

ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»

**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНИЙ
«ФЛОУТЕК - ТМ»**

Паспорт

АЧСА.421443.001-01 ПС

м. Київ

1 ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ

1.1 Експлуатація Комплексу вимірювального "ФЛОУТЕК - ТМ" АЧСА.421443.001 (далі за текстом - Комплекс) повинна забезпечуватися особами зі складу працівників, які пройшли навчання і вивчили експлуатаційну документацію Комплексу та його складові частини.

1.2 У тексті ПС прийняті наступні скорочення і умовні позначення:

ВТП - вимірювальний трубопровід;

ЗВТ - сумісний засіб вимірювальної техніки;

НСХП - номінальна статична характеристика перетворення;

ОНТ - усереднююча напірна трубка;

СУ - стандартний звужуючий пристрій;

ТО - термоперетворювач опору;

ЕОМ - електронно-обчислювальна машина, в тому числі, переносний комп'ютер;

HART - Highway Addressable Remote Transducer (дистанційний перетворювач з адресацією по магістральному каналу);

Q_{max} , Q_{min} - технологічні параметри "Максимальна витрата газу" і "Мінімальна витрата газу";

ΔP_H , ΔP_L - технологічні параметри "Диференційний тиск при максимальній витраті газу і "Диференційний тиск при мінімальній витраті газу".

2 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ВИРІБ

2.1 Найменування виробу:

Комплекс вимірювальний «ФЛОУТЕК - ТМ - _____ - _____ - _____

заводський номер _____

2.2 Заводський номер Обчислювача : _____

2.3 Дата випуску: «_____» _____ 202_ р.

2.4 Діапазон перетворень тиску:

2.4.1 Для ВТП № 1 від **0** до _____ МПа (кгс/см²).

Вид тиску (непотрібне викреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.4.2 Для ВТП № 2 від **0** до _____ МПа (кгс/см²).

Вид тиску (непотрібне викреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.4.3 Для ВТП № 3 від **0** до _____ МПа (кгс/см²).

Вид тиску (непотрібне викреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.5 Діапазон перетворень диференційного тиску:

2.5.1 Для ВТП № 1 від **0** до _____ кПа (кгс/м²).

2.5.2 Для ВТП № 2 від **0** до _____ кПа (кгс/м²).

2.5.3 Для ВТП № 3 від **0** до _____ кПа (кгс/м²).

2.6 Діапазон перетворень температури:

2.6.1 Для ВТП № 1 від мінус _____ до плюс _____ °С.

2.6.2 Для ВТП № 2 від мінус _____ до плюс _____ °С.

2.6.3 Для ВТП № 3 від мінус _____ до плюс _____ °С.

2.7 Метод розрахунку коефіцієнта стисливості _____

2.8 Виріб сертифіковано:

- Державним підприємством «Всеукраїнський державний науково-виробничий центр стандартизації, метрології, сертифікації та захисту прав споживачів» (ДП «Укрметртестстандарт», зареєстрованим за № UA.TR.001. Сертифікат перевірки типу UA.TR.001 56-17 Rev.3;

- Органом з оцінки відповідності продукції (призначений за реєстраційним номером UA.TR.115) – ТОВ «СЕРТИС-ЦЕНТР».. Номер сертифікату експертизи типу СЦ 18.0183.

2.9 Підприємство-виробник:

ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ».

Україна, 04128, м. Київ, вул. Академіка Туполева, 19;

тел/факс (044) 492-76-21, 334-73-03.

E-mail: dpugt@dgt.com.ua;

Web: www.dgt.com.ua

3 ОСНОВНІ ТЕХНІЧНІ ДАНІ І ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.1 Призначення

3.1.1 Комплекс є засобом вимірювальної техніки, який належить до групи інтелектуальних мікропроцесорних приладів і призначений для:

- вимірювань температури, тиску, об'ємної витрати і об'єму або маси (далі – параметри) газу, в тому числі горючих природних газів, фізико-хімічні параметри яких відповідають ГОСТ 5542, що пройшов через вимірювальний трубопровід (далі - трубопровід або ВТП) за заданий період часу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних (нормальних) умов відповідно ГОСТ 2939.

- в обчислювач Комплексу встановлюється програмне забезпечення (ПЗ) одного з **двох типів**: ПЗ першого типу - для постачальника газу (далі за текстом - **ПЗ «Продавець»**), ПЗ другого типу - для споживача газу (далі за текстом - **ПЗ «Покупець»**).

- існуючі версії ПЗ забезпечують формування і зберігання в пам'яті Комплексу відповідно до «Правила обліку газу» **миттєвих, оперативних, погодинних і добових даних**, а також змін, викликаних втручанням оператора в роботу комплексу, і повідомлень про аварійні і позаштатні ситуації (далі – аварійні ситуації) в роботі Комплексу;

Комплекс забезпечує роботу в складі з лічильниками, лічильниками-витратомірами і масовими витратомірами, в тому числі ротаційними і турбінними газовими лічильниками (далі - лічильники), витратомірами, в тому числі коріюлісовими, ультразвуковими і вихровими витратомірами (далі - за текстом - витратоміри) і з хроматографами газу.

3.1.2 Комплекс призначений для тривалого безперервного режиму роботи і забезпечує одночасне обслуговування від одного до трьох трубопроводів.

3.1.3 Комплекси відповідають Технічному регламенту засобів вимірювальної техніки затвердженому Постановою КМУ № 163 від 24.02.2016 р. (далі за текстом - Технічний регламент) і відносяться до виробів:

а) за стійкістю до вологості та води – ті, що не підлягають під конденсації води, опади або льодові утворення. Умови цього класу можуть бути у стаціонарних офісах, цехах та інших приміщеннях для спеціального використання;

б) за стійкістю до механічних впливів - зовнішні механічні умови клас М2;

в) за стійкістю до електромагнітних впливів - клас Е2;

г) вибухонебезпечного виконання відповідно вимог стандартів EN 50015-50020, EN 50039,

д) кліматичного виконання для застосування при температурі навколишнього середовища від мінус 40 до плюс 70 °С і відносної вологості до 95%;

є) за наявністю інформаційного зв'язку - до виробів, призначених для інформаційного зв'язку з іншими виробами;

ж) за способом обробки вимірювальної інформації - до виробів, що належать до групи інтелектуальних мікропроцесорних приладів.

3.1.4 Комплекси мають маркування вибухозахисту: **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, і можуть встановлюватися у вибухонебезпечних зонах.

3.1.5 Функціональність комплексу визначається обчислювачем **ВР-2** чи **ПК-В** в його складі.

Залежно від модифікації можуть бути реалізовані наступні виконання та/або їх комбінація:

– **комплекс виконання 1**: обчислення об'єму та витрати газу за методом змінного перепаду тиску з використанням стандартних звукувальних пристроїв відповідно до ДСТУ ГОСТ 8.586.1, 2, 5;

- **комплекс виконання 2:** автоматичне перетворення кількості газу, вимірної за фактичних умов вимірювання приєднаним лічильником газу, у кількість газу за стандартних умов.

Доступні модифікації комплексів та/або їх комбінації відповідають наступним обмеженням відповідно до обчислювача, застосованого в складі комплексу:

- обидві модифікації мають обмеження по кількості каналів (трубопроводів), на яких одночасно виконуються перетворення та/або обчислення об'єму газу – сумарно не більше трьох;
- **модифікації в складі з обчислювачем ВР-2** реалізують перетворення та/або обчислення об'єму одночасно декількох каналів вимірювання з застосуванням **комплексів виконання 1** та/або **комплексів виконання 2** або будь-яких їх комбінацій (за умови, що при застосуванні обчислювача **ВР-2** кількість трубопроводів з лічильниками газу не може перевищувати двох на одному обчислювачі);
- **модифікації в складі з обчислювачем ПК-В** реалізують перетворення та/або обчислення об'єму:

а) при застосуванні **ПК-В в комплексах виконання 1** – до складу обчислювача входить вбудований перетворювач тиску та вбудований перетворювач диференційного тиску;

б) при застосуванні **ПК-В в комплексах виконання 2** – до складу обчислювача входить вбудований перетворювач тиску. Один з каналів може використовуватись для підключення лічильника газу, який знаходиться в вибухобезпечній зоні.

Склад перетворювачів визначається виконанням комплексу.

3.1.7 Комплекс може застосовуватися для обліку, в тому числі **комерційного обліку**, газу на промислових об'єктах газової, нафтогазовидобувної, нафтопереробної і нафтохімічної промисловості і об'єктах комунального господарства, а також у складі автоматизованих систем комерційного обліку.

3.1.8 Комплекс може експлуатуватися:

- у **вибухонебезпечних зонах і приміщеннях** класу 2 (згідно з главою 4 Правил НПАОП 40.1.32-01), де можливе утворення вибухонебезпечних сумішей категорій **ПА і ПВ** груп Т1, Т2 і Т3 за ГОСТ 12.1.011.

- при температурі навколишнього середовища **від мінус 40 до плюс 70 °С** і відносної вологості до 95% при температурі 35 °С.

3.2 Основні функції

3.2.1 Комплекс, в залежності від модифікації, забезпечує можливість вимірювань витрати газу за такими методами:

а) *за методом змінного перепаду тиску* на стандартному пристрої звуження потоку (на діафрагмі) або на усереднюючій напірній трубці. Вимір перепаду тиску здійснюється згідно чинних нормативних документів на звужуючому пристрої відповідно за ДСТУ ГОСТ 8.586.1 і ДСТУ ГОСТ 8.586.5 або на усереднюючій напірній трубці - за методикою МПУ 290/03-2013;

б) *за допомогою лічильників*, що мають імпульсні вихідні сигнали;

в) *за допомогою витратомірів*, що мають кодові вихідні сигнали.

Комплекси забезпечують перетворення об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов згідно ДСТУ EN 12405 за одним з наступних методів (відповідно замовленню):

- перетворення як функція температури і тиску (PTZ – корекція);

- перетворення як функція температури (Т – корекція) .

- вимірювань параметрів газу по кожному обслуговуваному трубопроводу;

- обчислення значень витрати і об'єму газу за робочих умов на підставі послідовності імпульсів, що надходять від лічильника газу;

- обчислень:

- витрати і об'єму газу згідно з чинними нормативними документами;
- обсягу газу і середніх значень температури, абсолютного (надлишкового) тиску, диференційного тиску за заданий оперативний інтервал за годинний інтервал і за контрактну добу;

- передачу інформації на верхній рівень по каналу зв'язку з інтерфейсами RS232, RS485 або з іншим інтерфейсом;

- передачу інформації на верхній рівень по каналу зв'язку з інтерфейсами RS232, RS485 або з іншим інтерфейсом;

- формування і зберігання в пам'яті миттєвих, оперативних даних (даних за оперативний інтервал часу), часових даних (даних за годинний інтервал) і добових даних у вигляді записів, що містять результати вимірювань і обчислень і повідомлення про Аварійні ситуації в роботі і про втручання оператора в роботу ;

- формування і передачі у відповідь на запити ЕОМ верхнього рівня інформації про результати вимірювань і обчислень по каналу зв'язку.

3.2.2 Комплекс фіксує аварійні ситуації під час експлуатації та зберігає інформацію про їх тривалість згідно з «Правилами визначення обсягів природного газу» .

До аварійних ситуацій належать ситуації, за якими:

- поточні значення вимірюваних величин вийшли за границі діапазонів;

- робота комплексу за межами діапазону, в якому дозволене застосування алгоритму обчислень (за температурою, абсолютним тиском, числом Рейнольдса, хімічним складом природного газу, густиною, вищою теплою згорання тощо);

- поточні значення розрахункових величин вийшли за границі;

- відсутнє електричне живлення, яке забезпечує роботу комплексу у штатному режимі;

- поточні значення вимірюваних величин замінено на константи.

3.2.3 Комплекс забезпечує введення в пам'ять обчислювачів:

- інформації, яка вводиться **при початковому конфігуруванні**, в обсязі, зазначеному в таблиці 4.1;

- інформації, **загальною для всіх трубопроводів**, в обсязі, зазначеному в таблиці 4.2;

- інформації, **індивідуальної для кожного трубопроводу**, в обсязі, зазначеному в таблиці 4.3.

3.2.4 При використанні ЕОМ Комплекс забезпечує:

- введення в пам'ять обчислювача, виведення на індикацію і, за потреби, коригування даних, зазначених в 3.2.2 ПС;

- заміну вимірювальної інформації на константи;

- виведення на екран дисплея ЕОМ (далі - дисплей ЕОМ) інформації, сформованої при виконанні функцій по 3.2.1 ПС;

- формування на базі архівних даних, отриманих при виконанні функцій по 3.2.1 ПС, добового і місячного звітів, і протоколу реєстрації аварійних і позаштатних ситуацій.

3.2.5 Комплекс забезпечує виведення на індикатор цифрового пристрою **обчислювача** інформації, перелік якої наведено в паспорті обчислювача.

3.3 Основні характеристики

3.3.1 Комплекси забезпечують введення в пам'ять Обчислювачів інформації, яка характеризує:

- параметри трубопроводу (трубопроводів) і вимірюваного газу;

- задані умови вимірювань і обчислень, виконуваних Комплексом;

- параметри засобів вимірювань, що використовуються Комплексом.

3.3.2 Комплекси забезпечують по кожному трубопроводу:

- вимір

- температури газу;
- абсолютного або надлишкового тиску газу;
- диференційного тиску газу (при наявності) на стандартному пристрої звуження потоку або на усереднюючій напірній трубі;
- об'ємної витрати газу;

- обчислення значень витрати і об'єму газу за робочих умов на підставі послідовності імпульсів, що надходять від лічильника газу або безпосереднього зчитування цих даних об'єму та витрати від витратоміра по «цифровому» інтерфейсу сумісному з інтерфейсом RS485 та/або сумісному з протоколом HART.

- параметри імпульсних сигналів, що надходять від лічильників:

- імпульсний сигнал лічильників типу «сухий контакт», «відкритий колектор» або «NAMUR»;
- низькочастотний сигнал (максимальна частота не повинна перевищувати 100 Гц за об'ємної витрати Q_{\max} , що відповідає верхній границі вимірювання лічильника в фактичних умовах; мінімальна тривалість імпульсу 5 мс; номінальна напруга, що комутується 12 В; струм короткого замикання ≤ 10 мА);
- високочастотний сигнал (максимальна частота не повинна перевищувати 5 кГц за об'ємної витрати Q_{\max} , що відповідає верхній границі вимірювання лічильника в фактичних умовах).

Примітка:

1) Імпульсний сигнал типу СК може бути тільки НЧ.

2) Для обчислювача ПК-В включення чи відключення фільтру і вибір типу сигналу здійснюється програмним шляхом при конфігуруванні обчислювача. . Постачається обчислювач з включеним фільтром НЧ-імпульсних сигналів.

3) Обчислювач ВР-2 за умовчанням приймає від лічильників НЧ-імпульсний сигнал через вбудований НЧ-імпульсний фільтр.

4) При необхідності роботи Обчислювача ВР-2 з лічильниками, які працюють з ВЧ-імпульсними сигналами, підприємство-виробник (згідно з замовленням) додатково встановлює в Обчислювач ВР-2 ВЧ-імпульсний фільтр.

5) Номінальна кількість імпульсів на один метр кубічний середовища задається в параметрах обчислювача.

- обчислення об'ємної витрати і об'єму газу за стандартних умов за формулами, наведеними в ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2 та ГОСТ 30319.3, інших чинних нормативних документів. Розрахунок коефіцієнта стисливості газу забезпечується за методами **GERG -91 мод. (GERG -91)**, **NX19 мод.**, **SGERG-88**, **AGA8-92DC (AGA8)**.

- обчислення середніх значень диференційного і абсолютного (надлишкового) тиску, температури і густини газу, а також значень обсягу газу за заданий оперативний інтервал підсумовування і усереднення вимірювальної інформації (далі - оперативний інтервал часу), за інтервал тривалістю 1 годину (далі - погодинний інтервал) і за контрактну добу. Контрактним цілодобово вважається 24-годинний період часу між контрактними годинами сусідньої доби;

- перетворення інформації, сформованої при вимірах і обчисленнях в дискретні вихідні сигнали, типу «відкритий колектор». Перелік інформації, що підлягає перетворенню - відповідно до замовлення;

- формування і передачу у відповідь на запити ЕОМ верхнього рівня інформації про результати вимірювань і обчислень по каналу зв'язку з послідовним інтерфейсом RS485, RS232, PLI або з іншим інтерфейсом.

3.3.3 Тривалість однієї процедури вимірювань і обчислень, виконуваних Комплексами для одного трубопроводу не перевищує:

- комплекс, що використовує обчислювач із зовнішнім джерелом електроживлення - **1 с**;
- комплекс, що використовує обчислювач з автономним електроживленням - **30 с**.

Процедура вимірювань і обчислень повторюється періодично, утворюючи цикл вимірювань і обчислень (далі - цикл розрахунку). Вихідні дані Комплексів оновлюються один раз за цикл розрахунку.

Період циклу розрахунку для Комплексів (що використовують обчислювач з автономним електроживленням) може бути обраний користувачем з ряду 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 і 60 с.

3.3.4 Внутрішнє програмне забезпечення комплексів забезпечує формування архівів (журналів) наступних подій та параметрів:

- **архів втручань** (містить записи про зміни всіх параметрів, які є критичними для вимірювальних характеристик і важливих метрологічних параметрів, та застосовуються комплексами при обчисленнях та перетвореннях (містить попереднє та змінене значення параметра, а також час, коли таку зміну було зафіксовано));

- **архів аварійних та позаштатних ситуацій** (фіксуються також експлуатаційні несправності, наприклад відсутність живлення).

- **архів перетворених миттєвих значень** витрати газу, витрати газу за фактичних умов, значень температури, тиску, диференційного тиску (залежно від виконання); значень перетвореного об'єму та об'єму газу за фактичних умов; значень густини рідини (функція "МВ")

- **архів безпеки**, у якому фіксуються подія та ідентифікаційна ознака, що спричинила подію, а також час початку та закінчення події.

Архіви накопичуються та зберігаються окремо для кожного вимірюваного потоку в енергонезалежній пам'яті комплексів формату microSD в наступному об'ємі:

| | |
|---|-----------------|
| добовий архів | – 6 місяців; |
| погодинний архів | – 2 місяці; |
| архів оперативних (періодичних) даних | – 3600 записів; |
| архів втручання оператора | – 1000 записів |
| архів подій | – 1000 записів; |
| архів аварійних та позаштатних ситуацій | – 1200 записів; |
| архів безпеки | – 1200 записів. |

Архів миттєвих даних зберігається в енергонезалежній пам'яті формату за проміжок часу, що складає два календарні місяці (незалежно для кожного вимірюваного потоку).

При підключенні перетворювача густини архіви доповнюються вимірними значеннями густини газу за стандартних умов.

Детальний опис архівів (журналів) подій наведено в додатку А.

3.3.4.1 Обчислювач (Коректор) виконує з початку контрактної доби:

- **Роздільний облік обсягу газу**, отриманих при нормальній роботі і при наявності аварійної ситуації в роботі Комплексу (для версії ПЗ «Покупець») або **облік тільки сумарних обсягів газу** (для версії ПЗ «Продавець»);

- роздільний облік тривалості аварійних ситуацій, розділених на п'ять груп відповідно до 1.2.7.1 Настанови з експлуатації (тільки для версії ПЗ «Покупець»).

Віднесення обсягу до «аварійного» починається після того, як сумарна тривалість позаштатних ситуацій з початку контрактної доби **без поділу за видами перевищить 60 с**.

3.3.4.2 За період паузи в роботі Комплексів при аварійних ситуаціях заповнення бази даних обліку обсягу газу виконується по останнім до паузи значенням вимірюваних параметрів газу. Якщо сумарна тривалість паузи більше 60 с за добу окремо від основної бази даних виконується **заповнення додаткової бази даних при аварійних ситуаціях**.

3.3.4.3 По кожному відхиленню від нормальної роботи Комплекси формують і зберігають в пам'яті Обчислювача (Коректора) діагностичне повідомлення, яке містить дату і час виявлення відхилення, а також значення обсягу газу за стандартних умов, накопиченого від початку контрактної доби до моменту виявлення відхилення. При цьому, час фіксується з дискретністю, що дорівнює періоду циклу розрахунку.

3.3.5 Комплекс забезпечує можливість установки верхніх границь вимірювання застосованих вимірювальних перетворювачів тиску (згідно до замовлення) в діапазонах:

- від **630 кПа до 10 МПа** - для **абсолютного** тиску;
- від **630 кПа до 25 МПа** - для **надлишкового** тиску;
- до **256 кПа** - для **диференційного** тиску;

Границі допустимої основної зведеної похибки при вимірах абсолютного, надлишкового і диференційного тиску складають: $\pm 0,075$ або $\pm 0,1\%$ верхньої границі вимірювань.

3.3.5.1 При використанні цифрових вимірювальних перетворювачів тиску ПД-1-ДА, ПД-1-ДИ при вимірах диференційного тиску забезпечується динамічна зміна верхньої границі вимірювань в залежності від поточного значення диференційного тиску з почерговою установкою значень **100 кПа, 63 кПа і 6,3 кПа**.

Примітки

1. В експлуатаційній документації і на таблиці перетворювачів ПД-1-ДА, ПД-1-ДИ вказується найбільше значення верхньої границі вимірювань диференційного тиску, починаючи з якого для кожного меншого автоматично встановлюється значення верхньої границі вимірювань чим забезпечується задана **точність вимірювань в діапазоні 1:10**.

2. За додатковому замовленню для встановленого меншого значення верхньої границі вимірювань диференційного тиску забезпечується робота перетворювачів із заданою точністю в **розширеному діапазоні 1:100**.

3. Перетворювачі в модифікаціях ПД-1-ДА і ПД-1-ДИ при підключенні до клемних колодок платинового сенсора температури, додатково забезпечують вимір температури з характеристиками перетворювача температури вимірювального ПТ-1-П.

3.3.6 Діапазон вимірювань температури газу встановлюється - **від мінус 40 до 70 °С**;

Границі допустимої основної абсолютної похибки при вимірюваннях температури складають з урахуванням похибки термоопору (ТО) - $\pm 0,1$, $\pm 0,3$ або $\pm 0,5$ °С.

Довжина занурюваної частини чутливого елемента перетворювача температури визначається (відповідно до замовлення) в діапазоні від 60 до 1000 мм;

3.3.7 Типове значення **максимальної допустимої** відносної похибки Комплекса при вимірах витрати і об'єму газу за допомогою підключеного лічильника або витратоміра (МДП комплексів) в складі з перетворювачами та/або ЗВТ тиску, диференційного тиску та температури, при перетворенні об'єму газу, відповідно ДСТУ EN 12405-1, наведено в Таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – МДП перетворення об'єму, вимірюного лічильниками газу

| Індикація або складова | Номінальні робочі умови | | | | |
|--|-------------------------|------|------|------|------|
| | 0,15 | 0,12 | 0,25 | 0,35 | 0,45 |
| МДП для PTZ перетворення, δ_c (%) | 0,15 | 0,12 | 0,25 | 0,35 | 0,45 |
| Перетворення/обчислення, δ_f (%) | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 | 0,02 |

| | | | | | |
|--|--------------|-------------|--------------|--------------|-------------|
| Перетворення/вимірювання температури, Δ_T (°C) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,3 | 0,5 |
| Перетворення/вимірювання тиску, γ_p (%) | 0,025 | 0,04 | 0,075 | 0,075 | 0,1 |
| МДП для T перетворення (значення тиску встановлене як постійна величини), δ_C (%) | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,15 | 0,25 |

3.3.8 Максимально допустима похибка (МДП) комплексів при автоматичному перетворенні об'єму газу, вимірюваного лічильником газу, до якого він підключений, без урахування похибки лічильника газу, визначається залежністю :

$$|\delta_C| = |\delta_f| + |\delta_p| + |\delta_T| \leq \text{МДП},$$

де δ_f – МДП комплексів при обчисленнях та перетворенні об'єму газу; δ_p – МДП перетворення та/або вимірювання тиску; δ_T – МДП перетворення та/або вимірювання температури.

3.3.10 **Максимально допустимі** відносні похибки Комплексів при вимірах витрати і обсягу газу δ_C (без урахування складової, що вноситься методичними похибками при використанні СУ або ОНТ) в діапазоні зміни тиску газу від $0,2P_{\max}$ до P_{\max} та основної абсолютної похибки при вимірюваннях температури $\pm 0,3^\circ\text{C}$ відповідають значенням, наведеним в Таблиці 3.2 .

В діапазоні зміни тиску газу від $0,1P_{\max}$ до $0,2P_{\max}$, наведені в Таблиці 3.2 значення δ_C збільшуються на 0,1%.

Таблиця 3.2 - Максимально допустима похибка Комплексу при вимірах витрати і обсягу газу за допомогою вимірювальних перетворювачів з кодовими вихідними сигналами (методом перепаду).

| | МДП залежно від діапазонів вимірювання/перетворення диференційного тиску | | | | | |
|-------------------------|--|------|--|------|--|------|
| | $0,1 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p \geq \Delta p_{\max}$ | | $0,01 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p > 0,1 \cdot \Delta p_{\max}$ | | $0,001 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p > 0,01 \cdot \Delta p_{\max}$ | |
| $\gamma_{\Delta P}$, % | 0,075 | 0,10 | 0,075 | 0,10 | 0,075 | 0,10 |
| γ_p , % | 0,075 | 0,10 | 0,075 | 0,10 | 0,075 | 0,10 |
| δ_C , % | 0,30 | 0,35 | 0,50 | 0,55 | 1,75 | 1,80 |

Примітки

1. Для вимірювальних перетворювачів диференційного тиску вказані границі похибки ($\pm 0,075\%$) для діапазону 100 кПа та другою 63 кПа верхніми межами вимірювань. Для діапазону з третьою 6,3 кПа верхньою межею вимірювань границі похибки дорівнюватимуть $\pm 0,1\%$.

2. Вимірювальні перетворювачі диференційного тиску з діапазоном вимірювання до $0,001\Delta P_{\max}$ постачаються за спеціальним замовленням.

3. У складі Комплексів можуть застосовуватися перетворювачі з меншими 0,075 похибками, але для зручності в експлуатації вони за похибками відносяться до перетворювачів з похибкою 0,075%

4. $\gamma_{\Delta P}$, γ_p - Границі допустимої приведенної похибки вимірювальних перетворювачів диференційного і абсолютного (надлишкового) тиску, % .

3.3.11 МДП δ_C для Комплексів модифікацій «ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т» і «ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6-Т» становить $\pm 0,30\%$.

3.3.12 МДП обчислювача і коректора при реєстрації часових інтервалів становлять **5 с за 24** години.

3.3.13 Комплекс забезпечує можливість взаємодії з оператором за допомогою ЕОМ , яка підключається до обчислювача по каналу зв'язку з послідовним інтерфейсом, на швидкостях **1200; 2400; 4800; 9600; 19200; 38400; 57600** або **115200** біт/с.

3.3.14 Обчислювач вибухонебезпечного виконання, а також вимірювальні перетворювачі Комплексу мають рівень вибухозахисту "Вибухобезпечне електрообладнання" і можуть використовуватися у вибухонебезпечних зонах відповідно з маркуванням **II 2G Ex ib IIB T3 Gb** та відповідають вимогам ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017.

3.3.15 За захищеності від проникнення всередину твердих частинок, пилу і води корпуси складових частин Комплексу відповідають наступним ступеням захисту по ГОСТ 14254:

- корпус обчислювача ПК-В - **не нижче IP65**;

- корпус обчислювача ВР-2, вимірювальних перетворювачів абсолютного, надлишкового і диференційного тиску, ТО (ТС), вимірювальних перетворювачів температури - **не нижче IP65** ;

- корпуси іскробезпечних бар'єрів, перетворювачів інтерфейсів RS232 / BELL202, RS232 / RS485, пристрою «УСК», джерел живлення ДЖІ 12/3 - **не нижче IP30**.

3.3.16 Електричне живлення Комплексу здійснюється від мережі змінного струму частотою **від 45 до 55 Гц** з напругою **від 120 до 250 В** (далі - мережева напруга).

При зникненні або аварійному зниженні напруги Комплекс автоматично переходить на живлення **від резервного джерела постійного струму (акумулятора)** з номінальною напругою **12В** і номінальною ємністю **від 16 до 26 А*год** (відповідно до замовлення). Це забезпечує збереження сформованої Комплексом інформації і нормальну роботу Комплексу протягом **не менше 100 годин**.

При зниженні напруги резервного джерела до мінімально допустимого значення **11В** Комплекс припиняє всі обчислення і тільки виконує режим збереження всіх архівних даних.

3.3.17 Живлення Комплексу, що використовує обчислювач ПК-В з автономним електроживленням, здійснюється від двох літєвих батарей, які встановлені в корпусі і мають номінальну вихідну напругу 3,6 В. Ємність батарей достатня для забезпечення автономного режиму роботи Комплексу **протягом 5 років** (за умови, що обмін інформації для роздруківки звіту здійснюється один раз на місяць зі швидкістю не нижче 9600 біт/с).

3.3.18 Потужність, споживана Комплексом, не перевищує:

- при живленні від мережі змінного струму номінальною напругою 220 В з номінальною частотою 50 Гц - **14 ВА** ;

- при автономному живленні від акумулятора номінальною напругою 12 В - **1,7 Вт** .

Потужність, споживана Комплексом з автономним електроживленням, не перевищує **50 мВт** .

3.3.19 Для зовнішніх підключень лічильників, витратомірів, перетворювачів температури та тиску необхідно використовувати екранований мідний кабель. При прокладанні кабелю за межами монтажних шаф, з метою захисту його від електромагнітних впливів та механічного пошкодження, кабель необхідно помістити в металевий рукав або трубу чи лоток. Роботи виконувати згідно з вимогами ПУЕ.

3.3.20 Час готовності Комплексу до роботи - не більше 120 с.

3.3.21 Перелік основних модифікацій Комплексів, які визначаються типом застосованого витратомірного пристрою і складом вимірювальних перетворювачів для вимірювання параметрів газу в одному трубопроводі, наведено в Таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Перелік основних модифікацій Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ

| Умовне познач. типу витрато-мірного пристрою | Перелік основних модифікацій Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ(залежно від типу вимірювальних Обчислювачів і застосованих перетворювачів) | | | | | |
|--|---|---|---|--|-------------------------|---------------------------|
| | ВР-2 | ПК-В | ПК-В | | ПК-В | |
| | | з вбудован. перетв. тиску та диф. тиску | з вбудован. перетв. тиску | без вбудован. перетв. тиску | з автономним живленням | |
| | | | | | з вбудов. перетв. тиску | без вбудов. перетв. тиску |
| 1 (СУ) | ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1 | ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2 | - | - | - | - |
| 2 (ОНТ) | ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1 | ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2 | - | - | - | - |
| 3 (СЧ) | ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 | - | ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4- -С | ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т-С | ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 | ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т |
| 4 (РМ) | ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 | - | ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4 ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4- -С | ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т-С | - | - |

де: - **СУ** - стандартний звужувальний пристрій (діафрагма);
ОНТ - звужувальний пристрій - осереднювальна напірна трубка;
СЧ - лічильник газу з імпульсним вихідним сигналом;
РМ - лічильник газу з цифровим вихідним сигналом.

3.3.21 Позначення модифікацій Комплексів формується відповідно до схеми:



позначення типу «ФЛОУТЕК-ТМ»

1 – модифікація комплексу в складі з обчислювачем «ВР-2»

2 – модифікація комплексу в складі з обчислювачем «ПК-В»

X, XX або **XXX** – кількість символів відповідає кількості вимірюваних потоків, для яких комплекс здійснює перетворення та/або обчислення об'єму газу одночасно.

Залежно від реалізованої конфігурації застосовуються наступні позначення:

1 – стандартний звужувальний пристрій (діафрагма);

2 – звужувальний пристрій – осереднювальна напірна трубка;

3 – лічильник газу з імпульсним вихідним сигналом;

4 – лічильник газу з цифровим вихідним сигналом;

умовна позначка вимірювальних перетворювачів та/або ЗВТ температури, тиску та диференційного тиску, що застосовані в складі комплексу для перетворення/вимірювання температури, тиску, та диференційного тиску для одного (**Y**), двох (**YY**) або трьох (**YYY**) вимірюваних потоків:

0 – в складі відсутні перетворювачі температури та тиску; *

1 – в складі перетворювачі та/або ЗВТ з цифровим вихідним сигналом;

2 – в складі багатопараметричний перетворювач з цифровим вихідним сигналом;

4 – в складі вбудовані перетворювачі температури та тиску (абсолютного або надлишкового);

6 – в складі вбудовані перетворювачі температури та тиску (абсолютного або надлишкового) з автономним живленням;

Т – позначка пристрою перетворення температури (значення тиску газу застосовується в обчисленнях як умовно постійний параметр)

С – позначка наявності перетворювача ПТ-1-Д-О4 в корпусі Б (з інтерфейсом i²C)

* позначення комплексу **ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-0** означає, що відсутнє РТЗ – перетворення даних об'єму газу, які в імпульсному виді від побутового лічильника газу через перетворювач інтерфейсів **RS485/Bell202** і бар'єр іскробезпечний **БІ-7** надходять до обчислювача **ПК-В**.

4 ДАНІ ПРО КОНФІГУРУВАННЯ ОБЧИСЛЮВАЧІВ

4.1 Перелік введеної в пам'ять обчислювача Комплексу інформації, яка вводиться при початковому конфігуруванні, наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 - Перелік інформації, введеної при початковому конфігуруванні

| Найменування інформації | Введено в пам'ять |
|---|-------------------|
| 1 Найменування підприємства, що експлуатує Комплекс | |
| 2 Кількість одночасно обслуговуваних ВТП | |
| 3 Тип комплексу вимірювальних засобів: | |
| - для першого трубопроводу | |
| - для другого трубопроводу | |
| - для третього трубопроводу | |

Примітка - Для вказівки типу комплексу вимірювальних засобів прийнято умовне позначення у вигляді восьми цифр (поєднання цифр 0 і 1). При цьому:

- перша цифра позначає метод вимірювання витрати газу (0 - по методу змінного перепаду тиску на СУ або на ОНТ, 1 - за допомогою лічильника);

- друга і третя цифри позначають наявність поєднання вимірювань температури, абсолютного (або надлишкового) тиску і диференційного тиску одним вимірювальним перетворювачем (00 - індивідуальне вимір кожної величини, 01 - поєднання вимірювань температури, абсолютного тиску і диференційного тиску, 10 - поєднання вимірювань температури і абсолютного тиску, 11 - не використовується);

- четверта цифра позначає необхідність вимірювання диференційного тиску при мінімальній витраті газу (0 - не виміряти, 1 - вимірювати);

- п'ята, шоста, сьома і восьма цифри позначають тип перетворювача для вимірювання диференційного тиску при мінімальній і максимальній витраті газу, температури і тиску (0 - перетворювач з аналоговим виходом, 1 - перетворювач з цифровим виходом).

4.2 Перелік введеної в пам'ять обчислювача (коректора) інформації, яка є спільною для всіх ВТП, наведено в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Перелік введеної інформації, що є спільною для всіх ВТП

| Найменування інформації | Введено в пам'ять |
|---|-------------------|
| 1 Адреса обчислювача (коректора) | |
| 2 Пароль для зміни (запису) параметрів і констант (Тільки для версії ПЗ «Покупець») | |
| 3 Контрактна година (час початку контрактної доби), год | |
| 4 Тривалість оперативного інтервалу часу, хв | |
| 5 Тривалість інтервалу індикації на індикаторі обчислювача параметрів газу для одного трубопроводу, хв | |
| 6 Номер трубопроводу, для якого слід виводити параметри газу, що відображається на індикаторі обчислювача | |
| 7 Кількість циклів розрахунків, після якого результати вимірювань записуються в масив даних останніх вимірювань | |
| 8 Наявність функції вимірювання густини газу | |
| 9 Дата і час переходу на літній час | |
| 10 Дата і час переходу на зимовий час | |
| 11 Кількість преамбул при відповіді на запит ЕОМ | |

4.3 Перелік введеної в пам'ять обчислювача (коректора) інформації, яка є індивідуальною для кожного ВТП, наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 - Перелік введеної інформації, яка індивідуальна для кожного ВТП

| Найменування інформації | Введено в пам'ять | | |
|--|-------------------|--------|--------|
| | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
| 1 Для всіх модифікацій Комплексу | | | |
| 1.1 Умовне позначення (номер) ВТП | | | |
| 1.2 Умовне позначення методу розрахунку витрати газу (метод змінного перепаду тиску, лічильник або витратомір) | | | |
| 1.3 Вид вимірюваного тиску (абсолютний або надлишковий) | | | |
| 1.4 Вид тиску газу (абсолютний або надлишковий), що подається на індикатор обчислювача (коректора); | | | |
| 1.5 Максимально допустимий тиск газу в ВТП, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 1.6 Верхня границя вимірювального тиску, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 1.7 Нижня границя вимірювального тиску, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 1.8 Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури, °С | | | |
| 1.9 Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури, °С | | | |
| 1.10 Атмосферний тиск, мм рт.ст. (кгс/см ² , кПа) | | | |
| 1.11 * Густина газу при стандартних умовах, кг/м ³ (При відсутності вимірювання густини) | | | |
| 1.12 Максимально допустима густина газу в ВТП, кг/м ³ (При автоматичному вимірюванні густини) | | | |
| 1.13 Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача густини, кг/м ³ (при автоматичному вимірюванні густини) | | | |
| 1.14 Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача густини, кг/м ³ (при автоматичному вимірюванні густини) | | | |
| 1.15 * Молярна частка діоксиду вуглецю в природному газі, % | | | |
| 1.16 * Молярна частка азоту в природному газі, % | | | |
| 1.17 Константа тиску газу, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 1.18 Константа температури газу, °С | | | |
| 1.19 Константа густини газу, кг/м ³ (при автоматичному вимірюванні густини) | | | |

Продовження Таблиці 4.3

| Найменування інформації | Введено в пам'ять | | |
|--|-------------------|--------|--------|
| | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
| 2 Для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-1 | | | |
| 2.1 Внутрішній діаметр ВТП при $t = 20$ °С, мм | | | |
| 2.2 Величина шорсткості стінок ВТП, мм | | | |
| 2.3 Коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу ВТП ($\times 10^{-4}$) | | | |
| 2.4 Постійні коефіцієнти температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу ВТП (при обчисленнях за формулами ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2 і ГОСТ 8.586.5): | a 0 | | |
| | a 1 | | |
| | a 2 | | |
| 2.5 Діаметр отвору СУ (діафрагми) при $t = 20$ °С, мм | | | |
| 2.6 Коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу СУ ($\times 10^{-4}$) | | | |
| 2.7 Постійні коефіцієнти температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу СУ (при обчисленнях за формулами ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2 і ГОСТ 8.586.5): | a 0 | | |
| | a 1 | | |
| | a 2 | | |
| 2.8. Спосіб відбору диференційного тиску (перепаду тиску) газу на СУ (фланцевий, кутовий) | | | |
| 2.9 Поперечний розмір ОНТ при $t = 20$ °С, мм | | | |
| 2.10 Калібрувальний коефіцієнт ОНТ | | | |
| 2.11 Диференційний тиск газу, при якому і нижче якого не проводиться обчислення витрати і обсягу газу (значення відсічення), кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.12 Диференційний тиск газу, при якому виконується перемикання перетворювачів диференційного тиску, кПа (кгс/м ²) (якщо в складі Комплексу два перетворювача) | | | |
| 2.13 Максимально допустимий Диференційний тиск газу, кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.14 Верхня границя вимірювань першого перетворювача диференційного тиску (ΔP_H), кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.15 Нижня границя вимірювань першого перетворювача диференційного тиску (ΔP_H), кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.16 Верхня границя вимірювань другого перетворювача диференційного тиску (ΔP_L), кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.17 Нижня границя вимірювань другого перетворювача диференційного тиску (ΔP_L), кПа (кгс/м ²) | | | |
| 2.18 Константа диференційного тиску газу, кПа (кгс/м ²) | | | |

Продовження Таблиці 4.3

| Найменування інформації | Введено в пам'ять | | |
|---|-------------------|--------|--------|
| | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
| 3 Для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4, | | | |
| 3.1 Максимально допустима витрата газу через лічильник (витратомір), м ³ /год | | | |
| 3.2 Мінімальна витрата газу, при якій і нижче якої лічильник (витратомір) не формує вихідний сигнал, м ³ /год | | | |
| 3.3 Верхня границя вимірювань витрати газу за робочих умов, м ³ /год | | | |
| 3.4 Кількість імпульсів у вихідному сигналі лічильника, спільно з яким працює Комплекс, на 1 м ³ газу, що пройшов через лічильник, імпульс /м ³ | | | |
| 3.5 Константа витрати газу, м ³ /год | | | |

5 КОМПЛЕКТНІСТЬ

5.1 У комплект поставки Комплексу входять:

- 1) **Обчислювач ВР- 2** зав. № - шт. ;
 2) **Обчислювач ПК-В** (виконання _____), зав. № - шт. ;
 (основні дані обчислювача наведені в таблиці 5.1)

Таблиця 5.1

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|--|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Верхня границя діапазону вимірюваного диференційного тиску, кПа (кгс/м ²) | | | |
| 4 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференційного тиску для першого діапазону вимірювання, кПа (кгс/м ²) | | | |
| 5 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференційного тиску для другого діапазону вимірювання, кПа (кгс/м ²) | | | |
| 6 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваного диференційного тиску, кПа (кгс/м ²) | | | |
| 7 Максимально допустима похибка (МДП) при встановленій верхній границі першого діапазону вимірювань диференційного тиску, % | | | |
| 8 Максимально допустима похибка (МДП) при встановленій верхній границі другого діапазону вимірювань диференційного тиску, % | | | |
| 9 Вид вимірюваного тиску (абсолютний, надлишковий) | | | |
| 10 Верхня границя діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 11 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 12 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см ²) | | | |
| 13 Максимально допустима похибка (МДП) при встановлених границях діапазону вимірювань тиску, % | | | |
| 14 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної температури, °С | | | |
| 15 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваної температури, °С | | | |
| 16 Максимально допустима похибка (МДП) при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), °С | | | |
| 17 Максимально допустима похибка (МДП) при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} , % | | | |
| 18 Максимально допустима похибка (МДП) при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$, % | | | |
| 19 Максимально допустима похибка (МДП) при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$, % | | | |

Примітка :

- Для комплексів вимірювальних позицій ФЛОУТЕК-ТМ-2 з ПК-В заповнюється тільки ВТП №1
- Вимірювальні перетворювачі диференційного тиску з діапазоном вимірювання до $0,001\Delta P_{\max}$ поставляються за спеціальним замовленням.

3) Перетворювач диференційного тиску вимірювальний - шт . ;
(Основні дані перетворювача наведені в таблиці 5.2).

Таблиця 5.2

| Найменування параметра | ВТП №1 | | ВТП №2 | | ВТП №3 | |
|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| | ΔP_H (Q_{\max}) | ΔP_L (Q_{\min}) | ΔP_H (Q_{\max}) | ΔP_L (Q_{\min}) | ΔP_H (Q_{\max}) | ΔP_L (Q_{\min}) |
| 1 Модель (тип) | | | | | | |
| 2 Заводський номер | | | | | | |
| 3 Вид вихідного сигналу | | | | | | |
| 4 Верхня межа діапазону вимірюваного диференційного тиску, кПа ($\text{кгс}/\text{м}^2$) | | | | | | |
| 5 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференційного тиску, кПа ($\text{кгс}/\text{м}^2$) | | | | | | |
| 6 Максимально допустима похибка (МДП) при встановленій верхній границі діапазону вимірювань диференційного тиску, % | | | | | | |

4) Перетворювач тиску вимірювальний - шт . ;
(основні дані перетворювача наведені в таблиці 5.3).

Таблиця 5.3

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|--|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Вид вимірюваного тиску (абсолютний, надлишковий) | | | |
| 4 Вид вихідного сигналу | | | |
| 5 Верхня межа діапазону вимірюваного тиску, $\text{кгс}/\text{см}^2$ (МПа) | | | |
| 6 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа ($\text{кгс}/\text{см}^2$) | | | |
| 7 Максимально допустима похибка (МДП) при встановленій верхній границі діапазону вимірювань тиску, % | | | |

5) Перетворювач температури вимірювальний - шт . ;
(основні дані перетворювача наведені в таблиці 5.4)

Таблиця 5.4

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|---|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Вид вихідного сигналу | | | |
| 4 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної температури, $^{\circ}\text{C}$ | | | |
| 5 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваної температури, $^{\circ}\text{C}$ | | | |
| 6 Максимально допустима похибка (МДП) при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), $^{\circ}\text{C}$ | | | |

6) **Термоперетворювач опору** - шт. ;
(основні дані термоперетворювача наведені в таблиці 5.5)

Таблиця 5.5

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|-----------------------------------|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Клас точності | | | |
| 4 Довжина занурюваної частини, мм | | | |

7) **Перетворювач густини вимірювальний** - шт. ;
(основні дані перетворювача наведені в таблиці 5.6)

Таблиця 5.6

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|---|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Верхня границя діапазону вимірюваної густини, кг/м ³ | | | |
| 4 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної густини, кг/м ³ | | | |
| 5 Нижня границя діапазону вимірюваної густини, кг/м ³ | | | |
| 6 Встановлене значення внизу діапазону вимірюваної густини, кг/м ³ | | | |
| 7 Максимально допустима похибка (МДП) при установлених границях діапазону вимірювань густини, кг/м ³ | | | |

8) **Лічильник - витратомір** - шт. ;
(основні дані лічильника або витратоміра-лічильника наведені в таблиці 5.7)

Таблиця 5.7

| Найменування параметру | ВТП №1 | ВТП №2 | ВТП №3 |
|--|--------|--------|--------|
| 1 Модель (тип) | | | |
| 2 Заводський номер | | | |
| 3 Вид вихідного сигналу (кодовий або дискретний сигнал "сухий контакт", потенційний сигнал) | | | |
| 4 Верхня границя діапазону вимірювання витрати, м ³ / год | | | |
| 5 Нижня границя діапазону вимірювання витрати, м ³ / год | | | |
| 6 Максимально допустима похибка (МДП) вимірювання витрати, % | | | |
| 7 Коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника (витратоміра) на 1 м ³ (1т) вимірюваного середовища лічильником (витратоміром): імпульс / м ³ (імпульс / т) | | | |
| 8 Діаметр трубопроводу, мм | | | |

- 9) Перетворювач інтерфейсів RS232/BELL202 (зав. № _____) - шт.;
- 10) Перетворювач інтерфейсів RS232/RS485 (зав. № _____) - шт.;
- 11) Пристрій сполучення комплексів «УСК» (зав. № _____) - шт.;
- 12) Бар'єр іскробезпечний БІ - 2 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 13) Бар'єр іскробезпечний БІ - 3 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 14) Бар'єр іскробезпечний БІ - 4 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 15) Бар'єр іскробезпечний БІ - 7 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 16) Джерело живлення _____ (зав. № _____) - шт.;
- 17) ЕОМ переносна моделі _____ (зав. № _____) - шт.;
- 18) Комплект експлуатаційних документів - 1 компл. *

Примітки :

*- В комплект експлуатаційних документів входять:

- Комплекси вимірювальні "ФЛОУТЕК - ТМ". Настанова з експлуатації АЧСА.421443.001-01 НЕ (на оптичному носії);
- Програмне забезпечення комплексу вимірювального "ФЛОУТЕК - ТМ". Настанова оператора АЧСА.00001 - 01 34 01 (на оптичному носії);
- Паспорт або паспорт - етикетка технічних засобів поз. 1 – 16 цього розділу, що входять до складу Комплексу.

6 СВИДОЦТВО ПРО ПРИЙМАННЯ

6.1 Комплекс вимірювальний «ФЛОУТЕК - ТМ - _____ - _____ - _____»
 АЧСА.421443.001, заводський номер Обчислювача _____, виготовлений і
 прийнятий відповідно до технічної документації і визнаний **придатним** до експлуатації.

Границі основної похибки для 1-го трубопроводу (ВТП № 1) :

- зведеної похибки при перетвореннях:
 - абсолютного (надлишкового) тиску \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури \pm _____ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Границі основної похибки для 2-го трубопроводу (ВТП № 2) :

- зведеної похибки при перетвореннях:
 - абсолютного (надлишкового) тиску \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури \pm _____ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Границі основної похибки для 3-го трубопроводу (ВТП № 3) :

- зведеної похибки при перетвореннях:
 - абсолютного (надлишкового) тиску \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - диференційного тиску в діапазоні _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури \pm _____ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в діапазоні зміни диференційного тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Представник ВТК _____

(ПІБ)

(підпис)

(дата)

М. П.

7 ТЕРМІНИ СЛУЖБИ І ЗБЕРІГАННЯ. ГАРАНТІЇ ПОСТАЧАЛЬНИКА

7.1 Середній повний термін служби Комплексу – **не менше 10 років**.

7.2 Підприємство-виробник гарантує відповідність Комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ» конструкторської документації АЧСА.421443.001.

7.3 Гарантійний термін зберігання - 6 місяців з моменту виготовлення.

Гарантійний термін експлуатації - 18 місяців з моменту введення в експлуатацію.

В період гарантійного терміну підприємство-виробник приймає на себе зобов'язання щодо забезпечення безкоштовного ремонту і заміну пошкоджених елементів при дотриманні користувачем умови транспортування, зберігання, монтажу та експлуатації.

7.4 Якщо Комплекс не був введений в експлуатацію до закінчення гарантійного терміну зберігання, початком гарантійного терміну експлуатації вважається момент закінчення гарантійного терміну зберігання.

7.5 Підприємство-виробник залишає за собою право відмови від безкоштовного гарантійного ремонту в разі недотримання користувачем викладених нижче умов гарантії.

7.5.1 Комплекс «ФЛОУТЕК-ТМ» знімається з гарантії в наступних випадках:

а) порушення правил експлуатації комплексу викладених в цьому документі;
б) сторонні втручання або явної спроби ремонту комплексу неуповноваженими організаціями (особами);

в) несанкціоновані зміни конструкції або схеми комплексу.

7.5.2 Гарантія не поширюється в разі:

а) механічних пошкоджень і пошкоджень в результаті транспортування;
б) пошкодження, викликані потраплянням всередину пристроїв, що входять до складу комплексу сторонніх предметів, речовин, рідин;

в) пошкодження, викликані стихією, пожежею, зовнішнім впливом, випадковими зовнішніми факторами (стрибок напруги в електричній мережі вище норми, гроза та ін.), неправильним підключенням;

г) пошкодження, викликані невідповідністю параметрів живлення, телекомунікаційних і кабельних мереж Державним стандартам, дією інших зовнішніх факторів;

д) відсутність захисного заземлення устаткування під час експлуатації;

е) порушення пломб підприємства-виробника та інших пошкоджень, які виникли не з вини виробника.

7.6 При виникненні несправностей під час гарантійного терміну, слід звертатися до авторизованого сервісного центру підприємства-виробника **ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»**.

Реквізити авторизованого сервісного центру ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ» в Україні:

08138, Київська обл., Софіївська Борщагівка, вул. Мала Кільцева, 8.

Тел. +38(044) 492-76-21, 334-73-03

Поштова адреса: **Авторизований сервісний центр ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»**

08138, Київська обл.,

Софіївська Борщагівка, 1, вул. Миру, 27

E-mail: dpugt@dgt.com.ua

Web: www.dgt.com.ua

При цьому повинна бути збережена цілісність Комплексу і не порушене пломбування приладів, що вийшли з ладу.

7.7 В післягарантійний період експлуатації сервісне обслуговування і ремонт Комплексу (його складових пристроїв) виконуються ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ» за окремим договором.

8 ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІРКУ КОМПЛЕКСУ

8.1 Відомості про повірку Комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ- _____ - _____ - _____ » заводський номер _____ наводять у таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 - Відомості про повірку Комплексу

| Дата | Вид повірки | Відмітка про відповідність | Прізвище, ім'я по батькові державного повірника | Підпис | Примітка |
|------|-------------|----------------------------|---|--------|----------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | | |

ОПИС ЖУРНАЛІВ ПОДІЙ

1. Журнал годинних даних

Містить дані за два останні місяці по кожному трубопроводу. Два останні місяці - це змінний період тривалістю від 1416 до 1488 годин залежно від поточного місяця.

Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР - день, місяць, рік) та час (ГГ:ХХ:СС - година, хвилина, секунда) початку періоду накопичення;
- середні за годину значення первинних параметрів: абсолютного тиску, перепаду тиску (тільки для методу ЗПТ - змінного перепаду тиску), температури та густини газу (останнє - за наявності приладів автоматичного визначення густини);
- накопичений за годину об'єм газу за робочих умов, що надійшов від лічильника (тільки для коректорів);
- розраховане за годину значення об'єму газу за стандартних умов.

2. Журнал добових даних

Містить дані за шість останніх місяців по кожному трубопроводу. Шість останніх місяців - це змінний період тривалістю від 181 до 184 діб залежно від поточного місяця.

Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС);
- середні за добу значення первинних параметрів: абсолютного тиску, перепаду тиску (тільки для методу ЗПТ), температури та густини газу (останнє - за наявності приладів автоматичного визначення густини);
- накопичений за добу об'єм газу за робочих умов, що надійшов від лічильника (тільки для коректорів);
- накопичений за добу об'єм газу за робочих умов, що надійшов від лічильника під час аварійних ситуацій (тільки для коректорів);
- розраховане за добу значення об'єму газу за стандартних умов;
- розраховане за добу під час аварійних ситуацій значення об'єму газу за стандартних умов;
- показники лічильника газу на кінець доби (тільки для коректорів);
- сумарна тривалість аварійних ситуацій за добу;
- сумарна тривалість за добу ситуацій " $P < P_{min}$ ", " $T > T_{max}$ " (тільки для коректорів);
- сумарна тривалість за добу ситуацій " $P < P_{min}$ ", " $T > T_{max}$ ", " $DP < DP_{min}$ " (тільки для методу ЗПТ);
- сумарна кількість аварійних ситуацій за добу.

3. Журнал періодичних даних

Містить 3600 записів по кожному трубопроводу. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС) початку періоду накопичення;
- середні за обраний період значення первинних параметрів: абсолютного тиску, перепаду тиску (тільки для методу ЗПТ), температури та густини газу (останнє - за наявності приладів автоматичного визначення густини);
- накопичений за обраний період об'єм газу за робочих умов, що надійшов від лічильника (тільки для коректорів);
- розраховане за обраний період значення об'єму газу за стандартних умов.

4. Журнал циклових даних

Містить щосекундні дані за два останні місяці по кожному трубопроводу. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС) ;

- значення первинних параметрів: абсолютного тиску, перепаду тиску (тільки для методу ЗПТ), температури та густини газу (останнє - за наявності приладів автоматичного визначення густини);
- приріст об'єму газу за робочих умов, що надійшов від лічильника (тільки для коректорів);
- розраховане значення приросту об'єму газу за стандартних умов
- витрата за робочих умов (тільки для коректорів);
- витрата за стандартних умов;
- значення CO₂, N₂, густини;
- поточні ознаки стану обчислювача.

5. Журнал безпеки

Містить 1200 записів. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС) початку події та її закінчення;
- тип події (у тому числі факт доступу до обчислювача, спрацювання захисного перемикача та інше);
- ідентифікація особи, яка причинила подію

6. Журнал втручань

Містить 1000 записів по кожному трубопроводу. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС);
- код зміненого параметра;
- старе значення параметра;
- нове значення параметра.

До втручань відносять будь-які зміни параметрів, спричинені втручанням в роботу обчислювача.

7. Журнал позаштатних ситуацій

Містить 1000 записів по кожному трубопроводу. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС) початку події та її закінчення;
- код ситуації, що сталася;
- поля даних, якщо вони потрібні для уточнення позаштатної ситуації;
- об'єм газу за стандартних умов з початку контрактної доби на момент фіксування позаштатної ситуації.

До позаштатних ситуацій відносяться аварії, попередження та інші ситуації, коли обчислювач працює з відхиленням від штатного режиму

8. Журнал аварійних ситуацій

Містить 1200 записів по кожному трубопроводу. Склад журналу:

- дата (ДД/ММ/РР) та час (ГГ:ХХ:СС) початку ситуації та її закінчення;
- код ситуації, що сталася;
- тривалість аварійної ситуації;
- об'єм газу за робочих умов, що надійшов від лічильника протягом часу тривалості аварійної ситуації (тільки для коректорів);
- розраховане значення об'єму газу за стандартних умов протягом часу тривалості аварійної ситуації;
- перелік та значення параметрів, що використовувалися як умовно постійні протягом часу тривалості аварійної ситуації

До аварійних ситуацій обчислювача належать ситуації, за якими:

- поточні значення вимірюваних величин, що вийшли за границі діапазонів з нормованими похибками;

- робота обчислювача за межами діапазону, в якому дозволене застосування алгоритму обчислень (за температурою, абсолютним тиском, числом Рейнольдса, хімічним складом природного газу, густиною, вищою теплотою згоряння тощо);

- відсутнє електричне живлення;

- поточні значення вимірюваних величин замінено на константи.

У період з початку та до закінчення аварійної ситуації (далі - подія) заповнення баз даних обліку природного газу виконується автоматично.

Заповнення баз даних здійснюється за останніми до події значеннями параметрів природного газу відповідно:

до основної бази даних, якщо тривалість події не перевищує 60 с;

до основної бази даних та до додаткової бази даних для аварійних ситуацій, якщо тривалість події перевищує 60 с.

У разі заміни поточних значень вимірюваних величин на константи (яку здійснюють, наприклад, під час спільних перевірок технічного стану комерційних вузлів обліку газу) результатів вимірювань накопичуються в основній базі даних.

Аварійною ситуацією вважається сукупність аварійних ознак. Повний перелік ознак аварійних ситуацій наведений в таблиці 1.

Таблиця 1. Перелік ознак аварійних ситуацій

| Індекс біта в масиві | Назва ознаки |
|----------------------|---|
| 0 | Немає живлення |
| 1 | Несправне вимірювання (АЦП) |
| 2 | Немає зв'язку з перетворювачем DP |
| 3 | Нештатна одиниця DP |
| 4 | DP має значення NaN |
| 5 | $DP > DP_{\text{максм}}$ |
| 6 | $DP < DP_{\text{мінм}}$ |
| 7 | Немає зв'язку з перетворювачем P |
| 8 | Нештатна одиниця P |
| 9 | P має значення NaN |
| 10 | $P > P_{\text{максм}}$ |
| 11 | $P < P_{\text{мінм}}$ |
| 12 | Немає зв'язку з перетворювачем T |
| 13 | Нештатна одиниця T |
| 14 | T має значення NaN |
| 15 | $T > T_{\text{максм}}$ |
| 16 | $T < T_{\text{мінм}}$ |
| 17 | Немає зв'язку з перетворювачем De |
| 18 | Нештатна одиниця De |
| 19 | De має значення NaN |
| 20 | $De > De_{\text{максм}}$ |
| 21 | $De < De_{\text{мінм}}$ |
| 22 | Немає зв'язку з перетворювачем Pe |
| 23 | Резерв |
| 24 | Резерв |
| 25 | $Pe > Pe_{\text{максм}}$ |
| 26 | $Pe < Pe_{\text{мінм}}$ |
| 27 | « $DP > DP_{\text{макс}}$ », якщо метод вимірювань «Змінний перепад» « $Q_{\text{ос}} > Q_{\text{тахл}}$ », якщо метод вимірювань «Лічильник» |
| 28 | « $DP_{\text{отс}} < DP < DP_{\text{мін}}$ », якщо метод вимірювань «Змінний перепад» « $Q_{\text{стоп}} < Q_{\text{ос}} < Q_{\text{мінл}}$ », якщо метод вимірювань «Лічильник» |

| | |
|----|--|
| 29 | «DP <= DPотс», якщо метод вимірювань «Змінний перепад» |
| | «Qос <= Qстоп», якщо метод вимірювань «Лічильник» |
| 30 | $P > P_{\max}$ |
| 31 | $P < P_{\min}$ |
| 32 | $T > T_{\max}$ |
| 33 | $T < T_{\min}$ |
| 34 | $D_e > D_{e\max}$ |
| 35 | $D_e < D_{e\min}$ |
| 36 | $P_e > P_{e\max}$ |
| 37 | $P_e < P_{e\min}$ |
| 38 | «Ділення на нуль» або «Витрата має значення NaN» |
| 39 | $K_{ст} \leq 0$ |
| 40 | $DP/P > DP/P_{\max\text{МВВ}}$ |
| 41 | $Re > Re_{\max\text{МВВ}}$ |
| 42 | $Re < Re_{\min\text{МВВ}}$ |
| 43 | Порушено умови розрахунку |
| 44 | $P_{абс} > P_{\max\text{МВВ}}$ |
| 45 | $P_{абс} < P_{\min\text{МВВ}}$ |
| 46 | $T > T_{\max\text{МВВ}}$ |
| 47 | $T < T_{\min\text{МВВ}}$ |
| 48 | $H_{cv} > H_{cv\max\text{МВВ}}$ |
| 49 | $H_{cv} < H_{cv\min\text{МВВ}}$ |
| 50 | $V_i \leq V_{i\min\text{МВВ}}$ |
| 51 | «DP на несанкц. константі», якщо метод вимірювань «Змінний перепад» |
| | «Qос на несанкц. константі» - інакше |
| 52 | P на несанкц. константі |
| 53 | T на несанкц. константі |
| 54 | D _e на несанкц. константі |
| 55 | $P_{над} > 0.005 \text{ МПа}$ |
| 56 | $Q_{ос} > 65 \text{ м}^3/\text{ч}$ |
| 57 | Несправне вимірювання (HART) |
| 58 | Інтерпретація залежить від методу вимірювань: <ul style="list-style-type: none"> • Якщо змінний перепад, то це «DP на константі» • Інакше це - «Qос на константі». |
| 59 | P на константі |
| 60 | T на константі |
| 61 | D _e на константі |
| 62 | Немає зв'язку з УЗЛ |

Таблиця 2. Перелік програмних лічильників, в яких накопичуються та зберігаються результати обчислень і перетворень

1. Об'єм газу з початку години, перетворений до стандартних умов.
2. Об'єм газу за робочих умов, накопичений з початку доби (тільки для коректорів).
3. Об'єм газу за робочих умов, накопичений з початку доби в аварійних ситуаціях (тільки для коректорів).
4. Об'єм газу з початку доби, перетворений до стандартних умов.
5. Об'єм газу з початку доби, перетворений до стандартних умов в аварійних ситуаціях.
6. Показники лічильника (тільки для коректорів).
7. Об'єм газу з початку спостережень, перетворений до стандартних умов.

ЛИСТ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

| Змін. | Номери аркушів (сторінок) | | | | Всього аркушів (сторінок) в докум. | Номер доку-менту | Вхідний номер супровідного документу і дата | Підпис | Дата |
|-------|---------------------------|------------|-------|-----------|------------------------------------|------------------|---|--------|------|
| | Зміне-них | Замі-нених | Нових | Вилучених | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |