

**ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»**

**ДКПШ 26.51.52**

**УКНД 17.120.10**



**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНИЙ  
«ФЛОУТЕК - ТМ»**

**формуляр**

**АЧСА.421443.001-01 ФО**

**Київ**

## З М І С Т

<b>1 Загальні вказівки</b> .....	4
<b>2 Основні відомості про виріб</b> .....	5
<b>3 Основні технічні дані і характеристики</b> .....	5
3.1 Призначення .....	5
3.2 Основні функції .....	7
3.3 Основні характеристики .....	9
<b>4 Дані про конфігурування обчислювача (коректора)</b> .....	14
<b>5 Комплектність</b> .....	18
<b>6 Свідоцтво про приймання</b> .....	22
<b>7 Гарантії постачальника</b> .....	24
<b>8 Відомості про повірку Комплексу</b> .....	25
<b>9 Відомості про стан технічного забезпечення</b> .....	26
9.1 Відомості про закріплення Комплексу при експлуатації .....	26
9.2 Облік роботи .....	27
9.3 Облік несправностей при експлуатації .....	29
9.4 Зауваження по експлуатації та аварійних ситуацій .....	30
9.5 Відомості про зміни в схемах Комплексу і його компонентів .....	31
9.6 Облік регламентних (профілактичних) робіт .....	32
9.7 Відомості про огляд технічних засобів спеціальними контрольними органами .....	33
<b>Лист реєстрації змін</b> .....	34

## 1 ЗАГАЛЬНІ ВКАЗІВКИ

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

1.2 Формуляр (ФО) повинен постійно перебувати з Комплексом у персоналу з експлуатації.

1.3 Усі записи в ФО виконуються чітко і акуратно. Підчищення, помарки і не завірені виправлення не допускаються.

Помилковий запис повинен бути акуратно закреслений і поруч записаний новий, який завіряє відповідальна особа.

Після підпису проставляють прізвище та ініціали відповідальної особи (замість підпису допускається проставляти особистий штамп виконавця).

1.4 Облік роботи проводять в тих же одиницях, в яких указаний ресурс роботи.

1.5 По мірі заповнення таблиць формуляра бланки таблиць, необхідні для продовження записів, виготовляються обслуговуючим персоналом.

1.6 При передачі Комплексу на інше підприємство підсумкові записи з напрацювань завіряються печаткою підприємства, яке передає Комплекс.

1.7 У тексті ФО прийняті наступні скорочення і умовні позначення:

ВТП - вимірювальний трубопровід;

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 Виріб виготовлено згідно конструкторської документації АЧСА.421443.001.

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

2.4 Заводський номер обчислювача (коректора): \_\_\_\_\_

2.5 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.**

2.6 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>).

2.7 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.

2.8 Схема підключення ТО (потрібне підкреслити): **трьохпровідна** або **чотирьохпровідна.**

2.9 Підприємство-виробник:

**ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ».**

Адреса: Україна, 04128, м.Київ-128, вул. Академіка Туполева, 19.

Тел / факс (044) 492-76-21.

Поштова адреса: 04128, м.Київ-128, а / я 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 (далі – параметри) газу, в тому числі горючих природних газів, фізико-хімічні параметри яких відповідають ГОСТ 5542;

- обчислень об'ємної витрати (далі - витрата) і обсягу газу, 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. Обчислення обсягу природного газу ведеться відповідно до «Правила обліку природного газу під час его транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання» (затверджені наказом Міністерства палива і енергетики України № 618 від 27.12.2005 р., (далі за текстом - «Правила обліку газу»);

- обліку обсягу природного газу відповідно до «Правила обліку газу» і документом «Інструкція з ведення обліку газу на комерційних пунктах газу ДК «УКРТРАНСГАЗ», 2001р. При цьому 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 розрізняються також залежно від методу розрахунку коефіцієнта стисливості газу;

- формування і зберігання в пам'яті Комплексу відповідно до «Правила обліку газу» **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;

- **спільної роботи** з лічильниками і лічильниками-витратомірами газу, в тому числі ротаційними і турбінними газовими лічильниками (далі - лічильники), з витратомірами газу, в тому числі коріолісовими, 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 M2;

в) за стійкістю до електромагнітних впливів - клас E2;

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

д) кліматичного виконання для застосування при температурі навколишнього середовища від мінус 25 до плюс 55 °С та спеціального виконання - від мінус 40 до плюс 60 °С і відносної вологості до 95% і відповідають вимогам електромагнітної сумісності відповідно стандарту ДСТУ EN 55011:2014;

е) за способом електроживлення - живиться від джерела живлення постійного струму номінальною напругою 12 В.

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

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

3.1.4 Комплекси мають маркування вибухозахисту **1ExibПВТЗ 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 на базі Обчислювача об'ємної і масової витрати **ВР-2**.

Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2 використовується для вимірювання витрати та об'єму газу на базі Перетворювача-коректора обчислювача **ПК-В** (далі - перетворювач-коректор).

3.1.6 В залежності від типу використовуваних для вимірювань параметрів газу вимірвальних перетворювачів і обсягу виконуваних функцій до складу Комплексу можуть входити:

- обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2, що проходять по одному, двом або трьом трубопроводах (далі - **обчислювач**).

- перетворювач-коректор ПК-В, що включає в себе конструктивно інтегровані в один виріб обчислювач об'ємної витрати і об'єму газу, що проходить по одному трубопроводу, і вимірвальні перетворювачі диференціального та абсолютного (або надлишкового) тиску. Склад перетворювачів коректора визначається модифікацією Комплексу;

- комплект вимірвальних перетворювачів температури, абсолютного (надлишкового) і диференціального тиску с кодovими електричними вихідними сигналами.

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 98% 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, диференціального тиску і густини газу за заданий оперативний інтервал за годинний інтервал і за контрактну добу;

- перетворення інформації в кодові сигнали для передачі її на верхній рівень по каналу зв'язку з послідовним інтерфейсом RS232, RS485 або з іншим інтерфейсом;

- формування і зберігання в пам'яті 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 Комплексу (**не менше 1000 повідомлень** при односторонньому варіанті конфігурації);

- 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 з послідовним інтерфейсом з використанням телефонного комутованого каналу, виділеної двохпровідної лінії, чотирих-провідної лінії гучномовного зв'язку або радіоканалу, наприклад, з використанням мобільного або супутникового 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 переклад на константи**);

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

- при відсутності напруги електричного живлення Комплексу.

Для версії ПО «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) даних, виведення на індикацію та коригування;

- 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. При цьому, для обслуговування перетворювачів, працюючих по відкритому цифровому протоколу HART (далі - протокол HART) може використовуватися модем HART з відповідним програмним забезпеченням.

**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 ФО;

- заміну вимірювальної інформації на константи;

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

- формування на базі архівних даних, отриманих при виконанні функцій по 3.2.1 ФО, добового і місячного звітів, протоколу внесення змін до пам'яті обчислювача (коректора) і протоколу реєстрації аварійних і позаштатних ситуацій.

3.2.6 Комплекс, в залежності від модифікації, забезпечує виведення на **цифровий показуючий пристрій обчислювача (коректора)** наступної інформації:

- поточні параметри вимірюваного газу: температура, абсолютний або надлишковий тиск, диференціальний тиск, густина газу при стандартних умовах, об'ємна витрата газу при робочих і при стандартних умовах, атомні частки азоту  $N_2$  і діоксиду вуглецю  $CO_2$  в природному газі;

- атмосферний тиск, в кПа, кгс/см<sup>2</sup> або мм рт.ст.;
- обсяги газу, обчислені з початку поточної доби і за попередню добу, в м<sup>3</sup>;
- обсяги газу при робочих умовах (показники лічильника з початку контролю параметрів газу) і при стандартних умовах, обчислені з початку контролю параметрів газу (після останнього конфігурації обчислювача або коректора), в м<sup>3</sup>;
- аварійні обсяги газу при робочих і при стандартних умовах, обчислені за поточну добу, в м<sup>3</sup>;
- тривалість вимірювальних і методичних аварійних ситуацій за поточну добу;
- тривалість несанкціонованої заміни на константи вимірюваних показників за поточну добу;
- тривалість роботи за поточну добу, коли витрата менше  $Q_{min}$ ;
- тривалість циклу розрахунків, в с;
- метод розрахунку коефіцієнта стисливості;
- коефіцієнти стиску газу і приведення до стандартних умов;
- встановлена контрактна година, в г;
- встановлена швидкість обміну інформацією з ЕОМ, в біт / с;
- адреса обчислювача (коректора);
- поточна дата (День, Місяць, Рік), поточний час (Час, Хвилина, Секунда) і поточний день тижня;
- обслуговується трубопровід - для обчислювача;
- повідомлення «Enter PGM key» або «Расконфігурація» (потрібне повторне конфігурування).

3.2.6.1 Індикація зазначених параметрів на цифровому показуючому пристрої (індикаторі) виконується наступним чином:

- для обчислювача, при натисканні на лицьовій панелі обчислювача та утриманні в цьому стані кнопки "Перегляд даних", здійснюється в режимі гортання параметрів (з періодом 1с) індивідуальна індикація кожного параметра, зазначеного вище. Після вибору (шляхом відпускання кнопки "Перегляд даних") необхідного параметра на індикаторі протягом 12с відображається обраний параметр;
- для коректора індикація здійснюється в режимі автоматичного перегортання з періодом, заданим окремо для кожного параметра і обраного з ряду: 1, 5 і 10 с.

### 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;
- різниці тиску газу на стандартному пристрої звуження потоку або на усереднюючій напірній трубці (далі - диференційний тиск);
- 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;



- прийому і обробки число-імпульсних сигналів, що надходять від лічильників та витратомірів, параметри яких (сигналів) повинні відповідати:

- імпульсний сигнал лічильників – низькочастотного сигналу типу «сухий контакт» частотою 0 – 200 Гц, високочастотного сигналу (типу **NAMUR**) при максимальній частоті надходження сигналу 5000 Гц. Номінальна кількість імпульсів на один метр кубічний середовища має дорівнювати 1000; 100; 10; 1; 0,1;
- Обчислювач, згідно замовлення, може формувати також електричний кодовий вихідний сигнал, що забезпечує обмін інформації з ЕОМ по інтерфейсу RS232, RS485 або USB

**Примітка:** - Відповідно до замовлення допускається використовувати лічильники з іншими значеннями кількості імпульсів на один метр кубічний середовища.

- 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 методом **SGERG-88 мод., AGA8; GERG -91 мод.** (ГОСТ 30319-96) ;

- 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 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 RS232, PLI, RS485 або з іншим інтерфейсом.

3.3.3 Тривалість однієї процедури вимірювань і обчислень, виконуваних Комплексами згідно 1.2.4 Настанови з експлуатації, 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 резервним 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 **Обсяг пам'яті обчислювача ВР-2** Комплексу дозволяє зберігати по кожному трубопроводу записи даних, перелік і обсяг яких наведено в таблиці 3.1.

**Таблиця 3.1 - Перелік і обсяг записів даних, що зберігаються в пам'яті обчислювача**

Найменування даних	Обсяг збережених останніх записів при вимірах параметрів газу для кожного ВПІ
Добові дані	за <b>6 місяців</b>
Погодинні дані	за <b>2 місяці</b>
Оперативні дані	не менше <b>3600</b>

3.3.4.1 Об'єм пам'яті коректора ПК-В Комплексів **модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2** дозволяє зберігати записи:

- добових даних - за **шість останніх місяців**;
- погодинних даних - за **два останніх місяці**;
- оперативних даних - не менше **3600 записів**.

3.3.4.2 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**.

3.3.4.3 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**.

Дані по тривалості аварійних ситуацій за видами зберігаються в пам'яті обчислювача ВР-2 за **шість останніх місяців**, але не більше **2800 записів**, коректора ПК-В за **шість останніх місяців**, але не більше **1200 записів**. При цьому аварійний обсяг зберігається за той же період часу, що і штатний обсяг.

3.3.4.5 Комплекси виявляють і запам'ятовують **не менше 1000 відхилень** від нормальної роботи Комплексів при односторонньому варіанті конфігурації (аварійні і нештатні ситуації).

По кожному відхиленню 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 меж вимірювання в діапазоні застосованих вимірювальних перетворювачів, що входять до складу Комплексу:

- верхня межа вимірювань встановлюється (згідно до замовлення) в діапазонах:

- **від 100 кПа до 16 МПа** - для **абсолютного тиску**;
- **від 6,0 кПа до 25 МПа** - для **надлишкового тиску**;
- **від 1,0 до 256 кПа** - для **диференціального тиску**;

- діапазон вимірювань температури газу встановлюється (згідно із замовленням) в діапазоні від **мінус 40 до плюс 120 °С** з різницею між межами вимірювань до 100 °С;

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

- межі допустимої основної зведеної похибки при вимірах абсолютного, надлишкового і диференціального тиску складають: **± 0,025; ± 0,05; ± 0,075; ± 0,1; ± 0,15** або **± 0,25%** верхньої межі вимірювань;

- межі допустимої основної абсолютної похибки при вимірюваннях температури складають з урахуванням похибки термоопору (ТО) - **± 0,1** або **± 0,3 °С**.

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

*Примітки*

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

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

3.3.6 Діапазон вимірювань температури - **від мінус 40 до 100 °С** з різницею між межами вимірювань 100 °С;

Довжина занурюваної частини чутливого елемента перетворювача температури визначається (відповідно до замовлення) в діапазоні від 80 до 800 мм;

3.3.7 Межі абсолютної похибки Комплексу при вимірах густини складають **± 0,003 кг/м<sup>3</sup>** .

3.3.8 Межі допустимої відносної похибки лічильників і витратомірів, що входять до складу Комплексу, складають :

- лічильників - **± 0,5 і/чи ± 1,0%** ;
- витратомірів - **± 0,15, ± 0,25 і/чи ± 0,5%** .

3.3.9 Межі допустимої відносної похибки Комплексів при вимірах витрати і обсягу газу  $d_k$  (без урахування складової, що вноситься методичними похибками при використанні СУ або ОНТ) в діапазоні зміни тиску газу від  $0,2P_{max}$  до  $P_{max}$  відповідають значенням, наведеним в таблиці 3.2 .

**Таблиця 3.2 Межі максимальної допустимої відносної похибки Комплексу при вимірах витрати і обсягу газу за допомогою вимірювальних перетворювачів з кодовими вихідними сигналами (методом перепаду).**

Назва характеристики	Значення характеристик в інтервалах діапазону змін $\Delta P_{max}$											
	від $0,1\Delta P_{max}$ до $\Delta P_{max}$				від $0,01\Delta P_{max}$ до $0,1\Delta P_{max}$				від $0,001\Delta P_{max}$ до $0,01\Delta P_{max}$			
$g_{DP}, \%$	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25
$g_P, \%$	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25
$d_k, \%$	± 0,30	± 0,35	± 0,40	± 0,45	± 0,50	± 0,55	± 0,60	± 0,70	± 1,75	± 1,80	± 1,85	± 1,90

**Примітки**

1. Для вимірювальних перетворювачів диференціального тиску вказані межі похибки (± 0,075%) для діапазону 100 кПа та другою 63 кПа верхніми межами вимірювань. Для діапазону з третьою 6,3 кПа верхньою межею вимірювань межі похибки дорівнюватимуть ± 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.  $\gamma\Delta P$ ,  $\gamma P$  - межі допустимої приведені похибки вимірювальних перетворювачів диференціального і абсолютного (надлишкового) тиску, % .

3.3.10 Межі допустимої відносної похибки Комплексів при вимірах витрати і обсягу газу (без урахування похибки лічильника або витратоміра)  $d_{KC}$  відповідають значенням, наведеним у таблиці 3.3.

**Таблиця 3.3 - Межі максимальної допустимої відносної похибки Комплексу при вимірах витрати і об'єму газу за допомогою лічильника або витратоміра**

Найменування характеристики	Значення характеристик в інтервалах діапазону змін $P_{max}$							
	від $0,2P_{max}$ до $P_{max}$				від $0,1 P_{max}$ до $0,2 P_{max}$			
$\gamma_P, \%$	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25
$\delta_{KC}, \%$	± 0,30	± 0,30	± 0,35	± 0,40	± 0,40	± 0,40	± 0,45	± 0,50

**Примітки**

1 Значення  $d_{КС}$ , невідповідні даному Комплексу, **закреслити**.

2 Межі допустимої відносної похибки  $\delta_{КС}$  не перевищують зазначені в таблиці значення при вимірюванні Комплексом температури і щільності вимірювальних перетворювачів температури і густини, які забезпечують зазначені відповідно в 3.3.8 і 3.3.9 цього ФО межі допустимої абсолютної похибки вимірювань температури і густини.

3.3.11 Межі відносної похибки Комплексу з урахуванням похибки лічильника або витратоміра  $d_K$  (у відсотках) відповідають значенням, розрахованим за формулою:

$$d_K = \pm (d_{КС}^2 + d_P^2)^{0,5}, \quad (3.1)$$

де  $d_P$  - межі допустимої відносної похибки лічильника або витратоміра, зазначені в експлуатаційній документації, %.

Межі допустимої відносної похибки  $d_{КС}$  для Комплексу модифікацій «ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-4-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-6-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-4-Т» і «ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-6-Т» становлять  $\pm 0,30\%$ .

3.3.12 Комплекси модифікацій «ФЛОУТЕК-ТМ-2» при перетворенні тиску та температури відповідають класам точності наведеним у таблиці 3.4.

**Таблиця 3.4** – Класи точності Комплексів ПК-В2 (ПМ-3В)

Клас точності	Межі основної зведеної похибки у відсотках при вимірах і перетвореннях		Межі основної абсолютної похибки при вимірах і перетвореннях температури, °С
	диференціального тиску	абсолютного (надлишкового) тиску	
A1	$\pm 0,075$	$\pm 0,075$	$\pm 0,1$
A2	$\pm 0,075$	$\pm 0,1$	$\pm 0,3$
A3	$\pm 0,075$	$\pm 0,15$	$\pm 0,3$
B1	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$	$\pm 0,5$
B2	$\pm 0,1$	$\pm 0,15$	$\pm 0,5$
B 1	$\pm 0,15$	$\pm 0,15$	$\pm 0,5$
B 2	$\pm 0,15$	$\pm 0,25$	$\pm 0,75$
Г1	$\pm 0,25$	$\pm 0,25$	$\pm 0,75$

**Примітка** - Для класів точності A1, A2 і A3 для диференціального тиску вказані межі похибки ( $\pm 0,075\%$ ) для діапазону з першою та другою верхньою межею вимірювань. Для діапазону з третьою верхньою межею вимірювань межі похибки дорівнюватимуть  $\pm 0,1\%$ .

3.3.13 Межі абсолютної похибки обчислювача і коректора при вимірюванні часу складають  $\pm 5$  с за 24 ч.

3.3.14 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.

3.3.15 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.

3.3.16 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», джерел живлення ДЖІ 12/3 - **не нижче IP30**.

3.3.17 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.

3.3.17.1 Живлення Комплексу, що використовує коректор типу ПК- В3 з автономним електроживленням, здійснюється від двох літійових 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 інформацією для роздруковки звіту здійснюється один раз на місяць зі швидкістю не нижче 9600 біт/с).

3.3.1 8 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** .

3.3.1 9 Час готовності Комплексу до роботи - не більше 120 с.

#### 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 комплекту вимірювальних засобів:	
- для першого трубопроводу	
- для другого трубопроводу	
- для третього трубопроводу	

**Примітка** - Для вказівки типу комплекту 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), ч	
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 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
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 <sup>2</sup> )			
1.6 Нижня межа вимірювань вимірювального перетворювача тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			

## Продовження таблиці 4.3

1.7 Верхня межа вимірювань вимірвального перетворювача тиску, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )			
1.8 Нижня межа вимірювань вимірвального перетворювача температури, °С			
1.9 Верхня межа вимірювань вимірвального 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 межа вимірювань вимірвального перетворювача густини, кг/м <sup>3</sup> (при автоматичному вимірюванні густини)			
1.14 Верхня межа вимірювань вимірвального 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 °С, мм			
2.2 Величина шорсткості стінок ВТП, мм			
2.3 Коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу ВТП (× 10 <sup>-4</sup> )			
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 <sub>0</sub>			
a <sub>1</sub>			
a <sub>2</sub>			
2.5 Діаметр отвору СУ (діафрагми) при t = 20 °С, мм			
2.6 Коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу СУ (× 10 <sup>-4</sup> ) (при обчисленнях за формулами РД 50 - 213)			
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 <sub>0</sub>			
a <sub>1</sub>			
a <sub>2</sub>			

Продовження таблиці 4.3

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 (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.12 Диференціальний тиск газу, при якому виконується перемикання перетворювачів диференціального тиску, кПа (кгс/м <sup>2</sup> ) (якщо в складі Комплексу два перетворювача)			
2.13 Максимально допустимий диференціальний тиск газу, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.14 Нижня межа вимірювань першого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_H$ ), кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.15 Верхня межа вимірювань першого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_H$ ), кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.16 Нижня межа вимірювань другого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_L$ ), кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.17 Верхня межа вимірювань другого перетворювача диференціального тиску ( $\Delta P_L$ ), кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			
2.18 Константа диференціального тиску газу, кПа (кгс/м <sup>2</sup> )			

3 Для модифікацій ФЛОУТЕК - ТМ - 2			
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 - \_\_\_\_\_ шт. ;  
(зав. № .....

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 Межі допустимої зведеної похибки при встановленій верхній межі першого діапазону вимірювань диференціального тиску, %			
9 Межі допустимої зведеної похибки при встановленій верхній межі 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 Межі 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 Межі допустимої абсолютної похибки при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), °С			
18 Межі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,1\Delta P_{\max}$ до $\Delta P_{\max}$ , %			
19 Межі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ , %			
20 Межі допустимої відносної похибки при вимірах витрати газу в діапазоні зміни диференціального тиску від $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ , %			

**Примітка :**

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 по спеціальному замовленню.

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 межа діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа ( $\text{кгс/м}^2$ )						
5 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного диференціального тиску, кПа ( $\text{кгс/м}^2$ )						
6 Межі допустимої приведеної похибки при встановленій верхній межі 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, $\text{кгс/м}^2$ (МПа)			
6 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваного тиску, МПа ( $\text{кгс/м}^2$ )			
7 Межі допустимої зведеної похибки при встановленій верхній межі 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 Межі допустимої абсолютної похибки при встановлених границях діапазону вимірювань температури (з урахуванням похибки ТС), °С			
--	--	--	--

б) 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 вимірвальний ..... - ..... 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 межа діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
4 Встановлене верхнє значення діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
5 Нижня межа діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
6 Встановлене значення внизу діапазону вимірюваної густини, кг/м <sup>3</sup>			
7 Межі допустимої абсолютної похибки при установлених кордонів ах 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 Межі допустимої відносної (наведеної) похибки вимірювання витрати, %			
7 Коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника (витратоміра) на 1м <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) ЕОМ переносна моделі \_\_\_\_\_ (зав. № \_\_\_\_\_) ..... - 1 шт. \*;  
18) комплект експлуатаційних документів ..... - 1 компл. \*\*

**Примітки :**

\* - постачається по окремому замовленню.

\*\* - В комплект експлуатаційних документів входять:

- Комплекс вимірювальний "ФЛОУТЕК - ТМ". Настанова з експлуатації АЧСА.421443.001 -01 РЕ ( 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 СВИДОЦТВО ПРО ПРИЙМАННЯ**

6.1 Комплекс вимірвальний «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 -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс / м<sup>2</sup>) -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %;
  - диференціального тиску в діапазоні \_\_\_\_\_ кПа (кгс / м<sup>2</sup>) -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %;
- абсолютної похибки при перетвореннях температури -  $\pm$  \_\_\_\_\_ °С.
- відносної похибки при вимірах витрати газу:
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,1  $\Delta P_{\max}$  до  $\Delta P_{\max}$  -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %;
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,01  $\Delta P_{\max}$  до 0,1  $\Delta P_{\max}$  -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %.
  - в діапазоні зміни диференціального тиску від 0,001  $\Delta P_{\max}$  до 0,01  $\Delta P_{\max}$  -  $\pm$  \_\_\_\_\_ %.

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

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

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

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

Представник ВТК \_\_\_\_\_  
 (ПІБ) (підпис) (дата)

М. П.

**6.2 Висновок Замовника про введення Комплексу в дію:**

Комплекс введено в експлуатацію " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201 \_\_ р

Акт № \_\_\_\_\_ від " \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 201 \_\_ р

\_\_\_\_\_  
(ПІБ)  
М. П.

\_\_\_\_\_  
(підпис)

\_\_\_\_\_  
(дата)

## 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-128, вул. Академіка Туполева, 19;

тел/факс (044) 492-76-21.

Поштова адреса: 04128, м. Київ-128, 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.





## 9 ВІДОМОСТІ ПРО СТАН ТЕХНІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ

### 9.1 Відомості про закріплення Комплексу при експлуатації

9.1.1 Відомості про закріплення Комплексу при експлуатації наводять у таблиці 9.1.

Таблиця 9.1 - Відомості про закріплення Комплексу при експлуатації

Посада	Прізвище особи, відповідної за експлуатацію	Номер і дата наказу		Підпис відповідальної особи
		про призначення	про відрахування	
1	2	3	4	5

















