

**ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»**



**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНИЙ  
«ФЛОУТЕК - ТМ»**

**Паспорт**

**АЧСА.421443.001-01 ПС**

**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";

$\Delta P_H$ ,  $\Delta P_L$  - технологічні параметри "Диференціальний тиск при максимальній витраті газу" і "Диференціальне 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 (коректора): \_\_\_\_\_

2.3 Дата випуску: «\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_ р.

2.4 Діапазон перетворень тиску:

2.5.1 Для ВТП № 1 від **0** до \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Вид тиску (потрібне підкреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.5.2 Для ВТП № 2 від **0** до \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Вид тиску (потрібне підкреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.5.3 Для ВТП № 3 від **0** до \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Вид тиску (потрібне підкреслити): **абсолютний надлишковий.**

2.5 Діапазон перетворень диференціального тиску:

2.6.1 Для ВТП № 1 від **0** до \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>).

2.6.2 Для ВТП № 2 від **0** до \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>).

2.6.3 Для ВТП № 3 від **0** до \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>).

2.6 Діапазон перетворень температури:

2.7.1 Для ВТП № 1 від мінус \_\_\_\_\_ до плюс \_\_\_\_\_ °С.

2.7.2 Для ВТП № 2 від мінус \_\_\_\_\_ до плюс \_\_\_\_\_ °С.

2.7.3 Для ВТП № 3 від мінус \_\_\_\_\_ до плюс \_\_\_\_\_ °С.

2.7 Підприємство-виробник:

**ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ».**

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

тел/факс (044) 492-76-21.

Поштова адреса: 04128, м. Київ, а/с 138.

E-mail: [dpugt@dgt.com.ua](mailto:dpugt@dgt.com.ua)

Web: [www.dgt.com.ua](http://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;

- **спільну роботу** з лічильниками, лічильниками-витратомірами і масовими витратомірами газу, в тому числі ротаційними і турбінними газовими лічильниками (далі - лічильники), витратомірами газу, в тому числі коріюлісовими, турбінними, 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 60 °С і відносної вологості до 95%;

е) 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 **1ExibІІВТЗ Х**, і **можуть встановлюватися у вибухонебезпечних зонах**.

3.1.5 Комплекс має дві основні модифікації.

Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1 використовується для вимірювання витрати та об'єму газу **в складі з обчислювачем** об'ємної і масової витрати **ВР-2** (далі - обчислювач).

Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2 використовується для вимірювання витрати та об'єму (маси) газу **в складі з перетворювачем-коректором-обчислювачем ПК-В** (далі – коректор. перетворювач-коректор).

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

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

- **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:

- модифікація в складі з обчислювачем «ВР-2»: реалізують перетворення та/або обчислення об'єму одночасно декількох каналів вимірювання (сумарно не більше трьох) з застосуванням виконання 1 та/або виконання 2 або будь-яких їх комбінацій;

- модифікація в складі з обчислювачем «ПК-В»: реалізують перетворення та/або обчислення об'єму з застосуванням виконання 1 або виконання 2 одночасно тільки для одного каналу вимірювання.

Склад перетворювачів коректора визначається модифікацією 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** класів 1 і 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 60 °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 (виконання 1). 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 (TZ – 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, диференціального тиску за заданий оперативний інтервал за годинний інтервал

- і за контрактну добу;

- передачу інформації на верхній рівень по каналу зв'язку з послідовним інтерфейсом 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 ;

- виведення на друк (на вимогу користувача) добових і місячних звітів;

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

3.2.1.1 Облік тривалості аварійних ситуацій ведеться згідно з «Правилами обліку газу»

**по п'яти групам:**

- вимірювальні аварійні ситуації;

- методичні аварійні ситуації;

- ситуації, при яких поточні значення вимірюваних величин замінені на константи без узгодження з іншою стороною договору на поставку газу (далі - **несанкціонований перехід на константи**);

- вимірювальні перетворювачі Комплексу працюють при значеннях диференціального тиску (перепаду тиску) і / або абсолютного (надмірного) тиску нижче нижньої границі вимірювань (НМВ);

- при відсутності напруги електричного живлення Комплексу.

Для версії ПЗ «Продавець» облік тривалості аварійних ситуацій не ведеться.

3.2.2 Комплекс забезпечує введення в пам'ять обчислювача (коректора):

- 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.

3.2.3 Комплекс забезпечує:

- введення в пам'ять обчислювача (коректора), виведення на індикацію та коригування даних;

- введення в пам'ять даних для формування перетворювачем добового або місячного звіту;

- управління процесом роздрукування добового або місячного звіту.

3.2.4 Калібрування вимірювальних перетворювачів з кодovими вихідними сигналами виконується окремо від обчислювача і коректора.

**Початкове калібрування перетворювачів** виконує підприємство - виробник при випуску Комплексу з виробництва.

3.2.5 При використанні ЕОМ Комплекс забезпечує:

- введення в пам'ять обчислювача (коректора), 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, протоколу внесення змін до пам'ять обчислювача (коректора) і протоколу реєстрації аварійних і позаштатних ситуацій.

3.2.6 Комплекс забезпечує виведення на **цифровий показуючий пристрій** обчислювача (коректора) інформації перелік якої наведено в паспорті обчислювача (коректора).

### 3.3 Основні характеристики

3.3.1 Комплекси забезпечують введення в пам'ять Обчислювача і Коректора 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 трубці;
- 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 число-імпульсних сигналів, що надходять від лічильників та витратомірів, повинні відповідати:

- імпульсний сигнал лічильників типу «сухий контакт», «відкритий колектор» або «NAMUR»;
- низькочастотного сигналу (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 комується 12 В; струм короткого замикання  $\leq 10$  мА);
- високочастотного сигналу (максимальна частота не повинна перевищувати 5 кГц за об'ємної витрати  $Q_{max}$ , що відповідає верхній границі вимірювання лічильника в фактичних умовах).

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, NX19 мод., SGERG-88, AGA8.**

- обчислення середніх значень диференціального 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 Коректор або температурний Коректор із зовнішнім джерелом електроживлення - **1 с**;

- комплекс, що використовує Коректор або температурний Коректор 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 Коректор з резервним 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 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.

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 Комплексу 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 меж вимірювання застосованих вимірювальних перетворювачів тиску (згідно до замовлення) в діапазонах:

- від **100 кПа** до **10 МПа** - для **абсолютного** тиску;
- від **6,0 кПа** до **25 МПа** - для **надлишкового** тиску;
- від **1,0** до **250 кПа** - для **диференціального** тиску;

Границі допустимої основної зведеної похибки при вимірах абсолютного, надлишкового і диференціального 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 диференціального тиску забезпечується динамічна зміна верхньої границі



вимірювань в залежності від поточного значення диференціального тиску з почергової 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 диференціального 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 диференціального 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-П.

3.3.6 Діапазон вимірювань температури газу встановлюється (згідно із замовленням) - **від мінус 40 до 120 °С** з різницею між границями вимірювань 100 °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 Абсолютна похибка Комплексу при вимірах густини складає  $\pm 0,003$  кг/м<sup>3</sup>.

3.3.8 Допустима відносна похибка лічильників і витратомірів, що входять до складу Комплексу, складає :

- лічильників -  $\pm 0,5$  і/чи  $\pm 1,0\%$  ;
- витратомірів -  $\pm 0,15$ ,  $\pm 0,25$  і/чи  $\pm 0,5\%$  .

3.3.9 Типови значення **максимальної допустимої** відносної похибки Комплексу при вимірах витрати і об'єму газу за допомогою лічильника або витратоміра (МДП комплексів **виконання 2**) в складі з перетворювачами та/або ЗВТ тиску, диференційного тиску та температури, при перетворенні об'єму газу, виміряного підключеним лічильником, наведено в Таблиці 3.1.

**Таблиця 3.1** – МДП перетворення об'єму, виміряного лічильниками газу

Індикація або складова	Номінальні робочі умови		
	0,25	0,35	0,45
МДП для PTZ перетворення, $d_C$ (%)	<b>0,25</b>	<b>0,35</b>	<b>0,45</b>
Перетворення/обчислення, $d_f$ (%)	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>
Перетворення/вимірювання температури, $\Delta_T$ (°С)	<b>0,1</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>
Перетворення/вимірювання тиску, $\gamma_p$ (%)	<b>0,075</b>	<b>0,075</b>	<b>0,1</b>
МДП для T перетворення (значення тиску встановлене як постійна величини), $d_C$ (%)	<b>0,1</b>	<b>0,15</b>	<b>0,25</b>

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

$$|d_C| = |d_f| + |d_p| + |d_T| \leq \text{МДП},$$

де  $\delta_f$  – МДП комплексів при обчисленнях та перетворенні об'єму газу;  $\delta_p$  – МДП перетворення та/або вимірювання тиску;  $\delta_T$  – МДП перетворення та/або вимірювання температури.

3.3.10 **Максимально допустимі** відносні похибки Комплексів при вимірах витрати і обсягу газу  $d_C$  (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  $d_C$  збільшуються на 0,1%.

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

Назва характеристики	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
$\gamma_P$ , %	0,075	0,10	0,075	0,10	0,075	0,10
$\delta_C$ , %	0,30	0,35	0,50	0,55	1,75	1,80

**Примітки**

1. Для вимірювальних перетворювачів диференціального 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 диференціального 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.  $\gamma_{\Delta P}$ ,  $\gamma_P$  - Границі допустимої приведені похибки вимірювальних перетворювачів диференціального і абсолютного (надлишкового) тиску, % .

3.3.11 МДП  $d_C$  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 вимірюванні часу складає  $\pm 5 \text{ с}$  за **24 ч** .

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, коректор, а також вимірювальні перетворювачі Комплексу мають рівень вибухозахисту "Вибухобезпечне електрообладнання" і можуть використовуватися у вибухонебезпечних зонах відповідно з маркуванням **1ExibПВТЗ Х** по ДСТУ 7113:2009.

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 коректора - **не нижче IP64;**

- корпус обчислювача, вимірювальних перетворювачів абсолютного, надлишкового і диференціального тиску, ТС, вимірювальних перетворювачів температури і щільності - **не нижче IP54 ;**

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

3.3.16 Електричне живлення Комплексу здійснюється від мережі змінного струму частотою від **45 до 65 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 **12 до 33 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 коректор типу ПК-В3 з автономним електроживленням, здійснюється від двох літєвих батарей, встановлених в корпусі коректора 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 роздрукування 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, що використовує коректор типу ПК-В3 з автономним електроживленням, не перевищує **50 мВт**.

3.3.19 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.

**Таблиця 3.5 - Перелік основних модифікацій Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ (за умов використання Обчислювача ВР-2 або Коректорів ПК-В)**

Умовне позначення типу витратомірного пристрою	Перелік основних модифікацій Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ залежно від типу вимірювальних Обчислювачів (Перетворювачів-Коректорів)			
	ВР-2	ПК-В2	ПК-В1	ПК-В3
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-2-3-6 ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т
4 (РМ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4	-

де: - СУ - звужуючий пристрій;  
 ОНТ - осереднююча напірна трубка;  
 СЧ - лічильник газу;  
 РМ - витратомір.

3.3.21 Позначення модифікацій Комплексів формується відповідно до схеми:

**ФЛОУТЕК-ТМ** –  – **XXX** – **YYY** – **T**

позначення типу комплексу «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;

умовне 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:

**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;

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

**4 ДАНІ ПРО КОНФІГУРУВАННЯ ОБЧИСЛЮВАЧІВ (КОРЕКТОРА)**

4.1 Перелік введеної в пам'ять обчислювача (коректора) 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 або витратоміра);

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

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

- п'ята, шоста, сьома і восьма цифри позначають тип перетворювача для вимірювання диференціального 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 (записи) параметрів і констант (Тільки для версії ПЗ «Покупець»)	
3 Контрактна година (час початку контрактної доби), г	
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 EOM	

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
<b>1 Для всіх модифікацій Комплексу</b>			
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 <sup>2</sup> )			
1.6 Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
1.7 Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
1.8 Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури, °С			
1.9 Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача температури, °С			
1.10 Атмосферний тиск, мм рт.ст. (кгс/см <sup>2</sup> , кПа)			
1.11 * Густина газу при стандартних умовах, кг/м <sup>3</sup> (При відсутності вимірювання густини)			
1.12 Максимально допустима густина газу в ВТП, кг/м <sup>3</sup> (При автоматичному вимірюванні густини)			
1.13 Нижня границя вимірювань вимірювального перетворювача густини, кг/м <sup>3</sup> (при автоматичному вимірюванні густини)			
1.14 Верхня границя вимірювань вимірювального перетворювача густини, кг/м <sup>3</sup> (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 <sup>2</sup> )			
1.18 Константа температури газу, °С			
1.19 Константа густини газу, кг/м <sup>3</sup> (при автоматичному вимірі густини)			

<b>2 Для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-2</b>			
2.1 Внутрішній діаметр ВТП при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 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 $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , 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):	$a_0$		
	$a_1$		
	$a_2$		
Найменування інформації	Введено в пам'ять		
	ВТП № 1	ВТП № 2	ВТП № 3
2.8. Спосіб відбору диференціального тиску (перепаду тиску) газу на СУ (фланцевий, кутовий)			
2.9 Поперечний розмір ОНТ при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , мм			
2.10 Калібрувальний коефіцієнт ОНТ			
2.11 Диференціальний тиск газу, при якому і нижче якого не проводиться обчислення витрат і обсягу газу (значення відсічення), кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.12 Диференціальний тиск газу, при якому виконується перемикання перетворювачів диференціального тиску, кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ ) (якщо в складі Комплексу два перетворювача)			
2.13 Максимально допустимий диференціальний тиск газу, кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.14 Нижня межа вимірювань першого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_H$ ), кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.15 Верхня межа вимірювань першого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_H$ ), кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.16 Нижня межа вимірювань другого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_L$ ), кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.17 Верхня межа вимірювань другого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_L$ ), кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			
2.18 Константа диференціального тиску газу, кПа ( $\text{кгс}/\text{м}^2$ )			

<b>3 Для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2</b>			
3.1 Максимально допустима витрата газу через лічильник (витратомір), м <sup>3</sup> /год			
3.2 Мінімальна витрата газу, при якій і нижче якої лічильник (витратомір) не формує вихідний сигнал, м <sup>3</sup> /год			
3.3 Верхня межа вимірювань витрати газу за робочих умов, м <sup>3</sup> /год			
3.4 Кількість імпульсів у вихідному сигналі лічильника, спільно з яким працює Комплекс, на 1 м <sup>3</sup> газу, що пройшов через лічильник, імпульс/м <sup>3</sup>			
3.5 Константа витрати газу, м <sup>3</sup> /год			



**5 КОМПЛЕКТНІСТЬ**

5.1 У комплект поставки Комплексу входять:

1) обчислювач об'ємної та масової витрати ВР-2, (зав. № ..... ) ..... шт . ;  
(зав. № ..... ) ..... шт . ;

2) перетворювач - коректор ПК - В \_\_\_\_\_ - ..... шт . ;

(основні дані перетворювача-коректора наведені в таблиці 5.1)

Таблиця 5.1

Найменування параметру	ВТП № 1	ВТП № 2	ВТП № 3
1 Модель (тип)			
2 Заводський номер			
3 Клас точності			
4 Верхня межа діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
5 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференціального тиску для першого діапазону вимірювання, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
6 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференціального тиску для другого діапазону вимірювання, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
7 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
8 Границі допустимої зведеної похибки при встановленій верхній границі першого діапазону вимірювань диференціального тиску, %			
9 Границі допустимої зведеної похибки при встановленій верхній границі другого діапазону вимірювань диференціального тиску, %			
10 Вид вимірюваного тиску (абсолютний, надлишковий)			
11 Верхня межа діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
12 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
13 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
14 Границі допустимої приведеної похибки при установлених межах діапазону вимірювань тиску, %			
15 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної температури, °С			
16 Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваної температури, °С			
17 Границі допустимої абсолютної похибки при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), °С			
18 Границі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до $\Delta P_{\max}$ , %			
19 Границі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ , %			

## Продовження Таблиці 5.1

Найменування параметру	ВТП № 1	ВТП № 2	ВТП № 3
20 Границі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ , %			
<b>Примітка :</b> 1. Для перетворювача-коректора позиції 3, 7, 8, 9 і 11 не заповнюються. 2. Вимірювальні перетворювачі диференціального тиску з діапазоном вимірювання до $0,001\Delta P_{\max}$ поставляються <b>по спеціальному замовленню</b> .			

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

Таблиця 5.2

Найменування параметра	ВТП № 1		ВТП № 2		ВТП № 3	
	$\Delta P_H$ ( $Q_{\max}$ )	$\Delta P_L$ ( $Q_{\min}$ )	$\Delta P_H$ ( $Q_{\max}$ )	$\Delta P_L$ ( $Q_{\min}$ )	$\Delta P_H$ ( $Q_{\max}$ )	$\Delta P_L$ ( $Q_{\min}$ )
1 Модель (тип)						
2 Заводський номер						
3 Вид вихідного сигналу						
4 Верхня границя діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа ( $\text{кгс/м}^2$ )						
5 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа ( $\text{кгс/м}^2$ )						
6 Границі допустимої приведеної похибки при встановленій верхній границі діапазону вимірювань диференціального 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, $\text{кгс/см}^2$ (МПа)			
6 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа ( $\text{кгс/см}^2$ )			
7 Границі допустимої зведеної похибки 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, °С			
5	Встановлене нижнє значення діапазону вимірюваної температури, °С			
6	Границі допустимої абсолютної похибки при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), °С			

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 <sup>3</sup>			
4 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
5 Нижня границя діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
6 Встановлене значення нижнього діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
7 Межі допустимої абсолютної похибки при установлених границях діапазону вимірювань густини, кг/м <sup>3</sup>			

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 межа діапазону вимірювання витрати, м <sup>3</sup> / год			
5 Нижня межа діапазону вимірювання витрати, м <sup>3</sup> / год			
6 Границі допустимої відносної (наведеної) похибки вимірювання витрати, %			
7 Коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника (витратоміра) на 1 м <sup>3</sup> газу, що пройшов через лічильник (витратомір), імпульс/м <sup>3</sup>			
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) комплект феритових фільтрів \_\_\_\_\_ ..... - ..... шт.\*
- 18) ЕОМ переносна моделі \_\_\_\_\_ (зав. № \_\_\_\_\_) ..... - ..... шт.;
- 19) комплект експлуатаційних документів ..... - 1 компл.\*\*

**Примітки :**

\* - кількість феритів у складі комплекту фільтрів визначається в залежності від комплектності комплексу, відповідно до схеми електричної з'єднань.

\*\* - поставляється по окремому замовленню.

\*\*\*- В комплект експлуатаційних документів входять:

- Комплекс вимірювальний "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 по поз. 1 - 16 цього розділу, що входять до складу Комплексу.

**6 СВДОЦТВО ПРО ПРИЙМАННЯ**

**6.1 Комплекс вимірювальний «ФЛОУТЕК - ТМ - \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_ - \_\_\_\_\_»**  
 АЧСА.421443.001, заводський номер обчислювача (коректора) \_\_\_\_\_,  
 виготовлений і прийнятий відповідно до технічних умов ТУ У 33.3-22192141-003-2001 і  
 визнаний **придатним** для експлуатації.

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

- зведеної похибки при перетвореннях:
  - абсолютного (надлишкового) тиску - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс / м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс / м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури - ± \_\_\_\_\_ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,1ΔP<sub>max</sub> до ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %;
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,01ΔP<sub>max</sub> до 0,1ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,001ΔP<sub>max</sub> до 0,01ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.

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

- зведеної похибки при перетвореннях:
  - абсолютного (надлишкового) тиску - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури - ± \_\_\_\_\_ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,1ΔP<sub>max</sub> до ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %;
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,01ΔP<sub>max</sub> до 0,1ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,001ΔP<sub>max</sub> до 0,01ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.

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

- зведеної похибки при перетвореннях:
  - абсолютного (надлишкового) тиску - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс/м<sup>2</sup>) - ± \_\_\_\_\_ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури - ± \_\_\_\_\_ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,1ΔP<sub>max</sub> до ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %;
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,01ΔP<sub>max</sub> до 0,1ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,001ΔP<sub>max</sub> до 0,01ΔP<sub>max</sub> - ± \_\_\_\_\_ %.

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 З усіма несправностями Комплексу, що виникли під час гарантійного терміну, слід звертатися до підприємства - **ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»** :

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

тел/факс (044) 492-76-21.

Поштова адреса: 04128, м. Київ, а/я 138.

E-mail: [dpugt@dgt.com.ua](mailto:dpugt@dgt.com.ua)

Web: [www.dgt.com.ua](http://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.



