визначення витрат газу по річних нормах

Річна витрата визначається за формулою:

$$V = \frac{q}{Q_H^P} * N_i \quad (2.4)$$

де q – норма витрати газу на розрахункову одиницю, кДж/рік

N_i – кількість розрахункових одиниць споживання

Q_H^P – нижча теплота згоряння, кДж/м³

Річні норми витрати газу на господарсько-побутові й комунальні потреби наведено в таблиці 4 [9]. Як що кількість розрахункових одиниць невідомо, то необхідно визначити за слідуючою методикою.

2.2.2 Визначення розрахункових одиниць споживання

Охоплення газопостачанням квартир близьке до одиниці. З урахуванням ступеня охоплення газопостачанням квартир y_i кількість жителів N_i на 1000 чоловік міського населення, що користуються газом, для різних груп квартир визначається за формулою[10].:

$$N_i = X_i * y_i * 1000 \quad (2.5)$$

Кількість людей, що користуються гарячою водою яка подається централізовано:

$$N_i = 0.85 * 0.45 * 79393 = 30368(\text{осіб}),$$

Кількість людей, що користуються гарячою водою від АГВ-120:

$$N_i = 0.85 * 0.55 * 79393 = 37166\text{чел.}$$

По формулі 2.4 визначається річне споживання:

$$V_1 = \frac{2800 * 30368}{36.071} = 2357.29 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right],$$

$$V_1 = \frac{2540 * 37166}{36.071} = 2613.6 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right],$$

Сумарне споживання газу в рік $V = 4970.9 \text{ нм}^3/\text{рік}$.

2.2.3 Споживання газу в комунально-побутових підприємствах, підприємствах, установах і житловому комплексі

Розрахунки витрати газу на побутові, комунальні й громадські потреби являє собою складне завдання, тому що кількість газу, що витрачається цими споживачами, залежить від ряду факторів: газообладнання міських установ і підприємств, ступені обслуговування населення цими установами й підприємствами, охоплення споживачів централізованим гарячим водопостачанням і від кліматичних умов.

2.2.4 Визначення витрати газу на миття в лазнях

Норма витрати газу лазнями віднесена до умовної одиниці: для миття на одну мийку. Виходячи з розрахунку, що в середньому люди миються раз у тиждень, то виходить, що на одого жителя доводиться 52 мийки в рік.

$$M = 79393 * 0.4 * 52 = 1651374 \left(\frac{\text{номив}}{\text{рік}} \right),$$

Тоді кількість газу, необхідного для мийки жителів буде рівнятися:

$$V_1 = \frac{40 * 1651374}{36.071} = 1831.29 \left(\frac{\text{нм}^3}{\text{рік}} \right),$$

2.2.5 Споживання газу на підприємствах громадського харчування

Кількість обідів, вечерів або сніданків, які готують на газовому паливі на протязі року, становить: $M = 79393 * 0.3 * 365 = 8693536 (\text{шт})$

Тоді кількість газу, необхідного для приготування їжі буде рівнятися:

$$V_1 = \frac{8693536 * 2,1}{36.071} = 5061.39 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right],$$

2.2.6 Споживання газу в установах охорони здоров'я

Кількість відвідувань населенням поліклінік:

$$M = 79393 * 0.8 = 635144 \text{ шт.}$$

Кількість газу необхідного поліклінікам:

$$V_1 = \frac{84 * 635144}{36.071} = 1479.3 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right],$$

Загальне число ліжок у лікарнях (на 1000 людей)

$$M = \frac{79393 * 7}{1000} = 555.8 (\text{шт}) ,$$

Тоді кількість газу необхідного на забезпечення лікарень:

$$V_1 = \frac{3200 * 555.751}{36.071} = 493.04 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{рік}} \right],$$

2.2.7. Визначення витрати газу на прання білизни в механізованих пральнях

Норма витрати газу цими підприємствами розраховується з урахуванням 100кг білизни на одного жителя:

$$M = \frac{79393 * 0.5 * 100 * 0.4}{1000} = 1587.86 (\text{шт}).$$

Кількість газу:

$$V_1 = \frac{1587.86 * 18800}{36.071} = 827.6 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right],$$

$$V_p = \frac{827607}{3000} = 275.87 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right].$$

2.2.8. Споживання газу на хлібо заводах і пекарнях

Розрахунки річної витрати газу для хлібо заводів і пекарень ведуть у припущенні, що обсяг добової випічки на 1000 жителів становить 0,6, отже, річний обсяг буде (з охопленням газопостачання):

$$M = 79393 * 365 * 0.6 * 0.4 = 6954827 \left(\frac{\text{т}}{\text{рік}} \right).$$

$$\text{Кількість газу: } V_1 = \frac{6955 * (2500 + 5450)}{36.071} = 1532.87 \left[\frac{\text{нм}^3}{\text{рік}} \right]$$

Таблиця 2.2 – Витрати газу на побутові й комунальні потреби

Споживачі газу	Розрахункова одиниця споживання	Норма витрати газу	Охоплення газопостачанням, %	Кількість розрахункових одиниць споживання	Річна витрата газу V, нм³/рік	К- годинного максимуму K _T ⁻¹	Розрахункова витрата газу V, нм³/година
1	2	3	4	5	6	7	8
житлова забудова - при наявності ЦВГ	чіл.	2800	0,85	37166	2613,60	2800	933,43
житлова забудова - при наявності ВПГ	чіл.	2540	0,85	30368	2357,29	2800	2022,31
Лікарні	Число ліжок	9200	1	556	49,30	2700	18,26
Усього низького тиску							3474
Лазні	пом./рік	40	0,4		1831,30	1800	1017,39
Їдальні й ресторани	кіл-ть блюд у рік	6,3	0,3	8693536	506,14	2000	253,07
Поліклініки	відвід./рік	0,848	1	635144	1479,13	3000	493,04
Пральні	т. білизни/рік	18800		1588	275,81?	2500	111,52
Хлібозавод	т. випіч./рік	5450	0,6	6954827	1532,87	6000	255,48
Пром. підприємства	тис. м³/рік	27					2250
Усього високого тиску							2130,50

2.3 Визначення витрат газу за укрупненими показниками

2.3.1 Витрата газу на опалення

Розрахункова витрата газу на опалення житлових і громадських будинків, комунально-побутових підприємствах визначається по максимальній годинній витраті тепла на ці потреби:

$$V_0 = \frac{\Sigma Q_0}{Q_H^P * \eta} \quad , \quad (2.6)$$

де Q_0 – максимальна часова витрата тепла на опалення, яка визначається за такої залежності:

$$Q_0 = \Sigma a * q_0 * (t_B - t_{H.O.}) * V_H \quad , \quad (2.7)$$

де $q_0 = 2,09 \text{ кДж/м}^3 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C}$ - питома опалювальна характеристика будинку, що залежить від поверховості забудови;

$a = 1,1$ - коефіцієнт, що враховує зміни q_0 залежно від $t_{н.о.}$;

t_b – усереднена розрахункова температура повітря опалювальних будинків, $^\circ\text{C}$;

$t_{н.о.}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування систем опалення;

V_H – зовнішній будівельний об'єм опалювальних будинків.

Будівельний об'єм будинків визначається за формулою:

$$V_H = N * f * K \quad (2.8)$$

де N – кількість жителів, чол;

f – коефіцієнт будівельної кубатури:

$$V_H = 79393 * 9 * 0.6 = 428722 \text{ м}^3 \quad (\text{для житлових будинків});$$

$$V_H = 79393 * 17.2 = 1365559 \text{ м}^3 \quad (\text{для громадських будинків});$$

$$\text{Визначаємо } Q_0: \quad Q_0^{\text{жил}} = 1,1 * 2,09 * (20 + 23) * 428722 = 42382171 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{год}} \right),$$

$$Q_0^{\text{общ}} = 1,1 * 2,09 * (20 + 23) * 1365559 = 134995066 \left(\frac{\text{кДж}}{\text{год}} \right).$$

Визначаємо витрату газу:

$$V_0^{\text{жил}} = \frac{42382171}{36,07 * 0,8} = 1468,75 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right),$$

$$V_0^{\text{общ}} = \frac{134995066}{36,07 * 0,8} = 4678,23 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right),$$

$$V_o = V_o^{\text{жил}} + V_o^{\text{общ}} = 1468,75 + 4678,23 = 6146,98 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right).$$

2.3.2 Витрата газу на вентиляцію

Розрахункова витрата газу на вентиляцію громадських і комунально-побутових підприємств визначається по максимальній годинній витраті тепла на ці потреби, по наступній залежності [10].:

$$V_B = \frac{q_B * V_H * (t_B - t_{н.в.})}{Q_H^P * \eta}, \quad (2.9)$$

де q_B – питома вентиляційна характеристика будинку, $\text{кДж/м}^3 \cdot \text{год} \cdot ^\circ\text{C}$;

$t_{н.в.}$ – розрахункова температура зовнішнього повітря для проектування вентиляції, $^\circ\text{C}$.

$$V_B = \frac{0.83 * 1365559.6 * (20 + 9)}{36.07 * 0.8 * 1000} = 1139.07 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{год}} \right).$$

2.3.3 Витрата газу на централізоване гаряче водопостачання

Витрата газу на централізоване гаряче водопостачання від районних котелень визначається по нормах витрати гарячої води на 1-го жителя на добу по формулі:

$$V_{\text{з.в.}} = K_c * K_r * \frac{N * (a + b)}{24 * Q_H^P * \eta} * (65 - t_x), \quad (2.10)$$

де K_c і K_r – добовий і часовий коефіцієнти нерівномірності споживання;

N – кількість жителів у населеному пункті, охоплених централізованим гарячим водопостачанням;

a – норма витрати води (при $t = 55$ °C) для житлових будинків (ухвалюється по табл. 3 [3]);

b – норма витрати гарячої води (при $t=65$ °C) для всіх суспільних будинків (ухвалюється по табл. 3 [3]);

t_x – температура водопровідної води:

$$V_{\text{з.в.}} = 1.2 * 1.85 * \frac{79393 * (100 + 24)}{24 * 36070 * 0.8} * (65 - 5) = 2004 \left(\frac{\text{нм}^3}{\text{год}} \right).$$

2.4. Режими споживання газу

Всі міські споживачі - побутові, комунальні громадські та промислові - споживають газ нерівномірно. Споживання газу змінюється по місяцях року, днях тижня, календарних днях, а по годинах діб.

Нерівномірність витрат газу окремими категоріями споживачів визначаються низкою факторів: кліматичні умови, уклад життя населення, режимом роботи підприємств та установ, характеристикою газообладнання будівель і промислових цехів. Нерівномірність споживання надає великий вплив на економічні показники систем газопостачання.

2.4.1 Витрати газу по місяцях року

Знання річних графіків газопостачання має велике значення і для експлуатації міських систем газопостачання, так само дозволяє правильно планувати попит на газ по місяцях року, визначати необхідну потужність міських

споживачів - регуляторів, планувати поведінку реконструкції і ремонтних робіт на газових мережах і їх спорудах.

Режим споживання по місяцях року на побутові потреби (у квартирах), столові, хлібозаводи, лазні, пральні з розрахунку витрат газу:

Всі розрахунки наведено в таблиці 2.3

Таблиця 2.3- Витрата газу по місяцях року

Місяць	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Споживач												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Квартири житлові будинки	491,3	457,8	477,1	443,8	410,2	334,1	238,4	248,1	334,1	415,2	448,3	472,3
Столові і ресторани	48,02	43,60	48,02	43,60	41,55	38,99	34,38	34,38	38,99	43,0	43,60	48,02
Хлібозавод	168,8	133,3	150,3	133,3	116,5	110,4	98,07	101,2	108,8	130,3	134,8	161,0
Пральні	77,78	70,68	73,63	70,31	61,26	66,21	62,09	62,09	68,68	70,3	67,89	76,92
Лазні	210,5	190,6	183,1	168,5	120,9	111,7	98,88	89,73	111,7	150,2	175,7	219,8

За результатами табл. 2.4 будується графік річного споживання газу різними споживачами:

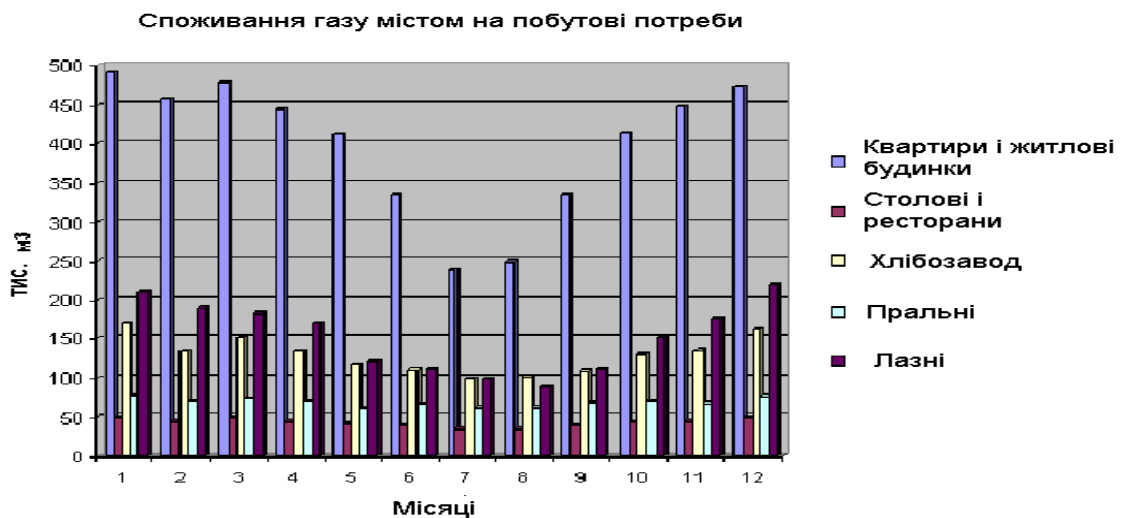


Рис. 2.1 Графік споживання газу на побутові потреби

2.4.2. Розрахунок режиму споживання газу на опалення

Споживання газу на опалення за рік визначається як:

$$Q_{год}^{от} = (V_o^{жил} + V_o^{общ}) * 24 * n_{от} = (6747.4 + 2149.2) * 24 * 109 = 23274552 , \quad (2.11)$$

Витрата газу у відсотках від річної витрати для інтервалу температур зовнішнього повітря розраховуємо за формулою:

$$q_M = \frac{(t_B - t_{cp.i}) * n_i}{\sum (t_B - t_{cp.i}) * n_i} * 100 . \quad (2.12)$$

де $t_{cp.i}$ - середня температура інтервалу, $^{\circ}\text{C}$;

n_i - тривалість стояння інтервали температур.

Результати розрахунку наведено в таблицю 2.4

Таблиця 2.4 - Режим споживання газу на опалення

Інтервали температур		Середня температура інтервалу, $^{\circ}\text{C}$	(tb-tcp _i), $^{\circ}\text{C}$	Тривалість стояння інтервалу температур	(tb-tcp)*n _i	$\frac{(t_B - t_{cp.i}) * n_i}{\sum (t_B - t_{cp.i}) * n_i}$	Кількість газу споживаного у інтервалі температур
від	до						
1	2	3	4	5	6	7	8
-	-20	-20	38	0,1	3,8	0,001	0,036
-19,9	-15	-17,5	35,5	1,1	39,1	0,015	0,535
-14,9	-10	-12,5	30,5	4,8	146,4	0,055	1,961
-9,9	-5	-7,5	25,5	12,8	326,4	0,123	4,386
-4,9	0	-2,5	20,5	32,9	674,4	0,253	9,021
0,1	5	2,5	15,5	53,5	829,3	0,312	11,125
5,1	10	7,6	10,4	61,8	642,7	0,241	8,593
				167	2662,1	1	35,66

2.4.3 Розрахунок сезонної і місячної нерівномірності споживання газу

Коефіцієнт місячної нерівномірності визначається за формулою:

$$K = \frac{Q_{cp.мес.}}{Q_{cp.год}} , \quad (2.13)$$

де: $Q_{cp.мес.}$ - витрата газу за даний місяць;

$Q_{cp.рік.}$ - середньомісячна витрата газу за рік.

Із таблиці 2.5 для споживання газу в житлових будинках отримуємо такі коефіцієнти нерівномірності:

$$K_{\text{м}}^{\text{max}} = \frac{458}{28} * \frac{365}{4970.9} = 1.2 \text{ -- для лютого,}$$

$$K_{\text{м}}^{\text{min}} = \frac{238.43}{31} * \frac{365}{4970.9} = 0.56 \text{ - для червня.}$$

2.4.4. Розрахунок часової нерівномірності споживання газу

Знання добових графіків необхідно для правильної експлуатації газових мереж і установок і розрахунку акумулюючої ємності для вирівнювання добового графіка. Дані до розрахунку взяті зведені в таб. 2.5.

Таблиця 2.5 - Визначення акумулюючої ємності, необхідної для вирівнювання добового графіка споживання газу

Години доби, г	Постачання газу, м ³		Витрата газу, м ³		Надлишок або недостача газу
	за дану годину	з початку рахунку	за дану годину	з початку рахунку	
1	2	3	4	5	6
0-1	3474	3474	3252	3252	222
1-2	3474	6948	2501	5753	1195
2-3	3474	10422	1668	7420	3002
1	2	3	4	5	6
3-4	3474	13896	1334	8754	5142
4-5	3474	17370	1334	10088	7282
5-6	3474	20844	1668	11756	9088
6-7	3474	24318	2084	13840	10478
7-8	3474	27792	2918	16759	11034
8-9	3474	31266	3835	20594	10672
9-10	3474	34740	4169	24763	9978
10-11	3474	38214	4336	29098	9116
11-12	3474	41688	4336	33434	8255
12-13	3474	45162	4586	38019	7143
13-14	3474	48636	4502	42522	6115
14-15	3474	52110	4669	47191	4920
15-16	3474	55584	4836	52027	3558

1	2	3	4	5	6
16-17	3474	59058	4836	56862	2196
17-18	3474	62533	4669	61531	1001
18-19	3474	66007	4502	66034	-27
19-20	3474	69481	4169	70203	-722
20-21	3474	72955	4002	74205	-1250
21-22	3474	76429	3669	77873	-1445
22-23	3474	79903	3002	80875	-972
23-24	3474	83377	2501	83376	0

Графік добової нерівномірності зображений на рис. 2.2.

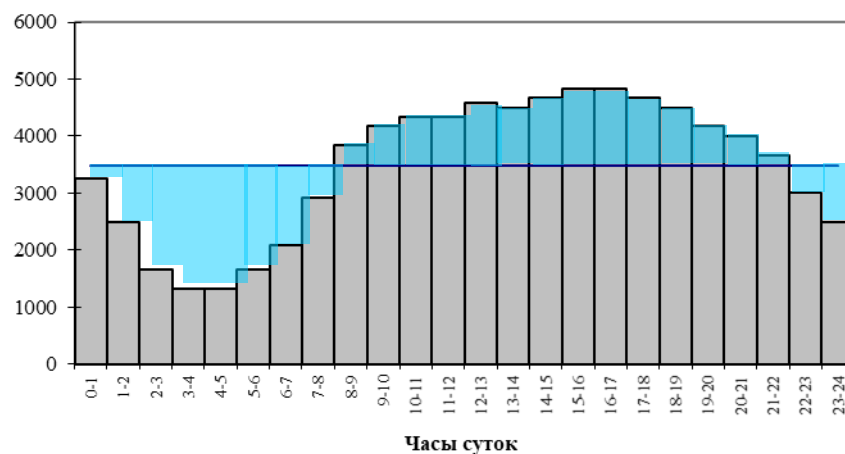


Рис. 2.2 – Графік добової нерівномірності

Згідно з графіком можна зробити висновок про необхідність наявності акумулюючої ємності, що вміщає обсяг газу, який дорівнює сумі максимального надлишку газу і його максимальної нестачі $V_{nm} = 11034 + 1445 = 12478 \text{ м}^3$

2.4.5. Розрахунок газгольдерної ємності для зберігання газу

Сучасні газгольдери розділяються на два основних типи: низького тиску, не перевищують 500 мм вод ст (0,05 ат), і високого тиску (вище 0,05 ат).

Газгольдери низького тиску бувають з водяним затвором або мокрі і сухі. Обидва типи газгольдерів низького тиску змінного обсягу, але більш менш постійного тиску.

Мокрі газгольдери є найбільш старими системами і в даний час уступили місце більш досконалим газгольдерам низького тиску - сухим.

Сухий газгольдер складається з нерухомої частини - пустотілого циліндру (призми) з днищем і кришкою, і рухомої - поршня, який рухається усередині циліндра або призми, прилягаючи до внутрішньої поверхні стін. Газ знаходиться під поршнем; при наповненні газгольдера газом поршень піднімається, при спорожнюванні - опускається, видавлюючи своєю вагою газ з газгольдера. Таким чином, тиск, під яким знаходиться газ в газгольдері, теоретично є постійним, так як вага поршня незмінна [11]..

Сухі газгольдери будуються самої різної ємності. У нас в Україні будуються від 2000 до 100000 м³.

Загальним недоліком сухих і мокрих газгольдерів є їх низький тиск, що не дозволяє регулювати тиск газу без установки компресора. Тому в МКР було вирішено для компенсації добових нерівномірностей побудувати газгольдер високого тиску.

Газгольдери високого тиску, або, як їх ще називають, постійного обсягу, у міському газопостачанні даний час отримали широке розповсюдження. Вони являють собою сталеві судини циліндричної або сферичної форми. Тиск газу в таких газгольдерах може встановлюватися в межах 4 - 18 ат. Найбільше поширення одержали газгольдери циліндричної форми, але порівняно з сферичними газгольдерами володіють більшою металоємністю (на 15%).

В результаті аналізу характеристик циліндричних і сферичних газгольдерів було прийнято рішення застосувати в дипломному проєкті в якості газгольдера сферичну ємність (рис. 2.3)

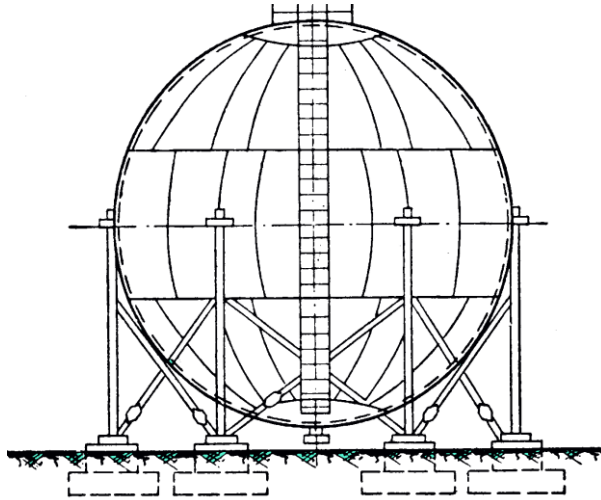


Рис. 2.3- Газгольдер сферичної форми

Розрахунок сферичного газгольдера зводиться до визначення необхідного обсягу судини і радіусу. Вихідними даними для розрахунку є обсяг корисного об'єму газу в посудині $V_{nm} = 12478 \text{ м}^3$.

1. Розрахунок необхідного обсягу сферичного газгольдера V_c :

$$V_c = \frac{V_{nm}}{(P - P_c)}, (\text{м}^3) \quad (2.14)$$

де V_{nm} - обсяг корисної газу в посудині;

P - робочий тиск в посудині, ат;

P_c - тиск у мережі, ат.

$$V_c = \frac{12478}{(7 - 3,44)} = 3499, \text{ м}^3$$

2. Радіус сферичного газгольдера R :
$$R = \sqrt[3]{\frac{V_c \cdot 3}{4 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{\frac{3499 \cdot 3}{4 \cdot 3,14}} = 10(\text{м}) \quad (2.15)$$

2.5 Системи газопостачання

Система газопостачання повинна забезпечувати безперебійну подачу газу споживачам, бути безпечною в експлуатації, простою і зручною в обслуговуванні, повинна передбачати можливість відключення окремих її елементів або ділянок газопроводів для виробництва ремонтних і аварійних робіт.

Основним завданням при проектуванні системи газопостачання міста встає її реконструкція й розвиток.

2.5.1 Вибір системи газопостачання

Для даного району міста з населенням в 334570 жителів рекомендовано двоступінчасту систему газопостачання, у якій газ від ГРС по мережі високого тиску подається до ГРП і великим споживачам, а від ГРП по мережі низького тиску розподіляється по території міста. Абсолютний тиск газу після ГРС дорівнює $P = 0,35$ МПа.

Міські системи газопостачання приєднуються магістральним газопроводам через ГРС, а малі системи через КРП. Зв'язок між газопроводами різних тисків здійснюється через ГРП.

При проектуванні міських мереж були витримані наступні принципи:

- кільцювання основних транзитних заміських магістралей;
- кільцювання транзитних внутрішньо міських ліній і живлення їх з декількох точок.

Для підвищення надійності бажане мати два або кілька кілець. Розподільні мережі повинні бути багаторазово кільцевими з живленням з декількох пунктів і можливістю живлення кожної ділянки із двох сторін [12].

2.6 Визначення кількості ГРП

При проектуванні газопостачання міст велике значення має вибір кількості ГРП і ГРС, їх продуктивності й розміщення.

Для ГРП, що живить мережу низького тиску, оптимальна продуктивність $V_{on} = 1500-2000$ м³/год, оптимальний радіус дії $R_{on} = 0,5-1$ км. З урахуванням цього кількість ГРП визначається по формулі:

$$n = \frac{\sum V_{gpn}}{1500 - 2000} \quad (2.16)$$

або
$$n = \frac{F}{2R_{on}^2} \quad (2.17)$$

де $\sum V_{gpn}$ – сумарна витрата газу через міські ГРП:

F – газифіцируєма площа, включаючи площу проїздів, м²;

R_{on} – оптимальний радіус дії ГРП, км;

$$n = \frac{3474}{1500} = 2.16(шт) \quad \text{або} \quad n = \frac{2.82}{2 \cdot 0.85^2} = 1.95(шт)$$

Техніко-економічне обґрунтування кількості ГРП

- визначаю оптимальну кількість ГРП виходячи з наступних даних:
вартість одного ГРП $P = 12000$ у.е.

Розрахунковий перепад тиску для розподільної мережі низького тиску ($P = 1800$ Па); щільність населення $m = 380$ осіб/га; питома годинна витрата на 1-ну людину $l = 0,05$ м³/особа*година

- знаходимо коефіцієнт щільності мережі низького тиску

$$\varphi_1 = 0.0075 + 0.003 \left(\frac{m}{100} \right) = 0.0075 + 0.003 \left(\frac{380}{100} \right) = 0.0189 \quad (2.18)$$

- розраховуємо оптимальний радіус ГРП, R_{opt} , м :

$$R_{opt} = 6,5 \frac{P^{0,388} * \Delta P^{0,081}}{\varphi^{0,245} * (ml)^{0,143}} \quad (2.19)$$

$$R_{opt} = 6,5 * \frac{12000^{0,388} * 1800^{0,081}}{0.0189^{0,245} * (380 * 0.05)^{0,143}} = 791.9 (м)$$

- оптимальне навантаження на одно ГРП

$$Q_{opt} = \frac{mlR^2}{5000} \quad (2.20)$$

$$Q_{opt} = \frac{mlR^2}{5000} = \frac{380 * 0.05 * 791.9^2}{5000} = 2383 \frac{м^3}{час}$$

$$V_{зп} = \frac{V_{н.д}}{2} = \frac{3474}{2} = 1737 \frac{м^3}{год} \quad (V_{н.б.д.} - \text{див. табл. 2.1})$$

До розрахунків вибираємо 2 ГРП із $V = 1737$ (м³/год).

2.7 Розрахунок внутрішньо будинкового газопроводу

Розрахунок проводиться після вибору й розміщення обладнання й складається схема газопроводу. Схема газопроводу представлена на рис.2.4 (Додаток Б). Розрахунки проводиться в наступній послідовності:

1. Визначаються розрахункові витрати для всіх ділянок:

де K – коефіцієнт одночасності роботи газових приладів;
 qi – теплове навантаження газового приладу;
 n – кількість приладів.

2. Задаються діаметрами ділянок.
3. Визначається сума коефіцієнтів місцевих опорів.
4. За номограмами знаходимо питомі втрати на тертя й еквівалентні довжини.
5. Визначаються розрахункові й еквівалентні довжини ділянок і втрати тиску на них.
6. Розраховується додатковий надлишковий тиск по формулі:

$$P = gH(\rho_{в-ха} - \rho_{газ}) \quad (2.21)$$

де H – різниця геометричних відміток кінця й початку ділянки, м;

$\rho_{\text{в-ха}}$ – щільність повітря, дорівнює $\rho = 1,29 \text{ кг/м}^3$;

$\rho_{\text{газу}}$ – щільність газу.

7. Визначаються втрати тиску на ділянках з урахуванням додаткового тиску.
 8. Визначаються сумарні втрати в газопроводах з урахуванням втрат у трубах, арматурі і приладах (втрати тиску в газових приладах рівні 80 Па).
 9. Отримані сумарні втрати порівнюються з розрахунковим перепадом тиску
- Розрахункові витрати на ділянках наведено в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Визначення розрахункових витрат на ділянках

Номер ділянки	Асортимент приладів	Кількість квартир	Коефіцієнт одночасності, K_0	Витрата газу, $\text{м}^3/\text{год}$
				розрахунковий V , $\text{м}^3/\text{год}$
0-1	АГВ	1	1	3,83
1-2	П-4+АГВ	1	1	3,83
2-3	П-4+АГВ	2	0,59	4,52
3-4	П-4+АГВ	3	0,42	4,83
4-5	П-4+АГВ	6	0,274	6,30
5-6	П-4+АГВ	9	0,249	8,58
6-7	П-4+АГВ	12	0,232	10,66

Таблиця 2.7 – Гідравлічний розрахунок внутрішньої будинкової мережі

Номер ділянки	Розрахункова витрата газу	Довжина ділянки	Надбавка на місцеві опори	Розрахункова довжина	Середнє питоме падіння тиску	Діаметр d , мм	h_y , Па/м	$h_y * L_p$, Па	H_r , Па	ΔP , Па
АГВ					0,69					100
0-1	3,83	1,00	450,00	5,50		15	2,0	11,00	0	11,00
1-2	3,83	3,70	20,00	4,44		25	2,0	8,88	37,90	46,78
2-3	4,52	1,50	20,00	1,80		32	0,72	1,30	37,90	39,20
3-4	4,83	0,70	25,00	0,88		32	0,79	0,69	11,80	12,49
4-5	6,30	15,50	25,00	19,38		32	1,26	24,41	17,60	42,01
5-6	8,58	2,80	25,00	3,50		40	1,12	3,92	0,00	3,92
6-7	10,66	6,41	25,00	8,01		40	1,61	12,90	34,50	47,40
				43,5						302,80

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\Sigma L_p}; \quad h_{cp} = \frac{350}{43.5} = 8.04 \left(\frac{\text{Па}}{\text{м}} \right).$$

2.8 Гідравлічний розрахунок мереж низького тиску

Міські мережі низького тиску, що розподіляють газ по всій території забудови до побутових і дрібних комунальних споживачів, являють собою складну по конфігурації систему, сполучених кілець, які одержують газ від декількох ГРП і постачають газом численні відгалуження на квартали й відводи до окремих будинків. При розрахунках, таку мережу розбивають на окремі райони по кількості точок живлення (ГРП), і мережу кожного району розраховують окремо. При цьому вирішується завдання вибору найкращого варіанта руху потоку газу й добір таких діаметрів, що б цей рух здійснювався.

Розрахунки робляться в наступній послідовності:

1. На розрахунковій схемі нумеруються вузли. Підраховуються довжини ділянок.
2. Визначаються розрахункові довжини ділянок L_P для обчислення шляхових витрат газу.
3. Визначаються питомі витрати газу.
4. Визначаються еквівалентні витрати $V_{\Sigma} = 0,55 \cdot V_{\Pi}$.
5. Підраховуються сумарні розрахункові довжини напрямку газу від ГРП до нульової точки $\sum L_P^{напр.}$.
6. Середні питомі втрати тиску на напрямку, що розраховується, визначається по формулі:

$$h_{cp} = \frac{\Delta P}{\sum l_p^{напр.}} \quad (2.22)$$

7. По номограмі на підставі h_{cp} і V_P знаходиться діаметр.
8. Тиск у вузлах схеми визначається як:

$$P_{узн} = P_{ГРП} - \Delta P \quad (2.23)$$

Гідравлічний розрахунок наведено в таблиці 2.8 (Додаток В). Розрахункова схема мережі низького тиску представлена на рис. 2.5 (Додаток Г).

9. Здійснюється розрахунок перемичок, тобто ділянок, що не потрапили в основний напрямок. Вони розраховуються по різниці тисків у вузлах ділянок $h_{уч} = \frac{\Delta P}{l_p}$, а потім по номограмі при відомих V_P і $h_{уч}$ підбирається діаметр ділянок. Результати наведено у таблицю 2.9.

Таблиця 2.9 – Визначення витрат газу

№ ділянки	Довжина ділянки	Розбір газу	Довжина Lp, м	Питома витрата	Витрата			
					Vп	Vэ	Vт	Vр
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1-2	280	однобічний	140	0,123	17,22	9,47	0	9,47
2-8	250	двосторонній	250		30,75	16,91	17,22	34,13
9-8	280	двосторонній	280		34,44	18,94	0	18,94
13-8	270	двосторонній	270		33,21	18,27	82,41	100,68
12-13	280	двосторонній	280		34,44	18,94	0	18,94
20-13	270	двосторонній	270		33,21	18,27	135,30	153,57
1-9	250	однобічний	125		15,38	8,46	0	8,46
10-9	210	однобічний	105		12,92	7,10	0	7,10
12-9	210	однобічний	105		12,92	7,10	28,29	35,39
12-11	210	двосторонній	210		25,83	14,21	0	14,21
12-21	270	двосторонній	270		33,21	18,27	67,04	85,30
10-11	270	однобічний	135		16,61	9,13	0	9,13
11-22	270	однобічний	135		16,61	9,13	16,61	25,74
31-30	210	двосторонній	210		25,83	14,21	0	14,21
30-29	280	однобічний	140	0,123	17,22	9,47	25,83	35,30
29-25	270	однобічний	135		16,61	9,13	43,05	52,18
24-25	280	двосторонній	280		34,44	18,94	0	18,94
25-20	250	двосторонній	250		30,75	16,91	94,10	111,01
30-24	270	двосторонній	270		33,21	18,27	0	18,27
24-23	210	двосторонній	210		25,83	14,21	0	14,21
24-21	250	двосторонній	250		30,75	16,91	59,04	75,95
31-23	270	однобічний	135		16,61	9,13	0	9,13
23-22	250	однобічний	125		15,38	8,46	16,61	25,06
22-21	210	двосторонній	210		25,83	14,21	62,73	76,94
21-20	280	двосторонній	280		34,44	18,94	281,06	300,00
20-19	180	двосторонній	180		22,14	12,18	645,75	657,93
4-3	740	однобічний	370		45,51	25,03	0	25,03
3-2	350	однобічний	175		21,53	11,84	0	11,84
3-7	250	двосторонній	250		30,75	16,91	67,04	83,95
7-8	350	двосторонній	350		43,05	23,68	0	23,68
5-6	340	двосторонній	340		41,82	23,00	0	23,00
7-6	400	двосторонній	400		49,20	27,06	41,82	68,88
7-14	270	двосторонній	270		33,21	18,27	231,86	250,12
14-13	350	двосторонній	350		43,05	23,68	0	23,68
14-15	400	двосторонній	400		49,20	27,06	0	27,06
14-18	270	двосторонній	270		33,21	18,27	594,71	612,97
25-26	350	двосторонній	350		43,05	23,68	0	23,68
28-27	340	двосторонній	340		41,82	23,00	0	23,00
27-26	400	двосторонній	400		49,20	27,06	41,82	68,88
18-26	250	двосторонній	250		30,75	16,91	134,07	150,98
28-16	250	однобічний	125		15,38	8,46	0	8,46
4-5	250	однобічний	125		15,38	8,46	0	8,46
5-16	540	однобічний	270		33,21	18,27	15,38	33,64
16-17	340	двосторонній	340		41,82	23,00	63,96	86,96
17-27	250	двосторонній	250		30,75	16,91	0	16,91
6-15	270	двосторонній	270		33,21	18,27	0	18,27
15-17	270	двосторонній	270		33,21	18,27	33,21	51,48
17-18	400	двосторонній	400		49,20	27,06	202,95	230,01
18-19	170	двосторонній	170		20,91	11,50	1032,59	1044,09
19-ГРП	50	двосторонній	50		6,15	3,38	1684,49	1737,87

2.9 Гідравлічний розрахунок газопроводу високого тиску

Розрахунок проводиться в наступній послідовності:

1. Витрати газу обчислені раніше

Абсолютний тиск газу на виході із ГРС $P_H = 0,55$ МПа. Тиск газу перед кінцевим споживачем визначається мінімально припустимим, для даної ділянки тиску, $P_K = 0,35$ МПа.

Намічається напрямок руху газу по мережі й визначається перемичка, що резервує.

2. Визначається, по можливості, рівновеликий діаметр кільця по діаметрах:

$$V_p = 0.59 \Sigma K_{об} V_i \quad \text{і} \quad h_{cp} = \frac{P_H^2 - P_K^2}{\Sigma L_p} \quad (2.24 \text{ і } 2.25)$$

де V_p – розрахункова витрата газу по кільцю, м³/год;

$K_{об}$ – коефіцієнт забезпеченості споживання газу при аварійній ситуації;

V_i – розрахункові витрати газу споживачами, м³/год;

За номограмами визначається діаметр і фактичні втрати тиску

1. Розраховуються аварійні режими при включеній головній ділянці ліворуч, праворуч (рис. 2.6 і 2.7 Додатки Ж та З)
2. Розраховується нормальний режим по відомих діаметрах.

Результати розрахунків наведено в таблицю 2.10 (Додаток Д). Розрахункова схема представлена на рис. 2.8 (Додаток Е).

2.10 Розрахунки одиночних газопроводів

Газопровід до зосередженого споживача повинен пропустити всю необхідну кількість газу, що б розрахункова витрата газу в газопроводі дорівнювала розрахунковій витраті газу зосередженим споживачам. При проектуванні мережі високого тиску необхідно розрахувати так само діаметри одиночних газопроводів – відгалуження мережі.

Такими відгалуженнями є газопроводи: пром. підприємство – 3; котельня – 9; котельня – 4; ресторан – 10; поліклініка – 5; лазня – 11; ГРП1 – 14: ділянка 14-13; ГРП2 – 7: ділянка 14-6; пральня – 8.

Таблиця 2.11 – Розрахунки одиночних газопроводів

№ ділянки	Довжина ділянки		Витрата газу V_p , $\text{м}^3/\text{год}$	Діаметр D_m , мм	Аср, Па/м	Агов, Па/м	Агов* L_p , Па	Тиск на ділянці	
	$L_{пл}$	L_p						P_H	P_K
1	2	3	4	5	Па	7	8	9	10
П. Перед. - 3	0,05	0,055	2250	100	2,86	0,25	0,01375	0,11235	0,0986
Котельня-4	0,05	0,055	5824	150	2,86	0,27	0,01485	0,1272	0,11235
Поликл.-5	0,07	0,077	493	50	2,05	0,14	0,01078	0,13798	0,1272
Прач.-8	0,17	0,187	111,5	100	0,84	0,6	0,1122	0,25018	0,13798
Котельня-9	0,05	0,055	5824	150	2,86	0,25	0,01375	0,26393	0,25018
Ресторан-10	0,1	0,11	253,07	50	1,43	0,13	0,0143	0,27823	0,26393
Лазня-11	0,07	0,077	1017,6	150	2,05	0,21	0,01617	0,2944	0,27823
ГРП1-14	0,05	0,055	1737	150	2,86	0,32	0,0176	0,312	0,2944
ГРП2-7	0,05	0,055	1737	150	2,86	0,32	0,0176	0,3296	0,312
14-6	0,64	0,704	1737	150	0,22	0,1	0,0704	0,4	0,3296

2.11 Захист газопроводів від корозії

Корозією називається поступове поверхнєве руйнування металу в результаті хімічної й електрохімічної взаємодії його із зовнішнім середовищем.

Захист від корозії слід проектувати відповідно до вимог ДСТУ Б В.2.5-29:2006 (в частині захисту від корозії підземних сталевих газопроводів), ДСТУ Б В.2.5-30:2006 (в частині захисту від корозії підземних сталевих водопроводів), ГСТУ 45.016-2000; ДБН В.2.5 -20 - 2001 «Газопостачання», «Правил обладнання електроустановок», «Правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів», «Правил безпеки при експлуатації електроустановок споживачів», «Правил безпеки в газовому господарстві», «Правила технічної експлуатації й техніки безпеки в газовому господарстві», «Вузли й деталі електрозахисту підземних інженерних споруд від корозії».

Існуючі методи захисту газопроводів від корозії можна розділити на дві групи: пасивні й активні. У даній магістерській роботі використовуються пасивні методи захисту.

Пасивні методи захисту полягають в ізоляції газопроводу. Протикорозійні покриття повинні відповідати вимогам нормативних документів перерахованих вище, мати достатню механічну міцність, пластичність, гарне прилипання до металу труб, не зазнавати руйнуванню від біологічного впливу, не містить компонентів, що викликають корозію металу труб, мати діелектричні властивості. На всі матеріали, застосовувані для ізоляції газопроводів, повинні бути сертифікати або інші документи, що підтверджують їхню якість.

Найпоширенішими ізоляційними матеріалами є бітумно-мінеральні й бітумно-гумові мастики. У якості заповнювача до бітуму додають добре здрібнені доломитизировані або асфальтові вапняки, азбест або збагачений каолін. Бітумно-гумова мастика має трохи більшу міцність[14]. Для посилення ізоляції застосовують армуючі обгортки з гідроізолу, брізолу або скловолокнистого матеріалу. Гідроізол являє собою товстий аркуш із азбесту з додаванням 15-20% целюлози, просоченої нафтовим бітумом. Брізол готують на основі бітуму й дробленої старої вулканізованої гуми.

Ізоляцію газопроводу роблять у наступному порядку[15]. Трубу очищають сталевими щітками до металевого блиску й протирають. Після цього на неї накладають ґрунтовку товщиною 0,1-0,15 мм. Ґрунтовка являє собою нафтовий бітум, розведений у бензині у відношенні 1:2 або 1:3. Коли ґрунтовка висохне на трубопроводі накладають гарячу (160-180 °С) бітумну емаль. Емаль накладають у кілька шарів, залежно від вимог, пропонованих до ізоляції. Зовні трубу обертають краф-папером. У сучасних умовах уся робота з ізоляції труб механізована.

Залежно від числа нанесених шарів емалі й посилюючих обгортки ізоляція буває нормального, посиленого й досить посиленого типів. Нормальну ізоляцію застосовують при низькій корозійній активності ґрунту; посилену – при середній; в інших випадках використовують досить посилену ізоляцію.

Для захисту газопроводів застосовують так само пластмасові плівкові матеріали (стрічки), покриті клейовим шаром. Полівинил хлоридні й поліетиленові стрічки випускають товщиною 0,3-0,4 мм, шириною 100-150 мм і довжиною 100-150 мм, у рулонах.

Труби очищають, покривають ґрунтовкою, що представляє собою клей, розчинений у бензині, після чого обертають ізоляційною стрічкою. Для обгортки труб використовуються спеціальні машини.

Якість нанесення захисних покриттів на трубопроводи й інші частини газопроводів на виробничих базах будівельно-монтажних організацій перевіряє представник відділу технічного контролю й лабораторій цієї організації. Перевірку якості ізоляційних робіт із траси здійснює працівник лабораторії БМУ, що виконує ізоляційні роботи, а так само представник технічного нагляду замовника й підприємства газового господарства. Результати перевірки оформляються актом.

2.12 Підбір устаткування для ГРП

Підбір регуляторів тиску

Регулятори тиску вибираються по розрахунковій витраті газу при необхідному перепаді тиску. Пропускна здатність таких регуляторів визначається за паспортним даними заводів-виробників[17-18].

$$\text{При } P_2/P_1 \leq 0,55 \quad V = 50 * V_n * P_1 * \sqrt{\frac{\rho}{\Delta P * P_{2n} * \rho}} \quad (2.26)$$

де ρ_n , ΔP і P_{2n} – паспортні значення РД.

Після підстановки, вище зазначених значень, отримуємо:

$$V = 1.57 * V_n * \frac{P_1}{\sqrt{\rho}} \quad (2.27)$$

де P_1 і P_2 – абсолютний тиск газу на вході й на виході з регулятора тиску;

ΔP – перепад тиску: $\Delta P = (P_1 - P_2) < 9.81, \text{Па}$;

ρ - щільність даного газу.

Вибираємо регулятор РГД – 50 і $V_n^{\max} = 2900 \text{ м}^3/\text{Год}$

$$V = 1.57 * 2900 * \frac{0.6}{\sqrt{0.869}} = 2930 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{ч}} \right)$$

$$\frac{V_p}{V} = \frac{2000}{2930} = 0.682 \approx 0.7$$

Даний регулятор відповідає умові стійкої роботи, тобто $V_{уст} = (0,1 \div 0,8)V$, а так само є найбільш економічним з погляду найменшої металоємності.

2.12.1 Вибір фільтрів

З регулятором РГД-50 поставляють волосяні фільтри ВФ.

Щоб уникнути розриву касет і сітки падіння в незабрудненому фільтрі тиску не повинне перевищувати для знову встановлених 2000, а для працюючих 103 Па. Падіння тиску при робочих параметрах газу й розрахунковій витраті V_P

$$\Delta P = \Delta P_{ГР} \left(\frac{V_P}{V_{ГР}} \right)^2 \frac{\rho}{P} \quad (2.28)$$

де $\Delta P_{ГР}$ – падіння тиску за графіком, Па;

$V_{ГР}$ – витрата газу за графіком, $\text{м}^3/\text{год}$;

ρ - щільність газу, прохідного через фільтр, $\text{кг}/\text{м}^3$;

P – тиск газу перед фільтром.

Умовний діаметр ВФ приймаю по d_y РД. На графіку по витраті $V_{ГР} = V_P$ (при цьому відпадає необхідність перерахування ΔV по цьому параметру) знаходжу $\Delta P_{ГР}$:

$$\Delta P = 4400 \left(\frac{2000}{2000} \right)^2 * \frac{0.869}{1.2} = 3186.3 \text{ Па} < 20000 \text{ тому ухвалюю фільтр із } d_y = 50 \text{ мм.}$$

2.12.2 Вибір запобіжних клапанів

Запобіжні запірні клапани, що відтинають, типу ПНК і ПКВ поставляються комплектно з відповідними регуляторами тиску газу. Вони встановлюються до регулятора тиску газу після фільтра. Запобіжні скидні клапана встановлюються після регуляторів тиску газу для виключення підвищення тиску газу в мережі після ГРП.

ВИСНОВОК

В даному розділі були приведені вихідні данні на проектування та техніко-економічні показники будівництва газопроводу високого та низького тиску Святошинського району міста Київ.

У якості вихідних даних було отримано наступні показники:

1. кількість жителів району – споживачів газу низького тиску;
2. кількість споживачів газу високого тиску;
3. показники газу, який транспортується по газопроводу.

В результаті застосування газового обладнання споживачами району, замість обладнання, працюючого на вугіллі, забезпечується на сам перед поліпшення екологічної ситуації в місті, а так само зменшення енергетичної потреби, оскільки обладнання, що працює на газу має ККД в середньому на 20% вище, ніж обладнання на твердому паливі.

Також були визначені розрахункові витрати газу різними споживачами на потреби приготування їжі, теплопостачання та вентиляції. Була розроблена траса газопроводу високого тиску, на основі економічно вигідних об'ємів газу було розраховано два ГРП, які живлять систему газопроводу низького тиску. На основі розроблених схем газопроводу високого та низького тиску та за результатами моделювання гідравлічного режиму підібрано діаметри трубопроводів, а також розраховано втрати напору на ділянках. Газопровід високого тиску додатково було розраховано на два аварійних режими, коли відключені найскладніші з точки зору гідравліки ділянки.

В якості типового для даного району було вибрано трьох поверховий будинок, в якому було спроектовано внутрішньо будинковий газопровід з улаштуванням газової плити та газової колонки. Також було розроблено вхід газопроводу у будинок.

З ОРГАНІЗАЦІЙНО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ПРОЕКТНИХ РІШЕНЬ

3.1 Аналіз конструктивних особливостей об'єкту монтажу

Підземний газопровід, високого тиску, діаметром 159*4, розташований у житловому районі міста Київ. Довжина – 560 погонних метрів. Ґрунт в межах копання суглинок II групи без домішок, природної вологості. Ґрунт, що залишається після засипки траншеї вивозиться на відстань 20 кілометрів. Коефіцієнт початкового розпушення ґрунту $K_1=18\div 24$ відсотків. Коефіцієнт залишкового розпушення $K_2=3\div 6$ відсотків. Прокладення газопроводу планується на території з невідповідним покриттям. Рельєф місцевості спокійний. Передбачається влаштування дуже посиленої ізоляції бітумно-гумової. Контрольні трубки та контрольні провідники встановлюються відповідно через 100 метрів та через 200 метрів. При перетинанні з підземними комунікаціями, які розташовані вище газопроводу, їх містять у короби, які підвішують[22].

Після проведення робіт у межах копання ґрунту проводять встановлення рослинного шару[31].

3.2 Розрахунок об'ємів робіт

3.2.1 Визначення розмірів траншеї

Початкова глибина закладання газопроводу становить:

$$H_{mp}=H_{min}+H_{nid}+\varnothing \quad (3.1)$$

де H_{mp} – початкова глибина закладання газопроводу, м;

H_{min} – відстань від верха труби до верха землі; $H_{min}=0,8$ м;

H_{nid} – висота підсипки під газопровід:

$$\varnothing_{з\,із} = \varnothing_{н}+2S \quad (3.2)$$

де S – товщина ізоляції; $S=0,009$ м.

$$\varnothing_{з\,із}=0,159+2*0,009=0,177(мм)$$

$$H_{mp}=0,8+0,2+0,177=1,177$$

На підставі початкової глибини закладання і рельєфу місцевості по генплану будується повздовжній профіль. Так як рельєф місцевості спокійний і транспортується осушений газ, закладаємо газопровід паралельно поверхні землі. Отже середня глибина закладання $H_{сер}=1,2$ м.

Визначаємо ширину траншеї знизу за формулою:

$$b_T = \varnothing_{зиз} + c \quad (3.3)$$

де b_T – теоретична ширина траншеї знизу, м ;

c – коефіцієнт, який приймається в залежності від того, як укладають труби, $c=0,3$ м ;

$$b_T = 0,177 + 0,3 = 0,477$$

Приймаємо $b_T = 0,7$ м .

По теоретичній ширині траншеї знизу і виду ґрунту підбираємо екскаватор. Приймаємо екскаватор, зворотна лопата з шириною ріжучої кромки $b_e = 0,8$ м. Отже ширина траншеї знизу буде залежить від ширини ріжучої кромки ковша екскаватора з додаванням на розкидання ґрунту при копанні $c'=0,1$ м.

$$b = b_e + c', \quad (3.4)$$

де b – ширина траншеї знизу, м $b = 0,8 + 0,1 = 0,9$

Визначення ширини траншеї зверху $B = b + 2a \quad (3.5)$

де a – закладання укосів, м $a = m \cdot H_{сер}$

де m – крутизна укосів, $m=0$;

$$B = b$$

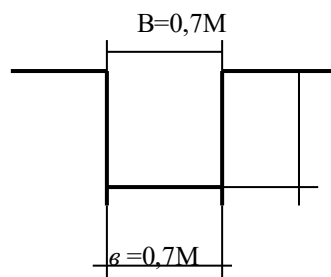


Рис. 3.1 - Розміри траншеї у перерізі.

3.2.2 Визначення об'ємів земляних робіт

Траншеї у нескальних ґрунтах без порушення природної структури ґрунту копаються у підвалинах з недобором.

Визначення об'єму робіт при копанні траншеї екскаватором:

$$V_e = \left(\frac{b+B}{2} * H_{сер} * L_{з-д\gamma} \right) - V_p, \quad (3.6)$$

де V_e – об'єм робіт при копанні ґрунту екскаватором ;

$L_{з-д\gamma}$ – довжина газопроводу , м;

V_p – ручне копання ґрунту , м³:

$$V_p = \left(\frac{b+d}{2} * h_3 + 2 * d' * H_{сер} \right) * L_{з-д\gamma}; \quad (3.7)$$

де d – ширина зачистки траншеї з низу, м $d=0,9$;

d' - ширина зачистки стінок траншеї, $d'=0,05$ м;

h_3 - висота зачищення траншеї знизу, $h_3=0,1$ м.

$$V_p = \left(\frac{0,9+0,9}{2} * 0,1 + 2 * 0,05 * 1,2 \right) * 560 = 117,6$$

$$V_e = \left(\frac{0,9+0,9}{2} * 1,2 * 560 \right) - 117,6 = 487,2 .$$

3.2.2 Визначення об'ємів робіт по збільшенню прямиків для зварювання неповоротних стиків.

Для зручності ведення зварювальних робіт глибина прямика від низу труби до дна прямику дорівнює 0,7 метрів. Глибина траншеї з прямком складає :

$$H_{np} = H_{сер} + 0,7, \quad (3.8)$$

де H_{np} - глибина прямику для ведення зварювальних робіт, м;

$$H_{np} = 1,2 + 0,7 = 1,9(\text{м}).$$

При глибині більш 1,5 метрів суглинистих ґрунтах II групи крутизна укосів складає:

$$1 : m = 1 : 0,5$$

$$a_{np} = m * H_{np}; \quad (3.9)$$

де m – закладання укосів при копанні прямиків;

$$a_{np} = 0,5 * 1,9 = 0,95.$$

3.2.3 Визначення об'єму земляних робіт при копанні прямих для зварювання стиків

$$V_{\text{пр 1}} = \left[\frac{(1,5 + 2a_{\text{пр}}) + 1,5}{2} * \frac{(1,4 + \frac{1}{\text{зіз}} + 2 * a_{\text{пр}}) + 1,4 + \frac{1}{\text{зіз}}}{2} * H_{\text{пр}} \right] - \left[\frac{V_e}{L_{\text{з-дй}}} \right], \quad (3.10)$$

де $V_{\text{пр 1}}$ – об'єм робіт при копанні прямих для зварювання стиків, м³.

$$V_{\text{пр 1}} = \left[\frac{(1,5 + 2 * 0,95) + 1,5}{2} * \frac{(1,4 + 0,177 + 2 * 0,95) + 1,4 + 0,177}{2} * 1,9 \right] - \left[\frac{487,2}{560} \right] = 10,893.$$

3.2.4 Визначення об'єму земляних робіт при копанні котлованів під колодязь.

Розміри колодязя залежать від діаметру газопроводу, що будуємо, арматури, що встановлюємо і глибини закладання.

Для будівництва приймаємо колодязь із збірних залізобетонних елементів. Для зручності монтажу і нанесення гідроізоляції на зовнішніх стінках розміри котловану під колодязь, згідно з технічними умовами збільшуються на 0,3 м з кожної сторони. Для зручності експлуатації арматури отвір між низом труби і підлогою колодязя повинен бути не менш 0,45 м.. Бетонна підвалина від 0,15 до 0,2 м.. Піщана подушка – 0,15 м.. Відстань між верхом труби та перекриттям становить 1,5 м.. Отож середня глибина котловану під колодязь дорівнює 2,7 метри (рис.3.2).

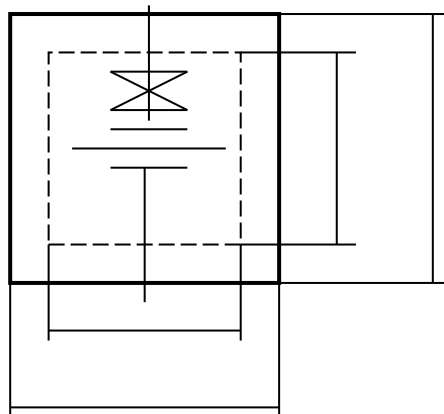


Рис. 3.2 - Схема котловану під колодязь

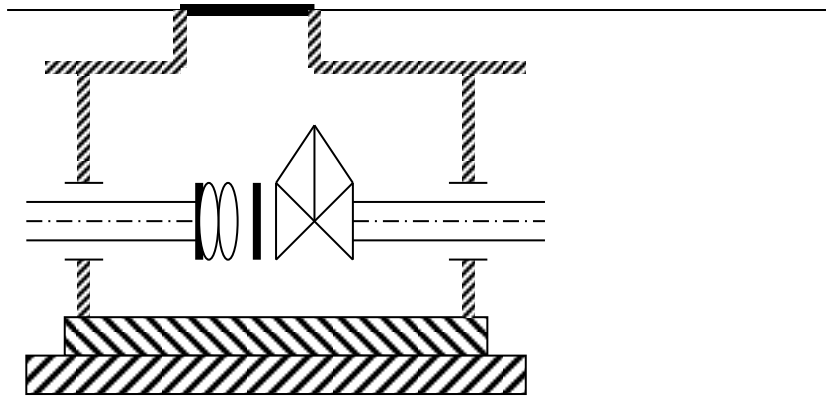


Рис. 3.3 - Схема колодязя у перерізі

$$V_{\text{кот}} = \frac{(A + 0,6) + (A + 0,6 * 2 * a_{\text{кот}})}{2} * \frac{(B + 0,6) + (B + 0,6 + 2 * a_{\text{кот}})}{2} * H_{\text{кот}} - V_{\text{епм}} * \frac{(B + 0,6) + (2 * a_{\text{кот}}) + (B + 0,6)}{2}; \quad (3.11)$$

де $V_{\text{кот}}$ – об’єм робіт при копанні котловану під колодязь, м^3 ;

A – ширина котловану, $A=1,25\text{м}$;

B – довжина котловану, $B=1,25\text{м}$;

$a_{\text{кот}}$ – закладання укосу

$$a_{\text{кот}} = m * H_{\text{кот}} \quad (3.12)$$

$$a_{\text{кот}} = 0,5 * 2,7 = 1,35;$$

$$V_{\text{кот}} = \frac{(1,25 + 0,6) + (1,25 + 0,6 * 2 * 1,35)}{2} * \frac{(1,25 + 0,6) + (1,25 + 0,6 + 2 * 1,35)}{2} * 2,7 - 0,87 * \frac{(1,25 + 0,6) + (2 * 1,35) + (1,25 + 0,6)}{2} = 24,86 (\text{м}^3)$$

3.2.5 Визначення загального об’єму ґрунту при копанні траншеї в щільному тілі

$$V_{\text{заг коп}} = V_e + V_p; \quad (3.13)$$

де $V_{\text{заг коп}}$ – загальний об’єм ґрунту при копанні траншеї, м^3 ;

$$V_{\text{заг коп}} = 487,2 + 117,6 = 604,8$$

3.2.6 Визначення об’єму ґрунту, витиснутого трубою

○

$$V_{mp} = \frac{\pi /_{зиз}^2}{4} * L_{з-дy}; \quad (3.14)$$

де V_{mp} - об'єм ґрунту, видалений трубою;

$$V_{mp} = \frac{3,14 * 0,177^2}{4} * 560 = 13,77 \text{ (м}^3\text{)}$$

3.2.7 Визначення габаритів відвалу ґрунту

Для цього необхідно обчислювати збільшення ґрунту при розпушенні. Приймаємо коефіцієнт початкового розпушення $K_1=20\%$.

$$V_{від} = (V_{заг\ коп} + V_{np} + V_{ком}) * K_1, \quad (3.15)$$

де $V_{від}$ – об'єм ґрунту при копанні у відвал, м³;

V_{np} – об'єм ґрунту при копанні прямиків, м³;

$$V_{np} = V_{lnp} * n_{np}, \quad (3.16)$$

де n_{np} – кількість прямиків, шт;

$$n_{np} = (L_{з-дy} : \ell_{нуги}) + 2, \quad (3.17)$$

де $\ell_{дуги}$ – довжина труб зварених у дуги, $\ell_{дуги}=30$ п.м.

$$n_{np} = (560 : 30) + 2 = 20,$$

$$V_{np} = 10,89 * 20 = 217,8,$$

$$V_{від} = (604,8 + 217,8 + 24,86) * 1,2 = 1016,952.$$

Кут природнього укосу відвалу ґрунту складає 45°. Отож відвал ґрунту у перерізі становить рівнобедрений трикутник. Визначаємо розміри відвалу.

$$B_{від} = 2 * h_{від}; \quad (3.18)$$

де $h_{від}$ - висота відвалу, м;

$B_{від}$ - підвалина відвалу, м;

$$h_{від} = \sqrt{F_{відln.m}}; \quad (3.19)$$

де $F_{від}$ – площа відвалу ґрунта у перерізі за 1 п. м., м²;

$$F_{відln.m} = \frac{V_{від}}{L_{з-дy}}, \quad (3.20)$$

$$F_{\text{від}} = \frac{1016,95}{560} = 1,82,$$

$$h_{\text{від}} = \sqrt{1,82} = 1,36,$$

$$B_{\text{від}} = 2 * 1,36 = 2,7$$

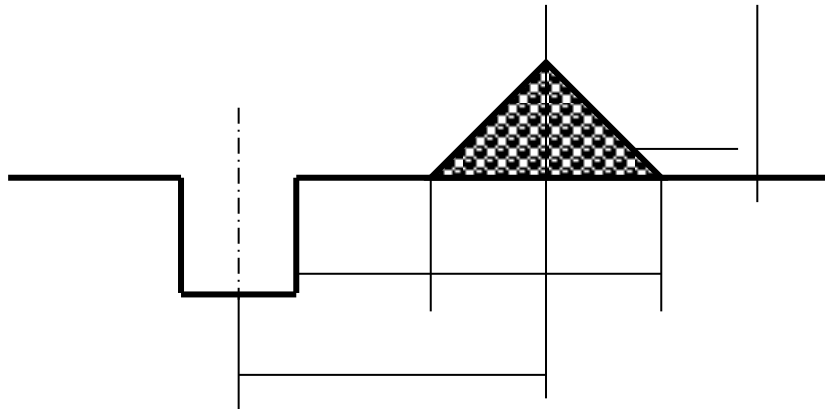


Рис. 3.5 - Схема розташування ґрунту у перерізі

По габаритам траншеї і відвалу ґрунту знаходимо радіус вивантаження

екскаватора:
$$R_{\kappa} = \frac{B}{2} + 0,5 + \frac{B_{\text{від}}}{2}, \quad (3.21)$$

де R_{κ} - радіус вивантаження екскаватора;

$$R_{\kappa} = \frac{0,9}{2} + 0,5 + \frac{2,7}{2} = 2,3$$

3.2.9 Визначаємо об'єм присипання траншеї

$$V_{\text{прис}} = \left(\frac{\epsilon + \epsilon'}{2} * h_{\text{від}} + \frac{\epsilon' + \epsilon''}{2} * h_{\text{зиз}} + \frac{\epsilon'' + \epsilon'''}{2} * h_{\text{пр}} \right) * L_{\text{з-дв}} - V_{\text{пр}}, \quad (3.22)$$

де ϵ' - розміри траншеї при підсипці, м;

ϵ'' - розміри траншеї при засипці труби, м;

ϵ''' - розміри траншеї при засипці 0,2 м;

$$\epsilon' = \epsilon + 2\text{м} * \varnothing_{\text{зиз}};$$

$$\epsilon'' = \epsilon' + 2\text{м} * \varnothing_{\text{зиз}};$$

$$\epsilon''' = \epsilon'' + 2\text{м} * \varnothing_{\text{зиз}};$$

$$\epsilon = \epsilon' = \epsilon'' = \epsilon''' = 0,9$$

$$V_{\text{прис}} = \left(\frac{0,9 + 0,9}{2} * 0,2 + \frac{0,9 + 0,9}{2} * 0,177 + \frac{0,9 + 0,9}{2} * 0,2 \right) * 560 - 13,77 = 277 \text{ м}^3;$$

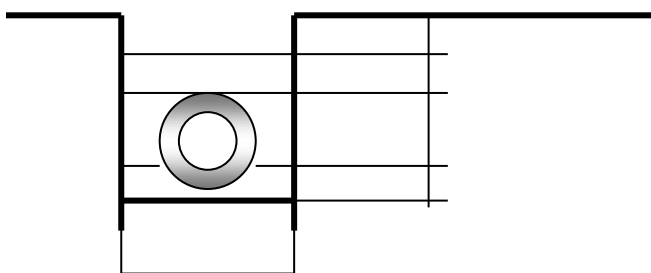


Рис. 3.6 - Розміри засипки траншеї в ручну у перерізі

3.2.10 Визначення об'єму ґрунту по засипці траншеї механізовано

$$V_{з.мех} = \frac{b''' + B}{2} * h_{з.мех} * L_{з-д\gamma}; \quad (3.23)$$

де $V_{з.мех}$ – об'єм робіт при засипці траншеї механічно, м³;

$h_{з.мех}$ – висота при засипці траншеї механізовано, м;

$$h_{з.мех} = H_{сер} - (H_{нид} + \varnothing_{з.із} + h_{прис}), \quad (3.24)$$

$$h_{з.мех} = 1,2 - (0,2 + 0,177 + 0,2) = 0,623 \text{ м},$$

$$V_{з.мех} = \frac{0,9 + 0,9}{2} * 0,622 * 560 = 313,99 \text{ м}^3.$$

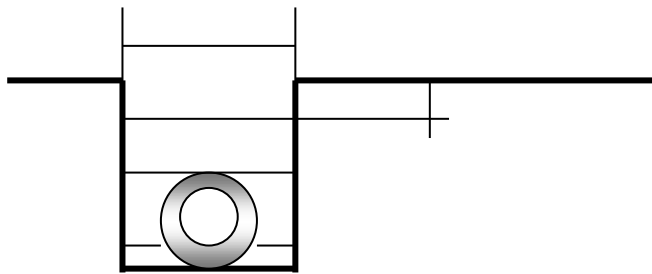


Рис.3.7 - Розміри засипки траншеї у перерізі

Складаємо баланс об'ємів земляних робіт.

$$V_{заг.коп} = V_{прис} + V_{з.мех} + V_{тр}; \quad (3.25)$$

де $V_{заг.коп}$ - об'єм земляних робіт, м³

$$604,8 = 277 + 313,99 + 13,77,$$

$$604,8 \approx 604,76.$$

Отже розрахунок зроблено вірно.

$$V_{заслпр.} = \frac{1,5 + 1,5 + 2 * a_{з.пр}}{2} * \frac{1,4 + \varnothing_{з.із} + 2 * a_{з.пр} + 1,4 + \varnothing_{з.із}}{2} * 0,7; \quad (3.26)$$

де $V_{заслпр.}$ – об'єм робіт по засипці одного прямока в ручну, м³;

$a_{з.пр}$ – закладання укісів при засипці прямоків у ручну, м;

$$a_{з.пр} = m * h_{пр}, \quad (3.27)$$

$$a_{з.пр.} = 0,5 * 0,7 = 0,35,$$

$$V_{зас\text{I}np.} = \frac{1,5+1,5+2*0,35}{2} * \frac{1,4+0,177+2*0,35+1,4+0,177}{2} * 0,7 = 2,468\text{м}^3.$$

3.2.11 Визначення об'єму робіт по засипці прямка механізовано

$$V_{зас\text{ пр мех.}} = V_{Inp} - V_{зас\text{I}np.}; \quad (3.28)$$

де $V_{зас\text{ пр мех}}$ - об'єм робіт по засипці прямка механізовано

$$\begin{aligned} V_{зас\text{ пр мех.}} &= 10,89 - 2,468 = 8,92; \\ V_{вив} &= V_{зал} + V_{тр} + V_{кол}; \end{aligned} \quad (3.29)$$

де $V_{вив}$ – об'єм ґрунту, який вивозять після засипки і ущільнення, м^3 ;

$V_{зал}$ - об'єм ґрунту, який залишається після розпушення, м^3 ;

$V_{кол}$ - об'єм який займає колодязь, м^3 ;

$$V_{кол} = A * B * H_{кот}; \quad (3.30)$$

$$V_{кол} = 1,25 * 1,25 * 2,7 = 4,22;$$

$$V_{зал} = V_{від} * \frac{K_2}{100} = 1016,95 * \frac{5}{100} = 50,8\text{м}^3 \quad (3.31)$$

$$V_{вив} = 50,8 + 13,77 + 4,22 = 68,8\text{м}^3.$$

3.2.12 Визначення залишкових об'ємів робіт

Знаходимо довжину огороження будівельного майданчика.

Огороження виконуємо з щитів, які виготовлені з несортової деревини. Щити встановлюються на стовпчики з круглої деревини. Висота огороження – 2,2 м.

$$L_{огор} = L_{з-д\text{у}} * 2 + 30, \quad (3.32)$$

де $L_{огор}$ - довжина огороження будівельного майданчика у погонних м.;

$$L_{огор} = 560 * 2 + 30 = 1150,$$

Визначення кількості зварних стиків:

$$n_{непов} = \frac{L_{з-д\text{у}}}{l_{пуги}} + 2 + K_n, \quad (3.33)$$

де $n_{непов}$ – кількість неповоротних стиків, шт;

K_n – кількість поворотів газопроводу, шт;

$$n_{непов} = \frac{560}{30} + 2 = 20,6,$$

$$n_{пов} = \frac{L_{г-д\gamma}}{L_{тр}} - \frac{L_{г-д\gamma}}{l_{пуги}}, \quad (3.34)$$

де $n_{пов}$ – кількість поворотних стиків при зварюванні труб у пуги, шт;

$$n_{пов} = \frac{560}{10} - \frac{560}{30} = 37,3,$$

Визначення об'єму робіт на копання приямків і їх засипці.

$$V_{коп пр} = V_{I пр} * n_{пр}, \quad (3.35)$$

де $V_{коп пр}$ - об'єм робіт на копання приямків, м³;

$$V_{коп пр} = 10,89 * 20 = 217,8 \text{ м}^3,$$

$$V_{зас пр у руч} = V_{зас I пр} * n_{пр}, \quad (3.36)$$

де $V_{зас пр у руч}$ - об'єм робіт на засипання приямків уручну, м³;

$$V_{зас пр у руч} = 2,468 * 20 = 49,36 \text{ м}^3,$$

$$V_{зас пр мех} = V_{зас I пр мех} * n_{пр}, \quad (3.37)$$

де $V_{зас пр мех}$ - об'єм робіт на засипання приямків механізовано, м³;

$$V_{зас пр мех} = 8,92 * 20 = 178,4 \text{ м}^3.$$

Для безпечного переходу через траншею встановлюють металеві інвентарні перехідні містки. Відстань між ними-50 метрів.

Розраховуємо кількість містків з виразу:

$$n_{міст} = L_{г-д\gamma} : 50, \quad (3.38)$$

де $n_{міст}$ – кількість перехідних містків, шт;

$$n_{міст} = 560 : 50 = 11,2.$$

Для встановлення приймаємо 11 містків.

При перетинанні газопроводів з комунікаціями, які проходять вище газопроводу необхідно їх брати у короб і підвішувати. Для цього приймаємо 0,9 м короба на 1 перетин. Кількість підвішувань складає:

$$\ell_{підв} = 0,9 * n_{пер}; \quad (3.39)$$

де $n_{пер}$ - кількість перетинаючих комунікацій

$$\ell_{підв} = 0,9 * 2 = 1,8$$

Для розкриття комунікацій необхідно копати шурфи. Ці роботи проводять вручну.

$$V_{шурф} = \frac{b+b}{2} * H_{шур} * l_{шур} * n_{шур}, \quad (3.40)$$

де $H_{шур}$ – глибина шурфів, $H_{шур}=1,2\text{м}$;

$l_{шур}$ – довжина шурфів, $l_{шур}=1,5\text{м}$;

$n_{шур}$ – кількість шурфів, $n_{шур}=5\text{шт}$;

$$V_{шурф}=0,9*1,2*1,5*2=3,24.$$

Визначення кількості контрольних трубок і контрольних провідників:

$$n_{кт.і\text{ кп}} = \frac{L_{г-д\gamma}}{100} + \frac{L_{г-д\gamma}}{200}, \quad (3.41)$$

$$n_{кт.і\text{ кп}} = \frac{560}{100} + \frac{560}{200} = 8,4,$$

Приймаємо до встановлення 8 коверів.

Визначення ваги труб і матеріалів, які завозять на будівельний майданчик. Вага 1 метру ізолюваної труби 35,9 кг.

$$P_{труб} = P_{лн.м.} * L_{г-д\gamma}; \quad (3.42)$$

де $P_{труб}$ – вага труб, що завозять на будівельний майданчик, т;

$$P_{труб}=35,9*560=20104 \text{ кг}=20,104 \text{ (т)}.$$

Вага 1 компенсатора, двохлінзового, двохфланцевого – 59 кг.

$$P_{1\text{ комп}}=0,059 \text{ (т)},$$

Вага 1 засувки чавунної – 140кг, $P_{1\text{ зас}}=0,14\text{(т)}$.

Вага 1 колодязю – 1580 кг, $P_{1\text{ кол}}=1,850 \text{ т}$;

Вага 1 ковра – 7 кг, $P_{1\text{ ков}}=0,007 \text{ т}$;

Загальна вага матеріалів, які завозять на будівельний майданчик дорівнює:

$$P_{заг}=P_{тр}+P_{1\text{ комп}}+P_{1\text{ засув}}+P_{1\text{ ков}}+P_{1\text{ кол}}, \quad (3.43)$$

$$P_{заг}=20,104+0,059+0,14+0,007+1,850=22,16\text{т};$$

Визначення об'єму робіт по засипці котловану під колодязь :

$$V_{зас.кот.} = V_{кот} - V_{кол}, \quad (3.44)$$

$$V_{зас.котл.}=24,86-4,22=20,64.$$

На підставі розрахунків складаємо таблицю - “ Таблиця трудовитрат і заробітної плати.” яка знаходиться у графічній частині листа.

Розрахунок трудовитрат треба вести:

$$T = \frac{V_{роб} * H_{часу}}{T_{змін}} \quad (3.45)$$

де T – трудовитрати у людино-днях;

$V_{роб}$ – об'єми робіт;

$T_{змін}$ – тривалість зміни 8 годин;

$H_{часу}$ – норма часу на виконання робіт.

3.3 Визначення строків будівництва

3.3.1 Вибір методу виконання робіт

При будівництві газопроводів у міських умовах обрано метод будівництва, який називають потоковим. Сутність методу полягає у тому, що газопровід поділяється на ділянки однакової довжини. Роботи на цих ділянках виконують за одиницю часу в одну зміну. Впровадження цього методу дозволяє максимально скоротити строки будівництва і вірно ув'язати між собою процес виконання робіт по комплексам. Довжина захватки визначається по виконанню самої трудомісткої роботи. Будівництво підземного газопроводу - це земляні роботи. Механізм, який виконує ці роботи є головним[21].

3.3.2 Визначення довжини захватки і строку будівництва

По РЕКН збірник 2 “Земляні роботи” визначаємо для екскаватора з ковшем місткістю $0,3\text{м}^3$ при копанні ґрунту III групи, що норма часу на копання 100м^3 у щільнім тілі складає :

$$H_{часу} = \frac{10}{100} = 0,1$$

де $H_{часу}$ – норма часу на 1 м^3 .

Визначення змінної продуктивності екскаватора $\text{м}^3/\text{зміну}$:

$$P_e = \frac{T_{зм}}{H_{часу}}, \quad (3.46)$$

де P_e – змінна продуктивність екскаватора за зміну;

$T_{зм}$ – тривалість зміни, $T_{зм}=8\text{ год}$;

$$P_e = \frac{8}{0,1} = 80$$

Приймаємо довжину захватки рівній 1 зміні.

Визначаємо швидкість руху екскаватора :

$$W = \frac{P_e}{V_{e1.лм}} \quad (3.47)$$

де W – швидкість руху екскаватора за зміну, п. м. за зміну;

$$W = \frac{80}{0.87} = 92$$

Приймаємо довжину захватки $W=90\text{ п. м.}/\text{зміну}$.

Роботи проводимо по чотирьох захватному методу в одну зміну.

Строк робіт на комплексі і захватці складає:

$$N=n_3+n_c \quad (3.48)$$

де N – довготривалість робіт на комплексі, днів;

N_3 – довготривалість робіт на захватці, днів;

$$N_3 = \frac{L_{2-\partial y}}{\ell_{\text{зах}}} \quad (3.49)$$

$$N_3 = \frac{560}{90} = 6.$$

n_c - коефіцієнт на зміщення довготривалості робіт при потоковому методі, $n_c = 3$

$$N=6+3=9;$$

Приймаємо довготривалість робіт на захватці 6 днів.

На підставі отриманих розрахунків будемо календарний план виконання робіт.

3.3.3 Визначення складу ланки

Для виконання робіт підраховуємо кількість робітників на кожній захватці :

$$N_3 = \frac{\sum T_3}{N_3} . \quad (3.50)$$

де n_3 – кількість робочих, що працюють на захватці;

$\sum T_3$ - сума трудовитрат на захватці;

$$\text{Виконання робіт у відсотках складає : } D = \left(\sum \frac{T_3}{n * n_3} \right) * 100\% \quad (3.51)$$

$$\text{де } D - \text{відсоток виконавчих робіт на захватці: } n_{I3} = \frac{59,7}{6} = 9,95;$$

Приймаємо для виконання робіт 9 робітників

$$D_{I3} = \frac{59,7 * 100}{6 * 9} = 110\% , \quad n_{II3} = \frac{56,02}{6} = 9,3;$$

Приймаємо для виконання робіт 9 робітників.

$$D_{III3} = \frac{6,7168 * 100}{5 * 9} = 103\% , \quad n_{III3} = \frac{76,135}{6} = 12,69;$$

Приймаємо для виконання робіт 12 робітників:

$$D_{III3} = \frac{76,135 * 100}{6 * 12} = 105\% , \quad n_{IV3} = \frac{36,654}{6} = 6,1;$$

Приймаємо для виконання робіт 6 робітника

$$D_{IV3} = \frac{36,654 * 100}{6 * 6} = 101\%$$

На підставі отриманих розрахунків будуємо графік руху робітників і потреби у робітниках.

3.3.4 Розрахунок потреб у будівельних матеріалах.

Для зварювання стиків газопроводу $\varnothing 159 \times 4$ мм. на прихоплювання і зварювання одного стику необхідно 0,295 кг. електродів марки Е – 42 А .

Поворотні $37 \times 0,295 = 10,92$ кг.

Неповоротні $20 \times 0,295 = 5,9$ кг.

Всього 16,8 кг.

Для ізоляції стиків готуємо бітумно-гумову мастику. Для її виготовлення необхідно : бітум БНН-IV(ГОСТ 9812-72). На 1 стик необхідно 4,03 кг.

Поворотні $37 \times 4,03 = 149,1$ кг.

Неповоротні $20 \times 4,03 = 80,6$ кг.

Всього 229,7 кг.

При шаровому нанесенні мастики, її армують скловолокняним полотном ВВ-К. На ізоляцію одного стику витрачається $1,382 \text{ м}^2$.

Поворотні $37 \times 1,382 = 51,134$ кг.

Неповоротні $20 \times 1,382 = 27,64$ кг

Всього 78,77 кг.

Для збільшення міцності, еластичності в бітум додають гумову крихту, яку готують шляхом роздрібнювання амортизованих автопокришок ТУ -51-408-83-68. Для одного стику необхідно 0,205 кг.

Поворотні $37 \times 0,205 = 7,585$ кг.

Неповоротні $20 \times 0,205 = 4,1$ кг.

Всього 11,685 кг.

Для кращого прилипання мастики газопровід після очищення покривають праймером, який готують з бензину і бітуму. На 1 стик необхідно 0,0213 кг бензину марки А-95.

Поворотні $37 \times 0,0213 = 0,788$ кг.

Неповоротні $20 \times 0,0213 = 0,426$ кг.

Всього 1,214 кг.

3.4 Вибір основних машин і механізмів для виконання робіт.

3.4.1 Розрахунок автокранів.

Довжина 1 жмута, укладеного автокраном, дорівнює: $\ell_{жм}=30\text{п.м.}$ Визначаємо вагу жмута з виразу:

$$P_{1жм} = \ell_{жм} * P_{1п.м}, \quad (3.52)$$

де $P_{1жм}$ – вага одного жмута, т.;

$$P_{1жм} = 0,0325 * 30 = 0,975\text{т},$$

$$P_{в.пр} = P_{1в.пр} * n_{пр}, \quad (3.53)$$

де $P_{в.пр}$ – вага вантажозахоплюючого пристрою, т. ;

$P_{1в.пр}$ – вага однієї текстильної стропи, $P_{1в.пр} = 0,058$ т.;

$n_{пр}$ – кількість стропів на один жмут, $n_{пр} = 2$ шт;

$$P_{в.пр} = 0,058 * 2 = 0,116,$$

$$P_{заг} = P_{1жм} + P_{в.пр}, \quad (3.54)$$

де $P_{заг}$ – загальна вага дуг і вантажозахоплюючого пристосування, т.;

$$P_{заг} = 0,975 + 0,116 = 1,091\text{т}.$$

Приймаємо до роботи 2 автокрани КС-1562; базовий автомобіль ГАЗ-53А.

Розраховуємо розрахунковий вильот стріли :

$$R_{розр.} = R_{мін} + 1,5 + \bigcirc_{з\text{ із}} + \frac{B}{2}, \quad (3.55)$$

де $R_{розр.}$ – розрахунковий вильот стріли автокрану, м;

1,5 – відстань від окрайку траншеї до труб зварених у жмути,

$$R_{розр.} = 6 + 1,5 + 0,177 + 0,45 = 8,127\text{м}.$$

По вильоту стріли кран підходить, оскільки максимальний вильот стріли $R_{мах} = 10,6\text{м}.$

Визначаємо вантажопід'ємність крану на розрахунковому вильоті стріли з виразу :

$$P_{розр} = \frac{P * R_{min}}{R_{розр}}, \quad (3.56)$$

де $P_{розр}$ – вантажопід'ємність крану на розрахунковому вильоті стріли, т.;

$$P_{розр} = \frac{4 * 6}{8,127} = 2,95 \text{ т.}$$

Прийнятий автокран має необхідну вантажопідйомність, оскільки він може підняти на розрахунковому вильоті стріли вантаж вагою 2,94 т.

3.4.2 Розрахунок самоскидів

Об'ємна вага ґрунту в щільному тілі дорівнює $V_{зр.} = 1,7 \text{ т / м}^3$.

Вантажопід'ємність самоскиду приймаємо $Q_1 = 3,5 \text{ т}$. Визначаємо

вантажопід'ємність самоскиду в м^3 з виразу: $Q = \frac{Q_1}{V_{зр.}}, \quad (3.57)$

$$Q = \frac{3,5}{1,7} = 2,06.$$

Визначаємо циклічну експлуатаційну продуктивність самоскиду :

$T_{ц}$ - довжина циклу автомобіля в год дорівнює: $T_{ц}=1,7$

$$П_{ц} = \frac{Q}{T_{ц}}, \quad (3.58)$$

де $П_{ц}$ – циклічна експлуатаційна працездатність самоскиду в $\text{м}^3/\text{цикл}$.

$T_{ц}$ – час циклу автомобілю в годинах дорівнює: $T_{ц}=1,7$

$$П_{ц} = \frac{2,06}{1,7} = 1,21.$$

Кількість циклів у зміну дорівнює $П=5$.

Експлуатаційна працездатність самоскиду у зміну дорівнює :

$$П_a = П_{ц} * П, \quad (3.59)$$

$$П_a = 1,21 * 5 = 6,05,$$

Екскаватор працює 6 днів. Отже кожен день необхідно навантажувати на

$$\text{автоскиди : } V'_{зр} = \frac{59,18}{6} = 9,86,$$

Визначаємо необхідну кількість самоскидів на кожен день :

$$n = \frac{V'_{зр}}{П_a}, \quad (3.60)$$

$$n = \frac{9,86}{6,05} = 1,63.$$

Приймаємо 2 самоскида марки ЗИЛ-130.

Технічна характеристика КС-1562 (автокран)

1. Вантажопідйомність максимальна, <i>m</i>	4
2. Вантажопідйомність максимальна при роботі : на висотних опорах, <i>m</i> без висотних опор, <i>m</i>	4 ÷ 1 1 ÷ 0,4
3. Довжина стріли, <i>m</i> -основної	6 10,5
4. Виліт крюка, <i>m</i> -найменший -найбільший	2,5 5,5
5. Висота підйому крюка в <i>m</i> при : -вильоті стріли найменший -виліт стріли найбільший	6,2 3,8
6. Швидкість підйому ґрунту, <i>м/хв.</i>	0,3 ÷ 13
7. Частота обертання поворотній платформи, <i>об/хв.</i>	0,2 ÷ 2,3
8. Базовий автомобіль	ГАЗ-53А
9. Двигун марка потужність, <i>кВт</i>	ГАЗ-53Ф 84
10. Швидкість руху максимальна, <i>км/год</i>	75
11. Габаритні розміри довжина, <i>мм</i> ширина, <i>мм</i> висота, <i>мм</i>	8130 2410 3330
12. Маса, <i>m</i>	7,05

Технічна характеристика бульдозера ДЗ-29.

1. Марка трактора	Т-74
2. Двигун марка потужність, <i>кВт</i> частота обертання, <i>об/хв.</i>	СМД-14А 5,5 1700
3. Довжина відвалу, <i>м</i>	2,52
4. Довжина відвалу з уширителями, <i>м</i>	3,1
5. Висота відвалу, <i>м</i>	0,8
6. Висота відвалу з козирком, <i>м</i>	0,95
7. Найбільша глибина відпускання відвалу, <i>м</i>	0,2
8. Найбільша висота підйому відвалу, <i>м</i>	0,6
9. Кут різання, <i>град</i>	55
10. Швидкість підйому відвалу, <i>м/с</i>	0,25
11. Габаритні розміри, <i>мм</i> ширина довжина висота	2520 4510 2300
12. Маса, <i>m</i> загальна підвішеного обладнання	6,3 0,85

Технічна характеристика трубовозу ТВ-6.

1. Марка автомобіля-тягача	ЗИЛ-130
2. Марка причепа	I-АПР-5
3. Вантажопідйомність автопоїзда, <i>т</i> по шосе по ґрунтовим дорогам	7,3 6,8
4. Маса автопоїзда з вантажем, <i>т</i>	13,15
5. Кількість одночасно перевозимих труб довжиною 10м.	

Технічна характеристика тросових рушників для піднімання та опускання трубопроводу марки ПМ-371.

1. Вантажопідйомність, <i>т</i>	6
2. Діаметр піднімаємих труб, <i>мм</i>	529
3. Ширина рушника, <i>мм</i>	480
4. Кількість тросових стрічок в рушникові, <i>шт</i>	3
5. Переріз однієї тросової стрічки, <i>мм</i>	78x12
6. Довжина рушника між осями провущин, <i>м</i>	2
7. Маса, <i>кг</i>	96

Технічна характеристика пересувного електроагрегату з двигуном внутрішнього згорання марки АСБ-300.

1. Номінальний зварювальний струмінь, <i>А</i>	300
2. Межі регулювання струменю, <i>А</i>	75-320
3. Номінальна напруга, <i>В</i>	32
4. Марка генератора	ГСО-300-5
5. Двигун марка Потужність, <i>кВт</i> частота обертання, <i>об/хв.</i>	ЗМЗ-320 22 1500
6. Габаритні розміри, <i>мм</i> довжина ширина висота	1815 895 1200
7. Маса, <i>т</i>	0,76

3.5 Завдання в галузі охорони праці

Охорона праці – виявляє собою систему правових, соціально-економічних і організаційно-технічних заходів, а також санітарно-гігієнічних засобів, спрямованих на збереження здоров'я й працездатності людини в процесі діяльності[24].

З Конституції України випливає право громадян на охорону їх життя й здоров'я в процесі трудової діяльності. Керуючись наведеними законодавчими актами власник підприємства, установи або організації повинен підкорити виробничий процес пріоритету життя й здоров'я працівника відповідно до результатів виробничої діяльності підприємства й несе повну відповідальність за створення безпечних і нешкідливих умов праці. Це, однак, не звільняє працівників від необхідності знати й виконувати вимоги нормативних актів про охорону праці, правил обігу з машинами, механізмами, устаткуванням і іншими засобами виробництва, а також від дотримання зобов'язань щодо охорони праці, передбачених колективним договором, угодою, трудовим договором і правилами внутрішнього трудового розпорядку підприємства.

Виходячи з вищесказаного можна позначити коло питань, які будуть підлягати розгляду. А саме:

- оцінка експлуатаційних особливостей розглянутої системи й окремих технологічних процесів;
 - аналіз умов праці й виявлення небезпечних і шкідливих виробничих факторів (НШВФ) при виконанні даного технологічного процесу;
 - забезпечення пожежо- і вибухобезпеки об'єкта проектування;
 - розробка організаційних і технічних заходів для створення нешкідливих умов праці на конкретних об'єктах.

3.6 Оцінка експлуатаційних особливостей системи й окремих технологічних процесів

Проектом передбачається прокладка в приміщенні ГРП газопроводів, а також монтаж системи газового обігріву. Перераховані роботи пов'язані з

можливістю одержання працівниками ушкоджень середнього й важкого характеру, ушкодження електричним струмом і радіаційного опромінення при проведенні дефектоскопії[28].

Для запобігання нещасних випадків при виконанні робіт необхідно дотримуватися окремих правил безпеки. При зварювальних роботах це наступні правила:

А) Спецодяг повинен бути в робочому стані: застебнутий на всі гудзики, клапани кишень випущені назовні, а штани одягнені навипуск. Заправлення клапанів у кишені, а штанів у чоботи може привести до влучення іскри розплавленого металу в кишені або чоботи, що може викликати опіки тіла. Головний убір повинен бути без козирка, оскільки він заважає правильно одягти захисну маску, шолом або кашкет-маску.

Б) Взуття завжди повинне бути із глухим верхом, добре підігнане й обов'язково зашнуроване. Усі частини тіла повинні бути добре захищені від впливу променів зварювальної дуги. Незахищені частини тіла при зварюванні можуть одержати навіть опік першого ступеня. Тому при зварюванні необхідно ретельним образом закривати всі частини тіла й особливо ока. Рукавиці повинні щільно прикривати рукава куртки.

В) При роботі в лежачому або сидячому положенні на металевій поверхні електрозварювач повинен мати гумову підбивку, підшиту повстю, наколінники й підлокітники, а при роботі у вологих місцях – гумові чоботи.

Для забезпечення умов, які попереджують поразку електричним струмом, необхідно забезпечити надійність роботи монтажників, які беруть участь у піднятті, розміщенні й закріпленні устаткування на запроектованих позиціях, виготовлення й розміщення опор, стійок і балок[29]. При цих видах робіт можливо одержати ушкодження від падіння працівника з висоти, а також від падінь на персонал тимчасово закріпленого устаткування або залишеного нагорі інструмента. При роботі з електроінструментом слід дотримуватися прийнятих для цього правил безпеки праці. У тому числі при використанні електричного дреля й гайкового ключа одяг робітника повинен бути застебнутий й заправлений, щоб зменшити ймовірність його намотування на рухливі частини

інструмента. Робітник повинен періодично перевіряти стан ізоляції струмоприймальних проводів електроінструмента. Забороняється працювати несправним інструментом. При свердлильних роботах необхідно використовувати захисні окуляри, для запобігання ушкоджень зору. Монтажникам забороняється працювати без захисних каскетів, для запобігання ушкоджень голови, а також без заземлення корпусу зварювальних трансформаторів і випрямлячів. Перед початком робіт варто перевірити стан ізоляції зварювальних проводів і надійність усіх контактних з'єднань вторинної мережі. Зварювання потрібно виконувати лише в чистому й сухому спецодязі й взутті, яке не має металевих цвяхів. Необхідно пам'ятати, що доторкатися голими руками до струмоведучих частин зварювальної машини небезпечно; зварювальний дріт необхідно ретельним образом ізолювати від ушкоджень.

Необхідно регулярно перевіряти стан зварювальних машин, звертаючи увагу на відсутність напруги на провідних струм деталях апарата. При перервах у роботі необхідно відключати машину від електромережі. При виконанні зварювальних робіт усередині замкнених посудин застосовуються дерев'яні щити, гумові килимки, калоші й рукавиці, а також виконують зварювання з підручним, який повинен перебувати зовні посудини. Чисельні дослідження показують, що струм вище 0,1А небезпечний для людського життя.

При контролі зварювальних швів одним зі способів контролю якостей зварювальних з'єднань є широко розповсюджена перевірка за допомогою гамма-променів, випромінюваних радіоактивними елементами. Гамма-промені, глибоко проникаючи в тканині людини, можуть вплинути на організм людини. При просвічуванні стиків на видимім місці в безпосередній близькості від них повинен бути встановлений плакат з написом, що попереджає про небезпеку перебування в зоні дії гамма-променів. Ця зона повинна бути огорожена, а допуск сторонніх осіб до неї категорично заборонений. Усі роботи з гамма-дефектоскопії виконуються під постійним контролем дозиметричних приладів.

Отже, можна зробити висновок, що в даному розділі МКР виконується ряд досить небезпечних для працівників робіт і операцій, до яких відносять:

- зварювальну;

- монтувальну;
- дефектоскопічну;
- експлуатаційну.

3.7 Аналіз умов праці й виявлення небезпечних шкідливих виробничих факторів при виконанні технологічного процесу

Проаналізуємо умови праці при виконанні відзначених робіт. Небезпечні й шкідливі виробничі фактори класифікуються за допомогою ГОСТ 12.0.003-2015. Для кожного із чотирьох наведених у попередньому розділі виробничих процесів (зварювання, монтаж, дефектоскопія й безпосередньо експлуатація ГРП) виявимо свої небезпечні й шкідливі виробничі фактори (НШВФ). До НШВФ ми повинні відносити тільки ті, що впливають на здоров'я працівника протягом не менш ніж половини робочого часу.

Процес зварювання

Характеризується наявністю таких факторів:

1. Фізичні НШВФ:

- підвищена напруга в електричній мережі, замикання може відбутися через тіло людини;
- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена яскравість світла;
- підвищена пульсація світлового потоку.

2. Хімічні НШВФ:

- по характеру впливу на організм людини:
 - загалом токсичні (окис вуглецю, з'єднання кисню із кремнієм і сіркою);
 - мутагенні, які приводять до зміни генетичної інформації (марганець і його окисли).
- по шляху проникнення в організм людини:
 - через дихальні шляхи.

Наведені НШВФ проявляються шляхом аналізу самого процесу, а також, при необхідності, шляхом лабораторного аналізу проб повітря, узятих у робочій зоні. Потрібно відзначити, що процес зварювання відбувається в приміщенні ГРП, не

розрахованому на обслуговування зварювальних робіт, що приводить до значного перевищення ГДК шкідливих речовин у повітрі робочої зони.

Процес монтажу

характеризується наявністю таких факторів:

1. Фізичні НШВФ:

- розташування робочого місця на значній висоті щодо рівня землі.

Процес дефектоскопії

характеризується наявністю таких факторів:

1. Фізичні НШВФ:

- підвищений рівень іонізуючого випромінювання в робочій зоні.

2. Хімічні НШВФ:

- по характеру впливу на організм людини:
 - мутаген, що приводить до зміни генної інформації (радіоактивні речовини);
 - що впливають на репродуктивну (дітородну) функцію організму людини радіоактивні речовини.
- по шляху проникнення в організм людини:
 - через шкіру.

Виявляються дозиметричними аналізами.

Процес експлуатації

Характеризується наявністю таких факторів:

1. Фізичні НШВФ:

- підвищена загазованість повітря робочої зони;
- підвищена вибухонебезпечність при певній концентрації;

2. Хімічні НШВФ:

- по характеру впливу на організм людини:
 - загалом токсичні (окис вуглецю, сірководень, метан).
- по шляху проникнення в організм людини:
 - через дихальні шляхи.

Виявлення шляхом безпосередніх вимірів приладами, органом нюху людини й лабораторними аналізами проб повітря.

3.8 Забезпечення пожежо- і вибухобезпеки об'єкта проектування

Відповідно до ДСТУ 8828:2019 одним з основних заходів для попередження пожеж є пожежна профілактика, спрямована на:

- установлення твердого дотримання працівниками вимог і правил, норм і інструкцій з техніки безпеки;
- своєчасне усунення дефектів і несправностей;
- підготовку місць проведення вогневих робіт і організацію контролю над їхнім виконанням;
- проведення захисного заземлення електроустановок відповідно до вимог чинних правил.

Для ліквідації можливих пожеж кожний об'єкт повинен бути обладнаний засобами пожежогасіння в необхідному, обумовленому «Правилами пожежної безпеки України», кількості.

Кожний працівник повинен не тільки сам дотримуватися правил, але й стежити за тим, щоб дотримувалися правил його співробітники.

Оскільки проектом передбачається проведення в приміщенні ГРП вогневих робіт, то цьому питанню потрібно приділити необхідну увагу. Так керівник підприємства або структурного підрозділу, що проводить вогневі роботи на тимчасових місцях, зобов'язаний оформити наряд-допуск на проведення цих робіт. А при наявності на підприємстві відомства пожежної охорони наряд-допуски повинні бути погоджені з нею напередодні виконання робіт із установленням з боку пожежної охорони відповідного контролю.

Проведення вогневих робіт на тимчасових місцях дозволяється тільки після здійснення заходів, які виключають можливість виникнення пожежі:

- очищення робочого місця від горючих матеріалів;
- захисту горючих конструкцій;
- забезпечення первинними засобами пожежогасіння (вогнегасник, ящик з піском, відро з водою).

Технологічне устаткування, на якому передбачається проведення вогневих робіт, повинне бути наведене в пожежо- і вибухобезпечному стані до початку цих робіт. Під цим розуміємо:

- усунення пожежо- і вибухонебезпечних речовин таких, як природний газ, фарби, масла й бітуми;
- забезпечення вентиляції й контролю над станом повітряного середовища;
- відключення діючих комунікацій.

З метою виключення можливості влучення розпечених часток металу до поруч розташованого устаткування, усі оглядові, технологічні й вентиляційні люки в перекриттях, стінах і перегородках, де здійснюються вогневі роботи, повинні бути закриті негорючими матеріалами. Двері, які з'єднують приміщення, де ведуться вогневі роботи із суміжними приміщеннями, повинні бути закриті.

Під час перерви в роботі, а також наприкінці робочої зміни зварювальна апаратура повинна вимикатися, у тому числі від електромережі. Не дозволяються наступні дії:

- робота на апаратурі, яка має ушкодження й несправності;
- проводити зварювання свіжопофарбованих конструкцій до повного висихання фарби;
- зберігати у зварювальних кабінах одяг, горючі рідини й інші горючі речовини й матеріали;
- при виконанні вогневих робіт користуватися одягом і рукавицями зі слідами масел, жирів, бензину, гасу й інших горючих і легкозаймистих рідин;
- допускати контакт електричних проводів з балонами зі зрідженими, рідкими й розчиненими газами;
- допускати до зварювальних робіт осіб, які не мають кваліфікаційних посвідчень і тих, які не пройшли у встановленому порядку навчання по програмі пожежо-технічного мінімуму й щорічної перевірки знань із одержанням спеціального посвідчення;

- виконувати вогневі роботи на комунікаціях, заповнених горючими й токсичними матеріалами, а також на тих, що перебувають під електричною напругою;
- проводити вогневі роботи на елементах будинків, виготовлених з легких металевих конструкцій з горючими утеплювачами.

По закінченню робіт виконавець зобов'язаний ретельним образом перевірити місце їх проведення, при наявності горючих конструкцій полити їх водою й усунути можливі причини пожежі. Особа, відповідальна за протипожежну безпеку приміщення, де проводилися вогневі роботи, повинна забезпечити перевірку місця проведення цих робіт протягом двох годин після їхнього закінчення, як того вимагають ППБ України. Про проведення місця вогневих робіт у пожежо- і вибухобезпечному стані, виконавці й відповідальна за пожежну безпеку особа, роблять відповідні оцінки в наряді-допуску.

Пожежо- і вибухонебезпечність виробничих будинків і споруджень оцінюється з обліком пожежовибухонебезпечних характеристик і кількості речовин і матеріалів, які там перебувають. Будівля ГРП має відповідно до ОНТП 24-86 категорію Г.

ВИСНОВОК

У даному розділі розроблено проект технології монтажу системи газопостачання Святошинського району міста Київ. Визначено необхідну кількість виробів та матеріалів для монтажу системи газопостачання, потребу в допоміжних матеріалах, підібрані машини, механізми та пристосування для виконання монтажних робіт, складено календарний план виконання робіт, в якому визначено склад ланок та розряд робітників.

Користуючись наведеними в цьому розділі матеріалами, можна зробити висновок, що на об'єкті магістерської роботи забезпечено необхідний рівень пожежо- і вибухобезпеки, що відповідає вимогам нормативних і підзаконних актів України. Безпечна модернізація й експлуатація об'єкта можливі за умови дотримання всіх ухвалених рішень щодо охорони праці.

РОЗДІЛ 4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ГРП

Газорегуляторні пункти служать для постачання газом житлового мікрорайону. Газорегуляторні пункти оснащені автоматикою безпеки, вони комплектуються органами керування й запобіжними елементами, які повинні забезпечити припинення подачі газу при:

- неприпустимому відхиленні тиску газу від заданого;
- витоку газу.

Система автоматизації ГРП містить у собі контроль, регулювання й керування наступними параметрами:

- тиск;
- витрата газу;
- концентрація.

Газорегуляторні пункти містять у собі газову мережу з регуляторами тиску й аварійними, відсічними клапанами й приладами візуального контролю.

Одним з основних елементів у ГРП є регулятор газу. У МКР ми вибрали тип регулятора РДГ-50 з великою пропускною здатністю. Основним критерієм при виборі була надійність, простота, компактність.

4.1. Регулятор тиску газу РДГ

Регулятор тиску газу РДГ призначений для забезпечення редукування високого або середнього тиску, автоматичної підтримки вихідного тиску на заданому рівні, а також автоматичного відключення подачі газу при аварійному підвищенні або зниженні вихідного тиску. РДГ встановлюється в газорозподільних станціях системи подачі газу.

Переваги

- виконаний комбінованим із вбудованим запобіжно-запірним клапаном;
- регулятори РДГ-Н працюють в інтервалі температур навколишнього й внутрішнього середовища від мінус 35°C до +60°C и підвищеної вологості, що виключає необхідність обігріву ГРП і ГРПШ;
- мають більшу пропускну здатність.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики РДГ-Н

Найменування параметра			Тип виробу						
			РДГ-50Н (М) РДГ-50В (М)		РДГ-80Н (М) РДГ-80В (М)			РДГ-150Н (М) РДГ-150В (М)	
Регульоване середовище			Природний газ за ДСТ 5542-87						
Температура навколишнього середовища, °С	РДГ-МРДГ		від -35 до +60 від +1 до +60						
Максимальний вхідний тиск, МПа, не більш			1,2						
Діапазон настроювання вихідного тиску, Рвих., МПа	для низького		0,0015-0,06						
	для високого		0,06-0,6						
Діапазон настроювання спрацювання механізму контролю	при підвищенні вихідного тиску, МПа		1,25...1,5 Рвих						
	при зниженні вихідного тиску, МПа		0,15...0,5 Рвих,(але не менш 0,0009 МПа)						
Точність регулювання вихідного тиску, %			+10						
Пропускна здатність, м³/год	при Рвх =0,1 МПапри Рвх =1.2 МПа		11007100	225014600			495032000		
Приєднувальні розміри патрубків, умовний прохід Ду.мм	вхід вихід		5050	8080			150150		
Діаметр сідла			30, 35, 40, 45	65			98		
З'єднання			Фланцеве за ДСТ 12820-80						
Габаритні розміри, мм, не більш			530x530x360	507x560x470			623x638x590		
Будівельний розмір, мм			365	502			570		
Маса, кг			40	105			153		
Термін служби, років			15						
Гарантійний строк експлуатації, міс.			18						
Комплектність Найменування			Шифр				Кількість		
Пружина для регуляторів низького тиску			КПЗ-50-05-01-16 (Ø2,2)				1		
			КПЗ-50-05-01-15 (Ø4,5)				1		
			КПЗ-50-05-01-06-01 ТБ (Ø3)				1		
			КПЗ-50-05-01-06-02 ТБ (Ø2,5)				1		
			КПЗ-50-05-01-07 ТБ (Ø1,5)				1		
			РДГ-80-05-29-06 (Ø4,5)				1		
Сідло	Тільки для РДГ-50(М)		РДГ-50-05-01-12А-01 (Ø40)				1		
РДГ-50-05-01-12А-02 (Ø35)				1					
Прокладка			РДГ-50-05-01-12А-03 (Ø30)				1		
			РДГ-50-05-01-16-03 (Ø40)				3		
Найменування виробу	Ду вх.= Ду вих.	dy;t	L	l	H	B	n отв/d	Д	И
РДГ-50-Н(В)	50	Ø25×4,5	530	365	360	530	4отв. Ø18	125	115
РДГ-80-Н(В)	80	Ø25×4,5	507	502	470	560	4отв. Ø18	160	155
РДГ-150-Н(В)	150	Ø35×3,25	623	570	590	638	-	240	155

Продовження таблиці 4.1

Найменування параметра		Тип виробу		
		РДГ-50Н (М) РДГ-50В (М)	РДГ-80Н (М) РДГ-80В (М)	РДГ-150Н (М) РДГ-150В (М)
Регульоване середовище		Природний газ за ДСТ 5542-87		
Температура навколишнього середовища, °С	РДГ-МРДГ	від -35 до +60 від +1 до +60		
Максимальний вхідний тиск, МПа, не більш		1,2		
Діапазон настроювання вихідного тиску, Рвих., МПа	для низького	0,0015-0,06		
	для високого	0,06-0,6		
Діапазон настроювання спрацювання механізму контролю	при підвищенні вихідного тиску, МПа	1,25...1,5 Рвих		
	при зниженні вихідного тиску, МПа	0,15...0,5 Рвих,(але не менш 0,0009 МПа)		
Точність регулювання вихідного тиску, %		+10		
Пропускна здатність, м³/год	при Рвих =0,1 МПа при Рвих =1.2 МПа	11007100	225014600	495032000
Приєднувальні розміри патрубків, умовний прохід Ду.мм	вхід вихід	5050	8080	150150
Діаметр сідла		30, 35, 40, 45	65	98
З'єднання		Фланцеве за ДСТ 12820-80		
Габаритні розміри, мм, не більш		530x530x360	507x560x470	623x638x590
Будівельний розмір, мм		365	502	570
Маса, кг		40	105	153
Термін служби, років		15		
Гарантійний строк експлуатації, міс.		18		
Комплектність Найменування		Шифр	Кількість	
Пружина для регуляторів низького тиску		КПЗ-50-05-01-16 (Ø2,2)	1	
		КПЗ-50-05-01-15 (Ø4,5)	1	
		КПЗ-50-05-01-06-01 ТБ (Ø3)	1	
		КПЗ-50-05-01-06-02 ТБ (Ø2,5)	1	
		КПЗ-50-05-01-07 ТБ (Ø1,5)	1	
		РДГ-80-05-29-06 (Ø4,5)	1	
Сідло	Тільки для РДГ-50(М)	РДГ-50-05-01-12А-01 (Ø40)	1	
		РДГ-50-05-01-12А-02 (Ø35)	1	
		РДГ-50-05-01-12А-03 (Ø30)	1	
Прокладка		РДГ-50-05-01-16-03 (Ø40)	3	

Продовження таблиці 4.1

Найменування виробу	Ду вх.= Ду вих.	dy;t	L	l	H	B	n отв/d	Д	И
РДГ-50-Н(В)	50	Ø25×4,5	530	365	360	530	4отв. Ø18	125	115
РДГ-80-Н(В)	80	Ø25×4,5	507	502	470	560	4отв. Ø18	160	155
РДГ-150-Н(В)	150	Ø35×3,25	623	570	590	638	-	240	155

Пристрій і принцип роботи регулятора тиску газу РДГ-Н

Виконавчий пристрій 2 автоматично підтримує заданий вихідний тиск на всіх режимах витрати газу за допомогою зміни величини зазору між клапаном 4 і сідлом 3. Виконавчий пристрій 2 складається з корпусу із сідлом і прямою колонкою 3, мембрани із жорстким центром 6, затисненої по периметру між кришками верхньої й нижньої, з'єднаний по центру штовхачем зі стрижнем 5, що вільно переміщаються у втулках прямої колонки, що й штовхають клапан 4.

Фільтр 13 призначений для очищення газу, використовуваного для керування регулятором від механічних домішок, що надходять у регулятор із системи ГРП або ГРУ. Фільтр 13 складається із двох корпусів, один з яких має штуцер для входу тиску, другий має вихід для виходу тиску. Між корпусами поміщений фільтруючий елемент.

Манометр призначений для контролю вихідного тиску після стабілізатора.

Стабілізатор 16 призначений для підтримки постійного тиску на вході в регулятор керування, тобто для виключення впливів коливань вхідного тиску на роботу регулятора в цілому й установлюється тільки на регуляторі низького тиску РДГ-Н відповідно до рис. 4.1. Тиск по манометру після стабілізатора повинен бути 0,2 МПа (для забезпечення необхідної швидкодії). Стабілізатор 16 виконаний у вигляді регулятора прямої дії й складається із клапана із сідлом і планкою перекриття сідла із пружиною навантаження й вузла мембрани із жорстким центром, затисненої по периметру двома корпусами й з'єднаної по центру штовхачем із планкою клапана.

Регулятор керування КН-2 виробляє керуючий тиск для підмембранної порожнини виконавчого пристрою з метою перестановки регулюючого клапана. Регулятор керування КН-2 відповідно до рис. 4.1 складається з головки

регулятора із двома штуцерами для вхідного й вихідного тиску, мембранної камери зі штуцером для підведення імпульсу вхідного тиску. Вузол мембрани із твердим центром і пружинним навантаженням затиснений по периметру між корпусом і кришкою й з'єднаний по центру штовхачем із клапаном головки. У регуляторі керування низького тиску КН-2 установлюються змінні навантажувальні пружини для забезпечення повного діапазону вихідного тиску. Пружина КПЗ-50-05-06-02ТБ забезпечує $P_{вих}=0,0015...0,0030$ МПа, пружина РДГ-80-05-29-06 забезпечує $P_{вих}=0,0030...0,0600$ МПа.

Регульовані дроселі 8 і 8а в підмембранній порожнині виконавчого пристрою й на імпульсній трубці служать для настроювання на спокійну (без автоколивань) роботу регулятора. Регульовані дроселі 8 і 8а кожний складається із дроселя і штуцера.

Механізм контролю 12 відсічного клапана призначений для безперервного контролю вихідного тиску й видачі сигналу на спрацьовування відсічного клапана у виконавчому пристрої при аварійних - підвищені й знижені вихідного тиску понад допустимі задані значення. Механізм контролю 12 складається із двох різних кришок, вузла мембрани, затисненої по периметру кришками, штока механізму контролю 11, великої 22 і малої 21 пружини, що врівноважують дію на мембрану імпульсу вихідного тиску.

Регулятор працює в такий спосіб

Газ під вхідним тиском надходить через фільтр 13 до стабілізатора 16, потім під тиском 0,2 МПа в регулятор керування (КН-*) 15 (для виконання РДГ-Н).

Від регулятора керування (для виконання РДГ-Н) газ через регульований дросель 8 надходить у підмембранну порожнину виконавчого пристрою.

Надмембранна порожнина виконавчого пристрою через дросель 8а й імпульсну трубку 9 пов'язана з газопроводом та регулятором.

Тиск у підмембранній порожнині виконавчого пристрою при роботі завжди буде більше вихідного тиску. Надмембранна порожнина виконавчого пристрою є під впливом вихідного тиску. Регулятор керування (КН-2) підтримує за собою постійний тиск, тому тиск у підмембранній порожнині також буде постійним (у режимі, що встановився).

Будь-які відхилення вихідного тиску від заданого викликають зміни тиску в над мембранній порожнині виконавчого пристрою, що приводить до переміщення клапана 4 у новий рівноважний стан, відповідне до нових значень вхідного тиску й витрати, при цьому відновлюється вихідний тиск. При відсутності витрати газу клапан 4 закритий, тому що відсутній керуючий перепад тиску в надмембранній і підмембранній порожнинах виконавчого пристрою й дією вихідного тиску.

При наявності мінімального споживання газу утворюється керуючий перепад тиску в надмембранній і підмембранній порожнинах виконавчого пристрою, у результаті чого мембрана 6 із з'єднаним з нею стрижнем 5, на кінці якого закріплений клапан 4, прийде в рух і відкриє прохід газу, через, що утворюється щілина між ущільнювачем клапана й сідлом.

При збільшенні витрати газу під дією керуючого перепаду тиску в зазначених вище порожнинах виконавчого пристрою мембрана прийде в подальший рух і стрижень 5 із клапаном 4 почне збільшувати прохід газу, через що збільшується щілина між ущільнювачем клапана 4 і сідлом.

При зменшенні витрати через клапан 4 під дією зміненого керуючого перепаду тиску в порожнинах виконавчого пристрою зменшиться прохід газу через зменшувану щілину між ущільнювачем клапана й сідлом і надалі перекриє сідло.

У випадку аварійних підвищень або знижень вихідного тиску мембрана механізму контролю 12 переміщається вліво або вправо, важіль відсічного клапана виходить із зіткнення зі штоком 11 механізму контролю 12, відсічний клапан під дією пружини 10 перекриває хід газу в регулятор.

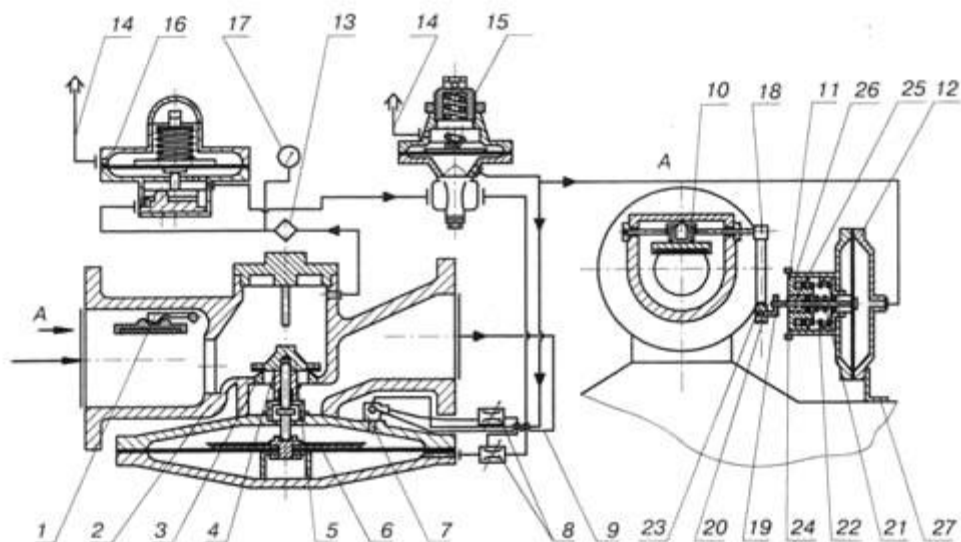


Рис. 4.1 - Схема газового регулятора тиску РДГ-50

1-клапан відсічний; 2-виконавчий пристрій; 3-сідло; 4-клапан робочий; 5-стрижень; 6-мембрана виконавчого пристрою; 7-дросельна шайба; 8-дроселі регульовані; 9-трубка імпульсна вхідного газопроводу; 10-пружина відсічного клапана; 11-шток механізму контролю; 12-механізм контролю; 13-фільтр; 14-свічка; 15-регулятор управління (КН-2); 16-стабілізатор; 17-манометр; 18-важіль відсічного клапана тиску; 19-кронштейн; 20-гвинт; 21-пружина мала; 22-пружина велика; 23-скоби; 24-кронштейн; 25-рег. гвинт малої пружини; 26-рег. гвинт великої пружини; 27-кронштейн.

4.2. Контроль над витоком газу

Для контролю над витоками й відключення газу в ГРП встановлюються блоки для контролю загазованості природним і чадним газом САКЗ-МК2. При підвищенні в контрольованому приміщенні концентрації природного або чадного газу до рівня порога 1 відповідний сигналізатор загазованості видає світловий та звуковий сигнали й електричний сигнал у лінію зв'язку.

У модифікаціях САКЗ-МК-2, цей сигнал через ланцюжок сигналізаторів надходить на блок сигналізації й керування БСУ або БСУ- К, який також здійснює світлову індикацію (БСУ- К — і звукову сигналізацію) і включає виконавче обладнання (вентиляцію). Якщо концентрація газу продовжує зростати, аналогічно спрацьовує сигналізація порога 2. По цьому сигналу БСУ (у модифікації САКЗ-МК-2) видає імпульси на клапан, який закривається й припиняє подачу газу. При наявності в складі системи вилученого пульта ПДС, ПД або ПК, розташовуваного в місці знаходження чергового персоналу, на ньому дублюється звукова сигналізація й світлова індикація аварійних ситуацій.

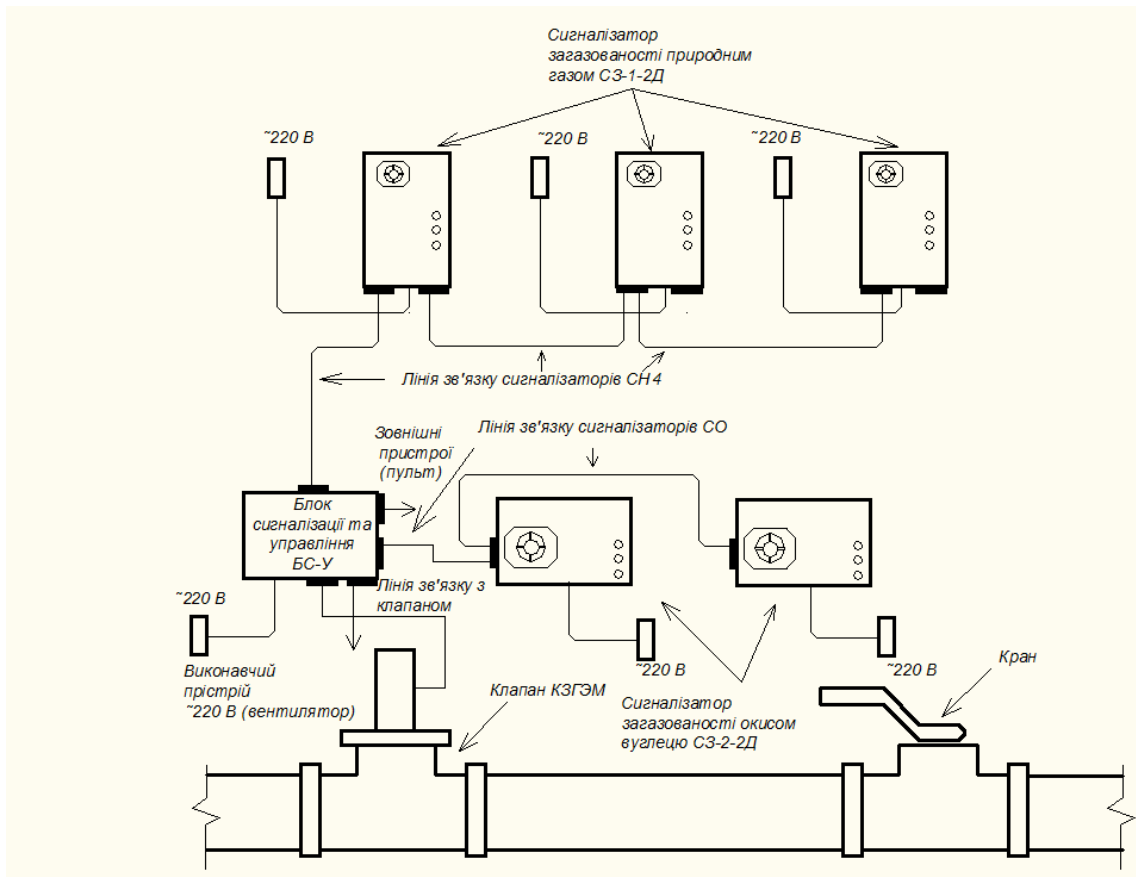


Рис. 4.2 – Схема установки САКЗ-МК2

Система забезпечує закриття клапана при відключенні живильної мережі. Для стійкої роботи в умовах короткочасних падінь мережевої напруги передбачена затримка в кілька секунд. У системі передбачений контроль цілісності всіх з'єднувальних кабелів. Передбачена спеціальна світлова індикація ушкодження ліній зв'язку: із клапаном на блоці сигналізації й керування, з диспетчерським пультом — на пульті, а на порушення цілісності лінії, що з'єднує сигналізатори між собою й із блоком сигналізації й керування, система реагує як на загазованість із видачею світлової й звукової сигналізації й перекриттям подачі газу.

При комплектації клапаном з індикацією стану (КЗГЭМ-УИ) забезпечується світлова індикація положення запірного механізму клапана на клапані, блоках БСУ- ДО, ПДС, ПД.

4.3. Розробка схеми й підбір обладнання системи автоматизації

Згідно з вищеперерахованими критеріями автоматизації будуємо схему й робимо підбір обладнання системи автоматизації, дані про обладнання зводимо в специфікацію (Додаток І).

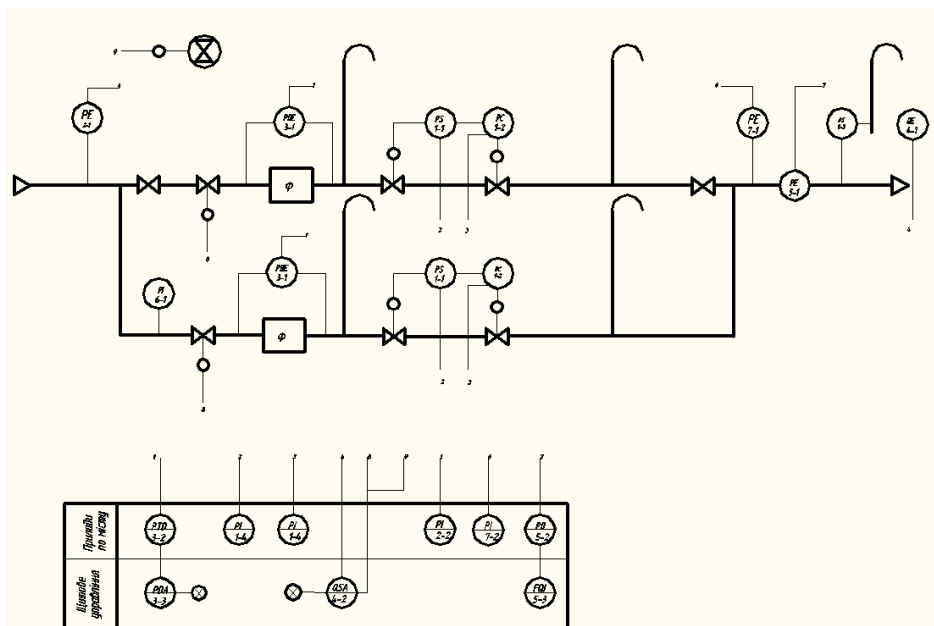


Рис. 4.3 – Автоматизація ГРП

Візуальний контроль тиску на місці здійснюємо за допомогою манометрів, що показують ОБМІ. Контроль перепаду тиску на фільтрах здійснюємо за допомогою дистанційного манометру. Облік витрати газу проводиться за допомогою дифманометра. Контроль над витокami газу ведеться за допомогою установки САКЗ-МК2.

ВИСНОВОК

У даному розділі були сформульовані основні задачі системи автоматизації газорегуляторного пункту, тобто контроль, регулювання та сигналізація таких важних показників, як витік газу при аварії, підтримка тиску, контроль витрати газу.

Згідно з поставленою задачею було підібрано обладнання системи автоматизації та розроблена схема. Для контролю за витоком газу при аварії було вибрано систему САКЗ-МК2, яка з початку подає сигнал на пульт, а потім відключає подачу газу у ГРП. А у якості регулятора тиску було вибрано РДГ-50.

РОЗДІЛ 5 ОХОРОНА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

5.1 Загальні відомості

Перед тим, як розпочати будівництво в міських умовах, будівельна організація повинна отримати ордер на право проведення робіт від відповідних органів. Ордер видається на ім'я організації, на яку покладається будівництво з вказівкою відповідального за проведення робіт, при цьому будівництво не може бути дозволено, якщо в проекті непередбачено заходи з охорони навколишнього середовища і по очистці території, складуванні матеріалів, рекультивація та інші заходи.

При підготовці території під будівництво в міських умовах часто приходиться пересаджувати дерева та кущі. Їх необхідно вивозити з місця будівництва не пошкоджуючи крону. При прокладанні систем відбувається пошкодження ґрунту в результаті виїмки. Родючий шар землі при копанні траншеї знімається і складається поза зоною робіт або вивозиться на поля. В проекті рекультивації вказується товщина знімаемого родючого шару ґрунту, ширина зони рекультивації, місце розширення відвалу для тимчасового зберігання знятого родючого шару ґрунту, спосіб зняття, транспортування і нанесення родючого шару ґрунту, методи ущільнення ґрунту після засипки газопроводу. При будівництві мереж застосовується найбільш мобільна і легка техніка (крани, екскаватори, бульдозери на пневмоході), тому що тяжка техніка переущільнює ґрунт порушуючи його структуру.

При складуванні труб і матеріалів не допускається складання їх на зеленій ділянці.

Після того як трубопровід укладено в траншею проводять зварювання стиків.

При виконанні зварювальних робіт залишки електродів (або карбіду кальцію) відводять на спеціально відведені місця. При зварюванні утворюється пил від окислення гарів металів; біля факелу зварювальної дуги кількість пилу може сягати 130 г/м^3 повітря. Для зменшування шкідливих домішок у зоні зварювання застосовується наступні заходи використання електродів з ратиновим

покриттям, які дають в 1,5-2 рази менше пилу і у 4-5 разів менше оксидів марганцю.

При використанні зварювання в середовищі CO_2 застосовується малогабаритні відсмоктувачі.

При виконанні гідроізоляційних робіт може використовуватися бітумногумава мастика, що містить дотамітізований вапняк. Всі ці речовини потрапляючи у ґрунт глибоко поширюються в ньому, при цьому ґрунт ущільнюється, руйнується його структура, порушується його режим, кореневе живлення рослин. При проливанні мастил, бітуму, бензину на землю необхідно зняти забруднений шар землі і відвезти його на звалище або на спеціально виділені місця. Майданчик на якому буде розігріватися бітум, необхідно розрівняти та відчистити від трави. Не можна розпалювати вогнище біля кущів і дерев. Закінчене будівництво приймається комісією в складі якої представник служби охорони навколишнього середовища.

Джерелом забруднення довкілля в газовій промисловості є всі технологічні процеси, при яких може відбутися витік мастила і інших шкідливих речовин.

ВИСНОВОК

У даному розділі були освітлені основні проблеми, які виникають у процесі будівництва газопроводу, а це: пошкодження ґрунту важкою технікою, використання матеріалу, який наносить шкоду потрапляючи у ґрунт, виділення великої кількості пилу та небезпечних газів при проведенні монтажних робіт.

Облаштування робочого місця, так як записано у правилах охорони праці та будівельних нормах, а також враховуючи заходи, які вказані у даній частині при будівництві газопроводу, призведе до недопущення негативного впливу будівництва газопроводу на людей та навколишнє середовище.

РОЗДІЛ 6 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ ПОКАЗНИКИ

Кошторисна документація до магістерської кваліфікаційної роботи складена у відповідності до 58 ДСТУ Б Д.1.1-1:2013 - «Правила визначення вартості будівництва». Локальні кошториси складаються в поточному рівні цін на трудові і матеріально-технічні ресурси. В локальному кошторисі визначено кошторисну вартість робіт, яка містить в собі прямі та загальновиробничі витрати.

Прямі витрати враховують заробітну плату робітників, вартість експлуатації будівельних машин і механізмів, вартість матеріалів, виробів і конструкцій. Загальновиробничі витрати будівельно-монтажної організації входять у виробничу собівартість будівельно-монтажних робіт. Для розрахунку загальновиробничі витрати групуються в три блоки:

- а) засоби на заробітну плату робітників;
- б) відрахування на соціальні заходи;
- в) інші статті загально - виробничих витрат.

Склад, об'єми робіт та необхідну кількість витратних матеріалів наведено у третьому розділі роботи. Основою для розробки кошторису є креслення та технічні розрахунки (розділ 2,3). Локальний кошторис складений за допомогою програмного комплексу АВК 5 v3.0.0.

В локальному кошторисі визначено кошторисну вартість робіт, яка містить в собі прямі та загально-виробничі витрати.

Прямі витрати враховують заробітну плату робітників, вартість експлуатації будівельних машин і механізмів, вартість матеріалів, виробів та конструкцій. Загально-виробничі витрати будівельно-монтажної організації входять у виробничу собівартість будівельно-монтажних робіт.

Локальний кошторис складений на монтаж системи газопостачання трьох поверхового житлового будинку, в якому було спроектовано внутрішньо будинковий газопровід з улаштуванням газової плити та газової колонки. Склад, об'єми робіт та необхідну кількість витратних матеріалів наведено у розділі 3 даної МКР. Основою для розробки кошторису є креслення та специфікації (див. розділ 3).

Значення основних техніко-економічних показників наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 - Техніко-економічні показники

№ п/п	Показник	Одиниця виміру	Значення
1	Трудомісткість	люд.днів	216
2	Тривалість будівництва системи	дні	11
3	Середня чисельність робітників Rсер	чол	20
4	Максимальна кількість робітників	чол	36
6	Загальна кошторисна вартість будівництва	тис.грн	1146839,29
8	Середній розряд	розряд	3,8

ВИСНОВОК

В даному розділі магістерської кваліфікаційної роботи приведено техніко-економічні показники систем, що проектуються, визначено прямі витрати, вартість експлуатації машин та механізмів, вартість матеріалів.

Складено локальні кошториси на проведення таких робіт:

- влаштування системи газопостачання трьох поверхової житлової будівлі;

Загальна кошторисна вартість з врахуванням кошторисного прибутку, коштів на покриття адміністративних витрат будівельних організацій, коштів на покриття додаткових витрат, пов'язаних з інфляційними процесами проведення робіт складає 1500521,93грн.

ЗАГАЛЬНИЙ ВИСНОВОК

В даній магістерській кваліфікаційній роботі запропоновано проект системи газопостачання Святошинського житлового району міста Київ.

У *першому розділі* було показано методику проведення дослідження на якість матеріалу пластикової труби ПЕ-80, що прослужила в експлуатації 35 років. Об'єктами досліду являється кусок труби, а також труби у місті зварного з'єднання. Перевіряли як хімічні властивості, так і механічні.

Проведені дослідження властивостей матеріалу труби дозволяють зробити висновок про те, що труба може експлуатуватися в межах розрахункового ресурсу 50 років, тому що матеріал труби зберіг здатність до пластичних деформацій, високу твердість і ступінь кристалічності. У середніх і зовнішніх шарах труби є достатня кількість антиоксидантів. Оскільки розрахунковий ресурс, рівний 50 рокам, з'явився в стандарті ISO 4437 в 1983 році (перше видання), природно, що газопроводи, прокладені 35 років тому, не були орієнтовані на 50-літній термін служби. Однак, вони практично продемонстрували тривалу працездатність у цей проміжок часу.

У *другому розділі* було визначено розрахункові витрати газу різними споживачами на потреби приготування їжі, теплопостачання та вентиляції. Була розроблена траса газопроводу високого тиску, на основі економічно вигідних обсягів газу було розраховано два ГРП, які живлять систему газопроводу низького тиску. На основі розроблених схем газопроводу високого та низького тиску та за результатами моделювання гідравлічного режиму підібрано діаметри трубопроводів, а також розраховано втрати напору на ділянках. Газопровод високого тиску додатково було розраховано на два аварійних режима, коли відключені найскладніші з точки зору гідравліки ділянки.

В якості типового для даного району було вибрано трьохповерховий будинок, в якому було спроєктовано внутрішньобудинковий газопровід з улаштуванням газової плити та газової колонки. Також було розроблено вхід газопроводу у будинок.

Крім розрахункової частини даний розділ містить та розкриває такі питання:

1. компенсація нерівномірності споживання газу - було підібрано газгольдер;
2. захист газопроводу від корозії - було вибрано ізолююче покриття;
3. вибір ГРП - було підібрано основне обладнання.

У *третьому розділі* було визначено об'єми робіт для монтажу систем газопостачання, необхідні машини, механізми, а також інструменти. Розроблені календарні плани монтажу систем газопостачання, графік руху робітників, графік руху машин і механізмів. Виконання монтажних робіт.

можливі за умови дотримання всіх ухвалених рішень щодо охорони праці. Також було висвітлено питання охорони праці, пожежо- та вибухонебезпечності. Користуючись наведеними в цьому розділі матеріалами, можна зробити висновок, що на об'єкті проектування забезпечено необхідний рівень пожежо- і вибухобезпеки, що відповідає вимогам нормативних актів України. Безпечна модернізація й експлуатація об'єкта

У *четвертому розділі* було сформульовано основні задачі системи автоматизації газорегуляторного пункту, тобто контроль, регулювання та сигналізація таких важних показників, як витік газу при аварії, підтримка тиску, контроль витрати газу.

Згідно з поставленою задачею було підібрано обладнання системи автоматизації та розроблена схема. Для контролю за витоком газу при аварії було вибрано систему САКЗ-МК2, яка з початку видає сигнал на пульт, а потім відключає подачу газу у ГРП. А у якості регулятора тиску було вибрано РДГ-50.

У *п'ятому розділі* були освітлені основні проблеми виникаючі у процесі будівництва газопроводу, а це: пошкодження ґрунту важкою технікою, використання матеріалу, який наносить шкоду потрапляючи у ґрунт, виділення великої кількості пилу та небезпечних газів при проведенні монтажних робіт.

Облаштування робочого міста, так як записано у правилах охорони праці та інш. будівельних нормах, та враховуючи заходи, що вказано у даній частині при будівництві газопроводу призведе до недопущення поганого впливу будівництва газопроводу на людей та оточуюче середовище.

У *шостому розділі* було складено локальні кошториси на системи газопостачання проєктованого об'єкту.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Українська енергетична стратегія до 2035 року. –[Електронний ресурс] –URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk>
2. ДБН В.2.5-41:2009 «Газопроводи з поліетиленових труб» Мінрегіонбуд України, Київ 2010 р.
3. Кодекс газорозподільних систем: станом на 30 верес. 2015 р. / Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. – Офіц. вид. – К., 2015 р. – 176 с.
4. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання: ДБН В.2.5-20-2018 – [Чинний від 2020-06-01]. –К. : Мінрегіон України, 2019. – 115 с. – (Національний стандарт України).
5. Каталог кліматичного обладнання [Електронний ресурс]: насоси циркуляційні «Grundfos». - Режим доступу до ресурсу: http://www.evro-nasos.ru/ALPHA2_25-60_180
6. Сайт компанії Termojet [Електронний ресурс]: Контроллер для систем опалення, та котелень шламу Spirotrap.- Режим доступу до ресурсу: <http://termojet.com.ua/termojet-mini>
7. Каталог регулюючої арматури [Електронний ресурс]: фільтр сітчастий «Watts».- Режим доступу до ресурсу: <http://www.watts-industries.ru/catalog/>
8. Сайт компанії Iveco[Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: <http://www.gruz-inform.interdalnoboy.com/iveco/>
9. Охримюк Б.Ф. Газопостачання населених пунктів: навчальний посібник/ Б.Ф. Охримюк, Т.С.Мацнєва Рівне: НУВГП, 2012, 242 с.
10. Єнін П. М. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природним газом / П. М. Єнін, Г. Г. Шишко, К. М. Предун. – К. : Логос, 2002. – 198 с.
11. Ткаченко В.А., Скляренко О.М. Проектування газопостачання населених пунктів, житлових і громадських будинків. К., 2000, 114 с.
12. Ратушняк Г. С. Управління змістом проектів із забезпечення надійності зовнішніх газорозподільних мереж: монографія / Г. С. Ратушняк, О. І. Ободянська. – Вінниця, 2014. – 128 с. – ISBN 978-966-641-582-3.
13. Слободян Н.М. Організація та технологія проектування систем

теплопостачання та вентиляції: навчальний посібник / Слободян Н.М., Панкевич О.Д., Ободянська О.І. – Вінниця: ВНТУ, 2017. – 102 с.

14. Надійність та якість процесів регулювання сучасних систем газопостачання / В. Седак та ін. – Харків: ХНАГГ, 2011.

15. Ратушняк Г. С. Експлуатація зовнішніх газопроводів і споруд систем газопостачання : навч. посіб. / Г. С. Ратушняк, Г. С. Попова. – Вінниця : ВДТУ, 2001. – 94 с.

16. Сідак В. С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання / В. С. Сідак. – Харків : ХНАМГ, 2005. – 227 с.

17. Ткаченко В. А. Газопостачання: підручник / В. А. Ткаченко, О. М. Склярєнко – К. : ІВНВКП «Укреліоткех», 2012. – 588 с.

18. Склярєнко О. М. Газопостачання: практичний посібник / О. М. Склярєнко, К. М. Предун, О. О. Вишегородська. – Київ, 2016. – 380 с.

19. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія: ДСТУ Н Б В.1.1- 27:2010. – К.: Мінрегіонбуд України. – 2011. – 123 с.

20. Система газопостачання. Газопроводи підземні сталеві. Загальні вимоги до захисту від корозії: ДСТУ Б В.2.5-29:2006 – [Чинний від 2006–08–01]. –К. : Мінбуд України, 2006. – 88 с. – (Національний стандарт України).

21. НПАОП 0.00-1.76-15: Правила безпеки систем газопостачання: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. – Офіц. вид. – К., 2015 р. – 68 с.

22. ДСТУ 9243.4:2023 Система проєктної документації для будівництва. Основні вимоги до проєктної документації.

23. ДСТУ 9243.10:2023 Система проєктної документації для будівництва. Правила виконання специфікації обладнання і будівельної продукції.

24. Порядок технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання 24.10.11; наказ № 640. – Офіц. вид. – К., 2011 р. – 130 с.

25. ДСН 3.3.6.042–99 "Санітарні норми мікроклімату виробничих

приміщень" [Електронний ресурс]. Режим доступу:
<https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/va042282-99> – Назва з екрана

26. ДБН В.2.5-28–2018 "Природне і штучне освітлення" [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_v_2_5_28/1-1-0-1188 – Назва з екрана.

27. ДСН 3.3.6.039–99 " Державні санітарні норми виробничої загальної та локальної вібрації" [Електронний ресурс]. Режим доступу:
http://arm.te.ua/docs/DSN_3.3.6.039-99.pdf – Назва з екрана.

28. ДБН А.3.2-2–2009 "Охорона праці і промислова безпека в будівництві" [Електронний ресурс]. Режим доступу:
https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945 – Назва з екрана.

29. ДСТУ Б В.2.5-82:2016 "Електробезпека в будівлях і спорудах. Вимоги до захисних заходів від ураження електричним струмом" [Електронний ресурс]. Режим доступу: https://dbn.co.ua/load/normativy/dbn/dbn_a322_2009/1-1-0-945 – Назва з екрана.

30. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги.: ДБН В.1.1-7:2016. –[Чинний від з 2017-01-01]. – К. : Мінрегіонбуд України, - Київ, 2016.

31. Організація будівельного виробництва: ДБН А.3.1-5-2009 –[Чинний від 2012-01-01]. - К. : Міністерство регіонального розвитку і будівництва України, 2010 р. – 61 с.– (Державні будівельні норми).

32. Кінаш Р.І. Технологія заготівельних та спеціальних монтажних робіт / Р.І. Кінаш, С.С. Жуковський – Львів: Видавництво науково-технічної літератури, 1999 р. – 448 с.

Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет



ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

на виконання магістерської кваліфікаційної роботи:

ГАЗОПОСТАЧАННЯ СВЯТОШИНСЬКОГО ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА КИЇВ

Розробив
ст.гр. ТГ-23м

Андрусяк В.П.

Керівник
ст.н., доцент

Слободян Н.М.

Вінниця 2024

$\frac{V_p}{\varnothing, \text{мм}}$

Технічне завдання

ТЕМА: ГАЗОПОСТАЧАННЯ СВЯТОШИНСЬКОГО ЖИТЛОВОГО РАЙОНУ МІСТА КИЇВ

1. Призначення розробки та місце застосування.

Для забезпечення комфортних умов проживання жителів району, забезпечення екологічної безпеки населення та економне використання енергоносіїв.

2. Основою для виконання робіт є тема проекту: Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ затверджена згідно наказу № 310 від 17.09.2024 року.

3. Метою розробки є створення безперебійної, якісної та безпечної системи газопостачання.

Призначення розробки: забезпечення споживачів газом з якісними характеристиками.

4. Джерела розробки. Джерелами розробки є робочі креслення плану району проектування, вихідні данні на проектування: характеристика споживачів газу та схеми ГРП.

5. Технічні вимоги. Технічні вимоги до системи газопостачання наведені у нормативній літературі: ДБН В.2.5-20:2018 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і спорудження. Газопостачання».

6. Вимоги по стандартизації.

При розробці систем газопостачання району міста застосовувати максимально можливу кількість стандартних виробів, які б забезпечували можливість швидкого монтажу системи та можливість їх ремонту чи заміни в разі поломки.

7. Вимоги з надійності.

- Вимоги по надійності викладені;

«Надійність техніки. Моделі відмов. Основні положення». Обов'язковими є показники:

- 1) середня наробка обладнання на відмову, яка складає не менше 12 років;
- 2) середній повний строк служби не менше 20 років;
- 3) оцінку відповідності показників надійності – середню наробку обладнання на відмову провести на етапі приймальних випробувань експериментальним шляхом погодження із ДСТУ 2.114-95;
- 4) на вироби повинні бути встановлені строки експлуатації.

8. Ергономічні вимоги:

- 1) Розташування органів управління основного та допоміжного обладнання повинні забезпечувати роботу персоналу нагляду на протязі денної та нічної частини доби.

2) Номенклатура і величини антропометричних параметрів для пультів управління повинні відповідати вимогам ДСТУ 2.114-95.

3) Виконання вимог ергономіки перевіряється при попередніх випробуваннях і уточнюється на стадії приймальних випробувань.

9. Експлуатаційні та ремонтні вимоги.

Для виробів в період експлуатації повинні бути встановлені наступні види технічного обслуговування: сезонне ТО, регламентоване ТО, строки ТО і ДО повинні по можливості співпадати з строками обслуговування базового обладнання.

10. Порядок розробки, випробування, приймання систем газопостачання:

Стадію розробки встановлюють відповідно з ДБН В.2.5-20:2018 «Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі і спорудження. Газопостачання». Обов'язковими вимогами при випробуванні та прийманні систем газопостачання є:

- При будівництві систем газопостачання крім вимог робочих проектів (далі - проектів) і ДБН В.2.5-20:2018 слід дотримуватися вимог ДБН А.3.1-5, ДБН В.1.3 – 2-2010, ДБН А.3.2 – 2-2009, НПАОП 0.00-1.76-15, НАПБ А.01.001-2014 "Правил пожежної безпеки в газовій промисловості України".
- Монтаж і випробування тимчасових газопроводів і газового обладнання слід виконувати згідно з проектом і вимог ДБН В.2.5-20:2018 Труби, з'єднувальні деталі, зварювальні та ізоляційні матеріали, застосовувані згідно з проектом, повинні мати сертифікати, паспорти або інші документи заводів-виробників, що засвідчують їх якість.
- Обладнання, арматури діаметром понад 100 мм, вузли, деталі сполучні і фланці ізолюючі повинні мати технічні паспорти заводів-виробників, центрально-заготівельних майстерень (далі - ЦЗМ) або центрально-заготівельних заводів (далі - ЦЗЗ), будівельно-монтажних організацій.
- На ізоляційні покриття, виконані в умовах ЦЗМ або ЦЗЗ, повинен складатися технічний паспорт (акт), в якому зазначаються: дата виконання ізоляційних робіт, тип ізоляційного покриття і результати контролю її якості.
- До виконання робіт зі зварювання сталевих і поліетиленових газопроводів допускаються особи, які мають відповідні посвідчення на право виконання зварювальних робіт. Кожному зварнику наказом по будівельно-монтажній організації повинен бути присвоєний номер (клеймо).
- При закінченні будівництва на підземні і наземні газопроводи, внутрішньо будинкові і внутрішньо цехові газообладнання, ГРП та ГРУ, а також резервуарні установки ЗВГ слід складати будівельні паспорти за формами додатків П, Р, С, Т ДБН В.2.5-20:2018 та виконавчо-технічну документацію в обсязі виконуваних робіт. При будівництві підземних газопроводів довжиною понад 100 м і резервуарів ЗВГ слід складати журнали виробництва робіт.

Дане технічне завдання може узгоджуватись та доповнюватись в процесі проектування.

Етапи виконання робіт наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 - Етапи виконання робіт МКР.

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів (роботи)	Примітка
1	Науково–технічне обґрунтування перспективного впровадження пластикових газопроводів.	27.09.24	ВИКОНАВ
2	Теоретичне та практичне обґрунтування параметрів системи газопостачання Святошинського житлового району міста Київ.	14.10.24	ВИКОНАВ
3	Організаційно-технологічне забезпечення реалізації проектних рішень.	28.10.24	ВИКОНАВ
4	Автоматизація ГРП	31.10.24	ВИКОНАВ
5	Охорона навколишнього середовища	11.11.24	ВИКОНАВ
6	Техніко-економічні показники	19.11.24	ВИКОНАВ
7	Розробка графічної частини та презентації	20.11 – 02.12.24	ВИКОНАВ
8	Попередній захист	04.12.24	ВИКОНАВ
9	Відгук опонента (рецензента)	05.12.24	ВИКОНАВ
10	Захист МКР	17.12.24	ВИКОНАВ

Додаток Б

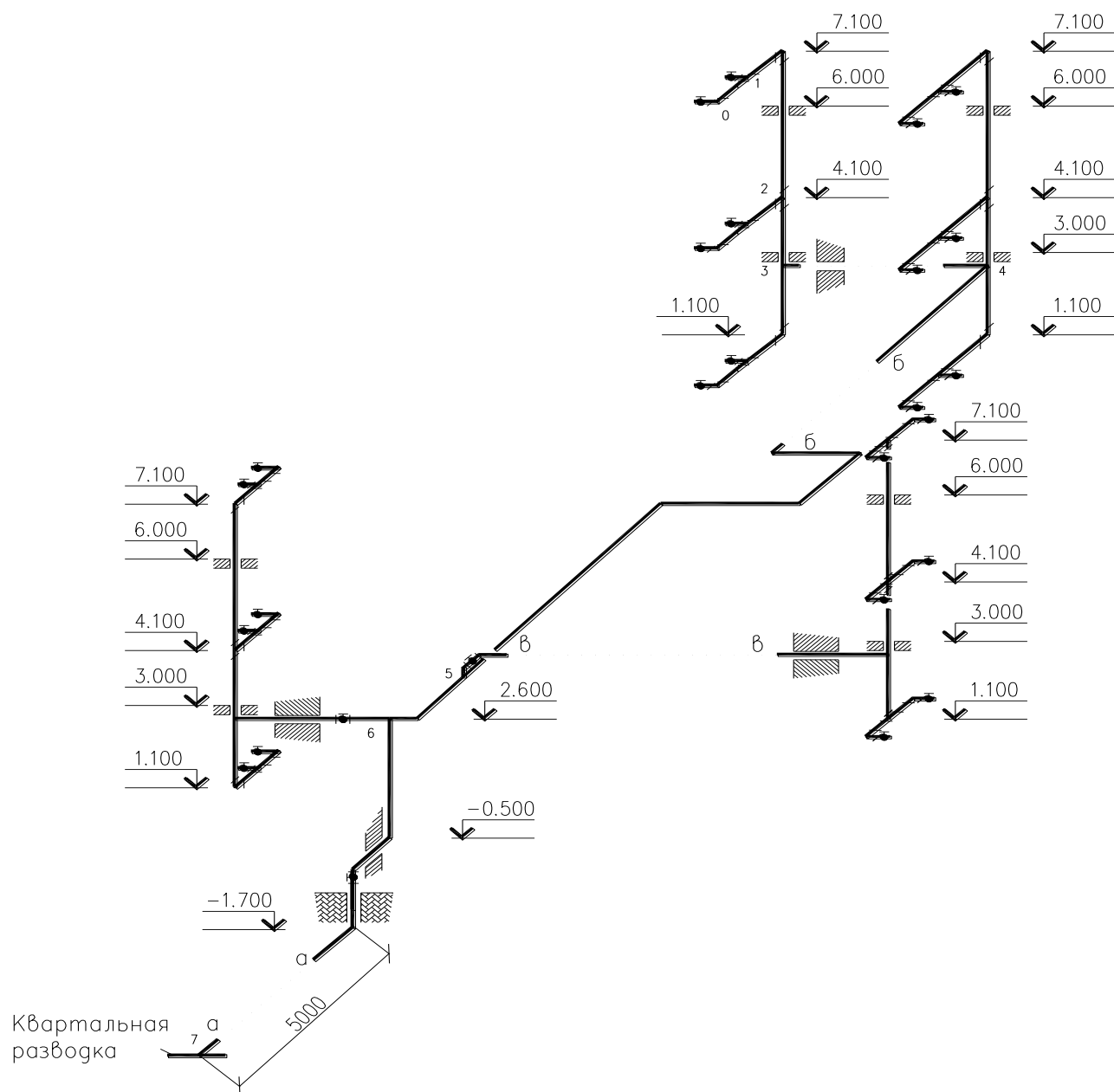


Рис. 2.4. - Розрахункова схема газопроводу

Додаток В

Таблиця 2.8 -Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів низького тиску

№ ділянки	Довжина ділянки		hср, Па/м	Vр, м3/год	Діаметр D*S мм	Падіння тиску		Тиск у вузлі Рузл, Па
	на плані Lпл, м	розрахункова Lр, м				на 1м h, Па	на ділянці hl, Па	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
напрямок 19-18-14-7-3-2-1								
19-18	170	187	0,69	1044,09	250	0,87	162,69	2837,31
18-14	270	297		612,97	250	0,34	100,98	2736,33
14-7	270	297		250,12	150	0,94	279,18	2457,15
7-3	250	275		83,95	100	0,94	258,5	2198,65
3-2	350	385		11,84	50	0,56	215,6	1983,05
2-1	280	308		9,47	50	0,4	123,2	1859,85
		Непогодження	4,99%				Сума	1140,15
напрямок 19-20-13-8-9-1								
19-20	180	198	0,87	657,93	200	1,15	227,7	2772,3
20-13	270	297		153,57	125	1	297	2475,3
13-8	270	297		100,68	125	0,5	148,5	2326,8
8-9	280	308		18,94	70	0,4	123,2	2203,6
9-1	250	275		8,46	40	1,08	297	1906,6
перемички						Сума	1093,4	
2-8	250	275		34,13	70	1,25	343,75	
8-7	350	385		23,68	70	0,62	238,7	
13-14	350	385		23,68	70	0,6	231	
		Непогодження	8,88%					
напрямок 19-18-17-15-6-5-4								
19-18	170	187	0,58	1044,09	250	0,83	155,21	2844,79
18-17	400	440		230,01	200	0,17	74,8	2769,99
17-15	270	297		51,48	100	0,4	118,8	2651,19
15-6	540	594		33,64	80	0,56	332,64	2318,55
6-5	340	274		23,00	70	0,56	153,44	2165,11
5-4	250	275		8,46	40	1,08	297	1868,11

**Продовження таблиці 2.8 – Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів
низького тиску**

		Непогодження	5,68%			Сума	1131,89	
напрямок 19-18-14-7-3-4								
19-18	170	187	0,64	1044,09	250	0,87	162,69	2837,31
18-14	270	297		612,97	200	0,94	279,18	2558,13
14-7	270	297		250,12	150	0,94	279,18	2278,95
7-3	250	275		83,95	100	0,94	258,5	2020,45
3-4	740	814		25,03	80	0,3	244,2	1776,25
перемички						Сума	1223,75	
14-15	400	440		27,06	70	0,75	330	
7-6	400	440		68,88	100	0,63	277,2	
		Непогодження	1,98%					
напрямок 19-18-17-16-28								
19-18	170	187	0,94	1044,09	250	0,87	162,69	2837,31
18-17	400	440		230,01	150	0,81	356,4	2480,91
17-16	340	374		86,96	100	1	374	2106,91
16-28	250	275		8,46	40	1,08	297	1809,91
		Непогодження	0,83%			Сума	1190,09	
напрямок 19-18-26-27-28								
19-18	170	187	0,94	1044,09	300	2	374	2626
18-26	250	275		150,98	125	1	275	2351
26-27	400	440		68,88	100	0,69	303,6	2047,4
27-28	340	374		23,00	70	0,56	209,44	1837,96
перемички						Сума	1162,04	
17-27	250	275		16,91	50	1,05	288,75	
5-16	540	594		33,64	80	0,5	297	
		Непогодження	3,16%					
напрямок 19-20-25-29-30-31								
19-20	180	198	0,92	657,93	200	1,15	227,7	2772,3
20-25	250	275		111,01	125	0,56	154	2618,3

Продовження таблиці 2.9 – Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів низького тиску

25-29	270	297		52,18	80	1	297	2321,3
29-30	280	308		35,30	70	1,25	385	1936,3
30-31	210	231		14,21	50	0,81	187,11	1749,19
		Непогодження	4,23%			Сума	1250,81	
напрямок 19-20-21-24-23-31								
19-20	180	198	0,92	657,93	200	1,15	227,7	2772,3
20-21	280	308		300,00	200	1,25	385	2387,3
21-24	250	275		75,95	100	0,81	222,75	2164,55
24-23	210	231		14,21	50	0,81	187,11	1977,44
23-31	270	297		9,13	50	0,37	109,89	1867,55
перемички						Сума	1132,45	
25-26	350	385		23,68	70	0,62	238,7	
24-25	280	308		18,94	50	1,25	385	
24-30	270	297		18,27	50	1,25	371,25	
		Непогодження	5,63%					
напрямок 19-20-21-22-11-10								
19-20	180	198	0,90	657,93	200	1,15	227,7	2772,3
20-21	280	308		300,00	200	1,25	385	2387,3
21-22	210	231		76,94	100	0,81	187,11	2200,19
22-11	270	297		25,74	70	0,69	204,93	1995,26
11-10	270	297		9,13	40	0,37	109,89	1885,37
		Непогодження	7,11%			Сума	1114,63	
напрямок 19-20-21-12-9-10								
19-20	180	198	0,95	657,93	200	1,15	227,7	2772,3
20-21	280	308		300,00	200	1,25	385	2387,3
21-12	270	297		85,30	100	1	297	2090,3
12-9	210	231		35,39	80	0,56	129,36	1960,94
9-10	210	231		7,10	40	0,81	187,11	1773,83
перемички						Сума	1226,17	

Продовження таблиці 2.9 – Гідравлічний розрахунок мережі газопроводів низького тиску

11-12	210	231		14,21	50	0,81	187,11	
12-13	280	308		18,94	50	1,25	385	
22-23	250	275		25,06	70	0,69	189,75	
		Непогодження	2,18%					

Додаток Г

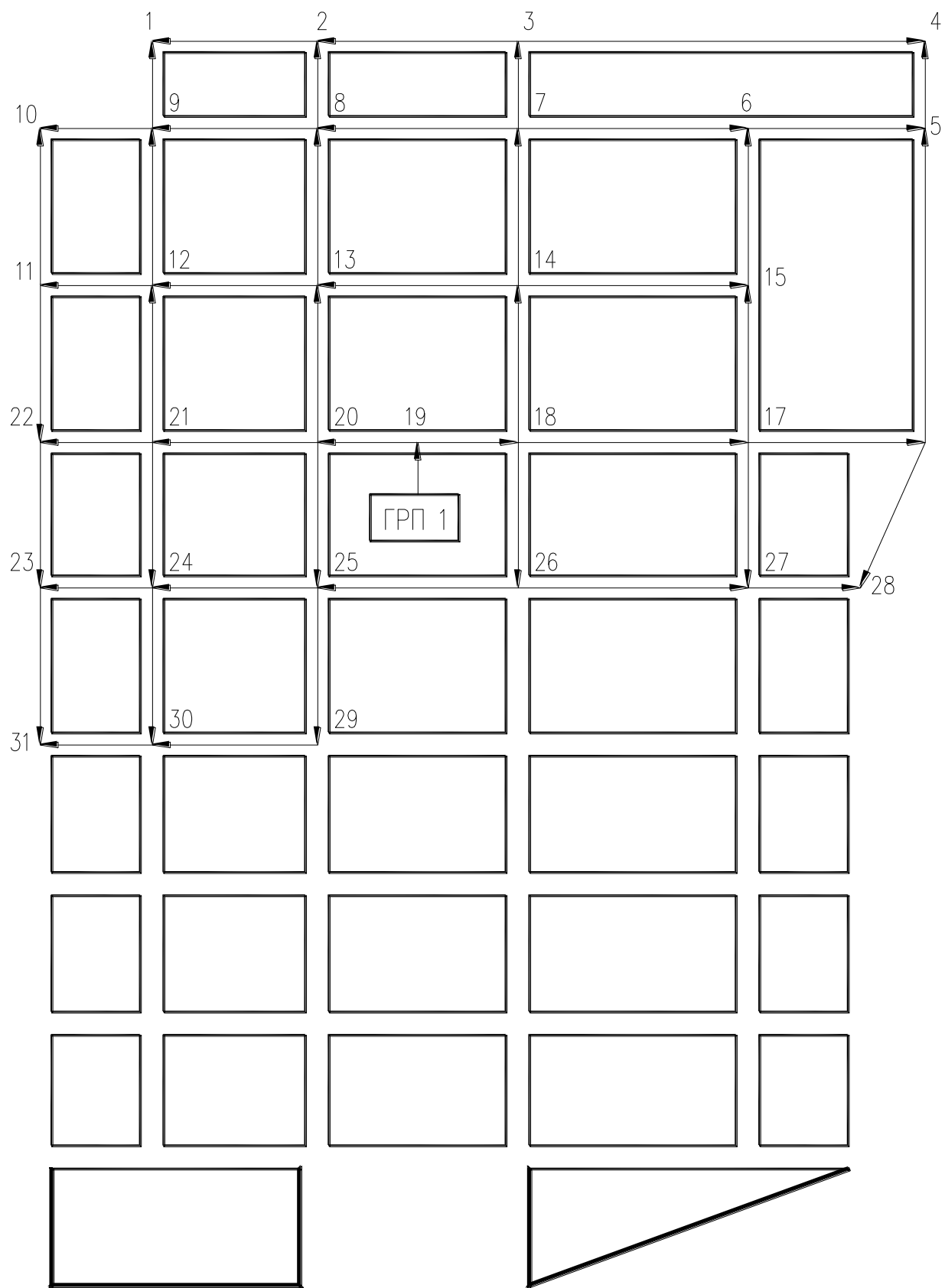


Рис. 2.5 Розрахункова схема низького тиску

Додаток Д

Таблиця 2.10 – Гідравлічний розрахунок газової мережі високого тиску

№ ділянки	Довжина ділянки		Витрата газу V_p , м³/год	Діаметр Дм, мм	Аср, Па/м	Агов, Па/м	Агов* L_p , Па	Тиск на ділянці	
	Лпл	Лр						Рн	Рк
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1-й аварійний режим									
столів.-13	0,05	0,055	126,8	125	0,019	0,014	0,001	0,187	0,186
13-2	0,6	0,66	126,8	125		0,014	0,009	0,196	0,187
2-3	0,48	0,528	126,8	125		0,018	0,010	0,206	0,196
3-4	0,58	0,638	2376,8	350		0,023	0,015	0,220	0,206
4-5	0,86	0,946	8200,8	500		0,023	0,022	0,242	0,220
5-6	1,09	1,199	8693,84	500		0,025	0,030	0,272	0,242
6-7	0,53	0,583	8693,84	500		0,027	0,016	0,288	0,272
7-8	0,39	0,429	8693,84	500		0,027	0,012	0,299	0,288
8-9	0,67	0,737	8805,36	500		0,029	0,021	0,321	0,299
9-10	0,63	0,693	14629,36	600		0,029	0,020	0,341	0,321
10-11	0,26	0,286	14756,16	600		0,029	0,008	0,349	0,341
11-12	0,82	0,902	15773,56	600		0,029	0,026	0,375	0,349
12-1	0,7	0,77	16029,04	600		0,03	0,023	0,398	0,375
1-ГРС	0,05	0,055	16029,04	600		0,031	0,002	0,400	0,398
		8,481							
2-й аварійний режим									
хліб. - 12	0,05	0,055	255,48	150	0,020	0,01	0,001	0,075	0,075
12-11	0,82	0,902	255,48	150		0,01	0,009	0,084	0,075
11-10	0,26	0,286	1272,88	300		0,012	0,003	0,088	0,084
10-9	0,63	0,693	1399,68	300		0,014	0,010	0,097	0,088
9-8	0,67	0,737	7223,68	500		0,02	0,015	0,112	0,097
8-7	0,39	0,429	7335,2	500		0,02	0,009	0,121	0,112
7-6	0,53	0,583	7335,2	500		0,02	0,012	0,132	0,121
6-5	1,09	1,199	7335,2	500		0,02	0,024	0,156	0,132
5-4	0,88	0,968	7828,2	500		0,021	0,020	0,177	0,156

Продовження таблиці 2.01 – Гідравлічний розрахунок газової

мережі високого тиску

4-3	0,58	0,638	13652,2	600		0,14	0,089	0,266	0,177
3-2	0,48	0,528	15902,2	600		0,16	0,084	0,351	0,266
2-1	0,4	0,44	15902,2	600		0,1	0,044	0,395	0,351
1-ГРС	0,05	0,055	15902,2	600		0,1	0,006	0,400	0,395
		8,02							
розрахунковий режим (верхня галузь)									
ГРП1-14	0,05	0,055	1737	150	0,034	0,008	0,00044	0,281	0,281
14-6	0,64	0,704	1737	150		0,008	0,005632	0,287	0,281
6-5	1,09	1,199	1737	500		0,0005	0,0006	0,287	0,287
5-4	0,88	0,968	2230	500		0,0015	0,001452	0,289	0,287
4-3	0,58	0,638	8054	600		0,07	0,04466	0,334	0,289
3-2	0,48	0,528	10304	600		0,079	0,041712	0,375	0,334
2-1	0,4	0,44	10430,8	600		0,05	0,022	0,397	0,375
1-ГРС	0,05	0,055	10430,8	600		0,05	0,00275	0,400	0,397
		4,59							
розрахунковий режим (нижня галузь)									
ГРП2-7	0,68	0,748	1737	150	0,034	0,008	0,005984	0,224	0,218
7-8	0,39	0,429	1737	500		0,0008	0,000343	0,225	0,224
8-9	0,67	0,737	1848,52	500		0,001	0,000737	0,225	0,225
9-10	0,63	0,693	7672,52	500		0,008	0,005544	0,231	0,225
10-11	0,26	0,286	7799,32	600		0,05	0,0143	0,245	0,231
11-12	0,82	0,902	8816,72	600		0,08	0,07216	0,318	0,245
12-1	0,7	0,77	9072,2	600		0,1	0,077	0,395	0,318
1-ГРС	0,05	0,055	9072,2	600		0,1	0,0055	0,400	0,395
		4,62							

Додаток Е

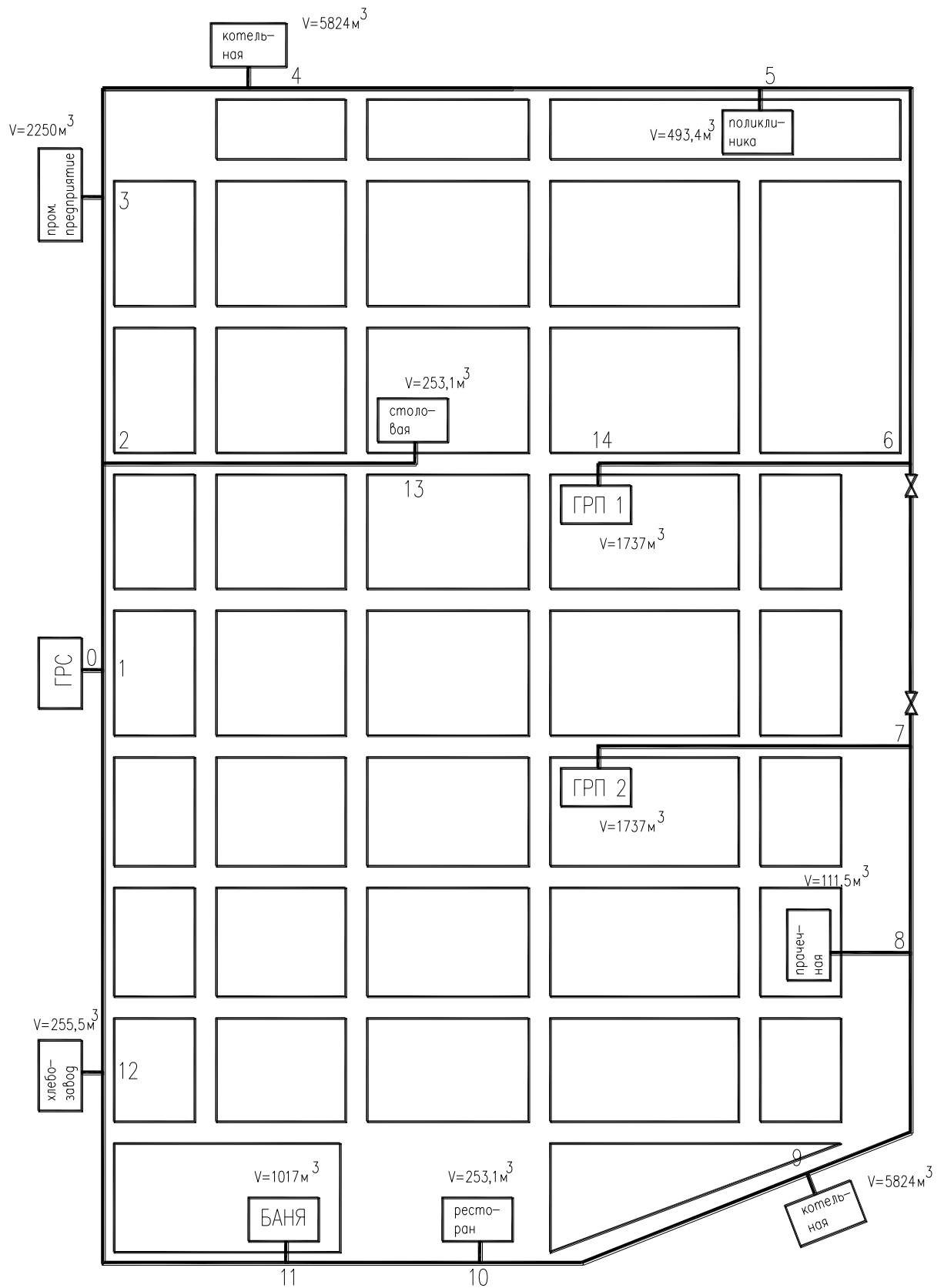


Рис.2.8 - Розрахункова схема мережі високого тиску

Додаток Ж

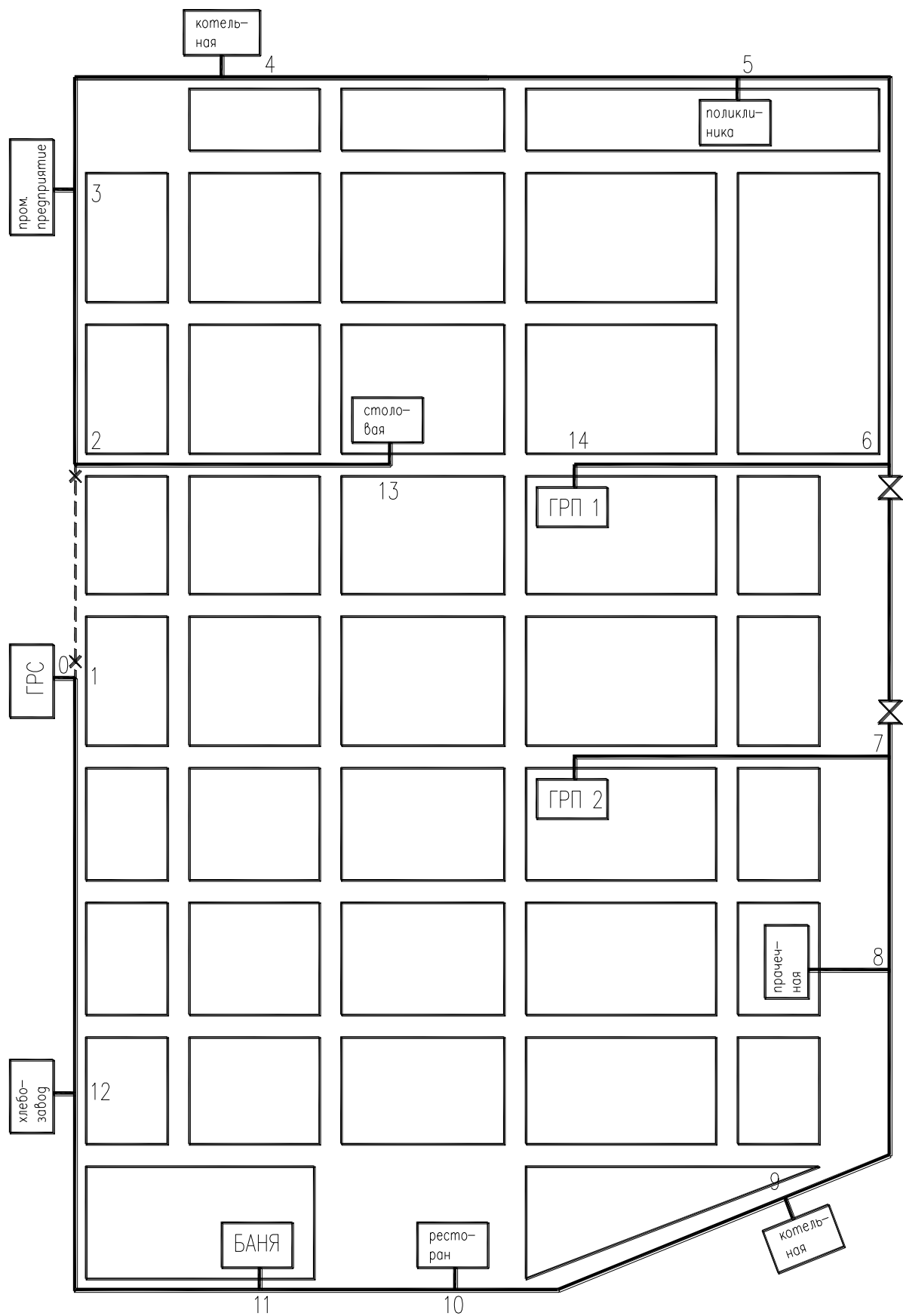


Рис. 2.6 - Розрахункова схема мережі високого тиску – 1-й аварійний режим

Додаток 3

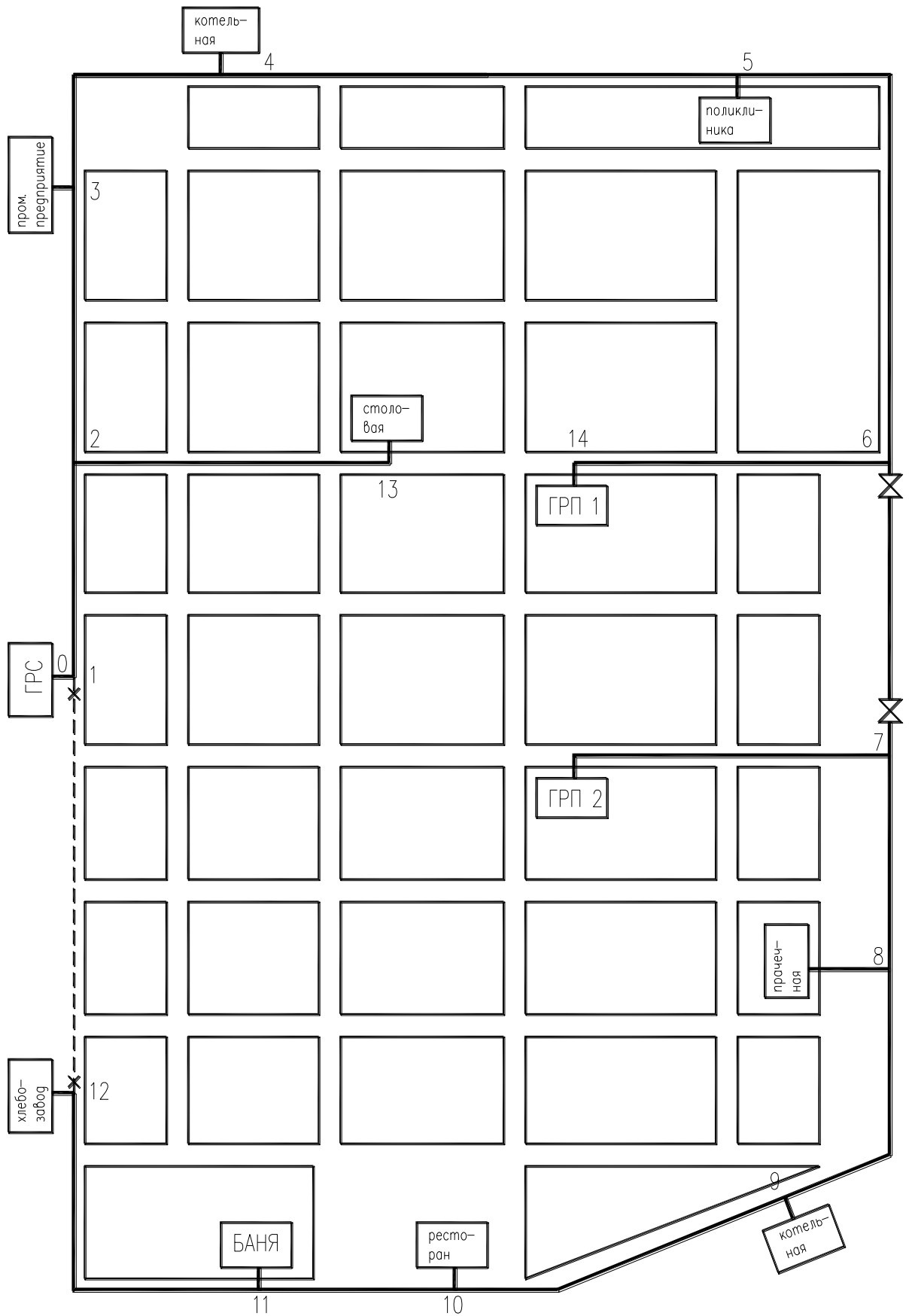


Рис. 2.7 - Розрахункова схема мережі високого тиску – 2-й аварійний режим

Додаток І

СПЕЦИФІКАЦІЯ ГРП

№	ПОЗНАЧЕННЯ	НАЙМЕНУВАННЯ	КІЛ-ТЬ	ПРИМ.
1-1, 1-2	РГД-50	Регулятор тиску газу комбінований	2	
1-3	ПСК-50Н	Запобіжно-скидний клапан	2	
1-4	ОБМІ	Манометр	1	
2-1	ЭКМ-4	Манометр дистанційний	1	
2-2	ДС1	Автоматичний показуючий	1	
3-1	МД	Манометр дистанційний	1	
3-2	МВД	Вторинний прилад дистанційної	1	
3-3	ДС1	Автоматичний показуючий	1	
4-1		Датчик концентрації газу	1	
4-2		Електронний регулятор концентрації	1	
4-3		Електромагнітний клапан	1	
5-1	МЭД	Манометр дистанційний	1	
5-2	МВД	Вторинний прилад дистанційної	1	
5-3	ДС1	Прилад самописний показ. витрату	1	
6-1	ОБМІ	Манометр показуючий	1	
7-1	ЭКМ-4	Манометр дистанційний	1	
7-2	ДС1	Автоматичний показуючий	1	

ПРОТОКОЛ
ПЕРЕВІРКИ КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ РОБОТИ
НА НАЯВНІСТЬ ТЕКСТОВИХ ЗАПОЗИЧЕНЬ

Назва роботи: Газопостачання Святошинського житлового району міста
Київ

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота
(БДР, МКР)

Підрозділ кафедра ІСБ

(кафедра, факультет)

Показники звіту подібності TURNITIN

Оригінальність 84%

Схожість 16%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібно):

- ☐ 1. Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- ☐ 2. Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її виконання автором. Роботу направити на розгляд експертної комісії кафедри.
- ☐ 3. Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Особа, відповідальна за перевірку

(підпис)

Слободян Н.М.

(прізвище, ініціали)

Ознайомлені з повним звітом подібності, який був згенерований системою
TURNITIN щодо роботи.

Автор роботи

(підпис)

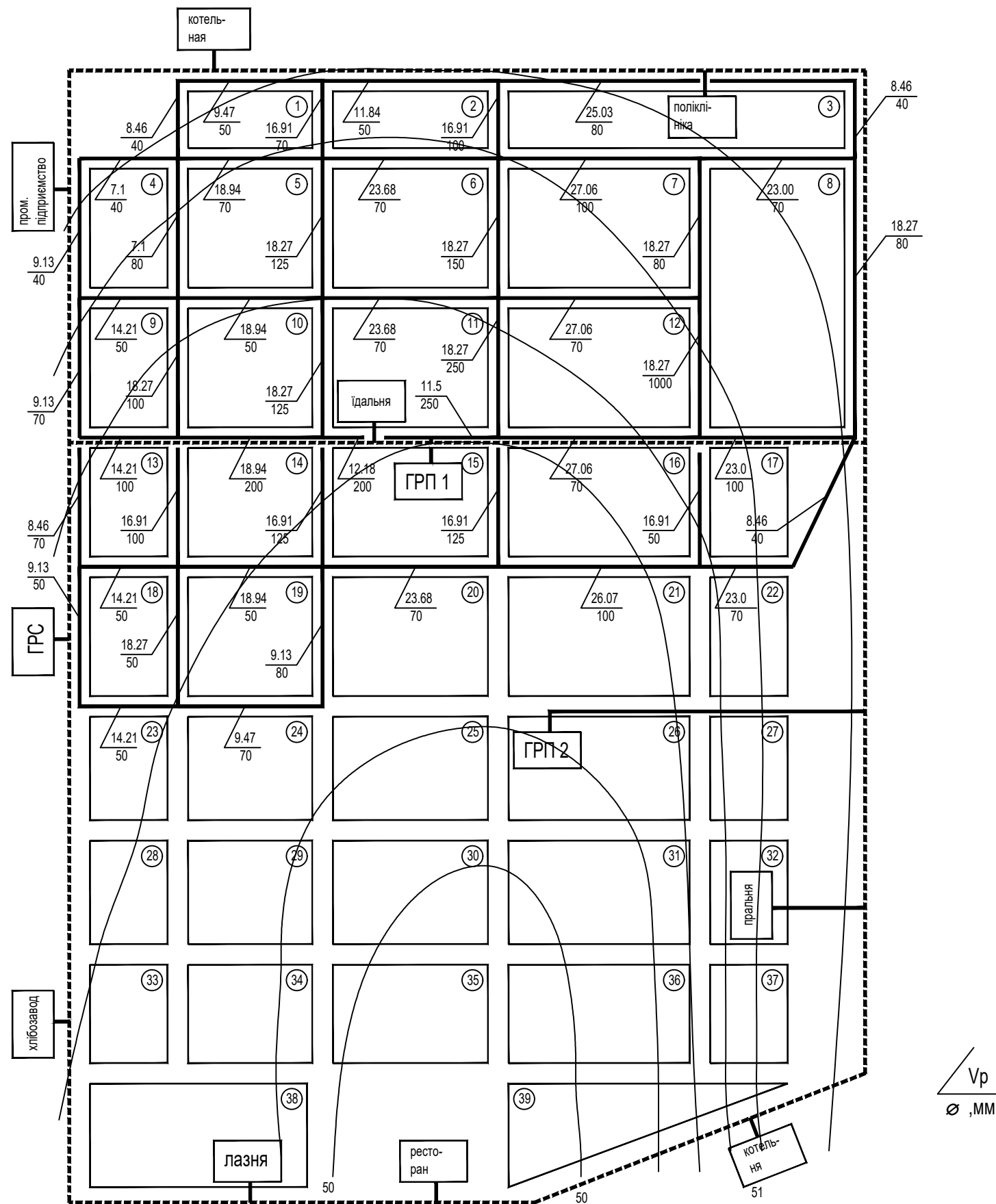
Андрусяк В.П.

(прізвище, ініціали)

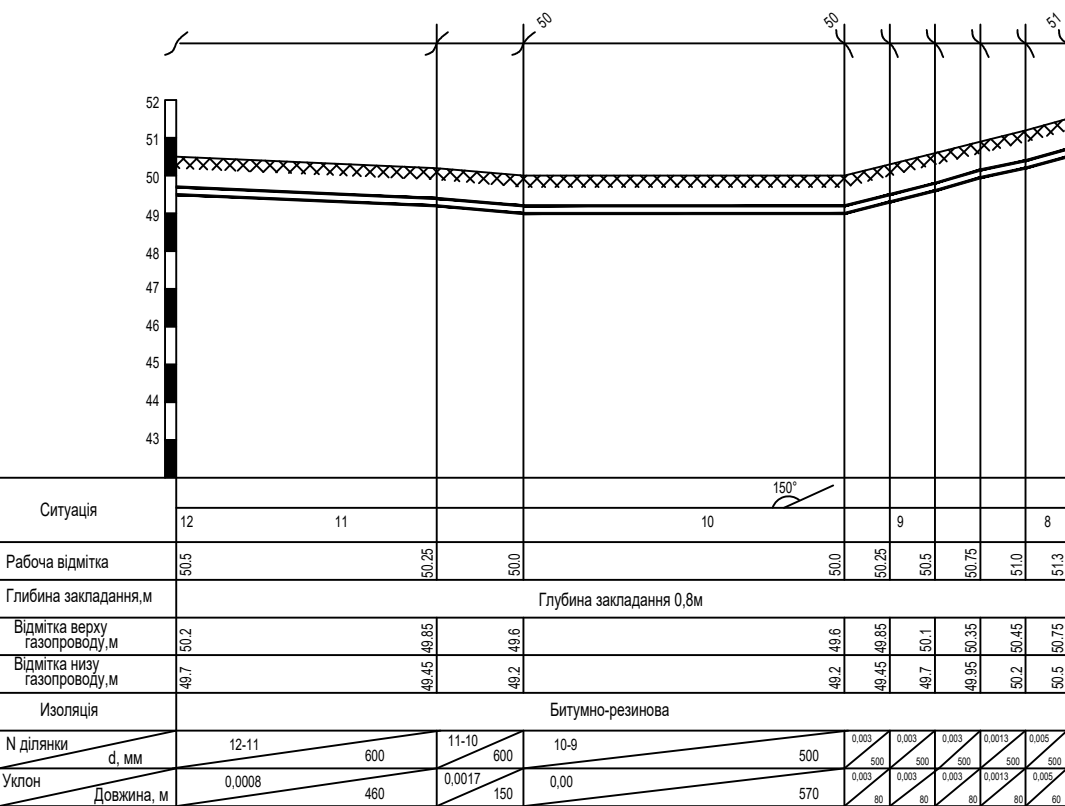
Керівник роботи

Слободян Н.М.

Генеральний план міста 1:5000

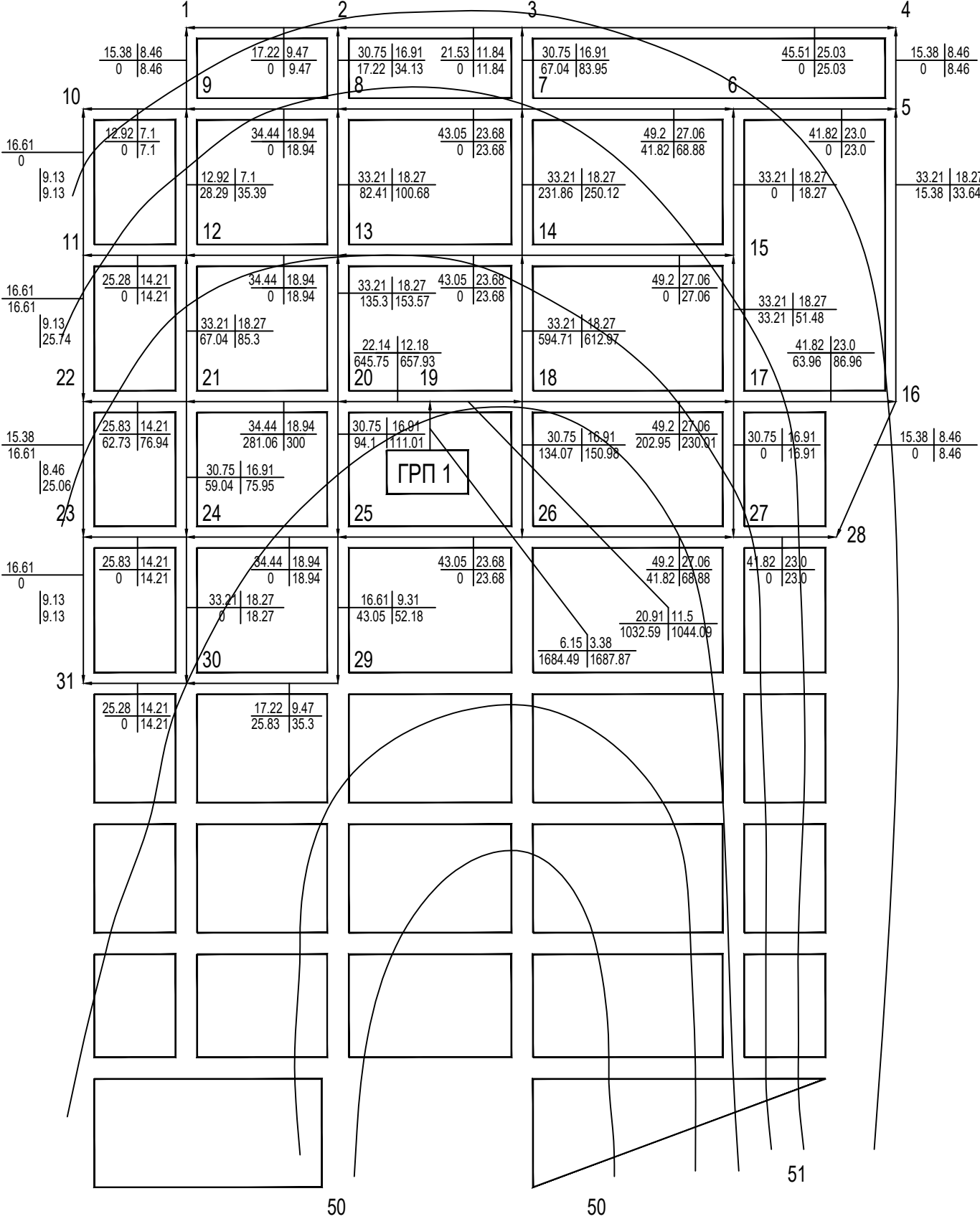
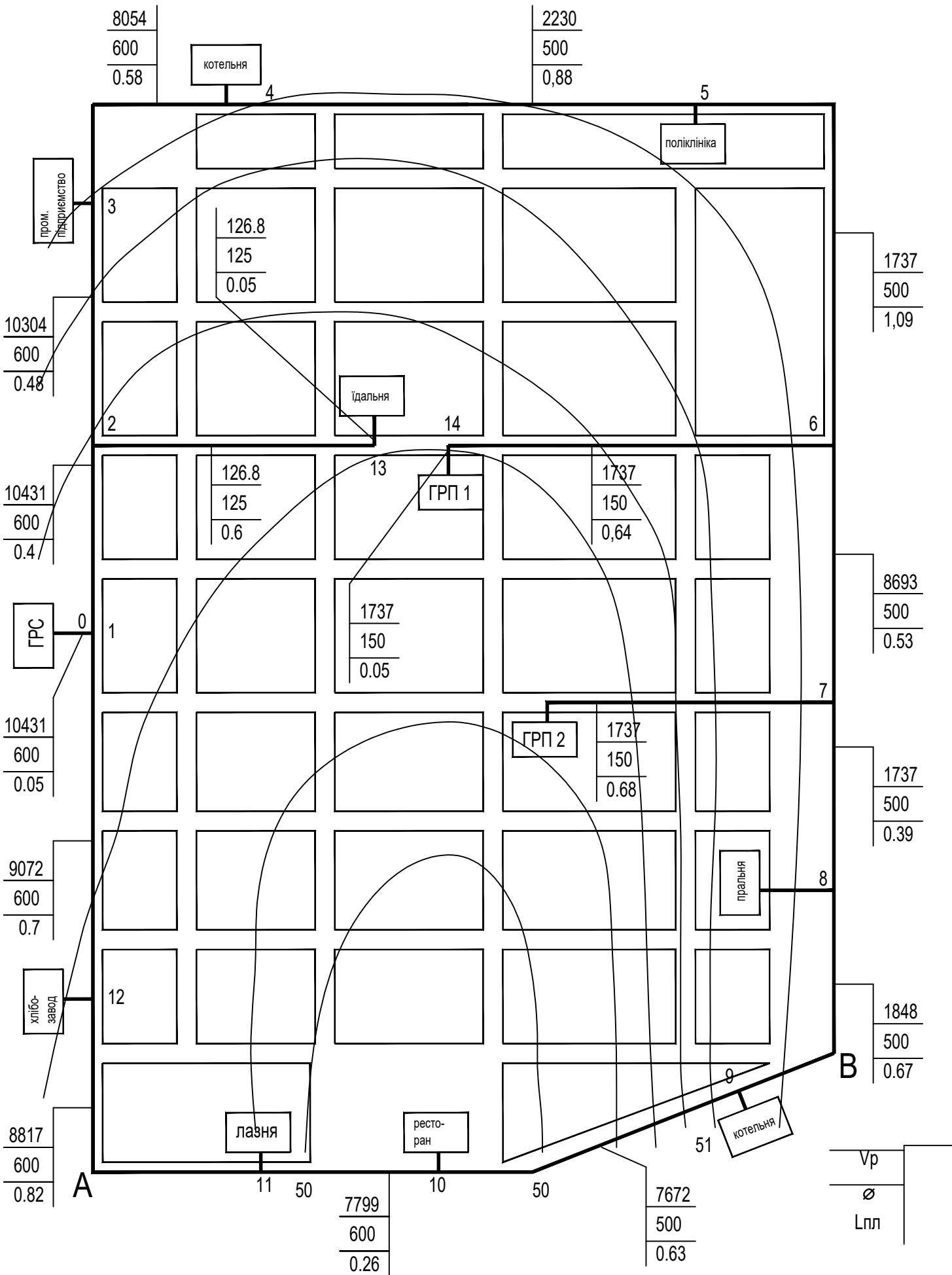


Поздовжній профіль ділянки А-В
в 1:100 г 1:500



08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Зм.	Кп.	Арх.	№ док.	Підпис	Дата
Розроб.	Андрусак В.П.				
Перевір.	Слободян Н.М.				
Т. контр.					
Н. контр.	Павлович О.Д.				
Затв.	Ратушняк Г.С.				
Газопостачання району				Стадія	Архив
Генеральний план міста. Поздовжній профіль ділянки				РП	Архив
				ВНТУ, гр. ТГ-23м	

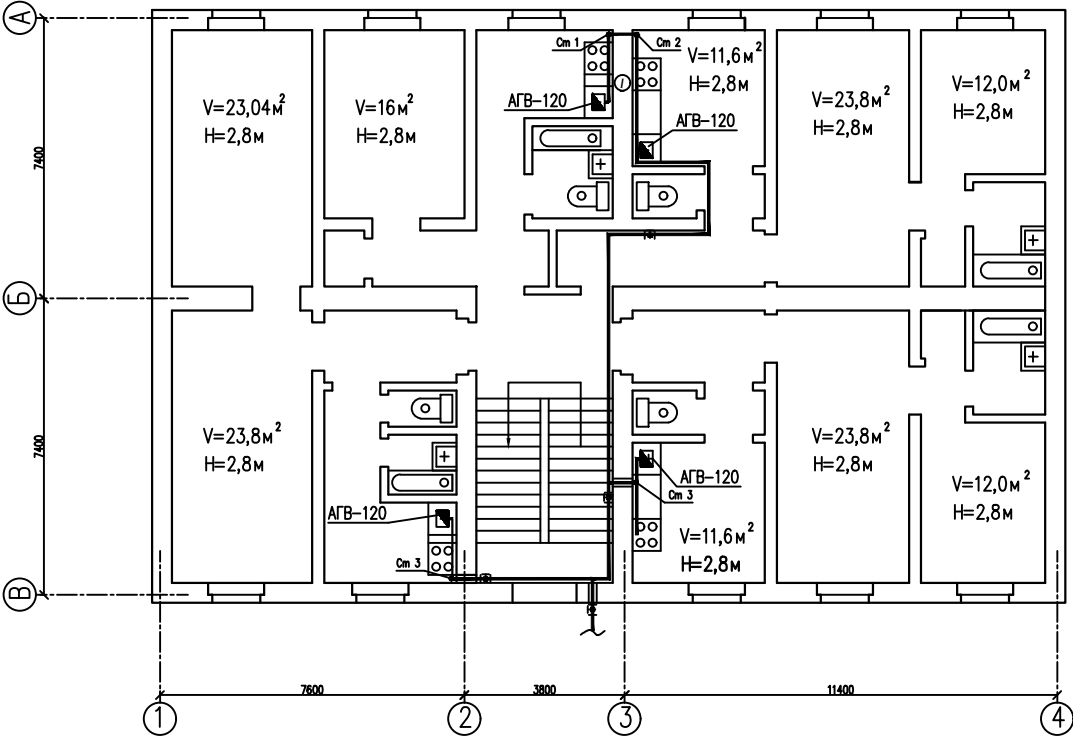
Розрахункова схема мережі високого тиску Розрахункова схема мережі низького тиску



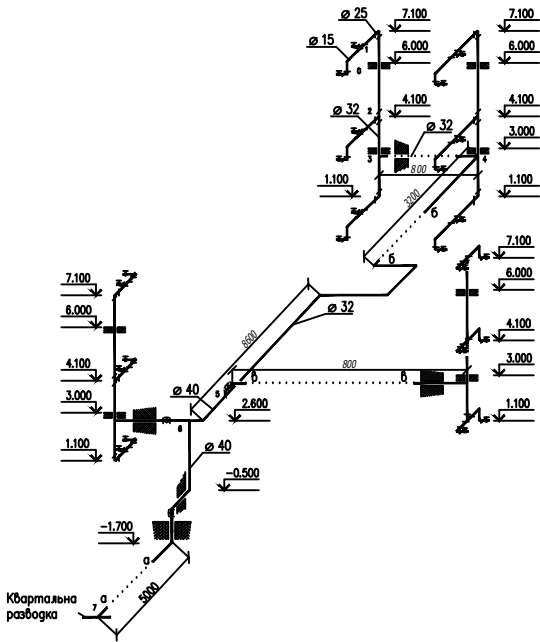
Vп | Vэ
Vт | Vр
Рвузла, кПа

08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Газопостачання району				Стадія	Архив
Схеми мереж газопроводів високого і низького тиску				РП	Архив
ВНТУ, в.р. ТГ-23м					

План типового поверху
1:100



Аксонетрична схема газопроводу
1:100



Введення газопроводу в будівлю

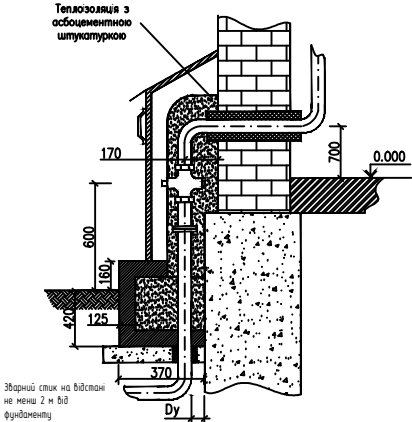
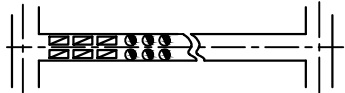


Схема вентиляційних та димових каналів ①



08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Вм	Кп	Ар	Нв	Док	Підпис
Розроб	Андрусенко В.Г.				
Перевір	Слободен Н.М.				
Т.контр.					
Н.директ.	Панченко О.З.				
Зам.	Ратушняк Г.С.				
Газопостачання району				Стадія	Архив
План поверху, аксонометрична схема внутрішньобудинкового газопроводу, введення у будівлю				РП	Архив
				ВНТУ, ар.ТГ-23М	

ПОКРИТТЯ НЕРІВНОМІРНОСТЕЙ ГАЗОСПОЖИВАННЯ

Розрахунок газгольдера
Обсяг корисного газу в посудині V_c

$$V_c = \frac{V_{шт}}{(P - P_c)}, \text{ м}^3$$

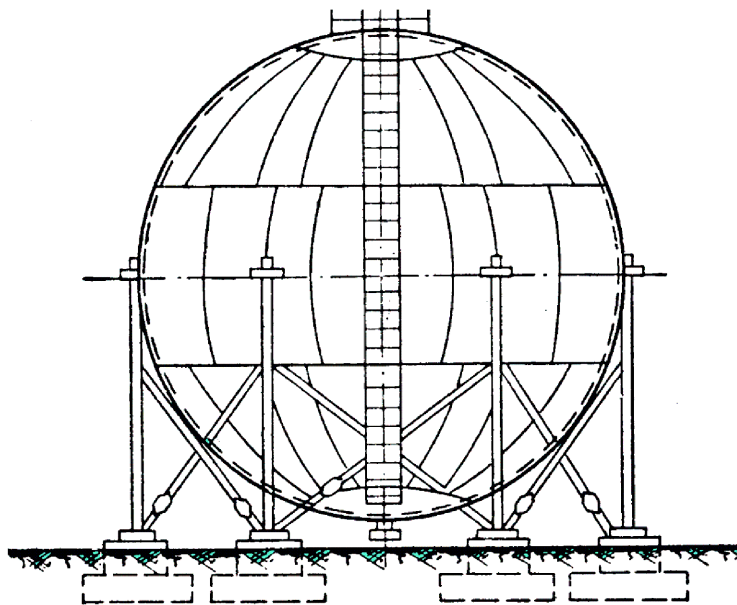
де $V_{шт}$ – обсяг корисного газу в посудині.
 P - робочий тиск в посудині, ат
 P_c - тиск у мережі, ат

$$V_c = \frac{12478}{(7 - 3,44)} = 3499, \text{ м}^3$$

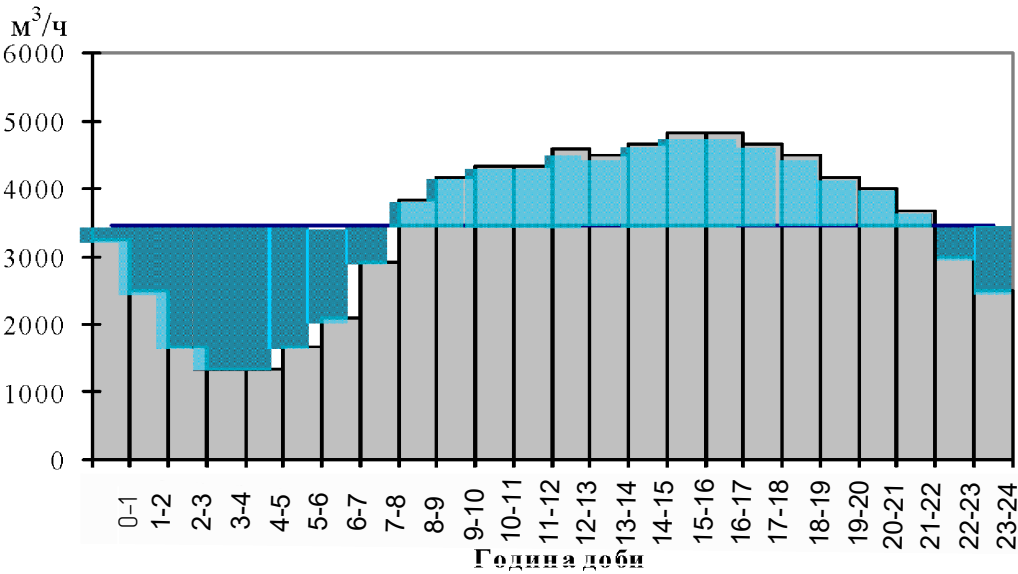
Радіус сферичного газгольдера R

$$R = \sqrt[3]{\frac{V_c \cdot 3}{4 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{\frac{3499 \cdot 3}{4 \cdot 3,14}} = 10 \text{ м}$$

Газгольдер високого тиску



Графік роботи газгольдерного парку

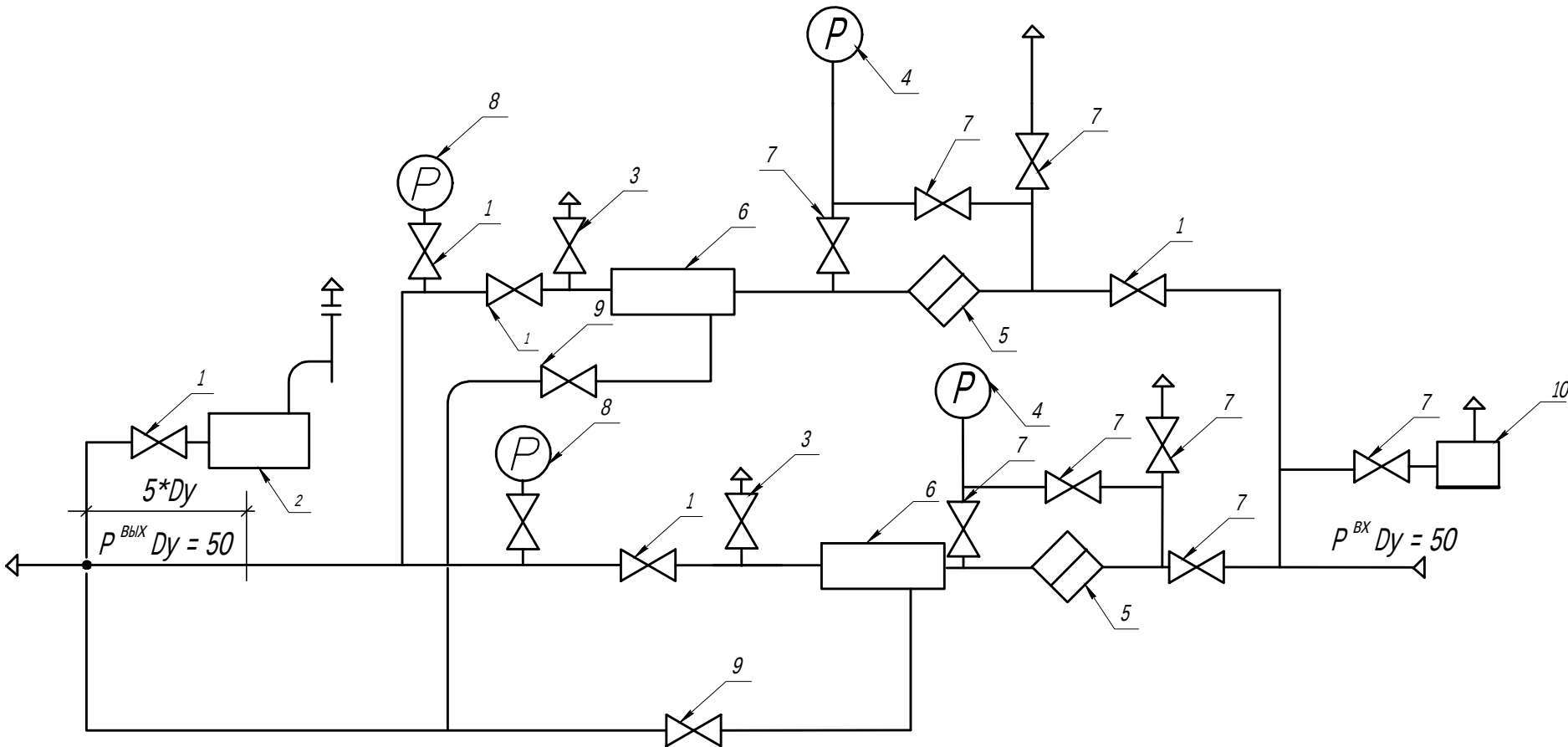


Надходження й витрата газу

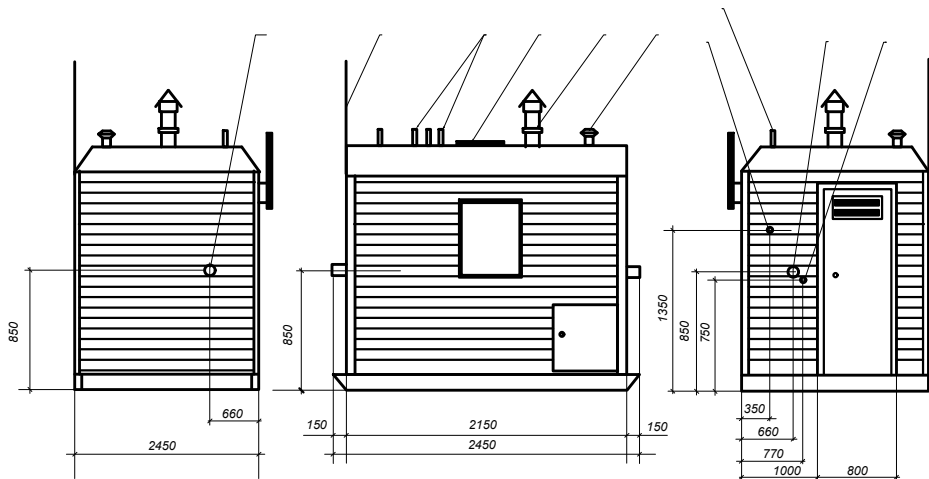
Година доби, ч	Надходження газу, м³		Витрата газу, м³		Надлишок або недостача газу
	за дану годину	с початку рахунку	за дану годину	с початку рахунку	
1	2	3	4	5	6
0-1	3474	3474	3252	3252	222
1-2	3474	6948	2501	5753	1195
2-3	3474	10422	1668	7420	3002
3-4	3474	13896	1334	8754	5142
4-5	3474	17370	1334	10088	7282
5-6	3474	20844	1668	11756	9088
6-7	3474	24318	2084	13840	10478
7-8	3474	27792	2918	16759	11034
8-9	3474	31266	3835	20594	10672
9-10	3474	34740	4169	24763	9978
10-11	3474	38214	4336	29098	9116
11-12	3474	41688	4336	33434	8255
12-13	3474	45162	4586	38019	7143
13-14	3474	48636	4502	42522	6115
14-15	3474	52110	4669	47191	4920
15-16	3474	55584	4836	52027	3558
16-17	3474	59058	4836	56862	2196
17-18	3474	62533	4669	61531	1001
18-19	3474	66007	4502	66034	-27
19-20	3474	69481	4169	70203	-722
20-21	3474	72955	4002	74205	-1250
21-22	3474	76429	3669	77873	-1445
22-23	3474	79903	3002	80875	-972
23-24	3474	83377	2501	83376	0

Схема ГРПБ

Функціональна схема ГРПБ-13-2Н-У1



Габаритна схема ГРПБ-13-2Н-У1



Експлікація

Позиція	Найменування	Примітка
1	Вхідна труба газопроводу (dy = 50 мм)	
2	Блискавковідвід	
3	Димохід	
4	Продувний патрубок (dy = 20 мм)	
5	Вибухобезпечний клапан	
6	Дефлектор	
7	Вхідна трубка до ПСК-50 (dy = 50 мм)	
8	Вихідна трубка від ПСК-50 (dy = 50 мм)	
9	Вихідна труба газопроводу (dy = 50 мм)	
10	Підведення імпульсу до регулятора (dy = 25 мм)	

Специфікація устаткування і матеріалів ГРП

Марка, поз.	Обозначение	Найменування	Кіл.	Маса	Прим.
1	КШ - 50	Кран шаровий	5		
2	ПСК - 50Н	Зависим-сирдний клапан	1		
3	ПКН 200	Кран шаровий	4		
4	МП	Манометр вхідний	2		
5	КШ - 20	Фільтр газовий	2		
6	РДГ - 50Н	Регулятор тиску газу	2		
7	КШ - 15	Кран шаровий	9		
8	МП	Показувач манометр	1		
9	КШ - 25	Кран шаровий	2		
10		Вузол опалення з газовим обігрівачем	1		

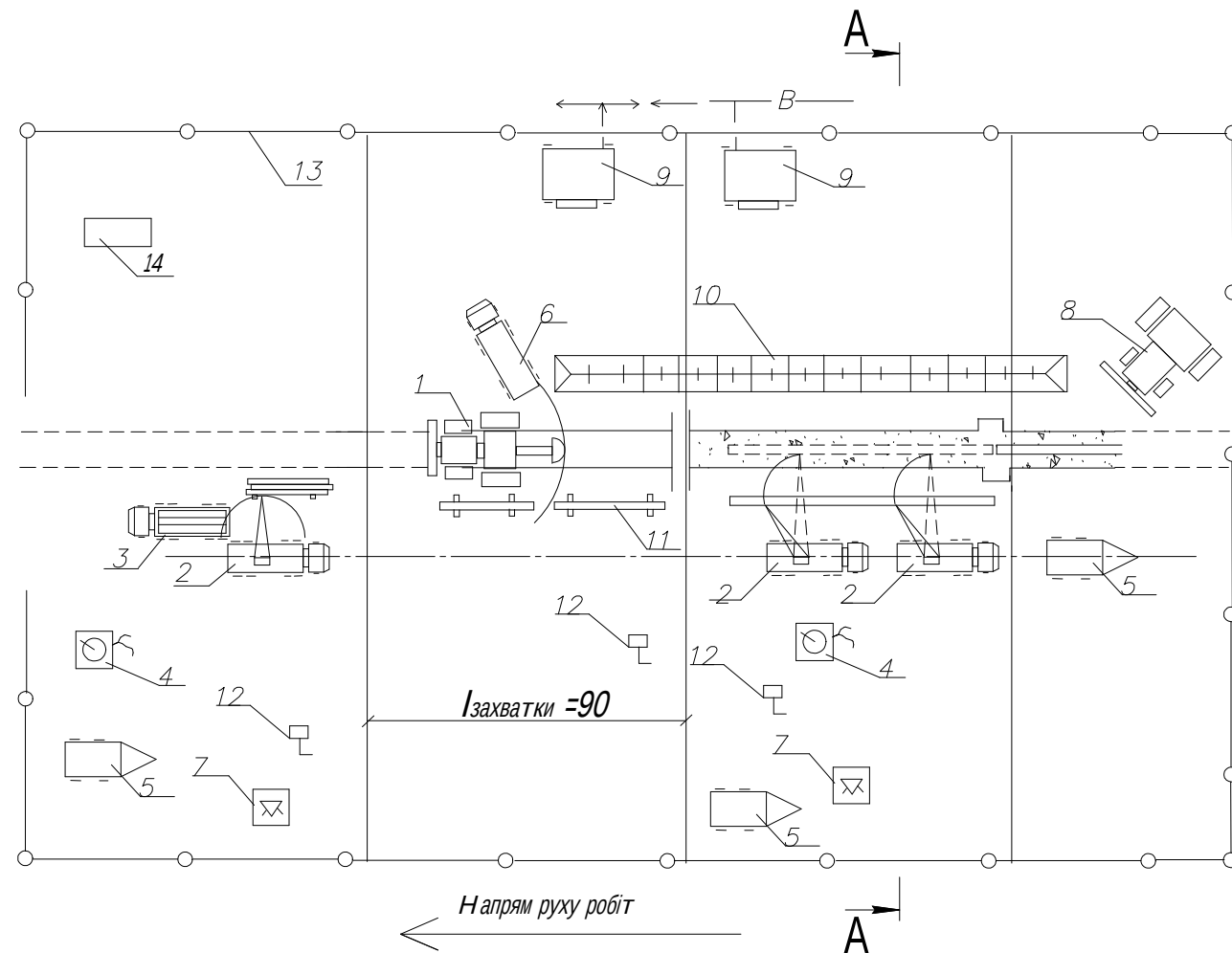
Технічні характеристики обладнання ГРП

Найменування розміру або параметра	Величина у виконанні			
Регулятор	РДГ-50Н	РДГ-50Н	РДГ-50Н	РДГ-50Н
Сідло регулятора	Ø 30	Ø 35	Ø 40	Ø 45
Регулюєна середа	Природний газ по ГОСТ 5542 - 87			
Тиск газу на вході, МПа	1,2			
Діапазон настрою тиску газу на виході	1,5 - 60	1,5 - 60	1,5 - 60	1,5 - 60
Пропускна здатність для газу щільністю $\rho = 0,73 \frac{м}{м^3}$	2240	3240	4360	5680
Теплова потужність газового обігрівача, кВт, не більше	7	7	7	7

08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Зм.	Кіл.	Арк.	№ док.	Підпис	Дата
Розроб.	Андрусак В.П.				
Перевір.	Слободян Н.М.				
Т. контр.					
Н. контр.	Павлович О.Д.				
Затв.	Ратушняк Г.С.				
Газопостачання району				Стадія	Архив
				РП	Архив
Функціональна схема ГРПБ. Специфікація устаткування і матеріалів. Технічні характеристики. Експлікація. Габаритна схема ГРПБ.				ВНТУ, вр. ТГ-23м	

Будгенплан

Календарний план виконання робіт



Графік руху машин і механізмів

Умовні позначення

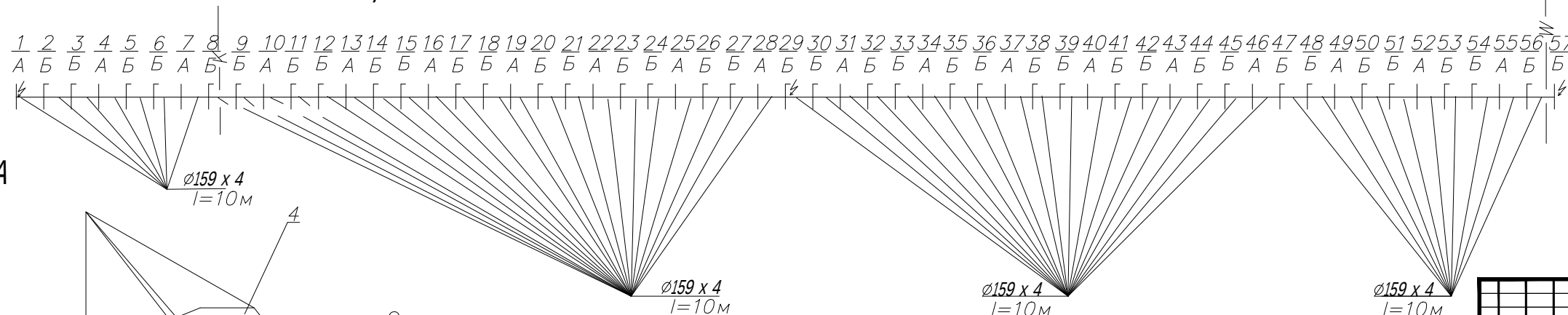
Експлікація

№	Найменування	Марка	Кільк.	Березень										
				1	2	3	4	5	8	9	10	11		
1	Екскаватор	Е-153	1											
2	Автосамоскид	ЗИЛ-130	1											
3	Зварювальний апарат	АСБ-300	2											
4	Трубовіз	ТБ-6	1											
5	Компресор	ВКС-8	3											
6	Автокран	КС-1562	3											
7	Бульдозер	ДЗ-29	1											

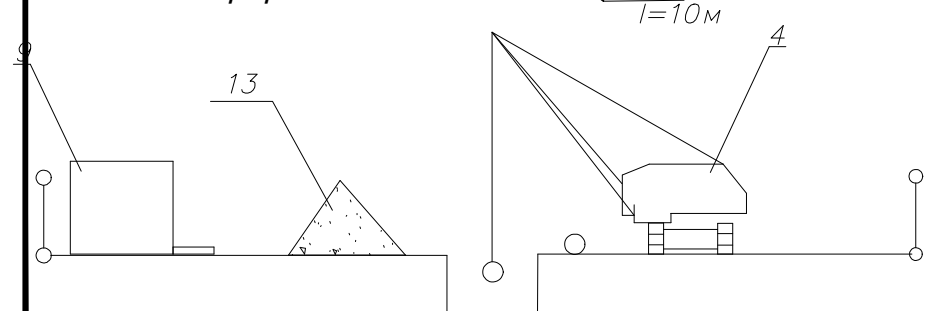
№	Позначення	Найменування
1	○	Огорожа
2	⚡	Просвічування
3	—В—	Водопрвід
4	—К—	Каналізація
5	—W—	Високовольтна мережа
6	←→	Кабель зв'язку
7	—+—	Неповоротний стик
8	—F—	Поворотний стик
9	$\frac{2}{A}$	Номер стика / Клеймо зварювальника

№	Найменування	Кільк.	Примітка
1	Екскаватор	1	
2	Автокран	3	
3	Трубовіз	1	
4	Зварювальний апарат	2	
5	Компресор	3	
6	Автосамоскид	1	
7	Котел для виготовлення мастики	2	
8	Бульдозер	1	
9	Битовка	2	
10	Відвал ґрунту		
11	Труби		
12	Попереджувальний знак	3	
13	Огорожа		
14	Туалет	1	

Схема зварних стиків

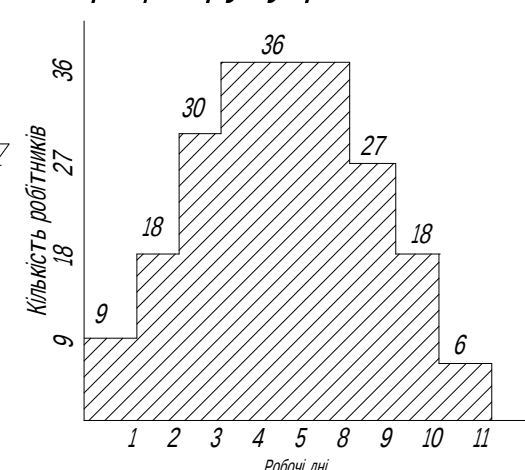


Переріз А-А



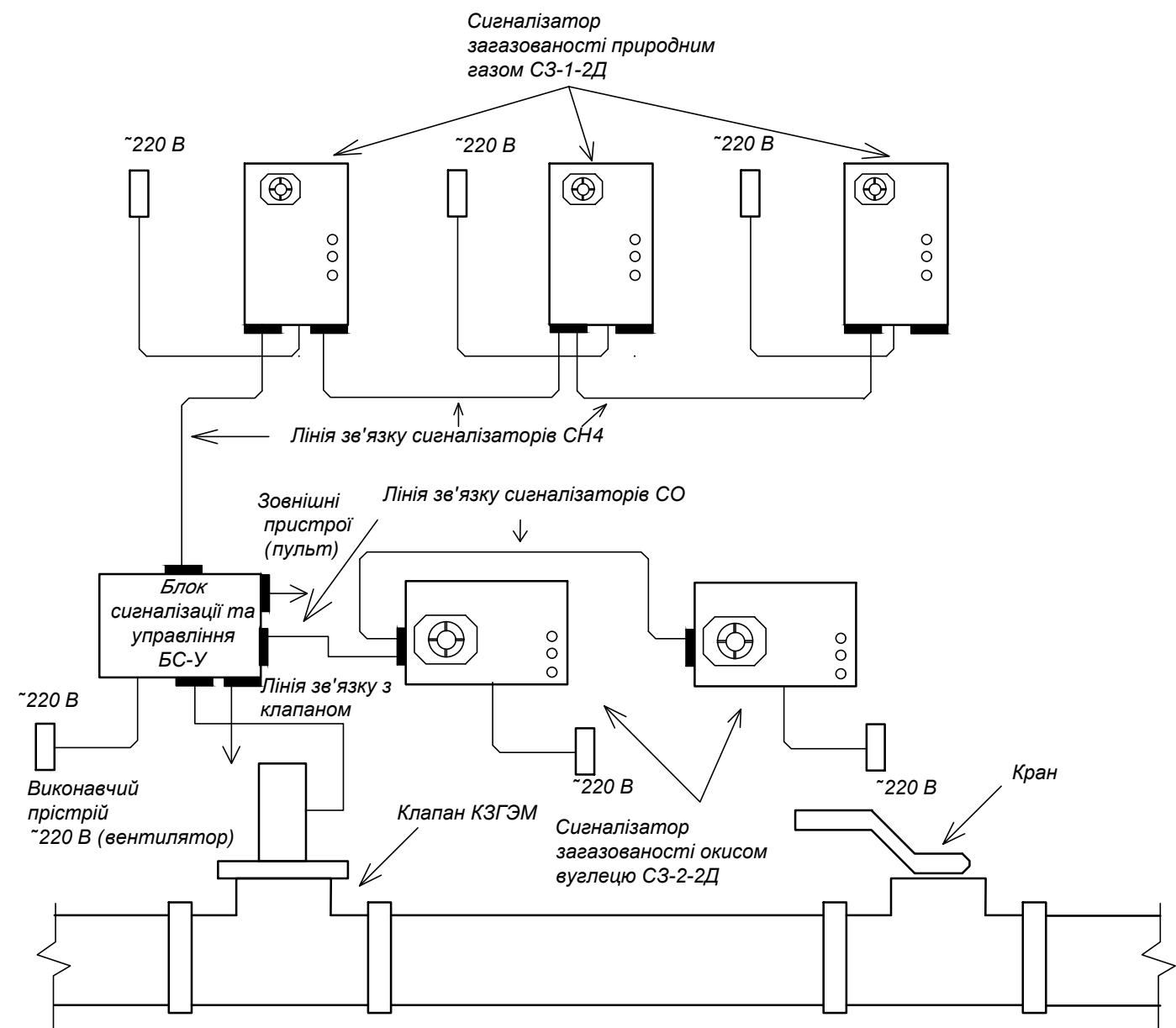
№	Найменування робіт	Об'єм робіт		Потрібність у механізмах	Кільк. змін	Кільк. днів	Кільк. робіт	Склад ланки	Березень										
		од. вимір	Кільк.						найменування	кільк.	1	2	3	4	5	8	9	10	11
1	Підготування роботи																		
1	Завоз труб	т	22,16	0,66					трубовіз	1									
2	Улаштування огорожі	пм	1150	35,94															
3	Розкриття підземних комунікацій	м³	3,24	0,77															
4	Підвішування комунікацій	пм	1,8	0,17															
5	Збирання труб у пуги	пм	560	2,8					автокран	1									
6	Зварювання поворотних стиків	шт	37	2,6					зварюв.апарат	1									
7	Продувка газопроводу	пм	560	112					компресор	1									
8	Ізоляція поворотних стиків	шт	37	2,498															
	Земляні роботи			59,44															
1	Копання екскаватором																		
	а) у відвал	100м³	10,17	12,71					екскаватор	1									
	б) у транспорт	100м³	0,688	1,118					автосамоскид	1									
	в) під колодязь	100м³	0,248	0,310															
	г) приямків	100м³	1,784	2,23															
2	Ручне копання ґрунту																		
	а) дна і стінок	м³	96,6	27,93															
	б) приямків	м³	42,6	11,72															
III	Монтажні роботи			56,02															
1	Улаштування підсіпки	м	100,8	11,34															
2	Укладка труб у траншею	пм	560	9,8					автокран	2									
3	Встановлення містків	шт.	11	0,825															
4	Зварка неповоротних стиків	шт.	20	1,75					зварюв.апарат	1									
5	Улаштування колодязю	шт.	1	1,137															
6	Ізоляція колодязю	шт.	1	0,25															
7	Монтаж засувки	шт.	1	0,362															
8	Монтаж компенсаторів	шт.	1	0,162															
9	Присипка газопроводу	м³	277	29,78															
10	присипка приямків	м³	49,36	5,3															
11	Ізоляція неповоротних стиків	шт	20	1,35															
12	Випробування на міцність	пм	560	14					компресор	1									
13	Улаштування КТ і КП	шт	8	0,08															
IV	Заклучні роботи			76,14															
1	Розбирання містків	шт.	11	0,413															
2	Засипання траншеї механізовано	100 м³	0,314	0,03					бульдозер	1									
3	Розбирання підвішувальних	пм	1,8	0,086															
4	Засипання приямків механізовано	100 м³	0,89	0,086															
5	Засипання котловану під колодязь	100 м³	0,206	0,0198															
6	Випробування на щільність	пм	560	14					компресор	1									
7	Розбирання огорожі	п.м	1150	21,56															
8	Улаштування коверів	шт	8	0,46															
				36,65															

Графік руху робітників



08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Газопостачання району				Стадія	Архив
Будгенплан.Календарний план виконання робіт.Графік руху робітників.				РП	Архив
ВНТУ, в.р.ТГ-23м					

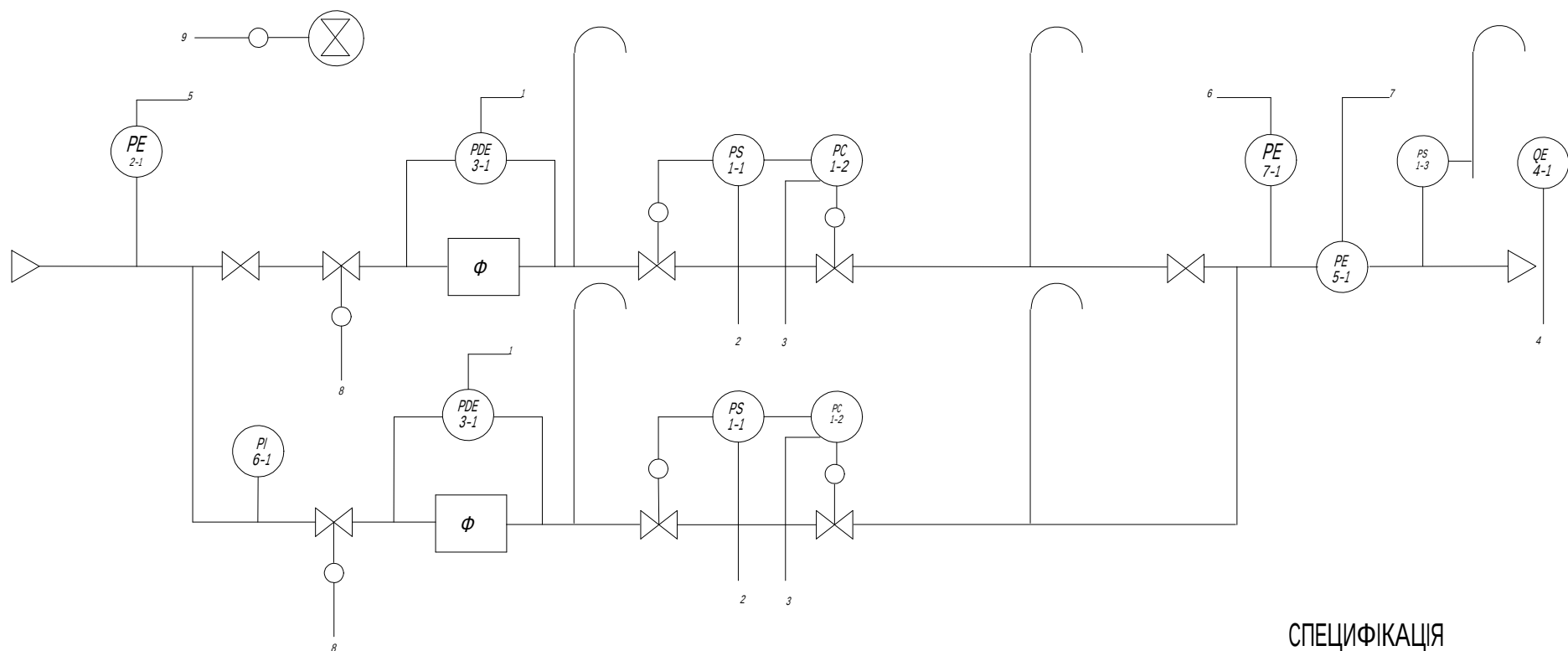
Схема установки САКЗ-МК2



Основні технічні характеристики САКЗ-МК2

Позиція	Найменування параметра або характеристики	Значення	
		САКЗ-МК-1	САКЗ-МК-2
1	Напруга живлення змінного струму частотою (50±1) Гц, В	220	
2	Споживана потужність, ВА, не більше	10	30
3	Концентрація природного газу, що викликає спрацювання сигналізатора загазованості ПН-1, % НКПР:		
	а) для однопорогового: за рівнем "Поріг"	10	10
	б) для двопорогового: за рівнем "1 Поріг" за рівнем "2 Поріг"	10 20	10 20
4	Концентрація оксиду вуглецю (СО), що викликає спрацювання сигналізатора загазованості ПН-2-2, мг/м3:		
	за рівнем "1 Поріг" за рівнем "2 Поріг"		20 100
5	Системи забезпечують свої технічні характеристики в межах норм, встановлених в ТУ, за деякий час встановлення робочого режиму, рівного, хв:		
	а) по природному газу б) по оксиду вуглецю	3 -	3 60
6	Час спрацювання системи, с, не більше:		
0	а) по природному газу б) по оксиду вуглецю	10 -	10 50
7	Кількість входів для підключення размикаючих контактів датчиків аварійних параметрів	1	1

Автоматизація ГРП



СПЕЦИФІКАЦІЯ

№	Позначення	Найменування	Кіл.	Примітка
1-1	РГД-50	Регулятор тиску газу комбінований		
1-2	РСК-50 Н	Запобіжно-схидний клапан		
1-3	СКМ-4	Манометр показуючий		
1-4	СКМ-4	Манометр дистанційний		
2-1	ДСІ	Автоматичний показуючий самописець		
2-2	МЗД	Манометр дистанційний безшкальний		
3-1	МВД	Вторинний прилад дистанційної передачі		
3-2	МВД	Вторинний прилад дистанційної передачі		
3-3	ДСІ	Автоматичний показуючий самописець		
4-1	СЗ-2-2Д	Датчик концентрації газу		
4-2	САКЗ-МК	Електронний регулятор концентрації газу		
4-3	КЗГМ	Електромагнітний клапан		
5-1	МЗД	Манометр дистанційний безшкальний		
5-2	МВД	Вторинний прилад дистанційної передачі		
5-3	ДСІ	Прилад самописний показ витрати газу		
6-1	СКМ-4	Манометр показуючий		
7-1	СКМ-4	Манометр показуючий		
7-2	ДСІ	Автоматичний показуючий самописець		

1	2	3	4	5	6	7
PTD 3-2	PI 1-4	PI 1-4	PI 2-2	PI 7-2	PD 5-2	
PDA 3-3		QSA 4-2			FQI 5-3	

08-13.МКР.001.00.000.ГП					
Газопостачання Святошинського житлового району міста Київ					
Зм.	Кіл.	Арх.	№ док.	Підпис.	Дата.
Розроб.	Андрусенко В.Г.				
Перевір.	Слободан Н.М.				
Т. контр.					
Н. контр.	Паньков О.З.				
Зам.	Ратушняк Г.С.				
Газопостачання району				Склад.	Архив.
Схема автоматизації ГРП.				рп	
Специфікація.					
				ВНТУ, ар.ТГ-23м	