Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

Інститут інформаційних технологій

Інформаційно- вимірювальних технологій

Калужний Роман Васильович

(прізвище, ім'я, по батькові)

УДК 681.511.42
(індекс)

МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

Розроблення системи обліку технологічного газу в умовах газокомпресорної станції

(назва роботи)

Метрологія і вимірювальна техніка
(назва освітньої програми)

152. Метрологія та інформаційно-вимірювальна техніка
(шифр і назва спеціальності)

Калужний Роман Васильович
(підпис, ініціали та прізвище здобувача освітнього ступеня)

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

Допущено до захисту
Завідувач кафедри

_____
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Рецензент

_____
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Робота містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Івано-Франківськ
2024

ЗМІСТ

Вступ 9
1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОБЛІКУ ВИТРАТИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ 14
1.1 Технологічна схема газокомпресорної станції та опис її роботи 14
1.2 Існуючі способи вимірювання витрати газу в системах газопостачання 20
1.3 Застосування автоматизованих витратовимірювальних комплексів для обліку газу 33
1.4 Постановка задачі на дипломне проектування 36
2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ 39
2.1Обгрунтування вибору первинних перетворювачів 39
2.2 Обгрунтування вибору обчислювача 50
3 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ 71
3.1 Розрахунок невизначеності діючого обладнання. **Ошибка! Закладка не определена.**
3.2 Розрахунок відносної похибки розробленої системи 72
3.3 Розрахунок невизначеності розробленої системи 73

ВИСНОВКИ 76
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 77
ДОДАТКИ

РЕФЕРАТ

Магістерська робота: «Розроблення системи обліку технологічного газу в умовах газокомпресорної станції» Калужний Р.В., ІФНТУНГ, 2024 , 72 с., 15 рис., 2 табл., 8 джерел.

Метою дипломного проекту була розробка системи обліку витрати технологічного газу .

Було проаналізовано можливість автоматизації обліку витрати технологічного газу в умовах газкомпресорної станції типу КС-19а, можливі способи вимірювання витрати газу та варіанти вибору засобів вимірювання. На підставі результатів аналізу було зроблено вибір обладнання, яке найбільше відповідає вимогам даної системи обліку.

Проведено розрахунок невизначеності каналів вимірювальної системи.

ВИТРАТА, ГАЗ, ПЕРЕТВОРЮВАЧ, ОБЧИСЛЮВАЧ, ВИМІРЮВАЛЬНА СИСТЕМА, ОБЛІК

ABSTRACT

Master's thesis: "Development of a process gas accounting system in the conditions of a gas compressor station" Kaluzhnyi R.V., IFNTUNG, 2024, 72 pp., 15 fig., 2 table, 8 sources.

The goal of the diploma project was the development of a process gas consumption accounting system. The possibility of automating process gas consumption accounting in the conditions of a gas compressor station of the KS-19a type, possible methods of gas consumption measurement and options for choosing measurement tools were analyzed. Based on the results of the analysis, the selection of the equipment that best meets the requirements of this accounting system was made. The uncertainty of the channels of the measuring system was calculated.

CONSUMPTION, GAS, CONVERTER, CALCULATOR, MEASUREMENT SYSTEM, ACCOUNTING

ВСТУП

Тема магістерської роботи: «Розроблення системи обліку технологічного газу в умовах газокомпресорної станції ».

Мета і задачі досліджень досліджень – розробка системи обліку витрати технологічного газу .

Об’єкт дослідження – витрати технологічного газу.

Предмет досліджень – автоматизації обліку витрати технологічного газу в умовах газкомпресорної станції.

Практична цінність – зроблено вибір обладнання, яке найбільше відповідає вимогам даної системи обліку.

Методи та засоби досліджень – теорія невизначеності і математична статистика

Новизна магістерської роботи – проведено розрахунок невизначеності каналів вимірювальної системи обліку витрати технологічного газу

Газотранспортні системи (ГТС) являють собою широкомасштабний, динамічний, багатофункціональний, багаторівневий, розподілений на значній території, і, в той же час, цілісний виробничо-господарський комплекс. Ефективне і високонадійне функціонування такого комплексу можливе при постійній модернізації технологічного обладнання і його інженерно-технічному забезпеченні, а також високому ступені централізації керування технологічними процесами і виробничо-господарською діяльністю шляхом комплексної автоматизації знизу доверху на базі сучасних інформаційних технологій.

Одними із головних технологічних об'єктів ГТС України є компресорні станції (КС), розташовані на магістральних газопроводах (МГ) та на

підземних сховищах газу (ПСГ). Близько 30% КС, що діють, перебувають в експлуатації 20 років і більше. Для сучасного стану засобів автоматизації на технологічних об'єктах КС характерним є:

- системи автоматики допоміжного та станційного обладнання побудовані, переважно, на базі застарілих релейних схем радянського виробництва, вимірювальна апаратура має низький клас точності, ЗІП до систем автоматики вичерпаний;
- рівень автоматизації КЦ і КС, що перебувають в експлуатації, не відповідає сучасним і тим більш перспективним вимогам як в частині функціональних можливостей, так і експлуатаційно-технічних;
- створені в останній час нові системи мають поки що малий відсоток від загальної кількості і тому загальний стан не визначають;
- надійність та безпека при експлуатації знаходяться у прямій залежності від технічного стану та ефективності роботи технологічного обладнання, ступеню його автоматизації. Недоліками основного та допоміжного технологічного обладнання ГТС є:
- понад 29% обладнання, машин, споруд основного і допоміжного виробництв та 8,8% газопромислового обладнання вимагає заміни;
- 85,6% газопромислового обладнання відпрацювали 50% і більше свого ресурсу;
- 54,3% газопромислового обладнання знаходяться в експлуатації більше 20 років та 40,6% наближається до цього терміну;
- 14,7% машин та обладнання, що беруть участь у технологічному процесі закачування і відбору та обліку газу, не відповідає

сучасному рівню і підлягає заміні (вироблений ресурс понад 100%), і лише біля 11,9% перебуває на рівні кращих досягнень;

- -відсутність методів та засобів контролю за експлуатацією технологічного обладнання;
- відсутність широкого впровадження локальних систем обліку витрат енергоносіїв.

Для переходу на нові технології та засоби з забезпеченням безвахтового обслуговування (безлюдна технологія) необхідною умовою є заміна або реконструкція технологічного устаткування, заміна та реконструкція основного та допоміжного технологічного обладнання КС, забезпечення високої точності вимірювань . Що в свою чергу дає змогу зменшити експлуатаційні витрати. Економічний ефект від впровадження систем керування отриманий за рахунок:

- зменшення витрат газу, у тому числі технологічного;
- економії енергоресурсів;
- скорочення матеріальних витрат на ремонтні та експлуатаційні потреби;
- збільшення міжремонтного циклу обладнання КС та зменшення його аварійних зупинок;
- скорочення витрат та розбалансування газу за рахунок підвищення точності його обліку;
- збереження фінансових ресурсів завдяки використанню приладів та матеріалів вітчизняного виробництва;
- зменшення трудових витрат, у тому числі завдяки використанню баз даних нормативної, науково-технічної інформації [13].

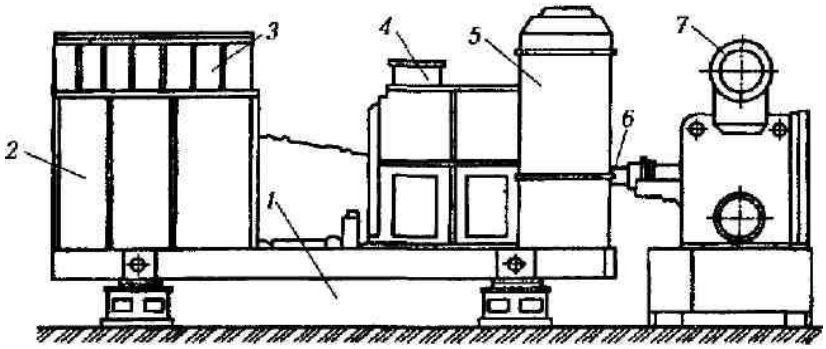
1 АНАЛІЗ МОЖЛИВОСТІ АВТОМАТИЗАЦІЇ ОБЛІКУ ВИТРАТИ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ НА ГАЗОКОМПРЕСОРНІЙ СТАНЦІЇ

1.1 Технологічна схема газокомпресорної станції та опис її роботи

Отже, призначення КС – підвищення тиску та перекачування газу по магістральних газопроводах. Основним елементом компресорних станцій є газоперекачуючий агрегат (ГПА).ГПА функціонально і конструктивно складається із привода і компресора (нагнітача).В якості приводу нагнітача використовують газотурбінні установки(ГТУ), електродвигуни або газомотокомпресори(ГМК) – комбіновані агрегати, в яких привід поршневого компресора реалізовується від колінчатого валу двигуна внутрішнього згорання. Вид приводу КС та та її потужність в основному визначаються пропускною здатністю газопроводу. Для станцій підземного зберігання газу , де необхідним є більше стиснення газу використовують газомотокомпресори та газотурбінні агрегати. Для газопроводів із великою пропускною здатністю найбільш ефективно застосовувати нагнітачі із приводом від газотурбінних установок чи електродвигунів[4].

До основних об’єктів КС належать: площі прийому та пуску очисних пристроїв; установки очистки газу від механічних домішок; компресорний цех, колектори газу високого тиску; вузол охолодження газу. [3]

Розглянемо детальніше будову та роботу КС на прикладі компресорної станції типу КС-19а. Компресорний цех даної станції включає 6-робочих; та 2- резервних ГПА типу ГПУ-10.Це двоступінчаті відцентрові нагнітачі типу 235-21-1 із приводом від газотурбінного двигуна судового типу потужністю 10 тис.кВт. Загальний вигляд газоперекачуючого агрегату ГПУ-10 показаний на рис.1.1.



1 — газоперекачуючий агрегат ГПА-10 з кузовом блоку двигуна; 2 — повітроочисний пристрій; 3 — шахта збору повітря з системою шумоподавляння; 4 — шахта забору повітря, що охолоджує; 5—шахта вихлопу з системою шумоподавляння; 6 — ресора; 7 — нагнітач

Рисунок. 1.1 Загальний вигляд газоперекачуючого агрегату ГПУ-10.

Газоперекачуючий агрегат ГПУ-10 є блочно-контейнерним агрегатом, і його розміщують в індивідуальному укритті, де розташовують конструкції для кріплення повітрозбірної та вихлопної шахт, а також разділюючу перегородку між блоками двигуна ДР-59Л і нагнітача.

До складу газоперекачуючої установки входять: газоперекачуючий агрегат ГПУ-10 з кузовом блок-двигуна; повітроочищувальні пристрої; шахти з системою шумоподавляння, збору охолоджувального повітря, вихлопу з системою шумоподавляння.

Відцентровий нагнітач виконаний у вигляді двоступінчатої турбомашини з осьовим підведенням газу до консольно розташованого робочого колеса.У відцентрових нагнітачах робочим колесом, що обертається газу надається велика швидкість з подальшим перетворенням кінетичної енергії потоку в роботу стискування газу, який нагнітається. Компресор всмоктує повітря із атмосфери, стискує до певного тиску і подає в камеру згорання . В цю ж камеру поступає і паливо (газ). З камери продукти згоряння попадають в турбіну і віддають частину своєї енергії

відцентровому нагнітачу. Друга частина енергії витрачається на стиснення повітря в компресорі, а також розсіюється в навколишньому середовищі.

В технологічній схемі станції передбачені наступні основні процеси обробки газу:

1) очищення газу від пилу та рідини;
2) компримування газу;
3) охолодження газу.

Крім основних установок, для обробки газу ще передбачені:

1) система паливного, пускового та імпульсного газів;
2) система промивки проточної частини турбокомпресорів;
3) система підживки антифризом замкнутої системи охолодження масел;
4) система підготовки , споживання стиснутого повітря;
5) система забезпечення маслом.

Газ із магістрального газопроводу D_y 1400 мм, проходячи через східний охоронний кран (СОК), поступає на вузол підключення КС до магістрального газопроводу .Цей кран призначений для відключення магістрального газопроводу від станції у випадку виникнення аварійних ситуацій на вузлі підключення, цеху, тощо.З ціллю підвищення надійності роботи КС та зниження втрат тиску газу на тертя на всмоктуванні і нагнітанні КС прийнята двохшлейфова система підключення.

Із вузла підключення газ двома вхідними шлейфами D_y 1000 мм при відкритих кранах № 7 і 7а поступає на установку пиловловлювачів. Підключення пиловловлювачів — колекторне. Очищений газ із пиловловлювачів двома трубопроводами D_y 1000 мм поступає на всмоктування компресорних агрегатів. Зкомпромований газ із компресорного цеху поступає двома трубопроводами D_y 1000 мм на охолодження в апарати повітряного охолодження(АПО) і далі по двох шлейфах D_y 1000 мм через відкриті крани № 8 і 8а в магістральний газопровід.

На магістральному газопроводі, після КС встановлений зхідний охоронний кран (ЗОК), призначення якого таке ж, як і охоронного крану СОК перед компресорною станцією.

Між всмоктуючим (вхідним) і нагнітальним (вихідним) шлейфами є перемички D_y 700 мм від кожного вихідного шлейфу після АПО газу на вхід КС з установкою кранів № 36 і 36а, байпасів D_y 150 мм із кранами № 36р і 36ар, необхідних для запобігання роботі ГПА в помпажній зоні нагнітача, і спільного для обох перемичок дросельного крану № 37 D_y 700. Вони утворюють пусковий контур компресорної станції і призначені для роботи агрегатів на кільце перед навантаженням і розвантаженням.

Вхідні крани № 7 і 7а має байпасні крани, призначені для заповнення газом всієї системи технологічної обв’язки компресорної станції.

Зворотні клапани перед кранами № 8, 8а запобігають зворотному потоку газу з боку нагнітання у бік всмоктування при переводі агрегатів на пусковий контур. Цей потік газу, якщо він виникне при відкритті крану № 8, може призвести до зворотного розкручування відцентрового нагнітача і ротора силової турбіни, що зрештою приведе до серйозної аварії на КС.

Крани свічок № 17, 17а, 18 і 18а призначені для стравлювання газу в атмосферу з технологічних комунікацій станції при проведенні на них профілактичних робіт і при виникненні аварійних ситуацій на КС.

Крани № 7, 8, 17, 18, 18а мають дистанційне керування і автоматичне управління від ключа аварійної зупинки станції.

Охолоджувачі газу підключаються до вихідних шлейфів і вводяться в роботу закриттям розділюючи кранів на шлейфах.

Обв'язування повнонапірного відцентрового нагнітача включає в себе крани: №1,2 — що відсікають, № 6 — для виходу на станційне кільце (на контур) № 4 —для заповнення контуру, через нього проводиться продування газом контуру нагнітача перезаповненням через свічку краном № 5. Перед

вихідним краном № 2 протипомпажним краном № 6 встановлюють зворотні клапани.

Всі крани нагнітача мають автоматичне управління, дистанційне і ручне.

У вузлі підключення КС до магістрального газопроводу передбачений транзитний пропуск очисного пристрою при відкритому крані № 20 . Продукти очистки газопроводу направляють на вузол збору рідини. Трубопроводи до установки підготовки газу і імпульсного газу укладають в одній траншеї зі всмоктуючим шлейфом діаметром 1020 мм.

Газ на власні потреби відбирається в чотирьох точках: до крану № 20 (через кран № 1т), після крану № 20 (через кран № 4т), а також від вихідного колектора пиловловлювачів (через кран № 2т) і вхідного колектора АПО газу (через кран № 3т). Після прохождения через блок підготовки пускового і паливного газу (БППГ) газ поступає до газоперекачуючих агрегатів.

Блок БТПГ складається з наступних основних частин: підігрівача газу; блоку редукування; двох датчиків вимірювання витрати газу. Блок БТПГ працює наступним чином.

Газ високого тиску (3,5-7,5 МПа) проходить через витратомірну діафрагму, сполучену трубками з блоком датчиків вимірювання витрати газу, в якому встановлений сильфонний дифманометр ДСС-734, що проводить вимірювання витрати газу, поступаючого на вхід БТПГ.

Температуру газу на вході вимірюють термоопором ТСМ-50711.Після діафрагми газ розподіляється на два потоки: частина газу поступає в підігрівач, звідки підігрітий газ поступає на вхід лінії паливного газу блоку редукування, а частина газу поступає безпосередньо на вхід лінії пускового газу блоку редукування.

Вузол редукування паливного газу складається з двох редукуючих ниток: верхньої і нижньої . Редукуючі нитки рівноцінні як по устаткуванню,

так і по пропускній здатності. Перед редукуванням газ очищається від механічних домішок у фільтрах. Елементом, що фільтрує, є металічна сітка.

Між фільтрами і регуляторами тиску газу встановлені компенсатори для полегшення розбирання при проведенні ремонтних або профілактичних робіт на регуляторах.

Очищений газ високого тиску поступає на вхід регуляторів тиску газу РДУ 80-01, в яких високий тиск газу $P_{вх}$ — 3,5 — 7,5 МПа знижується до $P_{вих}$ = 2,5 МПа. Регулятори тиску (РТ) на кожній редукуючій нитці налаштовані на один і той же вихідний тиск.

Після блоку редукування паливний газ проходить через витратомірну діафрагму, зв'язану трубками з блоком датчиків вимірювання витрати газу.

Вузол редукування пускового газу складається з двох ниток: верхньої і нижньої. На вході нижньої нитки встановлений кран з пневмоприводом, управління яким здійснюється за допомогою блоку БУЕП35 вручну по місцю або дистанційно. Перед редукуванням газ очищається від механічних домішок у фільтрі, звідки газ поступає на вхід регулятора тиску РДУ 80-01 32, де високий тиск газу $P_{вх}$ = 3,5 — 7,5 МПа знижується до $P_{вих}$ = 2,5 МПа. На вході верхньої редукуючої нитки установлений кран з ручним приводом і регулятор тиску РДУ 80-01 31.

Продуктивність є основним параметром, точність і надійність вимірювання якого визначає виробничі, технічні і економічні характеристики роботи компресорної станції. Точне вимірювання витрати газу лежать в основі системи обліку і планування доставок газу. Знання витрати паливного газу, витраченого на компримування газу, що транспортується, агрегатами компресорного цеху при відомій його продуктивності, дозволяє оптимізувати навантаження як на окремих ГПА, так і компресорній станції в цілому[1].

1.2 Існуючі способи вимірювання витрати газу в системах газопостачання

Кількість речовини визначається її масою або об’ємом і вимірюється відповідно в одиницях маси (кг) або одиницях об’єму($м^3$).

Прилади, які вимірюють витрату речовини називаються витратомірами. Інтегруючі прилади для вимірювання об’єму чи маси – лічильниками.

У нашій країні і за кордоном розроблені і випускаються різні типи витратомірів для газу. За принципом контакту з робочим середовищем розрізняють контактні і безконтактні методи вимірювання витрати газу. До перших відносять витратоміри змінного перепаду тиску із звужуючими пристроями різного типу, витратоміри постійного перепаду тиску(ротаметри, поршневі, поплавкові), турбінні і гідродинамічні витратоміри з використанням методу контрольних точок та ін.; до інших — витратоміри на електромагнітному, ультразвуковому принципах дії, засновані на резонансі та ін. Через електрохімічні процеси в потоці рідини, різні перешкоди, непостійність напруги живлення і так далі витратоміри на неконтактному принципі дії для чистого газу мають більшу похибку, ніж контактні.

В даний час основним методом вимірювання витрати і кількості природного газу на об'єктах його видобутку, транспортування і переробки є метод змінного перепаду тиску на звужуючих пристроях, як такі використовують вимірювальні діафрагми і сопла.

Метод змінного перепаду тиску заснований на створенні і вимірюванні перепаду тиску на звужуючому пристрої, встановленому у вимірювальному трубопроводі, при протіканні потоку газу через цей пристрій. Перепад тиску, по якому судять про витрату газу, вимірюють за допомогою диференційних манометрів (дифманометрів), — рідинних, мембранных, сильфонах та ін., —

з механічними відліковими пристроями або електричними вихідними сигналами.

Перепад тиску на звужуючому пристрої Δp залежить від витрати газу і пропорційний її квадрату, тобто:

$$Q = c\sqrt{\Delta p}, \tag{1.1}$$

де c — постійний коефіцієнт для даного витратоміру;

Для розрахунку витрати газу використовують формулу:

$$Q_i = 0{,}2109 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{(p_1 - p_2) \cdot p_1}{\rho_i \cdot T_1 \cdot Z}}, \tag{1.2}$$

де ε — поправочний множник на розширення газу;

α — коефіцієнт витрати звужуючого пристрою;

d — діаметр отвору діафрагми, мм;

(р1 – р2) — перепад тиску на діафрагмі, кгс/м2;

р1 — тиск газу перед діафрагмою, кгс/см2;

рн — щільність сухого газу при Тн = 293,15 К та рн = 1,0332 кгс/см2;

Т— температура газу перед діафрагмою, К;

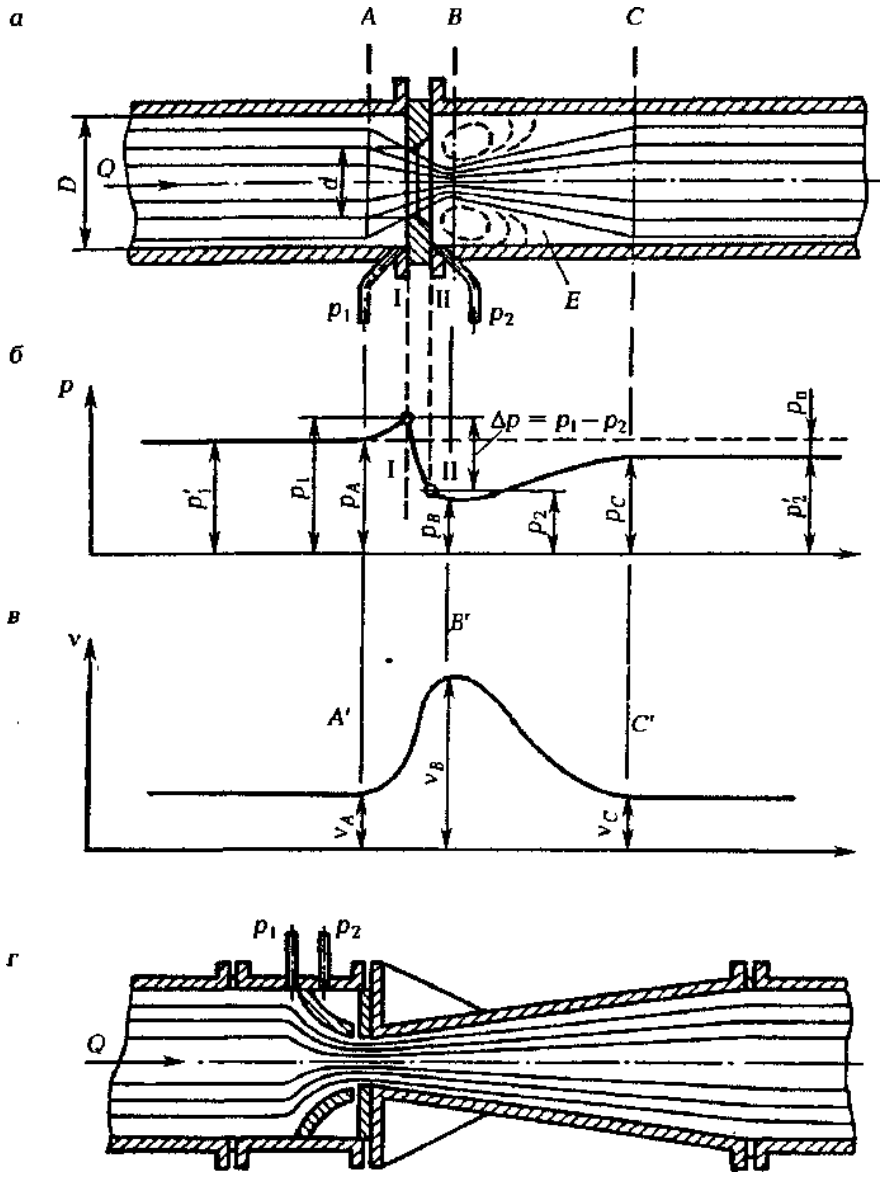
Z — коефіцієнт стисливості газу. [2]

Основні види стандартних звужуючих пристроїв газів і рідин , а також характер розподілу тиску і швидкостей потоку в них та на вимірювальному трубопроводі представлені на рисунку 1.2.

При протіканні газу через діафрагму, внаслідок переходу частини потенціальної енергії тиску в кінетичну, середня швидкість потоку в звуженому січенні підвищується. В результаті цього статичний тиск потоку після діафрагми (p_2) стає меншим, ніж перед нею (p_1).

Як видно з кривої розподілу тиску до і після звужуючого пристрою (рисунок 1.2, б), місця відбору тиску, що подаються на дифманометр, впливають на значення вимірювального перепаду тиску. Існують чотири способи відбору тиску: кутовий, по методу звуженого струменя, радіальний і

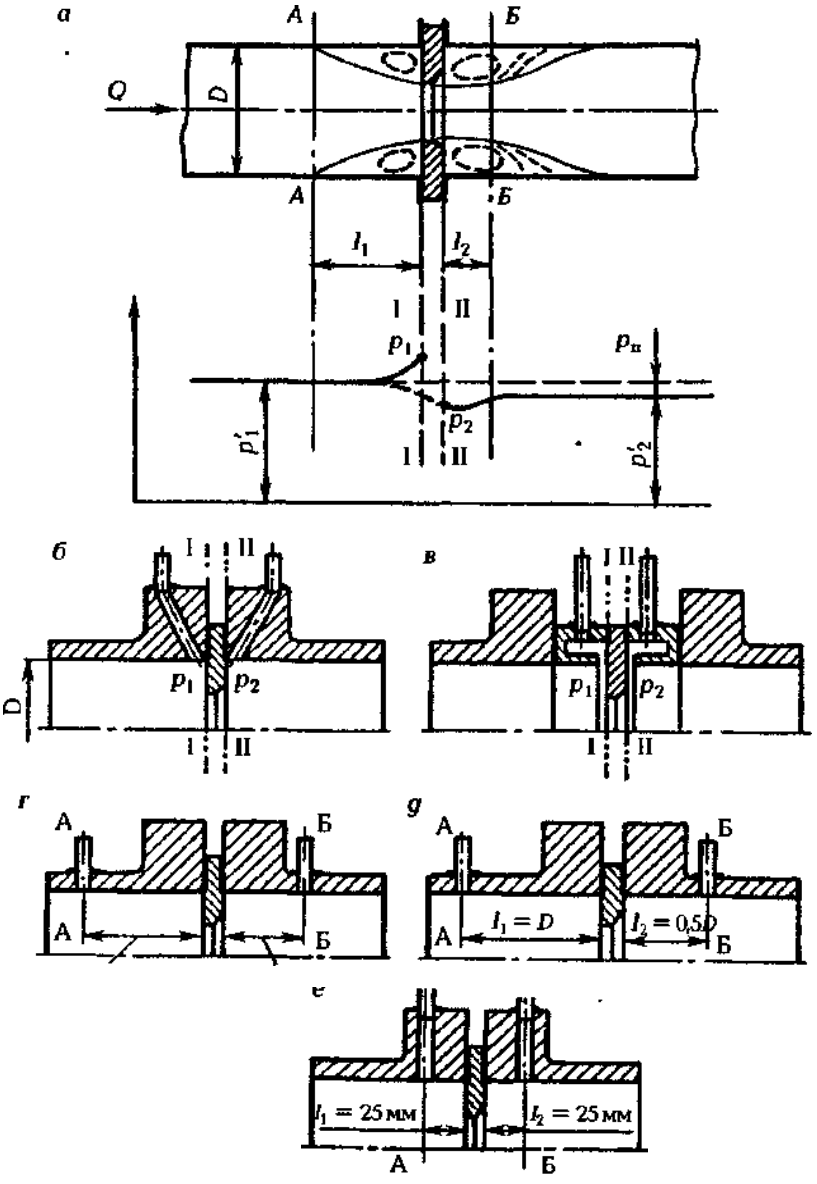
фланцевий (рисунок 1.3). Вони відрізняються по розташуванню отворів для відбору тиску в перетині трубопроводу відносно діафрагми.



а – діафрагма ; *б* – характер розподілення тиску на діафрагмі ;*в* – розподілення швидкостей потоку ; *г* – сопло Вентурі.

Рисунок 1.2 Основні види стандартних звужуючих пристроїв та характер розподілення тиску на них і швидкостей потоку в трубопроводі.

У нашій країні поширено два способи відбору тисків — кутовий і фланцевий. При кутовому способі відбору тиск відбирається безпосередньо біля діафрагми за допомогою кутових отворів (рисунок 1.3, б) або кільцевих камер (рисунок 1.3, в). При фланцевому відборі (рисунок 1.3, е) тиску p_2 і p_1 відбираються через отвори у фланцях, що знаходяться на рівній відстані $l_1 = l_2 = 25$ мм або на відстані $l_1 = l_2 = (1/2)D$ від відповідної площини діафрагми.



а – крива розподілу тиску біля діафрагми; б-е – способи відбору тиску;б,в – кутовий; г – по методу звуженого струменя; д – радіальний; е – фланцевий.

Рисунок 1.3 Способи відбору тиску із звужучих пристроїв.

У США застосовується метод звуженого струменя (рисунок 1.3, г), при якому тиск p_1, відбирається через отвори, розташовані в перетині А —А (рисунок 1.3, а), а тиск p_2 — в перетині Б —Б. При цьому тиск p_1, відбирається на відстані l_1 = (0,5 — 2) D від передньої площини діафрагми, а p_2 — на відстані l_2 = (0,2 — 0,8) D від задньої площини діафрагми.

Радіальний спосіб відбору (рисунок 1.3, д) близький до методу звуженого струменя. В цьому випадку тиск p_1 відбирається на відстані l_1 = D,а тиск p_2 — на відстані l_2 = 0,5 D від відповідної площини діафрагми.

Вплив способу відбору тиску може бути врахований по формулі:

$$\alpha = \alpha_{п.к} \cdot K_{\varphi}, \qquad (1.3)$$

де α — коефіцієнт витрати звужуючого пристрою при вибраному способі відбору тиску;

K_{φ} — коефіцієнт способу відбору;

$\alpha_{п.к}$ — вихідний розрахунковий коефіцієнт витрати для кутового способу відбору тиску.

В комплект установки для вимірювання витрати по методу змінного перепаду тиску входять: звужуючий пристрій, лінії з'єднання (імпульсні трубки), додаткові пристрої (розділювальні посудини, відстійники, конденсаційні посудини) і вимірювальний перетворювач – дифманометр.

Схема підключення дифманометра до звужуючого пристрою за допомогою трубних ліній з'єднання при вимірюванні витрати газу приведена на рисунку 1.4: 3 — трубопровід із звужуючим пристроєм 2; 1 — зливні вентилі; 5 — трубні (імпульсні) лінії з'єднання з вентилями 4; 8 — дифманометр з комплектом вентилів 7, 9 і 10.

Лінії з'єднання 5 прокладають з нахилом 1:10 для виключення скупчення в них рідини. В кінці ліній з'єднання 5 встановлюють конденсатозбірники 11 із зливними вентилями 12. Ємкість 13 служить для збору рідини при скиданні її з конденсатозбірників 11. Сполучні лінії при їх довжині більше 25 м зазвичай виконують сталевими трубами діаметром 18 —

20 мм з товщиною стінки 2 — 2,5 мм. Для виключення замерзання рідини або утворення в ній твердих кристалогідратів доцільно теплоізолювати імпульсні лінії, а вздовж пучка ліній прокладати вибухобезпечний термокабель, забезпечуючий обігрів імпульсних ліній при пропусканні через нього електричного струму.

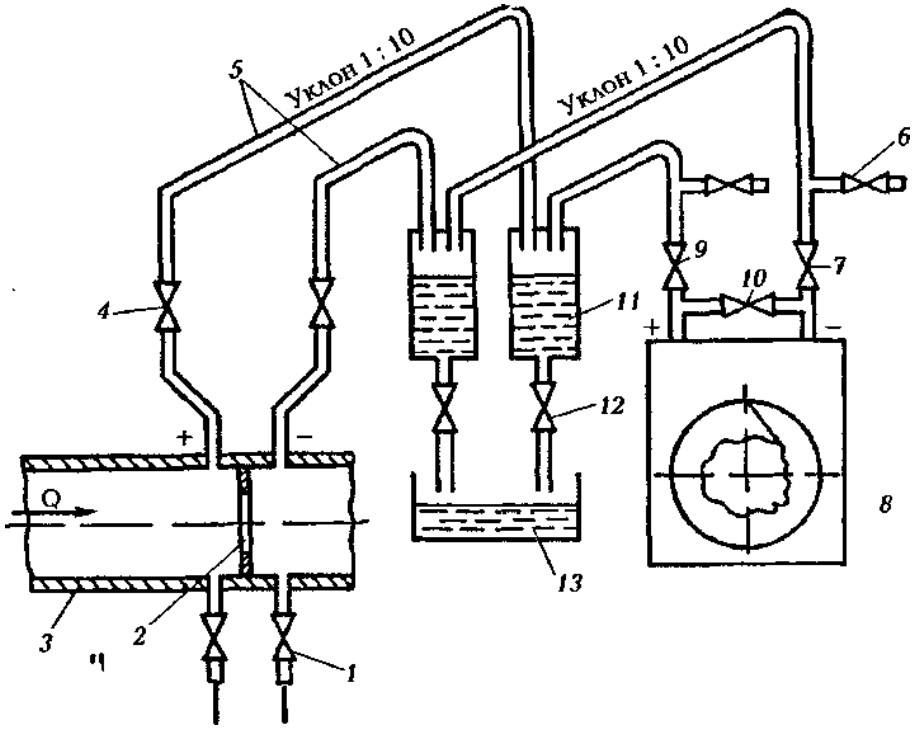


Рисунок 1.4 Схема підключення дифманометра до звужуючого пристрою за допомогою ліній з’єднання .

Вентилі 4, 6, 7, 9, 10 і 12 служать для підключення дифманометра 8 до вимірювального трубопроводу з тиском газу або його відключення від трубопроводу. Щоб уникнути подачі у вимірювальні камери дифманометра 8 однобічного тиску, що може привести до виходу дифманометра з ладу, необхідно строго притримуватись наступного порядоку підключення дифманометра до трубопроводу з тиском газу. При закритих вентилях 4, 7, 9 і 10, а також скидних вентилях 6 спочатку відкривають зрівняльний вентиль 9 що сполучає обидві вимірювальні камери дифманометра між собою, а потім послідовно відкривають вентилі 7, 10 і 4. Після цього зрівняльний вентиль 9 закривають, унаслідок чого на вхід дифманометра 8 подається

вимірюваний перепад тиску. Відключення дифманометра проводять в зворотному порядку. Спочатку відкривають зрівняльний вентиль 9, а потім послідовно закривають вентилі 7, 10 і 4. Для перемикання імпульсних ліній дифманометрів злиття рідини з них або продування імпульсних ліній застосовують голчані вентилі типу ВІ з умовним діаметром 6, 15 і 20 мм, а також кульові крани типу КШ з внутрішнім діаметром 10 або 20 мм. Вентилі типу ВІ розраховані на робочий тиск до 16 МПа, а кульові крани типу КШ — на робочий тиск до 7,5 МПа.

Місцеві опори (коліна, кутники, засувки, крани, гільзи термометрів і ін.), встановлені у вимірювальних трубопроводах до і після звужуючого пристрою, спотворюють структуру потоку і приводять до додаткових похибок вимірювання витрати газу по методу змінного перепаду тиску. Тому між місцевим опором і звужуючим пристроєм має бути передбачена пряма ділянка вимірювального трубопроводу необхідної довжини. Установка звужуючих пристроїв безпосередньо біля місцевих опорів не допускається.

Регулювальні засувки і крани рекомендується установлювати після діафрагми. При установці їх перед діафрагмою необхідно дотримуватись відстані не менше 100D. Робоча температура вимірюється перед діафрагмою. Гільза з датчиком повинна входити всередину трубопроводу на глибину приблизно 0,5 D , а найменша відстань до неї повинна складати не менше 5 D.

Перепад тиску, що створюється на діафрагмі, передається до дифманометра за допомогою імпульсних ліній із внутрішнім діаметром не менше 8 мм; для зменшення запізнення рекомендується застосовувати трубки з внутрішнім діаметром не менше 12 мм. Дифманометр повинен розташовуватися вище свужуючого пристрою для того, щоб вода ,що міститься у вигляді дрібних капель і пари не потрапляла в дифманометр. При установці дифманометра нижче звужуючого пристрою необхідна установка дренажних пристроїв. Обидві сполучні трубки повинні знаходиться в

однакових температурних умовах і бути ізольовані від дії зовнішніх джерел тепла або холоду. Перепад тиску на діафрагмі заміряють диференціальними манометрами-витратомірами. Існують дифманометри трьох типів: рідинні, дзвонові і пружинні.

У основу рідинних дифманометрів покладений принцип сполучених посудин, заповнених рідиною, при цьому відносне положення рівнів рідини в посудинах пропорційно перепаду тиску.

Дзвонові дифманометри засновані на силовій дії перепаду тиску на дзвін, плаваючий в рідині: при зміні перепаду тиску змінюється відносне переміщення дзвону.

У пружинних дифманометрах перепад тиску впливає на пружний елемент, деформація якого пропорційна перепаду тиску.

У газовій промисловості найчастіше застосовують поплавкові, сильфонні і мембранні манометри .Поплавковий дифманометр типу ДП складається з двох частин: вимірювальної системи — поплавкового пристрою з використанням принципу дії звичайних U-подібних манометрів і механізму для передачі переміщення поплавка на вимірювальний прилад. Тиск до диафрагми подається в плюсову посудину, тиск після діафрагми — в змінну мінусову посудину, яка міняється для зміни меж перепаду тиску.

Витратоміри типу ДП випускають на перепади тиску 0,04; 0,063; 0,1 і 0,16 МПа. Робочий тиск до 16 МПа, клас точності — 1,5. Їх забезпечують самописними пристроями з приводом діаграми від годинникового механізму і пристроєм для вимірювання і запису тиску. Справність роботи дифманометра перевіряють по робочій точці шляхом порівняння свідчень з контрольним манометром U -подібним і по перепаду тиску за всією шкалою діафрагми на відключеному приладі. [6]

Мембранні дифманометри типу ДМ працюють в комплексі з автоматичними приладами диференційно-трансформаторної схеми типу ДС1 або ЕПІД для перетворення величини вимірюваної різниці тиску в

електричний сигнал з метою передачі на вторинний прилад. Принцип дії блоку сильфону дифманометра заснований на залежності між вимірюваним перепадом тиску і пружною деформацією гвинтових циліндричних пружин, сильфонів і торсіонної трубки. Кожному номінальному перепаду тиску відповідає певний блок пружин. Корекція по температурі і тиску здійснюється за допомогою термосистеми і пружинного манометра.

У випадках пульсуючого потоку газу необхідно добиватися зменшення додаткової похибки за допомогою спеціальних фільтрів-заспокоювачів. Пульсація згладжується тим сильніше, чим більше об'єм системи (включаючи об'єм фільтру) між джерелом пульсації і звужуючим пристроєм і чим більше падіння тиску на цій ділянці, відповідне середній витраті.

Для отримання дійсного значення виміряної витрати рідини необхідно ввести поправку на зміну температури і тиску.

У приладах, що працюють по методу постійного перепаду тиску, речовина, витрата якої вимірюється проходить безпосередньо через витратомір. При цьому площа прохідного отвору змінюється в залежності від витрати, а перепад тиску залишається постійним. Витратоміри, що працюють таким способом, називаються ротаметрами. Вимірювальна частина приладу представляє собою трубку в якій знаходиться поплавок. Перепад тиску при протіканні через конічну трубку речовини визначається вагою поплавка і його формою. Оскільки ці параметри при зміні витрати не міняються, перепад тиску залишається постійним. Між стінками труби і обтічним тілом залишається невелике прохідне січення, зазвичай кільцевої форми. В цьому перерізі створюється значна швидкість за рахунок відповідного падіння тиску, тому на обтічне тіло крім динамічного тиску діє також і різниця статичних тисків.

При постійному перепаді тиску площа кільця січення між внутрішніми стінками конічної трубки і поплавком пропорційна витраті рідини, яка протікає в даний момент. В конічній трубці площа кільцевого січення

змінюється пропорційно висоті. Відповідно і поплавок міняє своє положення по висоті в залежності від витрати. В певній групі пристроїв тіло обтікання повертається навколо своєї осі підвісу. Величина кута повороту є мірою витрати.

Витрату газу при вимірюванні методом постійного перепаду тиску обчислюють по формулі:

$$Q = \alpha \cdot \pi \cdot H \cdot \mathrm{tg}\frac{\varphi}{2}\sqrt{\frac{8 \cdot \pi \cdot G_i}{\rho}}, \qquad (1.4)$$

де α – безрозмірний коефіцієнт витрати, що враховує тертя рідини об поплавок та стінки трубки, втрати напору внаслідок турбуленції;

H – підйом поплавка в залежності від витрати Q;

φ – кут конусності вимірювальної трубки;

Gn – вага поплавка у вимірюваній речовині (газі) з густиною ρ.

Такі прилади широко застосовуються для вимірювання малих витрат газу в лабораторних умовах. Витратоміри постійного перепаду тиску є порівняно точними, проте на результат вимірювання впливають деякі фактори. До них відносять: зміну густини, в'язкості, вплив відхилення приладу від вертикального положення. [8]

Досить розповсюдженими є вихрові витратоміри (рисунок 1.5). Це прилади, основані на зміні частоти коливань, які виникають у потоці в процесі завихрень. Для сприйняття коливань потоку, які виникають у трубопроводі розміщують або перетворювачі тиску або термоперетворювачі.

Існує три великих групи вихрових витратомірів.

До першої належать такі, що мають в первинному перетворювачі нерухоме тіло, при обтіканні якого з обох сторін виникають зриви вихорів, які утворюють пульсації тиску. Частота зривання вихорів пропорційна об’ємній витраті.

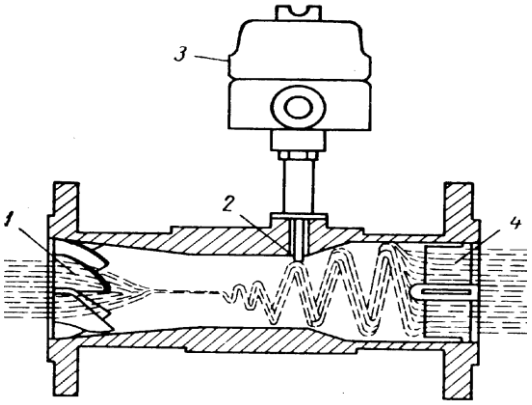


Рисунок 1.5 – Схема вихрового витратоміра

В перетворювачах другої групи потік закручується спеціальним пристроєм, попадає із звуженої частини труби в розширену і при цьому його вісь починає прецесувати і створює при цьому пульсації тиску.

Третю групу складають витратоміри, в перетворювачі яких струмінь, що витікає із отвору, здійснює автоколивання, створюючи при цьому пульсації тиску.

До переваг вихрових витратомірів відносяться достатньо хорошу точність, яка оцінюється похибкою в 0,5 – 1,5 % меж шкали, і її лінійність у великому діапазоні шкали ,а також відсутність рухомих частин в трубопроводі, надійність.

До тахометричних витратомірів та лічильників належать прилади, загальною ознакою яких є обертання чутливого елементу під дією рушійного моменту, який створюється потоком. На рисунку 1.6 показана схема такого лічильника, чутливим елементом якого є турбінка.

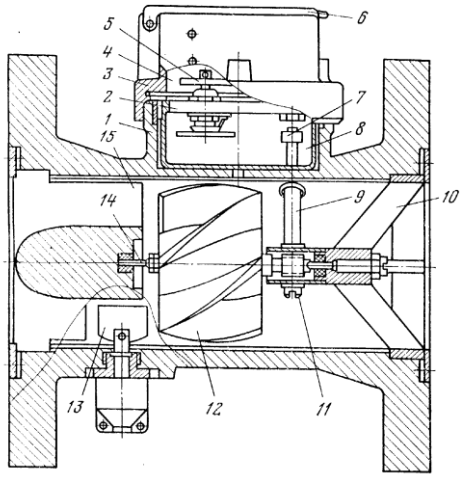


Рисунок. 1.6 – Схема тахометричного лічильника (з турбінкою).

В основі тахометричного методу вимірювання покладена залежність швидкості обертання тіла, встановленого у трубопроводі вимірюючи сумарну кількість обертів при допомозі лічильного механізму отримуємо інформацію про кількість речовини. [6]

Для вимірювання об’єму газу використовуються два види турбінних лічильників:

1) з проходженням газу вздовж осі турбінного колеса;
2) з радіальною подачею газу на турбінне колесо.

В першому випадку основними складовими частинами лічильника є: вхідний випрямляч потоку, який забезпечує однорідність потоку газу; вимірювальний механізм, що складається із турбінки та редуктора; передаточний механізм; корпус та головка,в якій розміщений відліковий механізм барабанного типу. В багатьох лічильниках в головці розміщують здавачі імпульсів, які перетворюють оберти турбінки в електричні імпульси.

Лічильники іншого виду складаються із двох частин: однотрубного приєднувача для кріплення до трубопроводу та вимірювальної головки, що вимірює об’єм газу, і включає турбіну на осі з підшипниками, магнітну передачу обертів, корпус і кришку.

У головці присутній круговий канал для радіальної подачі газу до турбіни. Похибки, які виникають в роботі турбінних лічильників, обумовлені

втратами кінетичної енергії через тертя в підшипниках, нерівномірністю розподілу швидкостей по поперечному перерізу труби, а також чутливістю до перевантажень та забруднень. Похибка вимірювання об'єму газу за допомогою такого лічильника не перевищує ±0.5 %, але у лічильників, де вал турбінки пов'язаний з лічильним механізмом через редуктор, ця похибка становить ±2 %.

Для вимірювання витрат газу до 1600 м³/год застосовують об’ємні витратоміри. Принцип їх дії ґрунтується на періодичному або безперервному відліку порцій вимірюваної речовини приладом, обладнаним вимірювальною камерою відомого об’єму. Витрата речовини за будь-який проміжок часу є сумою виміряних об’ємів, віднесених до певного періоду часу:

$$Q = \frac{nq}{t_2 - t_1}, \qquad (1.5)$$

де q – об’єм вимірювальної камери приладу;

n – кількість виміряних об’ємів;

$t_2 - t_1$ – інтервал часу вимірювання.

Такими є камерні лічильники. Вони мають один або кілька рухомих елементів, які рухаючись відсікають певні об’єми газу.

Такі витратоміри мають вищий клас точності, проте вони можуть застосовуватися лише як лічильники. Приведена похибка таких лічильників становить ±0.5 %.[12]

Найбільш широке застосування серед об’ємних лічильників отримали роторні. Принцип їх дії на витісненні, під дією різниці тисків між входом і виходом лічильника, двома роторами вісімкоподібної форми по черзі порцій газу. Ротори обертаються у взаємно протилежних напрямках. Оберти роторів передаються передаточним механізмом на відліковий пристрій, який відображає об’єм газу, що пройшов через лічильник.

Роторні лічильники вирізняються малими габаритними розмірами порівняно із іншими лічильниками при тих самих межах вимірювання та

нечутливістю до перевантажень. До недоліків роторних лічильників відноситься інтенсивне зношування робочих поверхонь.

Серед безконтактних витратомірів найпоширенішими є ультразвукові, Основною складовою цих приладів є п'єзоелемент – випромінювач та приймач (УЗК). Найчастіше для цього використовують кварц. Дія його базується на п'єзоефекті, який полягає у тому, що при механічному стисненні чи розтягу на поверхні кристалу виникають заряди. Якщо до цих поверхонь прикласти напругу, то п'єзоелемент стиснеться або розтягнеться. Час проходження (УЗК), який випромінюється по напрямку швидкості потоку є меншим часу проходження його проти потоку. Ця різниця часу є прямо пропорційна швидкості потоку.

Існує три способи вимірювання цієї різниці : вимірювання фазових зсувів (УЗК) ; вимірювання різниці частот повторення коротких імпульсів (УЗК), що направляються за і проти потоку; безпосереднє вимірювання різниці часу проходження (УЗК). Найчастіше застосовують останній. Витратоміри можуть містити кілька пар п'єзоелементів**.** Окрім них до складу лічильника входить вторинний прилад, який служить для генерування електричних коливань, які збуджують (УЗК).

Похибки ультразвукових витратомірів визначаються несиметричністю профілю швидкостей потоку по діаметру трубопроводу, наявністю домішок в потоці, які спотворюють (УЗК). [8]

1.3 Застосування автоматизованих витратовимірювальних комплексів для обліку газу

Автоматизовані витратовимірювальні комплекси – це витратоміри, що побудовані з використанням засобів мікропроцесорної техніки і володіють

порівняно із звичайними витратомірами підвищеними функціональними можливостями. Використання засобів мікропроцесорної техніки дозволяє виконувати розрахунки витрати газу за повною схемою розрахунку з обчисленням усіх проміжних параметрів і коефіцієнтів, що входять у рівняння витрати газу, що поліпшує основну метрологічну характеристику – точність вимірювання. Точність також підвищується за рахунок практично нульової похибки власне математичних перетворень і обчислень, чого неможливо досягти при аналоговій обробці сигналів, як це звичайно робиться в автоматичних витратомірах.

Внаслідок відносно високої вартості і складності автоматизовані комплекси доцільно застосовувати на відповідальних газовимірювальних пунктах при великих витратах газу, наприклад при вимірюванні й обліку газу, що перекачується по магістральних газопроводах. Може вестися облік як по одному, так і по кількох газопроводах.

Структурна схема автоматизованого комплексу в загальному вигляді приведена на рисунку 1.7. Схема містить вимірювальний трубопровід з установленим на ньому звужуючим пристроєм, первинні перетворювачі параметрів потоку газу 1, 2, ..., *n*, блок перетворень і обчислень (далі – обчислювач), дисплей і клавіатуру оператора, пристрій друку, блок телемеханіки.

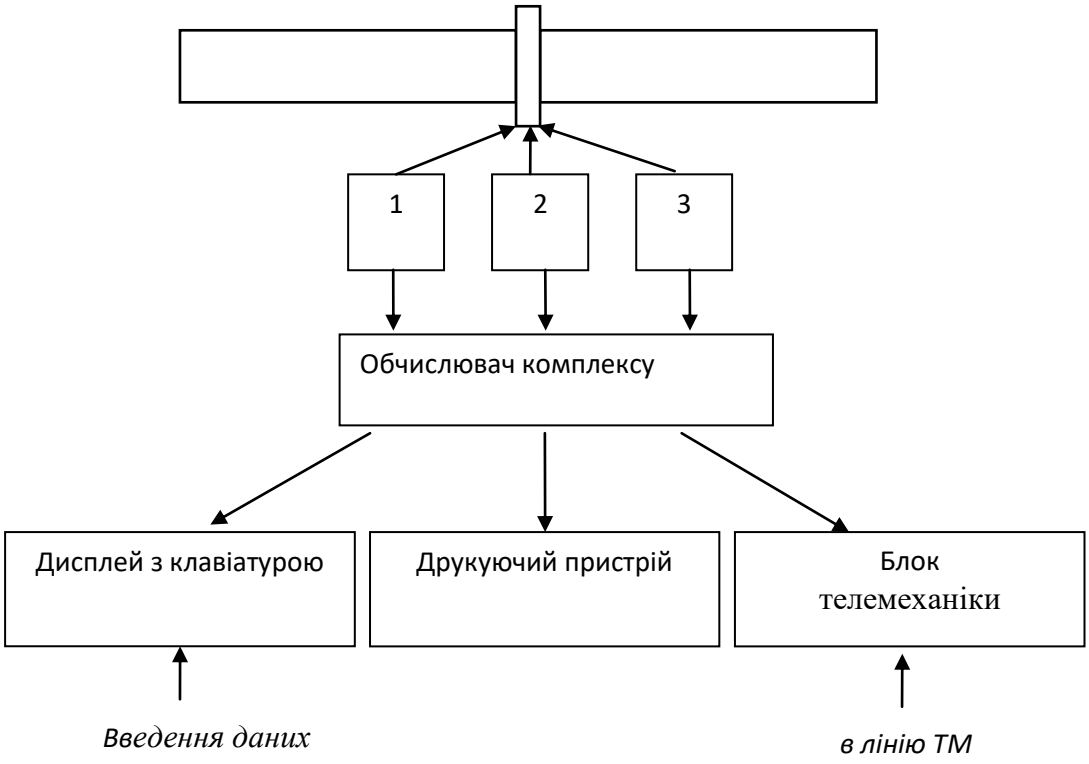


Рисунок. 1.7 - Структурна схема автоматизованого вимірювального комплексу

За допомогою первинних перетворювачів 1, 2, ..., *n* проводиться неперервне визначення первинних параметрів потоку газу. Звичайно такими параметрами є перепад тиску на звужуючому пристрої, тиск і температура вимірювального середовища. При застосуванні відповідних перетворювачів можуть визначатися й інші параметри, наприклад вміст окремих компонентів газу, щільність і в'язкість газу в робочих умовах, атмосферний тиск і т.д.

Обчислювач є найбільш складним і відповідальним пристроєм комплексу, для підвищення надійності якого звичайно застосовується резервування. Процесор виконує наступні основні функції:

– розрахунки витрати і витрати газу по кожній вимірювальному трубопроводу;

- визначення сумарної витрати і витрати газу по вузлу обліку в цілому;
- обробку і видачу інформації на дисплей оператора й пристрій друкування;
- передачу інформації на диспетчерський пункт через блок телемеханіки;
- автоматичну діагностику технічного стану пристроїв комплексу з видачею інформації оператору.

Для функціонування комплексу крім значень первинних параметрів потоку газу, що надходять від перетворювачів, у комплекс необхідно вводити дійсні значення діаметрів вимірювальних трубопроводів, діаметрів отворів діафрагм, дані про характеристики первинних перетворювачів, а також значення параметрів, одержання яких від первинних перетворювачів не передбачено. Такими параметрами можуть бути атмосферний тиск, густина газу, зміст компонентів газу і т.д. Якщо комплекс передбачений для роботи з різними видами звужуючих пристроїв і методами відбору перепаду тиску, то ці дані також вводяться в комплекс. Введення даних здійснюється оператором за допомогою клавіатури. При цьому виконується контроль значень параметрів, що вводяться на дисплеї оператора.

На пристрій друку автоматично чи по запиту оператора виводяться дані про витрату і витрати газу, параметри потоку газу, інформація про стан засобів комплексу і інші необхідні дані. Основним документом, одержуваним із пристрою друку, є добовий звіт, що завжди виводиться автоматично і на підставі якого здійснюються комерційні операції по обліку витрати переданого газу. [1]

1.4 Постановка задачі на дипломне проектування

Точне вимірювання витрати газу лежать в основі системи обліку і планування постачання газу на КС-19а. Знання витрати технологічного газу, витраченого на компримування газу, що транспортується, агрегатами компресорного цеху, дозволяє оптимізувати навантаження як на окремих ГПА, так і на компресорній станції в цілому. Окрім того, точне визначення кількості спожитого газу, сприяє раціональному використанню газу, зменшенню його втрат і відповідно заощадженню коштів.

Вимірювання витрати технологічного газу, який поступає на вхід БППГ КС-19а здійснюється методом змінного перепаду тиску, за допомогою діафрагми, в якості звужуючого пристрою. Імпульсними лініями діафрагма під'єднана до сильфонного самописного дифманометра ДСС-734 класу точності 1,5%, який вимірює значення перепаду тиску, пропорційне витраті газу. Витрату газу прийнято вимірювати в об'ємних одиницях, які зведені до стандартних умов. Стандартні умови – це температура 0°С (273,15 К) і тиск 101325 Па(101,3 кПа). Тому при веденні обліку газу необхідно робити поправку на тиск та температуру газу. На КС-19а кількість газу приведеного до стандартних умов обчислюють вручну, а також його часовий та добовий об'єми, користуючись діаграмами, отриманими від самописного дифманометра ДСС-734.Температура газу вимірюється мідним термометром опору ТСМ 50711. Загальна похибка цієї системи складає більше 3%, тому виникає потреба підвищення точності та зручності ведення обліку газу.

Для цього необхідно розробити автоматизовану систему обліку технологічного газу на основі мікропроцесорного витратовимірювального комплексу, який забезпечить : більш точне вимірювання витрати газу приведеної до стандартних умов з врахуванням всіх необхідних коефіцієнтів, з високою точністю перетворень; можливість зберігання в пам'яті обчислювача добових і оперативних даних ; передачу даних на відстань, з використанням перетворювачів тиску та температури газу

високих класів точності . Що дало б можливість забезпечити загальну похибку системи близько 1%.

2 РОЗРОБКА СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ

2.1Обгрунтування вибору первинних перетворювачів

На КС-19а витрата технологічного газу, який поступає на БППГ по трубопроводу діаметром D_y80 мм вимірюється методом змінного перепаду тиску за допомогою діафрагми. Даний метод є популярним завдяки своїй універсальності. Ним можна міряти витрату будь-яких однофазних середовищ, різної величини в трубах різних діаметрів. Проте похибка досить значна і коливається в межах від 1 до 3%, буває і до 4%.

Технологічний газ, відбирається в чотирьох точках, в двох із них – безпосередньо із магістрального трубопроводу, де газ є ще добре неочищеним. використовувати для нього високоточні витратоміри, такі як ультразвуковий, роторний чи турбінний є недоцільно, тому що нормальне функціонування даних засобів вимірювання можливе тільки при забезпеченні високої якості газу, відсутності механічних домішок. По цій причині ми не будемо міняти метод вимірювання витрати газу, а для підвищення точності обліку газу, замінимо інше обладнання: замість самописного сильфонного дифманометра виберемо інтелектуальний датчик для вимірювання перепаду тиску з високим класом точності, а також використаємо більш точні засоби для вимірювання тиску та температури газу. Обчислення витрати газу, приведеної до стандартних умов, буде здійснюватись автоматизованим обчислювачем. Функціональна схема вузла показана на ДП.ВТ-18.00.00.002.

При виборі необхідних засобів вимірювання потрібно враховувати параметри газу: діапазон зміни тиску: 3,5 – 7,5 МПа; діапазон зміни температури: - 15 … +45 °С; межі зміни диференціального тиску: 6 – 61 кПа.

Для вимірювання різниці тисків та абсолютного тиску з високою точністю можна використати вимірювальні перетворювачі SITRANS серії DS III типу Smart фірми Siemens. Вони виготовляються в різних модифікаціях в залежності від типу тиску, який міряють та можуть мати різний діапазон вимірювання. При необхідності параметри можуть мінятися.

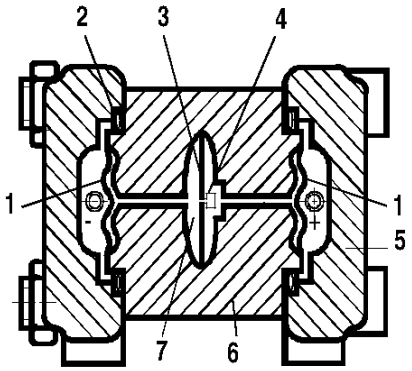
Перетворювачі абсолютного тиску виготовляються двох серій: серія ”надлишкового тиску” та серія ”дидеренціального тиску”, останні мають більшу межу вимірювання тиску . Враховуючи параметри технологічного газу, для диференціального тиску вибираємо модель PN(7MF4433) із верхньою межею тиску вимірюваного газу 160 бар і номінальним діапазоном вимірювання 1600 мбар та для абсолютного тиску модель – PN(7MF4333) із верхньою межею вимірювання 160 бар.

Вимірювальні перетворювачі з типом вибухозахисту "іскробезпека" і "вибухонепроникний корпус" можуть вмонтовуватися усередині вибухонебезпечних . Прилади мають Сертифікат перевірки промислових зразків ЄС і відповідають відповідним гармонізованим європейським нормам CENELEC. Зовнішній вигляд диференціального перетворювача тиску показаний на рисунку 2.1.

Рисунок 2.1 Зовнішній вигляд диференціального перетворювача тиску SITRANS.

Корпус перетворювачів виготовляється із алюмінієвого лиття під тиском або лиття із нержавіючої сталі. Збоку знаходиться підведення електричного з'єднання. Позаду під'єднаний провід заземлення.В нижній частині корпуса є вимірювальна комірка з під'єднанням до процесу. Завдяки модульній конструкції приладу можлива заміна вимірювальної комірки та електроніки. На верхній стороні корпуса є пластиковий кожух, який відкривається. Під ним знаходиться клавіатура управління. Для відображення інформації на корпусі розміщений індикакатор.

Розглянемо коротко принцип роботи приладів. На рисунках 2.2 та 2.3 зображені схеми вимірювальних комірок перетворювачів відповідно диференціального та абсолютного тисків.

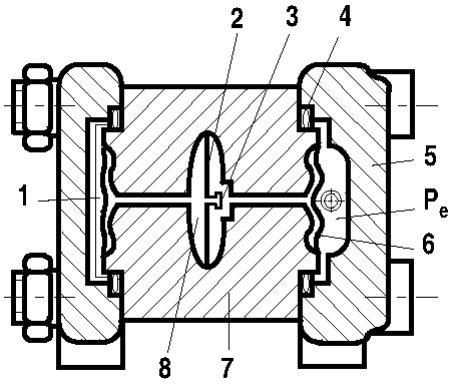


1-Вимірювальна мембрана;2- О-кольцо; 3- перевантажувальна мембрана;4- кремнієвий сенсор тиску;5- ковпачок;6- корпус вимірювальних комірок;7- наповнююча рідина .

Рисунок 2.2 Схема вимірювальної комірки перетворювача дифенціального тиску.

Диференціальний тиск через розділюючу мембрану(1) та наповнюючу рідину(7) передається на кремнієвий сенсор тиску(4). При перевищенні меж вимірювання перевантажувальна мембрана(3) відхиляється до дотику розділюючою мембраною корпусу вимірювальних комірок(6), захищаючи

тим самим сенсор від перегрузок. Завдяки різниці тисків, що виникла відхиляється вимірювальна мембрана. Чотири встановлених на вимірювальній мембрані по мостовій схемі п’єзоопори міняють через це свій опір, що в свою чергу викликає мостову вихідну напругу, пропорційну диференціальному тиску.



1- Еталонний вакуум; 2-перевантажувальна мембрана;3-кремнієвий сенсор тиску; 4- О-кольцо; 5-ковпачок; 6- розділююча мембрана 7- корпус вимірювальних комірок;8- наповнювальна рідина ; Ре – вхідна величина.

Рисунок 2.3 Схема вимірювальної комірки перетворювача абсолютного тиску.

У другому перетворювачі абсолютний тиск через розділюючу мембрану (6) і наповнювальну рідину (8) передається на кремнієвий сенсор тиску (3). При перевищенні меж вимірювання перевантажувальна мембрана (2) відхиляється до дотику розділюючою мембраною корпусу вимірювальних комірок (7), захищаючи тим самим кремнієвий сенсор тиску від перевантажень. Різниця тиску між вхідним тиском (Ре) і еталонним вакуумом (1) на мінусовій стороні вимірювальної комірки відхиляє вимірювальну мембрану. По цій причині чотири п’єзоопори, встановлених на вимірювальну мембрану по мостовій схемі, змінюють свою величину опору. Дана зміна опору викликає мостову вихідну напругу, пропорційну абсолютному тиску.

На рисунку 2.4 зображена схема роботи електроніки перетворювачів, яка працює наступним чином .

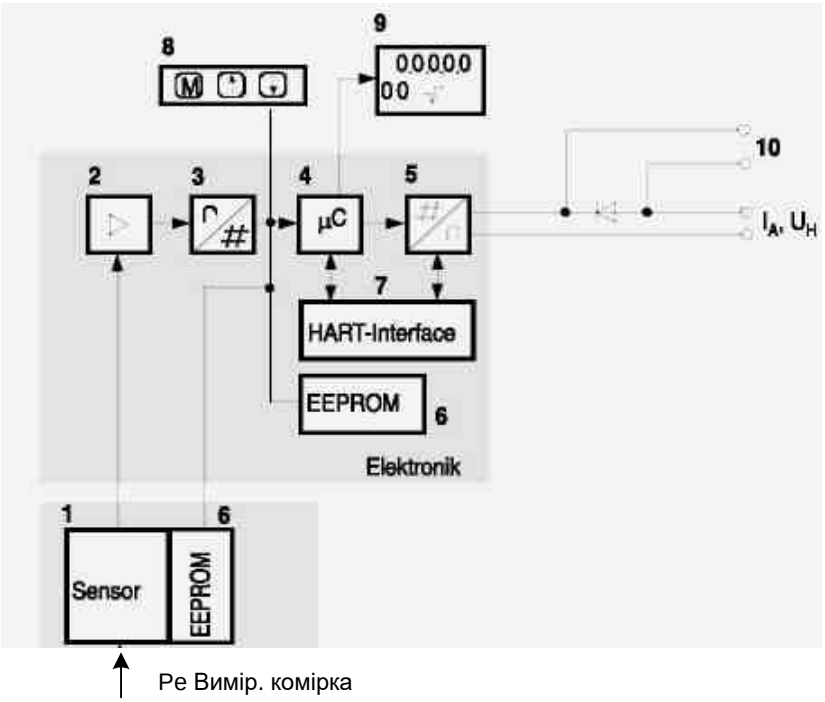


Рисунок 2.4 Схема роботи блоку електроніки перетворювача тиску.

Вхідна величина від сенсора (1)перетворюється в електричний сигнал, який підсилюється підсилювачем (2) і оцифровується в АЦП(3). Цифрова інформація аналізується в мікроконтролері, виправляється у відповідності із лінійністю та температурною характеристикою та перетворюється в ЦАП(5) у вихідний струм 4-20 мА. Діодна схема(10) реалізує захист від заплутування полярностей. Можливе параметризування перетворювача через клавіші управління(8) та зчитування результатів вимірювання, повідомлень про помилки та режимів управління на цифровому індикаторі(9). HART-модем(7) для параметрування через протокол згідно із HART-сцифікаціями. Вихідним сигналом перетворювачів є є постійний струм від 4 до 20 мА, який лінійно-пропорційний вхідному тиску.

Точність приладів становить:

- 0,3%- для перетворювача диференціального тиску;
- 0,2%- для перетворювача абсолютного тиску.

Додаткова похибка від впливу температури становить 0,1%.

Умови використання перетворювача:

- температура вимірювального середовища:-40…+100 °С;
- температура навколишнього середовища:-40…+85 °С.

Маса приладів становить близько 4,5 кг [7]. Розглянемо інші прилади для вимірювання тиску газу. Це перетворювач типу ПД-1 українського виробництва. Вимірювальний перетворювач тиску ПД–1 є інтелектуальним мікропроцесорним приладом. Він призначений для перетворень в електричні аналогові сигнали або у електричний кодовий сигнал абсолютного, надлишкового або диференціального тиску газів і рідин, неагресивних до деталей перетворювача, дотичних із вимірювальним середовищем, які виготовлені із нержавіючої сталі.

Перетворювач забезпечує вимірювання або регулювання тиску вимірюваного середовища і може використовуватися для контролю і регулювання технологічних процесів в різних галузях, а також може застосовуватися у складі вимірювальних систем і комплексів, в тому числі у складі витратовимірювальних пристроїв для комерційного обліку газів або рідин.

Експлуатація приладу допускається:

- при температурі навколишнього повітря від мінус 40 до плюс 60 °С;
- відносна вологість до 95 % при температурі плюс 35 °С і нижче (без конденсації вологи);
- атмосферний тиск від 84 до 107 кПа (від 630 до 800 мм рт.ст.);
- дія синусоїдальних вібрацій частотою від 5 до 120 Гц з амплітудою зсуву до 0,20 мм і амплітудою прискорення до 30 м/с^2.

Перетворювач має маркування вибухозахисту 1ExibIIBT3 X з рівнем вибухозахисту “Вибухобезпечне електроустаткування” по ГОСТ 22782.0 та кліматичне виконання УХЛ 2 по ГОСТ 15150 і може експлуатуватися у вибухонебезпечних зонах відкритих промислових майданчиків і приміщень, де можливе утворення вибухонебезпечних сумішей.

Перетворювач ПД-1 виготовляється в різних модифікаціях в залежності від виду перетворюваного тиску (абсолютного, надлишкового чи диференціального), вихідного сигналу (з аналоговим сигналом напруги постійного струму; з аналоговим уніфікованим сигналом постійного струму; з кодовим сигналом), та конструкції (стандартного виконання, малогабаритний, з індикатором чи без нього). Модифікації, виконань перетворювача відрізняються також по нормованим значенням діапазонів перетворень і меж похибки, що допускається. Параметри електричних вихідних сигналів перетворювача відповідають:

- аналогового сигналу – уніфікованому сигналу постійного струму від 4 до 20 мА або сигналу напруги постійного струму від 0,8 до 3,2 В;
- кодового сигналу – сигналу стандарту Bell202 відповідно до формату відкритого цифрового протоколу HART. Сигнал передається по електричній лінії, по якій протікає постійний струм, споживаний перетворювачем.

Може бути передбачена можливість установки початкового значення сигналу (корекція «нуля») і кінцевого значення сигналу (корекція діапазону вимірювання) за допомогою кнопок вбудованих на електромонтажній платі перетворювача.

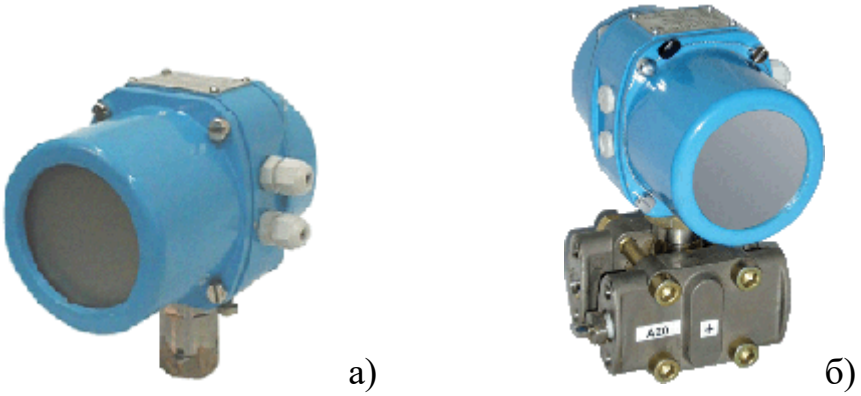
Межі основної зведеної похибки, при температурі навколишнього середовища (20±2) °С, вираженою у відсотках верхньої межі перетворень тиску є наступними:

- кодовий вихідний сигнал – ±0,4;

– аналогові вихідні сигнали – ±0,45;

Межі додаткової зведеної похибки перетворювача, що припускається, від зміни температури довкілля в діапазоні від мінус 40 до плюс 60 °С складають ±0,1 % діапазону перетворень.

Щодо нашої установки обліку газу, нам необхідно міряти як абсолютний тиск, так і диференціальний. Для вимірювання цих параметрів, враховуючи діапазон тисків технологічного газу, можна вибрати перетворювачі стандартного виконання : ПД-1ДТ – для диференціального тиску з верхньою межою вимірювання 250 кПа та ПД-1АТ– для абсолютного – 10 Мпа. Нижні межі перетворень надлишкового і диференціального тиску встановлюються рівними 0 (нулю). Зовнішній вигляд перетворювачів представлений на рисунку 2.5.



а) б)

а) ПД-1А – для вимірювання абсолютного тиску; б) ПД-1Д – для вимірювання диференціального тиску.

Рисунок 2.5 Зовнішній вигляд перетворювачів тиску ПД-1.

Межі додаткової зведеної похибки перетворювача, що припускається, від зміни інших впливаючих величин, які потрібно враховувати згідно ГОСТ 22520 (дії вібрації і зовнішніх змінного і постійного магнітних полів,

підключення будь-яких опорів зовнішнього навантаження) ±0,025 % діапазону перетворень.

Стабільність (зміна при експлуатації параметрів, що впливають на величину основної зведеної похибки) перетворювача протягом 12 місяців безперервної роботи складає ±0,05 % діапазону перетворень і гарантується виробником на весь термін служби .

Конструкція перетворювача забезпечує подачу вимірюваного середовища безпосередньо в камеру (камери) вимірювального блоку перетворювача.

Електричне живлення перетворювача здійснюється від зовнішнього джерела постійного струму з наступними технічними характеристиками:

- значення вихідної напруги постійного струму - в діапазоні від 7 до 36 В;
- пульсація вихідної напруги в діапазоні частот від 47 до 125 Гц – не більше 0,2 В подвійного амплітудного значення при струмі навантаження 50 мА;
- значення напруги власних шумів в діапазоні частот від 500 Гц до 10 кГц - не більше 1,2 мВ (діюче значення);
- вихідний імпеданс - не більше 10 Ом при струмі навантаження до 100 мА.
- Потужність, споживана перетворювачами, не перевищує:
- 0,25 Вт - при перетворенні тиску в сигнал напруги постійного струму або в кодовий сигнал;
- 0,75 Вт - при перетворенні тиску в сигнал постійного струму.

Габаритні розміри перетворювача не більші:130 х 190 х 150 мм; маса – 2,5 кг. Габаритні розміри перетворювача в збірці з кронштейном для кріплення на плоскій опорі вказані на рисункуА.1 в додатку А.

Серед засобів вимірювання температури газу найпоширений - термометр опору типу ПТ.

Зовнішній вигляд перетворювача показаний на рисунку 2.6.

Рисунок 2.6 Зовнішній вигляд перетворювача температури ПТ.

Більшу точність вимірювання можуть забезпечити перетворювачі температури SITRANS TK-H фірми SIEMENS. Зовнішній вигляд перетворювача температури SITRANS TK-H зображено на рисунку 2.7.

а) б)

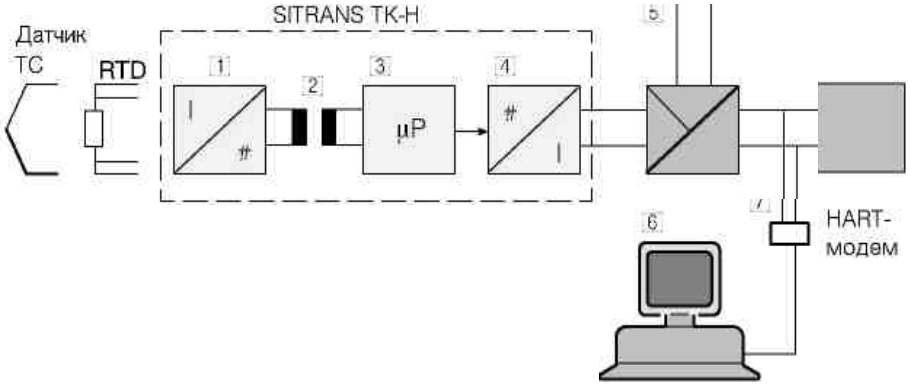
а) перетворювач температури; б) термометр опору платиновий.

Рисунок 2.7 Зовнішній вигляд перетворювача температури SITRANS TK-H

Блок-схема принципу дії приладу показана на рисунку 2.8.

Вихідний сигнал, який постачається від датчика опору (за дво-, трьо-, чотирипровідною схемою), підсилюється на вхідному рівні. Напруга, пропорційна вхідній величині, подальше конвертується в аналого-цифровому перетворювачі (1) у цифрові сигнали. Ці сигнали, через гальванічне

розділення (2), потрапляють в мікропроцесор (3). У мікропроцесорі відбувається перерахунок сигналів відповідно до характеристичної кривої датчика та інших параметрів (вимірювальний діапазон, затухання, навколишня температура і т. д.). Після обробки таким чином, сигнал трансформується в аналого-цифровому перетворювачі (4) в постійний струм спрацьовування від 4 до 20 мА. Джерело додаткової енергії (5) розміщене в вихідному сигнальному контурі.



1-аналого-цифровий перетворювач; 2-гальванічне розділення; 3-мікроконтролер; 4-аналого-цифровий-перетворювач; 5-допоміжне джерело енергії; 6- персональный/портативный комп'ютер;7- HART-модем.

Рисунок 2.8 - Блок-схема принципу дії перетворювача температури.

Задання параметрів і управління вимірювальним перетворювачем виконується за допомогою персонального комп'ютера (6), підключеного через сполучний модуль для програмного забезпечення SIPROM (HART-модем) (7) до двопровідної лінії. Управління може здійснюватися також за допомогою ручного пульта управління. Сигнали, необхідні для комунікації по HART®-протоколу V 5.7, накладаються на вихідний струм способом частотного перемикання (FSK, Frequency Shift Keyin g).

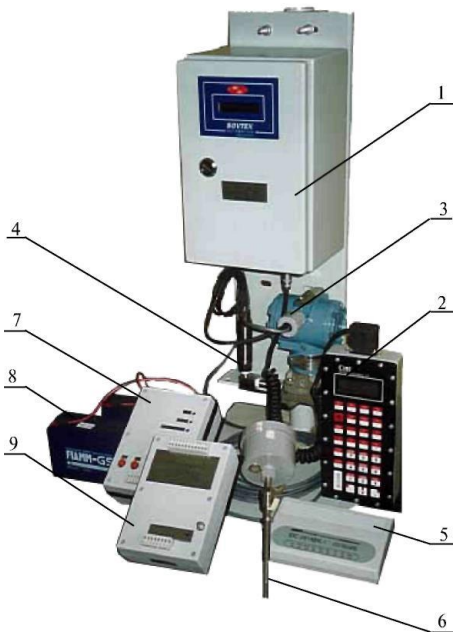
Дані вимірювального перетворювача, а також дані параметрування заносяться в енергозалежну пам'ять (ЕСППЗУ).

В якості платинового чутливого елементу в комплекті з перетворювачем можна використовувати Pt25-Pt1000 (JIS C 1604,α=0,00392 K^{-1}), що може під’єднуватись до нього у двох-, трьох-, та чотирьохпровідному виконанні, та має діапазон вимірювання : -200…+350°C.

Отже, проаналізувавши прилади для вимірювання параметрів газу, обираємо для розробленої установки обліку технологічного газу перетворювачі SITRANS серії DS III фірми SIEMENS для вимірювання диференціального та абсолютного тисків та SITRANS TK-H для температури[10]

2.2 Обгрунтування вибору обчислювача

Враховуючи точність вимірювань, наявність вибухозахисту, дешевизну, можливість підключення до вибраних перетворювачів, надійність роботи для розробленої системи можна вибрати один із наступних обчислювачів : SuperFlo-II та "ФЛОУТЕК-ТМ". Розглянемо детальніше їх будову та роботу.



1 - обчислювач; 2 - ручний термінал; 3 - датчик перепаду тиску; 4 - датчик тиску; 5 - модем, 6 - датчик температури, 7 - блок живлення, 8 - акумулятори, 9 - бар'єр ISCOM.

Рисунок 2.9 Зовнішній вигляд мікропроцесорного комплексу SuperFlo-II

Вимірювальний мікропроцесорний комплекс SuperFlo-II призначений для автоматичного вимірювання та обчислення витрати та об'єму природного газу, зведеного до нормальних умов (з урахуванням введених вручну значень густини газу, вмісту в газі азоту та діоксиду вуглецю), за методом змінного перепаду тиску на стандартних звужуючих пристроях (діафрагмах) на одному, двох або трьох вимірювальних трубопроводах витратомірного пристрою (ВП). Зовнішній вигляд комплексу показаний на рисунку 2.9

Комплекс SuperFlo-IIE являє собою самостійний мікропроцесорний обчислювальний пристрій призначений для вимірювання та реєстрації параметрів газового потоку по одному, двох або трьох вимірюванняювальних трубопроводах. Стандартний комплект "Суперфлоу-IIE" для одного вимірювавального трубопроводу складається з обчислювача, датчика перепаду тиску та датчика статичного тиску, змонтованого на монтажній

панелі, а також окремого датчика температури, що встановлений у захисній гільзі на вимірювальній ділянці трубопроводу. Якщо число вимірювальних трубопроводів більше одного або при використанні дводіапазонних (здвоєних) датчиків перепаду тиску, кількість датчиків збільшується (всього до 7 різних датчиків). Додаткові датчики встановлюються користувачем на призначених для цього місцях та приєднуються до обчислювача .

Комплекс забезпечує автоматичне вимірювання, обчислення та відображення на дворядковому дисплеї (на 16-ти знакомісцях) по кожному рядку (англійською мовою) з вказівкою дати та часу таких параметрів:

- витрати газу за інтервал, відповідний виду звіту, зведеного до нормальних умов по кожному вимірювальному трубопроводу;
- об'єму газу, зведеного до нормальних умов, що пройшов по одному, двох або трьох трубопроводах (залежно від виконання комплексу);

значень тиску, перепаду тиску, температури та ін.

Комплекс здійснює введення та запам'ятовування таких даних:

- назви підприємства, що використовує комплекс;
- паролю доступу до пам'яті оперативних даних;
- кількості вимірюванняювальних трубопроводів - I, 2 або 3;
- наявності зв'язку з центральним комп'ютером;
- встановлення величини рівня сигналізації залежно від напруги живлення;
- дати (у форматі Місяць, День, Рік);
- часу (у форматі Години, Хвилини, Секунди);
- контрактної години (у форматі Години, Хвилини);
- інтервалу часу між вимірюванняюваннями, в секундах;
- інтервалу часу між періодичними звітами (у форматі Години, Хвилини);

найменування вимірюванняювального трубопроводу;

густини газу при нормальних умовах з дискретністю 0,0001 кг/м^3;
вмісту діоксиду вуглецю в природному газі з дискретністю 0.0001 %;
вмісту азоту в природному газі 3 дискретністю 0,0001%;

- діаметру вимірюванняювального трубопроводу в межах від 50 мм до 1000 мм з дискретністю не більше 0,001 мм;
- діаметру отвору діафрагми в межах від 12,5 мм до 800 мм з дискретністю не більше 0,001 мм;
- барометричного тиску в межах від 600 мм рт.ст. до 1000 мм рт.ст. з дискретністю не більше 0,0001 мм рт.ст.;
- введення у вигляді констант: тиску від 0,01 кгс/см^2 до 100 кгс/см^2 з дискретністю не більше 0,01 кгс/см^2; перепаду тиску від 0,001 кгс/м^2 до 10000 кгс/м^2 з дискретністю не більше 0,001 - до 1 кгс/м^2 ; 0,01 - от 1 до 10000 кгс/м^2 та температури газу від мінус 80°С до 100°С з дискретністю не більше 0,01 °С;
- величини найменшого перепаду тиску, за якої припиняється обчислення;
- типу відбору перепаду тиску(фланцевий, кутовий);
- величини перепаду тиску, за якої відбувається переключення діапазонів ПВП перепаду тиску (тільки для модифікації зі здвоєними ПВП перепаду тиску);
- коефіцієнт шорсткості трубопроводу, температурний коефіцієнт розширення матеріалу діафрагми та вимірювального трубопроводу.
- Передачу даних телефонним комутованим каналом або виділеною лінією зв'язку на центральний комп'ютер, перенесення даних, що зберігаються в пам'яті обчислювача, в комп'ютер за допомогою терміналу СНІТ, а також безпосереднє зчитування даних за допомогою переносного ІВМ - сумісного комп'ютеру типу Notebook.

- Обчислення витрати та об'єму природного газу згідно РД-50-213-80, а також ГОСТ 30319.0, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3.
- Реєстрацію всіх втручань та. запам'ятовування не менше 50 позаштатних та аварійних ситуацій за параметрами, що впливають на витрату газу, а також формування місячного, добового та періодичного звітів.
- Періодичне, через рівні задані проміжки часу, опитування та розрахунок всіх параметрів вимірюваного газу по кожному вимірювальному трубопроводу.
- Автоматичне переключення ПВП перепаду тиску при зміні перепаду тиску згідно з заданими установками (при здвоєних ПВП перепаду тиску).

Калібрування ПВП перепаду тиску, тиску та температури.

Комплекс може експлуатуватися як в приміщеннях, так і на відкритому повітрі. Дія забезпечення високої точності вимірювання рекомендується встановлювати комплекс в опалюваному приміщенні. Він стійкий в роботі при впливі:

- температури повітря від мінус 40 °С до 60 °С;
- відносної вологості навколишнього повітря до 98 % при 35 °С;
- змінного магнітного поля напруженістю до 400 А/м;
- синусоїдальних вібрацій у діапазоні частоти до 80 Гц при амплітуді зміщення 0,075 мм та прискоренні Ig (група виконання №3 за ГОСТ 12997).

Основна відносна похибка комплексу для окремих вимірюванняювальних трубопроводів не перевищує ±0,5 % при таких нормальних умовах:

- -температурі навколишнього повітря (20 ±5) °С;
- відносній вологості навколишнього повітря від 30 % до 80 %;

- атмосферному тиску від 630 мм.рт.ст. до 795 мм.рт.ст.;
- частоті вібрації від 0 до 25 Гц, віброперемiщенii не більше 0,1 мм;
- та при зміні параметрів вимірюванняюваного газу:
- перепаду тиску від 0 до 100% (при використанні ПВП Rosemount 2024 -від 9% до 100%) від верхньої границі діапазону вимірюванняювання для конкретного ПВП перепаду тиску;
- надлишкового тиску від 10 до 100 % від верхньої границі вимірюванняювання;
- температури від мінус 20 °С до 50 °С;
- густини вимірюванняюваного газу за нормальних умов від 0,6681 кг/м^3 до 1,02 кг/м^3;
- вмісту азоту від 0 до 16 % та діоксиду вуглецю від 0 до 4 % від загального об'єму вимірюванняюваного газу.

Додаткова похибка комплексу, яка виникає при зміні температури навколишнього повітря від мінус 30 до плюс 50 °С, не перевищує 0,5 границі основної відносної похибки на кожні 10 °С.

Комплекс експлуатується у вибухонебезпечних зонах відкритих де можливо утворення вибухонебезпечних сумішей. Пристрої та обладнання комплексу мають вибухобезпечний рівень вибухозахисту IExibsIIBT3 та можуть використовуватись у вибухонебезпечних зонах згідно з використовуваним знаком маркування. Іскробезпечний бар'єр ISCOM розміщується у вибухобезпечному приміщенні та має знак маркування IExibsIIBT3 .

Обчислювач є захищений від несанкціонованого доступу паролем, котрий повинно знати обмежене коло осіб, визначене керівником виробничого підрозділу дочірнього підприємства або керівником дочірнього підприємства, якому підпорядковується ВП.

SuperFlo-II має літієву батарею для збереження функцій годинника/календаря та оперативної пам'яті при перериванні подачі живлення. Батарея встановлена постійно та забезпечує до 2-х років постійної підтримки. При забезпеченні підтримки до 30 діб за рік в повному діапазоні температур, ресурс батареї достатній для 10-ти річного періоду. Батарея може бути від'єднана для зберігання або "холодних" запусків.

Живлення комплексу здійснюється від мережі змінного струму 220 В, 50 Гц за допомогою блока живлення БП-220/12х4/0,6 через іскробезпечний бар'єр ISCOM, а також, в разі зникнення живлення, від акумулятора 12В 17А/ч. Автономне електроживлення (від акумулятора) може забезпечувати безперервну роботу комплексу до трьох діб при 5-секундному інтервалі між розрахунками, температурі навколишнього повітря (20±5)°С,однонитковому варіанті ВП та повністю зарядженому акумуляторі.

Термінал СНІТ, зовнішніх вигляд якого показаний забезпечує введення (та зміну.) за допомогою клавіатури в пам'ять обчислювача даних, необхідних для розрахунку витрати та об'єму газу ;-заміну показів ПВП перепаду тиску, тиску та температури, що вийшли з ладу, константами ;діалоговий режим введення до пам'яті обчислювача всіх параметрів, їх зчитування або заміну константами, а також відображення показників та вимірюванняювальної інформації на 4-х рядковому дисплеї (англійською мовою).

На ручному терміналі розташоване інформаційне табло (дисплей) та клавіші для введення та виведення інформації. При підключенні з'єднувального кабелю термінала до розніму, розташованому у дні корпусу обчислювача, обчислювач автоматично переходить до активного режиму без періодичного відключення. Дисплей безперервно показує інформацію про поточні та розрахункові значення. Після відключення кабелю дисплей ше декілька циклів показує дані, а потім згасає. Термінал СНІТ, який включений, але незадіяний, через декілька хвилин відключається. За допомогою клавіш

ручного терміналу здійснюється оперативне керування комплексом.

Засоби забезпечення вибухозахищеності.

Вибухозахист виду забезпечується шляхом обмеження величини струму у вхідних та вихідних ланцюгах плати обчислювача, ПВП та терміналу. Для цього автономне живлення обчислювача здійснюється від акумулятора через іскробезпечний бар'єр ISCOM, а для ручного терміналу СНІТ використовуються 4 батареї типу РС-1500 та 2 батареї типу РС-2400 (або інші, але з аналогічними характеристиками). Напруга холостого ходу та струм короткого замикання для батарей становить: РС-1500 - Uxx =1.55 В ,Ікз =6 А;РС-2400 -Uxx =1,55 В Ікз =6 А. Живлення від мережі змінного струму здійснюється блоком живленнячерез іскробезпечний бар'єр ISCOM, який мас вбудований обмежувач та запобіжник.

Електронні плати обчислювача та переносного пульту, шо мають іскробезпечні вхідні та вихідні кола, конструктивно виконуються так, шо виникнення аварійних режимів роботи з небезпечним іскренням виключається, шо в цілому відповідає виду вибухозахисту "Спеціальний".

На лицевій стороні бар'єра ISCOM встановлюється табличка зі знаком маркування вибухозахисту з вказанням максимально допустимих значень параметрів електричних ланцюгів, що підключаються до роз’ємів ТВ1, ТВ3 плати обчислювача комплексу, ТВ1, ТВ2 плати ПЛІ та бар'єру ISCOM.

Максимально допустимі їх значення:

Cmax = 300 нФ, Lmax = 1 мГн, Umax = 7,5 В, Imax = 580 мА.

Варіант розміщення приладів комплексу та прокладення імпульснихліній при його встановленні в опалюваному приміщенні показаний на рисунку Е.1 .

При такому розміщенні вимірюванняювальний трубопровід 1 з діафрагмою 2, відсікаючими кульовими вентилями 3 та 4, ПВП температури 5 встановлюються на відкритому повітрі, а електронна апаратура та ПВП тиску, перепаду тиску - в опалюваному приміщенні. Тиск до та після

діафрагми 2 сталевими імпульсними лініями 6 та 7 діаметром 14-20 мм через стінку 8 та тривентильний блок підводяться до ПВП перепаду тиску 16 та тиску 12.

В нижній частині імпульсних ліній 6 та 7 встановлені два конденсатозбірника 10 з дренажними вентилями 11 (необхідність встановлення конденсатозбірників регламентується 11.2 РД-50-213). Монтаж ПВП та ухили імпульсних ліній виконані таким чином, щоб виключити накопичення рідини (конденсату) у порожнинах ПВП 12 та 16 (імпульсні лінії повинні бути прокладені найкоротшим шляхом з ухилом до горизонталі не менше 1:10). Первинні вимірюванняювальні перетворювачі перепаду тиску 16 та тиску 12 підключаються до імпульсних ліній 6 та 7 через тривентильний блок (див. рисунок 4), що містить два відсікаючих вентиля 18 та 19 та зрівняльний вентиль 17, а також трійник 20 з заглушкою 21 для можливості підключення взірцевих пристроїв для калібрування ПВП перепаду тиску та тиску без від'єднання імпульсних ліній від діафрагми. Вихідні сигнали ПВП тиску, перепаду тиску та температури електричними кабелями підводяться до обчислювача 13.

При розташуванні SuperFlo-II у вибухонебезпечній зоні живлення комплексу та зв'язок з центральним комп'ютером здійснюється через захисний бар'єр ISCOM, розташований у вибухобезпечній зоні, як показано на рисункуВ.2. При відокремлені обчислювача від ПВП та розміщенні його у вибухобезпечній зоні можливо живлення SuperFlo-II від мережі 220 В через блок живлення, а також підключення до модему без бар'єру ISCOM.

Монтаж обладнання, що входить до складу витратовимірюванняювального комплексу SuperFlo-II , необхідно вести екранованим кабелем, який має зовнішню ізоляцію. Перетин жил такого кабелю повинен бути не менше 1мм^2,електрична ізоляція проводів повинна витримувати 300 В постійної напруги.

Максимальні відстані між:

- обчислювачем SuperFlo-II та іскробезпечним бар'єром.....60 м;
- обчислювачем та ПВП .....30 м;
- іскробезпечним бар'єром та комутатором .....15 м;
- обчислювачем та модемом .....15 м;
- модемом та іскробезпечним бар'єром .....15 м;
- комутатором та модемом.....15 м;
- обчислювачем та блоком живлення , ...60 м.

Захисне заземлення автоматичних обчислювачів SuperFlo-II повинно виконуватись згідно з вимогами діючих ПУЗ з підключенням пристрою для заземлення, який розташований на внутрішній стінці корпусу обчислювача, на контур заземлення. Рекомендований опір заземлення - 1 Ом.

Комплекс SuperFlo-II є вибухобезпечним за своєю конструкцією, іскробезпечні вимірюванняювальні перетворювачі та вторинні прилади повинні систематично підлягати зовнішньому огляду. При цьому необхідно звертати увагу на наявність кришок та пломб на іскробезпечних приладах.

Дані по вмісту азоту та діоксиду вуглецю, густині газу та барометричному тиску в обчислювач вводяться з періодичністю, вказаній у технологічній карті УМГ. Рекомендований період опитування ПВП комплексу при живленні від .електричної мережі - 2 секунди, а при автономному живленні - 5 секунд.

Повірка SuperFlo-II проводиться згідно з діючою інструкцією з повірки, затвердженою УкрЦСМ. Повірка комплексу виконується територіальними органами Держстандарту України, атестованими у встановленому порядку. Міжповірочний інтервал - 1 рік. SuperFlo-II підлягає періодичній, позачерговій, інспекційній .та експертній Державним повіркам. Періодичну повірку виконують в календарні строки, встановлені графіком повірки засобів вимірюванняювань, або за заявкою користувача SuperFlo-II . Порядок складання та узгодження графіків Державної повірки засобів

вимірюванняювань встановлює Держстандарт України. Позачергова повірка виконується незалежно від строків періодичної повірки в таких випадках:

- за потреби пересвідчитись у придатності комплексудо застосування;
- при пошкодженні відбитку повірочного тавра або втраті свідоцтва, яке підтверджує проходження комплексом SuperFlo-II періодичної повірки;
- за необхідності контролю результатів періодичної повірки;
- при корегуванні міжповірочних інтервалів;
- при введенні до експлуатації' після зберігання, якщо закінчилась половина міжповірочного інтерваy;
- при зміні конфігурації комплексу згідно .

Інспекційна повірка проводиться з метою перевірки придатності засобів вимірюванняювань до застосування. Експертна повірка проводиться за письмовою заявою державних органів (суду, прокуратури та інших) у разі виникнення спірних питань щодо метрологічних характеристик, придатності до застосування та правильності експлуатації комплексу. При проведенні експертної повірки за потреби можуть бути присутні заявники, а також представники зацікавлених сторін. До проведення повірки допускаються повірники, що вивчили експлуатаційну документацію на засоби повірки та комплекси, що повіряються, які пройшли інструктаж з техніки безпеки та мають досвід повірки засобів вимірюванняювання тиску, температури, витрати газу та рідини.

Для експлуатації мікропроцесорного комплексу SuperFlo-II розроблене базове програмне забезпечення, яке вміщує такі програми:

- FlowHost - обмін даними між мікропроцесорним комплексом та базовим комп'ютером;
- -DumptoPC - завантаження даних з ручного терміналу CHIT до пам'яті базового комп'ютера;

– CHIT_Emulator - програма повної емуляції роботи ручного терміналу CHIT з мікропроцесорним комплексом SuperFlo-II на переносному комп'ютері типу Notebook.

Комплекс програм обслуговування SuperFlo-II - FlowHost призначений для збирання, накопичення та показу інформації від обчислювачів витрати газу SuperFlo-II. Опитування SuperFlo-II може проводитись як автоматично, так інтерактивно (тобто оператором). Перегляд та друкування інформації проводиться оператором.

Програма DumptoPC призначена для зчитування даних ПЕОМ з ручного терміналу CHIT, перегляду та роздруку звітів на комп'ютері. Для цього попередньо необхідно провестиг зняття необхідної інформації ручним терміналом з автоматичного обчислювача.

Програма CHIT_ Emulator повністю імітує роботу ручного терміналу CHIT з вимірюванняювальним комплексом SuperFlo-II на переносному комп'ютері типу Notebook , у тому числі дозволяє безпосередньо під'єднавшись до автоматичного обчислювача (не застосовуючи ручного терміналу), проводити перегляд з наступним роздруком;

– статичних параметрів автоматичного обчислювача та трубопроводу;
– добових, місячних та періодичних звітів;
– звітів про аварійні (позаштатні) ситуації та втручання оператора.

Комплекс програм PPS.

Комплекс програм PPS використовується для перегляду та аналізу даних від автоматичних обчислювачів витрати газу SuperFlo-II , даних, що формуються програмою GIS за результатами планіметрування кругових діаграм, а також передавання відновленої інформації на інші ПЕОМ.

Комплекс програм дозволяє здійснити перегляд та аналіз даних про витрату газу, підготовку відновлених даних для передавання на інші ПЕОМ, оброблення прийнятих даних, перетворювання файлів бази даних

SuperFlo-II у файли DBF формату, що дозволяє використовувати їх в програмах обробки стандартних баз даних. [7]

Розглянемо інший обчислювач – "ФЛОУТЕК-ТМ". Він призначений для вимірювання параметрів природного газу та обчислень об'ємної витрати і об'єму газу приведених до нормальних умов. Обчислювач використовується для обліку витрати газу, зокрема комерційного на газорозподільних і компресорних станціях магістральних газопроводів; на промислових об'єктах і об'єктах комунального господарства; у складі автоматизованих систем комерційного обліку газу. Зовнішній вигляд обчислювача показаний на рисунку 2.10

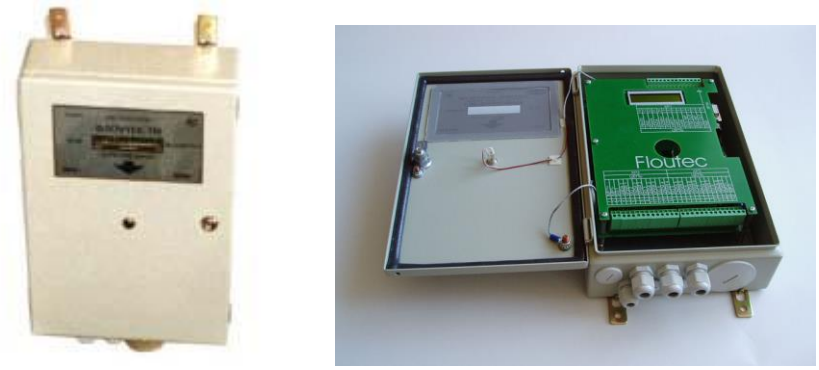


Рисунок 2.10 - Зовнішній вигляд обчислювача "ФЛОУТЕК-ТМ".

До складу обчислювача входять наступні блоки:

1) Блок управління, має в своєму складі мікроЕОМ (МЕОМ), енергонезалежні оперативний (ОЗП) і репрограмуючий постійно (РППЗП) запам’ятовуючі пристрої для зберігання даних коректора, енергонезалежні годиник-календар і електронний сторож.

2) Сенсор тиску (СД), призначений для вимірюванняювання і перетворення в аналоговий або цифровий сигнал абсолютного тиску газу.

3) Температурний модуль (ТМ), забезпечує вимірюванняювання температури навколишнього середовища.

4) Аналоговий цифровий перетворювач (АЦП), забезпечує живлення термоперетворювача ТСД, вимірюванняювання і перетворення в цифровий код поточного опору ТСД, перетворення в цифровий код вихідних сигналів сенсора СД і модуля ТМ.

5) Периферійний інтерфейсний контролер (ПІК), який забезпечує зв'язок з цифровими вимірюванняювальними перетворювачами по протоколу HART.

6) Модем BELL 202, забезпечує цифровий зв'язок коректора з ПЕОМ або модемом для автоматичного прийому-передачі даних, програмування коректора і калібрування каналів вимірюванняювання параметрів газу. Цифровий зв'язок здійснюється в стандарті BELL 202 в режимі напівіндекса. з граничними значеннями по струму ±0,75 мА з частотною модуляцією відповідно до формату протоколу HART

7) Дворядковий рідиннокристалічний індикатор для відображення інформації при роботі оператора безпосередньо з коректором.

8) Формувач напруги живлення (ФНЖ) для живлення внутрішніх функціональних вузлів коректора.

Обчислювач належить до сімейства SMART FAMILY інтелектуальних мікропроцесорних польових приладів. Цифрова технологія забезпечує максимальну точність, широкий діапазон вимірюванняювань. Електронна частина обчислювача виконана на сучасній елементарній базі, яка забезпечує мінімальне споживання електроенергії при оптимальній швидкодії. Програмне забезпечення блоку управління дозволяє задавати конфігурацію обчислювача і здійснювати обмін даними на базі протоколу, який використовує промисловий стандарт BELL 202.

Електронна частина обчислювача виконана на сучасній елементній базі КМОП-структури, що забезпечує мінімальне споживання електроенергії обчислювачем.

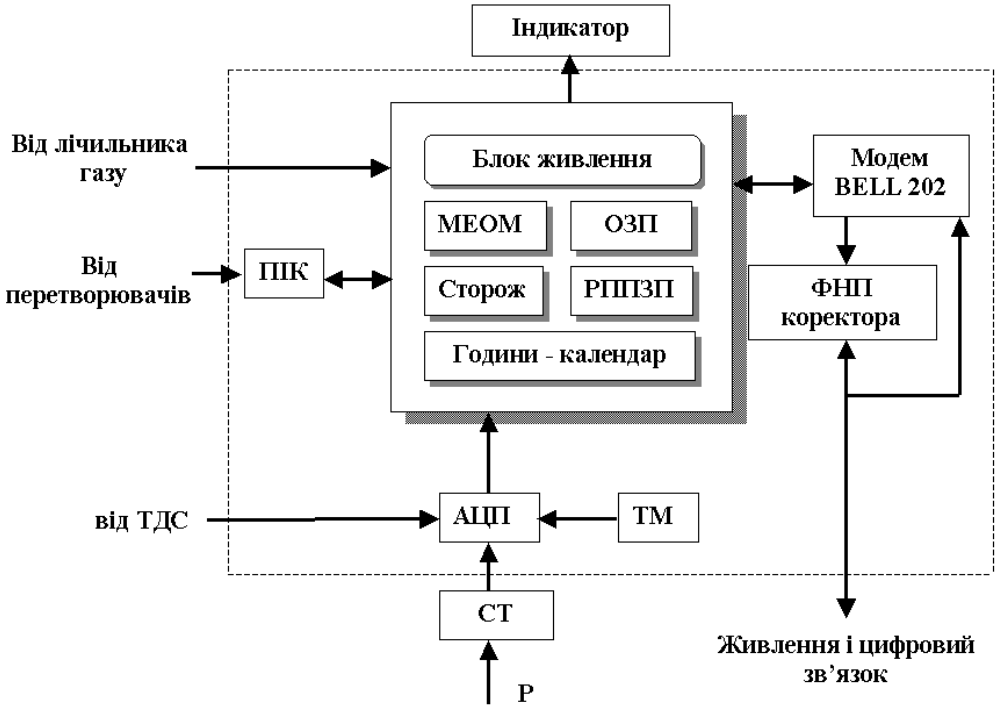


Рисунок 2.11 – Структурна схема обчислювача “ФЛОУТЕК”

Обчислювач може працювати як з окремими датчиками так і з багатопараметричними перетворювачами. Технічні характеристики обчислювача:

1) кількість вимірюванняювальних багатопараметричних перетворювачів, що підключаються, працюючих по цифровому відкритому протоколу HART, - 3;

2) кількість вимірюванняювальних перетворювачів, що підключаються з цифровими вихідними сигналами, працюючих по цифровому відкритому протоколу HART, або вимірюванняювальних перетворювачів з аналоговими вихідними сигналами - 8;

3) кількість лічильників газу, що підключаються - 2;

4) відображення вимірюванняяних значень тиску, різниці тиску, температури і густини, а також обчислених значень витрати і об'єму

газу здійснюється на двострочному рідкокристалічному індикаторі (на 16 знакомісць);

5) інтерфейс з ЕОМ - RS-232C;

6) напруга живлення постійного струму, В - від 8 до 15;

7) споживана потужність (без перетворювачів), Вт - не більше за 0,9;

8) діапазон робочих температур, °С - від мінус 40 до плюс 85.

9) Межі відносної похибки обчислювача і коректора, що припускається, при обробці вхідних сигналів і обчисленні параметрів середовища складають ±0,02

У режимі вимірювання комплексом здійснюється:

- вимірюванняювання через рівні задані проміжки часу температури і абсолютного тиску газу, що проходить по трубопроводу;
- вимірюванняювання об'єму газу в робочих умовах шляхом рахунку імпульсів, що поступають від лічильника газу;
- вимірюванняювання густини газу і автоматичну корекцію обчислень витрати і об'єму по вимірюванняяній густині газу;
- обчислення витрати і об'єму газу, приведеної до нормальних умов, із заданою періодичністю.;
- - обчислення значень об'єму газу і середніх значень температури, тиску і густини газу за заданий оперативний інтервал часу підсумовування і усереднення вимірюванняювальної інформації (далі - оперативний інтервал часу), за оперативний інтервал часу тривалістю 1 година (далі - часовий інтервал) і за контрактну добу.
- можливість виведення інформації на цифровий індикатор обчислювача і перегляд результатів вимірюванняювань і обчислень.

Комплекс забезпечує вимірюванняювання часу і можливість індикації на дисплеї обчислювача поточних: дати в форматі ДД.ММ.РР (ДД - день, ММ - місяць, РР - рік), часу в форматі ГГ:ХХ:СС (ГГ - година, ХХ -хвилина, СС - секунда) і дня тижня. Індикація дати і дня тижня здійснюється по черзі із заданою циклічністю.

В пам'яті обчислювача можуть зберігатися добові і оперативні дані у вигляді записів, що містять:

- значення об'єму і середніх значень температури, тиску, перепаду тиску і густини газу за заданий оперативний інтервал часу, за часовий інтервал і за кожну контрактну добу;
- дату і час початку і кінця періоду, до якого відносяться дані.

У режимі вимірювання комплекс виявляє і фіксує у часі не менше 800 відхилень від нормальної роботи (нештатні ситуації), в тому числі:

- несправності складових частин Комплексу і ліній зв'язку;
- вихід параметрів, що вимірюванняються за межі робочих діапазонів вимірюванняювальних перетворювачів і повернення цих параметрів в робочі діапазони;
- вихід за допустимі межі (при комерційному обліку газу) абсолютного тиску, температури і густини газу, співвідношення перепаду тиску і абсолютного тиску газу;
- зміну констант або заміну вимірюванняяних значень параметрів на константи і навпаки (втручання оператора);
- аварійне зниження напруги електричного живлення.

По кожному відхиленню комплекс формує і зберігає в пам'яті обчислювача діагностичне повідомлення, що містить дату і час (з дискретністю 1 с) виявлення відхилення.

Комплекс має обмін інформацією з ЕОМ верхнього рівня по телефонному комутованому каналу, виділеній двопровідній лінії, чотирипровідній лінії гучномовному зв'язку або по радіоканалу.

У режимі конфігурування в пам'ять обчислювача може бути введена наступна інформація, яка надалі не може бути змінена без повторного конфігурування:

- найменування підприємства, що експлуатує комплекс;
- поточна дата в форматі ДД.ММ.РР;
- поточний час в форматі ГГ:ХХ:СС. Після конфігурування допускається корекція тільки значення хвилин;
- тип вимірюванняювальних засобів;
- короткі адреси вимірюванняювальних перетворювачів з цифровими вихідними сигналами.

В пам'ять обчислювача може також вводитись адреса обчислювача, пароль для зміни параметрів, код (пароль) доступу до даних пам'яті для читання інформації, дата і час переходу на літній і зимовий час, коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника газу на один кубічний метр газу.В пам’яті також може зберігатисяначення максимально допустима витрата газу через лічильник газу; значення мінімальної витрати газу, нижче якого лічильник газу припиняє вимірюванняювання об'єму газу, що проходить по трубопроводу; константи витрати газу в діапазоні від 0 до встановленого значення максимально допустимої витрати газу через лічильник.

Комплекс забезпечує можливість проведення за допомогою зразкового обладнання і персонального переносного комп'ютера калібрування вимірюванняювальних каналів обчислювача з аналоговими вхідними сигналами від вимірюванняювальних перетворювачів тиску, температури і густини. Калібрування вимірюванняювальних перетворювачів з цифровим вихідним сигналом здійснюється за допомогою переносного пристрою для обслуговування вимірюванняювальних перетворювачів, що працюють по цифровому відкритому протоколу HART.

На дисплеї обчислювача можна переглянути наступну інформацію:

- абсолютний тиск газу [Stat Pres], в кгс/см^2 (або в МПа);
- густину газу [Density], в кг/м^3;
- поточну витрату газу [Flow Rate],в м^3/г;
- об'єм газу, за попередню добу [Yesterday], в м^3;
- об'єм газу, з початку спостережень при робочих умовах [Flow Total], в м^3;
- встановлену швидкість обміну інформації з переносною ЕОМ [Baud], в біт/с;
- вибір режиму роботи з переносним пультом дистанційного керування [Keyboard];
- адресу обчислювача [Address];
- поточну дату [Date];
- поточний час [Time];
- поточний день тижня [Day].

За рахунок наявності вибухозахисту обчислювач можна встановлювати у вибухонебезпечних зонах. Для сполучення обладнання, розташованого у вибухонебезпечній зоні, сумісного з RS-232C, з головним комунікаційним портом комплексу використовується іскробезпечний бар'єр БИ-2.

Бар'єр БИ-2 має маркування іскрозахисту Exibll "X" і призначений для:

- встановлення поза іскронебезпечними зонами приміщень і зовнішніх установок;
- експлуатації в приміщеннях при температурі від мінус 40 до 60 °С;
- експлуатації при відносній вогкості до 98%.

Для обмеження напруги і струму у вихідних електричних ланцюгах бар'єрів до іскробезпечних значень в схемі бар'єра БИ-2 використовують бар'єри іскрозахисту і гальванічне розділення іскробезпечних і вхідних ланцюгів.

Основні технічні дані іскробезпечного бар'єра БИ-2:

1) живлення здійснюється від джерела постійного струму напругою від плюс 10 до плюс 13,5 В;

2) споживаний струм в режимі спокою – не більше 10 мА;

3) вихідна напруга живлення обчислювача комплексу - не менше за 6 В;

4) максимальний вихідний струм в кожному з трьох каналів бар'єра - не більше за 100 мА.

Допустимі значення параметрів ліній зв'язку бар'єра БИ-2: електрична ємність - не більше за 0,1 мкф; індуктивність - не більше за 0,1 мГн.

Для живлення технічних засобів комплексу через іскробезпечний бар'єр БИ-2 служить джерело живлення ІП220/12х4/0,6-3. Джерело живлення призначене для експлуатації поза вибухонебезпечними зонами в приміщеннях при температурі навколишнього середовища від мінус 40 до 60°С при відносній вологості до 98% при температурі 35°С. Воно забезпечує:

- живлення комплексу від мережі змінного струму напругою від 187 до 242 В і частотою (50±1) Гц;
- автоматичний заряд приєднаного резервного акумулятора з номінальною ємністю в межах від 12 до 24 А/год. Номінальний струм підзарядки акумулятора - 500 мА;
- Основні технічні дані джерела живлення:
- вихідна напруга - (12 ± 1,2) В;
- максимальний струм навантаження - не більше за 600 мА;
- максимальна споживана від мережі потужність - не більше за 14 ВА.

Габаритні розміри обчислювача комплексу становлять 210×360×100 мм, маса – 3 кг[9].

Провівши аналіз структури та функціональних можливостей обчислювачів ”Superflo-II та ”Флоутек”, встановлено, що вони мають

практично ідентичні технічні характеристики, тому вибір буде здійснено, виходячи із можливостей подальшого розширення функціоналу обчислювача. Виходячи з цих міркувань ми обираємо ”Флоутек”, який зокрема має можливість розширення пам’яті архіву виміряних даних.

3 МЕТРОЛОГІЧНИЙ АНАЛІЗ РОЗРОБЛЕНОЇ СИСТЕМИ ОБЛІКУ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ГАЗУ

Виконуємо поканальне обчислення невизначеності діючої системи обліку газу. Спершу - по диференціальному тиску. Його міряє самописний дифманометр, джерелами невизначеності якого є нелінійність характеристики чутливого елементу - сильфону та невизначеність від перетворення пишучого механізму. Перша має нормальний закон розподілу і обчислюється наступним чином:

$$u_c = \frac{2 \cdot 4}{6} = 1{,}333 \text{ м}^3/\text{год}$$

Невизначеність другого джерела, підлягає рівномірному закону розподілу. Тому рахуємо так:

$$u_n = \frac{2 \cdot 2}{2\sqrt{3}} = 1{,}156 \text{ м}^3/\text{год}$$

Невизначеність буде виникати також від діафрагми, яка підпадає під нормальний закон розподілу:

$$u_\partial = \frac{2 \cdot 4}{6} = 1{,}333 \text{ м}^3/\text{год}$$

Знайдемо сумарну невизначеність по каналу диференціального тиску:

$$u_{c1} = \sqrt{1.156^2 + 1.333^2 + 1.333^2} = 2{,}2 \text{ м}^3/\text{год}$$

По каналу абсолютного тиску будемо мати таку ж невизначеність як і при вимірюванні диференціального тиску, тільки не враховуємо невизнченість діафрагми. Отже, рахуємо сумарну:

$$u_{c2} = \sqrt{0.156^2 + 1.333^2} = 1{,}762 \text{ м}^3/\text{год}$$

Шукаємо невизначеність по каналу температури. Цей параметр міряється термоопором мідним, невизначеність чутливого елементу якого розподіляється по нормальному закону. Тому:

$$u_o = \frac{2 \cdot 0{,}32}{6} = 0{,}107 \text{ м}^3/\text{год}$$

Невизначеність при вимірюванні температури виникає також при перетворенні сигналу , підлягає рівномірному закону розподілу ,і становить:

$$u_n = \frac{2 \cdot 2}{2\sqrt{3}} = 1{,}156 \text{ м}^3/\text{год}$$

Обчислюємо сумарну стандартну невизначеність по каналу температури:

$$u_{c3} = \sqrt{1{,}156^2 + 0{,}107^2} = 1{,}16 \text{ м}^3/\text{год}$$

Сумарна невизначеність по всіх каналах даної системи становить:

$$u_{c1} = \sqrt{2{,}2^2 + 1{,}762^2 + 1{,}16^2} = 3{,}04 \text{ м}^3/\text{год}$$

Розширена невизначеність даної системи складає:

$$u_p = 1{,}1 \cdot 3{,}04 = 3{,}34 \text{ м}^3/\text{год}.$$

3.1 Розрахунок відносної похибки розробленої системи

Для розрахунку загальної відносної похибки розробленої системи обліку газу необхідно врахувати відносні похибки всіх складових елнментів системи .

Розраховуємо по наступній формулі:

$$\delta_{çàã} = \sqrt{\delta_d{}^2 + \delta_t{}^2 + \delta_p{}^2 + \delta_{\Delta p}{}^2 + \delta_f{}^2}\,, \qquad (3.15)$$

де δ_d –відносна похибка діафрагми;

δ_t – відносна похибка перетворювача температури;

δ_p – відносна похибка перетворювача абсолютного тиску;

$\delta_{\Delta p}$ – відносна похибка перетворювача диференціального тиску;

δ_f – відносна похибка обчислювача.

$$\delta_{заг} = \sqrt{0{,}001^2 + 0{,}003^2 + 0{,}002^2 + 0{,}002^2 + 0{,}001^2{}_f} = 0{,}01$$

Отже, загальна похибка розробленої системи становить 1%.

3.2 Розрахунок невизначеності розробленої ситстеми

Розрахунок невизначеності будемо робити поканально. Обчислюємо спочатку невизначеність по каналі тиску.

Для вимірювання абсолютного тиску в розробленій системі використовується інтелектуальний перетворювач тиску SITRANS серії DS III моделі PN(7MF4333) чутливим елементом якого є вимірювальна мембрана. Невизначеність перетворювача буде включати невизначеність чутливого елементу, що спричинена нелінійністю характеристики та невизначеність перетворювача, при перетворенні сигналу. В першому випадку ми маємо нормальний закон розподілу. Тому невизначеність будемо рахувати по формулі(3.9). Ця невизначеність спричинить зміну струму на 0,72 м^3⁄год:

$$u_м = \frac{2 \cdot 0{,}72}{6} = 0{,}24 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Інша невизначеність спричинена перетворенням в АЦП. Вона підлягає рівномірному закону розподілу. В перетворювачі міститься десятирозрядна АЦП, тому похибка перетворення становить ±0,02 мА. і спричиняє зміну вихідного сигналу на 0,4 м^3⁄ год.Оскільки ми маємо рівномірний закон розподілу, то згідно формули (3.7) для АЦП:

$$u_{АЦП} = \frac{2 \cdot 0{,}4}{2\sqrt{3}} = 0{,}23 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

В канал вимірювання входить обчислювач тому джерелом невизначеності ще буде перетворення сигналу в АЦП обчислювача ,який є

шістнадцятирозрядним . Вона підпадає під рівномірний закон розподілу.і спричинить зміну сигналу на 0,08 м^3⁄год , тому маємо:

$$u_n = \frac{2 \cdot 0{,}08}{2\sqrt{3}} = 0{,}046 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Сумарна невизначеність каналу вимірювання абсолютного тиску розраховується згідно формули (3.13) і маємо:

$$u_{c1} = \sqrt{0{,}24^2 + 0{,}23^2 + 0{,}046^2} = 0{,}335 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Обчислимо тепер значення невизначеності по каналу температури. Температура у нашій системі вимірюється перетворювичем SITRANS TK-H, чутливим елементом якого є платиновий термоопір. Тому одним із джерел невизначеності є нелінійність характеристики чутливого елементу, що характеризується нормальним законом розподілу. Внаслідок цього струм може змінюватися на ±0,2 мА. і міняти вихідний сигнал на 0,4 м^3⁄ год. Обчислимо:

$$u_o = \frac{2 \cdot 0{,}4}{6} = 0{,}133 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

При перетворенні сигналу виникає інша невизначеність пов’язана із перетворенням в АЦП. В перетворювач вмонтована десятирозрядна АЦП.Закон розподілу – рівномірний, тому маємо:

$$u_{АЦП} = \frac{2 \cdot 0,}{2\sqrt{3}} = 0{,}23 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Обчислюємо також невизначеність по перетворенню в обчислювачі , аналогічно як і при обчисленні по тиску:

$$u_n = \frac{2 \cdot 0{,}08}{2\sqrt{3}} = 0{,}046 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Сумарна стандартна невизначеність результату вимірювання розраховується згідно формули (3.13). Отже, маємо:

$$u_{cm2} = \sqrt{0{,}133^2 + 0{,}23 + 0.046^2} = 0{,}072 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Тепер обчислюємо невизначеність по каналу вимірювання різниці тисків. Для вимірювання дифереренціального тиску використано

перетворювач SITRANS серії DS III модель PN(7MF4433). Невизначеність по каналу вимірювання диференціального тиску відрізняється від каналу абсолютного тиску, невизначеністю чутливого елементу, яка спричинена нелінійністю характеристики і теж має нормальний закон розподілу. В даному випадку вона змінить вихідний струм на 0,48 м^3⁄год.. Тоді маємо:

$$u_{мд} = \frac{2 \cdot 0{,}48}{6} = 0{,}16 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Ще однією стандартною невизначеністю даного каналу є невизначеність діафрагми, спричинена впливом температури , притупленням кромки діафрагми та ін. Вона підпадає під нормальний закон розподілу. І спричиняє зміну вихідного сигналу на 4 м^3⁄год буде .Тому маємо:

$$u_{мд} = \frac{2 \cdot 4}{6} = 1{,}333 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Інші дві стандартні невизначеності будуть такі ж як і при обчисленні невизначеності перетворення абсолютного тиску, так як вони спричинені такими ж АЦП .Отже, враховуючи це, матимемо сумарну невизначеність:

$$u_{сз} = \sqrt{0.16^2 + 1{,}333^2 + 0.23^2 + 0.046^2} = 1.36 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Маючи сумарні невизначеності по трьох каналах вимірювання, можемо обчислити сумарну невизначеність розробленої системи вимірювання, наступним чином:

$$u_c = \sqrt{0.335^2 + 0.072^2 + 1.36^2} = 1{,}4 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

Тепер можна порахувати розширену невизначеність системи згідно формули(3.14).Прийнявши рівень довіри P= 0,95 при якому коефіцієнт *k=1.1* (він залежить від рівня довіри),обчислюємо її:

$$U_p(0{,}95) = 1.{,}1 \cdot 1{,}4 = 1{,}54 \text{ м}^3\text{⁄год}$$

ВИСНОВКИ

В магістерській роботі було розроблено систему обліку технологічного газу в умовах компресорної станції типу КС-19а.

Було коротко розглянуто роботу компресорної станції та проаналізовано можливість автоматизації обліку витрати технологічного газу в її умовах. Так як діюча система обліку забезпечує невисоку точність вимірювання, що призводить до нераціонального використання газу і значних його втрат, то основною вимогою розробленої системи було підвищення точності вимірювань.

Розглянуто можливі способи вимірювання витрати газу та переваги використання автоматизованих витратовимірювальних комплексів. Розглянуто можливі варіанти вибору засобів вимірювання, описано будову та характеристики приладів. На основі цього зроблено вибір обладнання, яке найбільше підходять для даної системи обліку.

Було проведено розрахунок невизначеності розробленого вузла обліку та діючої на компресорній станції системи вимірювання об’єму газу. Межі розширеної невизначеності розробленого вузла менші ніж її межі у діючої системи. Також розраховано відносну похибку вимірювання витрати газу розробленої системи, значення якої є меншим ніж у діючої системи, що говорить про підвищення точності вимірювань.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. М.І.Гончарук, М.Д.Середюк Довідник газопостачання населених пунктів України.- Івано-Франківськ,2006
2. СТП 320 .30019801.013-2000 Вимірювальний мікропроцесорний комплекс Superflo-II Інструкція з експлуатації,-Київ,2000
3. Н.М.Піндус Технологічні вимірювання та прилади Конспект лекцій-Івано-Франківськ,2005
4. Комплекси вимірювально-керуюючі ”Флоутек-ТМ Інструкція з експлуатації”,-Київ.2005.
5. 2Прилади для вимірювання SiemensFI 012001/2002,Інструкція з експлуатації,2002
6. Поліщук Є.С. Метрологія та вимірювальна техніка.- Львів: Бескид Біт, 2003.
7. В.В.Колодяжний,О.В. Пітірімов Автоматизація об’єктів газотранспортної системи,Київ,2004
8. Ціделко В. Д., Яремчук Н. А. Невизначеність вимірювання. Обробка даних і подання результату вимірювання: Монографія. – К.: ІВЦ “Видавництво “Політехніка” ” , 2002. – 176 с.