1 ЗАГАЛЬНИЙ РОЗДІЛ

* 1. Вступ

Природній газ вважається безпечним енергоносієм серед добуваємих з землі і сьогодні не спостерігається рівноцінних альтернатив розширенню його застосування. Використання природного газу дозволить вирішити одне з глобальних завдань - досягнення світового сталого енергозабезпечення без перевищення допустимого навантаження на існуючі екосистеми. Важливість розвитку газової галузі пов'язується не тільки вирішенням енергетичних і економічних проблем, а також із соціальним і технічним прогресом, з появою нових технологічних рішень.

Подача природнього газу споживачам має відбуватися безаерервно та безпечно. Важко передбачити зміни режиму роботи, особливо під час винекнення аварійних ситуацій. При проектуванні розподільчих газових мереж валиво прораховувати нажійність та зручність та вартість ослуговування.

Газифікація сільської місцевості дає можливості для розвитку виробництва, завдяки використанню газового обладнання.

ТУТ

Для поглиблення теоретичних знань, отриманих мною в період навчання, а також їх практичного застосування вибираю тему: "Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання

смт. Краснопілля"

1.2 Кліматичні та географічні умови, характеристика ґрунтів, споживачів**.**

Об’єкт проєктування знаходиться на південному сході Сумської області. Рельєф місцевості переважно рівнинний, ґрунт - суглинок ІІ категорії, має корозійну активність з питомим електричним опором – 50 Ом·м.

Кліматичні умови селища міського типу для Сумської області:

* максимальна зимова температура –( – \_\_\_\_)0С, [11];
* рівень залягання ґрунтових вод нижче - 3 м;
* тривалість опалювального періоду – \_\_\_\_\_ діб, [11];
* максимальна глибина промерзання – 0,8-0,9 м.

Село споживає газ, склад якого :

CH4 = 88,779% , C2H6 = 5,773%, C3H8 = 2,179% , C4H10 = 0,9%, C5H12= 0,3%, N2= 1,39%, CO2= 1,387%.

Теплоту згорання розраховую і приймаю: = 39 МДж/м3

Проєктом передбачається газифікація житлових будинків, комунально-побутових споживачів – лазня, підприємства громадського харчування, школа, крамниці, дитсадок, стадіон.

Умовно селище міського типу можна розділити на два мікрорайони. В другому районі розташовані індивідуальні житлові будинки. Газ в них використовується для приготування їжі на плитах ПГ – 4, опалення житлових будинків за допомогою однофункційних котлів. Так, як в селі відсутнє централізоване водопостачання, тому споживачі мають власні колодязі, звідки й береться вода для власних потреб. Підігрів води здійснюється на газових плитах або від електричних водонагрівачів.

В першому районі в двоповерхових житлових будинках газ використовується для приготування їжі на газових плитах ПГ-4, отримання гарячої води ВПГ. Опалення будинків місцеве. Для цього передбачається встановлення в кожній квартирі одно або двофункційоного газового котла.

В селищі міського типу розташовані наступні промислові об’єкти: фермерське господарство, теплова потужність якого – 0,05 МВт; цегельний завод потужністю 0,8 МВт; ферма ВРХ – 0,6 МВт; АВБ – 0,6 МВт; тракторна бригада – 0,4 МВт; авторемонтна майстерня – 0,55 МВт; цех по переробці яблук – 0,3 МВт. Також визначаю витрати газу на потреби тваринництва в індивідуальному секторі, де утримується 278 голів корів та 1000 голів свиней на відгодівлі.

1.3 Основні технічні характеристики встановлених газових приладів

**1.3.1 Технічна характеристика побутової газової плити**

Побутова газова чотирьохпальникова плита«NORD» з духовою шафою призначена для приготування їжі. Плита виконана у вигляді тумби з вбудованою духовою шафою. Має стіл обладнаний 4-ма пальниками, решіткою і кришкою.

Плита може працювати на природному газі з номінальним тиском 1274Па і номінальною теплотою згорання 8500 ± 425 кКал/ год.

Діаметр сопла в мм:

а) сопла пальника столу для природного газу:

3×1,20 мм

1×0,70 мм

б) сопла пальника духової шафи для природного газу: 1,60 мм

Розміри плити :

висота 850±5 мм

ширина 500±5 мм

глибина 550±5 мм

Приєднувальні розміри:

а) висота від підлоги до осі приєднувальної частини 770 мм

б) розмір приєднувального газопроводу 1/2"

Коефіцієнт корисної дії пальників не менше 57%

Вага плити: 42 кг

* + 1. **Технічна характеристика лічильника**

Лічильники газу типу GFLLUS 2000 – U призначений для вимірювання обсягу природного газу по ГОСТ 5542. Лічильники можуть використовуватися також для комерційного обліку газу в комунально-побутовій сфері та при контролі за технологічними процесами.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Типорозмір лічильника | G-1.6 | G-2.5 | G-4 |
| Qmax = м3/год | 2.5 | 4.0 | 6.0 |
| Qmin = м3/год | 0,016 | 0,-25 | 0,04 |

* Межі допустимої відносної похибки лічильників складають (в діапазонах об’ємних витрат):

від Qmin до 2Qmax - ±3,0%

від Qmin до Qmax  - ±2,0%

* ємність відлікового пристрою – 99999,9м3;
* ціна поділу ролику молодшого розряду відлікового пристрою – 0,2дм3 ;
* поріг чутливості – 1дм3/год;
* максимальний робочий тиск – 0,5 бар;
* робочий діапазон температур – від -20оС до +60оС;
* повний середній срок служби – 40 років;
* габаритні розміри – 190х156х210мм;
* маса – 1,45кг.

### 

### Технічна характеристика котла «Данко –…»

Для опалення житлових будинків передбачається встановлення однофункційних газових котлів . в основному – газові котли українських заводів виробників. Приводиться технічні характеристики котла" Данко…"

1.Вид газу Природний ГОСТ 5542

2.Номінальний тиск газу, Па (мм вод. ст.) + 100(10) 1274(130)

Макс. тиск газу, Па (мм вод. Ст.) 1764(180)

3.Номінальна теплопродуктивність, кВт +/-10% 18

4.Температура води на виході з котла, не більше °С 90

5.Діапазон регулювання температури на виході з35-90

6.Коефіцієнт корисної дії, % 92

7.Робочий тиск води в системі теплопостачання, 0,1

8.номін. витрата газу, м3/год. +/- 1,1

9.Розрідж. за котлом, Па, не більше 25

10.Температура продуктів згоряння, °С, не менше 110

12.Діаметри приєднувальних патрубків (умовний прохід) мм

- до системи газопостачання 15

- до системи теплопостачання 50

- до системи гарячого водопостачання -

- до димоходу 110

# 2 Розрахунково-технічна частина

2.1 Розрахунок газопостачання

**2.2.1 Визначення кількості жителів**

Витрати газу на комунально-побутові та теплофікаційні потреби

смт. Краснопілля залежать від кількості жителів. Їх кількість може бути визначена по даним статистичного обліку. Якщо їх кількість невідома, то її визначаю окремо для кожного з районів населеного пункту згідно формули

, (2.1)

Загальну площу житлових будинків Fж, м2, визначаю за формулою

, (2.2)

Приводжу приклад розрахунку для першого району:

Fж = 8 ⋅ 3300 = 26400 м2

N = 26400 : 21 = 1257 осіб

Аналогічно розраховую для другого району і результати розрахунку записую в таблицю (дивись таблицю 2.1).

**Таблиця 2.1-Кількість жителів**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Район | Площа житлової забудови  Fз, га | Густина житлового фонду  В, м2/га | Норма забезпеченості загальною площею  f, м2/чол | Загальна площа житлових будинків  Fж, м2 | Кількість жителів  N, осіб |
| І  ІІ | 8  25 | 3300  500 | 21  18 | 26400  12500 | 1257  694 |

Загальна кількість жителів села складає 1951 особа.

**2.2.2 Витрати газу на комунально-побутові потреби**

Витрата газу на комунально-побутові потреби складає 10-15% загальних витрат газу в населеному пункті. До комунально-побутових споживачів належать квартири житлових будинків, лікувальні заклади, підприємства побутового обслуговування та хлібозаводи.

Річна витрата газу на комунально-побутові потреби Vрк-п, м³/рік, визначається в залежності від кількості споживачів, норм витрати теплоти з урахуванням ступеню забезпеченості газопостачанням комунально-побутових потреб населенням за формулою

****,(2.3)

Витрати газу на потреби підприємств торгівлі, побутового обслуговування населення невиробничого характеру необхідно приймати в розмірі 5% від витрат газу житловими будинками.

Для житлових будинків першого району:

Vрк-п = (1257 ⋅ 1 ⋅ 1 ⋅ 8000) : 39 ⋅ 10-6 = 0,258 млн. м3 / рік

Розрахунки веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.2)

**Таблиця 2.2 - Річні витрати газу на комунально-побутові потреби**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Споживач послуг | Розрахун-кові одиниці | Норма витрати теплоти, qн,  мДж/рік | Розрахун-кова кількість послуг, S | Ступінь за-безпечен-ня, Х,% | Кількість споживачів, N, осіб | Річна витрата газу, , млн. м3/рік |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* |
| 1.Житлові  будинки:  І район | 1 житель | 8000 | 1 | 1 | 1257 | 0,258 |
| ІІ район | 1 житель | 4600 | 1 | 1 | 649 | 0,076 |
| 2. Тваринництво  - корови | 1 тварина | 8620 | 1 | 1 | 278 | 0,061 |
| - свині | 1 тварина | 4620 | 1 | 1 | 1000 | 0,118 |
| 3. Лазня | 1 помивка | 53 | 50 | 0,56 | 53368 | 0,073 |
| 4. Хлібозавод | 1т.виробів | 2500 | 0,22 | 0,58 | 2763700 | 0,016 |
| 5. Лікарня | 1ліжко | 3200 | 0,012 | 0,99 | 22,64 | 0,002 |
| 6. Підприємства громадського харчування | 1 обід | 4,2 | 90 | 0,60 | 102924 | 0,011 |
| 7. Невеликі к-п підприємства | 5% від витрати газу житловими будинками | | | | | 0,013  0,004 |
| ВСЬОГО |  |  |  |  |  | 0,632 |

Сумарні річні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту складають Vр к-п =0,632 млн. м³/рік .

Максимальну годинну витрату газу Vгодк-п, м³/год, визначаю як частку річної витрати за формулою

Vгодк-п =Vрк-п ∙ Kmax ∙ 10 6 ,(2.4)

Vгодк-п  = 0,351 · (1/2000) · 106 = 175,5 м3/год

Розрахунок веду у формі таблиці (дивись таблицю 2.3)

**Таблиця 2.3 – Годинні витрати газу на комунально-побутові потреби**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Споживач послуг | Річна витрата газу, , млн. м3/рік | Коефіцієнт годинного максимуму, Кmax, рік/год. | Кількість споживачів, N, осіб | Годинна витрата газу, , млн. м3/год. |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* |
| І та ІІ житлові мікрорайони і невеликі к-п підприємства | 0,351 | 1/2000 | 1906 | 175,5 |
| Індивідуальне тваринництво | 0,176 | 1/1800 | 1278 | 97,78 |
| Лазня | 0,073 | 1/2700 | - | 27,04 |
| Хлібозавод | 0,016 | 1/6000 | - | 2,67 |
| Лікарня | 0,002 | 1/2000 | 1906 | 1 |
| Підприємства громадського харчування | 0,011 | 1/2000 | - | 5,5 |
| Всього |  |  |  | 309,49 |

Сумарні годинні витрати газу на комунально-побутові потреби населеного пункту становлять Vгодк-п =309,49 м³/год.

* + 1. **Витрати газу на потреби теплопостачання**

Для забезпечення теплопостачання індивідуальних житлових будинків та дрібних комунально-побутових споживачів пропоную використовувати малогабаритні опалювальні котли. По причині відсутності теплотехнічних характеристик житлової забудови та дрібних комунально-побутових споживачів, розрахункові годинні витрати газу визначаю по укрупненим показникам за формулою

=3600 ∙ [1 + К ∙ (1 + К1)] ∙ , (2.5)

=3600 ⋅ [1 + 0,25 ⋅ (1 + 0,4)] ⋅ = 729 м3/год

Річну витрату газу на потреби теплопостачання, ****, млн. м ³/рік, визначаю за формулою

**=**mов∙∙10-6,(2.6)

Значення mов знаходжу по формулі

mов =n0[24**],** (2.7)

Z – кількість годин роботи систем вентиляції (приймаю 8год/добу),

mов =195⋅[24**]=**

**=**2501,85діб/рік

= 2501,85 ∙729∙10-6 = 1,82 млн. м3/рік

Розрахунок веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.4).

**Таблиця 2.4 - Витрати газу на потреби теплопостачання**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Район | Загальна площа, Fж, м2 | К-сть жителів, N,чол. | Тепловий потік на опалення, qо, Вт/м2 | Коефіцієнт, mов | Витрати газу | |
| Годинна, м3/год. | Річна, млн. м3/рік. |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* |
| 1 | 26400 | 1257 | 173 | 2501,85 | 729 | 1,82 |
| 2 | 12500 | 694 | 173 | 2501,85 | 335,3 | 0,84 |
|  |  |  |  |  | Σ=1064,3 | Σ=2,66 |

Витрати газу на місцеве теплопостачання складуть: годинні -1064,3 м3/год., річні - 2,66 млн. м3/рік

**2.2.4 Витрати газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств**

Кількість газу, спожитого промисловими підприємствами, знаходяться на основі теплотехнічних характеристик встановленого обладнання, яке забезпечує технологічні процеси і опалювально-вентиляційні потреби. Годинну витрату газу визначаю окремо Vгод , м³/год, для кожного із промислових підприємств по формулі

**,** (2.8)

****

Річні витрати газу на потреби промислових підприємств, , млн. м³/рік, визначаю по формулі **,** (2.9)

****

Результати розрахунку годинної та річної витрати газу зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.5)

**Таблиця 2.5 - Витрата газу на потреби промислових і сільськогосподарських підприємств**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Назва підприємства | Потужність встановленого обладнання, QΣ, мВт | Коефіцієнт годинного максимуму, Кmax | Витрати газу | |
| Годинна, м3/год. | Річна, млн. м3/рік |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| АВБ | 0,6 | 1/4860 | 92,31 | 0,45 |
| Фермерське господарство | 0,05 | 1/4860 | 7,69 | 0,04 |
| Ферма ВРХ | 0,6 | 1/4860 | 92,3 | 0,45 |

**Продовження таблиці 2.5**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Цегельний завод | 0,8 | 1/5900 | 123,08 | 1,04 |
| Цех по переробці сої | 0,3 | 1/5700 | 46,15 | 0,26 |
| Тракторна бригада | 0,4 | 1/4860 | 61,54 | 0,30 |
| Авторемонтна майстерня | 0,55 | 1/2700 | 84,62 | 0,23 |
| Котельня | 0,4 | - | 61,54 | - |
| Всього |  |  | 569,23 | 2,46 |

**2.2.5 Розрахункові витрати** За результатами розрахунків витрат газу різними категоріями споживачів, з урахуванням рекомендацій по підключенню споживачів до газових мереж, складаю зведену таблицю розрахункових витрат газу. На основі даних визначаю навантаження на мережі низького і середнього тисків, а також ГРП. Розрахунки веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.6).

**Таблиця 2.6 – Зведена таблиця розрахункових витрат газу**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Споживач послуг | Розрахункові витрати газу, м3/год. | | |
| Загальні | Середнього тиску | Низького тиску |
| 1. Житлові будинки і невеликі комунально-побутові підприємства та тваринництво 2. **Великі комунально-побутові підприємства**:  * лазня * хлібозавод * лікарня * підприємства громадського харчування  1. **Джерела теплопостачання**:  * місцеве  1. **Промислові підприємства**:  * Цегельний завод * Ферма ВРХ * Авторемонтна майстерня * АВБ * Тракторна бригада * Фермерське господарство * Цех по переробці сої * Котельня * **Всього** | 273,28  27,04  2,67  1  5,5  1064,3  123,08  92,3  84,62  92,31  61,54  7,69  46,15  61,54  **1943,02** | -  -  -  -  -  -  123,08  92,3  84,62  92,31  61,54  -  -  61,54  **515,39** | 273,28  27,04  2,67  1  5,5  1064,3  -  -  -  -  -  7,69  46,15  -  **1427,63** |

Розрахункове навантаження на розподільчі мережі смт. Краснопілля Сумської області складають 1943,02 м3/год, мережу середнього тиску – 515,39 м3/год, низького тиску - 1427,63 м3/год

* 1. Система газопостачання

**2.3.1 Обґрунтування системи газопостачання та регулятора тиску**

Забудова території смт. Краснопілля Сумської області найбільш сприятлива для проєктування змішаної системи газопостачання. Проєктом передбачена двохступенева система газопостачання.

Перша ступінь – газопроводи середнього тиску, друга ступінь – газопроводи низького тиску

Для даного об'єкту економічно доцільне проєктування змішаної схеми газопостачання: мережу середнього тиску - тупіковою, так як це зменшує металоємкість конструкції, низького тиску - кільцевими, щоб забезпечити високу надійність роботи. Джерелом газопостачання служить ГРС.

Всі зовнішні газопроводи прокладаю підземним способом на глибині не менше 1 м, використовуючи сталеві труби різних діаметрів.

Зв'язок між газопроводами різних тисків, які входять в систему газопостачання населеного пункту, передбачаю через газорегуляторні пункти.

В даному проєкті передбачається застосування шафового газорегуляторного пункту «Європрилад» Технічна характеристика пункту приведена в таблиці (дивись таблицю 2.7)

Пропонується розмістити ШРПБ в зеленій зоні. При цьому повинні бути враховані вимоги ДБН В.2.5-20-2001.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип  ШРП | Тип регулятора | Пропускна здатністьQ м3/год при Рвх МПа | | | | | Ду, мм | | Вихід  ний тиск, кПа |
| min | 0,1 | 0,3 | 0,6 | 1,2 | вхід | вихід |
| ШРПБ-1Б-6500 | РДГ-50Н | 398 | 900 | 1816 | 3178 | 6500 | 50 | 80 | 1-60 |

**Таблиця 2.7 Технічна характеристика шафового ГРП пункту.**

Шафові газорегуляторні пункти призначені для зниження (редукування) високого або середнього тиску на низький або середній, автоматичного підтримання вихідного тиску на заданому рівні незалежно від змін витрати і вхідного тиску, скидання газу в атмосферу і автоматичного відключення подачі газу при

аварійному підвищенні чи пониженні тиску зверх допустимих заданих значень. ШРПБ розраховані на стійкий режим роботи при температурі навколишнього середовища від мінус 30°С до +60°С, обладнано системою опалення і освітлення..

2.4 Гідравлічний розрахунок газопроводів

**2.4.1 Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску**

Мета розрахунку – визначення діаметрів труб для проходження необхідної кількості газу при допустимих втратах тиску, або навпаки – знаходження втрат тиску при транспортуванні необхідної кількості газу по трубам існуючого діаметру.

Джерелом газопостачання мереж середнього тиску є магістральний газопровід. Гідравлічний режим роботи газопроводів призначаю, виходячи з умов максимального використання розрахункового перепаду тиску. Розрахунок розподільчих мереж виконують у наступній послідовності:

1. Накреслюю розрахункову схему газопроводів на яку наношу:

а) місце розташування ГРС, зосереджених споживачів з вказівкою їх шифрів і навантажень (годинна витрата газу);

б) схему газопроводів середнього тиску з поділом на ділянки. Нумерацію вузлів виконую, починаючи від джерела газопостачання до найбільш віддаленого споживача;

в) розрахункові витрати газу та геометричні довжини ділянок.

В розрахункових схемах витрати газу спочатку наношу на відгалуження до кожного окремого споживача. На магістральних ділянках мережі витрати газу визначаю у вигляді суми витрат для всіх відгалужень, починаючи з самого віддаленого від ГРС споживача.

1. Визначаю питому різницю квадратів тиску для головної магістралі А (кПа)²/м, по формулі

 , (2.10)

1. Орієнтуючись на різницю квадратів тиску по номограмі в залежності від витрати газу на ділянці та її довжини, підбираю діаметр газопроводу, уточнюю дійсне значення величини ΔP².

Значення тиску в кінці ділянки визначаю по формулі

Рк = **,** (2.11)

Отриманий тиск є початковим для наступної, за напрямком руху газу, ділянки.

Нев’язка тисків у найбільш віддаленого споживача не повинна перевищувати 10%.

При ув’язуванні відгалужень у вузлових точках попередньо визначаю тиск газу, а потім знаходжу питому різницю квадратів тиску для даного відгалуження.

1. Нев’язка тисків у вузлових точках повинна бути не більше 10%.

Початковий тиск прийняв 400 кПа згідно завдання.

Результати розрахунків зводжу в таблицю 2.8.

**Таблиця 2.8 – Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього тиску**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянки | | V1 ,  м3/год | L g,  М | Lр,  м | | А,  кПа2/м | | | А· Lр,  кПа2 | | | d3 x S,  мм | ∆Р2,  кПа2 | | Рn,  кПа | | | Рк,  кПа |
| Поч. | Кін. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | | 6 | | | 7 | | | 8 | 9 | | 10 | | 11 | |
| Магістраль 1 – 2 – 3 – 4 – 5 – 6 – 7 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1  2  3  4  5  6 | 2  3  4  5  6  7 | 1943,02  1858,4  1796,86  369,23  184,62  123,08 | 300  330  170  30  140  200 | 330  363  187  33  154  220 | | 93,2  93,2  93,2  93,2  93,2  93,2 | | | | | 30756  33831,6  17428  3075,6  14352,8  20504 | 110х10,0110х10,0110х10,0  63х5,8  40х3,6  40х3,6 | 30000  31000  18000  2900  20000  12000 | | 400  360  314  283  277  238 | | | 360  314  283  277  238  211 |
|  |
| кПа 2/м α% | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Магістраль 5-8-9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 5 | 8 | 184,61 | 130 | | 143 | | 90,2 | | | 12904 | | 40х3,6 | 19000 | 277 | | 240 | | |
| 8 | 9 | 92,31 | 240 | | 264 | | 90,2 | | | 23812 | | 40х3,6 | 12000 | 240 | | 213 | | |
| кПа 2/м | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Відгалуження | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | 14 | 84,62 | 170 | | 187 | | | 479 | | 89573 | | 32х3,0 | 25000 | 360 | | 323 | | |
| 3 | 13 | 61,54 | 310 | | 341 | | | 187 | | 58718 | | 32х3,0 | 58000 | 314 | | 201 | | |
| 4 | 11 | 1427,63 | 140 | | 154 | | | 2603 | | 40086 | | 50х4,6 | 25000 | 283 | | 234 | | |
| 8 | 10 | 92,3 | 280 | | 308 | | | 57,1 | | 17586 | | 40х3,6 | 14000 | 240 | | 241 | | |

**2.4.2 Газопроводи низького тиску**

Згідно вимог сумарна втрата тиску від ГРП до найбільш віддаленого приладу не повинна перевищувати 1800 Па. Манометричний тиск у газопроводі після ГРП як правило приймається 3000 Па, [1]. Гідравлічний розрахунок виконую методом питомих втрат тиску на тертя в наступній послідовності. Накреслюю розрахункову схему, на якій нумерую вузлові точки, проставляю напрямок руху газу і довжини ділянок. Спочатку знаходжу шляхові витрати газу на ділянках мереж Vш, м3/год, згідно формули

Vш= Lпр**∙,** (2.12)

Приведену довжину ділянки Lпрі, м, визначаю за формулою

Lпр= Lг∙Ке∙Кз ,(2.13)

Питому витрату газу Vп, визначаю за формулою ,(2.14)

Vn= = 0,332м3/год;

Lпр=160 · 1 · 0,5= 80 м;

Vшл=80 · 0,215= 26,56 м3/год;

Розрахунки веду в формі таблиці (дивись таблицю 2.9).

**Таблиця 2.9 – Шляхові витрати газу**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянки | | Геометрична довжина, Lg, м | Коефіцієнт | | Приведена довжина, Lпр, м | Шляхова витрата газу, Vш, м3/год |
| Поч. | Кін. | Поверхо-вості, Ке | Забудови, Кз |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* |
| 2 | 1 | 160 | 1 | 0,5 | 80 | 26,25 |
| 2 | 3 | 230 | 1 | 1 | 230 | 76,36 |
| 22 | 2 | 40 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 4 | 190 | 1 | 1 | 190 | 63,08 |
| 6 | 5 | 140 | 1 | 1 | 140 | 46,48 |
| 7 | 6 | 160 | 1 | 1 | 160 | 53,12 |
| 8 | 7 | 126 | 1 | 1 | 126 | 41,832 |
| 8 | 9 | 140 | 1 | 1 | 140 | 46,48 |
| 9 | 10 | 250 | 1 | 1 | 250 | 83 |
| 10 | 11 | 280 | 1 | 1 | 280 | 92,96 |
| 12 | 10 | 170 | 1 | 1 | 170 | 56,44 |
| 12 | 13 | 120 | 1 | 0,5 | 60 | 19,92 |
| 13 | 14 | 210 | 1 | 0,5 | 105 | 34,86 |
| 15 | 14 | 100 | 1 | 0,5 | 50 | 16,6 |
| 12 | 15 | 220 | 1 | 1 | 220 | 73,04 |
| 16 | 15 | 360 | 1 | 0,5 | 180 | 59,76 |
| 17 | 16 | 290 | 1 | 0,5 | 145 | 48,14 |
| 18 | 17 | 110 | 1 | 0,5 | 55 | 18,26 |
| 18 | 19 | 200 | 1 | 1 | 200 | 66,4 |
| 20 | 18 | 160 | 1 | 1 | 160 | 53,12 |
| 20 | 21 | 130 | 1 | 1 | 130 | 43,16 |
| 21 | 22 | 190 | 1 | 1 | 190 | 63,08 |
| 21 | 29 | 60 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 28 | 5 | 60 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 29 | 28 | 90 | 1 | 90 | 90 | 29,88 |
| 20 | 6 | 210 | 1 | 210 | 210 | 69,72 |
| 23 | 7 | 220 | 1 | 110 | 110 | 36,52 |
| 24 | 8 | 206 | 1 | 103 | 103 | 34,196 |
| 27 | 9 | 52 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 26 | 27 | 90 | 1 | 90 | 90 | 28,88 |
| 25 | 26 | 60 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 20 | 100 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | 23 | 88 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 30 | 24 | 30 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 25 | 170 | 1 | 1 | 170 | 56,44 |
| 25 | 12 | 270 | 1 | 1 | 270 | 88,64 |
| 31 | 30 | 20 | 1 | 0 | 0 | 0 |
| **Всього** |  |  |  |  | **4304** | **1426,928** |

Вузлові витрати газу

Поняття вузлової витрати газу вводиться для полегшення обчислення розрахункових витрат газу. При цьому припускається, що в системі відбір газу відбувається лише у вузлах. Визначаю вузлові витрати газу Vj, м3/год, по формулі

**,** (2.15)

V1 = 0,5 (V2-1) = 0,5· 26,56= 13,28

V2 = 0,5 (V21-22 + V2-3 + V2-1) = 0,5(63,08 + 76,36 + 26,56) = 83 м3/год

V3 =0,5 (V2-3) = 0,5·76,36 = 35,18 м3/год

V4 = 0,5 (V5-4) = 0,5 ·63,08= 31,54 м3/год

V5 = 0,5 (V28-5+V5-4 + V5-6) = 0,5(0 + 63,08 + 46,48) = 51,78 м3/год

V6 = 0,5 (V5-6 + V20-6+ V7-6) = 0,5(46,48 + 69,72 + 53,12)= 84,66 м3/год

V7 = 0,5 (V7 **-**6+ V23-7+ V8-7) = 0,5(53,12 + 36,52 + 41,832) = 65,736 м3/год

V8 = 0,5 (V8-7+ V24-8 + V8-9) = 0,5(41,832 + 34,196 + 46,48) = 61,254 м3/год

V9 = 0,5 (V8-9+ V27-9 + V9-10) = 0,5(46,48 + 0 + 83) = 62,74 м3/год

V10 = 0,5 (V9 -10 + V12-10 + V10-11) = 0,5(83 + 56,44 + 92,96) = 113,2 м3/год

V11 = 0,5 (V10-11)= 0,5·92,96= 45,48 м3/год

V12 = 0,5 (V25-12 + V12-10+ V12-13+ V12-15) = 0,5(88,64 + 56,44+19,92+73,04) = =115,02 м3/год

V13 = 0,5 (V12-13 + V13-14) = 0,5(19,92 + 34,86) = 27,39 м3/год

V14 = 0,5 (V13 -14 +V15 -14)= 0,5(34,86 + 16,6) = 25,73м3/год

V15 = 0,5 (V15-14 + V12-15 + V16-15) = 0,5(16,6 + 73,04 + 59,76) = 71,2м3/год

V16 = 0,5(V16-15 + V17-16) = 0,5(59,76 + 48,14) = 25,95 м3/год

V17 = 0,5(V17-16 + V18-17)= 0,5(48,14 + 18,26) = 33,2м3/год

V18 = 0,5(V18-17+ V18-19+ V20-18) = 0,5(18,26+66,4+53,12) = 66,89 м3/год

V19 = 0,5(V18-19) = 0,5(66,4) = 31,2 м3/год

V20 = 0,5(V20-18+ V23-20+ V20-6+ V20-21) = 0,5(53,12+0+69,72+43,16) = 81 м3/год

V21 = 0,5(V20 -12+ V21-29+ V21-22) = 0,5(43,16+0+63,08) = 52,12м3/год

V22 = 0,5(V21-22 + V22-2) = 0,5(63,08+0) = 31,54 м3/год

V23 = 0,5(V30-23+ V23-20+ V2-7) = 0,5(0+0+36,52) = 18,26м3/год

V24 = 0,5(V30 -24+ V24-8+ V24-25) = 0,5(0+34,196+56,44) = 45,318м3/год

V25 = 0,5(V24 -25+ V25-12+ V25-26) = 0,5(56,44+88,64+0) = 71,54м3/год

V26 = 0,5(V25-26 + V26-27) = 0,5(0+28,88) = 14,44 м3/год

V27 = 0,5(V26-27 + V27-9) = 0,5(28,88+0) = 14,44 м3/год

V28 = 0,5(V29-28 + V28-5) = 0,5(29,88+0) = 14,94м3/год

V29 = 0,5(V21-29 + V29-28) = 0,5(0+29,88) = 14,94 м3/год

V30 = 0,5(V31 -30+ V30-23+ V30-24) = 0,5(0+0+0) = 0/год

V31 = 0,5(V31-30) = 0,5(0) = 0 м3/год

Сума вузлових витрат дорівнює навантаженню на ГРП±5 м3/год згідно [1]:

ΣVj =Vгрп.= 1429,97 м3/год

Розрахункові витрати газу

Визначаю розрахункові годинні витрати газу на ділянках, використовуючи перший закон Кірхгофа, який стосовно газових мереж, можна сформулювати таким чином: кількість газу, який відбирається у вузлі з урахуванням вузлової витрати, повинно забезпечуватись рівною кількістю газу, що надходить в даний вузол. Мінімальне значення розрахункової витрати газу на ділянці повинно бути не менше половини шляхової витрати. Визначення розрахункових витрат Vi, м3/год, розпочинаю з найбільш віддалених від ГРП вузлів за формулою

, (2.16)

Вузол 1: V2-1 = V1 = 13,28 м3/год

Вузол 3: V2-3= V3 = 35,18 м3/год;

Вузол 2: V22-2= V2-3+V2-1+ V2 = 35,18+13,28+83=131,46м3/год;

Вузол 4: V5-4 =V4 = 31,54 м3/год;

Вузол 22: V21-22 = V22-2 + V22 = 131,46 + 31,54 =163м3/год;

Вузол 5: V6-5+ V28-5 = V5-4 + V5= 31,54+51,78 м3/год;

V28-5 = 25,25 м3/год V6-5 = 58,075 м3/год

Вузол 28: V29-28 = V28-5 + V28 = 25,25 + 14,94 = 40,19 м3/год;

Вузол 6: V7-6+ V20-6 = V6-5 + V6 = 58,075 + 84,66 = 142,735 м3/год;

V7-6 = 62,059 м3/год V20-6 = 80,677 м3/год

Вузол 7: V8-7+ V23-7 = V7-6+ V7 = 62,059+65,736=127,795 м3/год;

V8-7=47,331 м3/год V23-7 =80,463 м3/год;

Вузол 11: V10-11=V11=45,48м3/год;

Вузол 10: V9-10 + V12-10 = V10-11 + V10 = 45,48 + 113,2 = 158,68 м3/год;

V12-10 = 63,472 м3/год V9-10 = 95,208 м3/год

Вузол 9: V27-9+ V8-9 = V9-10 + V9 = 95,208 + 62,74 = 157,948 м3/год;

V27-9=42,689 м3/год V8-9 =115,260 м3/год;

Вузол 8: V24-8 = V 8-7 + V 8-9 +V8 = 47,331+115,260+61,254=223,845 м3/год;

Вузол14: V13-14+ V15-14 = V14 = 25,73 м3/год;

V13-14=17,73 м3/год V15-14 =8,3 м3/год;

Вузол 13: V12-13 = V13-14+ V13 = 17,43+27,39=44,82 м3/год;

Вузол 15: V12-15 +V16-15 =V15-14 +V15 = 8,3 + 71,2 =79,5 м3/год;

V12-15=30,577 м3/год V16-15 =48,923 м3/год;

Вузол 12: V25-12 = V12-10 + V12-13 + V12-15 +V12 = 63,472+44,82+30,577+115,02 =

=253,889м3/год;

Вузол 16: V17 -16 = V16-15 + V16 = 48,923 + 52,95 = 101,873 м3/год;

Вузол 17: V18 -17 = V17-16+ V17 = 101,873 + 33,2 = 135,073 м3/год;

Вузол 19: V18-19=V19=31,2м3/год;

Вузол 18: V20-18 = V18-19 + V18-17 + V18 = 31,2 +135,073 + 66,89 = 233,163м3/год;

Вузол 28: V29-28 = V28-5 + V28 = 25,25 + 14,94 = 40,19 м3/год

Вузол 29: V21-29 = V29-28 + V29 = 40,19 + 14,94 = 55,13 м3/год

Вузол 21: V20-21 = V 21-29 + V 21-22 +V21 = 55,13+163+52,12=270,25 м3/год;

Вузол 20: V23-2 0= V 20-6 + V 20-21 + V 20-18 +V20 =

=80,677+270,25+233,163+81=665,09 м3/год;

Вузол 23: V30-23 = V23-7 + V23-20 + V23 = 80,463 + 665,09+18,26 = 763,813 м3/год

Вузол 27: V26-27 = V27-9+ V27 = 42,689 + 14,44 = 57,129 м3/год

Вузол 26: V25-26 = V26-27+ V26 = 57,129 + 14,44 = 71,569 м3/год

Вузол 25: V24-25 = V 25-12 + V 25-26 +V25 = 253,889+71,569+71,54=396,998 м3/год;

Вузол 24: V30-24 = V24-8 + V 24-25 +V24 = 223,845+396,998+46,318=667,161м3/год;

Вузол 30: V31-30 = V 30-24 + V 30-23 +V30 = 667,161+763,813+0=1430,947 м3/год;

Результати гідравлічного розрахунку газопроводів низького тиску зводжу в таблицю (дивись таблицю 2.10.)

**Таблиця 2.10 – Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Ділянки | | V1 ,  м3/год | L g,  М | Lр,  М | d3 x S,  мм | R,  Па/м | ∆Р,  Па | Рn,  Па | Рк,  Па |
| Поч. | Кін. |
| Головна магістраль 31 – 30 – 23 – 20 – 29 – 28 – 5 | | | | | | | | | |
| 31 | 30 | 1430,947 | 20 | 22 | 280х15,9 | 1,9 | 41,8 | 3000 | 2958,2 |
| 30 | 23 | 763,813 | 90 | 99 | 200х11,4 | 2,2 | 217,8 | 2958,2 | 2740,4 |
| 23 | 20 | 665,09 | 100 | 110 | 200х11,4 | 2,0 | 220 | 2740,04 | 2520,4 |
| 20 | 21 | 270,25 | 130 | 143 | 140х4,0 | 2,2 | 314,6 | 2520,4 | 2205,8 |
| 21 | 29 | 55,13 | 60 | 66 | 90х5,2 | 1,2 | 79,2 | 2205,8 | 2126,6 |
| 29 | 28 | 40,16 | 60 | 66 | 75х4,3 | 1,9 | 125,4 | 2126,6 | 2001,2 |
| 28 | 5 | 25,25 | 8 | 88 | 50х2,9 | 2,2 | 193,6 | 2001,2 | 1807,6 |
| R1 =Па/м *α1* = 0,4% | | | | | | | | | |
| Магістраль 30 – 24 – 25 – 26 – 27 – 9 – 10 – 11 | | | | | | | | | |
| 30 | 24 | 667,161 | 34 | 37,4 | 250х14,2 | 1,1 | 41,14 | 2958,2 | 2917,06 |
| 24 | 25 | 396,998 | 170 | 187 | 180х10,3 | 1,2 | 224,4 | 2917,06 | 2692,66 |
| 25 | 26 | 95,208 | 60 | 66 | 110х6,3 | 0,9 | 59,4 | 2692,66 | 2633,26 |
| 26 | 27 | 71,569 | 90 | 99 | 90х5,2 | 1,3 | 128,7 | 2633,26 | 2504,56 |
| 27 | 9 | 51,129 | 52 | 57,2 | 90х5,2 | 1,5 |  | 2504,56 | 2418,76 |
| 9 | 10 | 42,689 | 250 | 275 | 90х5,2 | 1,2 | 2418,76 | 2088,76 |
| 10 | 11 | 45,48 | 280 | 308 | 75х4,3 | 0,9 | 277,2 | 2088,76 | 1811,56 |
| R2 = 1,1Па/м | | | | | | | | | |
| Магістраль 24 – 8 – 7 – 6 – 5 | | | | | | | | | |
| 24 | 8 | 223,845 | 206 | 226,6 | 140х8,0 | 0,7 | 158,62 | 2917,06 | 2758,44 |
| 8 | 7 | 62,059 | 126 | 138,6 | 90х5,2 | 1,2 | 166,32 | 2758,44 | 2592,12 |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | |
| 7 | 6 | 58,075 | 160 | 176 | 90х5,2 | 1,7 | 302,6 | 2592,12 | 2289,52 | |
| 6 | 5 | 47,331 | 140 | 154 | 75х4,3 | 2,8 | 431,2 | 2289,52 | 1858,32 | |
| R3 = = 1,6Па/м | | | | | | | | | | |
| Магістраль 21 – 22 – 2 – 3 | | | | | | | | | | |
| 21 | 22 | 163 | 190 | 209 | 160х9,1 | 0,4 | 83,6 | 2205,8 | 2122,2 | |
| 22 | 2 | 131,46 | 40 | 44 | 140х8,0 | 0,7 | 30,8 | 2122,2 | 2091,4 | |
| 2 | 3 | 35,18 | 230 | 253 | 75х4,3 | 1,1 | 278,3 | 2091,4 | 1813,1 | |
| R4 = = 0,8Па/м | | | | | | | | | | |
| Магістраль 20 – 18 – 17 – 16 – 15 – 14 | | | | | | | | | | |
| 20 | 18 | 233,163 | 160 | 176 | 160х9,1 | 0,5 | 88 | 2520,4 | 2432,4 | |
| 18 | 17 | 135,073 | 110 | 121 | 140х8,0 | 0,6 | 72,6 | 2432,4 | 2359,8 | |
| 17 | 16 | 101,873 | 290 | 319 | 125х7,1 | 0,7 | 223,3 | 2359,8 | 2133,5 |
| 16 | 15 | 48,923 | 360 | 396 | 110х6,3 | 0,3 | 118,8 | 2133,5 | 2014,7 |
| 15 | 14 | 8,3 | 100 | 110 | 50х2,9 | 0,9 | 99 | 2014,7 | 1915,7 |

**Продовження таблиці 2.10**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| R5 = = 0,6 Па/м | | | | | | | | | |
| 25 | 12 | 253,889 | 270 | 297 | 160х9,1 | 1,2 | 356,4 | 2692,66 | 2336,26 |
| 12 | 10 | 63,472 | 170 | 287 | 90х5,2 | 1,9 | 355,3 | 2336,26 | 1980,96 |
| R6 = = 1,8 Па/м | | | | | | | | | |
| Магістраль 12 – 13 – 14 | | | | | | | | | |
| 12 | 13 | 44,82 | 120 | 132 | 90х5,2 | 0,7 | 92,4 | 2336,26 | 2243,86 |
| 13 | 14 | 17,43 | 210 | 231 | 50х9,2 | 1,8 | 415,8 | 2243,86 | 1828,06 |
| R7 =  = 1,4 Па/м | | | | | | | | | |
| Відгалудження | | | | | | | | | |
| 5 | 4 | 31,54 | 190 | 209 | 63х3,6 | 2,1 | 438,9 | 2289,52 | 1850,62 |
| R8 =  = 2,3 Па/м | | | | | | | | | |
| 2 | 11 | 13,28 | 160 | 176 | 50х2,9 | 1,6 | 281,6 | 2091,4 | 1809,8 |
| R9 =  = 1,6 Па/м | | | | | | | | | |
| 20 | 6 | 80,677 | 21 | 231 | 90х5,2 | 3,1 | 716,1 | 2520,4 | 1804,3 |
| R10 =  = 3,1 Па/м | | | | | | | | | |
| 23 | 7 | 80,463 | 220 | 242 | 90х5,2 | 3,8 | 919,6 | 2740,4 | 1820,8 |
| R11 = =3,8 Па/м | | | | | | | | | |
| 8 | 9 | 115,260 | 140 | 154 | 90х5,2 | 4,9 | 754,6 | 2758,44 | 2003,84 |
| R12 =  = 6,2 Па/м | | | | | | | | | | |
| 12 | 15 | 30,577 | 220 | 242 | 63х3,6 | 2,2 | 532,4 | 2336,26 | 1803,86 | |
| R13 =  = 2,2 Па/м | | | | | | | | | | |
| 18 | 19 | 31,2 | 200 | 220 | 63х3,6 | 2,3 | 506 | 2432,4 | 1926,4 | |
| R14 =  = 2,8 Па/м | | | | | | | | | | |

2.5 Газопостачання житлового будинку

**2.5.1 Визначення витрат газу**

Згідно з завданням розраховуємо газопостачання п’ятиповерхового житлового будинку. Залежно від площі кімнат в квартирах встановлюю слідуючи газове обладнання:

1 квартира - встановлена газова плита "Nord" та двоконтурний котел марки "Данко – 7УВХ ";

2 квартира - встановлена газова плита "Nord" та двоконтурний котел марки "Прометей – 8ГС ";

3 квартира - встановлена газова плита "Nord" та двоконтурний котел марки "Данко – 10УВХ ";

Визначаю витрату газу, V, м3/год., кожним газовим приладом по формулі

Vпр=  (2,18)

Витрата газовою плитою Vп, м3/год, буде складати

 м3/год

Витрату газу опалювальним котлом було визначено при розрахунку опалення

 м3/год

Визначаю номінальну витрату газу житловим будинком, ∑V,м3/год.

∑V= Vпл + Vоп, (2.19)

∑V = 0,9 + 2,5 = 3,4 м3/год.

Розрахункова витрата газу Vр, м3/год, з урахуванням коефіцієнту одночасності буде дорівнювати

= ΣV ∙ Kодн, (2.20)

 = 3,4 ∙ 0,85 = 2,89 м3/год.

Так як по результату розрахунку розрахункова витрата газу будинком складає 2,89 м3/год, тоді проєктую встановлення лічильника типу G-2.5.

* + 1. **Гідравлічний розрахунок газопроводів.**

Гідравлічний розрахунок розпочинаю з точки підключення газопроводу (т.1), кінцева точка розрахунку – останній газовий прилад. Розрахункова схема газопроводу приведена на аркуші 2 графічної частини.

Рекомендований перепад тиску згідно ДБН ∆Рр = 600 Па.

Гідравлічний опір :лічильника ∆Р1 = 200 Па; котла ∆Р2 = 100 Па, тоді розрахунковий перепад тиску для головної магістралі

∆Рр1 = ∆Рр - ∆Р1 - ∆Р2  = = 200 Па.

Середню питому втрату тиску R, Па/м, визначаю по формулі

ΔР = R\*Lр, (2.26)

Р = 3 \* 9,81\* (1, 21-0,73) = 19,8 Па

По розрахунковим витратам газу і середній питомій втраті тиску за допомогою номограми визначаю діаметри газопроводів. Результати розрахунку зводжу у таблицю (дивись таблицю 2.9)

**Таблиця 2.9 – Гідравлічний розрахунок внутрішньо-будинкових газопроводів**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № Ділянки | Номінальна витрата газу ΣVном, м3/год | Кіль-  кість квар-  тир N, шт. | Кое-фіці-єнт Ksim | Розрахун-кова витрата газу ΣVр, м3/год | Геомет-рична довжина Lg, м | Над-бавки a, % | Розра-хункова довжина Lр, м | Dу,  мм | Питома втрата тиску R, Па/м | Втрата тиску DР,Па |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* | *10* | *11* |
| 1-2 | 3,4 | 1 | 0,85 | 2,89 | 5,5 | 20 | 6,6 | 20 | 3 | 19,8 |
| 2-3 | 3,4 | 1 | 0,85 | 2,89 | 3,0 | 20 | 3,6 | 15 | 15 | 54 |
| 3-4 | 0,9 | 1 | 1 | 0,9 | 1,7 | 450 | 9,35 | 15 | 3 | 28,05 |

Сумарний гідравлічний опір газопроводів становить 101,85 Па. Гідростатичний тиск на вертикальних ділянках знаходжу по формулі

, (2.22)

Рг = 3 ∙ 9,8 ∙ (1,21 – 0,7) = 14,99Па

Тоді загальні втрати тиску будуть складати:

**ΣΔ**Р =101,85+200+100 – 14,99 = 389Па<600Па

Пробки

При експлуатації газопроводів необхідно перевіряти наявність вологи та конденсату, для того щоб не було винекнення рідинних закупорок. Якщо на газопроводі часто зявляються рідинні закупорки, то це може свідчити про необхідність виправити ухил газопроводу, або встановити додатковий збірник конденсату. Слід відзначити, що в зимовий період збільшується число закупорок, із-за інтенсивного конденсування водяної пари(якщо цей газ не просушується). Існують сніжно-крижані та закупорики.

Природний газ, насичений парами води, за високого тиску і за певної температури здатний утворювати тверді речовини. температурі здатний утворювати тверді сполуки з водою - гідрати. За зовнішнім виглядом це біла кристалічна маса, схожа на лід або сніг. Вони складаються з однієї або декількох молекул газу (метану, пропану, вуглекислого газу тощо) і води[1]. і ін.)

Під час видобутку газу гідрати можуть утворюватися в стовбурах свердловин, промислових комунікаціях і магістральних газопроводах.

Відкладаючись на стінках труб, гідрати різко зменшують їхню пропускну здатність.

Для утворення крижаних і гідратних пробок (далі пробок) необхідне виникнення двох складових - це термобаричні умови та наявність вологи в природному газі. Найбільша кількість випадків утворення пробок відбувається до установки осушення газу.

Розглянемо умови спрацьовування механізму утворення пробки з водної фази на зниженій ділянці траси газопроводу:

* низька швидкість руху газу;
* скоплення води на цій ділянці траси;
* тиск газу в трубопроводі становить 2,5-3,0 Мпа;
* різьке зниження температури повітря навколишнього середовища;
* неякісна теплоізоляція.

За різкого зниження температури довкілля в зимову пору року з'являється можливість утворення гідратів на поверхні контакту водної фази і газу, причому гідрати зносяться потоком газу у верхню точку застійної зони, де й закріплюються на стінці трубопроводу - рис. 1.

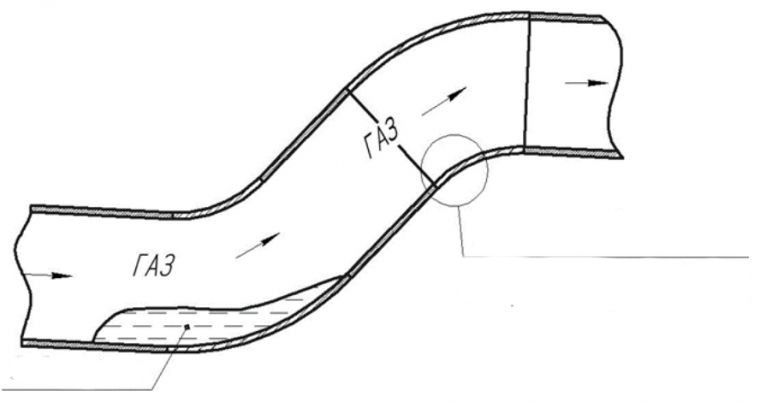


Рисунок 1. Можлива схема формування газогідратних і крижаних відкладень за наявності застійної зони в трубопроводі.

Наведемо перелік профілактичних заходів для попередження утворення пробок на ділянках трубопроводів:

контроль працездатності підігріву ділянки трубопроводу;

контроль цілісності теплоізоляції;

працездатність дрипів для продування в закриту систему промстоків.

На майданчику газового промислу має бути організовано контроль температури на таких ділянках з використанням накладних датчиків до тіла труби. Показання температури з накладних датчиків мають фіксуватися на пульті УКПГ, ДКС у спеціальному журналі періодичного контролю температури середовища на потенційно-небезпечних ділянках цеху.

Не можна допускати зниження температури на таких ділянках нижче зазначеної в технологічному регламенті, у разі зниження температури необхідно забезпечити повернення термобаричних умов до безгідратного режиму. У системі автоматичного управління забезпечити працездатність попереджувальної сигналізації про досягнення температури гідратоутворення з візуальним або звуковим сповіщенням, або автоматичним увімкненням виконавчих механізмів обігріву.

Після кожної зміни режиму і схеми роботи ГПА виконувати дренування рідини, що накопичується, з колекторів через облаштовані дренажні врізки. Тривалість продування здійснювати до виходу газу.

Зупинка технологічних ліній підготовки газу, на яких є ділянки з ризиком утворення пробок, по можливості, не повинна перевищувати одного тижня. Можливе проведення продувок таких ділянок у ті самі терміни. Продування ділянок, перевірка прохідності має проводитися з урахуванням наступних вимог - продування має проводитися не рідше одного разу на тиждень.

У разі виявлення пробок, необхідно виконувати такі заходи:

внести запис у вахтовий журнал оперативного персоналу про місце і час виявлення пробки;

виконати оповіщення персоналу за розпорядженням начальника цеху;

видалити персонал із небезпечної зони, небезпечну зону визначає старший керівник на промислі;

оповістити керівництво;

виконати дії згідно з планом заходів з локалізації та ліквідації наслідків аварій, зупинити устаткування і трубопровід, на якому утворилася пробка;

стравити тиск.

Якщо пробка не суцільна або суцільна невеликої довжини, то в трубопровід через спеціальні патрубки, штуцери для манометрів або через продувну свічку необхідно ввести інгібітор.

Якщо пробка суцільна, великої довжини - понад 20 м., розробляється план вогневих робіт на розтин трубопроводу.

У промисловості використовуються такі види обігріву технологічних трубопроводів:

обігрів трубопроводів обігрівальними супутниками (теплосупутниками);

обігрів трубопроводів у паровій сорочці;

електрообігрів трубопроводів.

Застосування обігрівальних супутників для обігріву трубопроводів у багатьох випадках є найефективнішим заходом запобігання замерзанню рідин і утворенню крижаних пробок під час їх транспортування взимку.

Нині існує кілька способів ліквідації гідратних пробок. Основним є введення в газопровід інгібіторів, тобто речовин, що перешкоджають гідратоутворенню. Як інгібітори можуть застосовуватися метиловий спирт (метанол), гліколі і 30%-вий розчин CaCl2. Цей метод є на сьогоднішній день найбільш ефективним, проте має низку недоліків (висока вартість і токсичність деяких інгібіторів). Для розкладання гідратної пробки в зоні утворення гідратів знижують тиск. Сутність методу полягає в порушенні рівноважного стану гідратів, у результаті чого відбувається їх розкладання. За негативних температур за методом зниження тиску в деяких випадках не отримують належного ефекту, оскільки вода,

що утворилася в результаті розкладання гідратів, переходить у лід і утворює крижану пробку. Метод підігріву гідратів призводить до їх розкладання, однак на магістральних газопроводах цей спосіб практично застосовувати неможливо й економічно недоцільно, оскільки як він вимагає великих капітальних і експлуатаційних витрат.

Утворення гідратів є однією з основних проблем, пов'язаних із процесами видобутку, переробки та транспортування природного газу та його похідних рідин. Дуже важливо знати місця можливого гідратоутворення в газопроводі, щоб своєчасно попередити або ліквідувати гідратні пробки. Для вирішення завдань виявлення гідратних пробок ми пропонуємо використовувати метод радіоімпульсної рефлектометрії.

Суть методу полягає в зондуванні лінії передачі (хвилеводу) надвисокочастотним (НВЧ) імпульсом наносекундної тривалості з подальшою фіксацією часу проходження подальшою фіксацією часу проходу відбитого від неоднорідності імпульсу до вхідного кінця хвилеводу. Перевагою цього методу є те, що поряд із пробками в газопроводах можуть бути виявлені й інші чужорідні об'єкти, наприклад скребки для механічного очищення труб, поршні тощо.

Стосовно до нашої задачі хвилеводом є трубопровід, а неоднорідністю гідратна пробка. Відображення НВЧ імпульсу від пробки відбувається за рахунок різниці електрофізичних параметрів (ε, tgδ) робочого середовища газопроводу та гідратної пробки. Робоче середовище середовище являє собою трикомпонентну газоконденсатну суміш, що складається з основної компоненти (газу), рідкого вуглеводневого конденсату у вигляді дрібнодисперсних крапель (аерозолі) і води - також у вигляді дрібнодисперсних крапель. Оскільки діелектрична проникність газу мала, наприклад, для метану = 1,08 при 𝑃 ≈ 10 МПа, то внесок у загальну ДП вноситимуть ДП газоконденсату і води. При малих відносних обсягах водяної компоненти значення ДП суміші можна прийняти рівним ДП вуглеводневої компоненти, 𝜀ВУВ ≈2,10.

Сформований генератором 2 імпульс наносекундної тривалості через феритовий вентиль 3 надходить на вхід I циркулятора 4 і далі через вхід - вихід II циркулятора, трансформатор типу хвилі 5, радіопрозору діелектричну вставку (вікно введення) 12 надходить у контрольовану трубу 6. З детектора 10 сигнал, пропорційний потужності падаючого імпульсу подається на запуск розгортки пристрою обробки та відображення інформації (осцилографа) 11. Відбитий від чужорідного об'єкта 7 імпульс повертається на вхід II циркулятора, через вхід III проходить у узгоджене навантаження 8 і поглинається в ньому. С детектора 9 огинаюча відбитого імпульсу подається на пристрій 11, формуючи часову мітку, віддалену від початку розгортки на час

𝑡1. Цей інтервал дорівнює часу пробігу НВЧ імпульсу до чужорідного об'єкта і назад. Знаючи швидкість поширення НВЧ імпульсу по трубі (0,3 м/нс), можна визначити відстань від точки введення НВЧ імпульсу в трубу до об'єкта за

простою формулою

lx = Δt ∙ V

2 , (1)

де V - швидкість поширення НВЧ імпульсу трубою.

Для виділення корисного сигналу попередньо записується ехограма контрольованої ділянки труби, в якій свідомо відсутні сторонні об'єкти. Ехограма являє собою зареєстровану цифровим осцилографом і оброблену сполученим із ним комп'ютером послідовність імпульсів, відбитих від вигинів, запірної арматури, стиків газопроводу. У міру необхідності проводять порівняння цієї опорної ехограми з контрольною, у результаті якого якого виявляють відсутній раніше імпульс, що відповідає гідратній пробці, яка виникає, або іншому чужорідному об'єкту в трубі. Цей спосіб дає змогу відстежувати динаміку зміни картини відбитих імпульсів, поступово поповнюючи банк даних типових ділянок відбитої картини, полегшуючи інтерпретацію і підвищуючи її точність. Разом із тим з'являється можливість відстежувати постійну і періодичну зміну стану контрольованої ділянки трубопроводу.

Після виявлення гідратних пробок необхідно їх ліквідувати. Для руйнування гідратних утворень ми пропонуємо використовувати метод підігріву, тобто підвищення температури із застосуванням НВЧ енергії.

Оскільки робоче середовище в трубопроводі перебуває під високим тиском (1,2 - 10 Мпа)[3], то виникає завдання створення вікна введення НВЧ енергії, яке з одного боку здатне витримувати високі тиски, а з іншого має низький коефіцієнт ослаблення. В відповідно до зазначених вимог було розроблено пристрій введення на основі Н-подібного хвилеводу з фторопластовою вставкою.

Це вікно було випробувано на тиск до 200 атмосфер. Воно також здатне витримувати без пробою проходження НВЧ потужності понад 5 кВт. Розміри вікна становлять 𝐷 = 16 см,𝑏 = 4,5 см. Було проведено вимірювання КСВН і коефіцієнта ослаблення вікна в діапазоні частот 2 - 4 ГГц. Частотна залежність КСВН наведено на рис. 4.

Для робочої частоти 2,45 ГГц значення КСВН склало 𝜌 = 2, а коефіцієнт ослаблення - 𝛼 = 0,5 дБ. 𝛼 = 0,5 дБ.

Коефіцієнт відбиття дорівнює |Г| = 𝜌 - 1 + 1 = 0,333 (2) Приймаючи падаючу потужність НВЧ за 100%, було розраховано рівень відбитої потужності отр = 𝑃пад ∙ |Г| 2 = 100% ∙ 0,111 = 11,1% (3)

Наведені характеристики вікна введення НВЧ енергії є прийнятними для його використання в наших дослідженнях.

4 БУДІВНИЦТВО І МОНТАЖ СИСТЕМ ГАЗОПОСТАЧАННЯ

4.1 Організація будівництва вуличного

газопроводу

Проєкт виконання робіт розробляю по спорудженню підземного поліетиленового газопроводу по вулиці, що має рівнинний характер; геодезична відмітка початку будівництва 147,3; довжина газопроводу, на який виконується проєкт 280м,; діаметр газопроводу 75х4,3 мм; геодезична відмітка останнього пікету газопроводу 113,5; переважна більшість ґрунтів по трасі віднесена до другої категорії. Виконання робіт ведеться поліетиленовою трубою по ДСТУ Б.В. 2.7-73-98, з бухти змотаної на касету; рівень залягання ґрунтових вод нижче 3м, трасу будівництва перетинає кабель на глибині 0,6м.

Головним фактором при виборі методу виконання робіт по будівництву підземного газопроводу по вулицям міст є фактор часу виконання робіт, так як сам процес виконання робіт створює тимчасові незручності для жителів даної вулиці, руху громадського транспорту. Найбільш ефективним з цієї точки зору є потоково-захватний метод виконання робіт. Суть його зводиться до того, що весь фронт будівництва розподіляємо на приблизно однакові по довжині ділянки – “захвати”, на яких одночасно виконуються взаємозв’язані комплекси робіт, з однаковою швидкістю. Це дає змогу закінчити роботу по окремим “захватам” на протязі п’яти робочих днів.

Кожний з захватів отримав свою назву і передбачає виконання робіт, котрі забезпечують подальше будівництво.

Земляні роботи по риттю траншеї і котлованів, повинні виконуватися після розбивки траси газопроводу, визначення меж розбивки і встановлення попереджуючих знаків про наявність на даній ділянці траси підземних комунікацій.

Згідно Правил безпеки систем газопостачання України, газопроводи, які транспортують осушений газ, дозволяється прокладати в зоні промерзання ґрунту.

У відповідності до вимог [6], відстань від поверхні ґрунту до верху труби складає 1м. Трасу газопроводу на глибині 0,5 м перетинає кабель. Згідно вимог [6] відстань у просвіті між кабелем і верхом труби повинна складати 0,5 м.

Визначаю глибину траншеї, Нтр,м, за формулою:

Нтр= Нз + D, (4.1)

Нтр= 1 + 0,075 = 1,08 м

Уточнюю глибину траншеї, з урахуванням перетину траси кабелем на глибині 0,5 м. Вимоги ДБН виконуються 1-0,5 = 0,5 м, тому глибину траншеї залишаю без змін. Остаточна глибина траншеї, Нтр ост, м, становить

Нтр ост = Нтр = 1,08 м

Ширина дна траншеї для прокладання поліетиленових газопроводів, залежить від способу вкладання та діаметра труби і може бути визначена за формулою

В = D+ 0,2, (4.2)

В = 0,225 + 0,3 = 0,525 м

Уточнюю глибину траншеї, з урахуванням перетину траси кабелем на глибині 0,5м. Вимоги ДБН виконуються 1-0,5=0,5м, тому глибину траншеї залишаю без змін.

Але остаточно ширину низу траншеї приймаю по ширині ріжучої кромки ковша екскаватора, попередньо прийнявши згідно довідника [5] багатоковшевий екскаватор марки ЭТН-124 та шириною ріжучої кромки (ШРК) 0,4м. В процесі виконання роботи стінки траншеї обрушуються і величина цього обрушення визначається категорією ґрунту. Таким чином, остаточна ширина низу траншеї, Вост,м, може бути визначена за формулою

Вост = ШРК + δ, (4.3)

Вост = 0,4 + 0,1 = 0,5 м

Згідно вимог [6] в ґрунтах І категорії максимальна глибина траншеї з вертикальними стінками і без кріплення становить 1,2 м. Розрахована глибина траншеї становить 1,08м, тому траншея буде виконана з укосами.

Визначаю ширину верху траншеї

В´=В+2а ; (4.4)

а= Н \*m (4.5)

В´ = 0,55+2\*1,225\*0,65=2,14м

Згідно вимог [6] для другої категорії ґрунту максимальна глибина траншеї з вертикальними стінками і без кріплення становить 1,2 м, а тому після проведення необхідних розрахунків траншея матиме слідуючий вигляд

**В=0,7м**

**Малюнок 4.1 - Профіль траншеї**

4.2 Вибір ведучого механізму та машин, підрахунок об’ємів робіт і затрат праці, розрахунок ширини робочої зони

Виконання робіт починають при наявності затвердженого проекту прокладання газопроводу по вулиці. До виконання робіт приступають, розпочинають з огляду об’єкта будівництва в натурі і виявлення всіх його специфічних особливостей, при цьому визначають можливість застосування того чи іншого механізму. Потім визначають інтенсивність потоку по ведучому механізму.

При будівництві підземних газопроводів розробка ґрунту полягає у копанні шурфів в місці врізання газопроводу та з метою виявлення місць перетину з іншими інженерними комунікаціями, риття траншеї, поширення приямків для зварювання стиків.

В процесі копання траншеї екскаватор не створює рівного дна, тому завжди необхідно робити ручну зачистку, величина якої по глибині для вибраного типу екскаватора становить 0,1м. Для спрощення підрахунки веду на один метр траншеї.

Визначаю об’єм ґрунту, νшур, м3, що розробляється при копанні шурфів, за формулою на 1 погонний метр

νшур = В \* Н \* *l*, (4.4)

νшур = 0,5 \* 1,08 \* 1 = 0,54м3

Об’єм ґрунту, що розробляється при копанні траншеї екскаватором, νекс, м3, визначаю згідно формули

νекс=В \* Н \* *l*, (4.5)

νекс= 0,5 \* 1,08 \* 1 = 0,54м3

Визначаю об’єм земляних робіт по поширенню приямків для зварювання неповоротних стиків. Згідно вимог приямок копається на 0,2м нижче дна траншеї, Нпр, м. а отже глибину приямку визначаю за формулою

Нпр= Нтр ост + 0,2, (4.6)

Нпр= 1,08 + 0,2 = 1,28м

Згідно вимог [5] ширину низу приямку, Впр, м, визначаю за формулою

Впр= Dзовн + 2\* 0,25 (4.7)

Впр= 0,075 + 2\* 0,25 =0,575 м

Ширину верху приямку, В′пр, м, визначаю за формулою

В′пр= Впр + 2 \* m \* Нпр, (4.8)

В′пр= 0,575 + 2 \* 0,5 \* 1,28 = 1,86м

Об’єм розробленого ґрунту при поширенні приямків, νпр,м3 , визначаю за формулою

νпр=, (4.9)

Vпр= (0,575+1,86)/2\*1,28\*0,6-0,5\*0,6=0,58 м3

Форма і габарити приямку диктують вимогами техніки безпеки, а також умови зручності і проведення зварювальних робіт.

**Впр**

0,25 Dзов 0,25

##### Малюнок 4.2 - Профіль приямку*.*

Форма і габарити приямку диктуються вимогами техніки безпеки, а також умовами зручності проведення зварювальних робіт.

З метою визначення робочої ширини будівельного майданчика розраховую ширину відвалу. Для її визначення необхідно врахувати збільшення об’єму після рихлення.

Розрізняють два показники рихлення ґрунту: коефіцієнт початкового рихлення – К1, який показує ступінь рихлення щойно розробленого ґрунту; коефіцієнт кінцевого рихлення – К2, який показує ступінь рихлення злежаного або втрамбованого ґрунту після його засипання. Для даної категорії ґрунту К1=1,2, К2=1,04.

Таким чином загальний об’єм ґрунту у відвалі на один метр траншеї, ν΄заг, м3 визначаю за формулою

ν΄заг=νшур \* К1, (4.10)

ν΄заг= 0,54\*1,2=0,65 м3

Знаючи загальний об’єм землі по копанню шурфу, hвід, м, розраховую габаритні розміри відвалу згідно формул

hвід=, (4.11)

hвід= √0,65 = 0,8м

Ширину відвалу, Ввід, м, визначаю згідно формули

Ввід = 2 \* hвід, (4.12)

Ввід = 2 \* 0,8 = 1,6м

Визначивши всі об’єми по розробці ґрунту визначаю загальний об’єм робіт по копанню νзаг, м.

νзаг=νшур\*шур\*nшур+νекс\*(L-шур\*nшур)+νпр\*n, (4.13)

νзаг= 0, 54\*4\*2+0,54\*(280-4\*2)+ 0,58\*3=152,94 м3.

Об’єм ґрунту у відвалі, V1, м, визначаю згідно формули

V1= νзаг \* К1, (4.14)

V1= 152,94 \* 1,2 =183,53м3

Після вкладання газопроводу він спочатку засипається м’яким ґрунтом з відвалу на 0,4м вище верхньої відмітки труби, з пошаровим ущільненням ручною трамбівкою та підбивкою “пазух”.Об’єм ґрунту для присипки газопроводу, νруч пр, м3, визначається за формулою

νруч пр=, (4.16)

νруч пр= 0,5\*(0,075+0,4)\*1-3,14\*0,0752 /4\*1=0,236 м3

Об’єм бульдозерної засипки ,νбул, м3, визначаю за формулою

νбул=В \*(Н – Dзовн - 0,4)\* , (4.17)

νбул=0,5\*(1,08-0,075-0,4)\*1=0,3 м3

Об’єм робіт по засипці приямків рівний об’єму робіт по поширенню приямків

Визначаю об’єм робіт по зворотній засипці, νбул, м3, за формулою

V2=(νруч пр\*L+νбул\*L+νпр\*пр\*n)\*К2, (4.18)

V2=(0,236\*280+0,3\*280+0,58\*1\*3)\*1,04=151,82 м3

Визначаю об’єм робіт по вивезенню ґрунту, V3, м3

V3= νзаг\*(К1-К2)+νтруб\*L, (4.19)

V3=152,94\*(1,2-1,04)+0,004\*280=25,59 м3

Складаю баланс земляних робіт. Нев’язка в підведенню балансу повинна становити не більше ±5%.

Б = , ( 4.20)

Б = (183,53-(151,82+25,59))/183,53\*100%=3,5% <5%

Основним фактором, який забезпечує своєчасне виконання робіт при потоково-захватному методі є правильно визначена потокова швидкість будівництва. При спорудженні підземних газопроводів найбільш трудомістким є виконання земляних робіт, тому інтенсивність потоку визначається по погонній (умовній) швидкості руху екскаватора, V , м*,* яка може бути визначена по формулі

V = П / V\*Tзм , (4.21)

V =80/0,5\*8=18,52 м/год

Для риття траншеї під газопровід мною попередньо прийнятий екскаватор ЭТН-124 з шириною ріжучої кромки (ШРК) 0,4 м, змінна продуктивність якого згідно технічної характеристики становить 80 м3/зм.

В базових умовах довгомірна труба, намотана на котушку. При монтажі газопроводу буде виконано зварювання трьох стиків (в місці під’єднання до діючого газопроводу, в місці перетину з іншим газопроводом та приварювання заглушки).

Вкладання труб в траншею буде проводитися з касети, на яку намотано трубопровід довжиною 1200 м.

Фізичним методом контролю на даному об’єкті буде перевірено два стика.

Об’єм робіт по рекультивації ґрунту, Vрек, м3, визначаю згідно формули

*Vрек*=(В+0,5)\*L\*h, (4.22)

*Vрек* =(0,5+0,5)\*280\*0,3=84 м3

Ширину робочої зони, ШРЗ, м, визначаю згідно формули

ШРЗ = К + ШВ + 2 \* Б + В + ЗТ + Т, (4.23)

ШРЗ = 0,5+1,6+2\*0,5+0,5+0,332+3,5=7,43 м.

Довжину огорожі будівельного майданчику визначаю за формулою

Lогор=2\*L , (4.24)

L = 2 \*280 = 560 м

Визначаю фактичну довжину “захвату” за формулою

****, (4.25)

L=280/4=70 м.

Визначивши в попередньому розділі основні об’єми робіт по спорудженню підземного газопроводу, приступаю до визначення затрат праці на виконання всіх робіт, враховуючи, що види робіт на “захваті” повинні бути закінчені за одну зміну. Знаючи загальний об’єм робіт даного виду, знаходжу норму часу на виконання одиниці, виконую розрахунки (перемножуючи їх) та отриманий результат заношу в таблицю (дивись таблицю 4.1)

**Таблиця 4.1 – Відомість затрат праці по всьому фронту робіт**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  п/п | Найменування робіт | Вимір ник | Група  РЕКН | Кільк. | Норми часу | | Трудомісткість | |
| Буд.,  люд-год | Маш.,  маш-год | Буд.,  люд-год | Маш.,  маш-год |
| *1* | *2* | *3* | *4* | *5* | *6* | *7* | *8* | *9* |
| 1 | Рекультивація  ґрунту | 1000м3 | 1-70-2 | 0,084 | - | 2,89 | - | 0,24 |
| 2 | Розробка ґрунту вручну | 100м | 1-164-2 | 0,06 | 261,8 | - | 15,71 | - |
| 3 | Підвішування підземних комунікацій | 1000 м3 | 22-49-1 | 0,001 | 100,96 | - | 0,1 | - |
| 4 | Розробка ґрунту у відвал | 1000м3 | 1-14-2 | 0,153 | - | 25,12 | - | 3,84 |
| 5 | Розробка грунту екскаватором з одночасним на вант. на самоскид | 1000м3 | 1-18-2 | 0,026 | 30,43 | 88,23 | 0,79 | 2,29 |
| 6 | Виконання зварювальних робіт, вкладання і випробування | 1000 м3 | 22-11-2 | 0,28 | 286,4 | 33,02 | 80,19 | 22,44 |
| 7 | Влаштування тимчасових перехідних містків | 100м2 | 20-2-1 | 0,03 | 22,04 | 1,54 | 0,66 | 0,05 |
| 8 | Контроль якості зварних з’єднань | 1ст | 25-122-1 | 2 | 1,52 | 3,35 | 3,04 | 6,7 |
| 9 | Засипка вручну траншеї | 100 м3 | 1-166-2 | 0,86 | 165,24 | - | 109,06 | - |
| 10 | Ущільнення засипки | 100 м3 | 1-134-1 | 0,86 | 18,36 | 4,45 | 12,12 | 2,94 |
| 11 | Засипка траншеї бульдозером | 1000 м3 | 1-71-2 | 0,084 | - | 1,7 | - | 0,14 |
| ВСЬОГО | | | | | | | 221,67 | 38,64 |

##### Оскільки для виконання кожного виду робіт передбачено використання робітників відповідного фаху, то для зменшення кількості працівників, роботи повинні виконуватися комплексною бригадою з максимально можливим суміщенням професій.

##### Термін виконання робіт, N, днів, визначаю згідно формули

, (4.25)

 = 7 днів

Для розробки грунту вибраний багатоковшовий екскаватор ЭТН-124, з шириною ріжучої кромки 0,4м. Вибраний екскаватор буде здійснювати копання траншеї. Для виконання робіт по навантаженню надлишкового ґрунту та зворотної засипки газопроводу пропоную використати одноковшовий екскаватор ЭО-2621. Для виконання зварювальних робіт вибираю зварювальний апарат УСПТ-09.

Вкладання труб в траншею буде проводитись з трейлера, на якому встановлено касету з намотаним трубопроводом.

##### Попередньо для вивезення надлишкового ґрунту приймаю автосамоскид ММЗ-555 з об’ємом кузова 4,5м3.

Визначаю кількість рейсів nр, автомобіля для вивезення ґрунту, згідно формули

nр=*V3/Vкуз\*К****1*** (4.26)

nр=25,59/4,5\*0,9 = 6 рейсів

Lтр = 1010 · 0,280 = 282,8 м

Матеріали для проведення зварювальних робіт визнаю згідно формули

nт = 0,16\*0,280= 0,045 м2

Кількість води ,необхідної для виконання робіт визначаю за формулою

NВ = nнор\*Ктр (4.32)

NВ = 18\*0,21 = 4,32м3

* 1. Захист надземних і підземних газопроводів від корозії

При будівництві сталевих газопроводів використовується активний і пасивний види захисту. До активного відноситься електродренажний захист, катодний, протекторний. До пасивного бітумно-мастичні ізоляції та термоплівки.

Так, як поліетилен не піддається корозії то ні активний ні пасивний захист не виконується. В моєму проекті використано роз’ємне з’єднання поліетилен-сталь. Так, як сталь піддається корозії, виконуємо пасивний захист, тобто наносимо дуже посилену бітумно-мастичну ізоляцію. При нанесенні бітуму, його температуру доводять до 80 Со. При ізоляції поліетиленову частину накривають негорючою тканиною, запобігаючи оплавленню.

4.4 Контроль якості виконаних робіт при зварюванні поліетиленових газопроводів

Контроль якості зварних з'єднань поліетиленових газопроводів можна розподілити на 3 етапи: попереджувальний – до початку зварювання, активний - в процесі зварювання, приймальний - після завершення зварювання.

При попереджувальному контролі рівень якості зварного з'єднання залежить, перш за все від якості матеріалу.

Вимоги, які ставлять до якості поліетиленових труб, призначених для транспортування газу сформульовано в нормативно-технічній документації, в якій регламентуються допустимі значення лінійних розмірів: довжина труби, її середній зовнішній діаметр і товщина стінки. Використовуване зварювальне обладнання повинно бути атестоване на право застосування при будівництві газопроводів. Повторна атестація зварювального обладнання виконується з інтервалом не більше ніж 10 днів (незалежно від перерв у роботі).

При зварюванні для забезпечення високої якості зварних з'єднань необхідне співпадання зварюваних труб за діаметром і товщиною стінки.

Активний контроль*—* це контроль правильності витримки оптимальних технологічних параметрів зварювання. Затримана інформація про ці параметри дозволяє прогнозувати якість зварного з'єднання в процесі експлуатації.

Контролю підлягають такі технологічні параметри:

* температура нагрівального інструменту (нагрівача);
* температура і глибина проплавлення контактних з нагрівачем торців труб;
* час і тиск їх оплавлення;
* тривалість технологічної паузи після встановлення нагрівача;
* час і тиск при осадці і охолодженні зварного стику.

Контроль температури нагрівального інструменту виконується термоіндикатором температури; глибини проплавлення торців труб за допомогою термографічної приставки, розробленої в ІЕЗ ім. Патона. В результаті термографічного контролю залишається термограма, на якій зареєстровано розподілення глибини прогрівання по периметру труби.

Для контролю технологічних параметрів зварювання і оцінки якості зварних з'єднань "Гипрониигазом" розроблений прилад - циклограф. За його допомогою на паперову стрічку - термограму записується весь технологічний цикл зварювання.

Основна частина цього приладу - реєструючий блок, розташований у пило- і вологозахищеному кожусі. Він складається із стрічкопротяжного і манометричного механізмів і реле тиску. Реєструючий блок за допомогою спеціальних кронштейнів кріпиться до рами зварювальної установки і з'єднується з трубопроводом з її гідравлічною системою. Тиск робочої рідини, утворюваний в гідросистемі установки при оплавленні і осадці, передається одночасно на стискання торців труб і на манометричний механізм циклографа, перетворюючий змінюючий тиск у зворотно-поступальний рух записуючого пристрою. Таким чином, на діаграмній стрічці, що рухається з постійною швидкістю, записується у вигляді циклограми весь процес зварювання.

Прилад призначений для користування з установкою УСПТ, але може працювати і з установками іншого типу, які мають гідравлічну систему. Застосування циклографа дозволяє підвищити надійність зварних з'єднань поліетиленових труб.

Термограма є паспортом контрольованого стику. Таким чином, за допомогою циклограм, можна здійснювати контроль за правильністю виконання зварювальних операцій. Циклограми можуть служити додатковою якісною характеристикою при перевірочних випробуваннях пластмасових газопроводів. Контроль за встановленими оптимальними параметрами зварювання за допомогою циклограм дозволяє підвищити відповідальність виконавців будівельно-монтажних робіт і не допустити до експлуатації зварні

з'єднання поліетиленових газопроводів, виготовлені з відхиленням від заданого режиму.

Приймальний контроль*—* це безпосередній контроль якості зварного стику. Методика оцінки якості зварних з'єднань поліетиленових труб повинна включати як руйнуючі, так і неруйнуючі методи контролю.

При короткочасних руйнуючих випробуваннях зварні шви поліетиленових газопроводів перевіряються вибірково на зразках -лопатках, вирізаних з периметра шва за методикою, наведеною в ГОСТ 11262-80 (ОСТ СЕВ 1199-78) "Пластмаси". Метод випробування на розтягування. Зразки для механічних випробувань вирізаються з пробних стиків не раніше, ніж через 24 години після зварювання. Зразки для випробувань в кількості не менше 5 штук на кожен стик вирізають з ділянок стику, розташованих рівномірно по його периметру, шляхом розпилювання стику на смужки з подальшим їх фрезеруванням. Допускається при товщині стінки труби до 10 мм зразки вирубувати штампом — просічкою. Ґрат із зварного шва не знімається, а зварний шов не повинен бути розташований посередині зразка., Форми і розміри зразків наведено на рисунку (дивись малюнок 4.2) та таблицях (дивись таблицю 4.2; 4.3).

**Таблиця 4. 2 - Геометричні розміри зразків**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Товщина стінки труби, 5, мм | Параметри зразка, мм | | | | |
| *В* | l | L | *В* | *r* |
| До 10  Більше 10 до 23 | 10+0,5 20+0,5 | 115+5  115±5 | 150  170 | 20+6  40±0,5 | 60  80 |



**Малюнок 4.3 - Схема зразка для випробування стикових зварних з'єднань на розтягування і його розміри**

**Таблиця 4.3 - Геометричні параметри зварного з'єднання**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Товщина стінки труби, мм | Від 5 до 7 | Від 7 до 8 | Від 9 до 10 | Від 10  до 14 | Від14 до 18 | Від 8  до 23 |
| Висота грата не менше, зсув мм кромок не більше, мм | 2 0,5 | 2 1,0 | 2,5 1,0 | 2,5 1,5 | 3  2,0 | 3  2,0 |

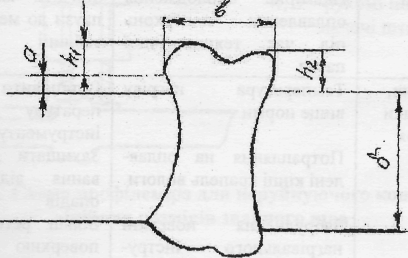
Випробування зразків проводять не менше, ніж через 16 годин після їх виготовлення. Для випробувань застосовують розривні машини, які забезпечують посилення, необхідне для руйнування зразка при швидкості переміщення рухомого захвату 50 мм/хв. Якість зварних з'єднань вважається

задовільною, якщо всі випробувані зразки були зруйновані поза швом (за межами зварювання) – (дивись рисунок 4.3).

У якісному зварному з'єднанні валики з обох боків зварного шва повинні бути овальної форми, гладкими, рівномірними і симетричними по всьому периметру (дивись рисунок 4.4). Крім того, валики не повинні мати раковин, тріщин, розривів, сторонніх включень та інших дефектів. Впадина між валиками повинна бути видимою, не мати різкої розмежувальної лінії і бути не нижче зовнішньої поверхні труби. Основні дефекти зварних з'єднань поліетиленових труб, причин їх виникнення і способи запобігання наведені в таблиці (дивись таблицю 4.4). Геометричні параметри зварного з'єднання повинні відповідати вимогам, зазначеним вище.

Допускається найбільша висота грата не більше подвоєного значення, наведеного в таблиці.

Отже, при візуальному контролі якість зварних з'єднань поліетиленових труб характеризується чотирма величинами.



*а —* зсув зварюваних поверхонь; *в —* ширина грата; h1 h2 *-* висота валиків грата;

δ - товщина стінки труби.

**Малюнок 4.4 – Схема зварного з'єднання поліетиленової труби**

**Таблиця 4.4 - Основні поверхневі дефекти зварювання**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дефект | Причина дефекту | Спосіб усунення |
| Висота грата менша норми | Температура оплавлення нижче норми  Час нагріву нижче норми  Тиск осадки нижче норми | Встановити потрібну тем­пературу нагрівального інструменту Витримати час нагріву згідно з даними таблиці Забезпечити потрібний тиск осадки |
| Нерівномірна ширина грата | Нерівні торцеві поверхні Перекіс труб при зварюванні Зміщення торців зварюваних труб | Підвищити точність торців Відрегулювати точність центрування труб Перевірити співвісність |
| Тріщини і раковини по лініях зварювання | Недостатній тиск осадки Погана підготовка тор­цевих поверхонь Штучне охолодження зварних швів | Забезпечити потрібний тиск осадки Поліпшити ступінь чисто­ти зварюваних поверхонь Зварний шов охолоджу­вати тільки природним шляхом |

Ефективність візуального контролю основана на тому, що названі параметри зварного з'єднання пов'язані з параметрами технологічного процесу зварювання. Наприклад, висота валика грата залежить від глибини проплавлення даної труби і тиску осадки, різниця висот валика грата свідчить про різну глибину проплавлення зварюваних труб, а зсув поверхонь характеризує недостатнє центрування труб або невідповідність зварюваних труб по діаметру.

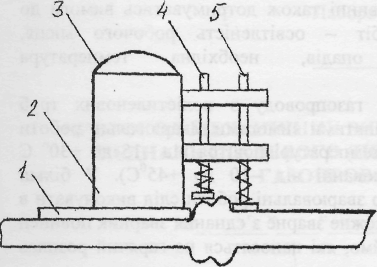
У результаті досліджень візуального контролю був запропонований такий критерій оцінки якості. Зварні з'єднання вважають якісними, якщо виконується умова:

а/δ< 0,1 h1.2/δ>0,15

Бракованим вважається зварне з'єднання, якщо має місце одна з умов:

а/δ> 0,1 h1.2/δ<0,15

Вимірювання лінійних розмірів виконується за допомогою штангенциркуля ЩЦ-1 ГОСТ 166-80, який має глибиномір або з допомогою спеціального приладу - профілеміра, розробленого інститутом ім. Платона (дивись рисунок 4.5).



**Малюнок 4.5 - Схема профілеміра для неруйнуючого контролю лінійних розмірів зварного шва**

При будівництві газопроводів кожен зварювальник повинен мати посвідчення на право виробництва зварювальних робіт. Однак, незалежно від наявності названого посвідчення зварювальник повинен виконати зварювання трьох пробних стиків при змінних діаметрах зварюваних труб і типу зварювального обладнання, якщо вперше приступає до зварювання або мав перерву в роботі більше трьох місяців, при переході на інший будівельний об'єкт, а також через кожен рік безперервної роботи. Відбір зразків для механічних випробувань здійснюють після того, як отримані позитивні результати візуального і вимірювального контролю.

Якщо в результаті візуального і вимірювального контролю зварні з'єднання не задовольняють встановлених вимог, або при випробуванні на розтягування руйнування відбулось на площі зварювання, результат вважається незадовільним. У такому випадку зварник виконує подвоєну кількість пробних стиків. Якщо при повторному контролі отримані незадовільні результати хоча б по одному із стиків (при візуальному і вимірювальному контролі) або вирізаних зразків (при випробуваннях на розтяг), то зварник вважається таким, що не

витримав випробувань, до роботи не допускається і направляється на повторне навчання.

Результати випробувань пробних стиків оформляють актом або висновком і додають до виконавчої документації на газопровід.

Технологічна підготовка виробництва повинна забезпечувати наявність повного комплекту технічної і технологічної документації та технологічного оснащення. Повинні також дотримуватись вимоги до виконання зварювальних робіт — освітленість робочого місця, відсутність атмосферних опадів, необхідна температура навколишнього середовища.

Особливості будівництва газопроводу з поліетиленових труб регламентуються згідно з прийнятими вимогами. Зварювальні роботи допускається виконувати при температурі повітря від —15 до +30° С (при терморезисторному зварюванні від -10 до +45°С). У більш широкому інтервалі температур зварювальні роботи слід виконувати в спеціальних приміщеннях. На кожне зварне з'єднання зварник повинен поставити номер стику та клеймо, які наносяться на гарячий розплав через 20-30 секунд після осадки.

Технологічний контроль (температура зварювання, тривалість нагріву і охолодження під тиском, тиск при нагріві і охолодженні зварного стику, тривалість технологічної паузи) здійснюються в стовідсотковому об'ємі по кожному зварному стику.

Зварні з'єднання поліетиленових труб необхідно перевіряти зовнішнім оглядом і піддавати механічним випробуванням.

Перевірці зовнішнім оглядом підлягають 100% з'єднань, механічним випробуванням - 1% з'єднань, але не менше 5 стиків із загальної кількості.

Висновок

Працюючи над дипломним проєктом на тему: «Проєктування, монтаж та обслуговування системи газопостачання смт. Краснопілля Сумської області з розробкою газифікації житлового будинку та питань організації ремонту ГРПБ» я навчилась практично використовувати теоретичні знання набуті при вивченні предметів:

* газові мережі і устаткування;
* технологія і організація будівельно-монтажних і ремонтних робіт;
* експлуатація систем газопостачання;
* охорона праці в газовому господарстві;
* економіка та планування галузі.

Працюючи під керівництвом викладачів, я мав можливість вдосконалити знання норм проєктування газових мереж, норм витрат газу, правил експлуатації газового обладнання, , впровадити в життя Державні будівельні норми України.

Особливу увагу, при розробці дипломного проєкту, мною приділено питанню організації ремонту ГРПБ.

Вважаю, що отримані мною знання стануть міцною основою для плідної праці за обраним фахом.

\_\_\_\_\_\_ січня 2024 р \_\_\_\_\_\_\_\_Сергій КАЛАШНИК

Список використаних джерел

1. ДБН В.2.5-20-2001.Газопостачання. Інженерне обладнання будинків і споруд. Зовнішні мережі та споруди. Газопостачання. - К.: Держбуд України, 2001. – 286 с.
2. ДБН В.2.5-41:2009 Газопроводи з поліетиленових труб. Частина І. Проектування. Частина II. Будівництво.- К.: Мінрегіонбуд України, 2010.
3. НПАОП 0.00 -1.76-15 «Правила безпеки систем газопостачання»-Харків,видавництво «Форт»-2015р
4. ДБН 360-92 Містобудування. Планування і забудова міських і сільських поселень. - К.: Укрархбудінформ, 1993.- 107 с.
5. ДБН А.3.1.-5-96 Організація будівельного виробництва. - К.: Укрархбуд - інформ, 1996.- 286 с.
6. ДБН Д.2.2 - 1 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 1. Земляні роботи. - К.: Держбуд України, 2000.
7. ДБН Д. 2.2 - 25 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 25. Магістральні та промислові трубопроводи газонафтопродуктів. - К.: Держбуд України, 2000.
8. ДБН Д. 2.2 - 24 - 99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 24. Теплопостачання та газопроводи - зовнішні мережі. - К.: Держбуд України, 2000.
9. ДБН Д. 2.2-22-99 Ресурсні елементні кошторисні норми на будівельні роботи. Збірник 22. Водопровід - зовнішні мережі. Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики, Київ.: Держбуд України, 2000.
10. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование. - М.: АПП ЦИТП, 1992. – 64 с.
11. СНиП 2.01.01-82 Строительная климатология и геофизика. - М.: Стройиздат, 1983.- 186 с.
12. КТМ 204 України. Норми та вказівки по нормуванню витрат палива та теплової енергії на опалення житлових та громадських споруд, а також на господарсько-побутові потреби в Україні.- К.: Держбуд України, 1998.-376с.
13. ДСТУ 3336-96 Лічильники газу побутові. Загальні технічні вимоги. - К.: Держбуд України, 1996.- 11 с.
14. Альбом технологических карт на основне виды строительно-монтажних работ при сооружении наружних и внутрених газопроводов. - Саратов.: ГИПРОНИИГАЗ, 1982.
15. Технічні вимоги та правила щодо застосування сигналізаторів вибухонебезпечних концентрацій чадного газу у повітрі приміщень житлових будинків і споруд. - К.: КиївЗНДІЕП, 1998.- 15 с.
16. Збірник поточних одиночних розцінок на будівельні роботи станом на 1 січня 2004 року. - Дніпропетровськ.: ЦМДБ Созидатель, 2004.
17. Наказ № 640 „Про затвердження Порядку технічного огляду, обстеження, оцінки та паспортизації технічного стану, здійснення запобіжних заходів для безаварійного експлуатування систем газопостачання” від 24.10.2011
18. Більченко Н.В. Охорона праці. Конспект лекцій. – К.; 2007. 73с.
19. Дика В.Л., Суглобова С.Я. Газові мережі та устаткування. Методичні рекомендації щодо виконання курсового проекту "Газопостачання населеного пункту". – К. 2005.
20. Джигерей В.С. Екологія та охорона навколишнього середовища: Навчальний посібник. - К.: Знання, 2002.
21. Єнін П.М., та інші. Газопостачання населених пунктів і об'єктів природнім газом. Навчальний посібник. - К.: Логос, 2002.
22. Коновалов С.В. Автоматизація і телемеханізація газового господарства. - К: Урожай, 1996.- 205 с.
23. Ковалко М.І., Денісюк С.П. Енергозбереження - пріоритетний напрямок державної політики України. - К: Держбуд України, 1998.- 506 с..
24. В.В. Сафонов. Інженерні рішення з охорони праці при розробці дипломних проектів інженерно-будівельних спеціальностей. – К: „Основа”, 2000.
25. Сідак В.С Дудолак О.С. Комплексні підходи до керування надійністю систем газопостачання. – Харків: 2006. – 248с.
26. Сідак ІВ.С. Інноваційні технології в діагностиці та експлуатації систем газопостачання. – Харків: - 226с.
27. Шальнов А.П. Строительство газових сетей и сооружений. - М.: Стройиздат, 1980.
28. Янович А.Я., Аствацитуров А.Ц. Охрана труда в газовом хозяйстве. – М.: «Недра», 1978. – 312с.

Інтернет - ресурси

1. http://www.dnop.kiev.ua ‑ Офіційний сайт Держгірпромнагляду.
2. <http://portal.rada.gov.ua> - Офіційний веб-сайт Верховної Ради України.
3. http://www.budinfo.com.ua ‑Портал «Украина строительная: строительные компании Украины, строительные стандарты: ДБН ГОСТ ДСТУ».