

Біланчук Олександр Олександрович

Гоч Іштван Іштванович

Розробка та дослідження автоматизованої системи підігріву природного газу на
ГРС м. Тернополя

Development and study of an automatic natural gas heating system at Ternopil gas
distributing station

Керівник: доц. Золотий Р.З.

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота складається з графічної частини і пояснювальної записки.

Об'єм графічної (ілюстративної) частини кваліфікаційної роботи становить 16 слайдів.

Об'єм пояснювальної записки складає 80 друкованих сторінок формату А4 (210×297).

В кваліфікаційній роботі нараховується 15 рисунків та 7 таблиць з даними. Використано 22 літературних джерела.

Завданням на кваліфікаційну роботу була розробка автоматизованої системи підігріву газу, що подається споживачам з газорозподільчої станції міста Тернопіль. Проведено аналіз відомих технічних рішень, що пов'язані з автоматизацією завдання на проектування. Розроблено технологічний процес роботи автоматичного блока керування до підігрівача природного газу. Запропоновано методику дослідження осушення газу за допомогою метанолу. Розроблено заходи із забезпечення охорони праці та безпеки життєдіяльності.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1. АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА	9
1.1. Аналіз необхідності підігріву природного газу на газорозподільчих станціях	9
1.2. Аналіз відомих технічних рішень з питань автоматизації підігріву природного газу.....	10
1.3. Обґрунтування актуальності автоматизації процесу підігріву газу і вибраного напрямку його реалізації	16
2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	18
2.1. Опис технологічної схеми Тернопільської газорозподільчої станції....	18
2.2. Опис комбінованої принципової схеми автоматичного підігрівача	22
2.3. Технологічні особливості процесу підігріву природного газу	23
2.4. Аналіз динаміки витрати газу на протязі року	27
2.5. Аналіз технічних умов на проектування автоматичного блока керування до підігрівача газу	29
2.6. Розробка технологічного процесу роботи автоматичного блока керування до підігрівача природного газу.....	30
3. КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	34
3.1. Розрахунок звужуючих пристроїв (діафрагм).	34
3.2. Розробка блок-схеми автоматичного блока керування до підігрівача природного газу	40
3.3. Розробка електричної принципової схеми автоматичного блока керування до підігрівача природного газу	42
3.4. Розрахунок інтенсивності відмов.....	49
3.5. Розрахунок теплового режиму	51

4. НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА	55
4.1. Дослідження методики осушення газу за допомогою метанолу	55
5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА.....	61
5.1. Моделювання роботи людино-машинної системи.....	61
5.2. Керуюча програма на асемблері та в шістнадцяткових кодах з коментарями	69
6. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ	71
6.1. Заходи, що запобігають впливу на людину агресивних та токсичних речовин, які використовуються в технологічному процесі.....	71
6.2. Правила техніки безпеки при експлуатації обладнання, що проектується	72
6.3. Аналіз потенційних небезпек на ділянці, що проектується та заходи по їх зниженню.....	74
6.4. Безпека життєдіяльності у надзвичайних ситуаціях.....	75
ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	79

ВСТУП

У Україні особлива увага надається розвитку паливної промисловості. При збільшенні видобутку усіх видів палива, швидше зростає видобуток нафти і газу. Це приводить до зміни структури паливного балансу країни, робить її більш сучасною, що сприяє підвищенню ефективності промисловості.

За останні роки спостерігається значний ріст видобутку природного газу, що дозволяє розширювати його застосування в різних галузях народного господарства і бути менш залежними від зовнішніх постачальників газу. Понад 60% усього газу застосовується в промисловості.

Важливим елементом усіх ділянок видобутку, підготовки, транспортування, збереження, розподілу і використання газу є газорегулюючі системи – це газорегулюючі та газорозподільні станції магістральних газопроводів, обладнання сушки та очищення газу, обладнання для живлення агрегатів пусковим і паливним газом.

Правильний підбір схеми й обладнання, пристроїв контролю та автоматизації, засобів монтажу й експлуатації визначає ефективність газорегулюючих систем, а отже, і ручна робота промислових і побутових споживачів газу.

У зв'язку з завданнями комплексної автоматизації газових систем, централізації керування і регулювання, створенням автоматизованих систем керування транспортуванням газу, підвищуються вимоги до надійності і степені автоматизації газорегулюючих систем.

Основним видом газорегулюючої системи є газорозподільна станція (ГРС).

До ГРС відносяться станції по прийому та обліку витрати, контролюванню тиску і розподілу газу по споживачах .

Різноманітність об'єктів газопостачання, умов їхньої роботи і вимог, що пред'являються до газопостачання, визначають достатню кількість типів

газорозподільних станцій: для газової промисловості, живлення будинків лінійних ремонтерів, живлення термогенераторів станцій катодного захисту радіолінійних ліній зв'язку, подачі газу сільським споживачам, магістрального газопроводу, міст і населених пунктів, промислових підприємств.

Незважаючи на велику кількість об'єктів газопостачання і розходження в схемах і обладнанні ГРС, головною їхньою відмінністю є наявність у них газорегулюючих систем із устаткуванням, що редукує і забезпечує підтримку потрібних режимів по тиску і витраті.

Окрім цього, газорозподільна станція містить обладнання для очищення природного газу від механічних домішок, обладнання для підігріву газу, одоризаційне обладнання, устаткування для вимірювання та обліку витрати газу.

1 АНАЛІТИЧНА ЧАСТИНА

1.1. Аналіз необхідності підігріву природного газу на газорозподільчих станціях

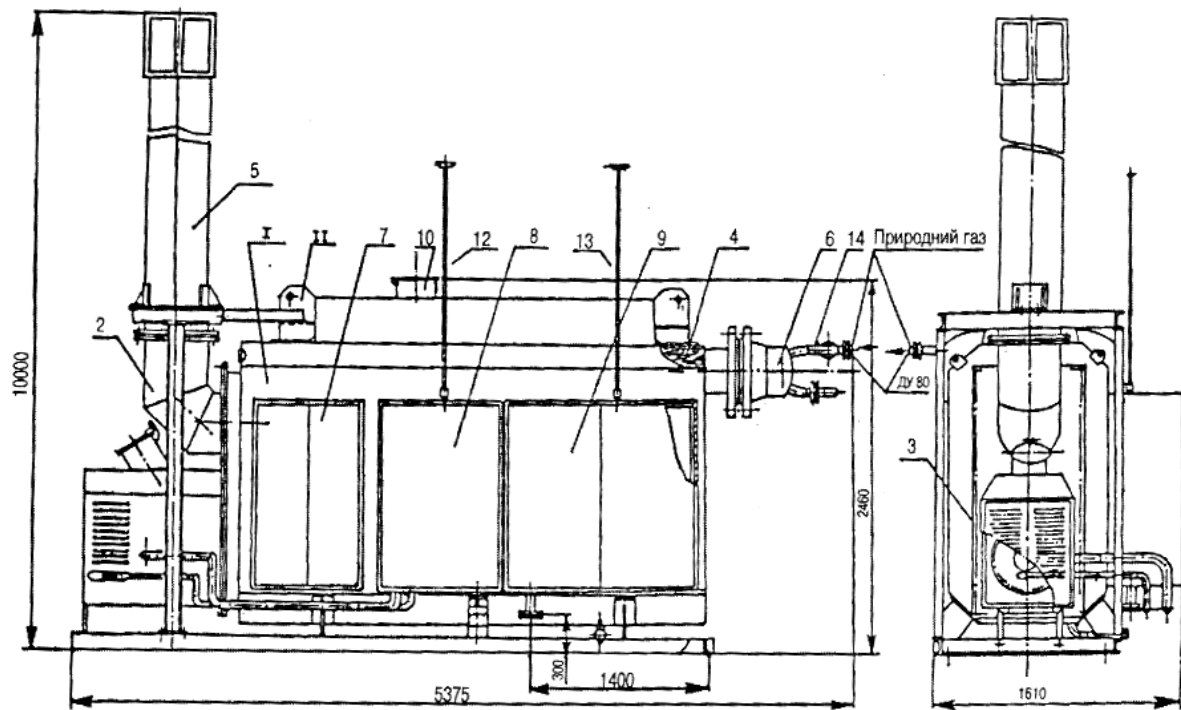
Природний газ, що транспортується по магістральних газопроводах, завжди містить у своєму складі певну кількість вологи. Дана волога з вуглеводнями при деякому тиску і температурі газу може створювати кристалогідрати, що змінює нормальну роботу системи регулювання тиску газу і, як наслідок, може призвести до перебоїв у подачі газу споживачам.

Кристалогідрати – це нестійкі сполуки вуглеводнів з водою і за зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід. Вони утворюються завдяки проникненню у порожнини кристалічних структур, побудованих із молекул води, молекул газу.

Подальше зменшення температури газу під час редукування сприяє відкладенню кристалогідратів у регуляторах тиску і газопроводах, а також до замерзання золотника регулятора, як наслідок, до порушення нормального режиму роботи регулятора.

Призначенням системи підігріву газу є забезпечення підвищення температури газу вище температури точки роси на 5-7°K, що можливе за рахунок загального його підігрівання.

Раніше для підігріву газу на газорозподільчих станціях застосовувались блоки ПГА-5 і ПГА-10, в яких здійснювалося безпосереднє підігрівання газу в змійовиках, розміщених у топках блоків. Однак через те, що за період їх експлуатації на ГРС виникала велика кількість аварійних ситуацій, вони були зняті з виробництва і замінені на підігрівачі ПГ-3 і ПГ-10 (рис.1.1) конструкції Фастівського заводу “Факел”.



1 – корпус, 2 – теплогенератор, 3 – блок пальників, 4 – теплообмінник, 5 – труба відхідних газів, 6 – роздільна камера, 7 – шафа управління, 8 – блок газової обв'язки, 9 – блок газорегулюючий, 10 – люк запобіжний, 11 – серга, 12, 13 – свічка, 11 – вставка

Рисунок 1.1. Підігрівач ПГ-10

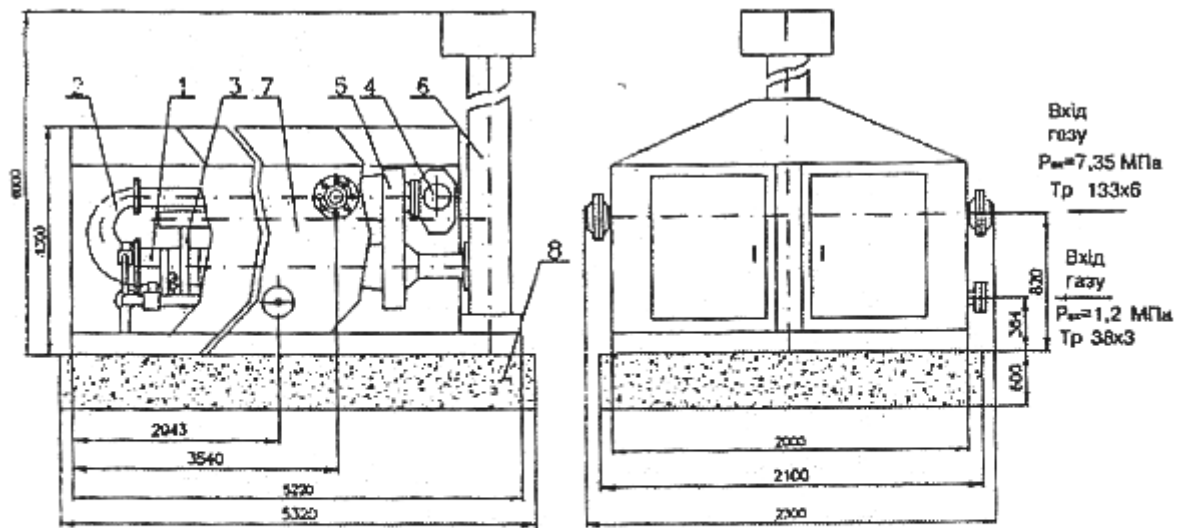
1.2. Аналіз відомих технічних рішень з питань автоматизації підігріву природного газу

В Україні розроблені і виготовляються такі типи підігрівачів газу:

- підігрівач модифікований ПТПГ – 30, що виготовляється ВАТ “Факел” (м. Фастів, Київської обл.)

- підігрівач модифікований ПТГ – 30 ТС (рис.1.2), що виготовляється ВАТ “Факел” (м. Фастів Київської обл.) і в даний час проходить промислові випробування на ГРС в м. Борисполі Київської обл.

- теплообмінник кожухоподібний, що виготовляється Дрогобицьким механічним заводом.



1 – палиник, 2 – повітропровід, 3 – теплообмінник, 4 – вентилятор, 5 – короб,
6 – димохід, 7 – корпус, 8 – фундамент

Рисунок 1.2. Підігрівач ПТГ – 30 ТС

Широкого застосування для систем підігріву газу за кордоном (Німеччина, Франція) набули теплообмінники різних конструкцій та потужностей, які за конструкцією бувають однотрубними і двотрубними.

Починаючи з 1993 р., успішно впроваджується технологія підігрівання природного газу на газоредукуючих станціях Німеччини. Це двотрубні теплообмінники виробництва фірми “GEA Renzmann & Grunewald” (рис.1.3), які є унікальними за своєю конструкцією та показниками відносно існуючих технічних рішень.

Однотрубні теплообмінники відрізняються від двотрубних тим, що у разі виникнення витоків газу, газ надходить у міжтрубне середовище теплоносія. Щоб тиск газу в цьому випадку не піднімався більше розрахункової величини, систему циркуляції теплоносія з'єднують з атмосферою або міжтрубне середовище виготовляють на повний робочий тиск газу. При цьому в обох

випадках до даної циркуляції системи тепло-носія не дозволяється підключення побутових приміщень для їх опалення.

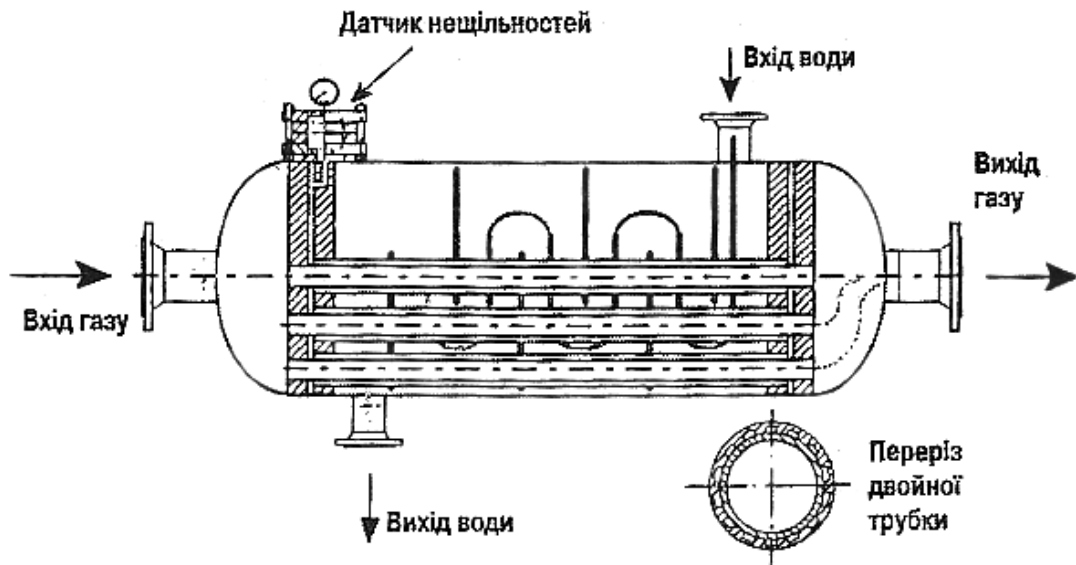


Рис.1.3. Двотрубний теплообмінник.

Теплообмінники для підігрівання природного газу типу KSI (рис.1.4) призначені для застосування їх у складі обладнання редуційно-вимірювальних станцій. Встановлюють їх перед регуляторами тиску газу. Теплообмінники діафрагмового типу виготовлені у вигляді самонесучої конструкції, в якій газ нагрівається, проходячи через трубчатий пучок, що знаходиться у водяному теплосередовищі. У водяному середовищі також знаходяться додатково дві трубки для підігрівання газу, який подається на регулятор тиску газу.

В Італії широке застосування мають теплообмінники для підігрівання природного газу таких фірм, як "Tartarini", "Pietro Florentini", RMG" та інших. За економічними показниками (к.к.д., енергоспоживання) теплообмінники вказаних фірм мають значну перевагу порівняно з підігрівачами ПГ – 3, ПГ – 10 і ПТПГ – 30. Теплообмінники фірми "Tartarini" (рис.1.5а і 1.5б) виготовляються двох серій:

-серії СМ – з конвекційною циркуляцією;

-серії СР – з примусовою циркуляцією.

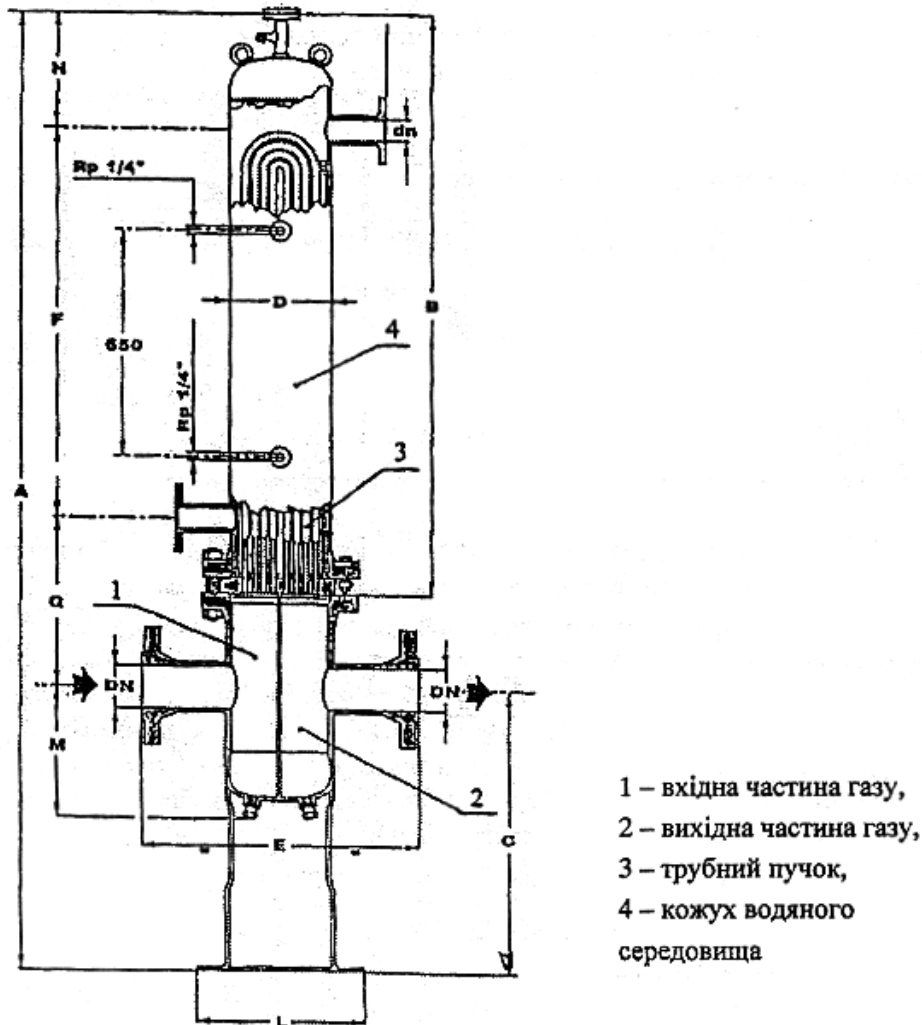


Рисунок 1.4. Теплообмінник для підігрівання газу KSI

Теплообмінники, в основному монтуються на кожну редуруючу нитку ГРС. Потужні теплообмінники встановлюються горизонтально, а менш потужні теплообмінники – вертикально. Втрачене тепло з поверхні теплообмінників зігріває приміщення ГРС додатково до системи опалення.

Цим самим досягається висока економічність, надійність і безпечність роботи системи підігрівання газу.

В даній роботі буде розглянуто автоматизація роботи підігрівача ПТПГ-30. Короткий опис його призначення і принцип роботи описаний нижче.

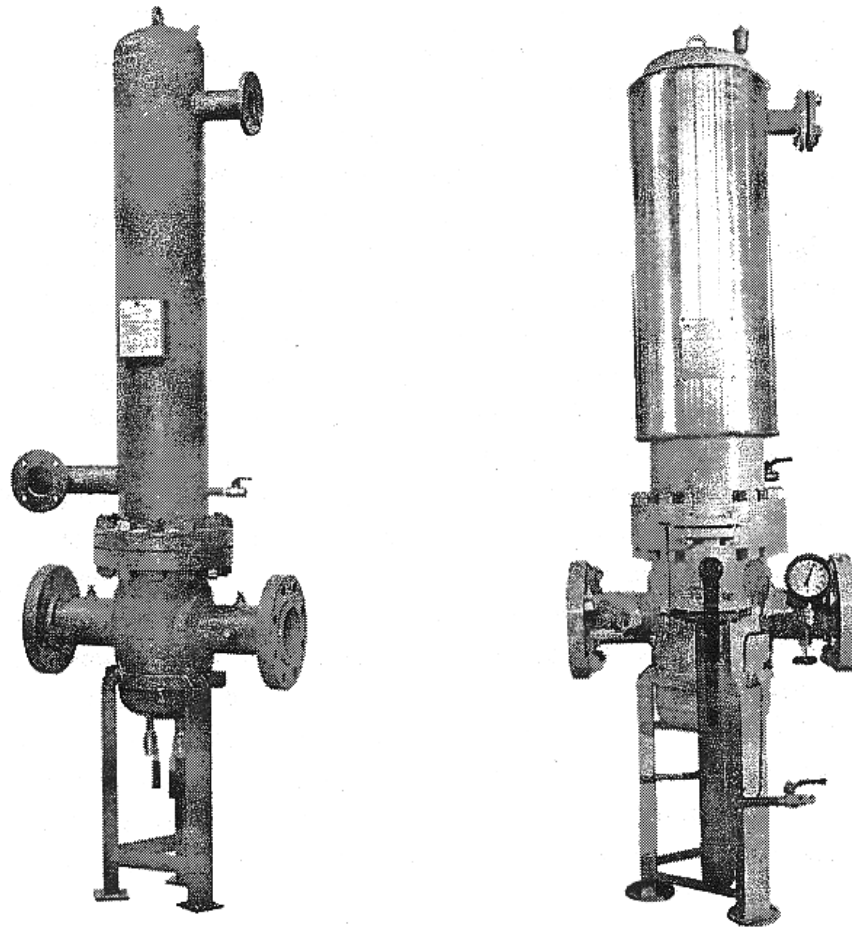


Рис.1.5. Теплообмінники фірми “Tartarini”

Підігрівач природного газу ПТПГ-30 є трубчатою пічкою і призначений для непрямого нагрівання перед редукуванням паливного і пускового газу турбін компресорних станцій, магістральних газопроводів і інших споживачів теплового газу. В якості проміжного теплоносія застосовуються водні розчини диетеленгліколю (ДЕГ). Використання підігрівача для підігріву промислових приміщень не допускається.

Конструктивно підігрівач представляє собою корпус підігрівача 3 (рис. 1.6), в який вмонтовано трубний пучок 2, теплогенератор 10, камера розподільна 1. Корпус підігрівача 3 заповнюється проміжним теплоносієм. Теплогенератор 10 і пучок трубний 2 занурені в проміжний теплоносій, рівень якого контролюється по рамці показника рівня 6. На корпусі підігрівача 3 закріплений пункт

газорегулюючий 5 з свічкою 8. Люк запобіжний 12 служить для аварійного викиду газу в випадку його прориву з трубного пучка 2. Для видалення продуктів згорання з теплогенератора 10 встановлений димохід 4. Корпус підігрівача 3 встановлений і закріплений на салазках 9.

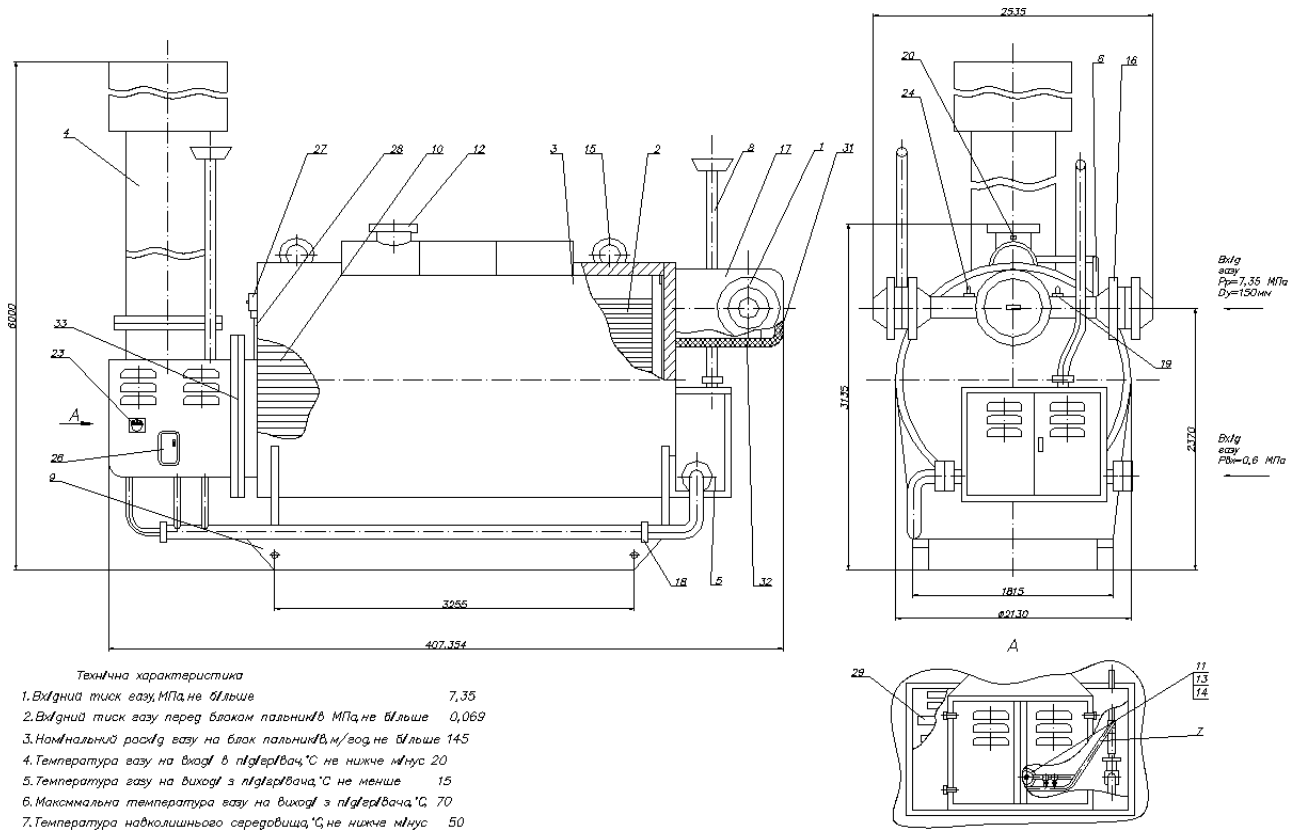


Рис. 1.6. Складальне креслення підігрівача природного газу ПТПГ-30

Принцип роботи підігрівача полягає в наступному: газ з магістралі під тиском 0,6 МПа поступає в газорегулюючий пункт, де його тиск понижується і підтримується на певному рівні (0,03 – 0,069 МПа) при подачі на блок пальників 11, де проходить його згорання. Продукти згорання через теплогенератор 10 поступають в димохід 4, звідки виходять в атмосферу. Висота димоходу 4 забезпечує розсіювання продуктів згорання до можливо – допустимих концентрацій. Теплота продуктів згорання через стінки труб теплогенератора 10 передається проміжному теплоносію.

Природний газ з магістралі під тиском не більше 7,35 МПа поступає в один з двох відсіків камери розподільної 1, а потім в двоходовий трубний пучок 2, де нагрівається проміжним теплоносієм. Нагрітий газ, з другого відсіку розподільної камери 1, поступає в магістраль.

1.3. Обґрунтування актуальності автоматизації процесу підігріву газу і вибраного напрямку його реалізації

В даний час на більшості газорозподільчих станцій Тернопільського ЛВУМГ, встановлені підігрівачі природного газу ПТПГ – 30, з релейним управлінням. Такий вид управління має ряд недоліків, основні з них:

- низька надійність та частий вихід з ладу комплектуючих;
- перевитрата паливного газу, через недосконалість алгоритму керування (ДЕГ нагрівається до максимальної температури при малій витраті газу споживачам);
- подача паливного газу здійснюється одним електромагнітним клапаном, що не забезпечує оптимального (пропорційно витраті газу) підігріву.

Отже, при проектуванні блоку керування до підігрівача повинні бути враховані наступні пункти, які будуть виконуватись автоматично:

- розпал основного і запальовального пальників;
- блокування розпалу основного пальника, якщо буде створений стан “відсутність вогню”, або “відсутність тяги”;
- блокування повторного запуску;
- регулювання температури нагрівання газу;
- захисне виключення пальників;
- сигналізацію на пульт оператора нормальної роботи і захисно-го вимкнення пальників;

- сигналізацію на пульт оператора про вимкнення основного пальника і про несправності підігрівача;
- система має працювати в стійкому режимі при відхиленнях на-пруги живлення від номінального на плюс 10% та мінус 15%.

Захисне відключення пальників має здійснюватися в наступних випадках:

- підвищення тиску газу перед пальниками вище 0,069 МПа;
- пониження тиску газу перед пальниками нижче $0,020 \pm 0,003$ МПа;
- пониження розрідження в камері згорання нижче 5 Па;
- підвищення температури проміжного теплоносія вище 95°C;
- пониження рівня проміжного теплоносія нижче допустимого;
- загашення полум'я запального пальника;
- при прориві газу з трубного пучка в корпус підігрівача.

2 ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Опис технологічної схеми Тернопільської газорозподільчої станції

Тернопільська газорозподільча станція збудована по індивідуальному проекту і складається з двох ідентичних ГРС, №1 - основної і №2 - резервної, які відрізняються тільки продуктивністю. Надалі без дужок буде подаватися нумерація вузлів ГРС №1, в дужках - ГРС №2.

Живлення обох ГРС газом високого тиску може здійснюватися одним із трьох способів:

- від магістрального газопроводу КЗУ-2 (Київ – Захід України 2), включення перед Тернопільською компресорною станцією (вхід КЗУ-2) через кран 28Т,
- від магістрального газопроводу КЗУ-2, включення після Тернопільської компресорної станції (вихід КЗУ-2) через кран 29Т,
- від магістрального газопроводу КЗУ-1, включення перед Тернопільською компресорною станцією (вхід КЗУ-1) через кран 27Т.

Для звільнення вхідного колектора від газу служать крани 30Т, 21, (71). Через них газ через свічки, розташовані на безпечній відстані від ГРС, стравлюється в атмосферу в випадках повної зупинки основної й резервної ГРС.

Подача газу на вхід ГРС здійснюється через вхідний кран 1, (51), із якого через крани 6, 8 (56, 58) він попадає на пиловловлювачі П1, П2 (П3, П4), де здійснюється його осушка (випадання конденсату) та очистка від

фізичних домішок. Робота пиловловлювачів базується на тому принципі, що потік газу, попадаючи в камеру набагато більшого об'єму, ніж основний трубопровід, зменшує свою швидкість, в результаті чого, згідно із законом Бернуллі, на деяку величину підвищується його тиск та понижається температура. Це створює умови для випадання конденсату важких вугле-воднів, що знаходилися на межі конденсації, та механічних домішок (піску, пилу), які

при більших швидкостях підхоплюються потоком газу. В ході регламентних робіт конденсат із пиловловлювачів переливається в підземну ємність для зливу конденсату ПЄ 1.

Після очистки газ через крани 7, 9 (57, 59) поступає на вхід підігрівача газу ПТПГ-30, оснащеного вхідним 10 (61), вихідним 11 (60) та бойпасним 12 (62) кранами.

Підігрівачі газу з'єднані з підземною ємністю ПЄ 2, що служить для зберігання запасу диетиленгліколю – проміжної робочої рідини підігрівачів. Живлення підігрівача здійснюється газом середнього тиску (0.2-0.8 МПа) через кран 19 (69).

Далі підігрітий газ високого тиску через крани 13, 16 (63, 66) поступає на вхід одного з двох регуляторів тиску 14, 17 (64, 67), які понижають тиск до обумовленого в договорі на постачання природного газу значення середнього тиску (0.2-0.8 МПа), далі через крани 15,18 (65, 68) газ поступає на вихідний кран 20 (70).

Для захисту вихідних трубопроводів від неприпустимих підвищень тиску газу служать запобіжні клапани 23, 24 (73, 74) налаштовані на різні тиски спрацювання і підключені до виходу ГРС через 3-ходовий кран 22 (72), який дозволяє вибрати один із них. В процесі роботи використовується один із запобіжних клапанів, той який більше підходить по тиску спрацювання. Інший запобіжний клапан вибирається на такий тиск спрацювання, який може бути використаний на даній ГРС в інший час (наприклад, при суттєвій різниці літнього й зимового режимів).

В випадках проведення ремонтних, регламентних та інших робіт, що потребують часткової зупинки ГРС на невеликий термін, подача газу споживачам може здійснюватися через байпасні крани 2, 3 (52, 53), один із яких засувкового типу і дозволяє здійснювати регулювання подачі газу в широких межах. В таких випадках регулювання значення вихідного тиску здійснюється вручну при постійному контролі зі сторони обслуговуючого персоналу.

Для надання газіві специфічного запаху до вихідного газопроводу підключений одоризатор газу ОГ1 (ОГ2), з'єднаний з підземною ємністю одоранту ПЄ 3 (ПЄ 4). З виходів обох ГРС можливе живлення дизель-генератора Тернопільської компресорної станції (вихід Ду-57 диз.ген) через крани 78, 79, 81, який призначений для забезпечення безперебійного електроживлення у випадку запланованих відключень та непередбачених ситуацій, та живлення відрізка газопроводу “Дашава-Київ” (вихід Ду-150) через крани 79, 78, 80, 31Г, який після закінчення терміну основної експлуатації був переведений на тиск 0.8МПа, та використовується для газо-постачання ряду населених пунктів.

Перед подачею газу споживачам міста Тернопіль він проходить через вузол комерційного обліку газу, що складається із замірної камери зі звужуючим пристроєм ДК1 (ДК2), вхідного 25 (75), вихідного 26 (76) та бойпасного 27 (77) кранів.

2.2 Опис комбінованої принципової схеми автоматичного підігрівача

Комбінована принципова схема автоматичного підігрівача зображена на рис. 2.1.

Газ під тиском 0,6 МПа, через вхідний кран 11 поступає в пункт газорегулюючий 1, де його тиск понижується і підтримується на рівні 0,03 – 0,069 МПа. При необхідності можливе підключення газу до підігрівача через вхід газу низького тиску 12 з тиском 0,03 МПа. Витрата паливного газу контролюється лічильником газу ЛГ. Далі газ, в одному напрямку, по трубопроводу Ду25 проходить через вентиль 5 на запальний пальник 26. Кран 13 встановлений безпосередньо перед запальним пальником. Паралельно до запального вентиля підключений бойпасний кран 17, на той випадок, якщо перший вийде з ладу.

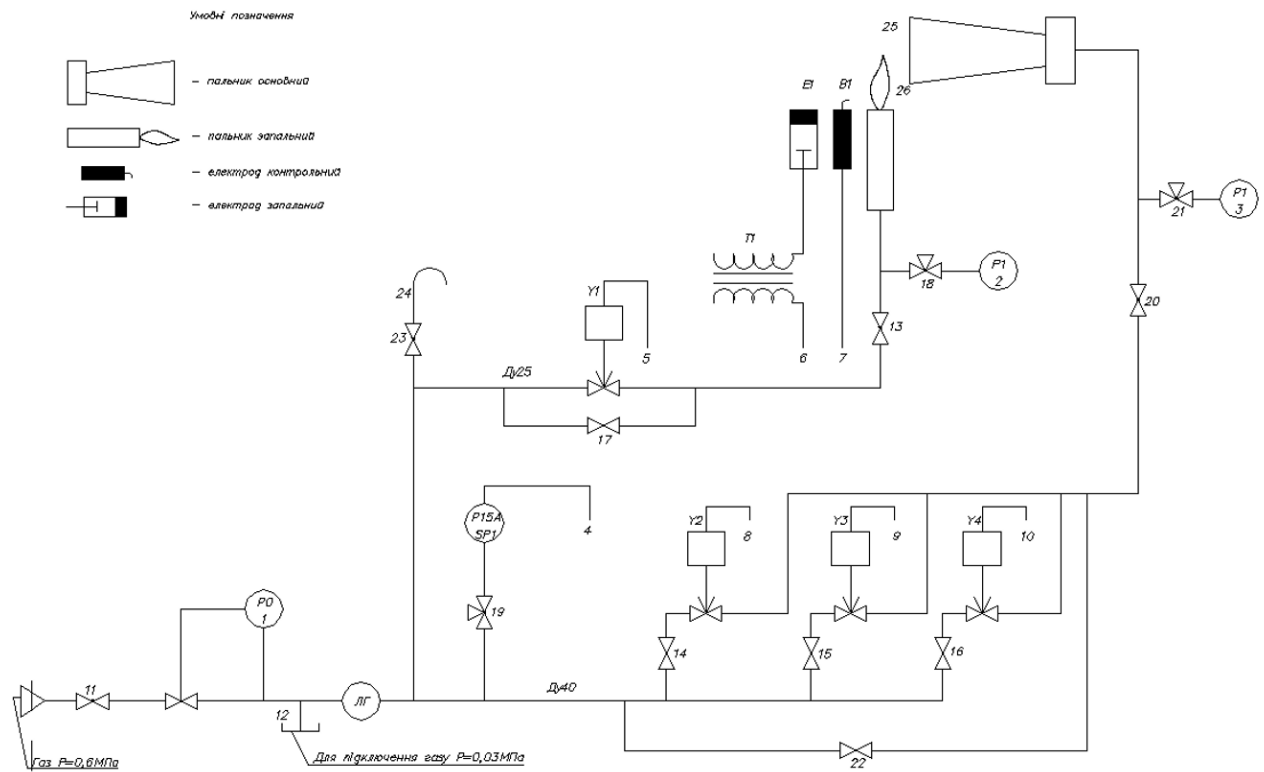


Рисунок 2.1. Комбінована принципова схема автоматичного підігрівача

Тиск газу на пальнику контролюється манометром 2, до якого підключений триходовий вентиль 18. Триходовий вентиль застосований тут для перевірки і налагодження манометра без знімання його з підігрівача.. В другому напрямку, по трубопроводу Ду 40, через систему налагоджувальних вентилів 14, 15, 16 та регулювальних електромагнітних клапанів 8, 9, 10 (в залежності від коду електромагнітних клапанів, який вибирається розробленою автоматикою, розраховується розхід газу, необхідний для підігріву) газ проходить до основного пальника 25, на якому тиск газу контролюється манометром 3. Паралельно до системи налагоджувальних вентилів та регулювальних електромагнітних клапанів підключений бойпасний кран 22, на той випадок, якщо система вийде з ладу. При ремонтних роботах та при зупинці ГРС, газ в системі стравлюється через кран 23 за допомогою свічки 24.

2.3 Технологічні особливості процесу підігріву природного газу.

Через низьку якість осушення газу на промислах у магістральних газопроводах конденсується волога, внаслідок чого знижується пропускна здатність і виникають умови для утворення кристалогідратів, які зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід. Кристалогідрати були відкриті англійським хіміком Х. Деві в 1810 році. За своєю структурою газові гідрати є сполуками включення (клатрати), які утворюються шляхом впровадження в порожнечі кристалічних структур, створених із молекул води, молекул газу. Спільна формула газових гідратів $M \cdot nH_2O$, де значення "п" змінюється в межах 5,75-17 залежно від складу газу і умов виникнення гідратів. Максимальна величина вологовмісту (при повному насиченні) залежить від складу газу, зростаючи зі збільшенням кількості H_2S і CO_2 і знижуючись із підвищенням вмісту N_2 .

На діаграмі P—T (рис. 2.2) показані умови утворення гідратів.

Гідрати утворюються в зонах, розташованих вліво від кривих (2) і (5). При перетині кривих (1), (2) і (5) утворюється критична точка (С) розкладу гідратів. У точці, утвореній при перетині кривих (2) і (3), одночасно існує система гідрат-лід-вода-газ. При нагріванні або зниженні тиску нижче критичного проходить розкладання гідратів на воду і газ.

Існує декілька методів визначення температури й тиску початку гідратоутворення: графічний, аналітичний, графоаналітичний і експериментальний. Умови утворення гідратів деяких газів наведені на рис. 2.3.

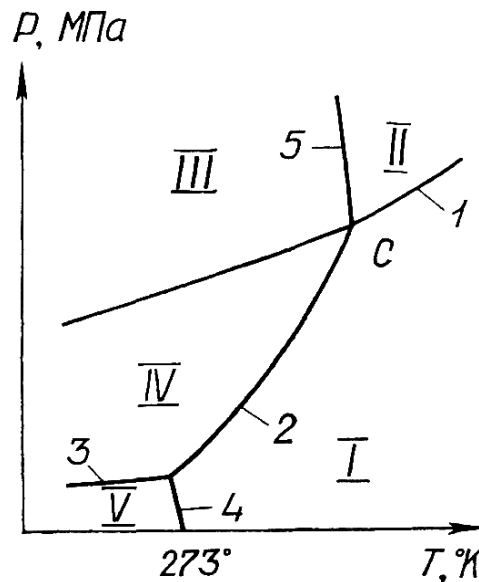


Рисунок 2.2 Діаграма фазового стану гідратів

1 — пружність парів гідроавтоутворювача, 2 — рівноважні умови утворення гідратів, 3 — рівноважна межа між гідратом і льодом, 4 - пониження температури замерзання води, 5 - залежність критичної температури розкладання гідратів від тиску.

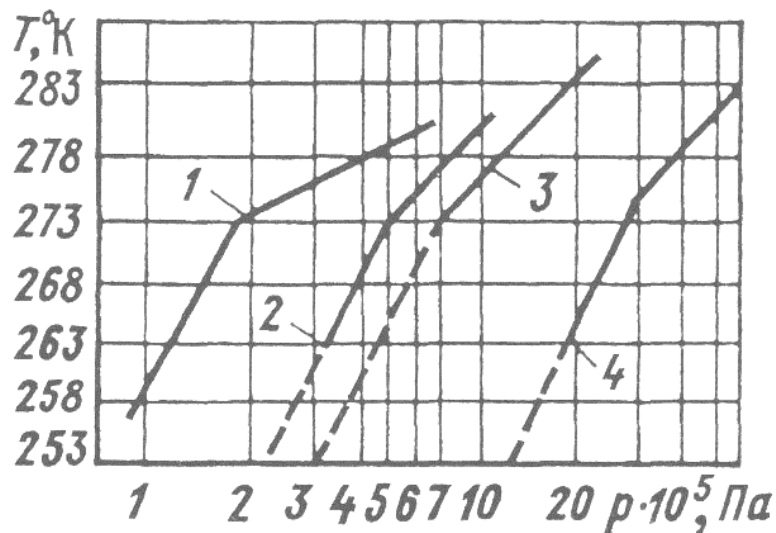


Рис. 2.3. Умови утворення гідратів.

1 - пропан, 2 - етан, 3 - природний газ, 4 – метан.

Засоби боротьби з гідратами:

- зниження тиску в системі нижче рівноважного;
- підвищення температури газу до величини, яка перевищує рівноважну;

- осушення газу з метою запобігання конденсації парів води.

Процес вилучення з газу парів води називається осушенням. Осушення природних і попутних газів може здійснюватися абсорбцією за допомогою рідких поглиначів або адсорбцією із застосуванням твердих поглиначів - адсорбентів.

Переваги рідких поглиначів порівняно з твердими сорбентами такі:

- низькі перепади тиску в системі;
- можливість осушення газів, які містять речовини, що отруюють тверді сорбенти;
- менші капітальні й експлуатаційні витрати.

Проте ступінь осушення рідкими поглиначами менший, а температура газу, який осушується, має бути вища за 313-323 °К.

Для абсорбційного осушення природного газу в основному використовують діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ) (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 Фізико-хімічні властивості гліколів

№ п/п	Параметри	Одиниці виміру	ДЕГ	ТЕГ
1	Відносна молекулярна маса		106,12	150,17
2	Густина при 20°C	г/см ³	1,118/1,119	1,127
3	Температура кипіння при тиску (МПа) 0,1013	°К	518	558
4	Температура: початку розкладу початку замерзання займання на повітрі	°К	437,5 265 623,5	479 266,4 445,9
5	Прихована теплота пароутворення при тиску 0,1 МПа	Дж/кг	0,628	0,418
6	В'язкість при температурі 293 °К	нс/м ²	0,0357	0,0478

У випадку утворення гідратних пробок у газопроводі застосовують декілька методів їх руйнування: введення в трубопровід інгібіторів, методи зниження тиску, підігрівання.

Місце знаходження гідратної пробки визначають шляхом заміру тиску на трасі. Підвищений перепад тиску на якій-небудь ділянці свідчить про утворення гідратної пробки.

Місце утворення пробки можна виявити за допомогою радіолокаційної антени і пересувної радіолокаційної станції, а також просвічуванням труб гамма-випромінюванням за допомогою радіоізотопного приладу РІК-6М.

Точка початку конденсації парів води з газу залежить від того, з якою точкою роси газ надходить у газопровід. Якщо вона буде вище початкової температури газу, то волога виділятиметься в самому початку газопроводу, нижче - у тому місці газопроводу, де точка роси дорівнює температурі газу.

Для визначення точки початку конденсації парів води з газу при $T = T_{т.р.}$ застосовують формулу:

$$T = T_0 + (T_n - T_0) \cdot e^{-ax} - \mu \frac{P_1 - P_2}{L} \cdot \frac{1 - e^{-ax}}{a}$$

де T , T_0 - температура газу відповідно газопроводу і навколишнього середовища, °К;

T_n - початкова температура газу, °К;

μ - коефіцієнт Джоуля-Томсона, °К МПа (табл. 2.2);

P_1 і P_2 - тиск відповідно на початку і в кінці газопроводу, МПа;

L - довжина газопроводу, м;

x - відстань від початку газопроводу до розглянутої точки, м;

a - коефіцієнт, що визначається по формулі 2.4.

Таблиця 2.2 Коефіцієнт Джоуля – Томсона

Тиск, МПа	Значення μ °К/МПа при температурі, °К					
	248	273	298	323	348	373
0,10	5,6	4,8	4,1	3,5	3,0	2,6
0,52	5,5	4,7	4,0	3,4	3,0	2,6
2,50	5,0	4,8	3,6	3,1	2,6	2,3
5,15	4,5	3,8	3,3	2,8	2,4	2,1
10,3	3,6	3,2	2,7	2,5	2,1	1,9

Початок зони конденсації в газопроводі визначаємо по формулі, приймаючи, що $T = T_T$. Р:

$$X_{т.р.} = \frac{1}{a} \ln \left[\frac{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_n - T_c) a \cdot L}{\mu \cdot (P_1 - P_2) + (T_{т.р.} - T_0) a \cdot L} \right]$$

Кінець зони конденсації в газопроводі:

$$X_0 = \frac{1}{a} \ln \left[\frac{a \cdot L (T_{II} - T_0)}{\mu \cdot (P_1 - P_2)} + 1 \right];$$

$$a = \frac{24 \cdot K \pi D}{\rho \cdot Q \cdot C_p},$$

де K - коефіцієнт теплопередачі в навколишнє середовище, Вт/м² • °К;

D - зовнішній діаметр газопроводу, м;

ρ - густина газу, кг/м³;

Q - об'ємна витрата газу, м³/добу,

C_p - теплоємність газу, Дж/кг • °К.

При осушенні газу необхідно, щоб воно проводилось нижче точки роси, яка забезпечувала б нормальний режим транспортування газу. Точка роси - температура, до якої повинен охолоджуватися газ, щоб досягти стану насичення водяною паром при даному вологовмісті і незмінному тискові. При досягненні точки роси в газі або на предметах, до яких він до-торкається, починається конденсація водяної пари. Осушення газу звичай-но здійснюють нижче точки роси на 5-7 °К.

Товщину гідрату, який утворився в газопроводі, можна визначити по формулах:

Для точки роси від 273 до 243 °К:

$$\delta = \left(m + \frac{n}{\lg P} \right) \cdot (T_0 - T_{т.р.}) \cdot \lg \frac{0,2785(T_0)}{P}.$$

Для точки роси від 233 до 223 °К:

$$\delta = (m + n \lg P) \cdot (T_0 - T_{т.р.}).$$

Змінні параметри P, T, D визначають через коефіцієнти n і m (табл. 2.3). Дані формули застосовують, коли температура транспортованого газу буде нижча точки роси.

Таблиця 2.3 Коефіцієнти для змінних параметрів P, T, D

Температура, °К	D=500мм		D=1000мм		D=1200мм	
	m	n	m	n	m	n
273	-0.0207	0.0433	-0.0085	0.0816	-0.0076	0.0166
263	-0.0116	0.0246	-0.0046	0.0102	-0.0046	0.0096
253	-0.0064	0.133	-0.0038	0.0040	-0.0037	0.0072
243	-0.0041	0.0087	-0.0031	0.0063	-0.0016	0.0034
233	-0.0007	0.0003	-0.0003	0.0001	-0.0008	0.0001
223	-0.0004	0.0002	-0.0004	0.0002	-0.0003	0.0002

Одним із методів боротьби з гідратоутворенням є введення в потік газу інгібіторів. Як інгібітори використовують: метиловий спирт (метанол), розчини ДЕГ і ТЕГ.

Заливка метанолу в газопровід виконується за допомогою стаціонар-них або пересувних метанольниць.

2.4. Аналіз динаміки витрати газу на протязі року.

Маючи піддіапазони зміни витрати газу, легко розрахувати діапазони витрати для кожного з них. Ці дані потрібні для оптимального налагодження системи електромагнітних клапанів, що будуть керувати подачею газу в підігрівач.

Виходячи з вимог “Правил прийому – передачі природного газу споживачам” підігрів газу здійснюється до температури, не нижче 10С. Найвища температура підігріву не встановлена. Крім того, повинно враховуватись значення температури точки роси, яке в рідкісних випадках (при попаданні води в газопроводи) може бути вище 10°С. Виходячи з цього розраховується робоча температура проміжної рідини.

Враховуючи середню питому теплоту згорання газу 42573 кДж/м³, теплоємність природного газу при сталому тиску 2,167 кДж/К, різницю температур між входом і виходом підігрівача 25°С, та ККД даного типу підігрівачів 80%, розрахуємо параметри налагодження системи електромагнітних клапанів.

Подані в таблиці 2.4 значення Q₁, Q₂, Q₃ є налагоджувальними ви-тратами через електромагнітні клапани, що виставляються за показами ротаметра або лічильника паливного газу з точністю 10%.

Таблиця 2.4 Потреба в паливному газі в залежності від витрати .

витрата газу м3/год	витрата паливного газу, м3/год			
	Q пал.газу	Q1	Q2	Q3
5000	5,72			
15000	17,17	2,45	4,90	9,81
30000	34,33			
90000	102,99	14,71	29,43	58,85

2.5. Аналіз технічних умов на проектування автоматичного блока керування до підігрівача газу

Для проектування автоматичного блока керування до підігрівача газу приймемо наступні технічні умови :

- | | |
|--|------------|
| 1. Вхідний тиск підігрівачаючого газу, МПа, не більше | 7,35 |
| 2. Вхідний тиск газу перед блоком пальників, МПа не більше | 0,069 |
| 3. Продуктивність по газу, тис.м3/год, не менше: | |
| Максимальна | 31,5 |
| Номінальна | 25,0 |
| Мінімальна | 2,87 |
| 4. Максимальна температура газу на виході з підігрівача, °С | +70 |
| 5. Температура на виході з підігрівача, °С, не менше | +15 |
| 6. Кількість звужуючих пристроїв | 2 |
| 7. Розрахункові значення діапазонів для розрахунку звужуючих пристроїв | 0 (15-90) |
| 8. Відношення найбільшої витрати газу до найменшої | 1:18 |
| 9. Напруга живлення, В | 20±5%, =24 |

10. Наявність візуальної інформації про роботу підігрівача.

11. Наявність інтерфейсу для комп'ютерного зв'язку з диспетчером.

2.6. Розробка технологічного процесу роботи автоматичного блока керування до підігрівача природного газу

Для здійснення поставленої задачі оберемо наступний алгоритм роботи автоматичного підігрівача:

1. Визначення миттєвої витрати, температури газу, температури проміжної рідини.
2. Контроль схеми безпеки (тиску паливного газу, наявності тяги).
3. Включення запальника.
4. Запуск таймера на 5с.
5. Контроль схеми безпеки (додається контроль полум'я).
6. Обчислення кількості необхідного паливного газу .
7. Визначення комбінації включення клапанів.
8. Відкривання клапанів для подачі газу.
9. Перехід до пункту 1.

Для визначення витрати газу використовується витратомірний пристрій змінного перепаду тиску, на звужуючому пристрої з мембранним дифманометром-витратоміром, що має уніфікований струмовий вихід 4-20 мА. Основними параметрами, згідно яких обчислюється витрата газу є тиск, температура газу та перепад тиску на звужуючому пристрої. Так як температура і тиск газу в процесі роботи ГРС підтримуються на певному постійному рівні, для визначення витрати газу з достатньою точністю вистачає значення перепаду тиску на звужуючому пристрої, квадрат значення якого пропорційний витраті газу.

Для вимірювання температури використовуються термоперетворювачі опору з уніфікованим струмовим виходом 4-20 мА ТСМУ - 2043.

Тоді функціонально підігрівач газу повинен складатися з таких основних блоків:

- витратомірного пристрою (ВП);
- давача перепаду тиску (ДПТ);
- давачів температури вхідного газу (ДТ1) і проміжної рідини (ДТ2);
- схеми безпеки (СБ);
- блоку керування (БК);
- електромагнітних клапанів (ЕМ1 – ЕМ3, ЕМЧ);

Виходячи з цього, зобразимо функціональну схему підігрівача (рис. 2.4).

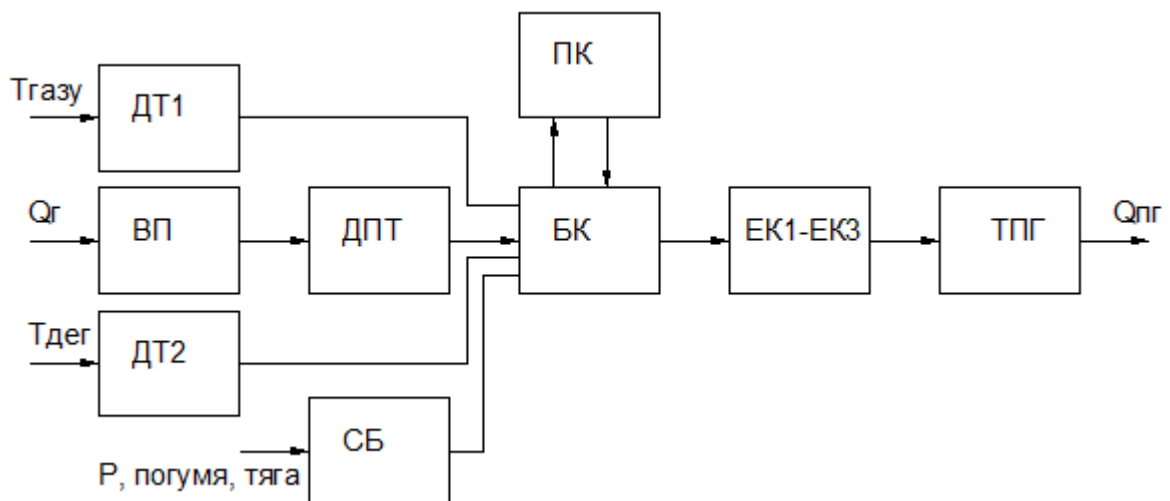


Рисунок 2.4. Функціональна схема підігрівача газу

Потік газу деякої витрати Q_g , проходячи через діафрагму витратомірного пристрою ВП, створює в ньому відповідний перепад тиску, що подається в давач перепаду тиску ДПТ для перетворення в електричний сигнал постійного струму. Використовуючи цей сигнал, а також сигнали від давачів температури вхідного газу ДТ1 та температури проміжної рідини ДТ2, при відсутності сигналу зі схеми безпеки СБ блок керування БК видає сигнал для включення чергового пальника

та схеми запалювання. Через 5с. при наявності полум'я, блок керування визначає потрібну комбінацію клапанів для забезпечення оптимального підігріву. Якщо температура газу на виході перевищить номінальну на 10 градусів, то клапани виключаються. В випадку, коли при включених клапанах температура газу падає нижче мінімальної, блок керування формує аварійний сигнал, що передається на персональний комп'ютер ПК для подальшої обробки. Персональний комп'ютер в свою чергу служить для вводу в блок керування потрібних для його роботи констант та відображення його режиму роботи.

На кресленнях в графічних матеріалах зображено часові діаграми роботи підігрівача. Діаграма 1 відображає роботу підігрівача з заводською автоматикою, діаграма 2 – роботу підігрівача з розробленою автоматикою .

З діаграм видно, що номінальна температура забезпечується більш точно (не допускається перегрів), підігрів забезпечується при меншій витраті газу.

Особлива увага приділяється налагодженню електромагнітних клапанів (ЕМК).

Процес налагодження ЕМК:

1. Запалити через бойпасний кран 17 запальний пальник.
2. Калібратором тиску встановити на давачі перепаду тиску таке значення, яке відповідає включенню вентилля Y2.
3. Налагоджувальним краном 14 за показами лічильника ЛГ добити-ся розрахункової витрати газу для даного вентилля.
4. Провести пункти 1, 2, 3 для двох інших клапанів.

3 КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок звужуючих пристроїв (діафрагм)

Як було з'ясовано в технологічній частині, для забезпечення нормальної роботи блока керування до підігрівача природного газу на протязі ро-ку, необхідно забезпечити два діапазони вимірювання витрати газу : 5000-30000 та 15000-90000 м3/год. Задача цього розділу – розрахувати діаметри звужуючих пристроїв для забезпечення в даних діапазонах вимірювання нормальної роботи давача перепаду тиску.

Технічне виконання вузлів заміру витрат газу і оперативний розрахунок – повинні відповідати “Правилам заміру витрат газу... РД-50-213-80”. Вони регламентують заміри витрат газів і рідин методом перемінного перепаду тиску і загальні технічні вимоги до витратомірних пристроїв, які складаються з витратоміра (звужуючого пристрою, дифманометра, приладів для заміру тиску, температури, щільності газу) і прямих ланок трубопроводів до і після звужуючого пристрою з місцевими опорами. До стандартних звужуючих пристроїв (ЗП) відносяться діафрагми, сопла, сопла Вентурі, труби Вентурі. На ГРС знайшли широке застосування такі звужуючі пристрої як камерні діафрагми.

Загальні вимоги до камерних діафрагм по ГОСТ 26969-86:

- на кромках отвору діафрагми не повинно бути зарубин і задирок вхідна кромка отвору діафрагми повинна бути гострою;

- товщина діафрагми для заданих умов 6 мм;
- матеріал, для виготовлення діафрагми сталь марки 12X18H10T;
- довжина циліндричної частини отвору діафрагми 1.6-5.3 мм;
- шорсткість отвору діафрагми $Ra < 1,25$ мкм;
- шорсткість торців діафрагми $Ra < 6,3$ мкм;

Для проведення розрахунків був використаний програмний пакет Mathcad.

1. Вихідні дані для розрахунку зимової діафрагми:

- | | |
|---|---------------------------|
| а) Вимірюване середовище | природний газ |
| б) Склад вимірюваного середовища | CH ₄ |
| в) Найбільша вимірювана витрата, нм ³ /год : | Q _{max} := 90000 |
| г) Середня вимірювана витрата, нм ³ /год : | Q := 50000 |
| д) Абсолютний тиск газу перед діафрагмою, кгс/см ² : | P := 7 |
| е) Температура газу перед діафрагмою, С : | t := 20 |
| є) Густина газу в нормальному стані, кг/м ³ : | ρ _n := 0.7 |
| ж) Внутрішній діаметр трубопроводу, мм : | D := 300 |
| з) Матеріал трубопроводу | сталь 20 |
| і) Місцеві опори : до діафрагми | кран |
| після діафрагми | кран |

2. Визначення допоміжних величин :

а) Абсолютна температура газу перед діафрагмою :

$$T := t + 273.15 \quad T = 293.15$$

б) Коефіцієнт стисливості газу:

$$k := 0.99$$

в) Показник адіабати газу :

$$\chi := 1.31$$

г) Густина газу в робочих умовах :

$$T_n := 293.15 \text{ К} \quad P_n := 1.0332 \text{ кгс/см}^2$$

$$\rho := \rho_n \cdot \frac{P \cdot T_n}{P_n \cdot T \cdot k} \quad \rho = 4.79 \text{ кг/м}^3$$

д) Динамічна в'язкість газу в робочих умовах:

$$\mu_n := 1.12 \cdot 10^{-6} \text{ кгс*с/м}^2 \quad P_{kr} := 47.3 \text{ кгс/см}^2 \quad T_{kr} := 191.1 \text{ К}$$

$$P_{pr} := \frac{P}{P_{kr}} \quad P_{pr} = 0.148 \quad T_{pr} := \frac{T}{T_{kr}} \quad T_{pr} = 1.534$$

$$C_{\mu} := 1.004 \quad \mu := \mu_n \cdot C_{\mu} \quad \mu = 1.124 \times 10^{-6} \text{ кгс*с/м}^2$$

3. Вибір дифманометра і розрахунок діаметру отвору діафрагми.

а) Дифманометр Honeywell STD 924 зі струмовим виходом 4-20 мА.

б) Верхня межа вимірювання дифманометра :

$$Q_{\max} = 9 \times 10^4 \text{ нм}^3/\text{год}$$

в) Допоміжна величина С :

$$C := \frac{Q_{\max}}{0.2109 \cdot D^2} \cdot \sqrt{\frac{\rho_n \cdot T \cdot k}{P}} \quad C = 25.544$$

г) Найбільший номінальний перепад тиску дифманометра :

$$\Delta P_n := 6300 \text{ кгс/м}^2$$

д) Число Рейнольдса для нормального стану газу :

$$Re := 0.0361 \cdot \frac{Q \cdot \rho_n}{D \cdot \mu} \quad Re = 3.745 \times 10^6$$

мінімально допустиме число Рейнольдса для $m=0.2$ $Re_{\min} = 10000$

граничне число Рейнольдса для $m=0.2$ $Re_{gr} = 56000$

розрахунок можна продовжувати, бо $Re > Re_{gr} > Re_{\min}$

е) Користуючись допоміжною величиною С, за номограмою рис.А19 [5] знаходимо значення наближеного модуля діафрагми та допустимої втрати тиску на діафрагмі для прийнятого допустимого перепаду тиску дифманометра:

$$m := 0.35$$

$$P_{п} := 3400 \text{ кгс/м}^2$$

є) За графіками і таблицями (рис.2, таблиця 20 [4]) знаходимо мінімальні відстані прямих ділянок трубопроводів до і після діафрагми для заданого модуля:

$$L1 := D \cdot \frac{26}{1000} \quad L1 = 7.8 \text{ м}$$

$$L2 := D \cdot \frac{7.2}{1000} \quad L2 = 2.16 \text{ м}$$

ж) Поправочний множник на розширення вимірюваного середовища (додаток 10 [5]):

$$\varepsilon := 0.9981$$

з) Обчислюємо допоміжну величину $m\alpha$:

$$\Delta P := \Delta P_n \quad m\alpha := \frac{C}{\sqrt{\Delta P}} \quad m\alpha = 0.322$$

і) Користуючись допоміжною величиною $m\alpha$ за діаграмами рис.А8 [5] знаходимо значення модуля та коефіцієнта витрати :

$$m := 0.471 \quad \alpha := 0.684$$

й) Шукане значення розміру отвору діафрагми :

$$d20 := D \cdot \sqrt{m} \quad d20 = 205.888 \text{ мм}$$

приймаємо $d20 := 205.89$

4. Перевірка правильності виконання розрахунку :

$$Q_{\max 1} := 0.2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d20^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho_n \cdot T \cdot k}}$$

$$Q_{\max 1} = 8.993 \times 10^4$$

Визначаємо відносну похибку визначення витрати :

$$\sigma_Q := 100 \cdot \frac{Q_{\max 1} - Q_{\max}}{Q_{\max}} \quad \sigma_Q = -0.082 \%$$

Відносна похибка не перевищує 0.3% , тому не потрібно вводити поправку до показників дифманометра на число Рейнольдса.

Шукане значення отвору діафрагми :

$$d20 = 205.89 \text{ мм}$$

Вихідні дані для розрахунку літнього звужуючого пристрою:

а) Вимірюване середовище	природний газ
б) Склад вимірюваного середовища	CH ₄
в) Найбільша вимірювана витрата, нм ³ /год :	Q _{max} := 15000
г) Середня вимірювана витрата, нм ³ /год :	Q := 10000
д) Абсолютний тиск газу перед діафрагмою, кгс/см ² :	P := 7
е) Температура газу перед діафрагмою, С :	t := 20
є) Густина газу в нормальному стані, кг/м ³ :	ρ _n := 0.7
ж) Внутрішній діаметр трубопроводу, мм :	D := 300
з) Матеріал трубопроводу	сталь 20
і) Місцеві опори : до діафрагми	кран
після діафрагми	кран

2. Визначення допоміжних величин :

а) Абсолютна температура газу перед діафрагмою :

$$T := t + 273.15 \quad T = 293.15$$

б) Коефіцієнт стисливості газу (рис. А10и [5]) :

$$k := 0.99$$

в) Показник адіабати газу (додаток 8 [5]) :

$$\chi := 1.31$$

г) Густина газу в робочих умовах :

$$T_n := 293.15 \text{ К} \quad P_n := 1.0332_{\text{кгс/см}^2}$$

$$\rho := \rho_n \cdot \frac{P \cdot T_n}{P_n \cdot T \cdot k} \quad \rho = 4.79 \text{ кг/м}^3$$

д) Динамічна в'язкість газу в робочих умовах :

$$\mu_n := 1.12 \cdot 10^{-6} \text{ кгс*с/м}^2 \quad P_{kr} := 47.3_{\text{кгс/см}^2} \quad T_{kr} := 191.1 \text{ К}$$

$$P_{pr} := \frac{P}{P_{kr}} \quad P_{pr} = 0.148 \quad T_{pr} := \frac{T}{T_{kr}} \quad T_{pr} = 1.534$$

$$C_\mu := 1.004 \quad \mu := \mu_n \cdot C_\mu \quad \mu = 1.124 \times 10^{-6} \text{ кгс*с/м}^2$$

3. Вибір дифманометра і розрахунок діаметру отвору діафрагми.

а) Дифманометр Honeywell STD 924 зі струмовим виходом 4-20 мА.

б) Верхня межа вимірювання дифманометра :

$$Q_{\max} = 1.5 \times 10^4 \text{ нм}^3/\text{год}$$

в) Допоміжна величина С :

$$C := \frac{Q_{\max}}{0.2109 \cdot D^2} \cdot \sqrt{\frac{\rho_n \cdot T \cdot k}{P}} \quad C = 4.257$$

г) Найбільший номінальний перепад тиску дифманометра :

$$\Delta P_n := 6300 \text{ кгс/м}^2$$

д) Число Рейнольдса для нормального стану газу :

$$Re := 0.0361 \cdot \frac{Q \cdot \rho_n}{D \cdot \mu} \quad Re = 7.491 \times 10^5$$

мінімально допустиме число Рейнольдса для $m=0.2$ $Re_{\min} = 10000$

граничне число Рейнольдса для $m=0.2$ $Re_{gr} = 56000$

розрахунок можна продовжувати, бо $Re > Re_{gr} > Re_{\min}$

е) Користуючись допоміжною величиною С, за номограмою знаходимо значення наближеного модуля діафрагми та допустимої втрати тиску на діафрагмі для прийнятого допустимого перепаду тиску дифманометра:

$$m := 0.09$$

$$P_i := 5800 \text{ кгс/м}^2$$

є) За графіками і таблицями знаходимо мінімальні відстані прямих ділянок трубопроводів до і після діафрагми для заданого модуля:

$$L1 := D \cdot \frac{18}{1000} \quad L1 = 5.4 \text{ м}$$

$$L2 := D \cdot \frac{5.1}{1000} \quad L2 = 1.53 \text{ м}$$

ж) Поправочний множник на розширення вимірюваного середовища:

$$\varepsilon := 0.9981$$

з) Обчислюємо допоміжну величину $m\alpha$:

$$\Delta P := \Delta P_n \quad m\alpha := \frac{C}{\sqrt{\Delta P}} \quad m\alpha = 0.054$$

i) Користуючись допоміжною величиною $m\alpha$ за діаграмами знаходимо значення модуля та коефіцієнта витрати :

$$m := 0.0893 \quad \alpha := 0.603$$

й) Шукане значення розміру отвору діафрагми :

$$d_{20} := D \cdot \sqrt{m} \quad d_{20} = 89.649 \text{ мм}$$

$$\text{приймаємо } d_{20} := 89.65$$

4. Перевірка правильності виконання розрахунку :

$$Q_{\max 1} := 0.2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d_{20}^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho_n \cdot T \cdot k}} \quad Q_{\max 1} = 1.503 \times 10^4$$

$$\sigma_Q := 100 \cdot \frac{Q_{\max 1} - Q_{\max}}{Q_{\max}} \quad \sigma_Q = 0.204 \%$$

Визначаємо відносну похибку визначення витрати:

Відносна похибка не перевищує 0.3% , тому не потрібно вводити поправку до показників дифманометра на число Рейнольдса.

Шукане значення отвору діафрагми:

$$d_{20} = 89.65 \text{ мм}$$

3.2. Розробка блок-схеми автоматичного блока керування до підігрівача природного газу

Виходячи з вищесказаного, блок керування повинен виконувати такі основні задачі:

- формування розрахункових періодів часу T ;
- вибір потрібного діапазону вимірювання;

- прийом аналогового сигналу від датчиків;
- перетворення аналогового сигналу в цифровий код;
- визначення комбінації включення електромагнітних клапанів;
- подачу сигналу для відкриття електромагнітних клапанів;
- прийом сигналу від схеми безпеки;
- в випадку, коли температура падає нижче мінімальної, формування аварійного сигналу;
- вивід на цифровий індикатор основної інформації про роботу блоку (визначене значення миттєвої витрати газу в процентах від максимальної, аварійний режим.)

Тоді блок керування буде складатися з таких функціональних елементів:

- однокристалльної мікро-ЕОМ (ОМ ЕОМ), яка є головною частиною системи і здійснює повну чи часткову реалізацію всіх вищеперечислених задач;
- комутатора (МХ), що служить для вибору каналу вимірювання;
- блоку вибору діапазону вимірювання (БВД), що служить для формування сигналів логічних “0” чи “1”, які відповідають нижньому та верхньому діапазону вимірювання, і подаються на ОМ ЕОМ для вибору відповідної програми розрахунку;
- цифро-аналогового перетворювача (ЦАП), що служить для перетворення цифрового 8-розрядного коду з виходу ОМ ЕОМ в напругу постійного струму ;
- компаратора (К), що служить для порівняння напруги з датчика перепаду тиску з напругою ЦАП, і подачі сигналу на ОМ ЕОМ для організації роботи АЦП;
- регістра індикації (RG1), що використовуючи сигнали з виходів P2 ОМ ЕОМ служить для фіксації даних, що повинні виводитись на індикацію;

- дешифратора (ДШ), що служить для перетворення цифрового 8-розрядного коду з регістра RG1 в код для відображення інформації на 2-розрядному 7-сегментному індикаторі ;
- індикатора (І), 2-розрядного 7-сегментного;
- регістра електромагнітних клапанів (RG2), що використовуючи сигнали з виходів ОМ ЕОМ служить для фіксації положення електромагнітних клапанів.

Графічно блок-схема зображена на рисунку 4.1.

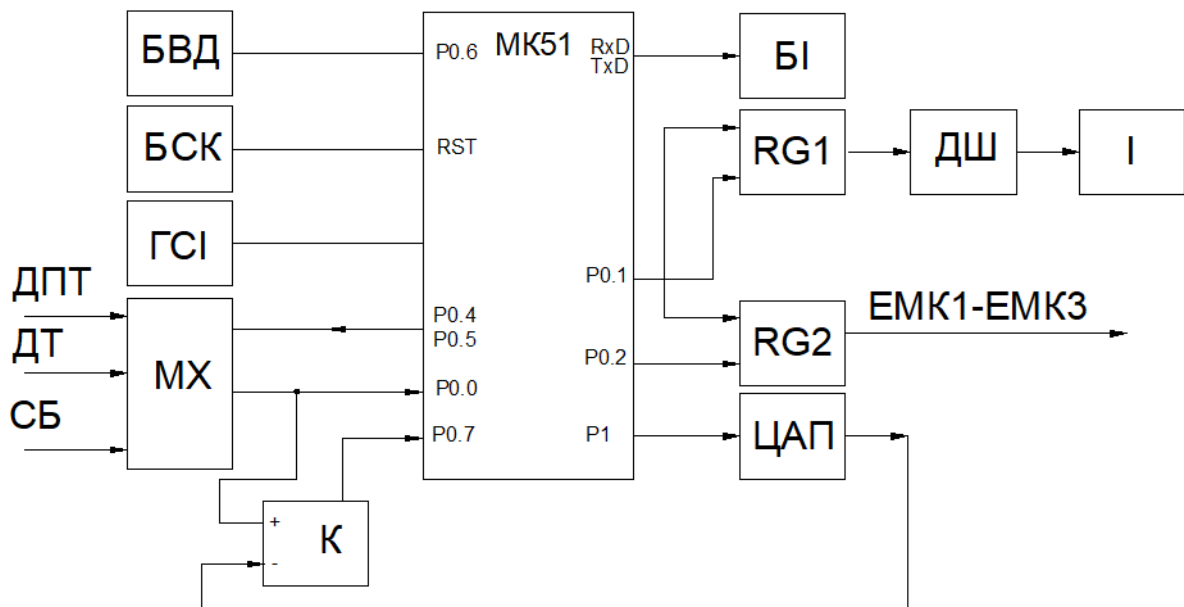


Рисунок 4.1. Блок-схема блоку керування

3.3 Розробка електричної принципової схеми автоматичного блока керування до підігрівача природного газу

Основою розробленої схеми є однокристальна мікро ЕОМ сімейства МК51, яка відноситься до пристроїв з байтовою організацією, тобто основною одиницею обробки інформації в цих ОМЭОМ є байт, що містить 8 двійкових розрядів. Розроблені по n-мон технології, ОМЕОМ зберегли свою архітектуру при переході на технологію КМОН, що дозволило, зберігши повну наступність апаратних і програмних засобів, більш ніж на порядок знизити

енергоспоживання виробу. В даний час серійно випускаються тільки ОМЕОМ, виконані за КМОН технологією. В даній роботі використовується ОМЕОМ КР1816ВЕ51.

Базовим кристалом сімейства є ОМЕОМ 80С51, що має наступні характеристики:

- обсяг резидентної пам'яті програм, Кбайт	4
- тип резидентної пам'яті програм	РПЗУ
- обсяг резидентної пам'яті даних, байт	128
- мінімальна частота проходження тактових сигналів, МГц	1,2
- максимальна частота проходження тактових сигналів, МГц	12
- напруга живлення, В	+5+10%
- струм споживання, ма	8
- обсяг зовнішньої адресованої пам'яті програм, Кбайт	64
- обсяг зовнішньої адресованої пам'яті даних, Кбайт	64

До складу ОМЕОМ 80С51 входять наступні додаткові пристрої:

- чотири восьмирозрядні паралельні порти вводу\виводу;
- два 16-ти розрядні таймери - лічильники;
- послідовний порт;
- тактовий генератор;
- блок регістрів спеціальних функцій;
- ЗУ криптограм;
- система захисту ЗУПП від несанкціонованого доступу.

Мікроконтролер виконаний на основі високорівневої n-МОП технології і випускається в корпусі ВІС, що має 40 зовнішніх виводів. Позначення виводів корпуса МК51 та найменування показані на рисунку 4.2.

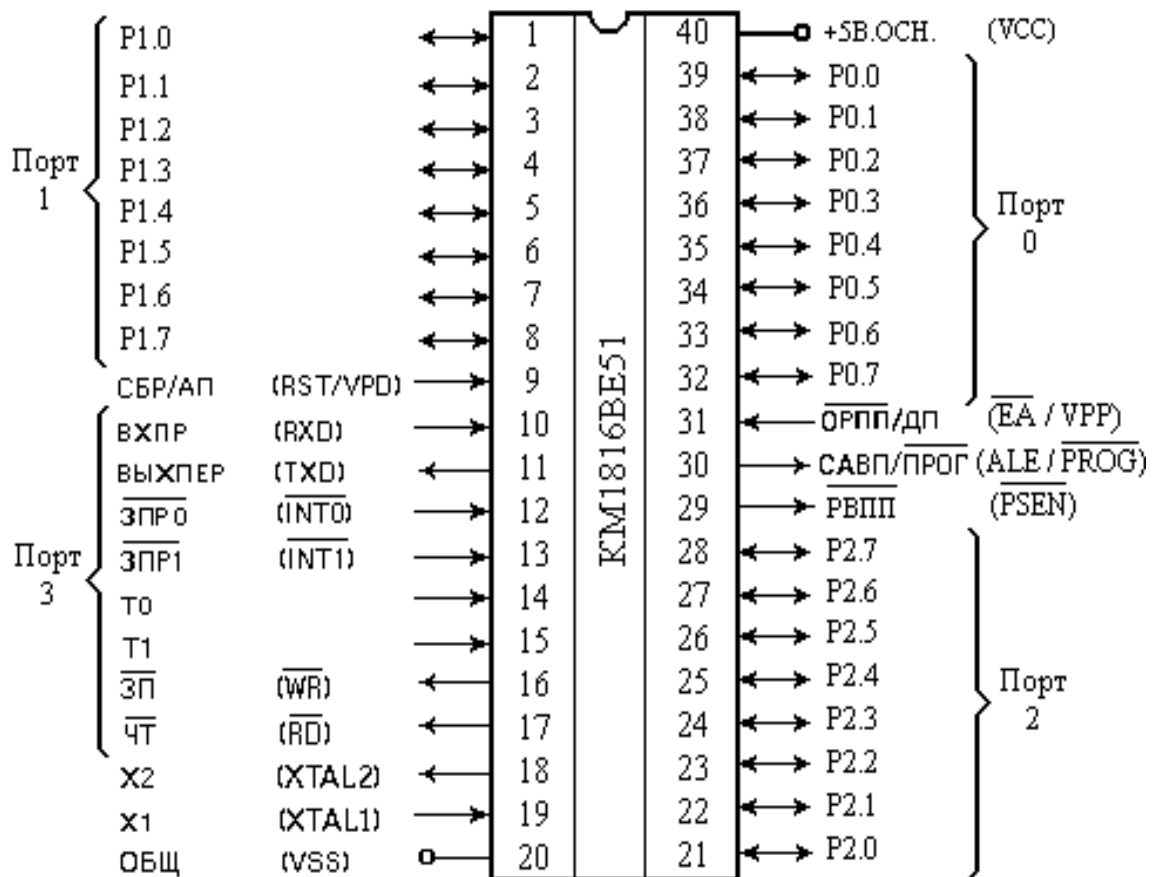


Рисунок 4.2 Позначення виводів МК51 та найменування

Для роботи МК51 необхідне одне джерело електроживлення +5 В. Через чотири програмованих порти вводу/виводу МК51 взаємодіє із середовищем в стандарті ТТЛ-схем з трьома станами виходу. Корпус МК51 має два виводи для підключення кварцового резонатора, чотири виводи для сигналів, що керують режимом роботи МК, і вісім ліній порта 3, які можуть бути запрограмовані користувачем на виконання спеціалізованих (альтернативних) функцій обміну інформацією із середовищем.

Опис схеми комутатора вхідних сигналів.

Вхідні сигнали від давача перепаду тиску, електроконтактного термометра та схеми безпеки подаються на роз'єднувач XS1, з якого вони попадають на

входи мультиплектора DD2 (K561КП1). В залежності від коду каналу вимірювання, який формується на виходах P0.4 P0.5 ОМЕОМ та подається на адресні входи A0 A1 мультиплектора, вибирається потрібний канал вимірювання. Світлодіоди HL1 – HL4, підключені до другої частини мультиплектора, індикують вибраний канал вимірювання. З виходу мультиплектора сигнал поступає на операційний підсилювач, виконаний на мікросхемі DA3, що служить для підсилення вхідного сигналу, з якого підсилений сигнал поступає на аналогово – цифровий перетворювач (АЦП), або на вхід P0.7 ОМЕОМ, якщо вимірюється дискретна величина.

Опис схеми АЦП (ЦАП, компаратора).

Блок АЦП призначений для перетворення стандартного струмового сигналу 4-20 мА від давача перепаду тиску в його цифровий еквівалент, придатний для обробки в ОМЕОМ.

Для побудови схеми АЦП використані наступні елементи:

1. Схема ЦАП DA3 (KP572ПА1) на входи D0-D7 якої подається для перетворення 8-розрядний цифровий код з порта P1 МК51. Входи D8-D9, що не використовуються, підключені до загального проводу. На вхід U подається опорна напруга, сформована параметричним стабілізатором на елементах R2, VD1, C4, C5.
2. Операційним підсилювачем DA2.2 (KP140УД20) здійснюється інверсія вихідної напруги ЦАП та її підсилення.
3. Операційний підсилювач DA2.1 використовується як компаратор. На ньому порівнюються напруги $U_{цап}$ та $U_{вх}$, результат порівняння у вигляді напруги лог.0 чи лог.1 подається на вхід P0.0 МК51.

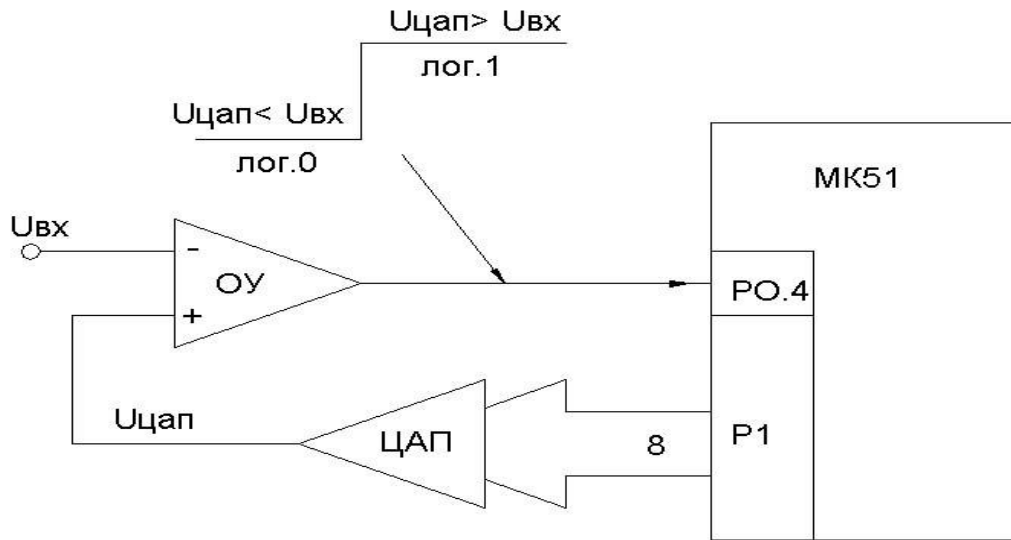


Рисунок 4.3 Структурна схема аналого – цифрового перетворювача.

Опис схеми генератора секундних імпульсів.

Генератор секундних імпульсів призначений для формування прямокутних імпульсів з періодом слідування в 1 секунду. Ці імпульси подаються на вхід лічильника T0 МК51 (вив.14), який здійснює їх підрахунок і використовується керуючою програмою для організації замкнутого циклу підігріву газу встановленої тривалості 60 с.

Генератор секундних імпульсів реалізований на мікросхемі DD8 (К176ИЕ4), яка розроблена для використання в схемах електронних годинників та пристроїв, що потребують точної прив'язки до часових інтервалів. Вона містить кварцевий генератор, до входів якого під'єднується кварцевий резонатор ВQ2 (32768 Гц) з колами узгодження R21, R22, С13, С14; два двійкових лічильники – подільники частоти, які при підключенні, показаному на схемі, здійснюють поділ частоти задаючого генератора на 215 разів, тобто до частоти 1 Гц. Так як фаза сформованого сигналу для роботи керуючої програми неважлива, то входи скиду R лічильників з'єднані з загальним проводом.

Опис схеми блоку вибору діапазону.

Блок вибору діапазону вимірювання (БВД) служить для формування сигналів логічних “0” чи “1”, які відповідають нижньому та верхньому діапазону вимірювання, і подаються на ОМ ЕОМ для вибору відповідної програми розрахунку.

Складається блок з вимикача S1, замиканням якого встановлюється рівень логічного “0” на виводі P0.6 МК51, та резистора R20, через який встановлюється рівень логічної “1” на тому ж виводі, якщо S1 розімкнутий.

Потрібний діапазон вибирається при вимкненому блоці керування під час заміни звужуючого пристрою на витратомірній установці.

Опис схеми регістра індикації, дешифратора, індикатора.

Для виводу візуальної інформації про визначене значення миттєвої витрати газу в процентах від максимальної, аварійний режим, використовується порт вводу-виводу P2 ОМ ЕОМ. Запрограмований на вивід даних, він містить дані для відображення на двох семисегментних індикаторах, причому в чотирьох молодших розрядах P2 міститься код для молодшого розряду індикатора, а в чотирьох старших розрядах P2 - код для молодшого розряду індикатора.

Для наочності інформації, що відображається, індикація різних величин організована по різному:

- при відображенні значення миттєвої витрати газу в процентах від максимальної, індикатор мигає з періодом 0,5 секунди на протязі 5 секунд. Досягається це шляхом записування в P2 по черзі байта інформації та байта FF, що викликає загасання індикаторів;

- при відображенні розрахованої кількості крапель для даної витрати індикатор світиться на протязі 5 секунд без мигання;

- при відображенні аварійного режиму на індикатор виводяться символи, яким відповідає байт EE, записаний в порт P2.

Для побудови схеми індикації використані наступні елементи:

1. Регістр DD5 на входи A0 – A7 якого подається інформація з порта P2 ОМЕОМ, а на вхід С – імпульс запису з порта P0.1. Після проходження цього імпульсу в регістрі фіксується восьмирозрядне слово, яке повинне бути відображене на індикаторі.

2. Два дешифратори DD3, DD4 (К514ИД1), на входи 1-2-4-8 яких подаються для перетворення 4-розрядні цифрові коди з регістра DD5. Входи V (гашення), що не використовуються, підключені до плюсового проводу. На виходах А-В-С-D-E-F-G формуються коди для 7-сегментних світлодіодних індикаторів.

Таблиця 4.1. Відповідність вхідної і вихідної інформації К514ИД4А

Вхідний код	Вихідний код	символ	Вхідний код	Вихідний код	символ
0000	1111110	0	1000	1111111	8
0001	0110000	1	1001	1111011	9
0010	1101101	2	1010	1110111	А
0011	1111001	3	1011	0011111	В
0100	0110011	4	1100	1001110	С
0101	1011011	5	1101	0111101	Д
0110	1011111	6	1110	1001111	Е
0111	1110000	7	1111	1000111	F

3. Два однорозрядні цифро-символьні індикатори з висотою цифри 7,5 мм з семи сегментів НG1, НG2 (АЛС324А), на входи А-В-С-D-E-F-G яких подаються для відображення сигнали з відповідних виходів дешифраторів.

Виводи катодів світлодіодів через виводи 4, 12 індикаторів підключені до загальної шини.

Опис схеми реєстра клапанів.

В схемі використовується реєстр DD6, що використовуючи сигнали з виходів P2.0, P2.1, P2.2, P0.3 OM EOM, та імпульс запису з порта P0.2, служить для фіксації положення електромагнітних клапанів, та сигналу аварійної сигналізації. З виходів B0 – B2 реєстра DD6, код клапанів поступає на елементи DD7.1 – DD7.3, на яких відбувається логічне множення його на сигнал аварії з виходу B4 цього ж реєстра. В результаті цього, при появі сигналу аварії, сигнали на включення електромагнітних клапанів встановлюються в нуль. Світлодіоди HL5 – HL8 служать для індикації стану електромагнітних клапанів та аварійної сигналізації.

Опис схеми скиду, живлення, синхронізації.

Блок живлення, забезпечує схему стабілізованою напругою живлення +5В. Він складається з інтегрального стабілізатора напруги DA4, (KP142EH5A) та фільтруючих конденсаторів C10-C12.

В схемі використано інтегральний стабілізатор напруги типу KP142EH5A, його характеристики:

$U_{вх}$ – 8.5 - 15 В;

$U_{вих}$ – 4.9 - 5.1 В;

Упад – найменша допустима напруга падіння на стабілізаторі, нижче якої стабілізатор втрачає робочі характеристики, 2.5 В;

$I_{вих.макс}$ – 3А;

KU – не більше 0.05%;

KI – не більше 1%.

Номінали конденсаторів та резисторів вибираються, виходячи з заводських рекомендацій включення стабілізатора.

Скид.

Скидання МК51 здійснюється шляхом подачі на вхід СБР (RST) сигналу лог. 1. Для впевненого скидання МК51 цей сигнал повинний бути утриманий на вході СБР по меншій мірі протягом двох машинних циклів (24 періоду резонатора). Схема скиду складається з CR-ланцюжка С3, R1. Після подачі напруги живлення, на СБР - вході ОМЕОМ встановиться напруга високого логічного рівня, що спричинить її скид. Поступово конденсатор С3 зарядиться через резистор R1 до рівня, достатнього для запуску схеми. Кварцевий резонатор, який під'єднується до зовнішніх виводів X1 і X2 корпусу МК51, керує роботою внутрішнього генератора, який в свою чергу формує сигнали синхронізації.

3.4. Розрахунок інтенсивності відмов

Інтенсивність відмов та середнє напрацювання на відмову.

При розрахунку інтенсивності відмов враховують зовнішні впливи, вплив теплових і електричних навантажень елементів пристрою.

$$\left. \begin{aligned} \lambda_c &= k_\lambda \sum_{j=1}^m \lambda_j N_j \\ \lambda_j &= \alpha_j \lambda_{0j} \\ k_\lambda &= k_{\lambda 1} k_{\lambda 2} k_{\lambda 3} \end{aligned} \right\}$$

де λ_j — інтенсивність відмов елементів j -ї групи при експлуатації в заданих умовах; λ_{0j} — те ж при експлуатації в номінальному режимі; α_j — поправочний коефіцієнт інтенсивності відмов j -ї групи, що враховує вплив температури навколишнього середовища й електричне навантаження елемента. Поправочний

коефіцієнт k_λ враховує умови експлуатації радіоелектронної апаратури (РЕА): $k_{\lambda 1}$ — вплив механічних факторів (вібрації, ударні навантаження); $k_{\lambda 2}$ — вплив кліматичних факторів (температура, вологість); $k_{\lambda 3}$ — умови роботи при зниженому атмосферному тиску. Значення поправочного коефіцієнта α у залежності від температури і коефіцієнта навантаження k_n , значення поправочних коефіцієнтів $k_{\lambda 1}$, $k_{\lambda 2}$, $k_{\lambda 3}$.

Розроблюваний автоматичний блок живлення буде експлуатуватися в закритих опалюваних приміщеннях, що передбачені для монтажу обладнання КВПіА на газорозподільчих станціях, тому поправочні коефіцієнти вибираються саме з цих умов експлуатації.

Значення поправочних коефіцієнтів:

$k_{\lambda 1} = 1.07$ (вібраційні та ударні впливи в стаціонарних умовах експлуатації)

$k_{\lambda 2} = 1.0$ (вологість 60-70%, температура 10-30°C (в приміщенні))

$k_{\lambda 3} = 1.1$ (висота 1-3 км над рівнем моря)

тоді: $k_\lambda = 1.07 * 1.0 * 1.1 = 1.177$

Значення поправочного коефіцієнта α для елементів схеми вибираємо при температурі навколишнього середовища 20°C, та коефіцієнті навантаження 0.5.

Середній наробіток до відмови (СНВ) системи

$$T_c = 1/\lambda_c$$

Імовірність безвідмовної роботи на протязі 1000 годин.

Імовірність безвідмовної роботи (ІБР) системи за 1000 годин роботи:

$$P_c(t) = \exp(-k_\lambda t \sum_{j=1}^m \lambda_j N_j)$$

Таблиця 3.2 Розрахунок інтенсивності відмов

найменування елемента	λ_{0min}	λ_{0max}	λ_0	к-сть	α	λ
Напівпровідникові м-ми	0,0100	2,5000	1,2550	8	0,10	1,0040
Імпульсні діоди	0,2000	1,0000	0,6000	1	0,81	0,4860
Стабілітрони	0,2000	0,9000	0,5500	1	0,81	0,4455
Світлодіоди	0,0500	0,1000	0,0750	14	0,81	0,8505
Резистори металоплівкові	0,0040	0,4000	0,2020	12	0,42	1,0181
Конденсатори керамічні	0,0400	0,7000	0,3700	6	0,49	1,0878
конденсатори електролітичні	0,0030	0,9000	0,4515	4	0,40	0,7224
Малогабаритні перемикачі	0,0500	5,0000	2,5250	2	0,10	0,5050
Роз'єми для друк. монтажу	0,0300	0,6000	0,3150	5	0,10	0,1575
Друкована плата	0,1000	0,1000	0,1000	1	0,10	0,0100
Корпус	0,3000	2,0000	1,1500	1	0,10	0,1150
пайка	0,0002	0,0050	0,0026	220	0,01	0,0057
$K_\lambda =$	1,1770					

Інтенсивність відмов розробленої системи:

7,5416

Середній наробіток до відмови

132597

Ймовірність відмови за 1000 годин роботи

0,99249

3.5 Розрахунок теплового режиму

Реальний радіоелектронний апарат в теплофізичному відношенні являє собою складну систему з великою кількістю джерел тепла складної форми. Через практичну неможливість не тільки розв'язку, але і складання повної системи рівнянь теплообміну, приходяться схематизувати процеси, які відбуваються в радіоелектронному апараті, приймаючи ряд передумов спрощення. В результаті одержують теплову модель апарата, для якої і проводять розрахунок теплового режиму.

Розрахунок потужності, яка розсіюється розробленим пристроєм.

Визначимо розсіювану потужність спроектованого апарата як суму розсіюваних потужностей основних елементів.

Таблиця 4.3 Розрахунок потужності блока керування

тип елемента	к-сть	I _{сп} ,мА	I _{сум} ,мА
КР142ЕН5А	1	20	20
КР140УД20	1	12	12
КР572ПА1	1	16	16
К561ЛА7	1	4	4
КМ1816ВЕ51	1	4	4
К514ИД1	2	25	50
К561ТМ2	1	6	6
АОТ110А	1	14	14
КД521А	1	2	2
КС133А	1	12	12
АЛС324А	2	40	80
ОМЛТ-0.125	12	2	24
струм споживання схеми,мА			244
напруга живлення, В			5
розсіювана потужність, Вт			1.22

Розрахунок площі поверхні корпусу.

Для розміщення пристрою використовується металевий герметичний корпус, бо його експлуатація проводиться на об'єктах з підвищеною вибухонебезпекою.

Площа поверхні корпусу апарата S_k :

$$S_k = 2 \cdot [l_1 \cdot l_2 + (l_1 + l_2) \cdot l_3]$$

де l_1, l_2, l_3 – відповідно довжина, ширина та висота корпусу;

Розміри спроектованої друкованої плати - 120×85 мм.

Коефіцієнт заповнення об'єму k_3 - 0.2.

Розміри спроектованого корпусу апарата - 200×120×60 мм.

Тоді площа поверхні корпусу апарата

$$S_k = 2 \cdot [0.2 \cdot 0.12 + (0.2 + 0.12) \cdot 0.06] = 0.0864 \text{ м}^2$$

Умовна поверхня нагрітої зони - S_3 :

$$S_3 = 2 \cdot [l_1 \cdot l_2 + (l_1 + l_2) \cdot l_3 k_3]$$

$$S_3 = 2 \cdot [0.2 \cdot 0.12 + (0.2 + 0.12) \cdot 0.06 \cdot 0.2] = 0.0557 \text{ м}^2$$

Розрахунок середньої температури в блоці .

Визначальними параметрами для подальшого розрахунку є питомі потужності розсіювання приладу в цілому та нагрітої зони, відповідно q_k та q_3 :

$$q_k = \frac{P_0}{S_k}, \quad q_k = \frac{1.22}{0.0864} = 14.12 \text{ Вт/м}^2 \quad q_3 = \frac{P_0}{S_3}, \quad q_3 = \frac{1.22}{0.0557} = 21.9 \text{ Вт/м}^2$$

де P_0 – розсіювана потужність апарата;

В загальному випадку перегрів корпусу герметичного апарата, що працює в нормальних кліматичних умовах, відносно навколишнього середовища визначається залежністю

$$v_k = 0.1472 q_k - 0.2962 \cdot 10^{-3} q_k^2 + 0.3127 \cdot 10^{-6} q_k^3$$

підставивши значення отримаємо: $v_k = 2.02$

Перегрів нагрітої зони визначається аналогічною залежністю:

$$v_3 = 0.1390 q_3 - 0.1223 \cdot 10^{-3} q_3^2 + 0.0698 \cdot 10^{-6} q_3^3$$

підставивши значення отримаємо: $v_3 = 2.98$

По отриманим даним визначаємо перегрів повітря в блоці :

$$v_e = 0.5(v_k + v_3) = 0.5(2.98 + 2.02) = 2.5$$

середня температура повітря в блоці :

$$T_{\text{с}} = v_{\text{с}} + T_c = 2.5 + 20 = 22.5^{\circ}\text{C}$$

температуру корпусу блока (приладу)

$$T_{\text{к}} = v_{\text{к}} + T_c = 2.02 + 20 = 22.02^{\circ}\text{C}$$

та температуру нагрітої зони

$$T_{\text{з}} = v_{\text{з}} + T_c = 2.98 + 20 = 22.98^{\circ}\text{C}$$

де T_c – температура навколишнього середовища.

4. НАУКОВО-ДОСЛІДНА ЧАСТИНА

4.1 Дослідження методики осушення газу за допомогою метанолу

Якість природного газу для комунально-побутового призначення визначається фізико-хімічними показниками. Так, вміст води - кристалогідратів, які зовнішнім виглядом нагадують сніг або лід має бути мінімальним. Максимальна величина вологовмісту (при повному насиченні) залежить від складу газу, зростаючи зі збільшенням кількості H_2S і CO_2 і знижуючись із підвищенням вмісту N_2 .

Одним із методів боротьби з гідратоутворенням є введення в потік газу інгібіторів. Одним з них є метиловий спирт (метанол).

Розглянемо на конкретному прикладі визначення зони конденсації води (вологовмісту) в газопроводі і необхідну кількість метанолу для осушення газу при таких даних:

- продуктивність $Q = 12,7$ млн м³/добу;
- діаметр трубопроводу $D = 1,22$ м;
- початковий тиск $p_1 = 5,5$ МПа;
- кінцевий тиск $P_2 = 4,0$ МПа;
- початкова температура газу $T_{п} = 263$ °К;
- температура навколишнього середовища $t_0 = 238$ °К;
- довжина розрахункової ділянки $L = 120$ км;
- коефіцієнт Джоуля-Томсона 33 К/МПа;
- густина $0,672$ кг/м³,
- точка роси $T_{т.р} =$
- 255°К; теплоємність газу $C_p = 2512$ Дж/кг;

- коефіцієнт теплопровідності $K = 1740 \text{ Вт/м} \cdot \text{°К}$.

Визначаємо початок зони конденсації:

$$X_{\text{гр}} = \frac{1}{0,0002} \ln \left[\frac{3,3(5,5 - 4,0) + (263 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}}{3,3(5,5 - 4,0) + (255 - 238) \cdot 12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4}} \right] =$$

$$= 1900 \text{ м} = 1,9 \text{ км.}$$

Визначаємо кінець зони конденсації:

$$X_0 = \frac{1}{0,0002} \ln \left[\frac{12 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-4} (263 - 238)}{3,3(5,5 - 4,0)} + 1 \right] =$$

$$= 23937,5 \text{ м} = 24 \text{ км.}$$

Визначаємо фактичну температуру в газопроводі, вважаючи, що $T = T_{\text{г.р.}}$:

$$T = 238 + (263 - 238) \cdot 2,7^{-2,0 \cdot 10^{-4}} \cdot 0,19 \cdot 10^4 -$$

$$- 3,3 \frac{5,5 - 4,0}{120000} \cdot \frac{1 - 2,7^{-2,0 \cdot 10^{-4}} \cdot 0,19 \cdot 10^4}{2,0 \cdot 10^{-4}} = 254 \text{ °К.}$$

Прийнята $T_{\text{г.р.}} = 255 \text{ °К}$. Розходження $T = 255 - 254 = 1 \text{ °К}$. Середній тиск газу в газопроводі:

$$P_{\text{середн.}} = \frac{2}{3} \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right) = \frac{2}{3} \left(5,5 + \frac{4,0^2}{5,5 + 4,0} \right) =$$

$$= 4,79 \text{ МПа.}$$

На рисунку 4.1 показано утворення гідрантів залежно від температури і тиску.

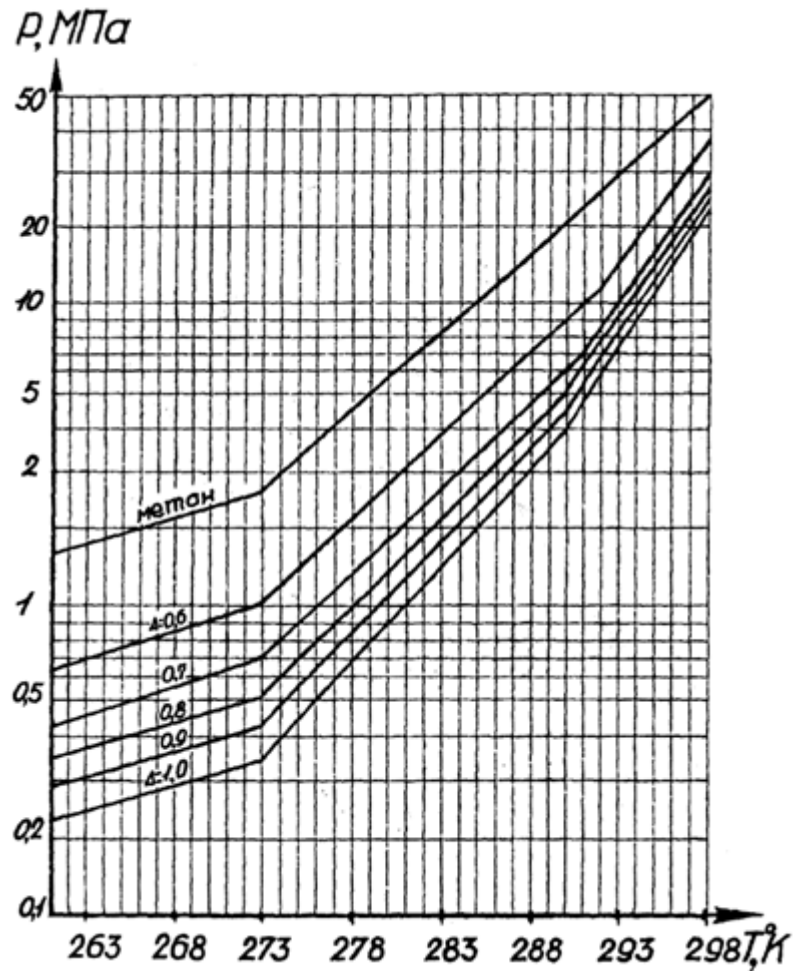


Рисунок 4.1 Графік утворення гідратів природних газів залежно від температури і тиску.

Вологовміст газу визначаємо по формулі:

$$U = \frac{A}{P} + B$$

Значення А і В приймаємо:

$$U = \frac{1.144}{4.79} + 0.01510 = 0.254 \text{ г/м}^3$$

Вологовміст холодного газу:

$$U_B = \frac{2.188}{4.79} + 0.0229 = 0.486 \text{ г/м}^3$$

Зміна вологовмісту газу:

$$\Delta U = U_B - U_H = 0.486 - 0.254 = 0.232 \text{ г/м}^3$$

Кількість рідкої води, що виділилась із газу:

$$G_{PB} = \Delta U \cdot Q = 0.232 \cdot 12700000 = 294400 \text{ г/добу} = 2944 \text{ кг/добу}$$

Температура утворення гідрату (Гідр) визначається на підставі $P_{\text{середн.}}$ і Δ по рис.4.1: $T_{\text{гідр.}} = 285^\circ\text{K}$

Необхідне зниження точки замерзання розчину:

$$\Delta T = T_{\text{гідр.}} - T_{\text{п}} = 285 - 263 = 22 \text{ }^\circ\text{K.}$$

Вміст метанолу у воді в процентах визначаємо по графіку (рис. 4.2)

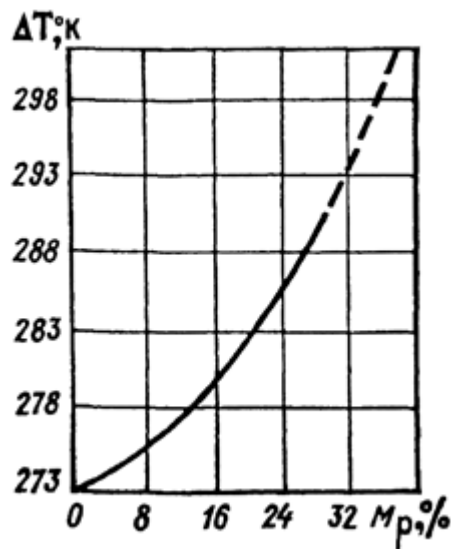


Рисунок 4.2 Графік для визначення вмісту метанолу у воді $M_{\text{ж}} = 34$.

Відношення кількості парів метанолу до його вмісту в рідині визначаємо по рисунку 4.3:

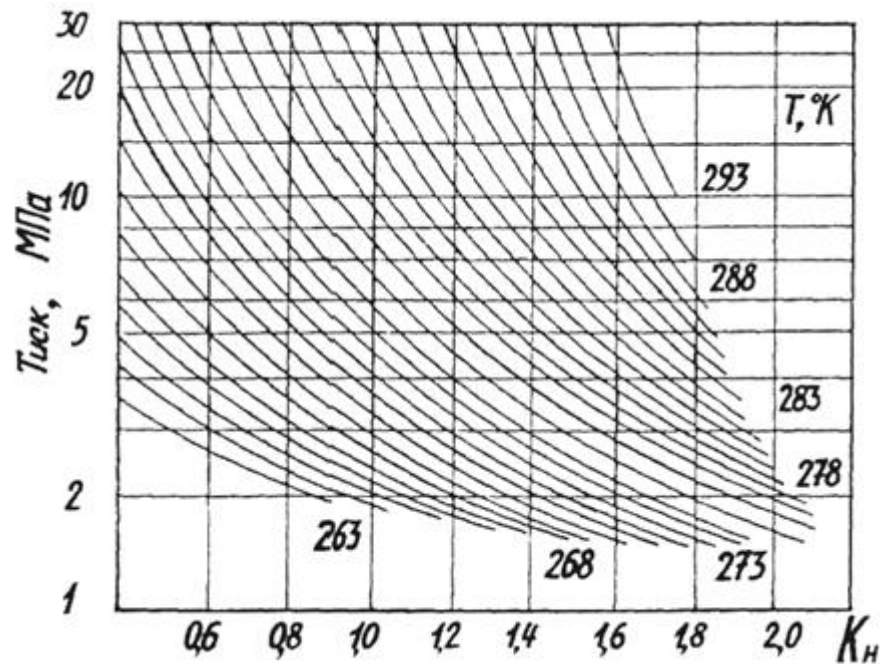


Рисунок 4.3 Графік вмісту метанолу в паровій і рідкій фазах залежно від тиску і температури газу

$$K_M = 0,6 \text{ г/ваг. \%}$$

Концентрація метанолу в газі:

$$K_{MG} = M_{Ж} \cdot K_M \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 34 \cdot 0,6 \cdot 16 \cdot 10^{-3} = 0,326 \text{ г/м}^3.$$

Кількість метанолу, що насичує рідину:

$$G_{MJ} = \frac{G_{ЖВ} \cdot M_{Ж}}{100 - M_{Ж}} = \frac{2946,4 \cdot 34}{100 - 34} = 1517,8 \text{ кг/добу}$$

$$G_{MJ} = \frac{G_{ЖВ} \cdot M_{Ж}}{100 - M_{Ж}} = \frac{2946,4 \cdot 34}{100 - 34} = 1517,8 \text{ кг/добу}$$

Кількість метанолу, що насичує газ:

$$G_{MG} = Q \cdot K_{MG} = 12700000 \cdot 0,326 = 4140 \text{ кг/добу.}$$

Кількість метанолу, що вводиться в газопровід;

$$G_M = G_{MJ} + G_{MG} = 1517,8 + 4140 = 5658 \text{ кг/добу)}$$

Питома витрата метанолу:

$$q_m = \frac{G}{Q} = \frac{5658}{12700000} = 0.000445 \text{ кг/м}^3$$

Даний метод осушення газу має ряд переваг, а саме:

- низькі перепади тиску в системі;
- можливість осушення газів, які містять речовини, що отруюють тверді сорбенти;
- менші капітальні й експлуатаційні витрати.

5. СПЕЦІАЛЬНА ЧАСТИНА

5.1 Структура алгоритму керуючої програми

Алгоритм роботи керуючої програми складається з таких основних структурних елементів:

- зчитування температури, аварійного сигналу і витрати газу;
- аналого-цифровий перетворювач;
- визначення коду “літо – зима”;
- запис імпульсу в зовнішній регістр клапанів;
- індикація витрати газу і очікування закінчення циклу;
- формування імпульса видачі аварійного сигналу;
- формування імпульса запису на індикатор аварії.

Призначення регістрів ОМЕОМ, що використовуються керуючою програмою:

R1 – містить біжуче значення АЦП, яке змінюється від нуля до значення, яке відповідає аналоговому входу;

R2 – містить значення миттєвої витрати газу Q, яке отримується в результаті роботи АЦП;

R3 – містить значення температури, необхідної для підігріву газу даної витрати;

R4 – містить значення аварійного сигналу;

R5 – містить код клапанів;

R6 – містить біжуче значення часу, яке зчитується з таймера-лічильника T1, і використовується для організації періоду підігріву певної тривалості;

R7 – містить біжуче значення часової затримки, що використовується в різних місцях програми для формування імпульсів та організації затримок.

Призначення портів вводу-виводу ОМЕОМ, що використовуються керуючою програмою:

P1 – працює на вивід інформації, видає на цифро-аналоговий перетворювач значення цифрового коду для перетворення;

P2 – видає на відповідні реєстри інформацію, що має відобразитися на цифрових індикаторах, та значення цифрового коду електромагнітними клапанами;

P0.0 – працює на ввід інформації, приймає з блоку АЦП сигнал переповнення, що свідчить про відповідність цифрового коду вимірюваній аналоговій величині;

P0.1 – видача імпульсу на реєстр індикатора;

P0.2 – видача імпульсу на реєстр індикатора;

P0.3 – імпульс для виводу аварійного сигналу на реєстр клапанів;

P0.4 і P0.5 – для видачі сигналів керування мультиплексором;

P0.6 – працює на ввід інформації, приймає значення з блоку вибору діапазону вимірювання;

P0.7 – працює на ввід інформації з компаратора схеми вимірювань.

Призначення таймерів-лічильників ОМЕОМ, які використовуються керуючою програмою:

T1 – працює в режимі 1 як лічильник зовнішніх імпульсів з періодом 1сек. для формування періоду підігріву заданої тривалості.

Визначення констант, що використані в керуючій програмі.

В керуючій програмі використано три константи, пов'язані з часовими параметрами блоку керування:

t_1 – тривалість імпульсів керування сигналізацією та електромагнітним клапаном. Для надійного спрацювання тригерів, що керують електромагнітним клапаном та сигналізацією тривалість імпульсів керування повинна становити не менше 10 мкс, тому прийmemo $t_1 = 100$ мкс. Тоді цифрове значення постійної часу t_1 буде дорівнювати:

$$t_1 = \frac{0.0001}{\frac{1}{8 \cdot 10^6} \cdot 2 \cdot 12} = 33$$

t_2 – тривалість періоду підігріву. Тривалість періоду підігріву вибирається так, щоб в час максимальної розрахункової витрати газу необхідна кількість паливного газу за цей період дорівнювала 256, тобто чисельно дорівнювала коду АЦП при даній витраті. Тоді для зимового діапазону вимірювання необхідна кількість газу чисельно буде дорівнювати коду АЦП при будь якій витраті. Максимальна розрахункова витрата газу літнього діапазону відрізняється від зимової в три рази, тому для визначення кількості газу достатньо значення коду АЦП поділити на три. Такий підхід спростить до мінімуму керуючу програму та підвищить надійність її роботи.

Для максимальної зимової витрати газу - 90000 м³/год, тривалість періоду приймаємо 60с.

t_3 – постійна часу аналого-цифрового перетворювача, яка враховує час перехідних процесів при зміні цифрового коду і встановленні постійної напруги на вході компаратора. Для вибраної схеми АЦП послідовного наближення, достатнє значення t_1 – 400 мкс. Так як виконання одного витка циклу затримки здійснюється за два робочих такти ОМЕОМ, які в свою чергу по часу відповідають 12-ти періодам тактового генератора з частотою 8МГц, то цифрове значення постійної часу буде дорівнювати:

$$t_1 = \frac{0.0004}{\frac{1}{8 \cdot 10^6} \cdot 2 \cdot 12} = 133$$

Порядок роботи алгоритму:

1 На початку роботи встановлюється режим роботи таймерів-лічильників. В даному випадку використовується тільки один таймер-лічильник, який працює як лічильник зовнішніх подій без можливості зовнішніх чи внутрішніх переривань. Це досягається за рахунок запису відповідних слів в регістри спеціальних функцій TCON та TMOD. Для включення таймера-лічильника в режим лічильника зовнішніх подій біт TMOD.6 повинен бути встановлений в "1". Встановленням бітів TMOD.5 в "0", а TMOD.4 в "1", таймер-лічильник переводиться в режим 1. Встановленням бітів TMOD.7 в "0", а TCON.6 в "1" здійснюється заборона зупинки лічильників з боку зовнішніх та внутрішніх переривань.

2 Далі йде запис нулів в порт P0 та P2, які використовуються для прийому зовнішніх сигналів та видачі сигналів керування на зовнішні пристрої. Звертання до портів вводу/виводу можливо з використанням команд, що оперують з байтом, окремим бітом та довільною комбінацією біт. При цьому в тих випадках, коли порт є одночасно операндом і місцем призначення результату, пристрій управління автоматично реалізує спеціальний режим, який називається "читання-модифікація-запис". Цей режим звертання передбачає ввід сигналів не з зовнішніх виводів порта, а з його регістра-засувки, що дозволяє виключити неправильне зчитування раніше виведеної інформації.

3 Проводиться запис нулів в таймер-лічильник T1, який буде вести підрахунок секундних імпульсів з зовнішнього генератора, і використовується для формування робочого періоду підігріву

4 Структурний елемент "зчитування температури, аварійного сигналу і витрати газу".

4.1. Проводиться запис нулів в біти P0.4 і P0.5 порта P0, тобто встановлюється адреса каналу вимірювання температури.

4.2. В регістр R3 записуються нулі.

4.3. Далі зчитується значення біту P0.7 порта P0 і порівнюється. Якщо він дорівнює “0”, то здійснюється перехід до пункту 4.5(мітка L2)

4.4. Якщо біт P0.7 дорівнює “1”, то в регістр R3 записується константа FF, тобто дається установка програми для проведення підігріву газу.

4.5. Проводиться запис одиниць в біти P0.4 і P0.5 порта P0, тобто встановлюється адреса каналу аварійного сигналу.

4.6. В регістр R4 записуються нулі, що відповідає нормальному режиму роботи.

4.7. Вміст біта P0.7 порта P0 порівнюється з нулем, якщо це так, то здійснюється перехід до пункту 4.10(мітка L3).

4.8. Якщо біт P0.7 рівний “1”, то в регістр R4 записується значення константи FF.

4.9. Далі проходить зняття адреси каналу контролю аварії.

4.10. Проводиться запис нуля в біт P0.4 і одиниці в біт P0.5 порта P0, для встановлення адреси каналу вимірювання витрати газу.

5. Структурний елемент “аналого-цифровий перетворювач”.

5.1. На початку роботи скидається вміст порта P1, а в регістр R1 записується початкове значення коду на ЦАП (нулі). Тобто після цього значення на порті P1 ідентичне значенню R1.

5.2. Перевіряється біт P0.4 порта P0, до якого підключений вихід компаратора АЦП (приймає значення лог.1, коли $U_{цап} > U_{вх}$). Якщо P0.4=1, то здійснюється перехід до пункту 5.7 (мітка L5).

5.3. Якщо P0.4=0, то здійснюється інкремент вмісту порта P1 і регістру R1.

5.4. В регістр R7 записується константа t, яка відповідає часу затримки, потрібному для встановлення значення ЦАП та компаратора. Час затримки приблизно рівний: $\tau = t \cdot 2$ (мкс). В нашому випадку $t=64\mu\text{s}$, $\tau \approx 200\mu\text{s}$.

5.5. Часова затримка реалізована у вигляді циклу, в якому декрементується вміст регістра R7, доки він не стане рівним нулю.

5.6. Перевіряється вміст регістра R1, якщо він не рівний максимально допустимому значенню FFh, то здійснюється перехід на початок циклу ЦАП (пункт 5.2) (мітка L4).

5.7. Якщо $P0.4=1$, або $R1=FFh$, то значення R1 записується в регістр R2. Цей регістр надалі буде містити цифровий еквівалент вимірної вхідної величини, або аварійні значення: 00h і FFh, що свідчать про занадто малий вхідний сигнал та занадто великий відповідно.

6. В акумулятор записується значення регістру R4 якщо він не дорівнює нулю, то здійснюється перехід на мітку L10 (пункт12).

Структурний елемент ”визначення коду літо – зима”.

7.1. Зчитується і перевіряється біт P0.6 порта P0, до якого підключений вихід блоку вибору діапазону, якщо він рівний “0”, то в регістр В записується константа “1”, якщо він рівний “1”, то здійснюється перехід до пункту 7.2 (мітка L6);

7.2. Знову перевіряється біт P0.6 порта P0, до якого підключений вихід блоку вибору діапазону, якщо він рівний “1”, то в регістр В записується константа “2”, якщо він рівний “0”, то здійснюється перехід до пункту 7.3 (мітка L7);

7.3. Визначається код клапанів шляхом ділення значення витрати газу Q, що міститься в акумуляторі А на значення константи з регістру В;

7.4. Значення коду клапанів з акумулятора А записується в регістр R5;

7.5. З регістра R5 те ж значення записується в порт P2 для відображення на цифровому індикаторі.

8. Далі проводиться контроль температури записом в акумулятор значення регістру R3 і його порівняння. Якщо його значення $\neq 0$, то здійснюється перехід на мітку L8.(пункт 10.1)

9. В реєстр R5, який відповідає за код клапанів записуємо нулі.
рахунок імпульсів з блоку давача проходження крапель.
10. Структурний елемент “запис імпульсу в зовнішній реєстр клапанів”.
- 10.1. В порт P2 записується вміст реєстру R5, тобто код клапанів.
- 10.2. В розряд P0.2 порта P0 здійснюється запис логічної “1”;
- 10.3. В реєстр R7 записується константа t_1 , яка відповідає часу затримки, потрібному для формування імпульсу достатньої тривалості. Час затримки приблизно рівний: $\tau = t_2 \cdot 2$ (мкс) .
- 10.4. Часова затримка реалізована у вигляді циклу, в якому декрементується вміст реєстра R7, доки він не стане рівним нулю.
- 10.5. В розряд P0.2 порта P0 здійснюється запис логічного “0”;
11. Структурний елемент “ індикація витрати газу і очікування закінчення циклу ”.
- 11.1. В порт P2 записується вміст реєстру R2, тобто витрату газу;
- 11.2. В розряд P0.1 порта P0 записується значення логічної “1”;
- 11.3. В реєстр R7 записується константа t_1 , яка відповідає часу затримки, потрібному для формування імпульсу достатньої тривалості. Час затримки приблизно рівний: $\tau = t_2 \cdot 2$ (мкс) .
- 11.4. Часова затримка реалізована у вигляді циклу, в якому декрементується вміст реєстра R7, доки він не стане рівним нулю.
- 11.5. В розряд P0.1 порта P0 записується значення логічного “0”;
- 11.6. В акумулятор A записується значення константи t_2 , яка відповідає тривалості періоду підігріву в секундах;
- 11.7. В реєстр R6 записується значення з таймера-лічильника T1 підрахованої кількості секундних імпульсів, що пройшли з початку періоду підігріву;

11.8. Обчислюється значення часу до закінчення періоду підігріву шляхом віднімання від загальної тривалості, що міститься в акумуляторі А, часу, що пройшов, з регістру R6, результат записується в акумулятор А;

11.9. Вміст акумулятора порівнюється з нулем, якщо $A \neq 0$, то здійснюється перехід до на мітку L9 (пункт 11.6);

12. Структурний елемент “ формування імпульса видачі аврійного сигналу ”.

12.1. В розряд P0.3 порта P0 здійснюється запис логічної “1”;

12.2. В регістр R7 записується константа t1, яка відповідає часу затримки, потрібному для формування імпульсу достатньої тривалості. Час затримки приблизно рівний: $\tau = t2 \cdot 2$ (мкс) .

12.3. Часова затримка реалізована у вигляді циклу, в якому декрементується вміст регістра R7, доки він не стане рівним нулю.

12.4. В розряд P0.3 порта P0 здійснюється запис логічного “0”;

13. Структурний елемент “формування імпульса запису на індикатор аварії ”.

13.1. В порт P2 записується константа, яка відповідає аварійному стану ;

13.2. В розряд P0.1 порта P0 здійснюється запис логічної “1”;

13.3. В регістр R7 записується константа t1, яка відповідає часу затримки, потрібному для формування імпульсу достатньої тривалості. Час затримки приблизно рівний: $\tau = t2 \cdot 2$ (мкс) .

13.4. Часова затримка реалізована у вигляді циклу, в якому декрементується вміст регістра R7, доки він не стане рівним нулю.

13.4. В розряд P0.1 порта P0 здійснюється запис логічного “0”;

14. Кінець програми.

5.2. Керуюча програма на асемблері та в шістнадцяткових кодах з коментарями.

Дотримуючись даного алгоритму, складається керуюча програма для ОМЕОМ блоку керування.

Для написання та перевірки керуючої програми використаний програмний пакет -“налагоджувач – симулятор для ОМЕОМ МК51”.

Порядок роботи з налагоджувачем-симулятором:

1. Створення програмного файлу на асемблері.

Для створення вихідного файлу з розширенням *.asm використовується редактор NCEDIT.EXE, в якому створюється та відлагоджується керуюча програма.

2. Створення об'єктного файлу.

Редактор x8051.EXE служить для створення із вже створеного файлу на мові Асемблера (*.asm) файлів з розширеннями *.obj (об'єктного, записаного на машинній мові в двійкових кодах) та *.lst, (текстової копії, що містить одночасно вихідну та об'єктну програми).

3. Програма Link.exe (створення файлів в форматі *.hex) - редактор зовнішніх зв'язків, що дозволяє включати в програму модулі, які розроблені незалежно один від одного, і забезпечує налагодження переміщуваних програмних модулів на абсолютні адреси.

4. Перевірка керуючої програми.

Емулятор “FD51 RUS.EXE” служить для перевірки правильності роботи керуючої програми в автоматичному та покроковому режимах. Вона дозволяє не тільки візуально спостерігати за результатами роботи програми, зміною вмісту регістрів, портів, таймерів та внутрішньої пам'яті але й імітувати надходження зовнішніх сигналів та їх вплив на роботу програми.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА В НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ

6.1 Заходи, що запобігають впливу на людину агресивних та токсичних речовин, які використовуються в технологічному процесі

Небезпечними характеристиками природного газу є його токсичність, пожежонебезпечність та здатність до формування вибухонебезпечних сумішей з повітрям. З складових природного газу вкрай токсичним є сірководень, запах якого відчувається при концентрації в повітрі 0,0014-0,0023 мг/л. Сірководень є отрутою, що викликає параліч органів дихання і серця. Концентрація сірководню 0.06 мг/л спонукає до появи головного болю, 1 мг/л і вище – до важкого отруєння і смерті. Гранично допустимий вміст сірководню в робочій зоні промислових приміщень – 0,01мг/л, а в присутності вуглеводнів C1-C5 – 0,003 мг/л.

В розглянутих моделях підігрівачів газу, де в якості проміжної рідини, що бере участь в процесі теплообміну, використовується диетиленгліколь. Це прозора рідина, що має температуру кипіння 245С, температуру горіння на повітрі 350С. Диетиленгліколь відноситься до безпечних речовин, але в технологічному процесі він використовується при високих температурах, і через високу теплоємність при контакті зі шкірою викликає сильні опіки. При тривалому контакті з холодним диетиленгліколем може виникнути подразнення шкіри в вигляді почервоніння з сильними опіками, при попаданні його на очі, чи всередину організму здійснюється подразнення слизових оболонок і розлад травлення.

Таким чином, територія ГРС, де експлуатується проектована система підігріву газу має бути загорожена. На воротах та на заборі по периметру повинні бути встановлені попереджувальні знаки “ГАЗ, вибухонебезпечно!” , “ГАЗ, стороннім вхід заборонено!”.

Експлуатація підігрівачів газу, а також роботи, що передбачають застосування диетиленгліколю, повинні проводитися згідно «Правил технічної і безпечної експлуатації газорозподільчих станцій магістральних газопроводів», а також інших правових документів.

Роботи на комунікаціях підігрівачів газу відносяться до небезпечних і тому всі вони, крім тих, які виконуються оператором в процесі роботи, повинні здійснюватися за нарядом-допуском.

Всі дії, що пов'язані зі наливання, зливання, транспортування, зберігання і використання диетиленгліколю повинні здійснюватися закритим способом, за відповідною інструкцією, розробленою і затвердженою керівником експлуатаційної організації.

Зливання диетиленгліколю в підземні місткості здійснюється закритим методом відповідно навченим персоналом зі складу бригади лінійно-експлуатаційної служби чи служби ГРС .

З метою запобігання частого виконання робіт по транспортуванню і зливу диетиленгліколю, об'єм підземної тари для його зберігання необхідно розраховувати так, щоб його заповнення здійснювалося не частіше ніж один раз рік.

Підземну тару для зберігання диетиленгліколю та підігрівач газу слід обладнати сигналізаторами рівня рідини для обмеження переливу та попадання диетиленгліколю назовні.

При внутрішньому огляді чи ремонті тари, в якій містився диетиленгліколь, необхідно повністю звільнити її і обов'язково застосовувати шланговий протигаз.

Меркаптани в невеликих концентраціях викликають головний біль та нудоту. У великих концентраціях – впливають на центральну нервову систему, викликаючи судоми, параліч та смерть від зупинки дихання. Дуже низька ГДК меркаптанів в повітрі населених пунктів - 6 мг/м³ (найнижча ГДК по санітарних нормах).

Роботи, пов'язані з диетиленгліколем, потрібно виконувати з використанням гумових чобіт, гумових рукавиць і прогумованих комбінезонів.

У випадку попадання диетиленгліколю в очі, порожнини носа чи рота, подразнення слизових оболонок, дані місця необхідно одразу ж промити легким 2% розчином питної соди з наступним ретельним змиванням водою, в ніс потрібно закапати 0,5% розчин нафтизину. У випадку попадання на шкіру – рясно промити її теплою водою з милом.

Для обмеження витікання гарячого диетиленгліколю та небезпеки виникнення опіків, торець тари підігрівача газу повинен бути ретельно герметизований, не допускається протікання диетиленгліколю.

Забороняється виміряти рівень диетиленгліколю через верхній люк при працюючому підігрівачі. Верхній люк повинен бути обладнаний давачем закритого стану, що під'єднаний до системи сигналізації.

6.2. Правила техніки безпеки при експлуатації обладнання, що проектується

Газорозподільчі станції, як і більшість об'єктів нафтогазової промисловості належать до об'єктів з підвищеним рівнем вогне- і вибухонебезпеки. Тому потрібно ретельно дотримуватися деяких правил техніки безпеки.

1.1 Площадки перед форсунками мають мати тверде покриття і схил в бік лотка, який необхідно під'єднати до промислової каналізації через гідравлічний агрегат.

1.2 Системи, що подають газ до пальників, мають відповідати нормам «Правил безпеки в газовому господарстві».

1.3 При запалюванні форсунок факелом забороняється просякувати його легкозаймистими речовинами. Гасити факел, що застосовується для запалювання форсунок, необхідно у металевому відрі з піском.

1.4 На трубопроводі мають використовуватись електричні засувки, які дозволяють віддалено і одночасно зупинити подачу палива: до всіх форсунок, редукційного пристрою, а також конденсатозбірника - для запобігання попадання конденсату в систему контрольно–вимірювальних приладів, автоматики і пальників.

Вузол редукційного пристрою, що надсилає паливо під тиском до форсунок печі, необхідно розміщувати поза приміщенням. Аварійну сигналізацію автоматичних пристроїв потрібно виводити у приміщення оператора.

1.5 Якщо редукційний пристрій чи аварійна сигналізація не працює, то газопровід слід відключити від печі і помістити на ньому заглушку. При від'єднанні газопроводу від печі засувки на продувочних свічках мають відкриватися лише при закритих засувках на пальниках. Засувки на продувочних свічках потрібно відкривати повністю.

1.6 Стационарна система парогасіння печей завжди має бути робочою. Робота печі з неробочою системою парогасіння забороняється.

Колектор парогасіння повинен розміщатися у зручному для підходу місці і бути червоного кольору.

1.7 Забороняється застосовувати для повторного розпалювання пальників печі нагріті панелі чи кладку топки печі.

1.8 Запалювати пальник без попереднього продування топки печі паром чи відповідними газами не дозволяється.

Паливні трубопроводи мають бути обладнані продувочною лінією з інертним газом з наступним викидом газу в виводну лінію.

1.9 Пристрої для відводу легкозаймистих і горючих рідин повинні бути робочими. Засувки ліній аварійного зливу мають містити розпізнавальні знаки, а доступи до них - бути відкритими.

Аварійний злив можна здійснювати лише з вказівки начальника цеху, або наказу відповідального керівника робіт з ліквідації аварії (пожежі).

Послідовність дій під час проведення аварійного зливу має передбачатися інструкцією.

1.10 Аварійну тару, перед тим як злити в неї гарячу рідину, необхідно спорожнити від залишку води та обводненого продукту і обдати водяною парою, що звільнена від конденсату. Включення парогасіння має проводитися дистанційно.

1.11 При появі пожежі біля форсунок печі у камері зміювика чи під час горіння сажі у димовій трубі потрібно включити лінію парогасіння і включити пожежну охорону.

1.12 Під час роботи печі необхідно контролювати стан трубопроводів. Робота печі при наявності дефектів на трубах, а також при великій межі їх зносу не дозволяється.

1.13 Не дозволяється експлуатація печі з поламаним зміювиком, а також при відкритих затворках камери зміювиків.

1.14 Не дозволяється експлуатація паропроводів для направлення пари до зміювика чи інших агрегатів при відсутності пристрою, що здійснює попередній відвід паропроводів конденсату.

1.15 На печах потрібно монтувати сигналізатори, що припиняють подачу палива до форсунок під час зменшення полум'я, та сигналізатори обмеження допустимої температури печі.

1.16 Запалення факела має бути віддаленим.

1.17 Конструкція свічки факельного пристрою має дозволяти забезпечити безперервність спалювання газу і включення його із-за обмежувача.

1.18 Всі діючі факели мають володіти резервними пальниками.

1.19 Площа навколо факела в радіусі не менш ніж 50 м має бути загородженою та позначеною відповідними знаками.

1.20 Оформлення колодязів та інших заглиблень в межах загородженої території факела не допускається.

1.21 На газопроводах перед входом в факельну трубу мають монтуватись вогнеперешкоджувачі, що використовуються для доступу огляду і ремонту.

1.22 На магістральному факельному трубопроводі потрібно передбачити на відстані не менш ніж 50 м від стовпа факела загальний сепаратор. Факельний трубопровід повинен містити схил у бік сепаратора.

1.23 Не дозволяється направляти до загальної факельної системи:

- інертний газ, після продування обладнання, при наявності в ньому горючих газів в кількостях менше 50% нижньої межі запалювання;
- повітря, що надходить від агрегатів і трубопроводів, а також чистий інертний газ;
- продукти, що схильні до окислення, розпаду, полімерізації, виділення тепла та здатні зменшувати пропускну здатність факельного газопроводу.

ВИСНОВКИ

В даній кваліфікаційній роботі була розроблена система автоматичного керування підігрівачем природного газу, яка включає ряд переваг, що притаманні лише деяким моделям підігрівачів, і позбавлена багатьох недоліків, а саме:

- кількість паливного газу обчислюється відносно миттєвого значення витрати газу ;
- витрата газу обчислюється за значенням перепаду тиску на звужуючому пристрої з точністю не гірше 2,5%;
- видається візуальна інформація про режими роботи підігрівача, розміри світлодіодного індикатора 7,5-12мм.
- подача паливного газу здійснюється електромагнітними клапанами з налагодженими на обчислені витрати прохідними отворами кранів , що дозволяє здійснювати подачу паливного газу пропорційно витраті дискретно, кількість дискретних положень 7.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Методичні рекомендації з виконання, оформлення та захисту кваліфікаційних робіт магістрів спеціальності 151 – «Автоматизація та комп'ютерно-інтегровані технології» / ТНТУ ім. І. Пулюя; уклад. А.Г. Микитишин, М.М. Митник. – Тернопіль: ТНТУ, 2020. – 80 с.
2. Експлуатація і технічне обслуговування газорозподільних станцій магістральних газопроводів/ За ред. А.Рудніка.-Київ.: Росток, 2003. -575с.
3. ДНАОП 0.00-1.15-71 Правила будови і безпечної експлуатації трубопроводів для горючих, токсичних і зріджених газів.
4. Розгонюк В.В. Довідник працівника газотранспортного підприємства. – К.: Росток, 2001. 1090с.
5. Повышение устойчивости работы объектов народного хозяйства в военное время / Под ред. Г.П.Демиденко.-К.: Вища школа.1984.-232с.
6. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами РД 50-213-80. - М.:Издательство стандартов,1982.
7. Альбом графиков к правилам 28-64 измерения расхода жидкостей,газов и паров стандартными диафрагмами и соплами. М. Издательство стандартов. 1964р.
8. І.Т. Стрепко, О.В. Тимченко, Б.В. Дурняк. Проектування систем керування на однокристальних мікро-ЕОМ. – К.: Фенікс, 1998.
9. Шило
- 10.С.З.Скрыпник, Я.И.Френкель. Отопительные и вентиляционные установки в нефтяной и газовой промышленности. -М.:Недра, 1968.-184с.
- 11.Диафрагмы для измерения расхода жидкостей и газов стандартные. М. Издательство стандартов. 1988р.
- 12.Житецький В.Ц. Основи охорони праці.- Львів: Афіша, 2000.- 350 с.
13. Губський А. І., Цивільна оборона.- К.: Міністерство освіти, 1995. - 216 с.
- 14.Пістун І.П., “Безпека життєдіяльності” – Суми: Університетська книга, 2000, - 302с.
- 15.Каммерер Ю.Ю., Харкевич А.Е. Неотложные аварийные работы на

- коммунальных сетях в очаге ядерного поражения. – М. : Стройиздат, 1972.
16. Цивилев М.П. и др. Инженерно-спасательные и неотложные аварийно-восстановительные работы в очаге ядерного поражения. – М. : Воениздат, 1975. – 224с.
17. Депутат О.П., Коваленко І.В., Мужик І.С. Цивільна оборона. Навчальний посібник / За ред. Полковника В.С.Франчука. – Львів : Афіша, 2000. – 336с.