

ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»

**КОМПЛЕКСИ ВИМІРЮВАЛЬНІ
«ФЛОУТЕК-ТМ»**

Настанова з експлуатації

АЧСА.421443.001-01 НЕ

Київ

З М І С Т

1 Опис і робота Комплексів	5
1.1 Призначення і область застосування	5
1.2 Характеристики	6
1.3 Склад Комплексів	14
1.4 Облаштування і робота Комплексів	16
1.5 Засоби вимірювання, інструменти і прилади	24
1.6 Маркування та пломбування	24
1.7 Упаковка	25
2 Опис і робота складових частин Комплексів	26
3 Використання за призначенням	38
3.1 Експлуатаційні обмеження	38
3.2 Підготовка Комплексів до використання	38
3.3 Використання Комплексів	47
4 Технічне обслуговування	55
4.1 Загальні вказівки	55
4.2 Заходи безпеки	56
4.3 Технічний огляд	56
4.4 Консервація	57
5 Зберігання та транспортування	58
6 Утилізація	58
Додаток А Форма замовленої специфікації Комплексів ...	59
Додаток Б Перелік інформації, що вводиться в пам'ять Обчислювача Комплексів	63
Додаток В Перелік діагностичних повідомлень про аварійні і нештатні ситуації в роботі Комплексів	66
Перелік ознак аварійних ситуацій обчислювачів/коректорів витрати Газу	68
Додаток Г Перелік параметрів, при зміні яких формується повідомлення про втручання оператора в роботу Комплексів	71
Додаток Д Перелік даних, що входять в звіти і протоколи	73
Додаток Е Перелік інформації, яка виводиться на цифровий показуючий пристрій	83
Додаток К Схеми підключення приладів у складі Комплексів	102
Додаток Л Схеми розміщення пломб на приладах Комплексів	117
Додаток М Перелік нормативних документів, на які є посилання в НЕ	117
Лист реєстрації змін	122

Настанова з експлуатації (далі за текстом - НЕ) призначена для вивчення будови, роботи, монтажу і порядку експлуатації комплексів вимірювальних «ФЛОУТЕК - ТМ», АЧСА.421443.001 (далі за текстом - Комплекси або Комплекс).

Настанову з експлуатації розроблено з урахуванням документів:

- Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання (Затверджені Наказом Міністерства палива та енергетики України № 618 р., далі за текстом - «Правила обліку газу»);

- ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні положення;

- ДСТУ ГОСТ 8.586.5-2009. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань;

- ДСТУ EN 12405:2014. Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови;

- Метрологія. Витрата рідин і газів. Методика виконання вимірювань із застосуванням осередненої напірної трубки. МВВ 081/24.123 - 00 (далі - Методика МВВ 081/24.123);

- Інструкція. Метрологія. Комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК», «ФЛОУТЕК-ТМ». Методика повірки МПУ 290/03-2013 (далі - Методика МПУ 290/03-2013).

При експлуатації Комплексів слід додатково (при необхідності) керуватися наступними документами:

- 1) Обчислювач ПК-В (Обчислювач). Паспорт АЧСА.408844.008 ПС;
- 2) Перетворювач тиску вимірювальний ПД-1. Паспорт АЧСА.406231.005-012 ПС;
- 3) Перетворювач температури вимірювальний ПТ-1. Паспорт АЧСА.405519.001-15 ПС;
- 4) Обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2 АЧСА.426487.002.
- 5) Контролер фізико-хімічних параметрів ФХП. Паспорт АЧСА.466453.003 ПС;
- 6) Бар'єр іскробезпечний БІ-2. Паспорт АЧСА.468243.001 ПС;
- 7) Бар'єр іскробезпечний БІ-3. Паспорт АЧСА.468243.002 ПС;
- 8) Бар'єр іскробезпечний БІ-4. Паспорт АЧСА.468243.006 ПС;
- 9) Бар'єр іскробезпечний БІ-7. Паспорт АЧСА.468243.009 ПС;
- 10) Програмне забезпечення комплексу вимірювального ФЛОУТЕК-ТМ.

Настанова оператора АЧСА.00001-01 34 01;

- 11) Генератор змінного струму ГП-1. Паспорт АЧСА.562115.001 ПС.

У тексті даного документа прийняті наступні скорочення і умовні позначення:

АТМ - атмосфера;

ВТП - трубопровід, в якому здійснюються вимірювання поточних параметрів газу;

НСХП - номінальна статична характеристика перетворення;

ПД, ПДД, ПТ - вимірювальні перетворювачі тиску, диференційного тиску і температури;

СД - первинний перетворювач (сенсор) абсолютного або надлишкового тиску;

СПД - первинний перетворювач (сенсор) диференційного тиску;

ТС або ТО - термоперетворювач опору;

ЕОМ - електронно - обчислювальна машина, зокрема, переносний комп'ютер і персональна електронно - обчислювальна машина;

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

N - кількість імпульсів, що надійшли від лічильника, або кодовий вихідний сигнал

Q - витратомір, відповідно з поточним значенням витрати газу;

P, PH, PL - Технологічні параметри «Тиск» (P), «Високий тиск» (PH) і «Низький тиск» (PL);

T, t - Технологічний параметр «Температура»;

$\Delta P, \Delta PH, \Delta PL$ - Технологічні параметри «Диференціальний тиск» («Перепад тиску», ΔP),

«Диференціальний тиск при максимальній витраті газу» (ΔPH)

і «Диференціальний тиск при мінімальній витраті газу» (ΔPL).

Перелік нормативних документів, на які є посилання в НЕ, наведено в Додатку М.

1 ОПИС І РОБОТА КОМПЛЕКСІВ

1.1 Призначення і область застосування.

Виріб сертифіковано:

- Державним підприємством «Всеукраїнський державний науково-виробничий центр стандартизації, метрології, сертифікації та захисту прав споживачів» (ДП «Укрметртестстандарт», призначено за № UA.TR.001. **Сертифікат перевірки типу UA.TR.001 56-17 Rev.4;**
- Державним підприємством «Всеукраїнський державний науково-виробничий центр стандартизації, метрології, сертифікації та захисту прав споживачів» (ДП «Укрметртестстандарт», призначено за № UA.TR.001. **Сертифікат експертизи типу UA.TR.001.1077.30.00519-21;**
- Органом з оцінки відповідності продукції (призначений за реєстраційним номером UA.TR.115). **Сертифікат експертизи типу СЦ 18.0183.**

1.1.1 Комплекси є засобами вимірювальної техніки і призначені 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 і об'єму газу, що пройшли через вимірювальний трубопровід (далі - **трубопровід** або **ВТП**) за заданий період часу, з приведенням витрати і обсягу газу до стандартних (нормальних) умов за ГОСТ 2939-63;
- **обліку обсягу природного газу** відповідно до «Правил обліку газу». При цьому в Обчислювач Комплексів встановлюється програмне забезпечення (ПЗ) одного з **двох типів**:
 - ПЗ першого типу - **«Продавець газу»** (далі - **ПЗ «Продавець»**),
 - ПЗ другого типу - **«Покупець газу»** (далі - **ПЗ «Покупець»**).

Існуючі версії ПЗ забезпечують:

- формування і зберігання в пам'яті Комплексів відповідно до «Правил обліку газу» **миттєвих, оперативних, погодинних і добових даних**, а також змін, викликаних втручанням оператора в роботу комплексів, і повідомлень про аварійні і нештатні ситуації (далі - аварійні ситуації) в роботі Комплексів;
- формування і передачі інформації про виміри витрати і обсягу газу по цифровому каналу зв'язку у відповідь на запити пристроїв верхнього рівня, наприклад, ЕОМ або комплексу одоризації газу при управлінні технологічним процесом одоризації горючих газів;
- обчислення об'єму газу на діафрагмі;
- роботу в складі комплексу з приєднаними лічильниками газу, в тому числі ротаційними, турбінними, коріолісовими, ультразвуковими і вихровими газовими лічильниками (далі - лічильники) та іншими сумісними засобами вимірювальної техніки (далі за текстом - ЗВТ) фізико-хімічних параметрів газу (газовий хроматограф, перетворювач густини, гігрометр).

Сумісні з комплексами перетворювачі, лічильники (витратоміри) газу та інші ЗВТ не розглядаються як їх частина та є окремими об'єктами оцінки відповідності.

1.1.2 Комплекси можуть здійснювати розрахунок обсягу (кількості) виміряного газу в одиницях енергії з використанням значення вищої теплоти згоряння природного газу, розрахованого за **ДСТУ ISO 6976** або за **ДСТУ ISO 15971** за певний період.

1.1.3 Комплекс призначений для тривалого безперервного режиму роботи і в залежності від модифікації забезпечує одночасне, в залежності від модифікації, **обслуговування від одного до трьох трубопроводів**.

1.1.4 Комплекси відповідають вимогам:

- Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки, затвердженому Постановою КМУ від 24.02.2016 р. **№ 163**;
- Технічного регламенту з електромагнітної сумісності обладнання, затвердженому Постановою КМУ від 16.12.2015 р. **№ 1077**;
- Технічного регламенту, затвердженому Постановою КМУ від 28.12.2016 р. **№ 1055** і відносяться до виробів:
 - а) за стійкості до вологості та води – такі, що не підлягають для використання в умовах конденсування води, опадів або льодових утворень;
 - б) за стійкістю до механічних впливів - зовнішні механічні умови клас **M2**;

в) за стійкості до електромагнітних впливів - клас **E2**;

г) вибухобезпечного виконання - відповідно до вимог стандартів ДСТУ EN 60079-0:2017 (зі зміною 11:2017), ДСТУ EN 60079-11:2017;

д) кліматичного виконання - застосування при температурі навколишнього середовища від мінус 25 до плюс 55 °С та спеціального виконання - від мінус 40 до плюс 70 °С і відносної вологості до 95% і відповідають вимогам електромагнітної сумісності стандарту ДСТУ EN61010-1:2014, EN 12405-1:2005+42:2010 (с1.6.1.8, A.7, A.8, A.9, A.10, A.19, A.20);

є) 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.

1.1.5 Комплекси мають маркування вибухозахисту **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, відповідають вимогам ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 і можуть встановлюватися у вибухонебезпечних зонах.

1.1.5.1 До Обчислювачів комплексів можуть підключатися:

- серійні вироби загального призначення, що задовольняють вимогам 4.6.24 Правил НПАОП 40.1.32-01, наприклад, термоперетворювачі опору;

- перетворювачі ПД-1 і ПТ-1 мають вибухобезпечні виконання, вхідні іскробезпечні електричні кола рівня «і» та маркування вибухозахисту **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, відповідають вимогам ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 і призначені для установки у вибухонебезпечних зонах приміщень і для зовнішніх установок.

Бар'єри мають вхідні іскробезпечні електричні кола рівня «іb» та маркування вибухозахисту **II (2) G [Ex ib] IIB Gb**, відповідають вимогам ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 і призначені для застосування поза вибухонебезпечних зон.

Застосовувані лічильники або витратоміри газу і витратомірні перетворювачі в складі комплексів обов'язково узгоджуються в установленому порядку з призначеним органом оцінки відповідності. При цьому, значення допустимих електричних параметрів зовнішнього навантаження зазначених пристроїв повинні бути не більше сумарної індуктивності і ємності сполучної лінії і власних параметрів Комплексу.

1.1.6 Комплекси можуть експлуатуватися у вибухонебезпечних зонах і в приміщеннях класу 2 (згідно з главою 4 Правил НПАОП 40.1.32-01), де можливе утворення вибухонебезпечних сумішей категорій **IIA** і **IIB** груп T1, T2 і T3 за ГОСТ 12.1.011.

1.1.7 Комплекси можуть застосовуватися для обліку, в тому числі **комерційного обліку**, газу на промислових об'єктах, у тому числі на об'єктах газової, нафтогазовидобувної, нафтопереробної і нафтохімічної промисловості, на об'єктах комунального господарства, а також у складі автоматизованих систем комерційного обліку. Об'єктами є, зокрема, вузли виміру поточних параметрів газовимірювальних пунктів, газорозподільних станцій (ГРС), компресорних станцій магістральних газопроводів, газорозподільчих пунктів і т.д.

1.2 Характеристики

1.2.1 Комплекси забезпечують можливість вимірювань витрати газу за такими методами:

а) *за методом змінного перепаду тиску* на стандартному пристрої звуження потоку, наприклад, на діафрагмі або на осередненій напірній трубці. При цьому вимір різниці тиску здійснюється згідно чинних нормативних документів на звужуючому пристрої відповідно за ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 і ДСТУ ГОСТ 8.586.5 або на осередненій напірній трубці - за методикою МПУ 290/03-2013;

б) *за допомогою лічильників*, що мають імпульсні вихідні сигнали **або** *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 (T – корекція) .

1.2.2 В залежності від використовуваних для вимірювань параметрів газу вимірювальних перетворювачів і обсягу виконуваних функцій до складу Комплексів входять такі основні

пристрої:

- обчислювач об'ємних і масових витрат **ВР-2** (далі - обчислювач) забезпечує вимір обсягів газу, що проходять по одному, двом або трьох трубопроводах, з приведенням обсягів витрати до стандартних умов з зовнішніми апробованими перетворювачами тиску, різниці тиску та температури;

- обчислювач **ПК-В** (далі – обчислювач) забезпечує вимір обсягів газу, що проходить по двох трубопроводах;

- комплект вимірювальних перетворювачів абсолютного (надлишкового) і різниці тиску (диференційного тиску) з цифровими кодовими вихідними сигналами; склад комплекту перетворювачів визначається в залежності від модифікації комплексу та кількості трубопроводів;

- цифровий вимірювальний перетворювач температури, (на кожен трубу один перетворювач);

- лічильник газу (на кожен трубопровід один лічильник).

Тривалість однієї процедури вимірювань і обчислень, виконаних обчислювачем ВР-2 або ПК-В, не перевищує 1 с.

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

– **комплекс 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;

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

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

– обидві модифікації мають обмеження по кількості каналів (трубопроводів), на яких одночасно виконуються перетворення та/або обчислення об'єму газу – сумарно не більше трьох;

– **модифікації в складі з обчислювачем ВР-2** реалізують перетворення та/або обчислення об'єму одночасно декількох каналів вимірювання з застосуванням **комплексів виконання 1** та/або **комплексів виконання 2** або будь-яких їх комбінацій;

– **модифікації в складі з обчислювачем ПК-В** реалізують перетворення та/або обчислення об'єму:

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

б) при застосуванні **ПК-В в комплексах виконання 2** – до складу обчислювача може входити вбудований перетворювач тиску або бути відсутнім, якщо комплекс призначений виконувати функції температурного коректора. Один з каналів може використовуватись для підключення імпульсного лічильника газу, який знаходиться в вибухобезпечній зоні.

Перелік модифікацій і виконань Комплексів, які визначаються використанням методом вимірювання витрати газу, складом і поєднанням перерахованих вище пристроїв Комплексів, а також кількістю трубопроводів, для яких Комплекси здійснюють вимірювання поточних параметрів газу, приведений в Додатку А та в замовній специфікації.

Комплекси **модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ПК-В** включають в себе такі варіанти комплектації:

а) Обчислювач **ПК-В** для **комплексів виконання 1:**

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2** (стара назва пристрою - **ПМ-3В**) – конструктивно інтегрований в один виріб перетворювач абсолютного (або надлишкового) тиску, диференційного тиску та обчислювач об'ємної витрати і об'єму газу, що проходять по одному трубопроводу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов. Перетворювач

температури підключений до ПК-В по інтерфейсу RS485;

б) Обчислювач **ПК-В** для комплексів виконання 2:

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4** – конструктивно інтегровані в один виріб вимірювальний перетворювач абсолютного (або надлишкового) тиску та обчислювач об'ємної витрати і об'єму газу, отриманого від лічильника (витратоміра) газу, що проходить по одному трубопроводу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов. Перетворювач температури підключений до ПК-В по інтерфейсу RS485;

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т** – обчислювач без перетворювачів тиску з функцією температурного коректора об'ємної витрати і об'єму газу, отриманого від лічильника (витратоміра) газу, що проходить по одному трубопроводу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов. Перетворювач температури підключений до ПК-В по інтерфейсу RS485. Значенню тиску газу застосовується при обчислюваннях як умовно постійний параметр;

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-33-40** – конструктивно інтегровані в один виріб вимірювальний перетворювач абсолютного (або надлишкового) тиску та обчислювач об'ємної витрати і об'єму газу, отриманого від:

а) лічильника (витратоміра) газу, що проходить по одному трубопроводу з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов.;

б) побутового лічильника газу (у вибухобезпечній зоні) з іншого газопроводу без приведення об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов, підключеного до **ПК-В** через перетворювач інтерфейсів **RS485/Bell202** та бар'єр іскробезпечний **БІ-7**.

Обидва лічильники з імпульсним інтерфейсом.

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6** - комплекс з автономним живленням конструктивно інтегрований в один виріб перетворювач абсолютного (або надлишкового) тиску та обчислювач об'ємної витрати і об'єму газу, отриманого від лічильника (витратоміра) газу, що проходить по одному трубопроводу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов, а також підключений до ПК-В перетворювач температури;

- **ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т** - комплекс з автономним живленням (стара назва пристрою - Коректор мікроспоживаючий **ПК-ВЗ-Т**, «Температурний коректор»). Обчислювач без перетворювачів тиску з функцією температурного коректора об'ємної витрати і об'єму газу, отриманого від лічильника (витратоміра) газу, що проходить по одному трубопроводу, з приведенням об'ємної витрати і обсягу до стандартних умов, а також підключений до ПК-В перетворювач температури. Значення тиску газу застосовується при обчислюваннях як умовно постійний параметр.

В корпусі Обчислювачів **ПК-В** розміщується батарея живлення, загальною напругою 3,6 В, яка забезпечує автономну роботу цих комплексів. Ємність батарей достатня для забезпечення автономного режиму роботи Комплексу протягом 5 років (за умови, що обмін інформації для зняття звітів здійснюється 1 раз на місяць на швидкості не нижче 9600 біт/с).

Примітка - Усі модифікації комплексів **ФЛОУТЕК-ТМ** можуть комплектуватися резервним автономним джерелом електроживлення в місцях, де повністю відсутнє живлення змінного струму 220 В, на основі газодинамічного електрогенератора **ГП-1** виробництва **ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»**.

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

- параметри трубопроводу (трубопроводів) і вимірюваного газу;
- задані умови вимірювань і обчислень, що виконуються Комплексом;
- параметри засобів вимірювань, що використовуються Комплексом.

Перелік інформації, що вводиться в пам'ять Обчислювачів, наведена в **Додатку Б**.

При конфігуруванні комплексу надається можливість вибору одиниць виміру для вимірюваного та розрахованого параметру (в т.ч. у відповідності з системою SI):

- тиск: кг/см^2 , бар, кПа, МПа;
- перепад тиску: кг/м^2 , мбар, кПа;
- теплота згоряння: МДж/м^3 , кВт*год/м^3 , ккал/м^3 ;
- енергія: МДж, МВт*год., Гкал.

Також надається можливість введення в обчислювач (та використання у розрахунках з відповідним автоматичним коригуванням):

- густини та теплоти згоряння вищої при 20 °С;
- густини та теплоти згоряння вищої при 0 °С

1.2.4 Комплекси забезпечують по кожному трубопроводу:

- вимір:

- температури газу;
- абсолютного або надлишкового тиску газу;
- різниці тиску газу на стандартному пристрої звуження потоку або на осередненій 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;

- 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, в інших чинних нормативних документах. Розрахунок коефіцієнта стисливості газу забезпечується за методом **SGERG-88; NX19 мод. ; GERG -91 мод; AGA8;**

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

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

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

1.2.5 Тривалість однієї процедури вимірювань і обчислень, яку виконує Комплекс для одного трубопроводу, не перевищує:

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

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

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

1.2.6 Комплекси забезпечують зберігання в пам'яті Обчислювача миттєвих **оперативних даних** (даних за інтервал часу, що конфігурується, в хвилинах), **погодинних даних** (даних за погодинний інтервал) і **добових даних** (даних за добовий інтервал) у вигляді записів, що містять:

- середні значення диференційного тиску, абсолютного (надлишкового) тиску, температури і густини газу, а також значення обсягу газу за заданий оперативний інтервал часу, за погодинний інтервал і за контрактну добу;

- дату, час початку і кінця періоду, до якого відносяться дані.

1.2.6.1 Об'єм пам'яті Обчислювача дозволяє зберігати по кожному трубопроводу записи даних:

- добових даних - за **шість останніх місяців**;
- погодинних даних - за **два останніх місяці**;
- оперативні дані - не менше **3 600 записів**;
- миттєві дані - за **60 діб**.

1.2.6.2 Об'єм пам'яті Обчислювача (ПК-В з автономним живленням) дозволяє зберігати записи:

- добових даних - за **шість останніх місяців**;

- погодинних даних - за **два останні місяці**;
- оперативні дані - не менше **3 600 записів**.

1.2.6.3 Обчислювач виконує з початку контрактної доби:

- **роздільний облік обсягу газу**, отриманого 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 НЕ (тільки для версії ПЗ «Покупець»).

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

1.2.6.4 За період паузи в роботі Комплексів при аварійних ситуаціях заповнення бази даних обліку обсягу газу виконується по останнім до паузи значеннями 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 за **шість останніх місяців**, але не більше **1200 записів**. При цьому аварійний обсяг зберігається за той же період часу, що і штатний обсяг.

1.2.6.5 Обчислювач оснащений **картою пам'яті**, яка призначена для зберігання миттєвих (циклових) даних за останні 60 діб. На карті пам'яті зберігаються постійно поновлювані три файли, в які записуються: миттєві значення тиску, диференційного тиску (або збільшення об'єму при робочих умовах), температури, витрати, ознаки стану обчислення за циклом 1 секунда.

Для Обчислювача також зберігаються миттєві значення CO₂, N₂, густини газу.

Додатково для Обчислювача можливе конфігурування параметрів зберігання миттєвих значень густини газу, теплоти згоряння, енергії.

Карта пам'яті може бути виїнята з Обчислювачів для зчитування інформації на ПК (ЕОМ) за допомогою програми **ConCor**.

Примітка В Обчислювачі ВР-2 доступ до карти пам'яті відбувається без порушення пломб виробника, на відміну від Обчислювача ПК-В, конструктивні особливості якого передбачають зняття пломби і доступ до карти пам'яті лише в присутності офіційного представника підприємства-виробника з наступним пломбуванням обчислювача.

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

По кожному відхиленню Комплекси формують і зберігають в пам'яті Обчислювача діагностичне повідомлення, що 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.

Перелік діагностичних повідомлень про аварійні і позаштатні ситуації в роботі Комплексів, що зберігаються в пам'яті Обчислювача, наведено в **Додатку В**.

1.2.7.1 Облік тривалості аварійних ситуацій ведеться згідно з «Правилами обліку газу» за **п'яти групами**:

- 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**);
- поточне значення диференційного тиску (перепаду тиску) або/і абсолютного (надлишкового) тиску нижче нижньої границі вимірювань (НП);
- відсутність напруги електричного живлення Комплексу.

1.2.7.2 До аварійних ситуацій належать ситуації, за якими:

- поточні значення вимірюваних величин вийшли за границі діапазонів;
- робота комплексу за границями діапазону, в якому дозволене застосування алгоритму обчислень (за температурою, абсолютним тиском, числом Рейнольдса, хімічним складом

природного газу, густиною, вищою теплотою згорання, тощо);

- поточні значення розрахункових величин вийшли за границі;
- відсутнє електричне живлення, яке забезпечує роботу комплексу у штатному режимі;
- поточні значення вимірюваних величин замінені на константи.

До вимірювальних аварійних ситуацій відносяться такі ситуації:

- вихід вимірюваних параметрів за границі, що допускаються (атестовані) границі вимірювань;
- невідома одиниця вимірювань;
- несправність вимірювальних перетворювачів Комплексу (в тому числі, відсутність зв'язку з перетворювачем) .

1.2.7.3 До методичних аварійних ситуацій відносяться наступні ситуації:

- вихід параметрів за границі, задані за умовами обліку газу згідно з документами, які регламентують розрахунок;
- вихід за допустимі границі співвідношення диференційного тиску і абсолютного тиску при контролі параметрів газу;
- вихід проміжних результатів розрахунку за границі, встановлені документами, які регламентують розрахунок.

1.2.8 Комплекси виявляють і запам'ятовують в пам'яті Обчислювача **не менше 1000 повідомлень** про втручання оператора в роботу Комплексів.

Кожне повідомлення містить номер **ВТП** (вимірювальний трубопровід), найменування зміненого параметра, колишнє і нове значення параметра, дату і час внесення зміни. При цьому, час фіксується з дискретністю, яка дорівнює періоду циклу розрахунку.

Перелік параметрів, при зміні яких формуються повідомлення про втручання оператора в роботу Комплексів, наведено в **Додатку Г**.

1.2.9 Комплекси забезпечують взаємодію з оператором за допомогою ЕОМ, яка підключається до Обчислювача по каналах зв'язку на швидкостях: **1200; 2400; 4800; 9600; 19200; 38400; 57600** або **115200 біт/с**.

1.2.10 Калібрування вимірювальних перетворювачів з кодовими вихідними сигналами виконується окремо від Обчислювача. При цьому, для обслуговування перетворювачів, що працюють за відкритому цифровому протоколу «HART Field Communications Protocol» (A Technical Overview, Revision 2, 1994, USA), (далі за текстом - протокол HART) може використовуватися модем HART з відповідним програмним забезпеченням. Калібрування перетворювачів виконує підприємство - виробник при випуску Комплексів з виробництва.

1.2.11 При використанні ЕОМ Комплекси забезпечують:

- введення в пам'ять Обчислювача, відображення на екрані дисплея ЕОМ (далі – дисплей ЕОМ) і коригування даних, зазначених в 1.2.3 НЕ;
- заміну інформації про вимірювання параметрів газу на константи;
- відображення на дисплеї ЕОМ інформації, що формується при виконанні функцій за 1.2.4 і 1.2.6 - 1.2.8 НЕ;
- формування на базі архівних даних, отриманих при виконанні функцій за 1.2.4 і 1.2.6 – 1.2.8 НЕ, добового і місячного звітів, протоколу втручання в роботу Обчислювача і протоколу реєстрації аварійних ситуацій.

Перелік даних, які повинні міститися в звітах і протоколах, а також форми звітів наведені в **Додатку Д**.

Примітка - Якщо Комплекс здійснює облік газу, що проходить по двом або трьом трубопроводам, звіти і протоколи складаються окремо для кожного трубопроводу.

1.2.12 Комплекси забезпечують відображення на цифровому індикаторі Обчислювача інформації, перелік якої наведено в **Додатку Ж**.

1.2.13 РК індикатор Обчислювача **ВР-2** містить 4x20 знакоміць, РК індикатор Обчислювача **ПК-В** - 2x16 знакоміць для відображення інформації.

1.2.14 Вимірювальні перетворювачі, що входять до складу Комплексів або працюють спільно з Комплексами, мають такі основні характеристики:

- верхня границя вимірювань встановлюється (згідно із замовленням) в діапазонах:
 - **від 100 кПа до 10 МПа** - для **абсолютного тиску**;
 - **від 6,0 кПа до 25 МПа** - для **надлишкового тиску**;

- **від 1,0 кПа до 256 кПа** - для диференційного тиску;
 - діапазон вимірювань температури газу встановлюється (згідно із замовленням) в діапазоні від **мінус 40 до плюс 100 °С** з різницею між границями вимірювань 100 °С;
 - довжина занурюваної частини чутливого елементу перетворювача температури визначається (відповідно до замовлення) в діапазоні від 40 до 1000 мм;
 - границі допустимої основної зведеної похибки при вимірах абсолютного, надлишкового і диференційного тиску складають: **$\pm 0,075\%$ або $\pm 0,1\%$** верхньої границі вимірювань;
 - 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.**

Примітки:

1 За бажанням замовника значення верхньої границі вимірювань тиску може бути вказана в інших одиницях виміру (кгс/м^2 , кгс/см^2),

2 Для температурного Коректора (без перетворювача тиску) діапазон установки константи за абсолютним тиском визначається згідно з чинними нормативними документами.

3 При використанні в складі Комплексів цифрових вимірювальних багатопараметричних перетворювачів (здвоєних ΔP , P) в перетворювачах при вимірах диференційного тиску забезпечується динамічна зміна максимальної верхньої границі вимірювань в залежності від поточного значення диференційного тиску з почерговою установкою значень верхньої границі **100 кПа, 63 кПа і 6,3 кПа**. При цьому в експлуатаційній документації і на таблиці вимірювальних багатопараметричних перетворювачів вказується найбільше значення верхньої границі вимірювань диференційного тиску, починаючи з якого для кожного меншого автоматично встановлюється значення верхньої границі вимірювань і забезпечується задана точність вимірювань **в діапазоні 1:10**. Ці значення можуть відрізнитися відповідно до замовлення за верхньою межею виміру, але нижня границя при цьому не може бути встановлена нижче допустимих значень для верхніх меж.

За додатковим замовленням для встановлюваного меншого значення верхньої границі вимірювань диференційного тиску забезпечується робота перетворювачів із заданою точністю в розширеному діапазоні 1:100.

1.2.15 Лічильники і витратоміри, що працюють з обчислювачами в складі Комплексів, мають імпульсні («сухий контакт», «відкритий колектор» або «NAMUR») і кодові (цифрові) вихідні сигнали.

Імпульсний сигнал, повинен відповідати одному з двох типів:

- НЧ-імпульсний сигнал (максимальна частота не повинна перевищувати 100 Гц за об'ємної витрати Q_{max} , що відповідає верхній границі вимірювання лічильника в фактичних умовах; мінімальна тривалість імпульсу 5 мс; номінальна напруга, що комутується 12 В; струм короткого замикання ≤ 10 мА);
- ВЧ-імпульсний сигнал (максимальна частота не повинна перевищувати 5 кГц за об'ємної витрати Q_{max} , що відповідає верхній границі вимірювання лічильника за фактичних умов);

Примітка:

1) Імпульсний сигнал типу СК може бути тільки НЧ.

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

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

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

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

Кодові (цифрові) вихідні сигнали сумісні з інтерфейсом RS485 та/або цифровим сигналом, сумісним з протоколом HART.

1.2.16 Обчислювач формує кодовий вихідний сигнал, що забезпечує обмін інформації з ЕОМ по інтерфейсам RS232, RS485 і USB.

1.2.17 Границі основної відносної похибки Комплексів при обчисленні витрати середовища без урахування похибки при вимірюваннях тиску і температури становлять $\pm 0,02\%$.

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

1.2.19 Границі додаткової похибки перетворювачів тиску від зміни температури навколишнього повітря в діапазоні від мінус 40 до 70 °С складають $\pm 0,025\%$ діапазону вимірювань тиску.

1.2.20 Типові 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 1.1.

Таблиця 1.1 – МДП перетворення об'єму, виміряного лічильниками газу

Індикація або складова	Номінальні робочі умови				
МДП для PTZ перетворення, δ_c (%)	0,12	0,15	0,25	0,35	0,45
Перетворення/обчислення, δ_f (%)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Перетворення/вимірювання температури, Δ_T (°C)	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5
Перетворення/вимірювання тиску, γ_p (%)	0,025	0,04	0,075	0,075	0,1
МДП для T перетворення (значення тиску встановлене як постійна величини), δ_c (%)	0,1	0,1	0,1	0,15	0,25

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 :

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

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

1.2.21 **Максимально допустимі** відносні похибки Комплексів при вимірах витрати і обсягу газу δ_c (без урахування складової, що вноситься методичними похибками при використанні СУ або ОНТ) в діапазоні зміни тиску газу від $0,2P_{\max}$ до $P_{\max}$ та основної абсолютної похибки при вимірюваннях температури $\pm 0,3^\circ\text{C}$ відповідають значенням, наведеним в Таблиці 1.2.

В діапазоні зміни тиску газу від $0,1P_{\max}$ до $0,2P_{\max}$, наведені в Таблиці 1.2 значення δ_c збільшуються на 0,1%.

Таблиця 1.2 - **Максимально допустимі** відносні похибки Комплексу при вимірах витрати і обсягу газу за допомогою вимірювальних перетворювачів з кодovими вихідними сигналами (методом перепаду).

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

Примітки

1. Для вимірювальних перетворювачів диференційного тиску вказані границі похибки ($\pm 0,075\%$) для діапазонів з верхніми границями вимірювань 100 кПа та 63 кПа. Для третього діапазону з верхньою межею вимірювань 6,3 кПа границі похибки дорівнюватимуть $\pm 0,10\%$.

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

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

4. $\gamma\Delta P$, γP - Границі допустимої приведеної похибки вимірювальних перетворювачів диференційного і абсолютного (надлишкового) тиску, %.

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

1.2.23 Експлуатація Комплексів допускається при наступних умовах:

- температура навколишнього середовища **від мінус 40 до плюс 70 °С** ;
- відносна вологість **до 98%** при температурі плюс 35 °С і більш низьких значеннях температури без конденсації вологи;
- атмосферний тиск від 84 до 107 кПа (від 630 до 800 мм рт.ст.);
- синусоїдальні вібрації частотою **від 10 до 55 Гц** з амплітудою зміщення до 0,15 мм.

1.2.24 У робочих умовах експлуатації не допускаються падіння з висоти і удари по корпусу технічних засобів Комплексів.

Примітки:

1. Відповідно до замовлення допускається поставка Комплексів для експлуатації при температурі навколишнього середовища з граничними значеннями, що відрізняються від зазначених меж (від мінус 40 до плюс 70 °С), але без перевищення зазначеної границі.

2. Зчитування інформації з цифрового пристрою, що показує Обчислювач, можливе в діапазоні зміни температури навколишнього середовища від мінус 15 до плюс 50 °С.

1.2.25 За захищеності від проникнення всередину корпусів твердих частинок, пилу і води корпуси складових частин Комплексів відповідають наступним ступеням захисту:

- корпус Обчислювача ПК-В - не нижче **IP65**;
- корпуси Обчислювача ВР-2 - не нижче **IP65**.
- корпуси вимірювальних перетворювачів абсолютного, надлишкового і диференційного тиску ПД-1 - не нижче **IP65**;
- корпуси вимірювальних перетворювачів температури ПТ-1 - не нижче **IP65**.

1.2.26 Живлення Комплексів здійснюється від мережі змінного струму напругою від **120 до 250 В та частотою (50±5) Гц** (далі - мережева напруга).

При зникненні або аварійному зниженні напруги Комплекси автоматично переходять на живлення від резервного джерела постійного струму (акумулятора, акумуляторної батареї) з номінальною напругою **12 В** і номінальною ємністю **від 18 до 26 А*годину** (відповідно до замовлення). Цим забезпечується збереження сформованої Комплексами інформації і нормальна робота Комплексів протягом **не менше 100 годин**. Відповідні записи про зміну режиму та його відновлення заносяться в архів аварійних та позаштатних ситуацій.

При зниженні напруги резервного джерела до мінімально допустимого значення 11 В, Комплекси припиняють всі обчислення і тільки виконують режим збереження всіх архівних даних.

1.2.27 Потужність, споживана Комплексами модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ

(без урахування потреб лічильника-витратоміра), не перевищує **- 5,9 ВА**;

Потужність, споживана Комплексами модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2 (без урахування потреб лічильника-витратоміра), не перевищує **- 3,8 ВА**;

1.2.28 Потужність, споживана Комплексами модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 (з автономним живленням) не перевищує:

- при обміні інформацією **- 50 мВт**;
- в режимі очікування **- 0,15 мВт**.

1.2.29 Час готовності Комплексів до роботи **- не більше 120 с**.

1.2.30 Середній термін служби Комплексів **- не менше 12 років**.

1.3 Склад Комплексів

1.3.1 В залежності від виконання, модифікації, конфігурації та кількості ліній (каналів) виміру в складі Комплексів застосовується обладнання, перелік якого і функціональне призначення пристроїв наведено в Таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 - Склад Комплексів

Найменування пристрою	Кількість (в залежності від типу перетворювачів)	Функціональне призначення пристрою	Примітка
1	3	5	6
Комплекс вимірювальний «ФЛОУТЕК-ТМ», АЧСА.421443.001, у складі:			виконання відповідно до замовлення
1 Обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2	1 шт.	Обчислення витрати і об'єму газу	виконання відповідно до замовлення
2 Обчислювач ПК-В АЧСА.408844.008	1 шт.	Вимірювання параметрів і обчислення витрат і обсягу газу	виконання відповідно до замовлення
3 Перетворювач тиску ПД-1 АЧСА.406231.005-012	до 6 шт.	Вимірювання абсолютного або надлишкового та диференційного тиску	тип та кількість відповідно до замовлення
4 Перетворювач температури вимірювальний ПТ-1 АЧСА.405519.001	до 3 шт.	Вимірювання температури	тип та кількість відповідно до замовлення
5 Лічильник-витратомір або / і витратомір	до 2 шт.	Вимірювання витрати або об'єму газу	тип відповідно до замовлення
6 Іскробезпечний бар'єр БІ-2 , БІ-3 , БІ-4 , БІ-7	до 3 шт.	Розділення кіл пристроїв, розміщених у вибухонебезпечній і вибухобезпечній зонах	тип та кількість відповідно до замовлення
7 Контролер джерела живлення КПП-1, АЧСА.468364.001	1 шт.	Забезпечення безперебійного електроживлення	поставка відповідно до замовлення
8 Джерело живлення ДЖІ 12/3, АЧСА.436234.005	1 шт.	Електроживлення пристроїв	з аккумулятором 12 В
Примітки: 1 Для Комплексу, призначеного для комерційного обліку природного газу і при тиску в вимірювальному трубопроводі до 2,1 МПа (включно), в комплект поставки для вимірювання тиску входять вимірювальні перетворювачі абсолютного тиску. 2 Допускається заміна пристроїв поз. 3, 4 на пристрої, аналогічні по функціональному призначенню і характеристикам.			

1.3.2 Габаритні розміри і маса пристроїв, що входять до складу Комплексів, наведені в Таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 - Габаритні розміри і маса пристроїв, що поставляються в складі Комплексів або їх доповнюють.

Найменування пристроїв	Габаритні розміри, мм			маса, не більше, кг
	Ширина	Висота	Товщина	
1 Обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2	210	360	100	3,2
2 Обчислювач ПК-В	140	240	130	4,5
3 Перетворювач вимірювальний тиску ПД-1	130	190	150	2,5
4 Перетворювач вимірювальний температури ПТ-1 (без ТС)	77	115	42	0,5
5 Термоперетворювач опору (ТС) перетворювача температури ПТ-1 (без довжини занурювальної частини)	60	135	175	1,0
6 Перетворювач інтерфейсів RS232/BELL202	150	200	60	0,4
7 Перетворювач інтерфейсів RS232/RS485	155	170	60	0,4

8 Пристрій спряження комплексів УСК	155	170	60	0,4
9 Іскробезпечний бар'єр (БІ-2, БІ-3, БІ-4, БІ-7) не більше	157	58	95	0,5
10 Джерело живлення ДЖІ 12/3	140	140	65	1,0
11 Акумулятор	170	130	160	9,6
12 Контролер джерела живлення КПП-1	150	160	60	0,4

Примітка - Габаритні розміри і маса вимірювальних перетворювачів тиску, температури, лічильника (витратоміра), акумуляторів, переносного пристрою для обслуговування цифрових вимірювальних перетворювачів і персонального переносного комп'ютера, які входять до складу Комплексів, повинні відповідати технічній документації виробника.

1.4 Облаштування і робота Комплексів

1.4.1 Структурні схеми Комплексів наведені на Рисунках 1.1 - 1.9.

1.4.2 При розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні інформація, сформована вимірювальними приладами, передається в Обчислювач по лінії зв'язку на базі інтерфейсів Bell202, PLI, RS485. При використанні лічильника, який має імпульсний вихідний сигнал, збір і обробку вихідних сигналів вимірювальних перетворювачів і лічильника здійснює Обчислювач. Передача накопиченої Обчислювачем інформації в переносну ЕОМ або ЕОМ верхнього рівня здійснюється через іскробезпечний бар'єр інтерфейсом RS232 та/або RS485.

При розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні інформація, сформована вимірювальними приладами, передається в Обчислювач через іскробезпечні бар'єри.

1.4.3 При отриманні інформації, Обчислювач після обробки вхідних сигналів виконує за заданим алгоритмом функції за 1.2.4 і 1.2.6 - 1.2.8 НЕ.

1.4.4 При вимірюванні об'єму газу за допомогою встановленого в трубопроводі лічильника Обчислювач **обчислює обсяг газу в робочих умовах V_O , в m^3** , за формулою:

$$V_O = \frac{N}{K_N} \quad (1.1)$$

де N - кількість імпульсів, що надійшли від лічильника;

K_N - кількість імпульсів, які видає лічильник при проходженні через нього $1 m^3$ газу, $1/m^3$.

Обсяг V , приведений до стандартних умов, Обчислювач обчислює за формулою:

$$V = V_O * \frac{P}{P_{c.y.}} * \frac{T_{c.y.}}{T} * \frac{1}{K} \quad (1.2)$$

де $P_{c.y.}$, $T_{c.y.}$ - абсолютний тиск і температура за стандартний умов

де P , T - абсолютний тиск і температура за умов вимірювання газу;

K - коефіцієнт стисливості газу, який вираховується за формулами, наведеними в ГОСТ 30319.2.

Для оцінки миттєвої об'ємної витрати газу (Q) через лічильник Обчислювач обчислює значення витрати за стандартних умов, в m^3 /годину, за формулою:

$$Q = \frac{3600}{K_N * t_{\text{и}}} * \frac{P}{P_{c.y.}} * \frac{T_{c.y.}}{T} * \frac{1}{K} \quad (1.3)$$

де $t_{\text{и}}$ - тривалість періоду імпульсів, що надходять від лічильника, с.

Отримане значення витрати газу **служить для забезпечення технологічного контролю** за проходженням газу по трубопроводі. Границя статичної похибки Комплексу при обчисленні витрати газу за результатами вимірювань об'єму газу в робочих умовах не перевищує $\pm 1,0\%$.

1.4.5 При вимірюванні витрати та/або обсягу газу Комплекси на базі обчислювача ВР-2 можуть одночасно обслуговувати **три трубопроводи**, поєднуючи різні варіанти вимірювання об'єму газу:

а) за методом змінного перепаду тиску;

б) за допомогою лічильників (витратомірів).

При вимірюванні витрати за методом змінного перепаду тиску в комплект входять перетворювачі температури, абсолютного (надлишкового) тиску і один або два перетворювачі диференційного тиску (Рис. 1.7);

При вимірюванні об'єму газу за допомогою лічильників в комплект входять перетворювачі

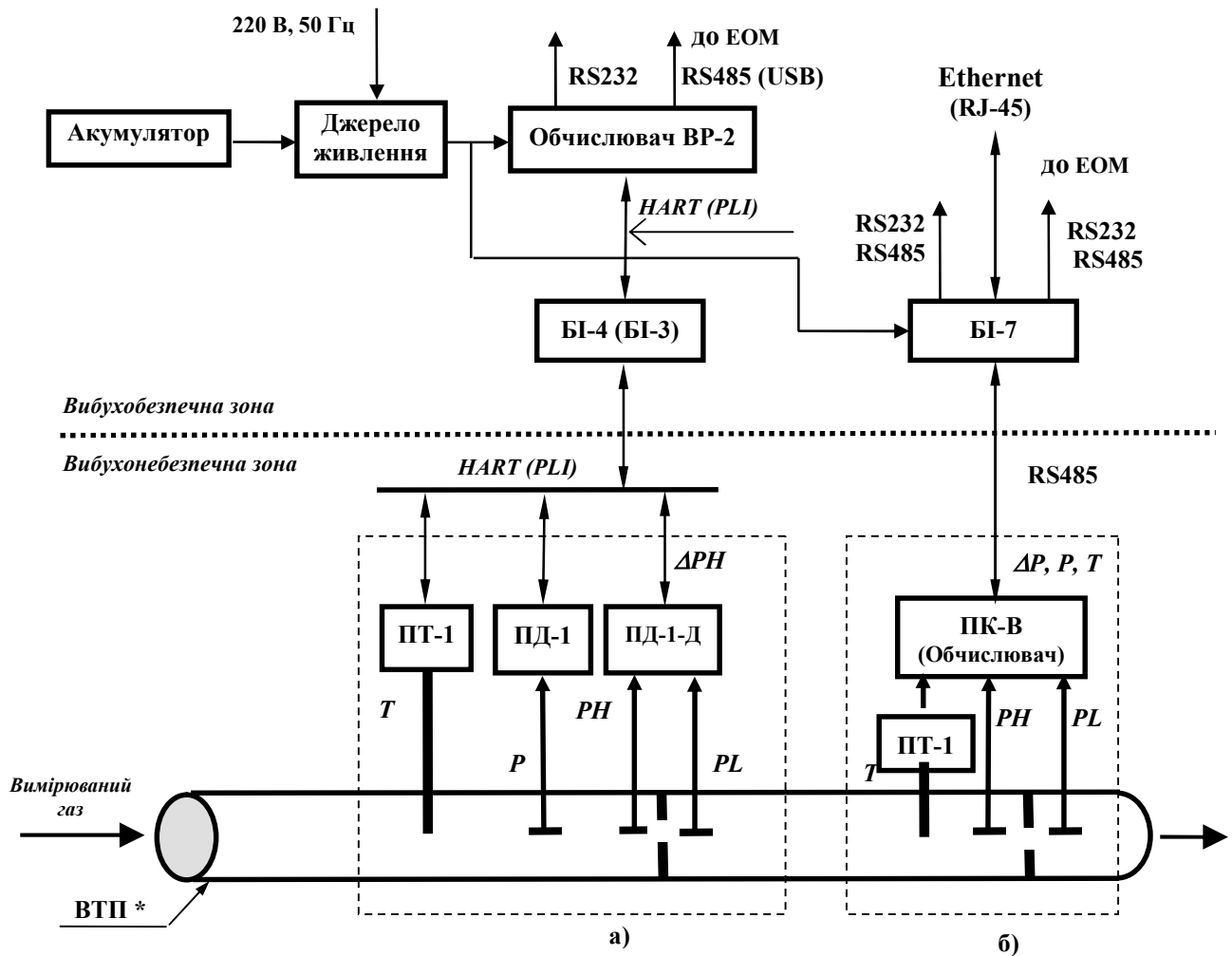
температури і абсолютного (надлишкового) тиску і лічильники (витратоміри) з кодовим вихідним сигналом або лічильники з імпульсним вихідним сигналом (Рис.1.8, Рис. 1.9);

При вимірюванні витрати за допомогою багатопараметричних перетворювачів в комплект входять перетворювачі температури і багатопараметричний перетворювач або тільки багатопараметричний перетворювач з датчиком (ТО) (Рис. 1.10).

1.4.6 Електроживлення Комплексів **модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-Х, ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х** (де - «**Х**» означає можливі варіанти комплектації вимірювальних пристроїв) здійснюється від джерела живлення (ДЖІ 12/3), що перетворює напругу промислової мережі змінного струму (220 В, 50 Гц) в стабілізовану напругу постійного струму 12 В. При зникненні або аварійному зниженні напруги в ДЖІ 12/3 здійснюється автоматичне перемикання кіл живлення на резервне джерело живлення постійного струму (акумулятор, акумуляторна батарея).

В місцях, де повністю відсутнє живлення змінного струмом 220 В, електроживлення Комплексів **модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т** здійснюються від літійової батареї, яка конструктивно вбудована в корпус обчислювача ПК-В (стара назва: ПК-В3, ПК-В3-Т) або здійснюється від зовнішнього джерела електроживлення на основі газодинамічного електрогенератора ГП-1 виробництва ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ».

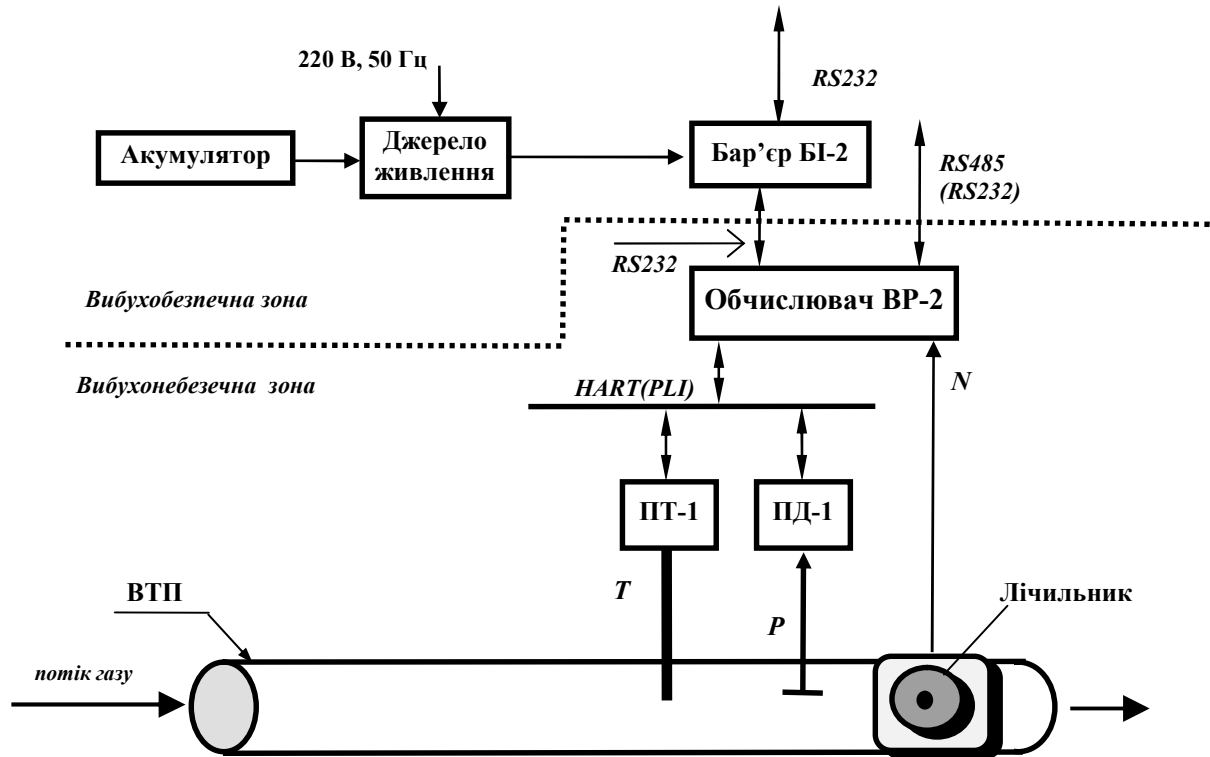
1.4.7 Для забезпечення спільної роботи з хроматографом газу використовується контролер хроматографа, який здійснює обробку та передачу отриманої від хроматографа інформації про склад газу в усі комплекси комерційного обліку газу, і перетворювач інтерфейсів RS232/RS485 (Рис. 1.10).



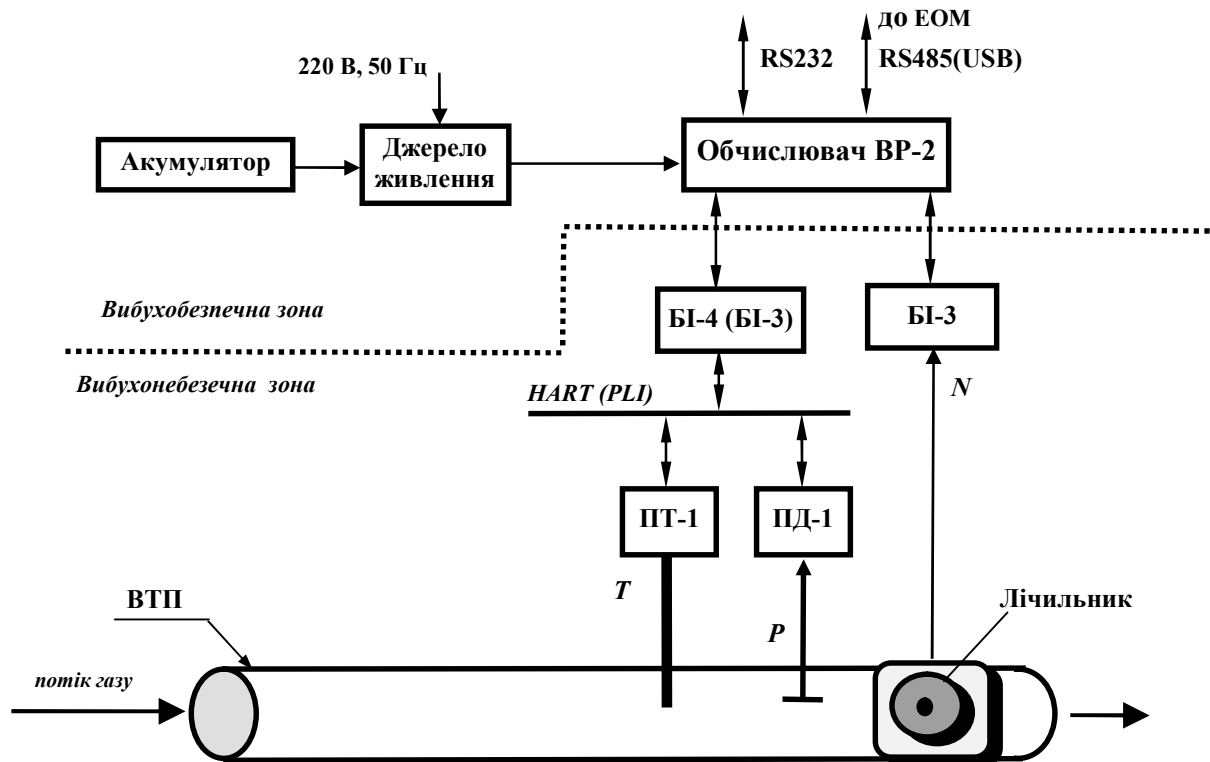
- а) вузол виміру для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1
б) вузол виміру для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2

**Рис. 1.1 - Структурна схема Комплексів модифікацій
ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1, і ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2 при обслуговуванні одного
трубопроводу**

Де « * » ВТП - вимірювальний трубопровід



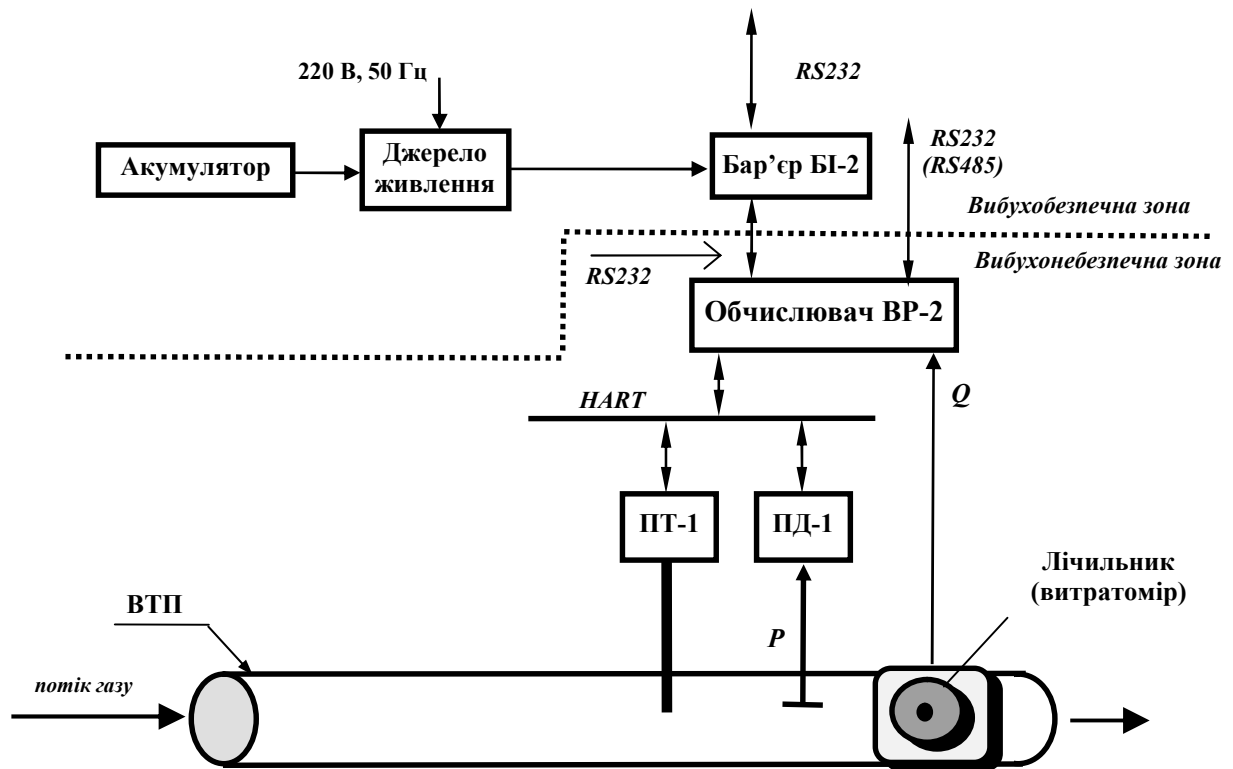
а) Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 при використанні лічильника з імпульсним вихідним сигналом при розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні



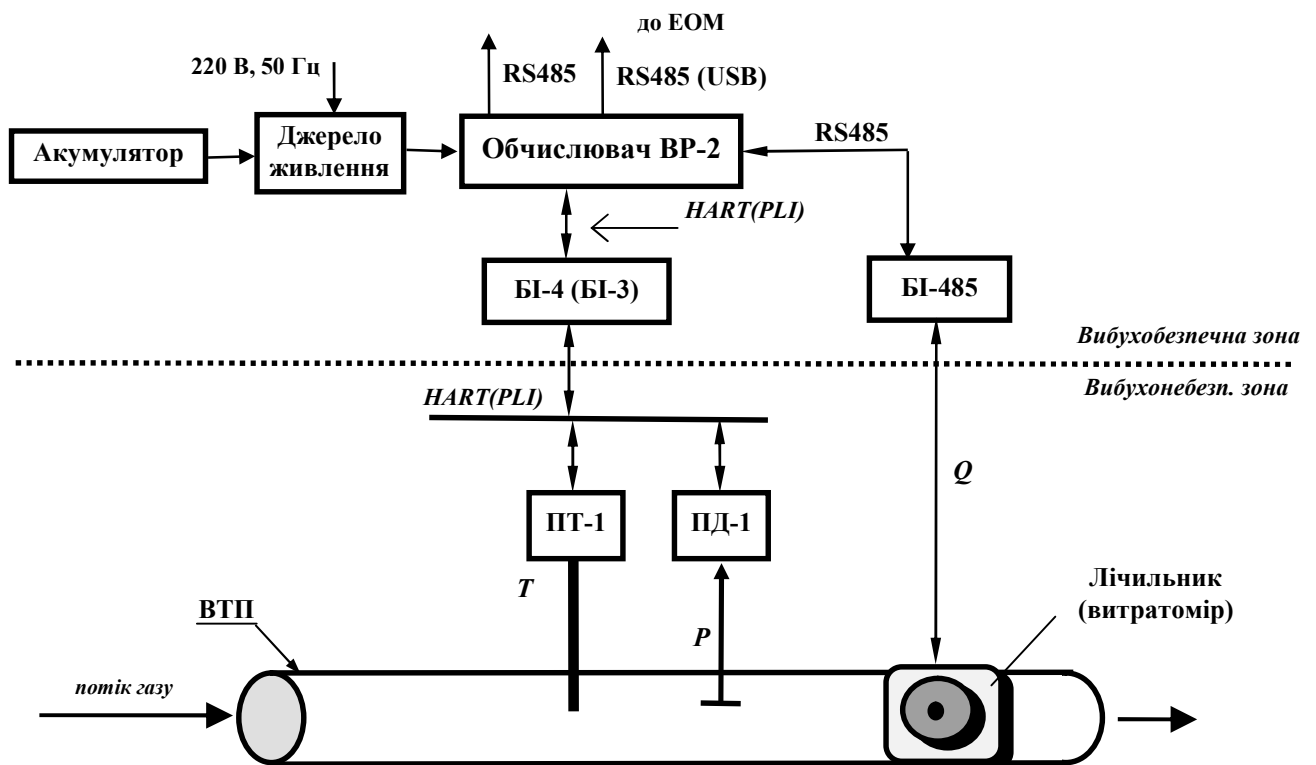
а) Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 при використанні лічильника з імпульсним вихідним сигналом при розміщенні обчислювача у вибухобезпечній зоні

Рис. 1.2 - Структурна схема Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1, при обслуговуванні одного трубопроводу

Де « * » ВТП - вимірювальний трубопровід



а) Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 при використанні лічильника (витратоміра) з кодовим вихідним сигналом, при розміщенні обчислювача у вибухобезпечній зоні



б) Комплекс модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 при використанні лічильника (витратоміра) з кодовим вихідним сигналом

Рис. 1.3 - Структурна схема Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 при обслуговуванні одного трубопроводу, при розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні

де: H - імпульси Q - RS485

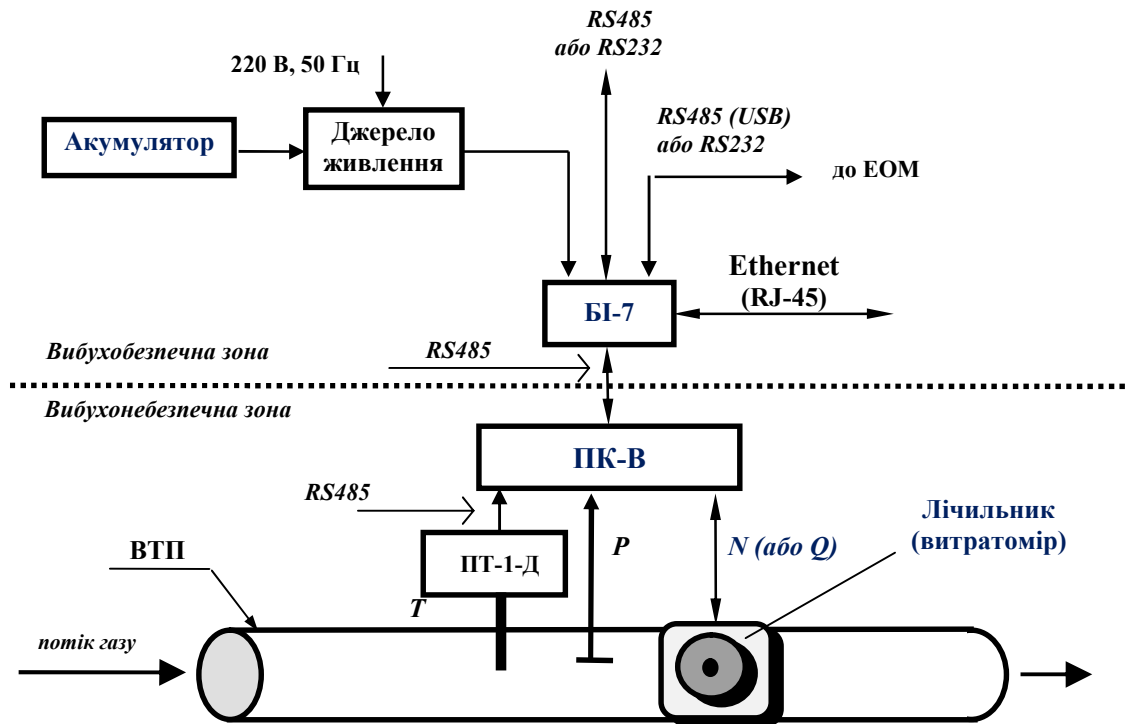


Рис. 1.4 - Структурная схема Комплексов модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4 при обслуговуванні одного трубопроводу

де: N – імпульси Q – RS485

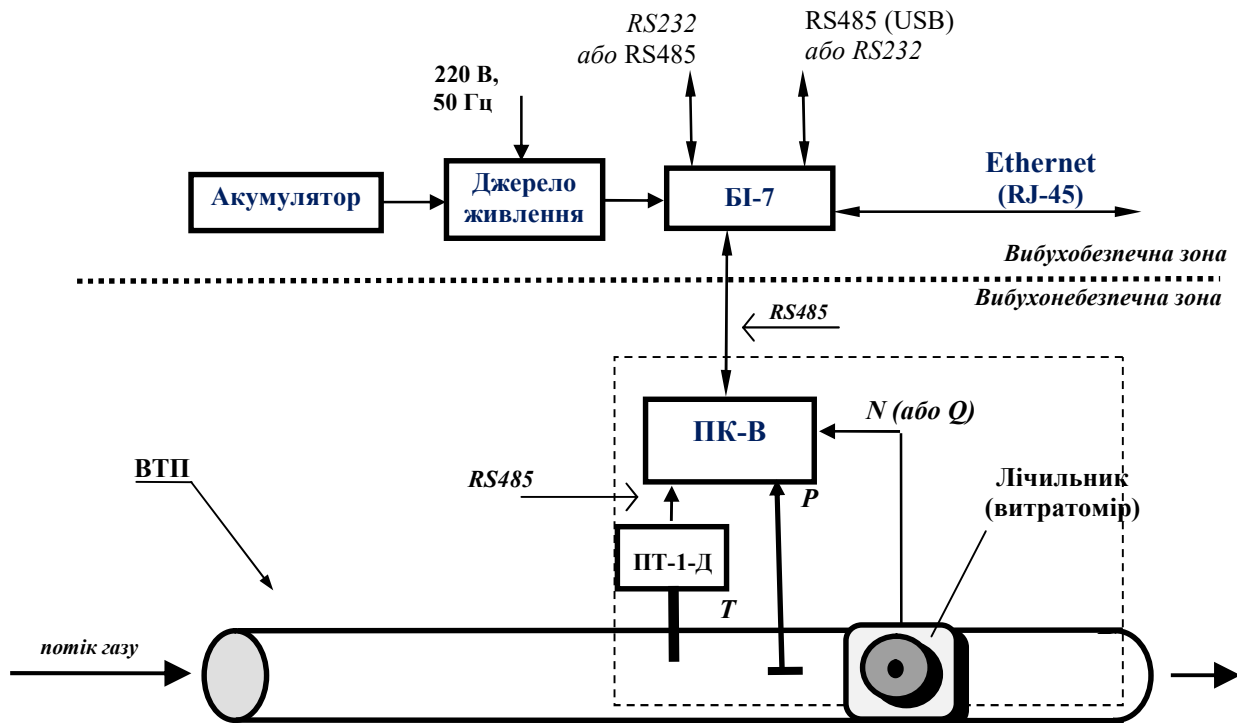


Рис. 1.5 - Структурна схема Комплексов модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6, ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6Т

де: N – імпульси Q – RS485

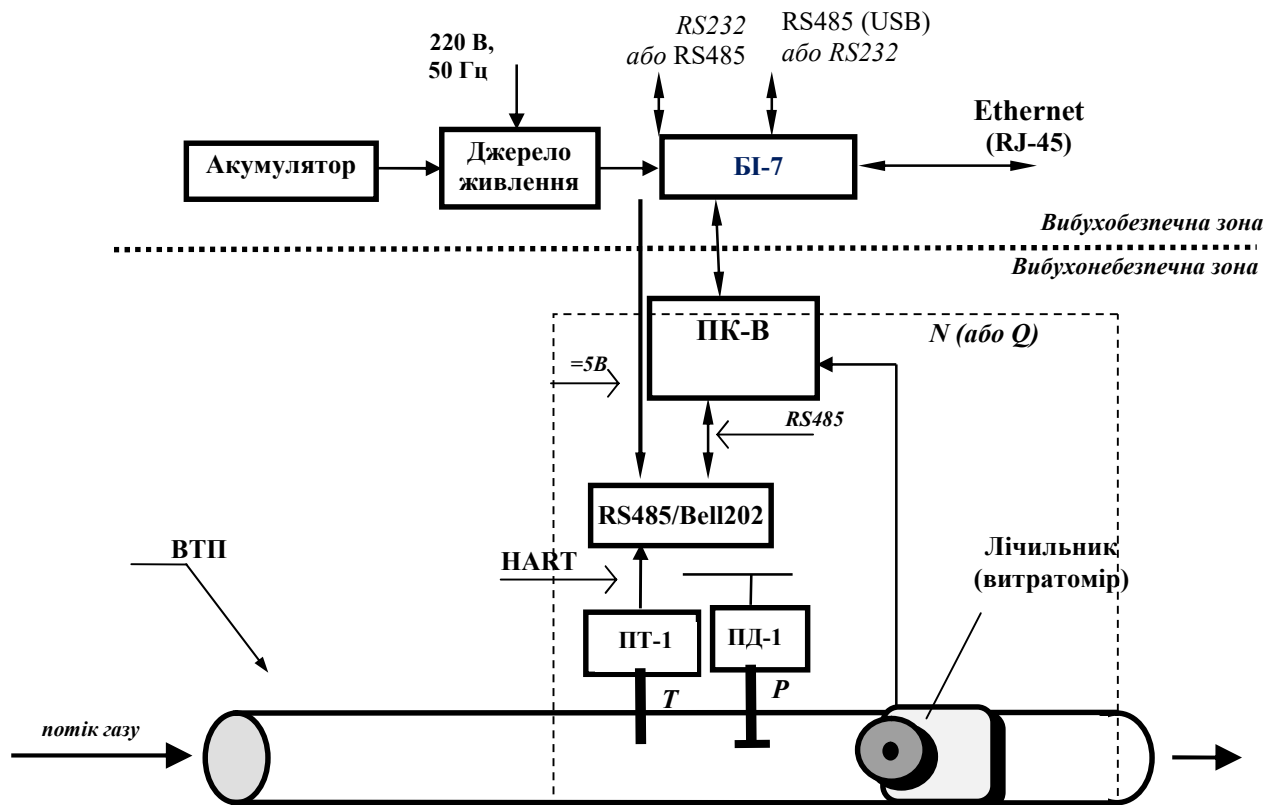


Рис. 1.6 - Структурна схема Комплексів модифікацій
ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4
(ПК-В з перетворювачем RS485 /Bell202)

де: N – імпульси Q – RS485

1.4.8 Режим роботи Комплексів - безперервний з періодичним зовнішнім оглядом технічних засобів і забезпечується взаємозалежною роботою технічних засобів відповідно до встановленого програмного забезпечення. Програмне забезпечення складається з службових і прикладних програм. Прикладні програми реалізують інформаційні, керуючі і обчислювальні завдання Комплексів.

У комплект прикладних програм Комплексів на верхньому рівні входять:

CONCOR.EXE - програма конфігурації і безпосереднього обслуговування Обчислювача BP-2 та ПК-В Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1, ФЛОУТЕК-ТМ-2.

HOSTWIN - комплекс програм обслуговування (опитування, накопичення і перегляду інформації, видачі комерційних звітів про витрату вимірюваного газу) Комплексів.

HARTSERV.EXE – програма обслуговування Обчислювача ПК-В.

Програми працюють під управлінням операційних систем Windows.

Комплекс програм обслуговування **HOSTWIN** призначений для організації спільної роботи комплексу ФЛОУТЕК-ТМ. Додатковою функцією комплексу програм **HOSTWIN** є збір інформації з Обчислювачів всіх обслуговуваних комплексів ФЛОУТЕК-ТМ по лініях зв'язку для формування звітів.

Відомості для забезпечення процедури спілкування обслуговуючого персоналу з Обчислювачем в процесі виконання програм **CONCOR** і **HOSTWIN** наведені в документі «Програмне забезпечення комплексу вимірювального» ФЛОУТЕК - ТМ.

Настанова оператора АЧСА.00001-01.34.01 (далі - Настанова оператора).

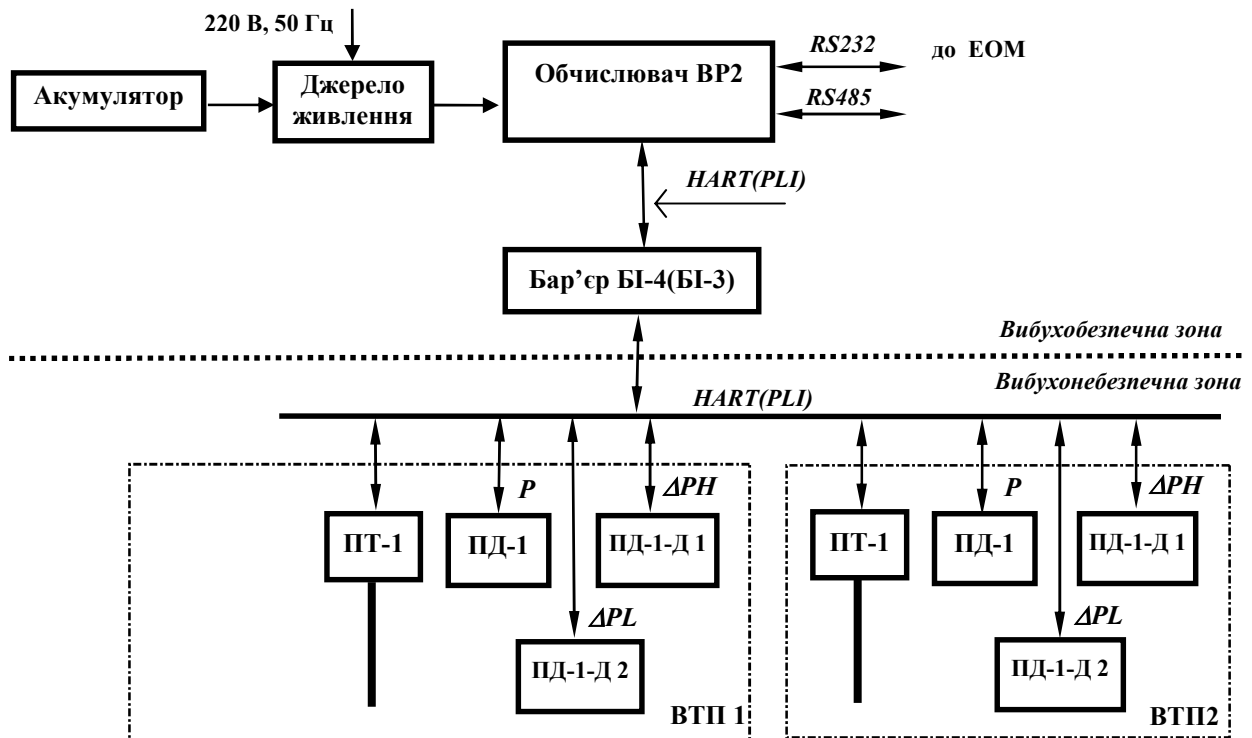


Рис. 1.7 - Структурна схема Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-11-11 при обслуговуванні двох трубопроводів

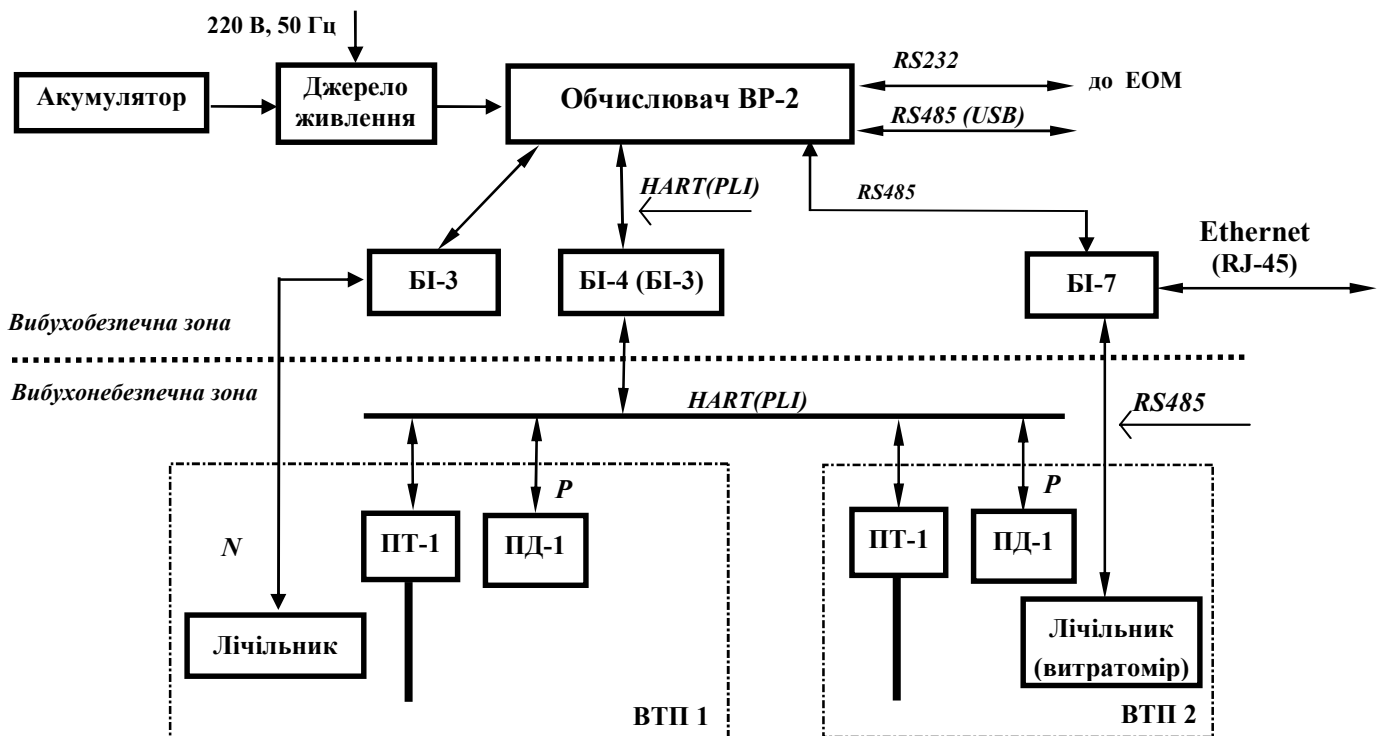


Рис. 1.8 - Структурна схема Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-34-11 при обслуговуванні двох трубопроводів з використанням лічильника з імпульсним кодовим вихідним сигналом та лічильника (витратоміра) з кодовим вихідним сигналом, при розміщенні обчислювачів у вибухобезпечній зоні

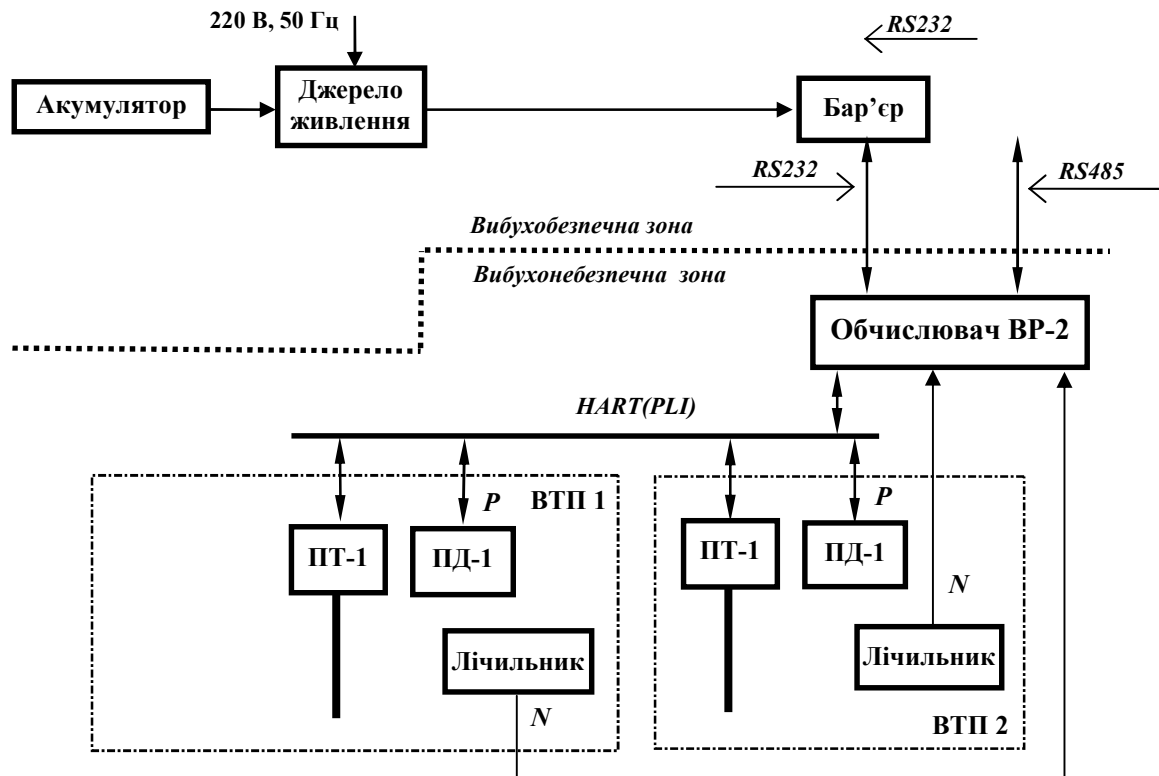


Рис. 1.9 - Структурна схема Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-1-33-11 при обслуговуванні двох трубопроводів і використанні лічильника з імпульсним вихідним сигналом, при розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні

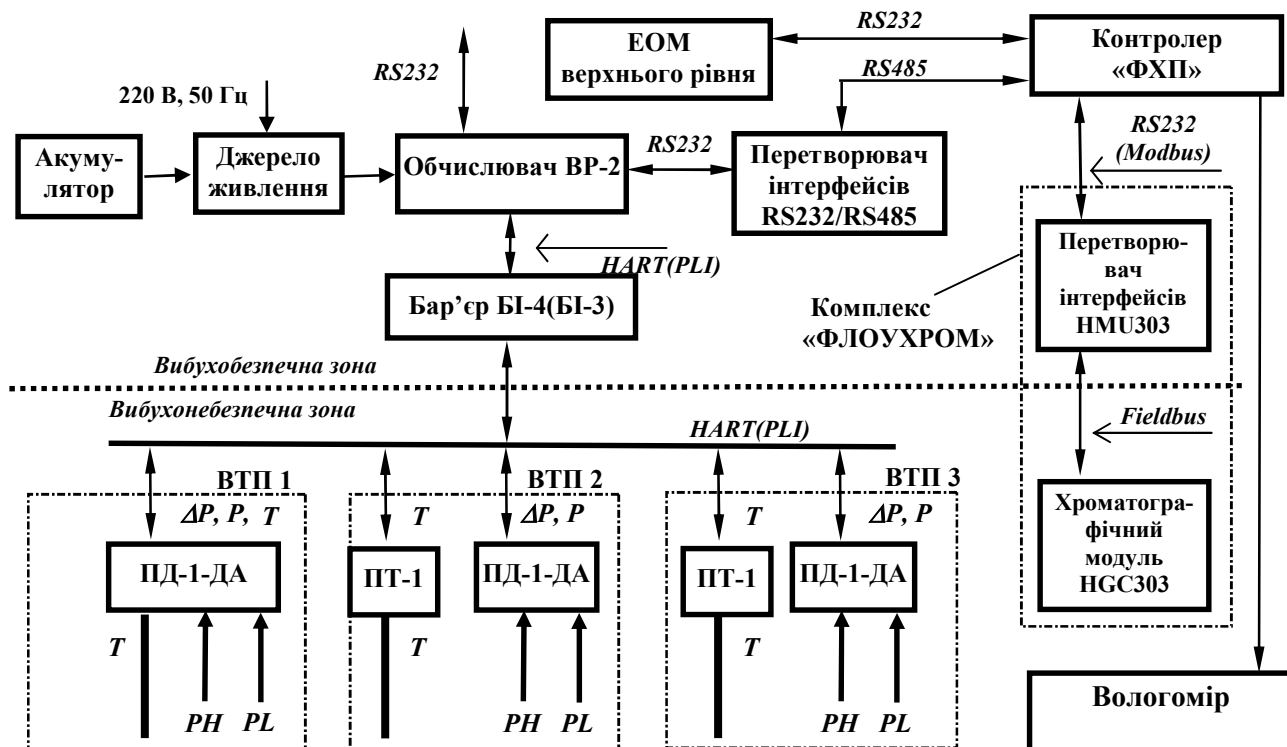


Рис. 1.10 - Структурна схема Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-1-111-222 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-222-222 при обслуговуванні трьох трубопроводів, при роботі з хроматографом і розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні

1.4.9 Рівні доступу до управління Комплексом

1.4.9.1 Щоб уникнути несанкціонованого доступу до зміни параметрів і управління роботою Комплексу, введені функції **запиту пароллю**.

1.4.9.2 Комплекс надає кілька **рівнів доступу до управління**:

- **повний доступ** – через введення пароллю на дозвіл запису параметрів в Обчислювач, включаючи право змінювати паролі (*рівень наладчика виробника*).

Для перекладу на константу (при проведенні перевірки в версіях Комплексів, призначених для експлуатації споживачем газу) передбачається введення додаткового пароллю з метою підтвердження санкції на таку дію:

- **право запису статпараметрів**: CO₂, N₂, густини і атмосферний тиск (*рівень оператора*);

- **загальний доступ** без введення пароллю дає право тільки вчитати дані з комплексу (*рівень загального доступу*).

1.4.9.3. Паролі встановлюються в Комплексі за допомогою програми обслуговування Обчислювача і недоступні для читання. Пароль може містити до 16 - ти символів.

1.5 Засоби вимірювання, інструмент і приладдя

1.5.1 Для проведення контролю, налаштування (калібрування), виконання робіт з технічного обслуговування і поточного ремонту Комплексів можуть використовуватись наступні засоби вимірювання, інструмент і приладдя:

- калібратор тиску КДУ-1, з верхніми границями вимірювань абсолютного тиску 0,7 і 1,6 МПа і діапазоном вимірювань диференційного тиску від 0 до 63 кПа і з границями основної приведенної похибки $\pm 0,025\%$;

- поршневі манометри 1 і 2 розрядів, з верхніми границями вимірювань від 0,25 до 10,0 МПа і границями основної похибки $\pm 0,01$, $\pm 0,02$, $\pm 0,05$ і $\pm 0,1\%$ вимірюваного значення;

- поршневі манометри абсолютного тиску 1 і 2 розрядів, з границями основної похибки вимірювань, відповідно, ± 13 і ± 27 Па в діапазоні до 130 кПа;

- скляний ртутний термометр ТЛ-4, з діапазоном вимірювань температури від 0 до 50 °С, ціною поділки 0,1 °С і абсолютної похибкою $\pm 0,2$ °С;

- магазин опору Р4831, з діапазоном установки опору від 0,001 до 111111,1 Ом і класу точності 0,02;

- універсальний осцилограф С1-65А, чутливістю від 5 мВ до 10 В на розподіл;

- генератор імпульсів Г5-60, з діапазоном регулювання частоти імпульсних сигналів від 10^{-1} до 10^9 Гц, амплітудою імпульсів від 1 до 10 В і класу точності 0,5;

- електронно-лічильний частотомір ЧЗ-34, з ємністю рахункового пристрою 9 розрядів і діапазоном частот від 0 до 10^9 Гц;

- гідравлічний насос, з діапазоном регулювання тиску від 0 до 10 МПа;

- пневматичний насос, з діапазоном регулювання тиску від 0 до 10 0 кПа;

- ротаметр РМ-А-0,25, за ГУЗ ТУ 1-01-0249-75;

- 3 балони з повітряною газоподібною сумішшю, оснащених редукторами ;

- комплект арматури (запірні вентиля, трійники, з'єднувачі, трубки) для підключення вимірювальних перетворювачів тиску;

- модем BELL202, з комплектом з'єднувальних кабелів;

- комп'ютер (ЕОМ), з програмою обслуговування Комплексу;

- джерело живлення постійного струму Б5-7, з діапазоном регулювання вихідної напруги від 2 до 30 В при номінальному струмі з навантаження до 3А.

1.6 Маркування і пломбування

1.6.1 Маркування Комплексів відповідає вимогам конструкторської документації підприємства - виробника.

1.6.2 Маркування Комплексів наноситься на табличку (шильдик), прикріплену до корпусу Обчислювача. На табличці зазначено:

- назва та умовне позначення вимірювального комплексу;

- умовне позначення обчислювача;

- маркування ступеня захисту корпусу;

- відомості щодо класів за зовнішніми механічними та електромагнітними умовами;

- значення мінімальної та максимальної температури навколишнього середовища;
- серійний номер та рік виготовлення обчислювача;
- зображення знаку відповідності Технічному регламенту та додаткове метрологічне маркування;
- маркування вибухозахисту;
- найменування і товарний знак підприємства-виробника.

Примітка: - Номер Комплексу встановлюється за **номером Обчислювача (Коректора)**.

1.6.3 Маркування транспортної тари складових частин Комплексів виконується за кресленнями підприємства - виробника і містить знаки «Кришталь. Обережно», «Берегти від вологи» і «Верх».

1.6.4 Адреса підприємства - виробника Комплексів наводиться в документі «Комплекс вимірювальний «ФЛОУТЕК-ТМ». АЧСА.421443.001-01 ПС».

1.6.5 Протягом всього терміну експлуатації складові частини Комплексів **повинні бути опломбовані** в місцях, передбачених технічною документацією, для запобігання несанкціонованого доступу до внутрішніх електричних елементів пристроїв.

Схеми розміщення пломб на Обчислювачі ПК-В, Перетворювачах тиску ПД-1 і Обчислювачі ВР-2 наведені в **Додатку Л**

1.6.6 Для запобігання несанкціонованого доступу до інформації, що формується Комплексом, який використовується для комерційного обліку газу, на роз'ємах апаратури зв'язку (модеми, адаптери та їм подібні) встановлюються додаткові пристосування (скоби, кронштейни, шпильки) для захисту і пломбування.

1.6.7 Пломбування складових частин Комплексів виконують представники відділу технічного контролю (ВТК) підприємства - виробника при випуску Комплексів з виробництва.

Представники служб державної метрологічної атестації при проведенні періодичної перевірки Комплексів і, за домовленістю, представники підприємства - користувача при експлуатації Комплексів.

1.7 Упаковка

1.7.1 Упаковка забезпечує збереження складових частин Комплексів при зберіганні і при транспортуванні в критих транспортних засобах будь-якого виду.

1.7.2 Перед пакуванням технологічні з'єднання вимірювальних перетворювачів Обчислювача і вимірювальних перетворювачів тиску, що входять до складу Комплексів, закриваються ковпачками, що охороняють вимірювальні камери від забруднення, а різьблення - від механічних пошкоджень.

1.7.3 Складові частини Комплексів упаковані в транспортну тару (у вигляді індивідуальної упаковки для кожного пристрою), яка відповідає категорії КУ - 1 за ГОСТ 23170 і виготовляється у відповідності з кресленнями підприємства - виробника.

1.7.4 Експлуатаційна документація Комплексів знаходиться в пакеті з поліетиленової плівки і вкладається в упаковку Обчислювача.

2 ОПИС І РОБОТА СКЛАДОВИХ ЧАСТИН КОМПЛЕКСІВ

2.1 Загальні характеристики

2.1.1 Електронна частина складових частин Комплексів виконана на сучасній елементній базі, яка забезпечує мінімальне споживання електроенергії при оптимальній швидкодії.

Цифрова технологія забезпечує максимальну точність, широкий діапазон вимірювань вимірювальних перетворювачів.

Обчислювач, вимірювальні перетворювачі тиску ПД-1 і температури ПТ-1 належать до групи інтелектуальних мікропроцесорних польових приладів.

2.1.2 Обмін даними вимірювальних перетворювачів, а також лічильників (витратомірів), що мають кодові вихідні сигнали, з технічними засобами Комплексів і з зовнішніми пристроями (користувачем) проводиться **по двохпровідній лінії зв'язку по інтерфейсу Bell202 на базі протоколу HART, по інтерфейсу PLI, або цифровому сигналу сумісному з інтерфейсом RS485.**

2.1.3 Обчислювач вибухонебезпечного виконання, вимірювальні перетворювачі ПД-1 і ПТ-1 мають маркування вибухозахисту **II 2G Ex ib IIB T3 Gb** і **можуть встановлюватися у вибухонебезпечних зонах** приміщень і зовнішніх установках.

2.1.4 За захищеністю від проникнення всередину корпусу твердих частинок, пилу і води складові частини Комплексів, наведені в даному розділі, відповідають ступеням захисту, зазначеним в 1.2.29 НЕ.

2.1.5 Перетворювачі інтерфейсів RS232/BELL202, RS232/RS485, Іскробезпечні бар'єри БІ-2, БІ-3, БІ-4 і БІ-7, Пристрій спряження комплексів «ПСК», Джерело живлення ДЖІ 12/3 і Контролер джерела живлення КПП-1 призначені для експлуатації у вибухонебезпечній зоні в приміщеннях при температурі навколишнього середовища від мінус 40 до 70 °С.

2.1.6 Границі додаткової зведеної похибки вимірювальних перетворювачів, ПД-1-А, ПД-1-И і ПТ-1 та ПК-В від зміни температури навколишнього середовища **в діапазоні від мінус 40 до 70 °С складають $\pm 0,1\%$ діапазону вимірювань тиску.**

2.1.7 Кріплення Обчислювача і складових частин Комплексів, приведених в 2.1.5 НЕ - настінне або на плоскій опорі за допомогою кронштейнів, встановлених на корпусах.

Кріплення корпусів Обчислювача ПК-В і ПД-1 в робочому положенні (з урахуванням можливості ознайомлення з інформацією, яка відображається на цифровому індикаторі) - настінне, за допомогою кронштейна, або безпосередньо на трубопроводі за допомогою відповідних технологічних з'єднань.

2.2 Обчислювач об'ємних і масових витрат ВР-2 призначений для обчислень витрати і об'єму газу відповідно 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 і ГОСТ 30319.3 або в інших діючих нормативних документах. Обчислювач має вибухозахищене виконання з маркуванням вибухозахисту **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**.

2.2.1 Зовнішній вигляд Обчислювача представлений на Рис. 2.2.

Корпус Обчислювача - металевий (вибухозахищене виконання), з відкидною передньою кришкою. Кришка відкривається на 180 градусів. У закритому стані кришка фіксується спеціальним замком з можливістю пломбування.

Обчислювач обладнаний **датчиком відкриття кришки корпусу** для запобігання та фіксування втручання в роботу приладу. У випадку, коли кришка закрита, датчик знаходиться в положенні «замкнуто».



Рис. 2.2 - Зовнішній вигляд Обчислювача BP-2

2.2.2 На кришці є вікно, через яке можна ознайомитися з інформацією, що відображається на **цифровому індикаторі** (рідкокристалічному), встановленому на платі Обчислювача.

Нижче вікна розташована кнопка ввімкнення індикатора.

На табличці зазначені основні параметри Обчислювача.

2.2.3 Розрахована Обчислювачем інформації виводиться на індикатор Обчислювача у режимі перегортання параметрів (з періодом 1 с) при натисканні на кнопку «Перегляд даних» та утриманні в цьому стані кнопки «Перегляд даних».

2.2.4 Підведення зовнішніх електричних кабелів до плати Обчислювача здійснюється через сальникові кабельні вводи, розташовані в нижній частині корпусу.

2.2.5 Спрощена структурна схема Обчислювача BP-2 приведена на Рис. 2.2.

2.2.6 До складу Обчислювача BP-2 входять такі блоки:

- **Мікропроцесор**, який має в своєму складі мікро ЕОМ з керуючою програмою Обчислювача, **незалежне ОЗУ** для зберігання даних Обчислювача, незалежний годинник - календар і електронний сторож;

- **Комунікаційні порти** (інтерфейси RS232 і RS485) для зв'язку Обчислювача з ЕОМ або з модемом для автоматичного прийому/передачі даних, програмування Обчислювача і калібрування каналів вимірювань поточних параметрів середовища;

- **Модем Bell202** для зв'язку Обчислювача з інтелектуальними перетворювачами SMART TRANSMITTER і витратомірами, що працюють по протоколу HART;

- **Блок джерела живлення**, що має в своєму складі два формувача живлячої напруги ФПН:

- ФПН вимірювальних перетворювачів, що працюють за протоколу HART (ФПН HART);
- ФПН внутрішніх функціональних вузлів Обчислювача (ФПН Обчислювача);

- **Рідкокристалічний індикатор** (4-х рядковий, 20 знакомісць в кожному рядку) для відображення інформації при роботі оператора з Обчислювачем.

2.2.6.1 Функціональність Обчислювача розширюється за допомогою модулів, що додатково встановлюються на платі:

- **Модуль RS485** (модуль інтерфейсний RS485 ізольований), встановлюється **по замовчуванню** в слот 1 (XP19, XP22), або в слот 2 (XP20, XP23) - організовує додатковий порт RS485 на виводи роз'єма плати XP25, або XP26 відповідно;

- **Модуль PLI** (модуль інтерфейсний PLI), встановлюється **по замовчуванню** в слот 2 (XP20, XP23), або в слот 1 (XP19, XP22) - організовує порт інтерфейсу PLI на виводи роз'єма плати XP26, або XP25 відповідно;

- **Модуль HART** (Модуль інтерфейсу H5700 (HART)), встановлюється в слот 2 (XP20, XP23), та/або в слот 1 (XP19, XP22) - організовує додатковий порт інтерфейсу HART стандарту Bell202 на виводи роз'ємів плати XP32 та/або XP31 відповідно;

- **Модуль RS485-NAMUR** (модуль інтерфейсний RS485-NAMUR), обладнано комунікаційним сопроцесором і функцією прийому дискретного сигналу типу «NAMUR». Модуль встановлюється в слот 2 (XP20, XP23) та слот 3 (XP21, XP24) одночасно, і організовує **додатковий порт RS485** на виводи **XP26** та **додатковий порт** сигналів типу «NAMUR» на виводи роз'ємів XP34 та XP27.

2.2.7 Живлення Обчислювача здійснюється від зовнішнього джерела живлення постійного струму. Якщо Обчислювач знаходиться у вибухонебезпечній зоні, то джерело живлення повинне підключатися до Обчислювача тільки через **Іскробезпечний бар'єр**.

При відсутності основного живлення дані в пам'яті Обчислювача зберігаються за допомогою запасної літієвої батарейки, встановленої на платі Обчислювача. Ємність батареї достатня для **забезпечення режиму збереження до 1000 годин** без підключення зовнішнього живлення.

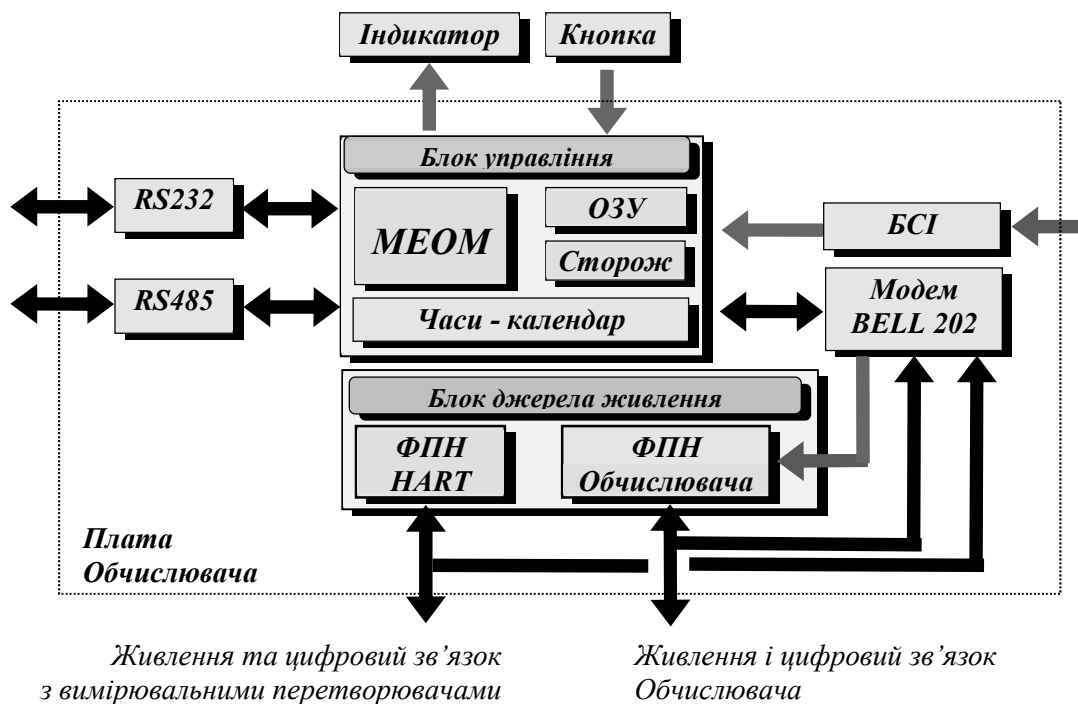


Рис. 2.3 – Структурна схема Обчислювача ВР-2

2.2.9 Розташування роз'ємів, встановлених на платі Обчислювача для здійснення зовнішніх підключень, показані на Рис. 2.3 та Рис. К.7 в Додатку К .

Роз'єм XR2 призначений для підключення живлення Обчислювача.

Роз'єм XR13 призначений для підключення живлення основної HART лінії.

Роз'єми XR3, XR4 і XR5 призначені для підключення дискретних виходів Обчислювача.

Роз'єм XR10 (COM1 - основний порт) призначений для здійснення обміну інформацією по інтерфейсу RS232 з **верхнім рівнем** (модем, ЕОМ, ДП), контролером хроматографа і дозволяє дистанційно змінювати окремі параметри: ФХП газу і корекцію часу, контрактної години, значення оперативного інтервалу.

Роз'єм XR11 (COM2-додатковий порт) для підключення по інтерфейсу RS232 **пристроїв передачі даних**, комплексу одоризації газу і т.п.

Роз'єм XR12 призначений для підключення по інтерфейсу **RS485** пристроїв **верхнього рівня**, пристроїв передачі даних, комплексу одоризації газу і дозволяє дистанційно змінювати окремі параметри: ФХП газу і корекцію часу, контрактної години, значення оперативного інтервалу.

Примітка - Одночасна робота по обом портам (XR11 і XR12) неможлива.

Роз'єм XR13 - призначений для підключення живлення до стабілізуючого перетворювача живлення ліній HART.

Роз'єми XR14 і XR15 призначені для підключення вхідних імпульсних сигналів від лічильників-витратомірів.

Роз'єм XR16 не задіяний (резервний).

Через **роз'єм XR17** підключається службовий сигнал «**Розряд акумуляторів**» від джерела живлення і інформує про критичний стан (розряд) акумуляторної батареї.

Через **роз'єм XR18** підключається службовий сигнал «**Робота від акумуляторів**» і інформує про відсутність основного живлення 220В, 50 Гц.

Роз'єм XR25 - призначений для підключення зовнішніх пристроїв по інтерфейсу **RS485** при встановленому на плату Обчислювача модулів, див. п. 2.2.7.1 (відповідно до замовлення).

Роз'єм XR26 - призначений для підключення зовнішніх пристроїв по інтерфейсу **PLI** при встановленому на плату Обчислювача модулів, див. п. 2.2.7.1 (відповідно до замовлення).

Роз'єм XR27 призначений для виведення (ретрансляції) сигналу типу **NAMUR**, який

подається на **XP34**, при встановленому (відповідно до замовлення) **модулі RS485-NAMUR** на плату Обчислювача.

Роз'єми XP29 і XP30 призначені для підключення вимірювальних перетворювачів з обміном по протоколу **HART**. Живлення вимірювальних перетворювачів при встановлених перемичках **XJ3 і XJ4** подається через роз'єм **XP13**. Вибір рівня напруги живлення вимірювальних перетворювачів в границях від **15 до 25 В** здійснюється перемикачем **SB1**.

При встановлених перемичках **XJ2 і XJ5** живлення вимірювальних перетворювачів здійснюється від зовнішнього джерела живлення, що підключається на **XP28** напругою **24 В**.

Через **роз'єм XP32** здійснюється підключення додаткової лінії з обміном по протоколу **HART**, при встановленому на плату Обчислювача модулю **HART**.

Через **роз'єм XP34** здійснюється підключення сигналу типу **NAMUR** при встановленому на платі Обчислювача **модулю RS485-NAMUR**.

Роз'єми XP6, XP31 - резервні роз'єми для додаткових функцій, в даному виконанні не використовуються.

Роз'єми XS2 (CFG1) типу mUSB і XS3 (CFG2) типу DB9 призначені для підключення ЕОМ для **конфігурації** Обчислювача. Конфігурація Обчислювача можлива тільки при відкритій кришці.

Роз'єм-перемичка XJ6 використовується для підключення **термінатора RS485** до роз'єму **XP12**.

Роз'єм-перемичка XJ9 використовується для скидання конфігурації Обчислювача.

Роз'єм-перемичка XJ10 використовується для включення підсвічування цифрового індикатору (PKI).

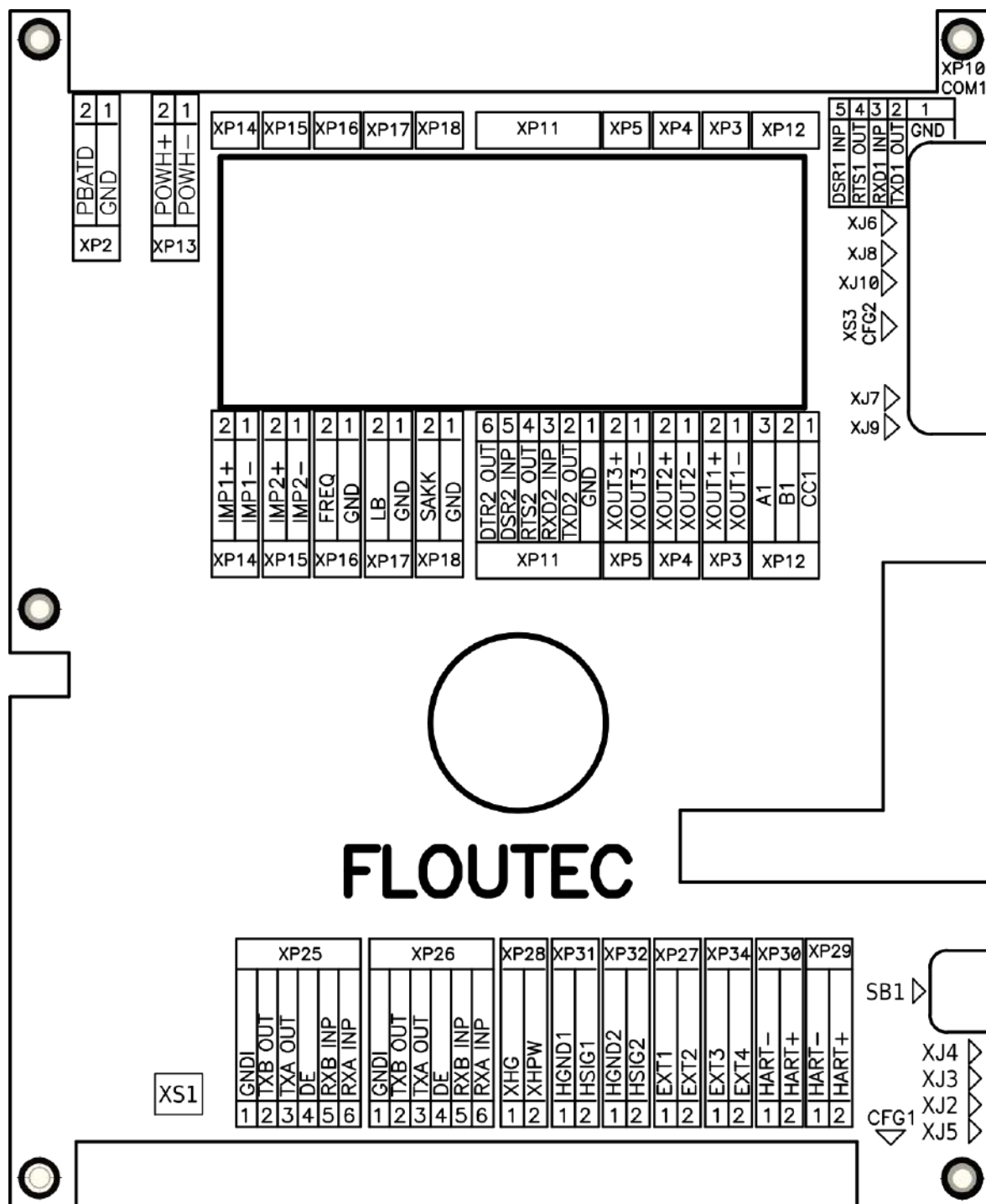


Рис. 2.4 Розташування роз'ємів і перемичок, встановлених на платі Обчислювача ВР-2 для здійснення зовнішніх підключень

2.2.10 Обчислювач поставляється замовнику зконфігурованим на його замовлення.

У разі необхідності **переконфігурування Обчислювача** - виконуються наступні дії:

- знеструмити Обчислювач;
- зняти перемичку **XJ9**, через 30 секунд поставити на місце (дивись фальш-панель);
- подати живлення на Обчислювач, на цифровому індикаторі Обчислювача з'явиться напис «Потрібна початкова конфігурація».

Після цього всі дані Обчислювача будуть невизначені.

Далі необхідно здійснити **нове конфігурування Обчислювача** за методикою викладеною в п. 3.3.2.1 цієї настанови з експлуатації комплексів «ФЛОУТЕК-ТМ».

2.2.11 Щоб уникнути несанкціонованого доступу до зміни параметрів і управління роботою Обчислювача введена процедура запиту коду-ідентифікатора і пароля користувача.

Код-ідентифікатор складається з 4-х символів (тільки цифри), пароль - з 12 символів (літери, цифри і символи).

Коди-ідентифікатори і паролі користувачів заносяться в Обчислювач програмою ConCor з ЕОМ і недоступні для читання.

Обчислювач надає чотири рівні доступу:

- 1) доступ до читання миттєвих даних системами автоматизації та одоризації;
- 2) доступ до читання всієї інформації;
- 3) доступ до читання всієї інформації, записи фізико-хімічних параметрів газу і корекції часу;
- 4) повний доступ, з правом читання всієї інформації та зміни всіх можливих параметрів.

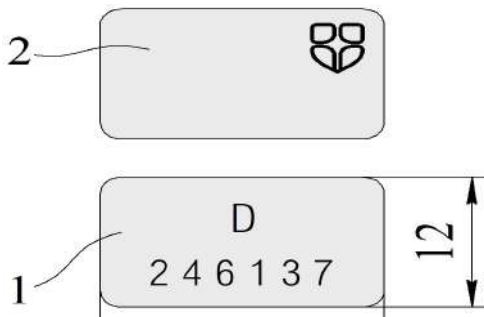
Примітка - Перший рівень доступу надається без введення пароля і фіксації в архіві безпеки.

2.2.12 Обчислювач повинен бути опломбований.

Конструкцією передбачено три місця пломбування. Одна пломба розміщується зовні, дві пломби пломбують лицьову панель и плату Обчислювача.

Схема розміщення пломб на Обчислювачі приведена на Рис. Л.1 – Л6 в Додатку Л.

Підприємство - виробник використовує металеві пломби типу «Кліпсіл». На лицьовій стороні пломби розміщується зображення логотипу виробника пломби та рельєфний шестизначний унікальний номер пломби. Пломбування виконується дратом металевим пломбувальним діаметром 1мм.



- 1 – фронтальний вид пломби з відбитком рельєфного унікального шестизначного номеру;
- 2 – зворотня сторона пломби з рельєфним відбитком логотипу виробника.

Рис. 2.5 Пломба типу «Кліпсіл»

2.2.13 Технічні характеристики Обчислювача ВР-2:

- кількість вимірювальних перетворювачів з цифровим кодовим сигналом, що підключаються до Обчислювача: по протоколу HART- 9, по інтерфейсу PLI - 8, по інтерфейсу RS485 - 2;
- кількість підключених лічильників з імпульсними вихідними сигналами - 2;
- інтерфейс з ЕОМ - RS232 і/або RS485;
- напруга живлення постійного струму, В - від 8 до 15;
- споживана потужність (без перетворювачів), Вт - не більше 1.0.

2.3 Обчислювач ПК–В призначений для вимірювань і перетворень в електричні кодові сигнали диференційного тиску, температури і абсолютного тиску газу, що проходить одним ВТП (вимірювальний трубопровід) і обчислень витрати і об'єму газу відповідно до формул, наведених в ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3 і в інших діючих нормативних документах. При цьому температурний Коректор здійснює вимірювання і перетворення тільки температуру газу. Значення абсолютного тиску газу вводиться в пам'ять Коректора як константа.

2.3.1 Обчислювач виготовляється в наступних виконаннях:

— **ПК-В для комплексів виконання 1** – обчислювач призначений для обчислення об'єму та витрати газу за методом змінного перепаду тиску з використанням стандартних звужувальних пристроїв (стара назва ПМ-3В);

— **ПК-В для комплексів виконання 2** – обчислювач призначений для автоматичного перетворення кількості газу, виміряної приєднаним лічильником за фактичних умов вимірювання, у кількість газу за стандартних умов, та його енергії.

Незалежно від виконання обчислювач **ПК-В** реалізує перетворення та/або обчислення об'єму і енергії до трьох каналів вимірювання, залежно від варіанту встановленого програмного забезпечення..

ПК-В Обчислювач з автоматичним переходом на **автономне живлення** (при відключенні живлення змінного струму 220 В), є мікроспоживачим коректором, який призначений для коригування робочого об'єму газу або газоконденсату (далі – газ), отриманого від лічильника газу, в обсяг газу при стандартних умовах (без перетворювача тиску), де діапазон установки константи за абсолютним (надлишковим) тиском визначається згідно з чинними нормативними документами, і має в своєму складі зовнішній перетворювач температури («**Температурний коректор**»).

2.3.2 Зовнішній вигляд різних виконань обчислювачів представлений на Рис. 2.4.

Корпус Обчислювачів **ПК-В** - металевий, з двома кришками, що відгвинчуються. У закритому стані кришки підлягають пломбуванню згідно Рис. Л.2, **Додаток Л**. На одній з кришок є вікно, через яке можна ознайомитися з інформацією, що відображається на цифровому рідкокристалічному індикаторі, який встановлений на платі пристрою. Там же встановлена сенсорна кнопка включення підсвічування індикатора.

Зверху на корпусі встановлена табличка із зазначенням основних параметрів Обчислювача .

В одному корпусі з платами обчислювача можуть встановлюватися сенсори вимірювальних перетворювачів абсолютного (надлишкового) тиску та перепаду (диференційного) тиску. До Обчислювача може бути підключений перетворювач температури ПТ-1 по інтерфейсу RS485 (відповідно замовленню).

Технологічні з'єднання Обчислювача, що слугують для введення вимірюваного газу в камери сенсорів тиску, мають для під'єднання до зовнішніх ліній внутрішню конічне різьблення «К 1/4».

Обчислювач **ПК-В для комплексів виконання 1**, для зручності підключення до трубопроводу може постачатися в комплекті з беззвентильним керамічним блоком ББК-5 (згідно заказу).

Підведення електричних кабелів до роз'ємів плат Обчислювача здійснюється через сальникові кабельні вводи, розташовані на бічній частині.

Захисне заземлення корпусу виконане у вигляді гвинтового з'єднання.

2.3.3 Підключення Обчислювачів **ПК-В** та **ВР-2** здійснюється електричним екранованим кабелем.

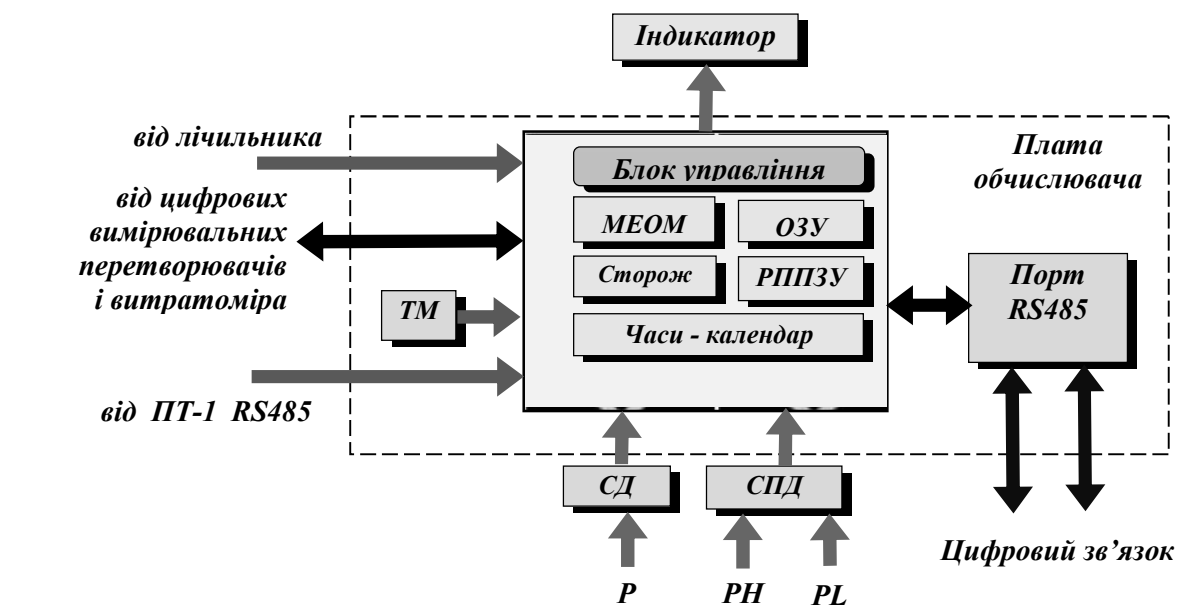
Для імпульсних сигналів, частотних сигналів і кіл живлення використовується екранований кабель МКЭШв 4х(2х0,5)э, а для інтерфейсних сигналів HART, PLI, RS232, RS485 - екранований кабель МКЭШв 2х(2х0,5)э.

Екрани всіх кабелів підключаються до «земляної» планки, розташованої поруч з роз'ємами.

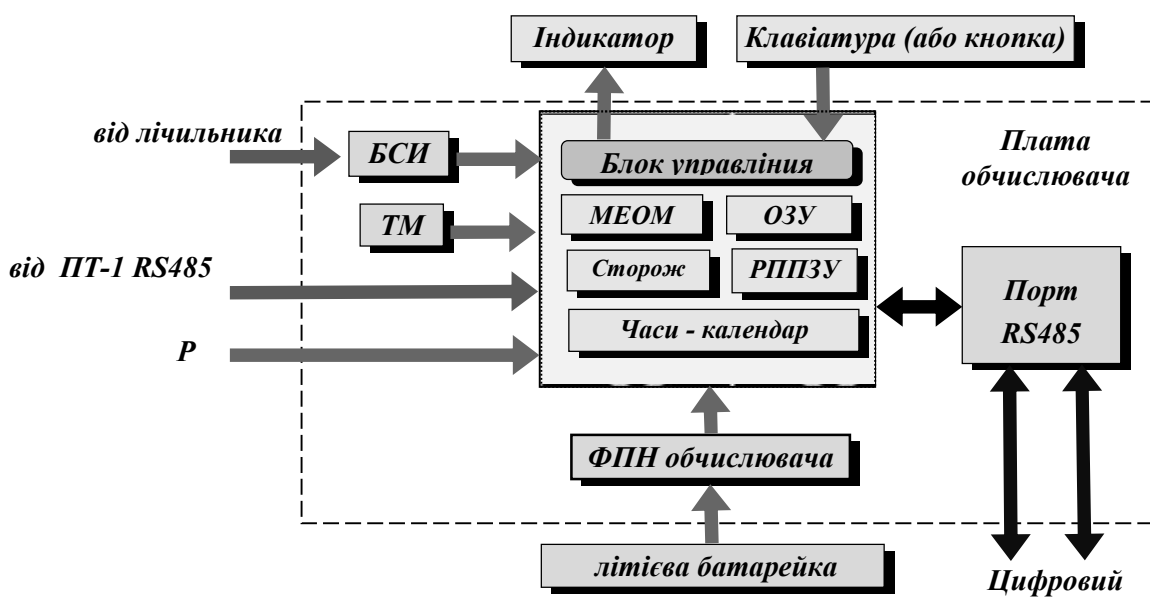


Рис. 2.6 - Зовнішній вигляд обчислювачів ПК-В
(у комплекті з перетворювачем температури ПТ-1-Д)

2.3.4 Структурна схема Обчислювача ПК-В наведена на Рис. 2.7.



а) Обчислювач ПК-В



б) обчислювач ПК-В (комплексів виконання 2 з автономним живленням)

Рис. 2.7 - Структурні схеми Обчислювачів ПК-В

До складу Обчислювача ПК-В входять такі блоки:

- **блок управління**, який має в своєму складі мікро-ЕОМ з керуючою програмою коректора (МЕВМ), енергонезалежне оперативне (ОЗУ) і репрограмований постійний (РППЗУ) запам'ятовуючий пристрій для зберігання даних, незалежний годинник - календар і електронний сторож;
- **сенсори тиску СД і СПД** - для виміру і перетворення в аналоговий сигнал абсолютного і диференційного тиску газу.
- **температурний модуль ТМ** - для вимірювання температури навколишнього середовища;
- **блок лічильників імпульсів БСИ** - для прийому низькочастотного імпульсного сигналу від лічильника (для ПК-В комплексів виконання 2);

- **аналогово-цифровий перетворювач АЦП**, що забезпечує живлення термоперетворювача опору (ТС), вимірювання і перетворення в кодовий сигнал поточного опору ТС, перетворення в кодові сигнали вихідних сигналів сенсорів СД і СПД і модуля ТМ;

- **формувавч напруги живлення ФПН** - для живлення внутрішніх функціональних блоків Обчислювача;

- **рідкокристалічний індикатор** - для відображення інформації при роботі оператора безпосередньо з Обчислювачем. Індикатор дворядковий, в кожному рядку 16 знакомісць.

2.3.6 Живлення Обчислювача **ПК-В** здійснюється від зовнішнього джерела живлення постійного струму **напругою 5 В зі струмом до 250 мА. Споживана потужність - не більше 1,25 Вт.** Якщо Обчислювач знаходиться у вибухонебезпечній зоні, то джерело живлення підключається до Коректора через іскробезпечний бар'єр.

При відсутності живлення дані Обчислювача зберігаються за допомогою встановленої на платі літєвої батареї, ємність якої достатня для того, щоб не міняти батарею за час служби Обчислювача. Батарея **забезпечує режим збереження до 10000 годин** без підключення основного живлення.

2.3.6.1 Живлення Обчислювача **ПК-В** з автономним живленням здійснюється від літєвої батареї, яка розміщена в його корпусі і має номінальну вихідну **напругу 3,6 В.** Ємність батареї достатня для **забезпечення автономного режиму роботи Обчислювача протягом 5 років (за умови, що обмін інформацією для друкування звіту відбувається один раз в місяць зі швидкістю не менше 9600 біт/сек).**

За відсутністю змінного струму живлення 220 В, Обчислювачі **ПК-В** можуть житися від зовнішнього незалежного джерела електроживлення на основі газодинамічного електрогенератора **ГП-1** виробництва ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ».

Максимальна споживана потужність - не більше 50 мВт.

При одночасному відключенні обох батарей відбудеться розконфігурування Обчислювача.

2.3.6.2 Підключення живлення до **Обчислювача** здійснюється через клеми роз'єму, встановленого на платі Обчислювача (14-контактна колодка і роз'єм ХР1).

На колодці роз'єму розташовані також входи для прийому сигналу від перетворювача температури ПТ-1, низькочастотного імпульсного сигналу від лічильника і кодових сигналів (з обміном по протоколу **HART**) від вимірювальних перетворювачів і витратоміра, а також для прийому сигналів від зовнішніх споживачів (з обміном по інтерфейсу **RS232** або **RS485**).

2.3.7 **Обчислювач ПК-В** сприймає сигнал від перетворювача температури ПТ-1 з термометричним чутливим елементом будь-якого типу згідно 1.2.16 НЕ, в тому числі з платиновим (ТСП з НСХП 100П і Pt100) чутливим елементом. Показник теплової інерції перетворювача ПТ-1 не перевищує 20 с.

2.3.7.1 Конструкція перетворювача температури ПТ-1 забезпечує можливість його кріплення за допомогою штучера:

- безпосередньо на трубопроводі, якщо умовний тиск газу при вимірюванні не перевищує 6 МПа і середня швидкість потоку в трубопроводі нижче 3,2 м /с;

- на трубопроводі в захисній гільзі на умовний тиск до 25 МПа, якщо умовний тиск газу в трубопроводі перевищує 6 МПа і/або середня швидкість потоку в трубопроводі вище 3,2 м /с.

2.3.8 **Обчислювачі ПК-В** поставляються замовнику зконфігурованим за його замовленням.

Якщо потрібно переконфігурувати Обчислювач, для цього необхідно короткочасно (на 1 хвилину) знеструмити Обчислювач шляхом роз'єднання на платі Обчислювача колодок роз'єму, до якого підключає живлення, наприклад, літєві батареї. При цьому всі дані Обчислювача будуть невизначені.

Далі здійснюють нову конфігурацію Обчислювача за методикою, викладеною в розділі 3 НЕ.

2.3.9 Рідкокристалічний індикатор ПК-В.

Режими рідкокристалічного індикатора:

- відображення мигаючого чорного прямокутного символу у знакомісцях 1 та 16 верхнього і нижнього рядків слугує попередженням оператора про наступні ситуації:

у верхньому рядку:

- знакомісце 1 - незадовільний стан резервної батареї (тільки для ПК-В мікроспоживаючого);

у нижньому рядку:

- знакомісце 1 - незадовільний стан батареї живлення (тільки для ПК-В мікроспоживаючого);
- знакомісце 16 - відкрита задня кришка корпусу;
- в один момент часу на індикаторі може бути відображений тільки один мигаючий символ;
- використання сенсорної кнопки в будь-якому режимі при вимкненому індикаторі призведе до його негайного ввімкнення;
- індикатор буде вимкнений автоматично, якщо прилад знаходиться на батарейному живленні та сенсорна кнопка не використовувалася в будь-якому режимі впродовж 120 с;
- в режимі живлення від зовнішнього джерела індикатор не вимикається.

Багатофункціональна сенсорна кнопка ПК-В.

Багатофункціональна сенсорна кнопка призначена для увімкнення рідкокристалічного індикатора та виклику функцій інженерного меню обчислювача. Кнопка має чотири режими роботи:

- **короткочасна дія:** «притискання пальця до скла» - «негайне відпускання»;
- **подвійна дія:** «притискання пальця до скла» - «негайне відпускання» два рази підряд (тільки для ПК-В мікроспоживаючого);
- **короткотривале утримання:** «притискання пальця до скла» - «утримання» - не менше 1 с, але не довше, ніж 10 с.
- **довготривале утримання:** «притискання пальця до скла» - «утримання» - не менше 10 с (тільки для ПК-В мікроспоживаючого);

Інженерне меню пристрою ПК-В (тільки для ПК-В мікроспоживаючого) відображається на рідкокристалічному індикаторі і призначено для проведення діагностики пристрою фахівцями інженерно-технічної служби. Активація функцій цього меню допускається тільки кваліфікованим технічним персоналом.

Вхід до меню здійснюється за допомогою **довготривалого утримання сенсорної кнопки**. При цьому відображення інформації на екрані рідкокристалічного індикатора ПК-В припиняється і замість неї на індикаторі відображається:

- в верхньому рядку - назва операції інженерного меню;
- в нижньому - результат виконання цієї операції.

Вибір операцій здійснюється за допомогою **короткочасної дії** на сенсорну кнопку, виконання вибраної операції - за допомогою **довготривалого утримання**.

Вихід з меню здійснюється автоматично при відсутності дії на сенсорну кнопку протягом 30 с. При цьому на екрані рідкокристалічного індикатора відновлюється відображення інформації.

2.4 Обчислювач ПК-В призначений для вимірювань і перетворень в кодові електричні сигнали абсолютного (надлишкового) і диференційного тиску та температури неагресивних газів і для обчислення методом змінного перепаду об'ємної витрати при вимірюванні газу тобто - обчислює витрати.

2.4.1 Для вимірювань тиску використовуються високоточні сенсори тиску тензорезисторного типу з характеристиками, зазначеними в 2.5 НЕ.

2.4.2 Вимірювання температури здійснюється за допомогою перетворювача температури ПТ-1 з характеристиками, зазначеними в 2.6 НЕ по інтерфейсу RS485.

2.4.3 Обчислювач **ПК-В** здійснює запис вимірянних значень тиску і температури в свою незалежну пам'ять (FLASH - пам'ять).

2.4.4 Перетворювач для зручності підключення до трубопроводу поставляється, наприклад, в комплекті з безвентильним керамічним блоком ББК-5, який для під'єднання до імпульсних трубок має два технологічних з'єднання з внутрішнім конічним дюймовим різьбленням К 1/4".

2.4.5 Обмін даними з зовнішніми пристроями проводиться двопровідною лінією зв'язку за ініціативою зовнішніх пристроїв. Перетворювач відповідає на універсальні команди шляхом ModBus та за протоколом **HART**.

2.4.6 Технічні дані перетворювача:

- верхні границі вимірів тиску встановлюються відповідно до замовлення в діапазонах:

- **від 100 кПа до 10 МПа** - для **абсолютного** тиску;
- **від 6 кПа до 25 МПа** - для **надлишкового** тиску;
- **1 кПа до 250 кПа** - для **диференційного** тиску.

У перетворювачах при вимірах диференційного тиску забезпечується динамічна зміна верхньої границі вимірювань в залежності від поточного значення диференційного тиску з почерговою установкою значень верхньої границі **100 кПа, 63 кПа і 6,3 кПа** (докладніше див. Примітку 3 до 1.2.16 НЕ):

- діапазон вимірювань температури - від мінус 40 до плюс 70 °С або від мінус 20 до плюс 80 °С;

- границі допустимої основної зведеної похибки при вимірах і перетвореннях в кодовий вихідний сигнал тиску складають: **$\pm 0,075$ або $\pm 0,1\%$** верхньої границі вимірювань (перетворень). Для забезпечення зазначених меж похибки в усьому діапазоні вимірювань і перетворень в перетворювачі в залежності від поточних значень тиску здійснюється динамічне перемикання коефіцієнтів підсилення;

- границі допустимої основної абсолютної похибки при вимірах і перетвореннях в кодовий вихідний сигнал температури складають: **$\pm 0,1, \pm 0,3$ або $\pm 0,5$ °С**

- границі допустимої основної відносної похибки Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ (на базі **Обчислювача ПК-В** при обчисленнях витрат складають:

- без урахування похибки при вимірах тиску і температури - **$\pm 0,02\%$** ;
- з урахуванням похибки при вимірах тиску і температури - **від $\pm 0,3$ до $\pm 2,0\%$**

(в залежності від класу точності перетворювача і інтервалу діапазону зміни диференційного тиску);

- вихідний електричний кодовий сигнал – сумісний з протоколом **HART**;

- напруга живлення Обчислювача здійснюється через бар'єр іскробезпечний номінальною напругою постійного струму **$5В \pm 10\%$** ;

- споживаний струм - до **250 мА**.

- споживана електрична потужність Обчислювача ПК-В не перевищує **1,25 Вт**.

2.5 Вимірювальні перетворювачі диференційного тиску **ПД-1-Д, ПД-1М-Д, абсолютного тиску ПД-1М-А та надлишкового тиску ПД-1М-И** призначені для вимірювань і перетворень в кодові електричні сигнали тиску неагресивних рідин і газів. Для вимірювань тиску використовуються високоточні сенсори тиску тензорезисторного типу.

Перетворювачі за конструктивним виконанням виготовляються в модифікаціях:

- перетворювач стандартного виконання **ПД-1** - габаритні розміри 130 x 190 x 150 мм;

- малогабаритний перетворювач **ПД-1М, ПД-1МН** (з індикатором) - габаритні розміри 100 x 110 x 75 мм.

Технічні дані перетворювачів ПД-1:

- верхні границі вимірів встановлюються відповідно до замовлення в діапазонах:

- **від 100 кПа до 10 МПа** - для **абсолютного** тиску;
- **від 6 кПа до 25 МПа** - для **надлишкового** тиску;
- **1 кПа до 250 кПа** - для **диференційного** тиску.

- допустима основна зведена похибка вимірювань і перетворень тиску в кодовий сигнал при температурі навколишнього газу (20 ± 2) °С складає: **$\pm 0,075$ або $\pm 0,1 \%$** ;

- характеристики вихідних сигналів відповідають кодового сигналу за стандартом **Bell202** відповідно до формату протоколу **HART**;

- живлення від джерела постійного струму напругою - **від 7 до 36 В**;

- максимальна споживана потужність - **не більше 0,75 Вт**.

Перетворювачі тиску можуть бути замінені іншими сумісними засобами, що відповідають Технічному регламенту, мають таку саму або меншу похибку та сумісні інтерфейси.

2.6 Вимірювальні перетворювачі температури ПТ-1-Д і ПТ-1-П призначені для вимірювання і перетворення в кодові електричні вихідні сигнали температури неагресивних рідин, газів та сипучих речовин.

Конструктивно перетворювачі ПТ-1-П виконані у вигляді двох блоків: стандартного термоперетворювача опору (ТО) і мікропроцесорного модуля (числового вимірювального перетворювача, встановленого в окремому корпусі).

Технічні дані перетворювачів ПТ-1:

- діапазони вимірювань: - **від мінус 40 до 120 °С**;
- допустима основна абсолютна похибка перетворень і вимірювань при температурі навколишнього газу (20 ± 2) °С знаходиться в границях від **$\pm 0,1$ до $\pm 0,5$** . При цьому границі допустимої основної абсолютної похибки мікропроцесорного модуля перетворювачів при перетвореннях опору в електричний сигнал складають $\pm 0,1$ °С;
- показник теплової інерції вимірювального елемента опору не перевищує 20 с.

Характеристики вихідних сигналів, електроживлення і споживаної потужності перетворювачів ПТ-1 аналогічні характеристикам перетворювачів ПД-1.

Перетворювачі температури можуть бути замінені іншими сумісними засобами, що відповідають Технічному регламенту, мають таку саму або меншу похибку та сумісні інтерфейси.

2.7 До комплексу ФЛОУТЕК-ТМ підключаються ротаційні, турбінні та ультразвукові лічильники газу, що встановлюються в трубопроводі за допомогою фланцевих з'єднань і безпосередньо вимірюють обсяг газу, який проходить трубопроводом.

2.7.1 Типові технічні дані лічильників:

- вимірювання об'єму газу проводиться при зміні об'ємної витрати газу в діапазоні **від 3 до 1250 м³/годину**;
- границі допустимої відносної похибки при вимірах обсягу газу складають при зміні витрати газу в діапазоні:

від $Q_{\min}$ до Q_t - $\pm 2,0\%$;

від Q_t до $Q_{\max}$ - $\pm 1,0\%$.

Q_t - перехідна витрата, що дорівнює:

$0,2Q_{\max}$ - для лічильників при співвідношенні витрати $Q_{\max}$ до $Q_{\min}$ 1:10 і 1:20;

$0,15Q_{\max}$ - для лічильників при співвідношенні витрат 1:30;

$0,1Q_{\max}$ - для лічильників при співвідношенні витрати 1:50;

$0,05Q_{\max}$ - для лічильників при співвідношенні витрати більш 1:50;

- діаметр умовного проходу трубопроводу - **50, 80, 125, 150 або 200 мм**;

- максимальний надлишковий тиск газу в трубопроводі - **від 0,1 до 0,63 МПа**.

2.8 В якості витратомірів можуть використовуватися масові витратоміри, які встановлюються безпосередньо в трубопроводі і забезпечують пряме і точне вимірювання масової витрати середовища, що проходить по трубопроводу.

2.9 Лічильники (витратоміри) повинні відповідати Технічному регламенту та мати сумісні з **комплексом ФЛОУТЕК-ТМ** інтерфейси.

Застосовувані лічильники, витратоміри газу і витратомірні перетворювачі разом з комплексом обов'язково сертифікуються окремо в установленому порядку, та узгоджуються з органом з оцінки відповідності.

Лічильники (витратоміри) газу, а також інші ЗВТ для вимірювання фізико-хімічних параметрів газу, гігрометри мають відповідати вимогам Технічних регламентів.

Засоби вимірювальної техніки, що застосовуються при перевірці перетворювачів, повинні бути повірені або атестовані в установленому порядку в органах державної метрологічної служби.

3 ВИКОРИСТАННЯ ЗА ПРИЗНАЧЕННЯМ

3.1 Експлуатаційні обмеження

3.1.1 Комплекси виконують свої функції в повному обсязі при дотриманні наступних умов:

- транспортування і зберігання технічних засобів Комплексів здійснювалися згідно 5.2, 5.3 і 5.7 НЕ;
- технічні засоби Комплексів розміщені на об'єкті вимірювань з урахуванням 1.1.4, 1.1.5 та 1.2.24 НЕ;
- експлуатація Комплексів здійснюється згідно 1.2.23 НЕ;
- тривалість відсутності основної напруги Комплексів згідно 1.2.25 НЕ не повинна перевищувати 100 годин;
- вимірювані Комплексами параметри знаходяться в границях, що відповідають обраним діапазонам вимірювань вимірювальних перетворювачів.

3.1.2 При порушенні умов транспортування і зберігання технічних засобів Комплексів необхідно провести перевірку Комплексів в обсязі приймально - здавальних випробувань згідно з технічними умовами ТУ У 33.3-22192141-003-2001.

3.1.3 При порушенні умов розміщення технічних засобів Комплексів і умов їх експлуатації експлуатація Комплексів не допускається.

3.1.4 При перевищенні допустимої тривалості відсутності основної напруги Комплексів і зниженні вихідної напруги резервного джерела живлення постійного струму (акумулятора) нижче його допустимої границі Комплекси з усього обсягу виконуваних функцій тільки зберігають дані, записані в пам'ять Обчислювача (коректора).

3.2 Підготовка Комплексів до використання

3.2.1 Розміщення і монтаж технічних засобів Комплексів

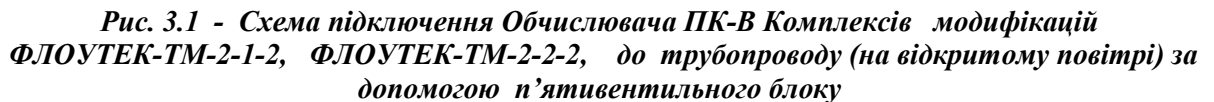
3.2.1.1 Технічні засоби Комплексів можуть розміщуватися як на відкритому повітрі (зокрема, в безпосередній близькості від звуженого пристрою, встановленого в ВТП), так і в приміщенні об'єкта вимірювань.

Вимірювальні перетворювачі ПТ-1, ПД-1, Обчислювачі ВР-2 і ПК-В, лічильники та витратоміри, як правило, розміщуються у вибухонебезпечній зоні. Решта приладів Комплексів повинні розміщуватися тільки у вибухобезпечній зоні.

3.2.1.2 Схеми підключення вимірювальних приладів Комплексів до однопроводного трубопроводу при розміщенні приладів на відкритому повітрі показані на Рис. 3.1 - 3.4.

Типові електричні схеми підключення пристроїв у складі Комплексу приведені в Додатку К.

3.2.1.2.1 **Обчислювачі** Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2 (Рис.3.1), а також **вимірювальні перетворювачі** абсолютного (надлишкового) тиску і вимірювальні перетворювачі диференційного тиску Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1 (Рис.3.2) підключаються до трубопроводу 1 зі звужуючим пристроєм (діафрагмою) або осередненою напірною трубкою 2, як безпосередньо за допомогою імпульсних ліній 3 і 4, так і через п'ятивентильний (Рис.3.1) або трьохвентильний (Рис.3.2) блоки. Зазначені блоки складаються відповідно з п'яти і трьох кульових вентилів з умовним діаметром 15 мм.



Трьохвентильний блок на відміну від п'ятивентильного блоку містить один зрівняльний вентиль 9, а в якості вентиля для скидання газу в атмосферу використовується трійник 7 зі штуцером і заглушкою 8.

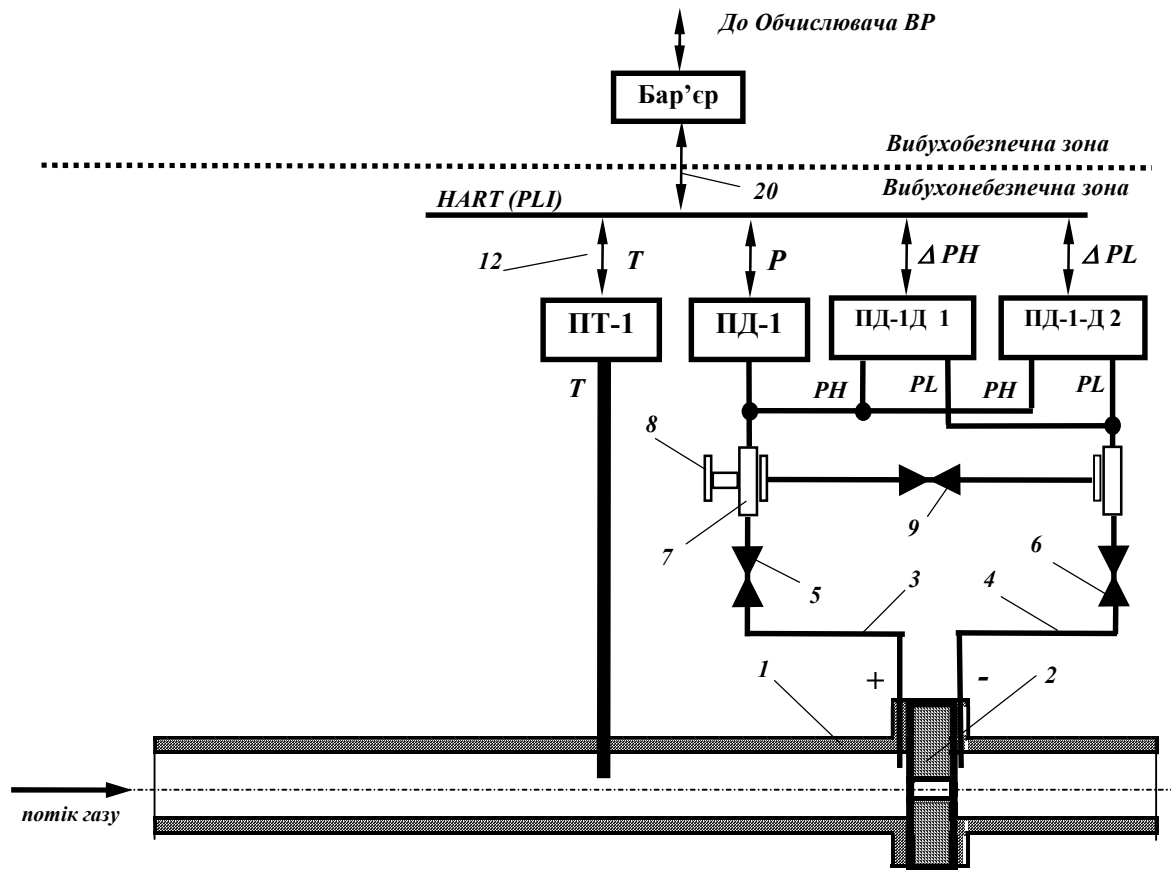


Рис. 3.2 - Схема підключення вимірювальних перетворювачів Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1 до трубопроводу (на відкритому повітрі) за допомогою трьохвентильного блока

3.2.1.2.2 Обчислювач Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6 (Рис. 3.3) і вимірювальний перетворювач тиску Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 (Рис. 3.4) підключаються до трубопроводу 1, через відтінаючий вентиль 5 та імпульсну лінію 3. Трійник 7 зі штуцером і заглушкою 8 забезпечує підключення еталонів тиску для перевірки Комплексів в робочих умовах. Вентиль 11 служить для скидання газу в атмосферу.

3.2.1.2.3 Імпульсні лінії 3 і 4 підведення газу до перетворювачів і вентильним блокам виконуються з сталевих трубопроводів діаметром від 10 до 20 мм.

Для ізолювання приладів Комплексів від трубопроводу з метою захисту від грозових розрядів на імпульсних лініях повинні бути в обов'язковому порядку встановлені ізолюючі фланці.

3.2.1.2.4 **Термоперетворювачі температури (ПТ-1)** (Рис. 3.1 - 3.4) комплексів встановлюються в кишені трубопроводу 1 і з'єднуються з Обчислювачами або бар'єром електричним екранованим кабелем 12.

3.2.1.2.5 Лічильник або витратомір (Рис. 3.3 і 3.4) встановлюється в трубопроводі 1 і з'єднується з Обчислювачем (Рис. 3.3) або Обчислювачем (Рис. 3.4) електричним екранованим кабелем 22. Перед лічильником (витратоміром) повинен бути в обов'язковому порядку встановлено фільтр, тип якого визначається підприємством-виробником лічильника (витратоміра).

3.2.1.2.6 У робочому стані вентилі 5, 6 відкриті, вентилі 9, 10, 11 закриті. Трійник 7 закритий заглушкою 8.

3.2.1.2.7 **Виходи** лічильника (витратоміра) і Обчислювача, перетворювачів температури і тиску, підводяться до іскробезпечного бар'єра або Обчислювача (Рис. 3.4) електричним екранованим кабелем 20, 21.

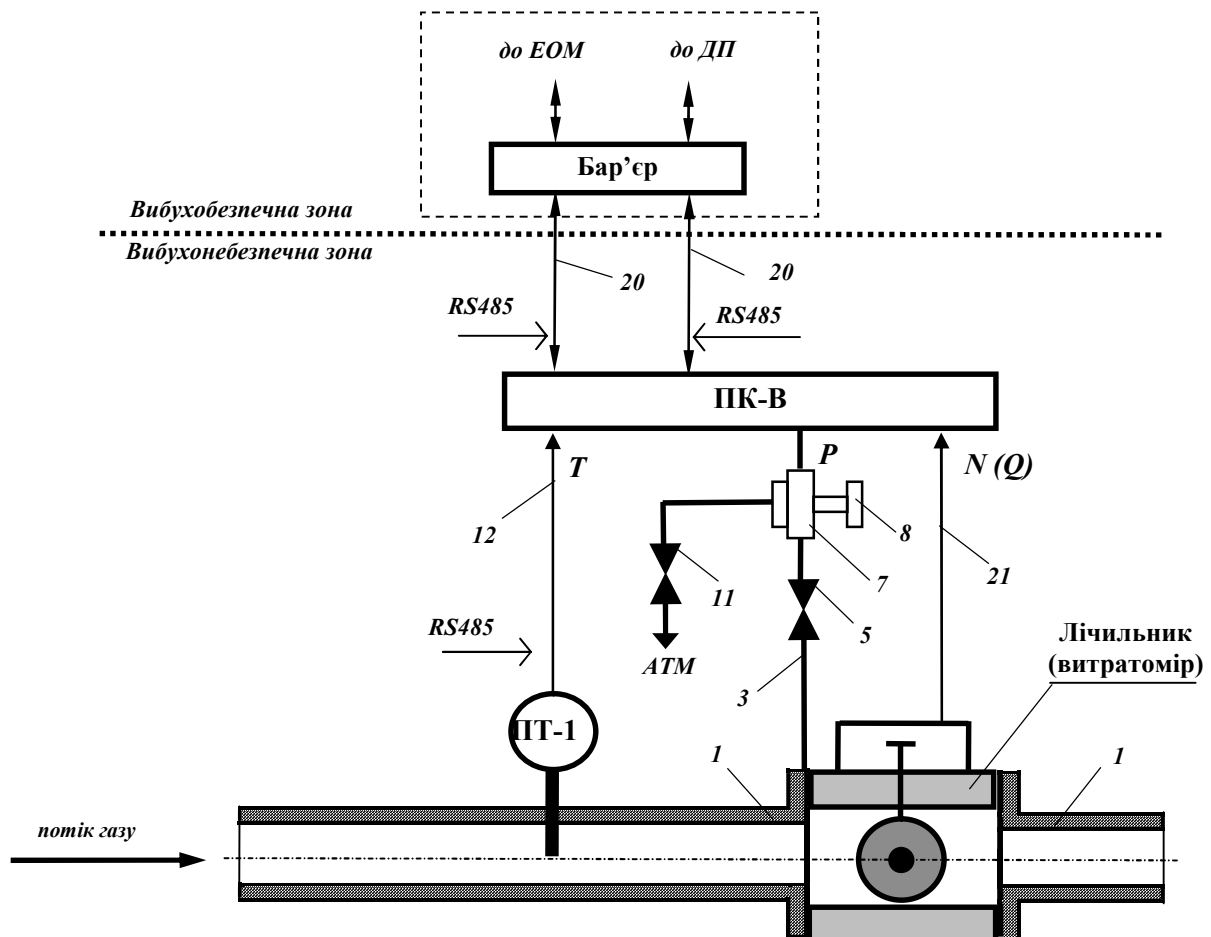


Рис. 3.3 - Схема підключення лічильника (витратоміра) і Обчислювача ПК-В
Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 і
ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6 до трубопроводу (на відкритому повітрі)

3.2.1.3 Схеми підключення вимірювальних приладів Обчислювача до одностовового трубопроводу **при розміщенні приладів в приміщенні** показані на Рис. 3.5 і 3.6.

3.2.1.3.1 Для Обчислювача модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2 на відкритому повітрі на трубопроводі 1 з діафрагмою (або осередненою напірною трубкою) 2 встановлюються перетворювач температури ПТ-1 (або термоопір – ТС) і запірні клапани 29-30, а Обчислювач і інша електронна апаратура - в приміщенні (Рис. 3.5).

Перепад тиску і статичний тиск від діафрагми 2 сталевими імпульсними лініями 3 і 4 діаметром від 10 до 20 мм через стінку 23 і вентильний блок підводяться до первинних перетворювачів СПД і СД Обчислювача.

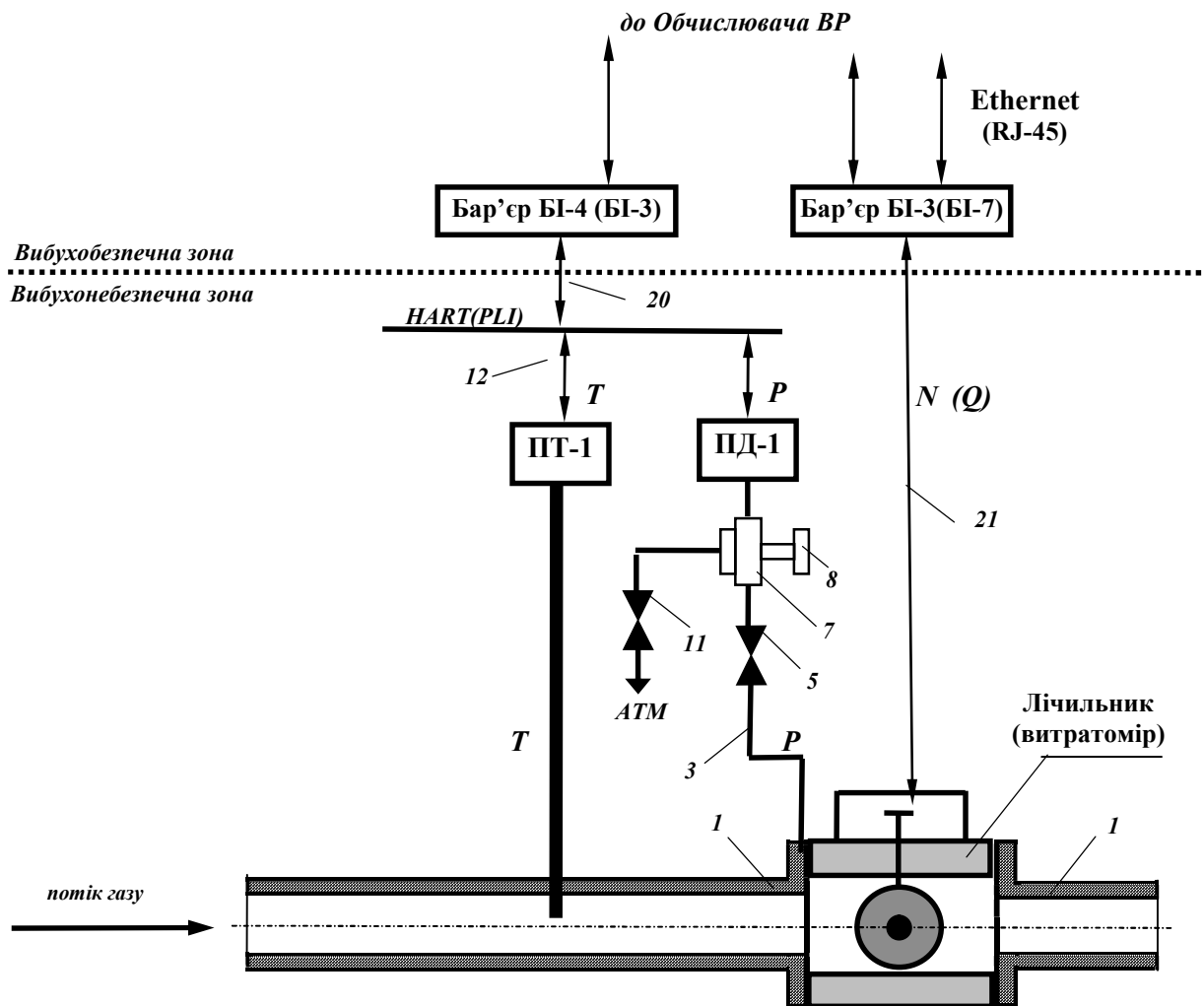


Рис. 3.4 - Схема підключення лічильника (витратоміра) та вимірювальних перетворювачів температури і тиску Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 до трубопроводу (на відкритому повітрі)

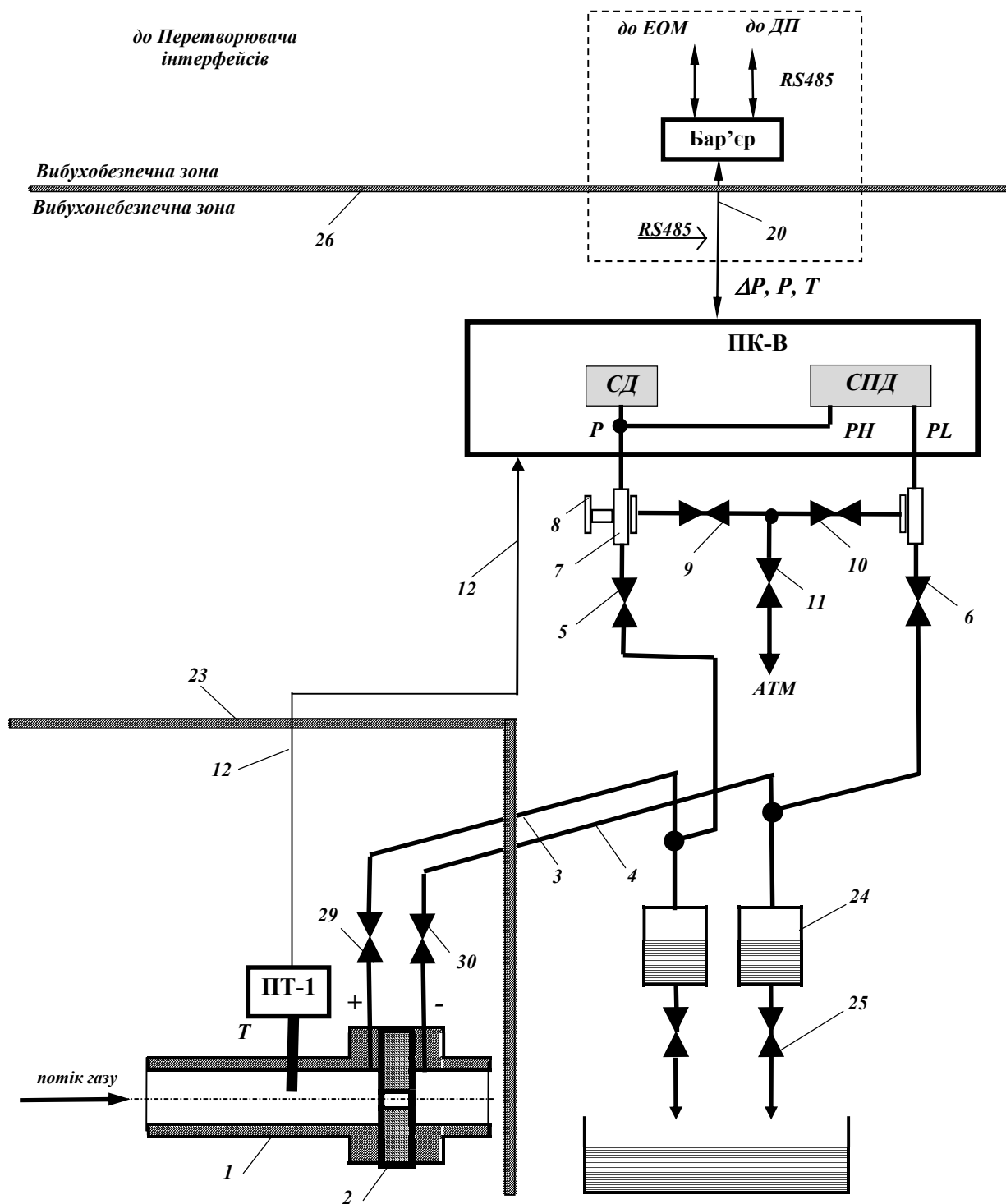


Рис. 3.5 - Схема підключення Обчислювача ПК-В Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2, до трубопроводу (при розміщенні пристроїв у приміщенні)

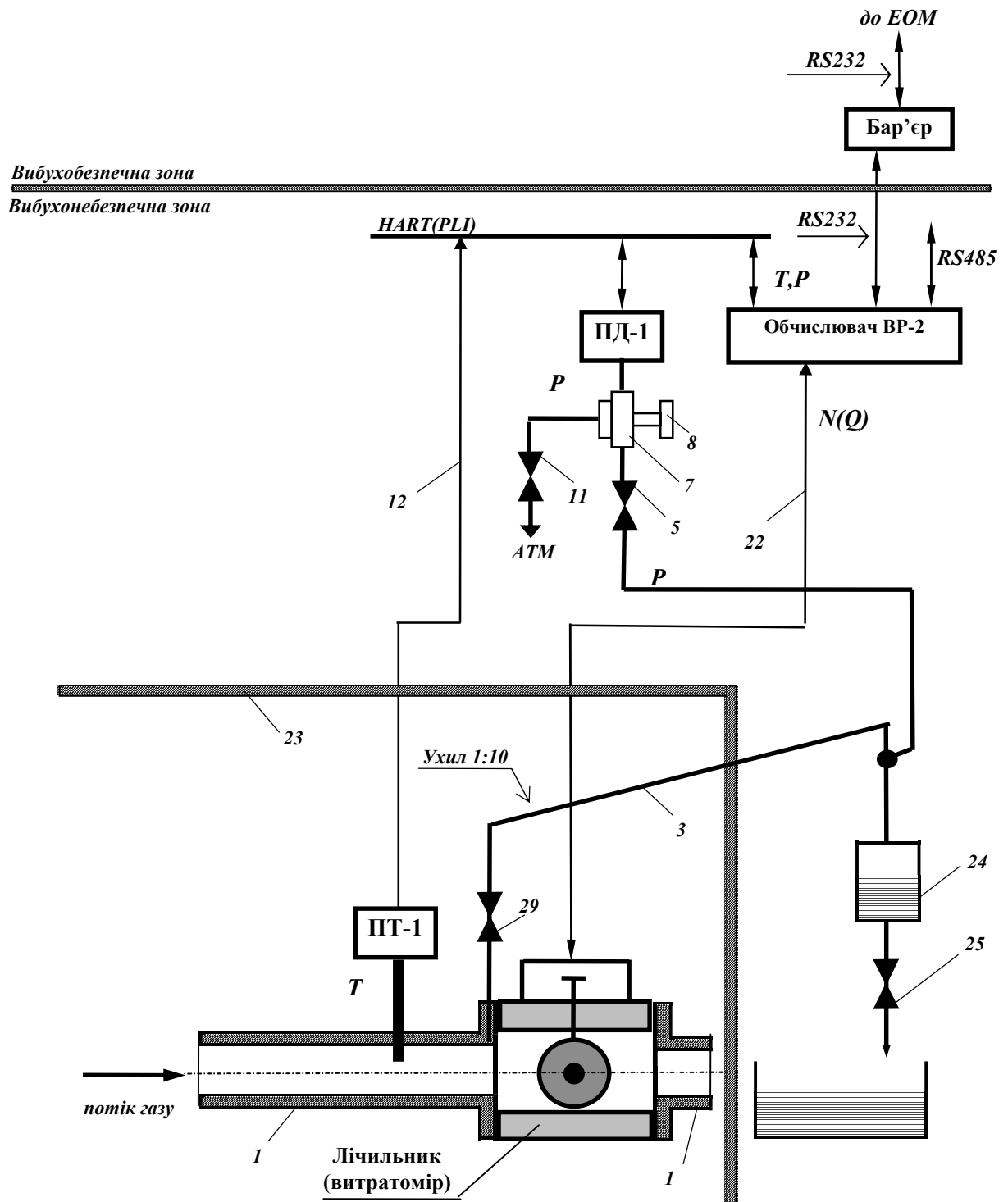


Рис. 3.6 - Схема підключення лічильника (витратоміра) та вимірювальних перетворювачів температури і тиску Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1 до трубопроводу (при розміщенні у приміщенні)

3.2.1.4 Схема підключення вимірювальних приладів Комплексів до одониткового трубопроводу і схема перемикання блоку ББК-5 показані на Рис. 3.7.

Підведення вимірюваного газу до входів «Вх+» і «Вх - » блоку ББК-5 здійснюється за допомогою імпульсних ліній, на яких встановлюються запірні клапани 6 і 7.

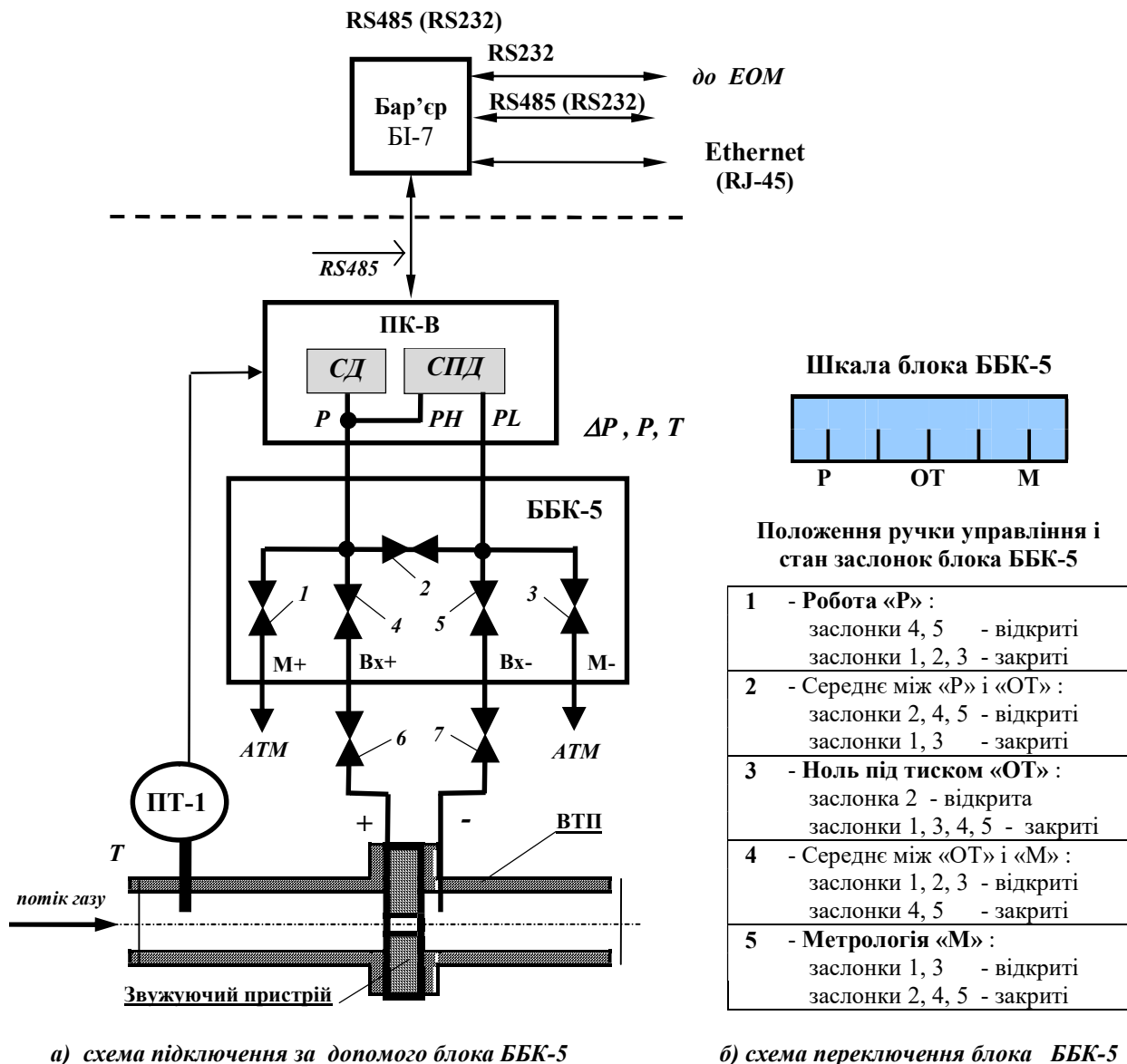


Рис. 3.7 - Схема підключення Обчислювача ПК-В для комплексів виконання 1 до одноступінчатого трубопроводу та схема переключення блока ББК-5

3.2.1.5 Для зовнішніх підключень до обчислювачів ПК-В і ВР-2 лічильників, витратомірів, перетворювачів температури та тиску використовується екранований мідний кабель МКЭШВ. При прокладанні кабелю за межами монтажних шаф, з метою захисту його від електромагнітних впливів та механічного пошкодження, кабель необхідно помістити в металевий рукав або трубу. Роботи виконувати згідно з вимогами ПУЕ.

3.2.1.6 **Електричні з'єднання приладів** Комплексів для всіх модифікацій показані на схемах підключення, наведених в Додатку К (Рис. К.1 - К.14).

Підключення вимірювальних перетворювачів диференційного і абсолютного (надлишкового) тиску, температури, перетворювача ПК-В показане на прикладі підключення відповідно вимірювальних перетворювачів ПД-1, ПТ-1. Підключення хроматографа показане на прикладі підключення комплексу «ФЛОУХРОМ», до складу якого входить хроматографічний модуль HGC 303 фірми «YAMATAKE».

3.2.1.6.1 **Основні вимоги до електричного монтажу** технічних засобів Комплексів:

- здійснити підключення екрану кабелів, що з'єднують:

- цифрові вимірювальні перетворювачі, лічильник-витратомір і бар'єри з Обчислювачем ВР-2 - до планки заземлення Обчислювача;
- цифрові вимірювальні перетворювачі, лічильник-витратомір з Обчислювачем ПК-В - з боку Обчислювача, до клем «GND» ;

- екрани кабелів, що прямують через бар'єр з'єднуються між собою в обхід бар'єру;

- екрани інтерфейсних кабелів до ЕОМ і модемів (верхнього рівня) також підключаються з

боку Обчислювача;

- для імпульсних і частотних сигналів використовується низькочастотний кабель типу JY-1166. Для інтерфейсних сигналів HART, PLI, RS232 і RS485 - кручена пара типу КПВЭ-ВП (100) 2х2х0,51 (FTP – cat 5). Для кіл живлення використовується кабель типу ПВС;

- перетин жил сполучних кабелів і окремих сполучних проводів повинно бути не менше 0,2 мм² і не більше 1,5 мм²;

- довжина сполучних кабелів повинна бути розрахована з урахуванням погонної ємності кабелю, вхідної ємності пристрою і бар'єрів та швидкості передачі даних;

- рекомендована довжина сполучних кабелів:

- кабель, що використовує інтерфейс NAMUR, - не більше 30 м.;
- кабель, що використовує інтерфейс RS 485 у вибухонебезпечній зоні, - до 300 м.;
- кабель, що з'єднує цифрові вимірювальні перетворювачі з ПК-В, - не більше 30 м.;
- кабель, що з'єднує цифрові вимірювальні перетворювачі з Обчислювачем ВР-2:
 - для інтерфейсу HART - 100 м;
 - для інтерфейсу PLI - 300 м;
 - для інтерфейсу RS 485 - 100 м;
- кабель, що з'єднує Обчислювач ВР-2 по RS232 з бар'єром БІ-2, - не більше - 10 м.;
- кабель для передачі імпульсних сигналів, що з'єднують обчислювач з лічильниками, не більше - 60 м.;
- кабель, що з'єднує цифрові вимірювальні перетворювачі з бар'єром БІ-3 по інтерфейсу PLI, не більше - 300 м.;

- заземлити корпус Обчислювача, вимірювальних перетворювачів, лічильника (витратоміра) а також клеми ХР1: 8 (9), ХР2: 7 (8), ХР3: 7 (8) і ХР4: 7 (8) бар'єру БІ-2, клеми ХР2: 10 бар'єру БІ-3, клеми ХР2: 6 бар'єру БІ-4 і клеми ХР1: 3 джерела живлення ДЖІ 12/3. Електричний опір заземлення за постійним струмом не повинен перевищувати 4 Ом;

3.2.1.6.2 З метою запобігання несанкціонованого доступу до інформації, що формується Комплексами, які використовуються для комерційного обліку газу, при монтажі всі кабелі зв'язку необхідно прокладати в кабельних каналах (лотках) для забезпечення захисту від несанкціонованого підключення до них.

3.2.1.7 Для запобігання пошкодженню розвальцьовування вхідного штуцера технологічних з'єднань, призначених для введення вимірюваного газу в камери сенсорів тиску вимірювальних перетворювачів абсолютного (надлишкового) тиску і Обчислювача ПК-В, необхідно при підключенні до вказаних приладів імпульсних трубок **обов'язково фіксувати в нерухомому положенні вхідний штуцер** приладів за допомогою гайкового ключа розміром **S = 27, S=50** (в залежності від виконання).

Для Обчислювача ПК-В місце фіксації вхідного штуцера (А по стрілці) зазначено на Рис. 2.4 НЕ.

3.2.1.8 Для забезпечення вибухозахищеності при виконанні монтажу приладів Комплексів необхідно:

- керуватися цим посібником з експлуатації, а також:

- посібниками з експлуатації (паспортами) вимірювальних перетворювачів, лічильника, витратоміра, іскробезпечного бар'єру та джерела живлення;
- «Інструкцією з монтажу електрообладнання, силових та освітлювальних мереж вибухонебезпечних зон» ВСН 332-74;
- «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» (ПТЕЕС), глава 3.4 «Електроустановки у вибухонебезпечних зонах»;
- «Правилами безпечної експлуатації електроустановок споживачів» (ПБЕЕС), глава 7.3 «Електроустановки у вибухонебезпечних зонах»;
- «Правил улаштування електроустановок» (ПУЕ), глава 1.7 «Заземлення і захисні заходи електробезпеки»;
- Правилами НПАОП 40.1.32-01, глава 4 «Електроустановки у вибухонебезпечних зонах»;
- Правилами НПАОП 40.1-1.21-98, глава 7.3 «Електроустановки у вибухонебезпечних зонах»;
- ГОСТ 12.2.007.0;

- перед монтажем звернути увагу на відповідність Комплексів супровідній технічній документації, наявність маркувань вибухозахисту, наявність і цілісність кріпильних елементів і пломб, відсутність механічних пошкоджень і дефектів, що перешкоджають відліку показань цифрового індикатора Обчислювача, відповідність параметрів іскробезпечних ліній зв'язку узгодженим значенням;

- монтаж приладів Комплексів на об'єкті вимірювань проводити в суворій відповідності зі схемою зовнішніх з'єднань. Після закінчення монтажу кришки вимірювальних перетворювачів мають бути опломбовані.

3.2.1.9 Обладнання «ФЛОУТЕК-ТМ», яке розміщується поза вибухонебезпечною зоною, повинно бути змонтовано виключно в окремих боксах, шафах, щитах з метою обмеження доступу до нього з боку оперативного персоналу.

3.2.2 Перевірка готовності Комплексів до використання

3.2.2.1 Перед запуском Комплексів слід перевірити:

- правильність установки електронних пристроїв і вимірювальних перетворювачів;
- надійність під'єднання зовнішніх і міжприладових кабелів до роз'ємів електронних пристроїв, відповідність їх маркування схемам електричних з'єднань;
- відсутність порушень ізоляції сполучних кабелів;
- відсутність коротких замикань між контактами роз'ємів, призначених для підключення напруги живлення, а також між цими контактами і корпусами пристроїв;
- щільність закриття кришок на вимірювальних перетворювачах і пристроях у вибухозахищеному виконанні;

- наявність і надійність заземлення пристроїв.

3.2.2.2 Порядок ввімкнення і перевірки функціонування Комплексів наступний:

- встановити вентилі на імпульсних лініях подачі тиску в камери вимірювальних перетворювачів тиску в робоче положення;

- подати на джерело живлення Комплексу мережеву напругу (220 ± 22) В частотою (50 ± 1) Гц;

- після прогрівання протягом 120 с проконтролювати появу на екрані цифрового пристрою Обчислювача значень вимірюваних параметрів. При цьому для обчислення необхідно натиснути на лицьовій панелі кнопку виклику параметрів на екран «Перегляд даних»;

- проконтролювати коректність введених в пам'ять Комплексу значень характеристик, представлених в **Додатку А**. Перевірка виконується шляхом послідовного виведення їх на екран ЕОМ і порівняння з даними, наведеними в паспорті Комплексу. Результати перевірки вважаються позитивними, якщо значення характеристик, виведених на екран ЕОМ, в усіх розрядах збігаються з представленими в формулярі значеннями;

- при виявленні того, що один з каналів вимірювання Обчислювача некалібрований, а також при заміні перетворювачів провести калібрування та повірку Комплексу згідно 3.3.2.3 та 3.3.2.4 НЕ;

- здійснити (при необхідності) перевірку Комплексу за Методикою **МПУ 290/03-2013**;

- перевірити виконання Обчислювачем Комплексу передачі даних за запитом ЕОМ верхнього рівня в наступному порядку:

- підключити ЕОМ до комунікаційного порту Обчислювача (за допомогою перетворювача інтерфейсів RS232/BELL202) через телефонний комутований канал, виділену двопровідну лінію, чотирипровідну лінію диспетчерського гучномовного зв'язку або радіоканал;
- проконтролювати передачу даних за запитом ЕОМ;
- підключити до ЕОМ принтер і роздрукувати добовий і місячний звіти.

3.2.2.3 Якщо Комплекси відповідають заданим технічним характеристикам, то їх можна використовувати для обліку газу, який проходить трубопроводом.

3.3 Використання Комплексів

3.3.1 Режими роботи Комплексів

3.3.1.1 Для Комплексів передбачені режими роботи вимірювань і управління, конфігурування Обчислювача і введення в пам'ять Обчислювача параметрів.

Вибір режиму роботи Комплексів і тривалість роботи в обраному режимі визначаються оператором диспетчерського пункту.

3.3.1.2 У режимі вимірювань і управління здійснюються вимірювання параметрів, необхідних для обчислення витрат і обсягу газу згідно із заданими розрахунковими формулами та перевірка правильності обчислення витрат шляхом заміни значень вимірюваних параметрів на константи, що задаються вручну.

У режимі конфігурування здійснюється задання параметрів обчислювача під заданий об'єкт вимірювань.

3.3.1.3 Режими конфігурування і введення в пам'ять Обчислювача параметрів вимагають присутності обслуговуючого персоналу. **Режим вимірювань і управління - автоматичний** і не вимагає присутності обслуговуючого персоналу.

3.3.2 Контроль працездатності Комплексів

3.3.2.1 Початкове конфігурування (настроювання) Обчислювача виконують наступним чином:

- збирають схему, наведену для Комплексів, що використовують:
 - комплект вимірювальних перетворювачів - на Рис. 1.1, 1.3, 1.7, 1.8 або 1.9;
 - багатопараметричні перетворювачі - на Рис. 1.1 або 1.10;
 - мінікомплекси - на Рис. 1.2, 1.4, 1.5 або 1.6;
- подають мережеву напругу на джерело живлення;
- встановлюють на ЕОМ **програму CONCOR.EXE**, запускають її і далі йдуть за вказівками програми. Об'єм і черговість виконання операцій програми наведені в Настанові оператора АЧСА.00001-01 34 01;
- після введення всіх параметрів, зазначених в програмі CONCOR.EXE, записують параметри в Обчислювач;
- після виконання запису **автоматично здійснюється вихід в головне меню**, яке дозволяє вибірково змінити параметри конфігурації Комплексів, переглянути миттєві і розраховані дані, організувати циклічне опитування даних.

Примітка - Програма CONCOR.EXE має ряд версій, відмінність яких залежить від модифікації обслуговуючого Комплексу. При цьому дотримується підтримка більш пізніх версій з обладнанням, яке було виготовлене раніше.

3.3.2.2 **Головне меню програми CONCOR.EXE** складається з таких основних пунктів:

- | | | |
|-------------|------------------|--------------------------------|
| - Параметри | - Звіти | - Зв'язок з іншим Обчислювачем |
| - Дані | - Обслуговування | - Версія. |

Пункт «Параметри» має своє меню, що включає наступні пункти:

- | | |
|-----------------------------------|-----------------------------------|
| - Статичні параметри | |
| - Оперативні статичні параметри | - Системні параметри |
| - Незмінні параметри конфігурації | - Параметри вимірювальних каналів |
| - Змінні параметри конфігурації | - Зміна пароля Обчислювача. |

Пункт «Дані» має своє меню, яке включає в залежності від модифікації Комплексу наступні пункти:

- | | |
|-------------------|-----------------------------|
| - Миттєві дані | - Втручання |
| - Добові дані | - Діагностика |
| - Погодинні дані | - Добові аварійні дані |
| - Оперативні дані | - Дані останніх вимірювань. |

По пунктах «Добові дані», «Добові аварійні дані», «Погодинні дані», «Оперативні дані», «Втручання» і «Діагностика» запитується діапазон часу в форматі: «День, місяць, рік, година, хвилина, секунда» (по пунктам «Добові дані» і «Добові аварійні дані» година, хвилина і секунда не запитуються).

Пункт «Звіти» має своє меню, що включає основні пункти: «Добовий звіт» і «Місячний звіт». По кожному з них передбачені можливості створення звіту із записом його в закодованому вигляді в файл і роздруковка цього файлу на принтері.

Пункт «Обслуговування» має своє меню, що включає наступні пункти:

- | | | |
|-----------|-----------|-------------------------|
| - Півроку | - Команди | цифрового перетворювача |
|-----------|-----------|-------------------------|

- Безпосередній зв'язок
- Телефон
- Адаптер зв'язку
- Пакетна радіомережа (Радіо УРП).

При розміщенні обчислювача у вибухобезпечній зоні

220 В, 50 Гц

Джерело живлення

Акумулятор

Обчислювач ВР-2

Бар'єр

ЕОМ

RS232

При розміщенні обчислювача у вибухонебезпечній зоні

220 В, 50 Гц

Джерело живлення

Акумулятор

Обчислювач ВР-2

Бар'єр

ЕОМ

RS232

Кодовий сигнал HART/PLI/RS485

ПД-1

ГН - гідравлічний насос
К - запірний вентиль
ТР - трійник
ЕД - еталон тиску

ГН

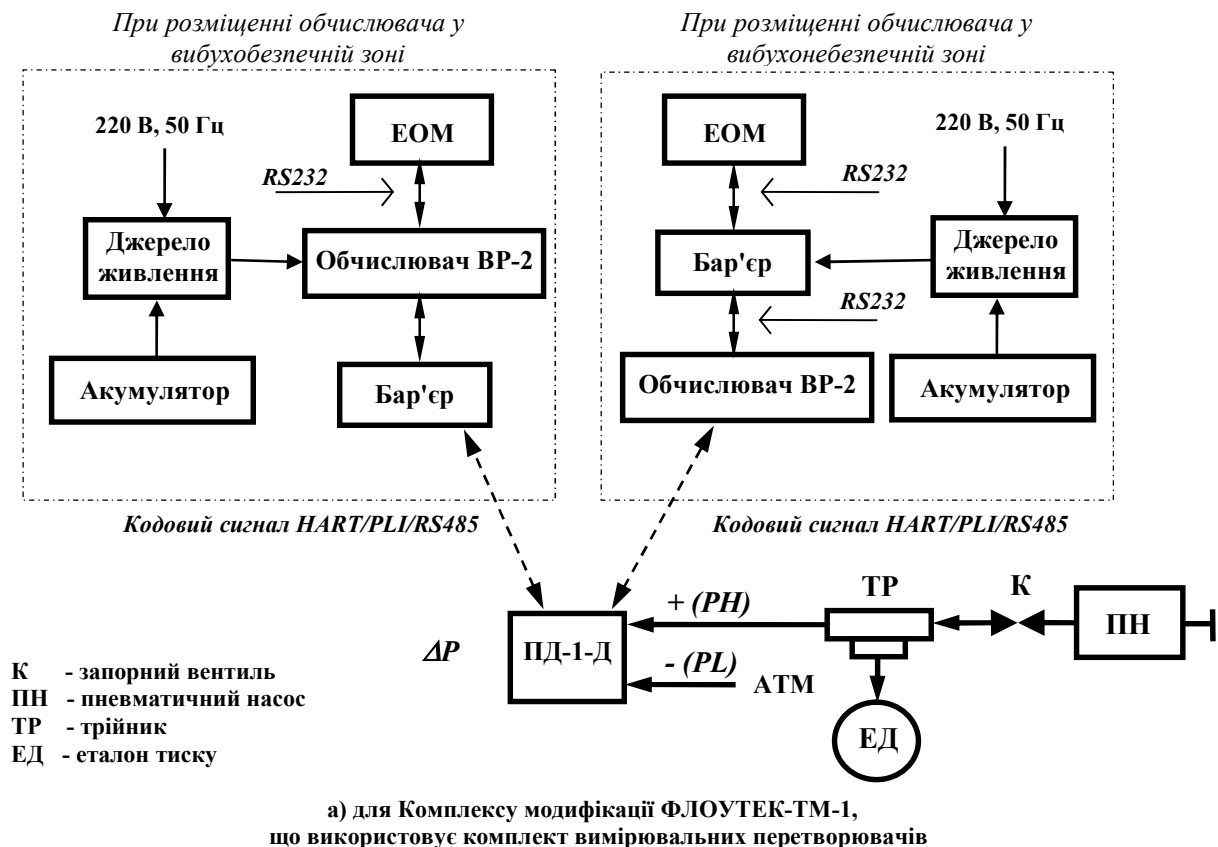
К

ТР

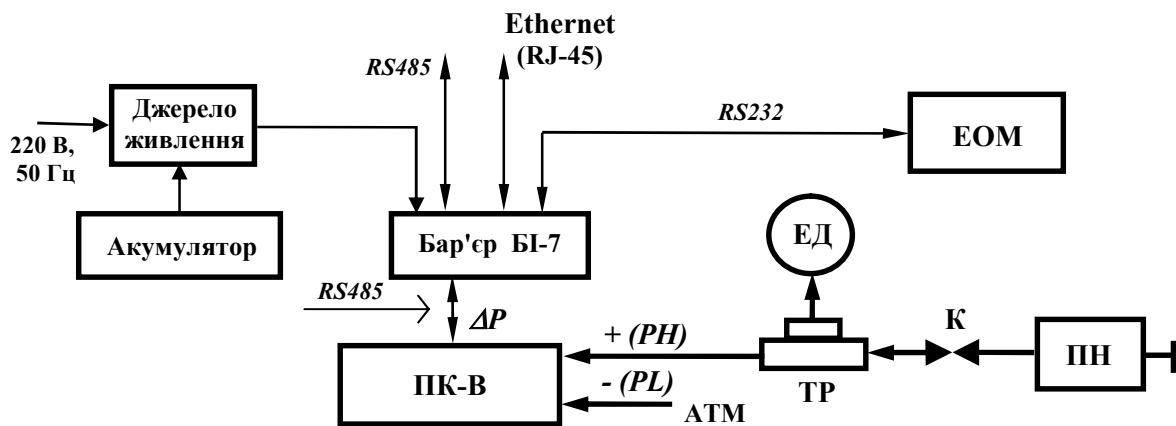
ЕД

Р

Рис. 3.8 - Схема для перевірки Комплексами вимірювань абсолютного і надлишкового тиску



**а) для Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-1,
що використовує комплект вимірювальних перетворювачів**



б) для Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-2, що використовує комплект вимірювальних перетворювачів

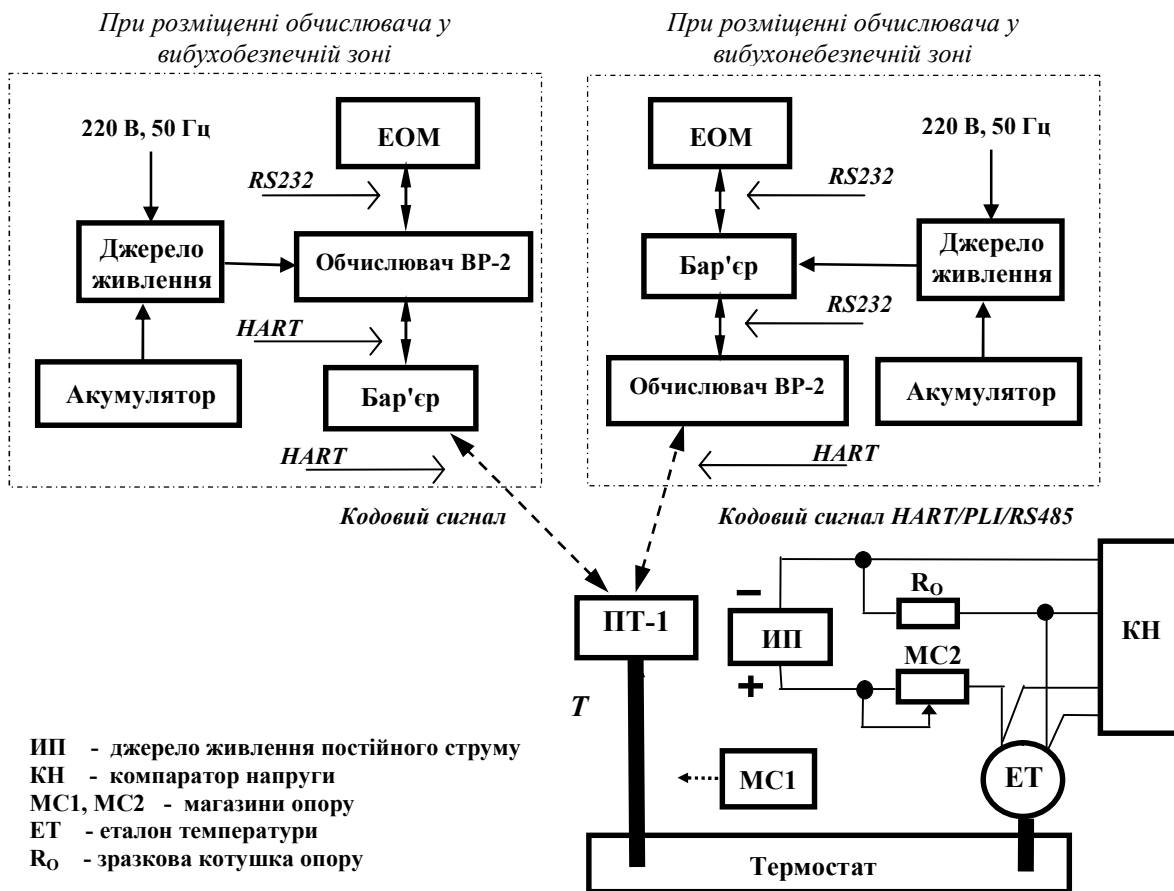
Рис. 3.9 - Схема для перевірки Комплексами вимірювань диференціального тиску

3.3.2.4 Контроль виконання вимірювань і обчислень параметрів газу

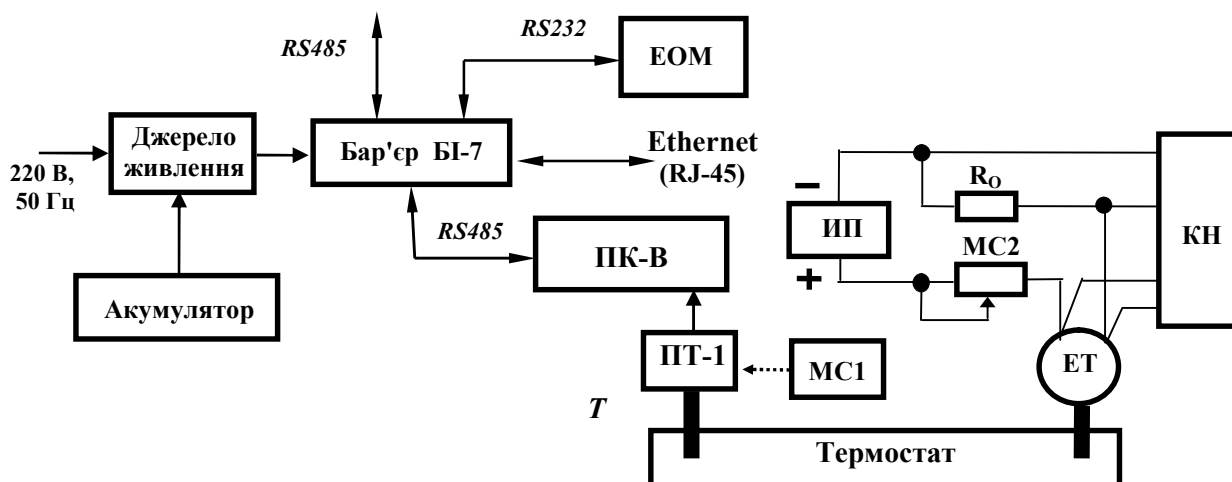
3.3.2.4.1 Контроль виконання Комплексами вимірювань абсолютного (надлишкового) і диференційного тиску, температури газу проводять у наступному порядку:

1) збирають схеми, наведені на Рис. 3.8 (для перевірки вимірювань тиску), на Рис. 3.9 (для перевірки вимірювань диференційного тиску), на Рис. 3.10 (для перевірки вимірювань температури);

- 2) подають мережеву напругу на джерело живлення;
- 3) встановлюють на переносну EOM програму CONCOR, запускають її і далі йдуть вказівкам програми;
- 4) вибирають в головному меню програми режим «Обслуговування»;
- 5) вибирають в меню «Обслуговування» режим «Константа / вимір».



а) для Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-1,
що використовує комплект вимірювальних перетворювачів



б) для Комплексу модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-2

Рис. 3.10 - Схема для перевірки виміру температури Комплексами

Виконання вимірювань абсолютного (надлишкового) тиску далі контролюють в наступному порядку:

6) вибирають в меню «Константа/вимір» вимірювану величину «Тиск»;

7) відкривають вентиль До і за допомогою насоса ГН черзі створюють тиск, рівний значенням $P_{\min}$, P_{cp} і $P_{\max}$, де $P_{\min}$ і $P_{\max}$ - мінімальне і максимальне значення тиску вимірюваного газу; P_{cp} - середнє значення тиску газу, розраховане за формулою $P_{\text{cp}} = 0,5 \times (P_{\min} + P_{\max})$;

8) порівнюючи покази еталону тиску ЕД і дисплея ЕОМ, перевіряють правильність вимірювань абсолютного (надлишкового) тиску.

Виконання вимірювань диференційного тиску далі (після виконання операцій 1 - 5 даного пункту) контролюють в наступному порядку:

- вибирають в меню «Константа / вимір» вимірювану величину «Перепад тиску»;

- відкривають вентиль До і за допомогою насоса ПН по черзі створюють в камері високого тиску «РН» вимірювального перетворювача тиску тиск, рівний значенням $\Delta P_{\min}$, ΔP_{cp} і $\Delta P_{\max}$ де $\Delta P_{\min}$ і $\Delta P_{\max}$ - мінімальне і максимальне значення диференційного тиску газу; ΔP_{cp} - середнє значення диференційного тиску газу, розраховане за формулою $\Delta P_{\text{cp}} = 0,5 \times (\Delta P_{\min} + \Delta P_{\max})$.

Під час контролю вхід «PL» перетворювача завжди повинен знаходитися під атмосферним тиском;

- Порівнюючи покази еталону тиску ЕД і дисплея ЕОМ, перевіряють правильність вимірювань диференційного тиску.

Виконання вимірювань температури (після виконання операцій 1 - 5 даного пункту) контролюють в наступному порядку:

- вибирати в меню «Константа / вимір» вимірювану величину «Температура»;

- замінити ТО магазином опорів MC1;

- в магазині опорів MC1 по черзі встановлювати опори, значення яких еквівалентні температурі $t_{\min}$, t_{cp} і $t_{\max}$, де $t_{\min}$ і $t_{\max}$ - мінімальне і максимальне значення температури газу;

t_{cp} - середнє значення температури газу, розраховане за формулою $t_{\text{cp}} = 0,5 \times (t_{\min} + t_{\max})$.

Опір встановлюють з урахуванням статичної характеристики ТЗ, що входить до складу вимірювального перетворювача;

- порівнюючи свідчення магазину MC1, відповідні заданим значенням температури, і дисплея ЕОМ, перевіряють правильність вимірювань температури.

3.3.2.4.2 Контроль виконання Комплексами обчислень витрати і об'єму газу проводять у наступному порядку:

- збирають схему, наведену для Комплексів, що використовують:

- комплект вимірювальних перетворювачів - на Рис. 1.1, 1.3, 1.7, 1.8 або 1.9;
- багатопараметричні перетворювачі - на Рис. 1.1 або 1.10;
- мінікомплексів - на Рис. 1.2, 1.4, 1.5 або 1.6;

- повторюють операції 2 - 5, наведені в 3.3.2.4.1;

- встановлюють значення статичних параметрів трубопроводу, наведені в замовній специфікації, і статичних параметрів газу (наприклад, молярні частки CO_2 і N_2 в газі), а також:

- для Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-Х константи по диференціальному і абсолютному (надлишкового) тиску, температури і густини (при відсутності функції вимірювання густини значення густини вводиться як статичний параметр) газу, які відповідають значенням $\Delta P_{\min}$, ΔP_{cp} , $\Delta P_{\max}$, $P_{\min}$, P_{cp} , $P_{\max}$, $t_{\min}$, t_{cp} , $t_{\max}$, $\rho_{\min}$, $\rho_{\max}$ зафіксованим в пам'яті обчислювача при виконанні вимірювань відповідно до 3.3.2.4.1;
- для Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х константи по тиску, температури і густини газу, які відповідають значенням $P_{\min}$, P_{cp} , $P_{\max}$, $t_{\min}$, t_{cp} , $t_{\max}$, $\rho_{\min}$, $\rho_{\max}$ зафіксованим в пам'яті Обчислювача при виконанні вимірювань за 3.3.2.4.1, константу по витраті газу або значення параметрів лічильника (витратоміра), наприклад, кількість імпульсів лічильника на 1 м^3 (1 кг) газу - 1 імпульс/м^3 (1 імпульс/кг) і кількість надісланих імпульсів -1000;

- вибирають в меню «Параметри» режим «Миттєві дані»;
- контролюють правильність обчислення витрат і обсягу газу Комплексом шляхом порівняння значень, що відображаються на індикаторі Обчислювача або дисплеї ЕОМ, з розрахунковими зразковими значеннями.

Вибір поєднання зазначених значень параметрів газу здійснюють довільно.

Наприклад, для Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1 можна задати режими: $P_{\max}$, $\Delta P_{\min}$, $t_{\text{ср}}$ і $\rho_{\min}$; $P_{\text{ср}}$, $\Delta P_{\max}$, $t_{\max}$ і $\rho_{\max}$; $P_{\min}$, $\Delta P_{\text{ср}}$, $t_{\min}$ і $\rho_{\max}$.

Для Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-2 можна задати режими: $P_{\max}$, $t_{\text{ср}}$ і $\rho_{\min}$; $P_{\min}$, $t_{\max}$ і $\rho_{\max}$; $P_{\text{ср}}$, $t_{\min}$ і $\rho_{\max}$. Якщо співвідношення значень параметрів вибрано невірно, то розраховані значення витрати і обсягу газу дорівнюватимуть нулю.

Розрахунок зразкових значень витрати виконуються на ЕОМ за програмою **САПР» РАСХОД-РУ»**, затвердженої Держспоживстандартом України, для зразкових значень температури, абсолютного (надлишкового) і диференційного тиску і густини газу (значень, показаних еталонами при виконанні операцій згідно 3.3.2.4.1 НЕ) і значень статичних параметрів трубопроводу, газу, що пройшов по трубопроводу, і лічильника (витратоміра) газу, які використовуються при реалізації зазначених вище режимів.

3.3.2.5 Контроль забезпечення обміну інформації з ЕОМ

3.3.2.5.1 Забезпечення Обчислювачем можливості обміну інформації з ЕОМ на заданій швидкості контролюють в наступному порядку:

- 1) вибирають в головному меню режим «Параметри»;
- 2) встановлюють задану швидкість обміну інформації (наприклад, 1200 біт/с);
- 3) вибирають в меню режим «Дані», а потім послідовно режими «Добові дані», «Погодинні дані», «Оперативні дані», «Втручання», «Діагностика», «Добові аварійні дані» і «Дані останніх вимірювань». При цьому необхідно переконатися у відсутності діагностичних повідомлень про нештатні ситуації при зчитуванні інформації з Обчислювача і виведення добових даних на дисплей ЕОМ;

- 4) при наявності діагностичного повідомлення про нештатну ситуацію під час передачі інформації повторюють операцію 3.

Якщо після повторного виконання операції 3 діагностичне повідомлення про позаштатну ситуацію з'являється знову, то необхідно:

- перевірити канал зв'язку на відсутність радіоперешкод;
- в разі присутності радіоперешкод встановити меншу швидкість обміну інформацією.

3.3.3 Можливі несправності при використанні Комплексів і методи їх усунення

3.3.3.1 Комплекси відносяться до відновлюваних, ремонтваних (в умовах підприємства-виробника), багатоканальних і багатofункціональних виробів.

Основні несправності Комплексів, що виникають при експлуатації, і методи їх усунення наведені в Таблиці 3.1.

3.3.3.2 У Таблиці 3.1 описані несправності, усунення яких можливо користувачем.

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

Реквізити сервісного центру ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ» в Україні:

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

Тел. +38(044) 492-76-21, 334-73-03

Поштова адреса: Сервісний центр ТОВ «ДП УКРГАЗТЕХ»

08138, Київська обл.,

Софіївська Борщагівка, 1, вул. Миру, 27

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

Web: www.dgt.com.ua; www.ukrgas.tech; www.dpugt.com

Таблиця 3.1 - Основні несправності Комплексів і методи їх усунення

Несправність	Можлива причина	Методи усунення
1 Не включається цифровий індикатор обчислювача	А. На плату обчислювача не подається живлення: спрацював іскробар'єр або несправний блок живлення	А. Перевірте і замініть іскробар'єр. Перевірте і замініть джерело живлення
	Б. Несправний обчислювач	Б. Замініть обчислювач
2 Живлення на Обчислювач надходить, але індикатор не включається	А. Обрив самовідновлюючого резистора на платі обчислювача через перевантаження	А. Відключіть живлення від обчислювача, усуньте причину перевантаження
	Б. Несправний обчислювач	Б. Замініть обчислювач
3 Індикатор видає «застиглі показання»	А. Несправний обчислювач	А. Замініть обчислювач
4 Індикатор видає свідчення, але немає зв'язку з обчислювачем по послідовному порту	А. Обрив сполучних кабелів інтерфейсу	А. Перевірте сполучні кабелі і усуньте пошкодження
	Б. Невірно заданий номер обчислювача або неактивованій зв'язок з обчислювачем	Б. Перевірте конфігурацію обчислювача
5 Не калібрується вимірювальний перетворювач температури або тиску	А. Порушено з'єднання перетворювача з обчислювачем	А. Перевірте підключення перетворювача до клем обчислювача
	Б. Не подається живлення на перетворювач	Б. Перевірте і усуньте обрив
	В. Коротке замикання або обрив в ТС	В. 1. Усуньте коротке замикання або обрив в ТС
		В. 2. Замініть ТС
	Д. Негерметичність в системі імпульсних трубок	Д. Знайдіть і усуньте негерметичність
	Е. Несправний калібрувальний прилад	Е. Замініть калібрувальний прилад
	Ж. Несправний перетворювач	Ж. Замініть перетворювач
6 Обчислювач не опитує вимірювальні перетворювачі	А. Порушений зв'язок з перетворювачами	А. Перевірте підключення перетворювачів до клем обчислювача
	Б. Не подається живлення на перетворювачі, спрацював іскробар'єр на лінії зв'язку з перетворювачами	Б. Вимкніть перетворювачі, усуньте причину перевантаження, замініть іскробар'єр
	В. Порушені регулювання модему BELL на платі обчислювача	В. Зверніться до виробника обчислювача
	Г. Несправний перетворювач	Г. Замініть перетворювач
7 Обчислювач невірно відраховує дату і час	А. Несправний обчислювач	А. Замініть обчислювач

4.1 Загальні вказівки

4.1.1 Приймання Комплексів в експлуатацію після їх монтажу, організація експлуатації, виконання заходів з техніки безпеки і ремонт повинні проводитися в повній відповідності з вимогами, викладеними в документах, перерахованими в 3.2.1.7 НЕ.

4.1.2 При експлуатації Комплексів необхідно дотримуватися також вимог, викладені в цьому НЕ.

4.1.3 *Види і періодичність технічного обслуговування*

4.1.3.1 Профілактичні огляди технічних засобів Комплексів повинні проводитися при кожному профілактичному огляді об'єкта вимірювань, але не рідше одного разу в шість місяців.

Під час профілактичних оглядів повинні виконуватися наступні операції:

- перевірка міцності кріплення приладів Комплексу за місцем установки;
- перевірка цілісності кріплень монтажних джгутів і інших елементів;
- перевірка стану заземлюючих проводів в місцях з'єднання;
- чистка клемних колодок;
- вимірювання опору заземлення.

4.1.3.2 Технічні засоби Комплексу, що працюють в запилених і вологих блоках і приміщеннях, необхідно періодично, але не рідше одного разу на шість місяців, очищати від бруду.

4.1.3.3 Технічні засоби Комплексу (вимірювальні перетворювачі), що мають рівень вибухозахисту «Вибухобезпечне електрообладнання», повинні систематично піддаватися зовнішньому огляду. При щомісячному огляді звертати увагу на наявність кришок і пломб на іскробезпечних приладах.

4.1.3.4 Не рідше одного разу на рік необхідно здійснювати перевірку стану літєвої батарейки, встановленої на платі Обчислювача і служить для підтримки незалежної пам'яті Обчислювача.

При відключеному живленні Комплексу перевіряється напруга на батарейці і якщо воно нижче норми, то батарейку слід замінити.

4.1.3.5 Для лічильників і витратомірів, що мають деталі, що обертаються (ротори, турбіни), один раз в 5 - 10 років (в залежності від умов експлуатації) необхідно здійснювати заміну масла. Такі лічильники і витратоміри зазвичай мають рівнемір і штуцер для наповнення масла. Відмітки нормального рівня масла повинні бути виконані на склі оглядового вікна лічильника або витратоміра.

4.1.4 Ремонт Комплексу повинен проводитися відповідно до РД 16.407-89 «Електрообладнання вибухозахищене. Ремонт» і до вимог Правил НПАОП 40.1-1.21-98, глава 7.3 «Електроустановка у вибухонебезпечних зонах».

4.1.5 *Вимоги до обслуговуючого персоналу*

4.1.5.1 Експлуатація комплексів проводиться обслуговуючим персоналом, які вивчили правила і заходи техніки безпеки відповідно до вимоги діючих стандартів та інших чинних нормативних документів, а також вимоги цієї НЕ і паспортів на прилади, що входять до складу Комплексів.

4.1.5.2 До роботи з Комплексами допускаються особи, які мають допуск до роботи з електроустановками на напругу до 1000 В і кваліфіковану консультацію і кваліфікаційну групу з техніки безпеки відповідно до Правил НПАОП 40.1-1.21-98, які вивчили відповідну технічну документацію і ознайомлені з пристроєм і принципом дії Комплексів і їх технічних засобів.

4.1.5.3 У групі ремонту та обслуговування Комплексів повинні брати участь такі фахівці:

- інженер з контрольно - вимірювальних приладів та автоматики;
- інженер - програміст;
- технік з електронними вимірювальними приладами;
- оператор.

4.1.5.4 Перелік осіб, які допускаються до проведення повірки Комплексів, повинен затверджуватися керівником підприємства - користувача.

4.2 Заходи безпеки

4.2.1 Особливості конструкції Комплексів

4.2.1.1 Безпека експлуатації технічних засобів Комплексів за ГОСТ 12.2.003 забезпечується конструкцією, міцністю і надійним кріпленням їх при монтажі на об'єкті.

4.2.1.2 За способом захисту від ураження електричним струмом технічні засоби Комплексів відповідають класу 01 за ГОСТ 12.2.007.0.

4.2.1.3 За вимогами до засобів забезпечення пожежної безпеки згідно ГОСТ 12.1.004 технічні засоби комплексів не є джерелом утворення горючих газів і джерелом запалювання в займистому середовищі.

4.2.1.4 Технічні засоби Комплексів, що встановлюються на пунктах обліку природного газу, вибухобезпечні, відповідають вимогам «Правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості» і можуть експлуатуватися на відкритому повітрі і в приміщеннях, де можливо утворення вибухонебезпечних сумішей категорій II А і ІІВ груп Т1, Т2 і Т3.

4.2.1.5 Іскробезпека електричних кіл технічних засобів Комплексів досягається шляхом обмеження струму і напруги в цих колах до безпечних значень за допомогою застосування Комплексів спільно з пристроями, зазначеними в 1.1.4 НЕ, а також обмеженням величин власних індуктивності і електричної ємності технічних засобів Комплексів до безпечних значень.

Навантаження іскрозахисних елементів технічних засобів Комплексів не перевищує 2/3 від допустимих значень напруги, струму або потужності. Друкований монтаж, величини шляхів витоку і електричних зазорів іскробезпечних кіл технічних засобів відповідають вимогам за ГОСТ 22782.5.

4.2.2 Обов'язкові вимоги з технічного обслуговування

4.2.2.1 Відповідно до правил техніки безпеки перед подачею напруги живлення необхідно:

- призначити відповідальну особу за включення і випробування Комплексу;
- перевірити наявність і справність заземлюючих контурів;
- перевірити опір ізоляції електричних кіл;
- перевірити відсутність витоку газу в місцях підключення вимірювальних перетворювачів і лічильника (витратоміра) газу;
- перевірити стан акумуляторних батарей.

4.2.2.2 Корпуси Обчислювача, вимірювальних перетворювачів, лічильника (витратоміра) повинні бути надійно заземлені у відповідності до вимог ГОСТ 12.2.007.0.

4.2.2.3 Категорично забороняється:

- включати Комплекс без захисного заземлення;
- проводити монтажні, профілактичні та ремонтні роботи технічних засобів Комплексу при включеному електроживленні;
- з'єднувати і роз'єднувати роз'єми технічних засобів при включеному електроживленні;
- проводити заміну запобіжників і плавких вставок при включеному електроживленні;
- проводити пайку паяльником з напругою вище 36 В.

4.3 Технічний огляд

4.3.1 Перевірка технічного стану

4.3.1.1 Для встановлення придатності комплексів до експлуатації проводиться повірка Комплексів відповідно з об'ємом і порядком, зазначеними в Методиці МПУ 290/03-2013.

Методика повірки розроблена і затверджена ДП «Укрметртестстандарт».

4.3.1.2 Перевірка працездатності Комплексів проводиться згідно 3.3.2 НЕ при порушеннях в роботі Комплексів (повторення одних і тих же аварійних або позаштатних ситуацій), при заміні технічних засобів, а також при тривалому простої Комплексів.

4.3.1.3 Періодична повірка Комплексів, що включає перевірку їх вимірювальних перетворювачів, повинна проводитися один раз на два роки за Методики МПУ 290/03-2013. представниками служб державної метрологічної атестації. Результати періодичної повірки заносяться в паспорт комплексу АЧСА.421443.001-01 ПС.

4.3.1.4 Перевірку технічного стану та метрологічних характеристик вимірювальних перетворювачів Комплексів необхідно здійснювати за допомогою контрольних технічних засобів і/або робочих еталонів підприємства - споживача або установи, яка здійснює перевірку перетворювачів.

Засоби вимірювальної техніки, що застосовуються при перевірці перетворювачів, повинні бути повірені або атестовані в установленому порядку в органах державної метрологічної служби.

4.3.2 Метод повірки засобів вимірювальної техніки Комплексів на об'єкті вимірювань

4.3.2.1 Перевірку засобів вимірювань Комплексів, наприклад, підключених до одноступінчатого трубопроводу вимірювальних приладів Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1 і ФЛОУТЕК-ТМ-2 (при розміщенні приладів в приміщенні, Рис. 3.5), без їх демонтажу з об'єкта вимірювань.

4.3.2.2 Для повірки первинного перетворювача тиску (СД) коректора, вимірювального перетворювача тиску або перетворювача ПК-В закривають запірні клапани 5, 6 і вентиль скидання 11, відкривають зрівняльні вентилі 9 і 10, вивертають заглушку 8 і на її місце вкручують вихідний штуцер калібратора тиску, наприклад, універсального калібратора тиску КДУ-1, або гідравлічного насоса, оснащеного еталоном тиску. При такому перемиканні вентилів тиск від калібратора (гідравлічного насоса) надходить в камери СД зазначених перетворювачів, а також в камери первинних перетворювачів диференційного тиску (СПД) коректора, вимірювальних перетворювачів диференційного тиску (при застосуванні комплекту перетворювачів) або перетворювача ПК-В.

Для перевірки СПД коректора, вимірювальних перетворювачів диференційного тиску або перетворювача ПМ закривають запірні клапани 5 і 6, зрівняльні вентилі 9 і 10 і вентиль скидання 11. Вивертають заглушку 8 і на її місце вкручують вихідний штуцер калібратора тиску або пневматичного насоса, оснащеного еталоном тиску. При цьому тиск від калібратора (пневматичного насоса) надходить в плюсові камери СПД зазначених перетворювачів, а також в камери СД коректора, вимірювального перетворювача абсолютного (надлишкового) тиску (при застосуванні комплекту перетворювачів) або перетворювача ПК-В.

Перевірку зазначених вимірювальних перетворювачів виконують згідно 3.3.2.4.1 НЕ.

Після проведення перевірки вимірювальних перетворювачів трійник 7 закривають заглушкою 8, відкривають запірні клапани 5 і 6, закривають вентиль скидання 11 і зрівняльні вентилі 9 і 10.

4.3.2.3 Для повірки вторинного перетворювача температури коректора, а також перетворювача ПК-В або вимірювального перетворювача температури відключають електричний кабель 12, який з'єднує коректор і перетворювачі з ТЗ, і замість ТЗ підключають магазин опорів для імітації вихідного сигналу термоперетворювача опору.

Перевірку зазначених вимірювальних перетворювачів виконують згідно 3.3.2.4.1 НЕ.

4.3.2.4 Для повірки вимірювального перетворювача густини закривають запірні клапани 15 і 16, відкривають вентиль скидання 17 і вентиль 18. При цьому повітряна суміш з балона БПС надходить в камеру датчика вимірювального перетворювача густини.

Перевірку вимірювального перетворювача густини виконують згідно 3.3.2.4.1 НЕ.

Після проведення повірки перетворювача густини закривають вентилі 18 і 17 і відкривають вентилі 15 і 16.

4.4 Консервація

4.4.1 Тимчасовий протикорозійний захист Обчислювача і Комплексів відповідає варіанту ВЗ-10, а внутрішня упаковка - варіанту ВУ-5 за ГОСТ 9.014.

Термін тимчасового протикорозійного захисту без переконсервації повинен не перевищувати 1 рік.

4.4.2 Тимчасовий протикорозійний захист і внутрішня упаковка інших технічних засобів Комплексів відповідає технічній документації підприємств - виробників.

5 ЗБЕРІГАННЯ І ТРАНСПОРТУВАННЯ

5.1 Упаковані технічні засоби Комплексів (вироби) необхідно зберігати в складських умовах, що забезпечують збереження виробів від механічних впливів, забруднення і дії агресивних середовищ.

5.2 Умови зберігання і транспортування виробів в транспортній тарі підприємства-виробника повинні в частині впливу кліматичних факторів відповідати умовам зберігання.

5.3 Упаковані технічні засоби Комплексів можуть транспортуватися в критих транспортних засобах будь-яким видом транспорту відповідно до правил перевезення вантажів, діючими на даному виді транспорту.

5.4 При транспортуванні виробів необхідно дотримуватись заходів попередження з урахуванням знаків, нанесених на транспортну тару.

Під час вантажно-розвантажувальних робіт при транспортуванні вироби не повинні піддаватися впливу атмосферних опадів.

5.5 За погодженням із споживачем допускається упаковані за 1.7 НЕ вироби транспортувати в універсальних або спеціальних контейнерах. Вироби повинні фіксуватися всередині контейнера дерев'яними брусами.

5.6 Упаковані в індивідуальну упаковку технічні засоби Комплексів витримують без пошкоджень вплив:

- температури навколишнього повітря від мінус 55 до плюс 70 °С;
- відносної вологості до 98% при температурі плюс 35 °С;
- транспортної тряски з прискоренням до 30 м/с² при частоті від 80 до 120 ударів в хвилину.

5.7 Зберігання виробів в транспортній тарі допускається не більше шести місяців з моменту виготовлення, після закінчення зазначеного терміну вони повинні бути звільнені від транспортної тари.

5.8 Розпакування технічних засобів Комплексів в зимовий час проводити в сухому опалювальному приміщенні не раніше, ніж через шість годин після внесення їх в приміщення.

При розпакуванні необхідно дотримуватися обережності.

Після відкриття транспортного ящика, провести зовнішній огляд технічних пристроїв. Апаратура і вимірювальні перетворювачі не повинні мати пошкоджень і дефектів.

Після розпакування перевірити комплектність технічних засобів, що входять до складу Комплексів.

6 УТИЛІЗАЦІЯ

Утилізація виробу (переплавлення, поховання, перепродаж) проводиться у порядку, встановленому Законами України:

- від 1992 р. № 50, ст. 678, (в редакції N 2556 – III (2556-14) «Про охорону атмосферного повітря»;
- від 21.06.2001, N 48, ст.252 "Про охорону атмосферного повітря" (зі змінами від 14.07. 2016);
- від 1998 р. № 36-37, ст.242 "Про відходи" (зі змінами від 09.04.2015);
- від 1991 р. № 41, ст.546 "Про охорону навколишнього середовища" (зі змінами від 04.10.2016), а також іншими нормами, актами, правилами, розпорядженнями, тощо.

Додаток А
(рекомендований)

Форма замовної специфікації Комплексів «ФЛОУТЕК-ТМ»

А.1 Перелік умов вимірювань параметрів газу в трубопроводі наводиться за формою, зазначеною в Таблиці А.1.

Таблиця А.1 - Перелік умов вимірювань параметрів газу в трубопроводі

Умова вимірювання	Трубопровід		
	перший	другий	третій
1 Внутрішній діаметр трубопроводу при температурі 20 °С, мм			
2 Матеріал трубопроводу			
3 Тип витратомірного пристрою: зі стандартним пристроєм звуження - діафрагмою (СУ), з осередненою напірною трубкою (ОНТ), з лічильником (СЧ) або з витратоміром (РМ)			
4 Діаметр отвору СУ при температурі 20 °С, мм			
5 Матеріал СУ			
6 Спосіб відбору перепаду тиску на СУ (фланцевий, кутовий)			
7 Граничний перепад тиску на СУ, кПа			
8 Максимальна об'ємна витрата газу за стандартних умов, м ³ /ч			
9 Мінімальна об'ємна витрата газу за стандартних умов, м ³ /ч			
10 Максимальний тиск газу, МПа			
11 Максимальна температура газу, °С			
12 Мінімальна температура газу, °С			
13 Середня густина газу при стандартних умовах, кг/м ³			
14 Середня молярна частка азоту N ₂ в природному газі, %			
15 Середня молярна частка диоксиду вуглецю CO ₂ в природному газі, %			
16 Вид вимірюваного тиску (абсолютний, надлишковий)			
17 Температура навколишнього повітря (від мінус 40 до 70 °С або в іншому діапазоні з граничними значеннями, відрізняються від зазначених меж, але не перевищує зазначені границі)			
Примітка - Графи по поз. 4 - 7 заповнюються при наявності СУ в трубопроводі.			

А.2 Перелік вимог до засобів вимірювань параметрів газу в трубопроводі наводиться за формою, зазначеною в Таблиці А.2.

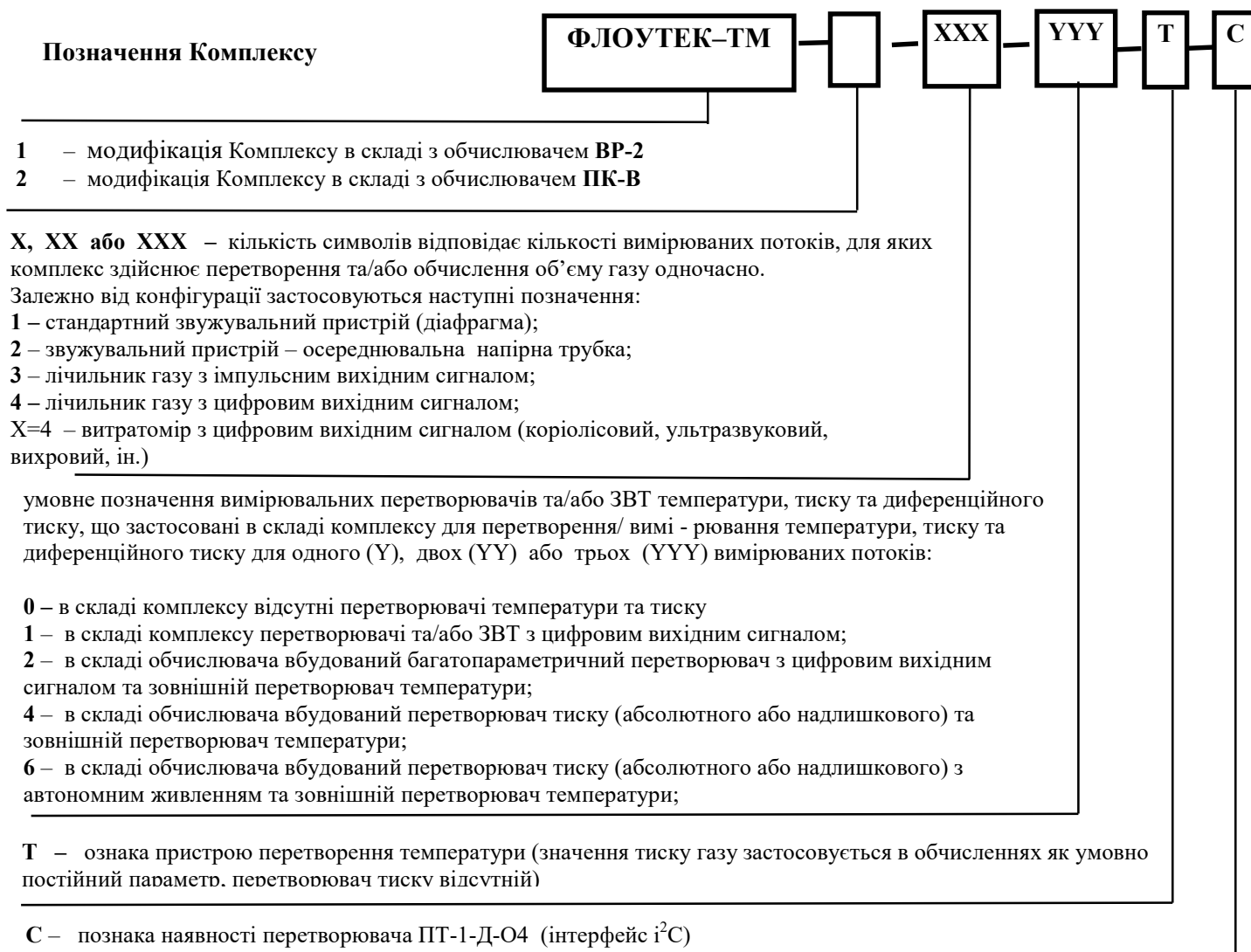
Таблиця А.2 - Перелік вимог до засобів вимірювань параметрів газу

Характеристика засобів вимірювальної техніки	Трубопровід		
	перший	другий	третій
1 Тип лічильника: ротаційний (РТ), турбінний (ТР) або ін.			
2 Тип витратоміра: коріолісовий (КР), ультразвуковий (УЗ), вихровий (ВР), турбінний (ТР) або ін.			
3 Тип осередненої напірної трубки (ANNUBAR, ITABAR и др.)			
4 Тип вимірювальних перетворювачів температури і тиску: набір цифрових (КЦ) перетворювачів, цифровий багатопараметричний перетворювач (ПМ), цифровий мінікомплексів (МК)			
5 Наявність вимірювального перетворювача тиску (так / ні)			
6 Характеристики вимірювального перетворювача диференційного тиск ΔP_H (вимір максимальної витрати): 1) верхня границя вимірювань, кПа 2) вид вихідного сигналу (цифровий)			
7 Характеристики вимірювального перетворювача диференційного тиску ΔP_L (вимір мінімальної витрати): 1) верхня границя вимірювань, кПа 2) вид вихідного сигналу (цифровий)			

Закінчення Таблиці А.2

Характеристика засобів вимірювальної техніки	Трубопровід		
	перший	другий	третій
11 Характеристики вимірювального перетворювача тиску: 1) верхня границя виміру, МПа 2) вид вихідного сигналу (цифровий)			
12 Характеристики вимірювального перетворювача температури: 1) діапазон виміру, °С 2) довжина зануреної частини ТС (сенсору), мм 3) вид вихідного сигналу (цифровий)			
13 Характеристики лічильника (витратоміра): 1) тип (модель) 2) максимальна об'ємна витрата, м ³ /ч 3) коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів на 1 м ³ газу, що пройшов через лічильник, імпульс / м ³ 4) вид вихідного сигналу («сухий контакт», потенційний, кодовий)			
14 Границі відносної похибки Комплексу, у відсотках, при вимірюванні витрати та об'єму газу (±0,3; ±0,35; ±0,4; ±0,45 або ±0,5 %)			
15 Метод розрахунку коефіцієнта стисливості газу за GERG-91 мод.; NX19 мод.; AGA8; SGERG-88 мод.			
16 Додаткові вимоги до засобів вимірювань			

А.3 Запис позначення Комплексів при замовленні проводиться відповідно до схеми:



Запис позначення Комплексів при замовленні проводиться відповідно до схеми:

Приклади позначення Комплексів при їх замовленні і в документації іншої продукції, в якій вони можуть бути застосовані:

1. Комплекс, призначений для вимірювань об'ємної витрати і об'єму природного газу в одному трубопроводі за методом змінного перепаду тиску на стандартній діафрагмі при використанні Обчислювача **ВР-2**, комплекту вимірювальних перетворювачів :

"Комплекс вимірювальний ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1"

2. Комплекс, призначений для вимірювань об'ємної витрати і об'єму природного газу в одному трубопроводі за допомогою лічильника газу і при використанні :

а) Обчислювача **ПК-В** з вимірювальним перетворювачем тиску і зовнішнім джерелом електроживлення:

"Комплекс вимірювальний ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4" ;

б) Обчислювача **ПК-В** без вимірювального перетворювача тиску (температурний коректор) і з автономним електроживленням:

"Комплекс вимірювальний ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т";

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

3. Комплекс, призначений для вимірювань об'ємної витрати і об'єму природного газу в двох трубопроводах за методом змінного перепаду тиску на стандартній діафрагмі при використанні Обчислювача **ВР-2** і Перетворювача абсолютного і диференційного тиску **ПД-1-ДА** (або надлишкового і диференційного тиску **ПД-1-ДИ**), (перший трубопровід) та комплекту вимірювальних перетворювачів (другий трубопровід):

"Комплекс вимірювальний ФЛОУТЕК-ТМ-1-11-21".

А.4 Перелік можлих виконань і модифікацій Комплексів, які визначаються типом застосованого витратомірного пристрою і складом вимірювальних перетворювачів для вимірювання параметрів газу в одному трубопроводі, наведено в Таблиці А.3.

Таблиця А.3 - Перелік умовних позначень Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ залежно від їх виконання і модифікації

Умовне познач. типу витрато-мірного пристрою	Перелік основних модифікацій Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ (залежно від типу вимірювальних Обчислювачів і застосованих перетворювачів)					
	ВР-2	ПК-В				
		з вбудован. перетв. тиску та диф. тиску	з вбудован. перетв. тиску	без вбудован. перетв. тиску	з автономним живленням та вбудов. перетв. тиску	з автономним живленням без вбудов. перетв. тиску
1 (СУ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1; ФЛОУТЕК-ТМ-1-11-22; ФЛОУТЕК-ТМ-1-13-21 та інші модифікації	ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2	-	-	-	-
3 (СЧ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1; ФЛОУТЕК-ТМ-1-33-11; ФЛОУТЕК-ТМ-1-34-11 та інші модифікації	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4; ФЛОУТЕК-ТМ-2-33-40; ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-_-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т; ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т
4 (РМ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1; ФЛОУТЕК-ТМ-1-44-11 та інші модифікації	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4; ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-_-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т; ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т-С	-	-

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

Додаток Б
(Обов'язкове)

Перелік інформації, що вводиться в пам'ять Обчислювача

Б.1 Комплекси при початковому конфігуруванні забезпечують введення в пам'ять Обчислювача наступної інформації, яка може бути змінена тільки при повторному початковому конфігуруванні :

- найменування підприємства, яке експлуатує Комплекс;
- кількість трубопроводів (ВТП), для яких Комплекс здійснює вимірювання поточних параметрів газу - при використанні Обчислювача ВР-2;
- поточна дата (день, місяць, рік) і поточний час (години, хвилини, секунди). Після конфігурації допускається тільки корекція значень хвилин;
- тип засобів вимірювальної техніки, які використовуються для кожного трубопроводу - в Обчислювачі ПК-В Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4" і ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6" не вводяться.

Б.2 Комплекси забезпечують введення в пам'ять Обчислювача наступної інформації, загальної для всіх трубопроводів :

- адреса Обчислювача;
- коди (пароль) доступу для запису статичних параметрів в пам'ять Обчислювача і переводу вимірювальних показників на константи (тільки для версії ПЗ «Покупець»);
- контрактну годину (початок контрактної доби) в діапазоні від 0 до 23 годин з дискретністю 1 годину;
- дата і годину переходу на літній час і на зимовий час;
- тривалість оперативного інтервалу часу, що обирається з ряду 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20 і 30 хвилин (при використанні Обчислювача - додатково 60 хвилин) - в Обчислювачі ПК-В Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4" і ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6" не вводяться;
- тривалість індикації на цифровому індикаторі Обчислювача параметрів газу для одного трубопроводу, в діапазоні від 1 до 255 хвилин з дискретністю 1 хвилини - при використанні Обчислювача;
- тривалість циклу розрахунків, що обирається, з ряду 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 і 60 с - при використанні Обчислювача Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6Т;
- номер трубопроводу, для якого слід виводити на цифровому індикаторі Обчислювача параметри газу - при використанні Обчислювача;
- кількість циклів розрахунків, після якого результати вимірювань записуються в масив даних останніх вимірювань, що обирається з ряду 1, 2, 3, 4, 5 і 6 - при використанні Обчислювача;
- наявність функції вимірювання густини газу - при використанні Обчислювача ВР-2;
- кількість преамбул при відповіді на запит ЕОМ (для забезпечення коректної роботи Обчислювача), в діапазоні від 0 до 255 з дискретністю 1.

Б.3 Комплекси забезпечують введення в пам'ять Обчислювача наступної інформації, індивідуальної для кожного вимірювального трубопроводу (ВТП) :

- умовне позначення трубопроводу;
- умовне позначення методу розрахунку витрати та об'єму газу (згідно з 1.2.1 НЕ);
- вид вимірюваного тиску газу (абсолютний або надлишковий);
- вид тиску газу (абсолютний або надлишковий), відображений на цифровому індикаторі Обчислювача;
- значення максимально допустимого тиску газу в трубопроводі, в діапазоні від 0,1 до 16,0 МПа з дискретністю 0,001 МПа;
- нижній і верхній границі вимірювань вимірювального перетворювача тиску, в діапазоні від 0,1 до 16,0 МПа з дискретністю 0,001 МПа;
- нижній і верхній границі вимірювань вимірювального перетворювача температури, в діапазоні від мінус 40,0 до плюс 100,0 °С з дискретністю 0,1 °С;
- значення атмосферного тиску, в діапазоні від 630,0 до 800,0 мм рт.ст. з дискретністю 0,1 мм рт.ст. (від 84,0 до 106,7 кПа з дискретністю 0,1 кПа) - при вимірюванні надлишкового тиску ;

- молярна частка в природному газі:
 - діоксиду вуглецю, в діапазоні від 0 до 15 % з дискретністю 0,001%;
 - азоту, в діапазоні від 0 до 15 % з дискретністю 0,001%;
- значення густини газу при стандартних умовах:
 - $t=20^{\circ}\text{C}$ $p=101,325$ кПа в діапазоні від 0,66 до 0,95 кг/м³ з дискретністю 0,0001 кг/м³ або
 - $t=0^{\circ}\text{C}$ $p=101,325$ кПа в діапазоні від 0,7 до 1,05 кг/м³ з дискретністю 0,0001 кг/м³ при відсутності функції вимірювання густини газу;
- при наявності функції автоматичного вимірювання густини газу :
 - значення максимально допустимої густини газу, в діапазоні від 0,66 до 1,05 кг/м³ з дискретністю 0,0001 кг/м³ ;
 - нижній і верхній границі вимірювань вимірювального перетворювача густини газу, в діапазоні від 0 до 1,10 кг/м³ з дискретністю 0,001 кг/м³ ;
 - константа густини газу, в діапазоні від 0,66 до 1,05 кг/м³ з дискретністю 0,0001 кг/м³ ;
- значення теплоти згоряння вищої при стандартних умовах:
 - $t=20^{\circ}\text{C}$ в діапазоні від 5,1739 кВт*год/м³ до 13,3333 кВт*год/м³ з дискретністю 0,0001 кВт*год/м³ або
 - $t=0^{\circ}\text{C}$ в діапазоні від 5,5556 кВт*год/м³ до 14,4444 кВт*год/м³ з дискретністю 0,0001 кВт*год/м³ ;
- константа тиску газу , в діапазоні від 0,001 до 16,0 МПа з дискретністю 0,001 МПа;
- константа температури газу, в діапазоні від мінус 40 до плюс 100 °С з дискретністю 0,01 °С.

Б.3.1 Комплекси **ФЛОУТЕК-ТМ** забезпечують введення в пам'ять Обчислювача наступної додаткової інформації

для кожного ВТП (вимірювального трубопроводу) :

- внутрішній діаметр трубопроводу при температурі плюс 20 0,001×10⁻⁴ °С, в діапазоні від 50 до 1000 мм з дискретності 0,01 мм;
- коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу трубопроводу, в діапазоні від 0,099×10⁻⁴ до 0,300×10⁻⁴ з дискретністю 0,001×10⁻⁴ - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2;
- постійні коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу трубопроводу, в діапазоні від 0,0 до 20,0 з дискретністю 0,1 - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 і ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
- величина абсолютної еквівалентної шорсткості внутрішніх стінок трубопроводу, в діапазоні від 0,0015 до 3,0 мм з дискретністю 0,0001 мм;
- при вимірюванні перепаду тиску газу на стандартному пристрої звуження потоку (діафрагми) Комплексу **ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ВР-2** (далі - СУ):

- діаметр отвору СУ при температурі плюс 20 °С, в діапазоні від 12,5 до 800 мм з дискретністю 0,01 мм;
- коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу СУ, в діапазоні від 0,099×10⁻⁴ до 0,300×10⁻⁴ з дискретністю 0,001×10⁻⁴ - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2;
- постійні коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу СУ, в діапазоні від 0,0 до 20,0 з дискретністю 0,1 - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 і ДСТУ ГОСТ 8.586.5 ;
- спосіб відбору перепаду тиску на СУ (фланцевий, кутовий);

- при вимірюванні перепаду тиску газу на осередненій напірній трубці (далі – ОНТ) Комплексу модифікації **ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ПК-В:**

- поперечний розмір ОНТ при температурі 20 °С, в діапазоні від 12,5 до 800 мм з дискретністю 0,01 мм;
- калібрувальний коефіцієнт ОНТ, в діапазоні від 0,5 до 1,0 з дискретністю 0,0001;

- значення диференційного тиску, при якому і нижче якого не проводиться обчислення витрат і обсягу газу, в діапазоні від 0,01 до 100 кПа з дискретністю 0,001 кПа;
- значення диференційного тиску газу, при якому відбувається перемикання вимірювальних перетворювачів диференційного тиску, в діапазоні від 1 до 100 кПа з дискретністю 0,001 кПа - якщо до складу входять два перетворювача;
- значення максимально можливого диференційного тиску, в діапазоні від 1 до 100 кПа з дискретністю 0,001 кПа;
- нижній і верхній границі вимірювань вимірювального перетворювача диференційного тиску, в діапазоні від 1 до 100 кПа з дискретністю 0,001 кПа (якщо до складу входять два перетворювача - вводиться для кожного перетворювача);
- константа диференційного тиску, в діапазоні від 0,01 до 1,0 кПа з дискретністю 0,001 кПа і в діапазоні від 1 до 100 кПа з дискретністю 0,01 кПа.

Б.3.2 Комплекси модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4 забезпечують введення в пам'ять Обчислювача наступної додаткової інформації для кожного ВТП :

- значення максимальної витрати газу, допустимої для лічильника (витратоміра), спільно з яким буде працювати Комплекс, в діапазоні від 100 до 40000 м³/годину з дискретністю 1 м³/годину;
- значення мінімальної витрати газу (Q_{min}), при якому і нижче якого лічильник (витратомір), спільно з яким буде працювати Комплекс, не формує вихідного сигналу при проходженні газу через лічильник (витратомір), в діапазоні від 0,01 до 1 тисячі, 0 м³/годину з дискретністю 0,001 м³/годину;
- верхня границя вимірювань витрати газу за робочих умов, в діапазоні від 100 до 40000 м³/годину з дискретністю 1 м³/годину;
- кількість імпульсів у вихідному сигналі лічильника, спільно з яким буде працювати Комплекс, на 1 м³ газу, що пройшов через лічильник, з дискретністю 1 × 10⁻⁶ імпульс / м³;
- константа витрати газу, в діапазоні від 0,1 м³/годину до встановленого значення максимально допустимого витрати газу через лічильник, з дискретністю 0,1 м³/годину.

Б.4 Результати введення інформації в пам'ять Обчислювача фіксуються в Протоколі конфігурації Обчислювача.

Примітка - Якщо значення верхніх меж вимірювань абсолютного (надлишкового) і перепаду тиску газу вимірювальних перетворювачів Комплексів згідно 1.2.16 НЕ виражені в одиницях вимірювань кгс/м² або кгс/см², то проводиться відповідна заміна зазначеної розмірності значень тиску (кПа і МПа) на прийнятну розмірність.

Додаток В

(Довідковий)

Перелік діагностичних повідомлень про аварійні і позаштатні ситуації в роботі Комплексів

- 1 Опитування <Д / Т / ПД / ПДН / ПДВ / ПЕ> в нормі, кін. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 2 Опитування <Д / Т / ПД / ПДН / ПДВ / ПЕ> не в нормі, поч. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³ <Д / Т / ПД / ПЕ не NAN (в нормі), кін. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 4 <Д / Т / ПД / ПЕ> NAN (не в нормі), поч. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 5 <Д / Т / ПД / ПЕ> менше *max* (в нормі), кін. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 6 <Д / Т / ПД / ПЕ> більше *max* (не в нормі), поч. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 7 <Д / Т / ПД / ПЕ> більше *min* (в нормі), кін. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 8 <Д / Т / ПД / ПЕ> менше *min* (не в нормі), поч. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 9 <Д / Т / ПД> одиниця вимірювань в нормі, кін. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 10 <Д / Т / ПД> одиниця вимірів не в нормі, поч. ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 11 Нач. (кін.) обслуговування каналу <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл>; <обсяг з початку доби> м³
- 12 Нач. (кін.) формування НСХП каналу <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл>; <обсяг з початку доби> м³
- 13 Нач. (кін.) використання НСХП каналу <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл>; <обсяг з початку доби> м³
- 14 Нач. (кін.) використання перетворювача, що вимірює ПДН; <обсяг з початку доби> м³
- 15 Змінено калібрування каналу <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл>; <обсяг з початку доби> м³
- 16 Установка нуля каналу <ПД / ПДН / ПДВ>; <обсяг з початку доби> м³
- 17 Нач. (кін.) заміни вимірювань <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл> константою
- 18 Нач. заміни вимірювань <Д / Т / ПД / ПЕ / Пл> несанкціонованою константою
- 19 Нач. (кін.) заміни витрати при робочих умовах константою
- 20 Значення <Д / Т / ПД / ПДН / ПДВ / ПЕ / Пл> стало вище (нижче або рівним) ВПИ ;
<обсяг з початку доби> м³
- 21 Значення <Д / Т / ПД / ПДН / ПДВ / ПЕ / Пл> стало нижче (або більшими віковими) НПІ ;
<обсяг з початку доби> м³
- 22 Значення <ПД / ПДН> стало вище (нижче або рівним) значення відсічення; <обсяг з початку доби> м³
- 23 Значення <Д / Т / ПД> стало вище (нижче або рівним) ВМП ; <обсяг з початку доби> м³
- 24 Значення <Д / Т / ПД> стало нижче (або більшими віковими) НМП ; <обсяг з початку доби> м³
- 25 Ставлення ПД / Д стало нормальним (більше 0.25); <обсяг з початку доби> м³
- 26 Д_{АБС} в нормі (менше *min* Р_{АТМ}), кін. (Поч.) ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 27 В'язкість в нормі (не в нормі), кін. (Поч.) ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 28 Коефіцієнт К_{СЖ} в нормі (менше 0), кін. (Поч.) ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 29 Число Рейнольдса стало нормальним (вийшло за допустиму межу); <обсяг з початку доби> м³
- 30 Умови для розрахунку F стали нормальними (ненормальними); <обсяг з початку доби> м³
- 31 Розрахунок Пл в нормі (не в нормі), кін. (Поч.) ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 32 Розрахунок До_{СЖ} став можливий (не можливий); <обсяг з початку доби> м³
- 33 Нач. (кін.) поділу на 0 при розрахунку, поч. (Кін.) ЗПЗ; <обсяг з початку доби> м³
- 34 Швидкість ротора лічильника стала нормальною (перевищила допустиму величину);
<обсяг з початку доби> м³
- 35 Включене (вимкнене) живлення Обчислювача
- 36 Напруга живлення в нормі (нижче допуску)
- 37 Нач. (кін.) роботи від акумулятора
- 38 Конфігурація Обчислювача
- 39 Рестарт програми Обчислювача
- 40 Реініціалізація бази діагностики
- 41 Реініціалізація бази втручань
- 42 Реініціалізація режиму вимірювань
- 43 Реініціалізація загальних ознак стану
- 44 Реініціалізація ознак стану по трубопроводу
- 45 Реініціалізація обсягу (при стандартних або робочих умовах) з початку спостереження

- 46 Реініціалізація обсягу з початку оперативного інтервалу, години або доби
- 47 Реініціалізація обсягу за попередню годину або за попередню добу
- 48 Реініціалізація добових аварійних даних
- 49 Реініціалізація накопичених оперативних, погодинних або добових даних
- 50 Реініціалізація ознак в оперативних, погодинних або добових даних
- 51 Реініціалізація ознак обслуговування

Примітки:

- 1 Повідомлення за параметрами ПЕ і Пл формуються, якщо до складу Комплексу входить вимірювальний перетворювач густини.
- 2 Повідомлення, наведені у переліках 9, 10, 12, 13, 14, 27, 35 і 37 при використанні Обчислювача виконань Флоутек-ТМ-2-3-6, Флоутек-ТМ-2-3-6-Т не формуються.
- 3 Повідомлення, наведені в переліках 22 і 25, при використанні Обчислювача виконань Флоутек-ТМ-2-3-6, Флоутек-ТМ-2-3-6-Т не формуються.
- 4 Повідомлення, наведені в переліках 23 і 24, формуються при перевищенні параметрами методичних меж вимірювань, вказаних в ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.5 і ГОСТ 30319.2.
- 5 Повідомлення, наведені у переліку 30, формується при розрахунку коефіцієнта КСЖ за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 і ДСТУ ГОСТ 8.586.5 .
- 6 Повідомлення, наведені в переліках 36 і 37, формуються, якщо до складу Комплексу входить Обчислювач ВР-2.

Прийняті в Додатках В і Г скорочення і умовні позначення

АЦП - аналогово-цифровий перетворювач
ВМП, НМП - верхній і нижній методичні (за умовами обліку газу) границі вимірювань
ВПП, НПП - верхню і нижню границі вимірювань
Д - тиск газу
ДАБС - абсолютний тиск газу
ЗПЗ - заміна результату опитування <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ/Пл> попереднім значенням
ДоЛТР - температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу
ДоСЖ - коефіцієнт стисливості газу
кін. - кінець
ЛТР - лінійне теплове розширення матеріалу
поч. - початок
НСХП - номінальна статична характеристика перетворення
ОНТ - осереднююча напірна трубка
ПД - диференційний тиск (перепад тиску) газу
ПДВ, ПДН - диференційний тиск газу, виміряний вимірювальним перетворювачем з великим (ПДВ) і меншим (ПДН) верхньою межею вимірювань (якщо використовуються два перетворювача)
ПЕ - тривалість періоду повторення імпульсів вихідного сигналу вимірювального перетворювача густини
Пл - густина газу
ПРД - вимірювальний перетворювач диференційного тиску
Р_{АТМ} - атмосферний тиск
СУ - звуження потоку
Т - температура газу
F - величина, що визначає можливість розрахунку коефіцієнта К СЖ
NAN - позначення, яке вказує, що отримане значення параметра не можна інтерпретувати як число

Перелік ознак аварійних ситуацій обчислювачів/коректорів витрати газу

№	Аварійна ознака		Величина, що вимагає «заморожування»		Пункт правил
0	Нема живлення		Qc	Qv, Kc	8.2.4
1					
2	Нема зв'язку з датч. dP		DP		
3	Нештатна одиниця dP				
4	Значення dP NAN				
5	dP > dPмаксв				
6	dP < dPминв				
7	Нема зв'язку с датчиком P		P		
8	Нештатна одиниця P				
9	Значення P NAN				
10	P > Pмаксв				
11	P < Pминв				
12	Нема зв'язку з датчиком T		T		
13	Нештатна одиниця T				
14	Значення T NAN				
15	T > Tмаксв				
16	T < Tминв				
17	Нема зв'язку з датчиком De		De		
18	Нештатна одиниця De				
19	Значення De NAN				
20	De > Deмаксв				
21	De < Deминв				
22					
23					
24					
25					
26					
27	dP > dPmax	Qv > Qmaxл	dP	Qv	8.2.1
28	dPotc < dP < dPmin	Qстоп < Qv < Qminл	dP = dPmin	Qv = Qminл	
29	dP <= dPotc	Qv <= Qстоп	-	-	
30	P > Pmax		P		
31	P < Pmin		P = Pmin	P	
32	T > Tmax		T		
33	T < Tmin				
34	De > Demax		De		
35	De < Demin				
36	Pe > Pemax		De		

37	$P_e < P_{e\min}$			
38	Ділення на ноль або значення витрат NAN		Q_c	Q_v, K_c
39	$K_{сж} \leq 0$		Q_c	K_c
40	$dP/P > dP/P_{\max\text{мви}}$	Покази витратоміра недійсні	-	
41	$P_e > P_{e\max\text{мви}}$		-	
42	$P_e < P_{e\min\text{мви}}$		-	
43	Порушені умови розрахунку		-	
44	$P_{абс} > P_{\max\text{мви}}$		-	
45	$P_{абс} < P_{\min\text{мви}}$		$P_{абс} = P_{\min\text{мви}}$	
46	$T > T_{\max\text{мви}}$		T	
47	$T < T_{\min\text{мви}}$		T	
48	$H_{cv} > H_{cv\max\text{мви}}$		-	
49	$H_{cv} < H_{cv\min\text{мви}}$		-	
50	$V_i \leq V_{i\min\text{мви}}$		Q_c	-
51	dP на несанкц. константі	Q_v на несанкц. константі	-	-
52	P на несанкц. константі		-	
53	T на несанкц. константі		-	
54	De на несанкц. константі		-	
55	Живлення від акумулятора		-	
56	відкрита кришка корпусу		-	
57	Пошкоджена лінія зв'язку з лічильником		-	
58	dP на константі	Q_v на константі	-	
59	P на константі		-	
60	T на константі		-	
61	De на константі		-	
62	Нема зв'язку з УЗС		Q_v	
63	Нема зв'язку з HS55		Q_v	

Примітка.

1. Аварійні ознаки, зв'язані з dP , не мають сенсу, якщо метод виміру – лічильник.
2. Аварійні ознаки, зв'язані з P не мають сенсу, якщо метод виміру – лічильник і виконується корекція тільки по температурі газу.
3. Інтерпретація аварійних ознак 27, 28, 29, 40, 51, 58 залежить від методу виміру - змінний перепад або лічильник.

Скорочення і умовні позначення

МВИ	- Методика виконання вимірів
несанкц.	- Несанкціонований
р.у.	- Робочі умови
с.у.	- Стандартні мови
De	- Щільність газу (поточне значення)
Демаксв	- Максимальне можливе значення De
Деминв	- Мінімальне можливе значення De
Demax-	Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для De
Demin	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для De
dP/P	- Частка від ділення dP на P (поточне значення)
dP/P _{махмви}	- Верхня межа встановленого МВИ діапазону для dP/P
dP	- Перепад тиску газу на СУ (поточне значення)
dP _{отс}	- Відсічення
dP _{максв}	- Максимальне можливе значення dP
dP _{минв}	- Мінімальне можливе значення dP
dP _{мах}	- Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для dP
dP _{мін}	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для dP
K _с	- Коефіцієнт приведення до стандартних умов
K _{сж}	- Коефіцієнт стисливості
H _{сv}	- Вища теплота згорання (поточне значення)
H _{сvмахмви}	- Верхня межа встановленого МВИ діапазону для H _{сv}
H _{сvмінмви}	- Нижня межа встановленого МВИ діапазону для H _{сv}
P	- Тиск газу (поточне значення)
P _{абс}	- Абсолютний тиск газу (поточне значення)
P _{изб}	- Надмірний тиск газу (поточне значення)
P _{максв}	- Максимальне можливе значення P
P _{минв}	- Мінімальне можливе значення P
P _{мах}	- Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для P
P _{мін}	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для P
P _{махмви}	- Верхня межа встановленого МВИ діапазону для P
P _{мінмви}	- Нижня межа встановленого МВИ діапазону для P
P _е	- Період імпульсів від щільноміра (поточне значення)
P _{емаксв}	- Максимальне можливе значення P _е
P _{еминв}	- Мінімальне можливе значення P _е
P _{емах}	- Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для P _е
P _{емін}	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для P _е
Q _с	- Об'ємна витрата газу при с.у. (поточне значення)
Q _v	- Об'ємна витрата газу при р.у. (поточне значення)
Q _{стоп}	- Об'ємна витрата газу при р.у., при якому лічильник зупиняється
Q _{махл} -	Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для об'ємної витрати газу через лічильник при р.у.
Q _{мінл}	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для об'ємної витрати газу через лічильник при р.у.
Re	- Число Рейнольдса
Re _{махмви}	- Верхня межа встановленого МВИ діапазону для Re
Re _{мінмви}	- Нижня межа встановленого МВИ діапазону для Re
T	- Температура газу (поточне значення)
T _{максв}	- Максимальне можливе значення T
T _{минв}	- Мінімальне можливе значення T
T _{мах}	- Верхня межа встановленого діапазону нормальних значень для T
T _{махмви}	- Верхня межа встановленого МВИ діапазону для T
T _{мін}	- Нижня межа встановленого діапазону нормальних значень для T
T _{мінмви}	- Нижня межа встановленого МВИ діапазону для T

Додаток Г
(Довідковий)

**Перелік параметрів, при зміні яких формується
повідомлення про втручання оператора в роботу Комплексів**

- 1 Найменування об'єкта та трубопроводу
- 2 Діаметр трубопроводу, мм
- 3 Коефіцієнт ЛТР матеріалу трубопроводу
- 4 Коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 для $K_{ЛТР}$ матеріалу трубопроводу
- 5 Шорсткість трубопроводу, мм
- 6 * Діаметр СУ, мм
- 7 * Початковий радіус входної кромки СУ, мм
- 8 * Коефіцієнт ЛТР матеріалу СУ
- 9 * Коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 для $K_{ЛТР}$ матеріалу СУ
- 10 * Спосіб відбору перепаду тиску на СУ
- 11 * Міжконтрольний інтервал СУ (період між перевірками в роках)
- 12 ** Тип ОНТ
- 13 ** Поперечний розмір ОНТ (ширина зонда в просвіті), мм
- 14 ** Калібрувальний коефіцієнт ОНТ
- 15 Густина, кг/м^3
- 16 Молярні частки CO_2 і N_2 , %
- 17 Атмосферний тиск, мм рт.ст. (кгс/см^2 , кПа або ГПа)
- 18 Поріг перемикання ПРД, кгс/м^2 (кПа)
- 19 Нижнє відсічення і верхня границя вимірювань ПД, кгс/м^2 (кПа)
- 20 Нижнє і верхня границі вимірювань Д, кгс/см^2 (МПа)
- 21 Нижня і верхня границі вимірювань Т, $^{\circ}\text{C}$
- 22 Нижній і верхній границі вимірювань ПЕ, мкс
- 23 Обсяг при робочих умовах і об'єм, що припадає на 1 вихідний імпульс лічильника, м^3
- 24 Верхня границя вимірювань витрати, $\text{м}^3/\text{годину}$
- 25 Мінімальна і максимально допустима витрата при робочих умовах, $\text{м}^3/\text{годину}$
- 26 Витрата, що не вимірюється лічильником (Q_{stop}), $\text{м}^3/\text{годину}$
- 27 Максимально можливе Д, кгс/см^2 (МПа)
- 28 Максимально можливий ПД, кгс/м^2 (кПа)
- 29 Мінімально допустиме число Re
- 30 Константа коефіцієнта розширення
- 31 Кількість імпульсів на 1 м^3
- 32 Лічильник десятків мільйонів при робочих умовах
- 33 Оперативний інтервал, хв
- 34 Тривалість циклу розрахунків, с
- 35 Тривалість періоду калібрування при роботі або калібрування, с
- 36 Кількість циклів розрахунків
- 37 Контрактний годину, ч
- 38 Пароль для запису даних
- 39 Час (Погодинний, Хвилини, Секунди)
- 40 Дата переходу на літній і зимовий час (День, Місяць)
- 41 Час переходу на літній і зимовий час (Час)
- 42 Параметри НСХП каналів Т, Д, ПД, ПДВ, ПДН, ПЕ і Пл
- 43 Значення константи $\langle \text{Д} / \text{Т} / \text{ПД} \rangle$
- 44 Постановка $\langle \text{Д} / \text{Т} / \text{ПД} \rangle$ на константу і зняття з константи
- 45 Зсув і коефіцієнт нахилу $\langle \text{Д} / \text{ПД} \rangle$
- 46 Установка нуля $\langle \text{Д} / \text{ПД} \rangle$
- 47 Параметри АЦП

Примітки:

1 Повідомлення за параметрами, наведеними в переліку 3, 4, 8, 9 формуються при розрахунках по ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5 і ГОСТ 30319.2 .

2 (*) - повідомлення при вимірах на СУ.

3 (**) - повідомлення при вимірах на ОНТ.

4 Повідомлення за параметрами, що наведені в переліку 2 - 1 4 , 1 8 , 2 2 , 29, 30, 33 і 36, при використанні Обчислювача виконань ПК-В не формуються.

5 Повідомлення за параметрами, наведеним в переліку 19 і 28, при використанні Обчислювача ПК-В в комплексах ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т та ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6-Т не формуються.

6 Повідомлення за параметрами, наведеним в переліку 34 і 35, формуються при використанні Обчислювача ПК-В в комплексах ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т та ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6-Т.

Прийняті в переліку скорочення і умовні позначення наведені в Додатку В.

Додаток Д
(Довідковий)

Перелік даних, що входять в звіти і в протоколи

Д.1 Добовий звіт формується на підставі погодинних або оперативних даних з інформацією про параметри газу за кожну годину (оперативний інтервал) та добу, що пройшла. Добою вважається 24-годинний період часу між контрактними годинами сусідніх діб.

Комерційний добовий звіт складається з погодинних (оперативних) даних за добу від встановленої контрактної години до контрактної години іншої доби. Час починається і кінчається на круглій цифрі, наприклад, 1:00, 2:00, і т.д.

Місячний звіт формується на підставі добових даних зі середньодобовою інформацією про параметри газу за кожну добу останнього контрактного місяця.

За бажанням замовника на підставі добових даних останнього контрактного місяця може формуватися звіт за будь-яку кількість діб (за п'ять днів, за декаду і т.д.).

Комерційні добові і місячні звіти підписуються представниками постачальника і споживача газу.

Д.2 В загальну частину добового і місячного звітів входять наступні дані:

- назва підприємства - користувача;
- умовне позначення (кодове ім'я) об'єкта вимірювань параметрів газу ;
- дата (День, Місяць, Рік) і час (Години, Хвилини) складання звіту;
- встановлена контрактна година, ч;
- задане значення молярної частки азоту N_2 в природному газі, %;
- задане значення молярної частки діоксиду вуглецю CO_2 в природному газі, %;
- задане значення густини газу, $кг/м^3$;
- задане значення атмосферного тиску, кПа (мм рт.ст.) - при вимірюванні надлишкового тиску газу ;
- метод вимірювань витрати газу ;
- вид вимірюваного тиску газу (абсолютний або надлишковий тиск);
- нижня (НП) і верхня (ВП) границі вимірювань тиску газу, МПа;
- нижня (НП) і верхня (ВП) границі вимірювань температури газу, °С .

Д.2.1 Для Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ для загальної частини звітів додатково входять такі дані:

- внутрішній діаметр трубопроводу при температурі 20 °С, мм;
- поправочний множник на величину абсолютної еквівалентної шорсткості внутрішніх стінок трубопроводу ($K_{ш}$);
- коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу трубопроводу - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 ;
- постійні коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу трубопроводу - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5;

- при вимірюванні перепаду тиску газу на стандартному пристрої звуження потоку Комплексу **ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ВР-2:**

- діаметр отвору звужуючого пристрою при температурі 20 °С, мм;
- коефіцієнт лінійного теплового розширення матеріалу звужуючого пристрою - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
- постійні коефіцієнти a_0 , a_1 і a_2 температурного коефіцієнта лінійного розширення матеріалу звужуючого пристрою - при обчисленнях за формулами ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5 ;
- спосіб відбору перепаду тиску на пристрої звуження потоку;

- при вимірюванні перепаду тиску газу на осередненій напірній трубці Комплексу **ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ПК-В:**

- поперечний розмір осередненої напірної трубки при температурі 20 °С, мм;

- калібрувальний коефіцієнт осередненої напірної трубки;
- нижня границя вимірювань (НП) диференційного тиску, кПа;
- нижня границя вимірювань диференційного тиску при комерційному обліку газу (відсічення), кПа;
- верхня границя вимірювань (ВП) диференційного тиску, кПа;
- значення диференційного тиску газу, при якому відбувається переключення вимірювальних перетворювачів диференційного тиску, кПа - якщо в склад Комплексу входять два перетворювача.

Д.2.2 Для Комплексів модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6 в загальну частину звітів додатково входять такі дані:

- значення максимально допустимої витрати газу через лічильник (витратомір), $\text{м}^3/\text{годину}$;
- значення витрати газу, при якому і нижче якого лічильник (витратомір) припиняє вимірювання об'єму газу, що проходить по трубопроводу, $\text{м}^3/\text{годину}$;
- коефіцієнт, що встановлює кількість імпульсів лічильника на 1 м^3 газу, що пройшов через лічильник, імпульс/ м^3 ;
- коефіцієнт стисливості газу - тільки для добового звіту.

Д.3 Перелік даних для основної частини добового звіту:

- дату (День, Місяць, Рік) і час (початок і кінець) кожної години (Години, Хвилини);
- середнє значення диференційного тиску за кожну годину доби, кПа;
- середнє значення абсолютного тиску газу за кожну годину доби, МПа;
- середнє значення температури газу за кожну годину доби, $^{\circ}\text{C}$;
- середнє значення густини газу за кожну годину доби за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$ - при автоматичному вимірі густини;
- теплота згорання за кожну годину доби за стандартних умов, $\text{кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^3$, $\text{МДж}/\text{м}^3$, $\text{кКал}/\text{м}^3$;
- обсяг газу та його енергія за кожну годину доби при стандартних умовах, тис.м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. ;
- обсяг газу та його енергія за кожну годину доби при робочих умовах, тис.м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- безаварійний обсяг газу та його енергія за добу при стандартних умовах, тис. м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. ;
- аварійний обсяг газу за добу тис. при стандартних умовах, розрахований при аварійних ситуаціях в роботі Комплексу, м^3 ;
- обсяг газу та його енергія за добу при стандартних умовах, тис. м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. ;
- обсяг газу за добу при робочих умовах, тис.м^3 , - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- аварійний обсяг газу за добу при робочих умовах, розрахований при аварійних ситуаціях в роботі Комплексу, тис. м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- сумарний за добу обсяг газу та його енергія при робочих умовах, тис. м^3 , $\text{МВт}\cdot\text{год.}$, МДж. , Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- сумарна тривалість аварійних ситуацій за добу (Годинник, Хвилини, Секунди);
- тривалість аварійної ситуації « $Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\text{min.л}}$ » за добу (Години, Хвилини, Секунди) для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;;
- показання лічильника на кінець звітної періоду при робочих умовах, тис.м^3 - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;;
- повідомлення про аварійні ситуації в роботі Комплексу за звітний період;
- повідомлення про втручання в роботу Комплексу за звітний період.

Д.4 Основна частина місячного звіту містить наступні дані:

- дату кожної доби (День, Місяць, Рік);
- середнє значення диференційного тиску за кожну добу, кПа;
- середнє значення абсолютного тиску газу за кожну добу, МПа;
- середнє значення температури газу за кожну добу, $^{\circ}\text{C}$;
- середнє значення густини газу за кожну добу за стандартних умов, $\text{кг}/\text{м}^3$ - при автоматичному вимірюванні густини;

- сумарний (з початку контрактного місяця) обсяг газу та його енергія за кожну добу за стандартних умовах, тис.м³, МВт*год., МДж., Гкал.;
- сумарний обсяг газу та його енергія а кожну добу при робочих умовах, тис.м³, МВт*год., МДж., Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- безаварійний обсяг газу та його енергія за місяць при стандартних умовах, тис. м³, МВт*год.;
- аварійний обсяг газу та його енергія за місяць за стандартних умов, розрахований при аварійних ситуаціях в роботі Комплексу, тис.м³, МВт*год., МДж., Гкал.;
- сумарний обсяг газу та його енергія за місяць при стандартних умовах, тис. м³, МВт*год., МДж, Гкал.;
- безаварійний обсяг газу та його енергія за місяць за робочих умов, тис.м³, МВт*год., МДж, Гкал. - для модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- аварійний обсяг газу та його енергія за місяць при робочих умовах, розрахований за аварійних ситуацій в роботі Комплексу, тис. м³, МВт*год., МДж, Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6;
- сумарний обсяг газу та його енергія за місяць при робочих умовах, тис.м³, МВт*год., МДж., Гкал. - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2;
- сумарна тривалість аварійних ситуацій за місяць (Години, Хвилини, Секунди);
- тривалість аварійної ситуації « $Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\text{min.л}}$ » за місяць (Години, Хвилини, Секунди) - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2;
- показання лічильника на кінець звітнього періоду при робочих умовах, тис. м³ - для модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2;
- повідомлення про аварійні ситуації в роботі Комплексу за звітний період;
- повідомлення про втручання в роботу Комплексу за звітний період.

Д.5 В Протокол втручання в роботу Обчислювача заносяться всі дані, що вводяться оператором в програму Обчислювача в обсязі, зазначеному в 1.2.3 НЕ.

У Протоколі зазначаються такі дані:

- дата (День, Місяць, Рік) і час (Години, Хвилини, Секунди) внесення зміни;
- найменування зміненого параметра;
- минуле і нове значення параметра.

Д.6 У Протоколі реєстрації аварійних ситуацій фіксуються всі відключення в технологічному процесі витрати газу і в роботі Комплексу, непередбаченими заданими алгоритмами і порушують виконання Комплексом своїх функцій.

У протоколі зазначаються такі дані:

- дата (День, Місяць, Рік) і час (Години, Хвилини, Секунди) початку і кінця аварійної ситуації;
- список аварійних ознак, що відносяться до даної аварійної ситуації;
- обсяги газу при робочих і стандартних умовах, накопичені при даній аварійній ситуації;
- тривалість аварійної ситуації;
- перелік значень параметрів, «заморожених» при даній аварійній ситуації.

Д.7 Зразкові форми добового і місячного звітів наведені в Д.7.3 і Д.7.4 НЕ.

Зазначені в звітах числові значення параметрів **обрані умовно** як приклад заповнення звітів.

У колонці «АВ» Таблиці «Погодинні вимірювальні дані» встановлюються ознаки аварійних і позаштатних ситуацій «А» і/або втручання оператора «В», якщо одне або кілька подій мали місце за період часу, що зазначений на початку кожного рядка Таблиці.

Середні за звітний період значення тиску і температури газу можуть бути позначені після числового значення знаками :

' (**Оди́нарна лапка**) - означає, що в процесі усереднення принаймні одне значення вийшло за встановлені границі;

* (**Зі́рочка**) - означає, що в процесі усереднення принаймні одне значення було враховано в той час, коли відповідна величина була «поставлена на константу».

Д.7.1 У наведених нижче формах звітів і в документах програмного забезпечення Комплексів прийняті наступні скорочення і умовні позначення :

А - ознака аварійної ситуації в роботі Комплексу;
АС - аварійна ситуація в роботі Комплексу;
АЦП - аналого - цифровий перетворювач
В - ознака втручання в роботу Комплексу;
ВПІ, НПІ - верхню і нижню границі вимірювань;
ЗПЗ - заміна останнім значенням перед початком аварійної ситуації
Кз - коефіцієнт приведення до стандартних умов

Ксж - коефіцієнт стисливості
МВВ - методика виконання вимірювань
несанкціоно. - несанкціонований
Р.У. - Робочі умови;
С.У. - Стандартні (нормальні) умови;
санкц. - санкціонований
СУ - звуження потоку
De - густина газу
Демаксв, Демінв - максимальне і мінімальне можливі значення De
Demaх, Demin - верхня і нижня границі встановленого діапазону для De
dP - перепад тиску газу на СУ
dP максвей, dP мінв - максимальне і мінімальне можливі значення dP
dPmax, dPmin - верхня і нижня границі встановленого діапазону для dP
dP відступ - значення відсічення
dP / P - частка від ділення dP на P
dP / Pmaxмви - верхня границя встановленого МВИ діапазону для dP / P
Hcv - вища теплота згоряння
Hcvmaxмвв, Hcvminмвв - верхня і нижня границі встановленого МВИ діапазону для Hcv
P - тиск газу
P абс - абсолютний тиск газу
Різб - надлишковий тиск газу
Pmax , Pmin - верхня і нижня границі встановленого діапазону для P
Pmaxмвв, Pminмвв - верхня і нижня границі встановленого МВИ діапазону для P
Pe - період імпульсів від густиноміру
Pe максвей, Pe мінв - максимальне і мінімальне можливі значення Pe
Pemaх, Pemin - верхня і нижня границі встановленого діапазону для Pe
Qmax - верхня границя вимірювань об'ємної витрати газу при Р.У.
Qmin - мінімальна об'ємна витрата газу при Р.У.
Qmax л, Qmin л - максимальна і мінімальна об'ємна витрата газу за Р.У. для лічильника
Qс - об'ємна витрата газу при С.У.
Qстоп - об'ємна витрата газу при С.У., при якому лічильник зупиняється
Qv - об'ємна витрата газу при Р.У.
Qvмаксвей - максимальне можливе значення Qv
Re - число Рейнольдса
Remaxмвв, Reminмвв - верхня і нижня границі встановленого МВИ діапазону для Re
T - температура газу
Tмаксв, Tмінв - максимальне і мінімальне можливі значення T
Tmax, Tmin - верхня і нижня границі встановленого діапазону для T
Tmaxмви, Tminмви - верхня і нижня границі встановленого МВИ діапазону для T
t_min л - період імпульсів від лічильника при витраті Qmin л
t_стоп - період імпульсів від лічильника при витраті Qстоп

Д.7.2 Перелік аварійних ознак, що формуються Обчислювачем Комплексів при обчисленні витрати газу і які записуються в наведені форми звітів, наведено в Таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 - Перелік аварійних ознак, що формуються Комплексами

№№ з / п	Найменування аварійної ознаки	Величина, що вимагає «заморожування»	Примітка
1	Немає живлення	K_c, Q_v	вимога 8.2.4 «Правил обліку газу»
2	Несправне вимірювання (АЦП)	dP, De, P, T	
3	Немає зв'язку з датчиком dP	dP	Вимога 8.2. 1 «Правил обліку газу»
4	$dP > dP_{max}$		
5	$dP \text{ відступ} < dP < dP_{min}$		
6	$dP \leq dP \text{ відступ}$		
7	Немає зв'язку з датчиком De	De	
8	$De > De_{max}$		
9	$De < De_{min}$		
10	$Pe > Pe_{max}$		
11	$Pe < Pe_{min}$		
12	Немає зв'язку з датчиком P	P	
13	$P > P_{max}$		
14	$P < P_{min}$		
15	Немає зв'язку з датчиком T	T	
16	$T > T_{max}$		
17	$T < T_{min}$		
18	$dP / P > dP / P_{max} \text{ MBV}$	-	Вимога 8.2. 2 «Правил обліку газу»
19	$H_{cv} > H_{cvmax} \text{ MBV}$	-	
20	$H_{cv} < H_{cvmin} \text{ MBV}$	-	
21	$Pa_{bc} > P_{max} \text{ мві}$	-	
22	$Pa_{bc} < P_{min} \text{ мві}$	$Pa_{bc} = P_{min} \text{ мві}$	
23	$Re > Re_{max} \text{ мві}$	-	
24	$Re < Re_{min} \text{ мві}$	-	
25	$T > T_{max} \text{ мві}$	T	
26	$T < T_{min} \text{ мві}$	T	
27	$Q_v > Q_{max} \text{ л}$	Q_v	Вимога 8.2. 1 «Правил обліку газу»
28	$Q_{stop} < Q_v < Q_{min} \text{ л}$	$Q_v = Q_{min} \text{ л}$	
29	$Q_v \leq Q_{stop}$	-	
30	Ділення на нуль або значення витрати NAN	K_c, Q_v	
31	$K_{сж} \leq 0$	k_c	
32	Порушено умови розрахунку F	-	При методі розрахунку $K_{сж}$ по РД50
33	Порушено умови розрахунку $K_{ш}$	-	При методі розрахунку $K_{сж}$ по NX 19 мод. або GERG - 91 мод.
34	dP на несанкціоно. константі	-	Вимога 8.2. 5 «Правил обліку газу»
35	De на несанкціоно. константі	-	
36	P на несанкціоно. константі	-	
37	T на несанкціоно. константі	-	
38	Q_v на несанкціоно. константі	-	
39	$P_{ізб} > 0.005 \text{ МПа}$	-	вимога 6.2 «Правил обліку газу»
40	$Q_v > 65 \text{ м}^3/\text{годину}$	-	

Примітки до Таблиці Д.1 :

1 Аварійні ознаки 3 - 6, 18, 23, 24 і 34, **пов'язані з параметром dP**, формуються, якщо в Комплексі для вимірювань витрати газу використовується метод змінного перепаду тиску на стандартному пристрої звуження потоку.

2 Аварійні ознаки 7 - 11 і 35, **пов'язані з параметром De**, формуються, якщо в Комплексі здійснюється автоматичне вимірювання густини газу.

3 Якщо в Комплексі використовується метод вимірювань витрати газу за допомогою лічильника (або витратоміра) і корекція виконується тільки по температурі газу (використовується температурний Коректор), то аварійні ознаки 12 - 14, 21, 22 і 36, **пов'язані з параметрами P і P абс**, не формуються.

4 Аварійні ознаки 1, 27 - 30 і 38, **пов'язані з параметром Qv**, формуються, якщо в Комплексі використовується метод вимірювань витрати газу за допомогою лічильника (або витратоміра).

5 Аварійні ознаки 39 і 40 формуються, якщо в Комплексі використовується метод вимірювань витрати газу за допомогою лічильника (або витратоміра) і корекція виконується тільки по температурі газу (використовується температурний Коректор). В цьому випадку Різб розраховується по введеним значенням константи тиску газу і атмосферного тиску.

Примітка до Додатку Д - Якщо значення верхніх меж вимірювань абсолютного (надлишкового) і диференційного тиску газу вимірювальних перетворювачів Комплексів згідно 1.2.16 НЕ виражені в одиницях вимірювань кгс/м² або кгс/см², то проводиться відповідна заміна зазначеної розмірності тиску (кПа і МПа) на прийнятну розмірність.

Д.7.3 Орієнтовна форма добового звіту для Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ з обчислювачем ПК-В

комерційний звіт

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 № 1: Т / п 1:

ДОБОВИЙ ЗВІТ

за 30 жовтня 2007 року на 3 стор.

Складено програмою ConSog за даними на 16:02:48 31.10.2007

Метод вимірювань.	Лічильник	Контрактна година.	16:00
Густина, кг / м ³	0.68	Мол. частка CO ₂ , %.	0.14
Вид тиску.	абсолютна	Мол. частка N ₂ , %	2.73
Атм. тиск, мм рт.ст.	748.6	Кількість імпульсів лічильника на 1 м ³ . .	1.0000
НП тиску, кгс / см ²	1.000	ВПИ тиску, кгс / см ²	90.000
НП температури, гр.Целс. . -	30.00	ВПИ температури, гр.Целс.	60.00
Верхня границя вимірювань витрати при Р.У. (Q _{max}), м ³ / годину.		4000.0	
Мінімальна витрата при Р.У. (Q _{min}), м ³ / годину.		50.000	

ПОГОДИННІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ДАНІ

Дата	час		Обсяг, м ³		Пор. тиску., кгс / см ²	Пор. темп., гр.Целс	АВ
	початок	кінець	при С.У.	при Р.У.			
30.10.07	16:00	17:00	12.5	1	0.0000 *	0.00 *	А
30.10.07	17:00	18:00	12.5	1	0.0000 *	0.00 *	А
...	...	...	...	...	...	...	...
30.10.07	23:00	00:00	12.5	1	0.0000 *	0.00 *	А
31.10.07	00:00	1:00	12.5	1	0.0000 *	0.00 *	А
...	...	...	...	...	...	...	...

Лист 1 з 3

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 № 1: Т / п 1:

Добовий звіт за 30 жовтня 2007 року

Дата	час		Обсяг, м ³		Пор. тиску., кгс / см ²	Пор. темп., гр.Целс	АВ
	початок	кінець	при С.У.	при Р.У.			
...	...	...	...	...	...	...	...
31.10.07	15:00	16:00	2275.3	144	13.573 '	14.36 '	АВ
РАЗОМ			2562.3	163			

Безаварійний обсяг за добу при С.У. , м³ 180.6
 Аварійний обсяг за добу при С.У. , м³ 2369.2
 Повний обсяг за добу при С.У. , м³ 2549.2
 Безаварійний обсяг за добу при Р.У. , м³ 11.2
 Аварійний обсяг за добу при Р.У. , м³ 150.6
 Повний обсяг за добу при Р.У. , м³ 161.8
 Тривалість АС Q_{стоп} < Q_v < Q_{min} л за добу, ч: хв: с. 00:05:48
 Загальна тривалість аварійних ситуацій за добу, ч: хв: с. 22:57:20
 Показання лічильника газу на кінець звітної періоду при Р.У., м³ 397

АВАРІЙНІ СИТУАЦІЇ

час першої появи	аварійна ознака	тривалість ГГ: ХХ: СС	Обсяг, м ³		Кол. появ.
			при Р.У.	при С.У.	
30.10.07 17:00:00	нема живлення	22:43:46	19	283.6	1
31.10.07 15:43:46	Q _{стоп} < Q _v < Q _{min} л	00:04:28	4	67.3	2
31.10.07 15:47:36	Q _v > Q _{max} л	00:02:46	112	1799.4	1

31.10.07	17:30:24	P < P min T < T min MBV	00:00:20	1	11.7	1
Разом:			68:58:48	3797	103282.5	

АВАРІЙНІ ОЗНАКИ

Основна ознака аварійної ситуації	тривалість ГГ: ХХ: СС	Обсяг, м ³		Кол. появ.
		при Р.У.	при С.У.	
нема живлення	67:28:30	3433	99189.5	4
Qv > Qmax л	00:04:26	124	1977.1	3
P > Pmax	00:00:40	2	27.7	1
T < Tmin	00:05:40	17	258.5	2
P < P min	1:11:42	215	1735.1	17
Qстоп < Qv < Qmin л	00:07:50	6	94.5	3
Разом:	68:58:48	3797	103282.5	

ДІАГНОСТИЧНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

Дата	час	Повідомлення	Обсяг з початку добы (С.У.), м ³
29.10.07	16:53:44	Конфігурування Обчислювача	
...	...	...	...
31.10.07	15:48:26	Швидкість ротора лічильника стала > допустимої	26.297
31.10.07	15:48:48	Швидкість ротора лічильника стала нормальною	28.742

Лист 2 з 3

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 № 9: Т / п 1:

Місячний звіт за жовтень 2007 року

ВТРУЧАННЯ В РОБОТУ ОБЧИСЛЮВАЧІВ

Дата	час	Найменування параметру	Значення параметра	
			старе	нове
29.10.07	16:53:44	Контрактна година, ч	0	17
29.10.07	16:53:49	Коли на літній час	00г 00 00	03ч ПВС 03
29.10.07	16:53:54	Коли на зимовий час	00г 00 00	04ч ПВС 10
29.10.07	16:54:02	Молярна частка CO ₂ , %	0	0.14
...	...	...	...	...
29.10.07	16:56:34	Макс.можливе Д, кгс/см ²	0.0000	105.00
29.10.07	16:56:39	Q стоп, м ³ /годину	0	0.06
...	...	...	...	...
29.10.07	16:59:43	Знятий. Т з санкц. конст	0	Вимірювання
31.10.07	15:45:08	Контрактна година, ч	17	16
31.10.07	15:48:46	Мінім. витрата (Qmin), м ³ /годину	32.000	220.00
31.10.07	15:48:52	ВПИ витрати (Qmax), м ³ /годину	400 .00	4000 .0
31.10.07	15:48: 55	Макс. дод. витрата Р.У., м ³ /годину	450.00	8000.0
31.10.07	15:51:37	НПІ температури, град. Целс	-25.00	0.00
31.10.07	15:52:56	Мінім. витрата (Qmin), м ³ /годину	220.00	50.000
31.10.07	15:59:15	ВПИ тиску, кгс/см ²	63.000	11.000

кінець звіту

Представник продавця

Представник покупця

Лист 3 з 3

Д.7.4 Орієнтовна форма місячного звіту для Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ

Комерційний звіт

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 № 9: Т/п 1:

МІСЯЧНИЙ ЗВІТ

за жовтень 2007 року

Складено програмою ConCor за даними на 16:43:42 07.11.2007

Метод вимірювань.	Лічильник	Контрактна година.	16:00
Густина, кг / м ³	0.68	Мол. частка CO ₂ , %	0.14
Вид тиску.	абсолютний	Мол. доля N ₂ , %	2.73
НПІ тиску, кгс / см ²	1.000	ВПІ тиску, кгс/см ²	60.000
НПІ температури, гр. Целс.	- 35.00	ВПІ температури, гр.Целс	60.00
Верхня границя виміру витрати за Р.У. (Q _{max}), м ³ /ч.	4000.0		
Минимальна витрата за Р.У. (Q _{min}), м ³ /ч.			50.000

ДОБОВІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ДАНІ

Дата	Безаварійний об'єм, м ³		Сер. тиск., кгс/см ²	Сер. темп, гр.Целс	АВ
	за С.У.	за Р.У.			
29.10.07	229.7	15	13.422	19.52	АВ
29.10.07	28.8	2	13.996	19.09	А
30.10.07	180.6	11	13.573 '	14.36 '	АВ
31.10.07	2769.7	159	10.777 '	11.27	А
Итого:	3208.8	187			

Безаварійний обсяг за місяць за С.У., м ³	3208.8
Аварійний обсяг за місяць за С.У., м ³	103141.1
Повний обсяг за місяць за С.У., м ³	106349.9
Безаварійний обсяг за місяць за Р.У., м ³	186.8
Аварійний обсяг за місяць за Р.У., м ³	3786.2
Повний обсяг за місяць за Р.У., м ³	3973.0
Тривалість АС Q _{стоп} < Q _v < Q _{мінл} за місяць, г:мин:с	00:09:21
Загальна тривалість аварійних ситуацій за місяць, г:мин:с	68:58:48
Показання лічильника газу на кінець звітної періоду за Р.У., м ³	4163

АВАРІЙНІ СИТУАЦІЇ

Час першого прояву	Аварійна ознака	Тривалість ГГ:ММ:СС	Об'єм, м ³		Кол. появ.
			за Р.У.	за С.У.	
29.10.07 16:54:08	Q _{стоп} < Q _v < Q _{мінл}	00:07:50	6	94.5	3
29.10.07 16:57:53	Нема живлення	67:28:30	3433	99189.5	4
29.10.07 16:58:36	Q _v > Q _{макл}	00:04:26	124	1977.1	3
31.10.07 15:51:20	Q _{стоп} < Q _v < Q _{мінл} T < T _{мін}	00:01:20	4	66.5	1

Лист 1 з 3

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:

Т/п 1:

Місячний звіт за жовтень 2007 року

Час першого прояву	Аварійна ознака	Тривалість ГГ:ММ:СС	Об'єм, м ³		Кол. появ.
			за Р.У.	за С.У.	
31.10.07 15:52:40	T < T _{мін}	00:04:20	13	192.0	1
31.10.07 15:59:00	P > P _{мак}	00:00:40	2	27.7	1
31.10.07 16:42:00	P < P _{мін}	01:11:00	214	1722.4	1

31.10.07	17:30:24	P < P _{min} T < T _{min} MBV	00:00:20	1	11.7	1
Разом:			68:58:48	3797	103282.5	

АВАРІЙНІ ОЗНАКИ

Основна ознака аварійної ситуації	тривалість	Обсяг, м ³		Кол.
	ГГ: XX: СС	при Р.У.	при С.У.	появ.
нема живлення	67:28:30	3433	99189.5	4
Qv > Qmax л	00:04:26	124	1977.1	3
P> Pmax	00:00:40	2	27.7	1
T <Tmin	00:05:40	17	258.5	2
P <P min	1:11:42	215	1735.1	17
Qстоп < Qv < Qmin л	00:07:50	6	94.5	3
Разом:	68:58:48	3797	103282.5	

ДІАГНОСТИЧНІ ПОВІДОМЛЕННЯ

Дата	час	Повідомлення	Обсяг з початку добі (С.У.), м ³
29.10.07	16:53:44	Конфігурування Обчислювача	
...	...	...	...
31.10.07	15:48:26	Швидкість ротора лічильника стала > допустимої	26.297
31.10.07	15:48:48	Швидкість ротора лічильника стала нормальною	28.742

Лист 2 з 3

ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 № 9: Т / п 1:

Місячний звіт за жовтень 2007 року

ВТРУЧАННЯ В РОБОТУ ОБЧИСЛЮВАЧІВ

Дата	час	Найменування параметру	Значення параметра	
			старе	нове
29.10.07	16:53:44	Контрактна година, ч	0	17
29.10.07	16:53:49	Коли на літній час	00г 00 00	03ч ПВС 03
29.10.07	16:53:54	Коли на зимовий час	00г 00 00	04ч ПВС 10
29.10.07	16:54:02	Молярна частка CO ₂ , %	0	0.14
...	...	...	...	...
29.10.07	16:56:34	Макс.возможное Д, кгс/см ²	0.0000	105.00
29.10.07	16:56:39	Q _{stop} , м ³ / годину	0	0.06
...	...	...	...	...
29.10.07	16:59:43	Знятий. Т з санкц. конст	0	Вимірювання
31.10.07	15:45:08	Контрактна година, ч	17	16
31.10.07	15:48:46	Мінім. витрата (Q _{min}), м ³ /годину	32.000	220.00
31.10.07	15:48:52	ВПИ витрати (Q _{max}), м ³ /годину	400 .00	4000 .0
31.10.07	15:48: 55	Макс. доп. витрата Р.У., м ³ /годину	450.00	8000.0
31.10.07	15:51:37	НПІ температури, град. Цельс	-25.00	0.00
31.10.07	15:52:56	Мінім. витрата (Q _{min}), м ³ /годину	220.00	50.000
31.10.07	15:59:15	ВПИ тиску, кгс / см ²	63.000	11.000

кінець звіту

Представник продавця

Представник покупця

Лист 3 з 3

Додаток Е
(обов'язкове)

**Перелік інформації, яка виводиться
на цифровий індикатор Обчислювача Комплексу ФЛОУТЕК-ТМ**

Е.1 Комплекс забезпечує можливість виведення на цифровий показуючий пристрій (індикатор РК) Обчислювача інформації, перелік якої наведений в Таблиці Е.1.

Таблиця Е.1

Найменування	Одиниця вимірювань	Умовне позначення, що виводиться на індикатор		
		Обчислювач	Обчислювач ФЛОУТЕК-ТМ модифікацій	
			ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х-3	ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х-6
1 Температура газу	°С	Temp	T	температура
2 Абсолютний тиск газу	МПа, кгс/см ²	Stat pres	AP	Абс. тиск
3 Надлишковий тиск газу	МПа, кгс/см ²	Gauge pres	GP	Ізбит. тиск
4 Диференційний тиск	кПа, кгс/м ²	Diff pres	dP	Діфф. тиск
5 Атмосферний тиск	кПа, кгс/см ² мм рт.ст.	-	-	P атм
6 Густина газу за стандартних умов	кг/м ³	Density	-	пл
7 Молярная частка азоту N ₂ в природному газі	%	-	-	МД N ₂
8 Молярная частка діоксиду вуглецю CO ₂ в природному газі	%	-	-	МД CO ₂
9 Метод розрахунку коефіцієнта стисливості	-	-	-	Метод розр. КСЖ
10 Коефіцієнт стисливості газу	-	До	До	До стисливості
11 Коефіцієнт приведення до стандартних умов (С.У.)	-	-	-	До привед. до Ст.У.
12 Об'ємна витрата газу при С.У.	м ³ /годину	Flow Rate	Q	Витрата при Ст.У.
13 Об'ємна витрата газу за робочих умов (Р.У.)	м ³ /годину	-	Qu	Витрата при Р.У.
14 Обсяг газу за С.У., обчислений з початку поточної доби	м ³	Daily flow	V	V з початку доби
15 Аварійний обсяг газу при Р.У., обчислений за поточну добу	м ³	-	-	AW з поч. діб
16 Аварійний обсяг газу за С.У., обчислений за поточну добу	м ³	-	A V	AV з поч. діб
17 Обсяг газу за С.У., обчислений за попередню добу	м ³	Y esterday	Y	V за попер. добу
18 Обсяг газу в Р.У. (показання лічильника з початку контролю параметрів газу)	м ³	Total (Un)	W	W з початку набл.
19 Обсяг газу при С.У., обчислений з початку контролю параметрів газу (після останнього конфігурування обчислювача	м ³	Total (Co)	m ³	V з початку набл.
20 Тривалість вимірювальних аварійних ситуацій за поточну добу	ГГ: ХХ: СС	-	-	Дл. ІАС з поч. сут.
21 Тривалість методичних аварійних ситуацій за поточну добу	ГГ: ХХ: СС	-	-	Дл. МАС з поч. сут.
22 Тривалість постановки на несанкціоновані константи за поточну добу	ГГ: ХХ: СС	-	-	Дл. ПНК з поч. сут.
23 Тривалість роботи за поточну добу, коли витрата менше Qmin	ГГ: ХХ: СС	-	-	Дл. РНМ з поч. сут.

Закінчення Таблиці Е.1

Найменування	Одиниця вимірювань	Умовне позначення, що виводиться на індикатор		
		Обчислювач	Обчислювач ФЛОУТЕК-ТМ модифікацій	
			ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х-3	ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х-6
24 Тривалість циклу розрахунків	с	-	Cycle	Цикл розр.
25 Встановлена контрактна година	ч	-	Con . Hour	Контракт. година
26 Встановлена швидкість обміну інформацією з ЕОМ	біт / с	Rate XXXXX bps	Rate bps	швидкість
27 Адреса Обчислювача	-	Address	Address	Адреса
28 Обслуговуваний трубопровід	-	Run 1, Run 2 або Run 3	-	-
29 Поточна дата	ДД, ММ, РР	Date	Date	Дата
30 Поточний час	ГГ: ХХ: СС	Time	Time	час
31 Поточний день тижня	-	Day	Day	день
32 Потрібно повторне конфігурація	-	Enter PGM key	Enter PGM key	Розконфігурація
33 Обчислювач готовий до роботи з клавіатурою	-	Keyboard	-	-
34 Команда при роботі з клавіа - турою «Натисніть будь-яку клавішу»	-	Press any key	-	-
35 Режим створення звіту	-	-	-	створити звіт
Примітка - Індикація інформації, яка вказана в перерахуванні 10, 13, 15 і 18 здійснюється тільки на індикаторі Комплексів модифікації ФЛОУТЕК-ТМ-1.				

Е.2 Індикація інформації на цифровому індикаторі здійснюється наступним чином:

1) після включення Комплексу в роботу в першому рядку індикатора відображається поточний час, а в другому рядку - по чергово відображається дата і день тижня. Індикація здійснюється з циклічністю, яка дорівнює циклу розрахунків, що виконуються Обчислювачем;

2) при натисканні на лицьовій панелі Обчислювача та утриманні в цьому стані кнопку «Перегляд даних» здійснюється в режимі гортання параметрів (з періодом 1 с) індивідуальна індикація кожного параметра, зазначеного в Таблиці Ж.1;

3) після вибору (шляхом відпускання кнопки «Перегляд даних») необхідного параметра на індикаторі протягом 12 с відображається обраний параметр;

4) якщо було вказано номер трубопроводу і задана тривалість інтервалу індикації параметрів газу в діапазоні від 1 до 255 хв (з дискретністю 1 хв) на індикаторі відображаються одночасно числові значення (без вказівки одиниць вимірювань) диференційного тиску, абсолютного (або надлишкового) тиску, температури і витрати газу для одного трубопроводу;

5) після закінчення часу індикації при виконанні пунктів 3 і 4 на індикаторі до наступного втручання оператора відображаються параметри, зазначені в пункті 1.

Е.3 Індикація параметрів на цифровому індикаторі Обчислювача ФЛОУТЕК-ТМ модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-1-Х і ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х здійснюється в режимі автоматичного гортання з заданим періодом.

Період задається з ряду: 1, 5 і 10 с.

Е.4 Індикація параметрів на цифровому індикаторі Обчислювача ФЛОУТЕК-ТМ модифікацій ФЛОУТЕК-ТМ-2-Х-6 здійснюється наступним чином:

1) після ініціалізації роботи індикатора Обчислювача шляхом натискання на його клавіатурі будь якої кнопки, в першому рядку індикатора ініціюється поточний час, а в другому рядку - по черзі відображається дата і день тижня. Індикація здійснюється з циклічністю, що дорівнює періоду оновлення інформації, який згідно 1.2.5 НЕ встановлюється в границях від 5 до 30 с;

2) шляхом багаторазового натискання на клавіатурі Обчислювача кнопок 4 або 6 здійснюється вибір для перегляду на індикаторі будь-якого параметра, зазначеного в Таблиці Ж.1;

3) після вибору необхідного параметра в першому рядку індикатора протягом 60 с відображається найменування параметра, а в другому рядку - його поточне значення. При цьому, якщо після вибору параметра додатково натиснути кнопку «Введення», то значення обраного параметра «заморожується» на 12 с значення, яке було в момент вибору параметра, а потім до закінчення 60 с відображається поточне значення параметра;

4) після закінчення часу індикації при виконанні пункту 3 індикатор відключається до наступного втручання оператора.

Е.5 Якщо в **результаті самодіагностики** Обчислювач Комплексів визначає, що він не може далі правильно функціонувати і, отже, потрібно переконфігурування, то на його індикаторі з'являється і далі постійно відображається повідомлення «Enter PGM key» або «Розконфігурація» (в залежності від типу Обчислювача. При цьому робота в режимі автоматичного перегортання параметрів призупиняється **до виконання повторної конфігурації** Обчислювача.

Е.6 Відображення даних на РК індикаторі обчислювача ВР-2 із ЗП “Продавець”

Для виводу даних на РКІ передбачені 35 екранів, що мають постійний зміст, та 8 екранів, що їх зміст може задати користувач. В описі екранів застосовуються наступні скорочення:

Скорочення	Повна назва
Т/п	Трубопровід
Т/п 1	Трубопровід №1
Р.у.	Робочі умови
С.у.	Стандартні умови
УЗЛ	Ультразвуковий лічильник

Е.7 Перелік екранів РКІ розміром 4х20 знакомісць обчислювача ВР-2 із ЗП “Продавець”, що мають постійний зміст.

Двозначне число у лівому верхньому кутку екрану - це його порядковий номер. Нумерація екранів не є безперервною. Лапки, що можуть з'явитися праворуч від значення величини сигналізують про те, що у якості значення використовується останнє отримане достовірне значення величини. Зірочка на тому ж місці - ознака використання константи.

[illegible]

1. Поточні дата, час,
День тижня

[illegible]

2. Вимірювані дані по т/п 1:

P_m - Тиск

T_m - Температура

Q_m - Витрата

0 2	Т / п 2	И з м е р . д а н н ы е						
Rm	- - - - -					к г с / с м 2		
Tm	- - - - -					г р . Ц е л с		
Qm	- - - - -					м 3 / ч		

3. Те саме по т/п 2

03	Т / п 3	Измер . данные
P	- - - - -	* d H = - - - - -
T	- - - - -	d L = - - - - -

4. Те саме по т/п 3

04	Все	расходы, м3 / ч
Q1		0 . 0 с . у .
Q2		0 . 0 с . у .
Q3		0 . 0 с . у .

5. Усі витрати:

Q1 - Витрата через т/п 1,

Q2 - Те саме 2,

Q3 - Те саме 3

05	Адрес	8
Контрактный	час	9
Количество	Т / п	3
Цикл	расчета	1 с

6. Адреса,

контрактный час,

кількість трубопроводів, що обслуговується,

тривалість циклу обчислення

06	Скорость по кан. 1
CFG1 ,	USB : 1 1 5 2 0 0
CFG2 ,	RS 2 3 2 : 1 2 0 0
COM1 ,	RS 2 3 2 : 9 6 0 0

7. Швидкість передачі даних по каналу 1

зв'язку з верхнім рівнем:

CFG1, CFG2, COM1 - назви портів,

USB, RS232 - назви фізичного інтерфейсу

07	Скорость по кан. 2
COM2 ,	RS 2 3 2 : 9 6 0 0
COM2 ,	RS 4 8 5 : 9 6 0 0

8. Те саме по каналу 2

08	П а р а м е т р ы УЗ - с ч .									
Т / п	А д р е с					С к о р о с т ь				
2		1						9	6	0 0

9. Параметри ультразвукового лічильника:

Номер трубопроводу, адреса,

швидкість передачі даних

09	Вычисл. расх. газа
	ФЛОУТЭК - ТМ - ВР - 2
Версия :	CRC 2 5 E A 2 3 F 5
ВР 2 П	3 7 . 0 1 2 1 . 0 6 . 1 7

10. Тип та версія ПЗ обчислювача

10	Д а в л е н и е (а б с о л)
Рс1	1 . 0 2 “ к г с / с м 2
	Т е м п е р а т у р а
Тс1	0 . 0 0 “ г р . Ц е л с

11. Значення, що застосовуються у розрахунках:

Рс1 - Тиск у т/п №1,
Тс1 - Температура у т/п №1

1	1	Коэф. сжимаемости				
Ксж1						0.99960
Коэф.		привед.			к	с.у.
Кпр1						1.060

12. Коефіцієнти:

Ксж1 - Коеф. стисливості для т/п №1
Кпр1 - Коеф. приведення до стандартних умов
для т/п №1

1 2	С о с т а в г а з а					т / п 1	
De	(1)	0 . 6 7 0 0					к г / м 3
CO2	(1)	2 . 0 0 0					%
N2	(1)	1 . 0 0 0					%

13. Склад газу для т/п №1:

De(1) - Густина
CO2(1) - Молярна частка діоксиду вуглецю
N2(1) - Молярна частка азоту

13	Р а с х о д	п р и	с . у .
(Q _{b1})		0 . 0	м3 / ч
Р а с х о д	п р и	р а б о ч .	у с л
(Q _{m1})		0 . 0	м3 / ч

14. Витрата через т/п №1:

Qb1 - за с.у. ,

Qm1 - 3a p.y.

14			т / п	1				
Показ. счетчика					(СИ1)			
						0		м3

15. Показання лічильника на т/п №1

1	5	Показ.расх-мера1									
					-	-	-	-			
Авар		Показ.расх-мера1									
					-	-	-	-			

16. Показання ультразвукового витратоміра (об'єм) та аварійні показання ультразвукового витратоміра (аварійний об'єм) на т/п № 1

16	т / п	1						
Объем с нач.	суток,	мЗ						
Ub1	(с . у .)						0 . 0	
Um1	(р . у .)						0 . 0	

17. Об'єм з початку доби для т/п №1:

Ubl - за с.у.,

Um1 - 3a p.y.

[illegible]

18. Об'єм за с.у. за попередню добу для т/п №1

20	Д а в л е н и е (и з б ы т)
Рс2	0 . 0 0 “ к г с / с м 2
	Т е м п е р а т у р а
Тс2	0 . 0 0 “ г р . Ц е л с

19. Значення, що застосовуються у розрахунках:

Рс2 - Тиск у т/п №2,

Тс2 - Температура у т/п №2

2 1	Коэф. сжимаемости									
Кс ж 2						0 . 9 9 9 5 2				
Коэф.	привед. к с.у.									
Кпр 2						1 . 0 6 0				

20. Коефіцієнти:

Ксж2 - Коеф. стисливості для т/п №2

Кпр2 - Коеф. приведення до стандартних умов для Т/п №2

[illegible]

21. Склад газу для т/п №2:

De(2) - Густина

CO2(2) - Молярна частка діоксиду вуглецю

N2(2) - Молярна частка азоту

23	Р а с х о д			п р и	с . у .
(Q _{b2})				0 . 0	м3 / ч
Р а с х о д	п р и			р а б о ч . у с л	
(Q _{m2})				0 . 0 “	м3 / ч

22. Витрата через Т/п №2:

Qb2 - за с.у. ,

Qm2 - 3a p.y.

[illegible]

23. Показання лічильника на т/п №2

[illegible]

24. Показання УЗЛ (об'єм) та аварійні показання

УЗЛ (аварійний об'єм) на т/п №2

[illegible]

25. Об'єм з початку доби для т/п №2:

Ub2 - за с.у.,

Um2 - 3a p.y.

[illegible]

26. Об'єм за с.у. за попередню добу для т/п №2

3 0	Д а в л е н и е	(а б с о л)
Р с 3	1 . 0 2 “	к г с / с м 2
	Т е м п е р а т у р а	
Т с 3	0 . 0 0 “	г р . Ц е л с

27. Значення, що застосовуються у розрахунках на т/п №3:

Рс3 - Тиск,

Tc3 - Температура

3 1	П е р е п а д д а в л е н и я									
Д Р с 3					0 . 0 “	к г с / м 2				
К о э ф .	с ж и м а е м о с т и									
К с ж 3					0 . 0 0 0 0 0					

28. Значення, що застосовуються у розрахунках на Т/п №3:

DPc3 - Диференційний тиск,

Ксж3 - Температура

3	2			С о с т а в г а з а т / п	3		
D e	(3)		0 . 6 7 0 0		к г / м 3		
C O 2	(3)		2 . 0 0 0	%			
N 2	(3)		1 . 0 0 0	%			

29. Склад газу для т/п №3:

De(3) - Густина

CO₂(3) - Молярна частка діоксиду вуглецю

N2(3) - Молярна частка азоту

3 3	Р а с х о д	п р и	с . у .
(Q b 3)		0 . 0	м 3 / ч
Об ъ е м	с н . н а б л .	с . у .	
		0 . 0	м 3

30. Витрата за с.у. через т/п №3

(Qb3) Ta

об'єм за с.у. з початку спостережень для т/п №3

[illegible]

31. Об'єм за с.у. з початку доби для т/п №3:

Двозначне число у лівому верхньому кутку екрану - це його порядковий номер. Нумерація екранів не є безперервною. Лапки, що можуть з'явитися праворуч від значення величини сигналізують про те, що у якості значення використовується останнє отримане достовірне значення величини. Зірочка на тому ж місці - ознака використання константи.

1. Дата, час, день тижня

2. Адреса, контрактова година, кількість т/п, що їх обслуговує обчислювач, тривалість циклу розрахунку

3. Швидкість передачі даних по каналу 1,
CFG1, CFG2, COM1 – назви портів,
USB, RS232 – назви інтерфейсів

4. Те саме 2
COM2 – назва порта,
RS232, RS485 – назви інтерфейсів

5. Тип та версія ПЗ обчислювача

т / п 1	Измерения, расх.									
P =	-	-	-	-	-	T =	-	-	-	-
Q _v =	0	.	0	0						
Q _c =	0	.	0	0						

6. Поточні результати вимірювань у т/п №1:

P – Тиск

T – Температура

Q_v – Витрата за р.у.Q_c – Витрата за с.у.

т / п 2	Измерения, расх.									
P =	-	-	-	-	-	T =	-	-	-	-
Q _v =	0	.	0	0						
Q _c =	0	.	0	0						

7. Поточні результати вимірювань у т/п №2:

P – Тиск

T – Температура

Q_v – Витрата за р.у.Q_c – Витрата за с.у.

т / п 3	Измерения, расх.									
P =	-	-	-	-	-	* dH =	-	-	-	-
T =	-	-	-	-	-	dL =	-	-	-	-
Q _c =	0	.	0	0						

8. Поточні результати вимірювань у т/п №3:

P – Тиск

T – Температура

dH – Диференційний тиск [верхній] (наявність зірочки перед dH сигналізує про те, що для розрахунку витрати використовується значення саме диференційного тиску [верхнього])

dL – Диференційний тиск нижній (наводиться лише за наявності відповідного датчика)

Q_c – Витрата за с.у.

10	т / п 1									
Давление (а б с .)										
						1 . 0 2 “	к г с /	с м 2		

9. Поточний тиск абсолютний у т/п №1

11	Т / п 1									
Температура										
						0 . 0 0 “	° С			

10. Поточна температура у т/п №1

13	Т / п 1									
Плотность (измер .)										
						0 . 6 7 0 0 “	к г /	м 3		

11. Поточна густина у т/п №1

14	Т / п 1									
Мол . доля CO ₂ (ст . п .)										
						2 . 0 0 0 0	%			

12. Молярна доля CO₂, як статичний параметр у т/п №1

[illegible]

13. Молярна доля N₂, як статичний параметр у т/п №1

[illegible]

14. Поточний коефіцієнт стисливості у т/п №1

[illegible]

15. Поточна витрата за с.у. у т/п №1

[illegible]

16. Поточна витрата за р.у. у т/п №1

[illegible]

17. Поточний коефіцієнт приведення до с.у. у т/п №1

[illegible]

18. Об'єм за с.у. з початку спостережень на т/п №1

[illegible]

19. Показання лічильника на т/п №1

2 2			Т / п	1				м 3
FV	(	с .	y .	)				0 . 0
AV	(	с .	y .	)				0 . 0
V	(	с .	y .	)				0 . 0

20. Об'єми за с.у. з початку доби на т/п №1:

FV - повний (AV+V)

AV - накопичений за аварійних умов

V - накопичений за безаварійних умов

2 3			T / п	1			м 3
Y F V		(c . y .)					0 . 0
Y A V		(c . y .)					0 . 0
Y V		(c . y .)					0 . 0

21. Об'єми за с.у. за минулу добу на т/п №1:

YFV - повний (AV+V)

YAV - накопичений за аварійних умов

YV - накопичений за безаварійних умов

[illegible]

22. Поточний абсолютний тиск на т/п №2

[illegible]

23. Поточна температура на т/п №2

[illegible]

24. Густина як статичний параметр на т/п №2

[illegible]

25. Молярна частка CO_2 як статичний параметр на т/п №2

[illegible]

26. Молярна частка N_2 як статичний параметр на т/п №2

[illegible]

27. Поточний коефіцієнт стисливості на т/п №2

[illegible]

28. Поточна витрата за с.у. на т/п №2

3 8		Т / п	2				
Р а с х о д		п р и	р . у .				
			0 . 0	м 3 / ч			

29. Поточна витрата за р.у. на т/п №2

[illegible]

30. Поточний коефіцієнт приведення до с.у. у т/п №2

[illegible]

31. Об'єм за с.у. з початку спостережень на т/п №2

4	1						Т / п	2											
Показания								счетчика											
								0									м3		

32. Показання лічильника на т/п №2

4 2			Т / п	2			м 3
F V		(с . y .)					0 . 0
A V		(с . y .)					0 . 0
V		(с . y .)					0 . 0

33. Об'єми за с.у. з початку доби на т/п №2:

FV - повний (AV+V)

AV - накопичений за аварійних умов

V - накопичений за безаварійних умов

4 3				Т / п	2				м 3
Y F V				(с . у .)					0 . 0
Y A V				(с . у .)					0 . 0
Y V				(с . у .)					0 . 0

34. Об'єми за с.у. за минулу добу на т/п №2:

YFV - повний (AV+V)

YAV - накопичений за аварійних умов

YV - накопичений за безаварійних умов

5 0				Т / п	3				
Д а в л е н и е				(а б с .)					
				1 . 0 2					“ к г с / с м 2

35. Поточний тиск абсолютний у т/п №3

5 0				Т / п	3				
Д а в л е н и е				(а б с .)					
				1 . 0 2					“ к г с / с м 2

36. Поточний тиск абсолютний у т/п №3

5 2				Т / п	3				
Д и ф . д а в л е н и е									
				0 . 0					“ к г с / м 2

37. Поточний диференційний тиск на т/п №3

5 3				Т / п	3				
П л о т н о с т ь				(с т а т . п а р)					
				0 . 6 7 0 0					к г / м 3

38. Густина як статичний параметр на т/п №3

5 4				Т / п	3				
М о л . д о л я С О 2				(с т . п .)					
				2 . 0 0 0 0					%

39. Молярна частка CO₂ як статичний параметр на т/п №3

5 5				Т / п	3				
М о л . д о л я N 2				(с т . п .)					
				1 . 0 0 0 0					%

40. Молярна частка N₂ як статичний параметр на т/п №3

Е.9 Відображення даних на РК індикаторі обчислювача ПК-В із ЗП “Покупець”

Для виводу даних на РКІ розміром 2х16 знакомісць передбачені 17 екранів, що мають постійний зміст

Лапки, що можуть з’явитися праворуч від значення величини сигналізують про те, що у якості значення використовується останнє отримане достовірне значення величини. Зірочка на тому ж місці - ознака використання константи.

Адрес : 3
Скор. : 19200 Бод

1. Адреса пристрою у мережі, швидкість передачі даних

Давление (датчик)
Нет данных

2. Результат вимірювання тиску

Давление в расч .
1.020 “ кгс / см²

3.Значення тиску, що використовується для розрахунків

Темпер. (датчик)
Нет данных

4. Результат вимірювання температури

Темпер. в расчет
0.0 “ Гр. Ц

5. Значення температури, що використовується для розрахунків

Расход при р.у .
0.00 м³ / ч

6. Витрата за р.у.

Расход при ст.у .
0.00 м³ / ч

7. Витрата за с.у.

В с начала суток
0 м³

8. Об’єм з початку доби

В за пред. сутки
0 м³

9. Об’єм за попередню добу

Показания счетч .
0.0 м³

10. Показання лічильника

В с начала набл .
0 м³

11. Об’єм з початку спостережень

К сжимаемости
0.99955

12. Поточний коефіцієнт стисливості

ПК - В - 0 1 0 9 . 0 5 . 1 7
CRC32 : 9 5 A B E 7 4 3

13. Тип приладу, дата створення ПЗ та контрольна сума програми

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 7
Д е н ь П я т н и ц я

14. Поточні час і день тижня

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 8
Д а т а 0 9 . 0 6 . 1 7

15. Поточні час і дата

К о н т р а к т . ч а с 9
Ц и к л р а с ч . : 1 с

16. Контрактова година і тривалість циклу розрахунку

М е т о д р а с ч . К с ж
N X 1 9 m o d

17. Метод розрахунку коеф. стисливості

Е.10 Перелік екранів РКІ обчислювача ПК-В із ЗП “Продавець”

Для виводу даних на РКІ розміром 2х16 знакомісць передбачені 20 екранів, що мають постійний зміст. В залежності від метода вимірювань витрати, що використовується, частина екранів може не з’являтися.

Лапки, що можуть з’явитися праворуч від значення величини сигналізують про те, що у якості значення використовується останнє отримане достовірне значення величини. Зірочка на тому ж місці - ознака використання константи.

Адрес : 3
Скор. : 19200 Бод

1. Адреса пристрою у мережі, швидкість передачі даних

Давление (датчик)
Нет данных

2. Результат вимірювання тиску

Давление в расч .
1.020 “ кгс / см²

3. Значення тиску, що використовується для розрахунків

Темпер. (датчик)
Нет данных

4. Результат вимірювання температури

Темпер. в расчет
0.0 “ Гр. Ц

5. Значення температури, що використовується для розрахунків

Перепад (датчик)
0.00 “ кПа

6. Поточний диференційний тиск

Перепад в расчет
0.00 “ кПа

7. Значення диференційного тиску, що використовується для розрахунків

Расход при р.у.
0.00 м³ / ч

8. Витрата за р.у.

Расход при ст.у.
0.00 м³ / ч

9. Витрата за с.у.

Вс начала суток
0 м³

10. Об’єм з початку доби

Вза пред. сутки
0 м³

11. Об’єм за попередню добу

Показания счетч .
0.0 м³

12. Показання лічильника

У с н а ч а л а н а б л .
0 мЗ

13. Об'єм з початку спостережень

К с ж и м а е м о с т и
0 . 9 9 9 5 5

14. Поточний коефіцієнт стисливості

ПК - В 2 6 . 0 5 . 1 7
CRC32 : 9 5 A B E 7 4 3

15. Шифр, дата створення та контрольна сума програми

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 7
Д е н ь П я т н и ц я

16. Поточні час і день тижня

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 8
Д а т а 0 9 . 0 6 . 1 7

17. Поточні час і дата

К о н т р а к т . ч а с 9
Ц и к л р а с ч . : 1 с

18. Контрактова година і тривалість циклу розрахунку

М е т о д р а с ч . К с ж
NX19 m o d

19. Метод розрахунку коеф. стисливості

М е т о д р а с ч . К с ж
GERG- 9 1 m o d

20. Метод розрахунку коеф. стисливості

Е.11 Перелік величин, що їх значення можуть бути виведені на екран у будь-якому поєднанні відповідно до бажання користувача, залежить від конфігурації обчислювача. Повний перелік без наведення номера т/п має наступний вигляд:

№ з/п	Назва
1	Виміряне значення тиску (Pm)
2	Тиск, що його значення застосовується у розрахунках (Pc)
3	Виміряне значення температури (Tm)
4	Температура, що її значення застосовується у розрахунках (Tc)
5	Виміряне значення перепаду тиску (DPm)
6	Показання лічильника (CI)
7	Перепад тиску, що його значення застосовується у розрахунках (DPc)
8	Об'єм з початку доби за р.у. (Vm)
9	Виміряне значення нижнього перепаду тиску (DPL)
10	Витрата за р.у. (Qm)
11	Об'єм за с.у. з початку доби (Vb)
12	Об'єм за с.у. за минулу добу (YVb)
13	Густина газу (De)
14	Витрата за с.у. (Qb)
15	Молярна частка CO ₂
16	Молярна частка N ₂

Додаток К

(Рекомендоване)

Типові схеми підключення Обчислювача ВР-2 і ПК-В у складі комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ»

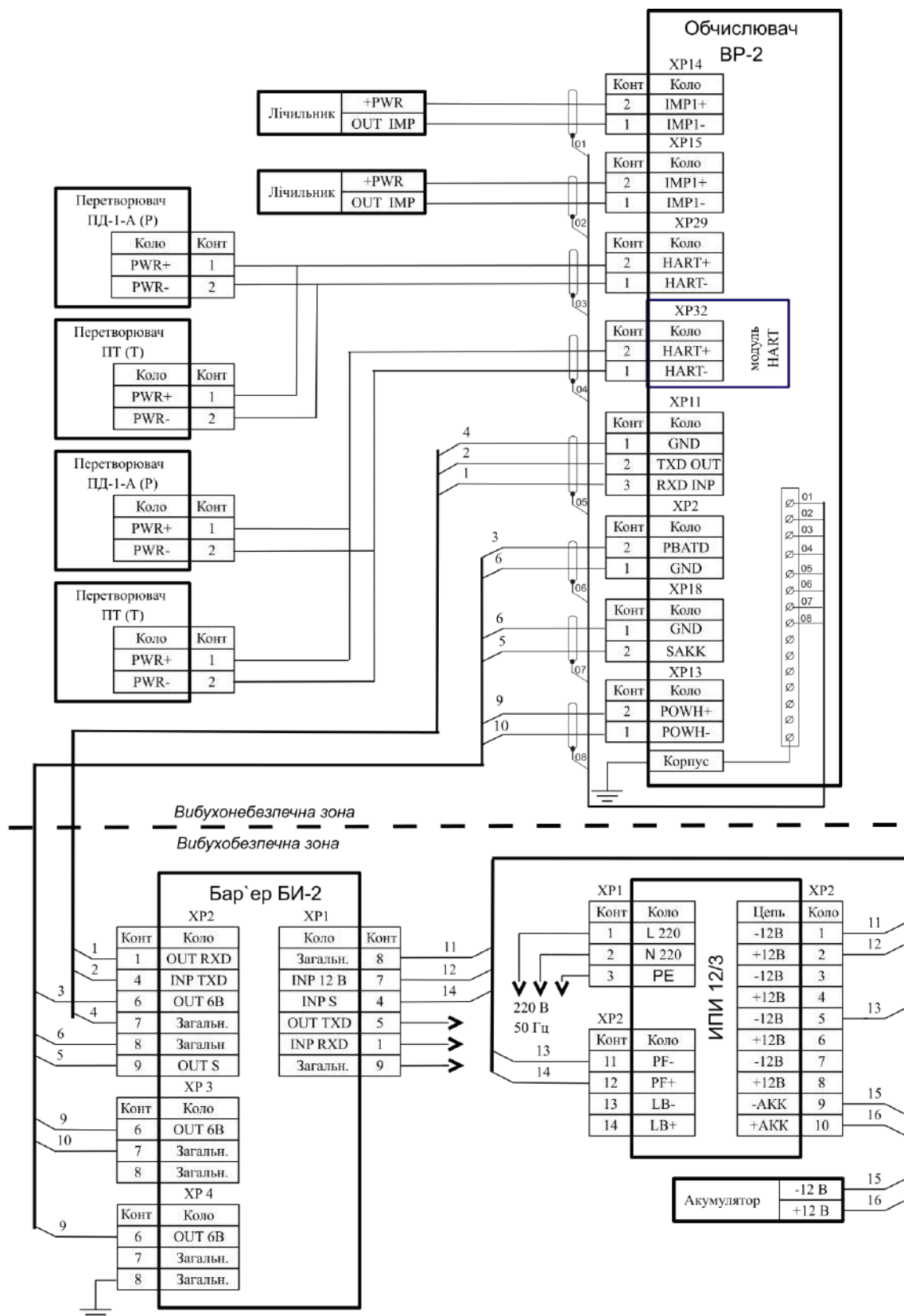


Рис. К.1 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі двоканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-33-11». (Витратоміри з імпульсним вихідним сигналом. Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні. Встановлено додатково модуль HART)

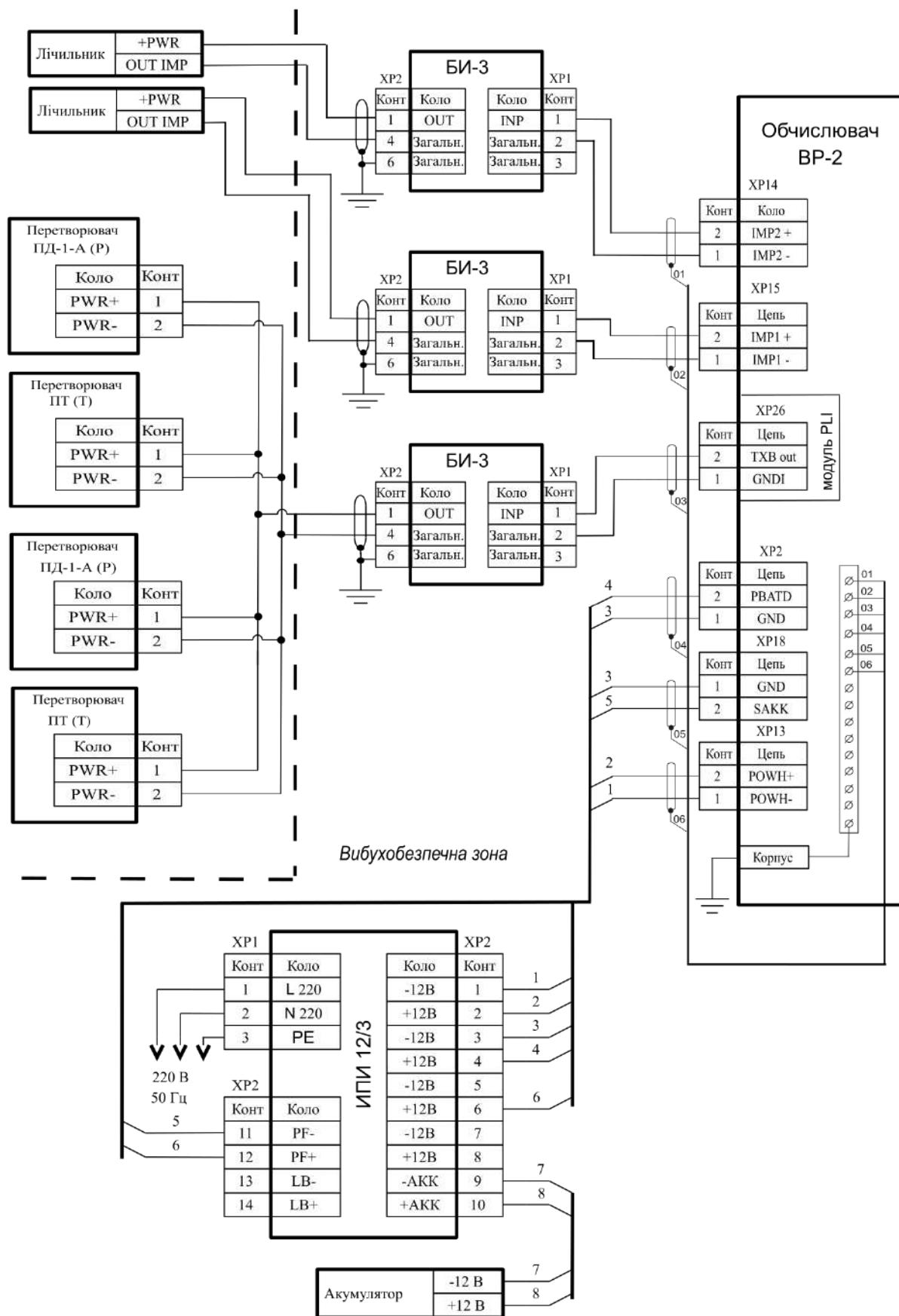
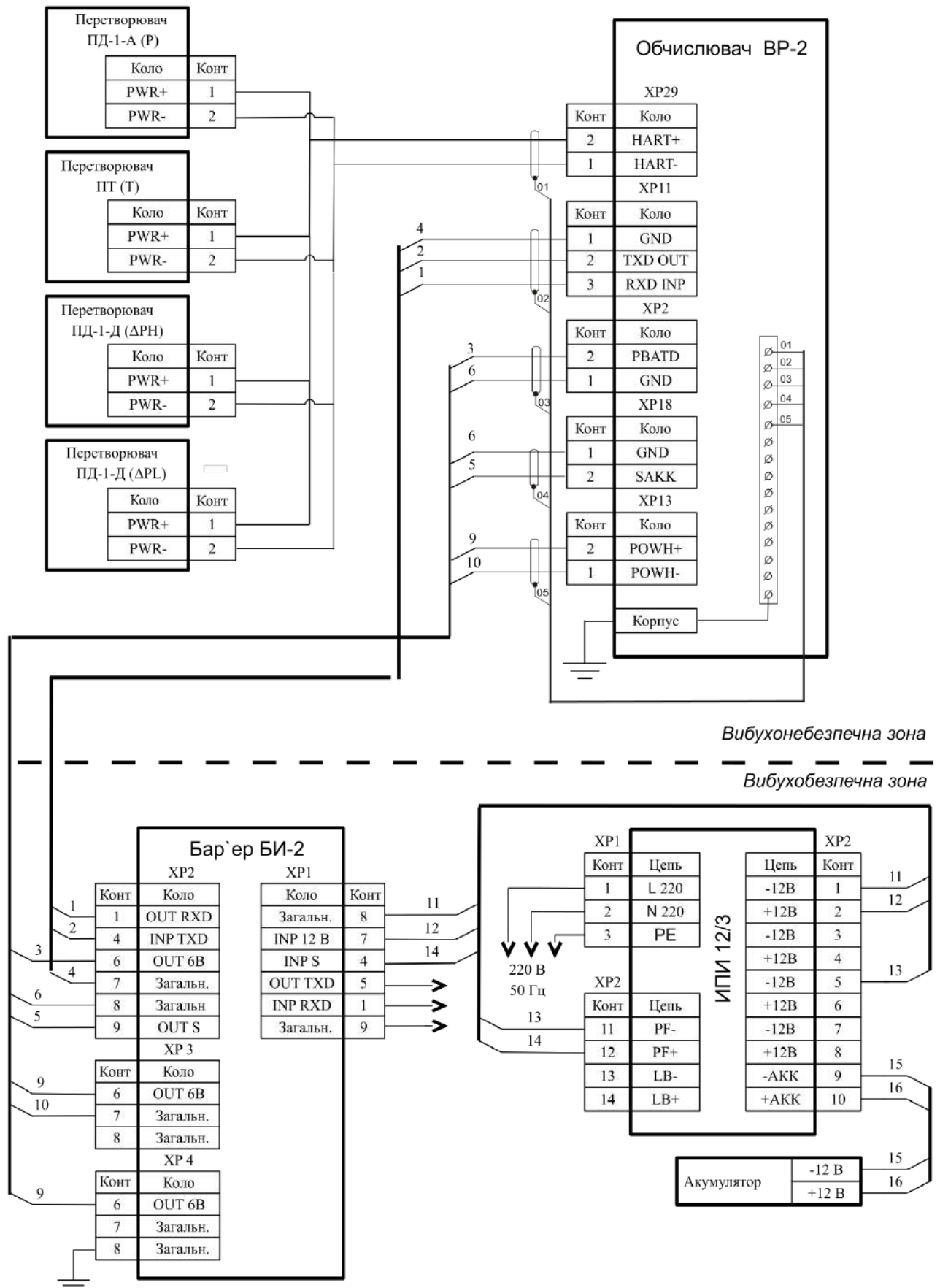


Рис. К.2 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі двоканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-33-11».
(Витратоміри з імпульсним вихідним сигналом. Обчислювач розміщується поза вибухонебезпечною зоною. Встановлено додатково модуль PLI)



**Рис. К.3 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі
одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1».
(Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні)**

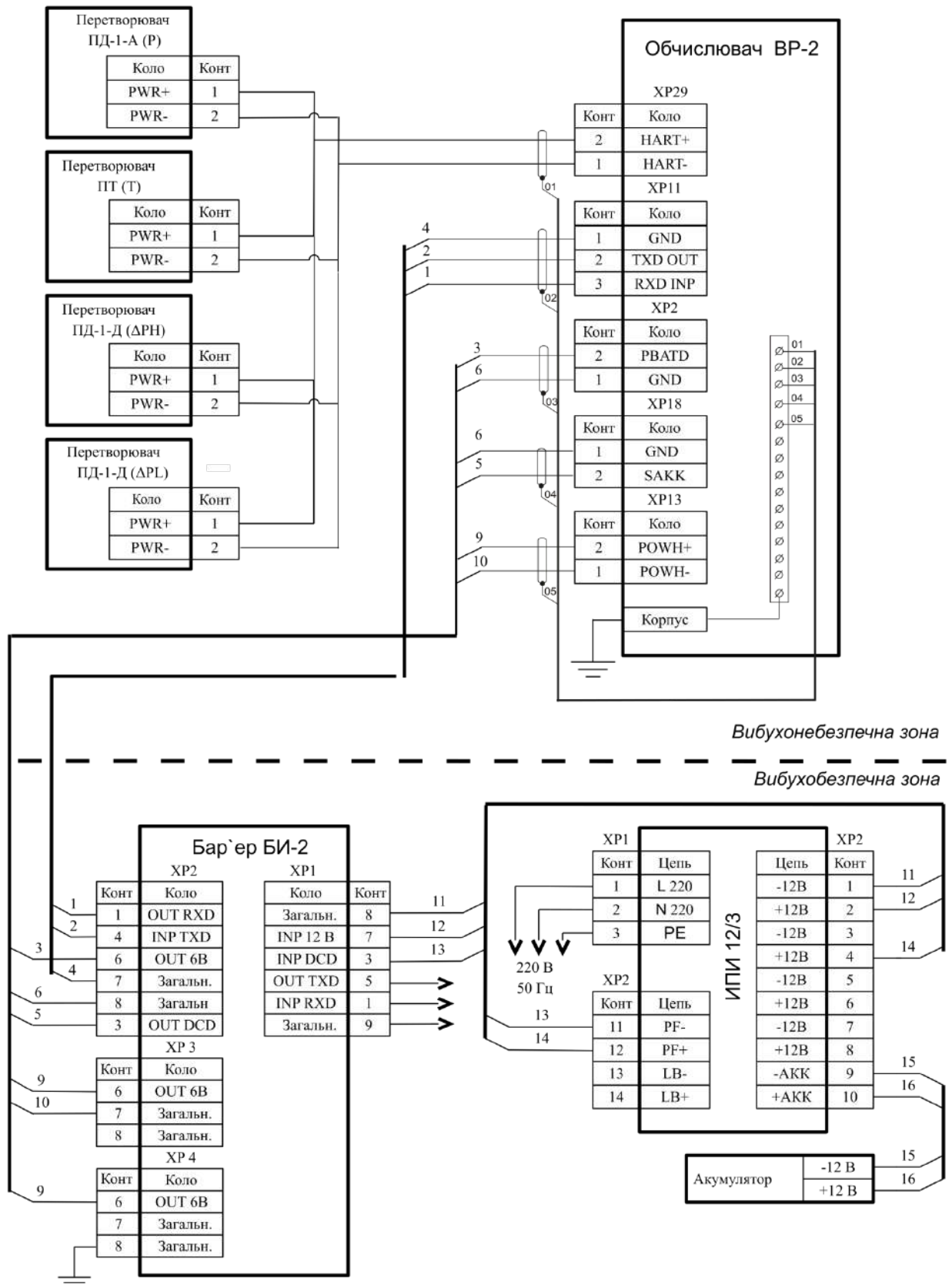


Рис. К.3а - Схема підключення Обчислювача ВР-2 (з модулем ISOFLOWMOD) у складі одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1» (Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні)

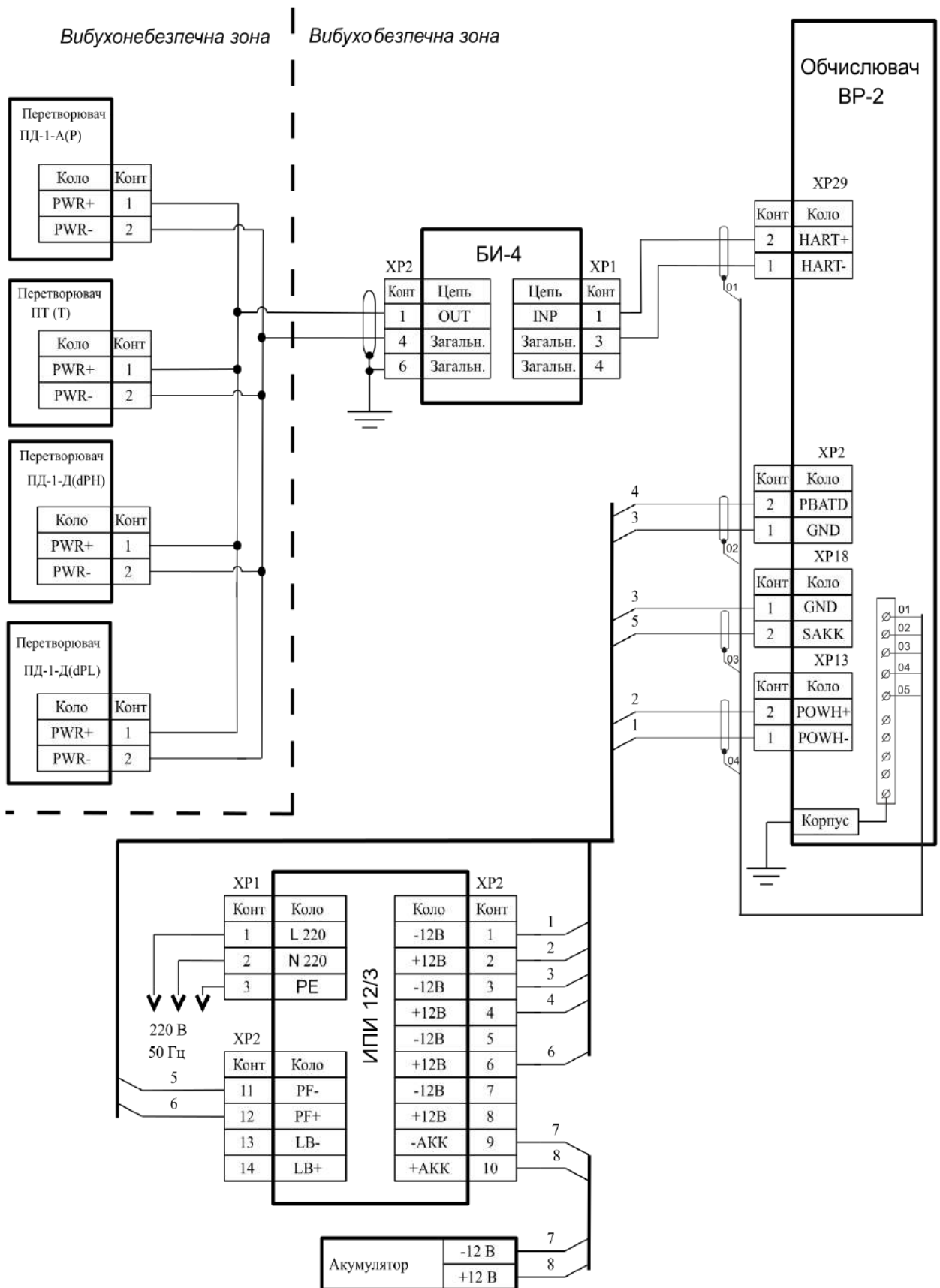


Рис. К.4 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі
одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1».
(Обчислювач розміщується поза вибухонебезпечною зоною)

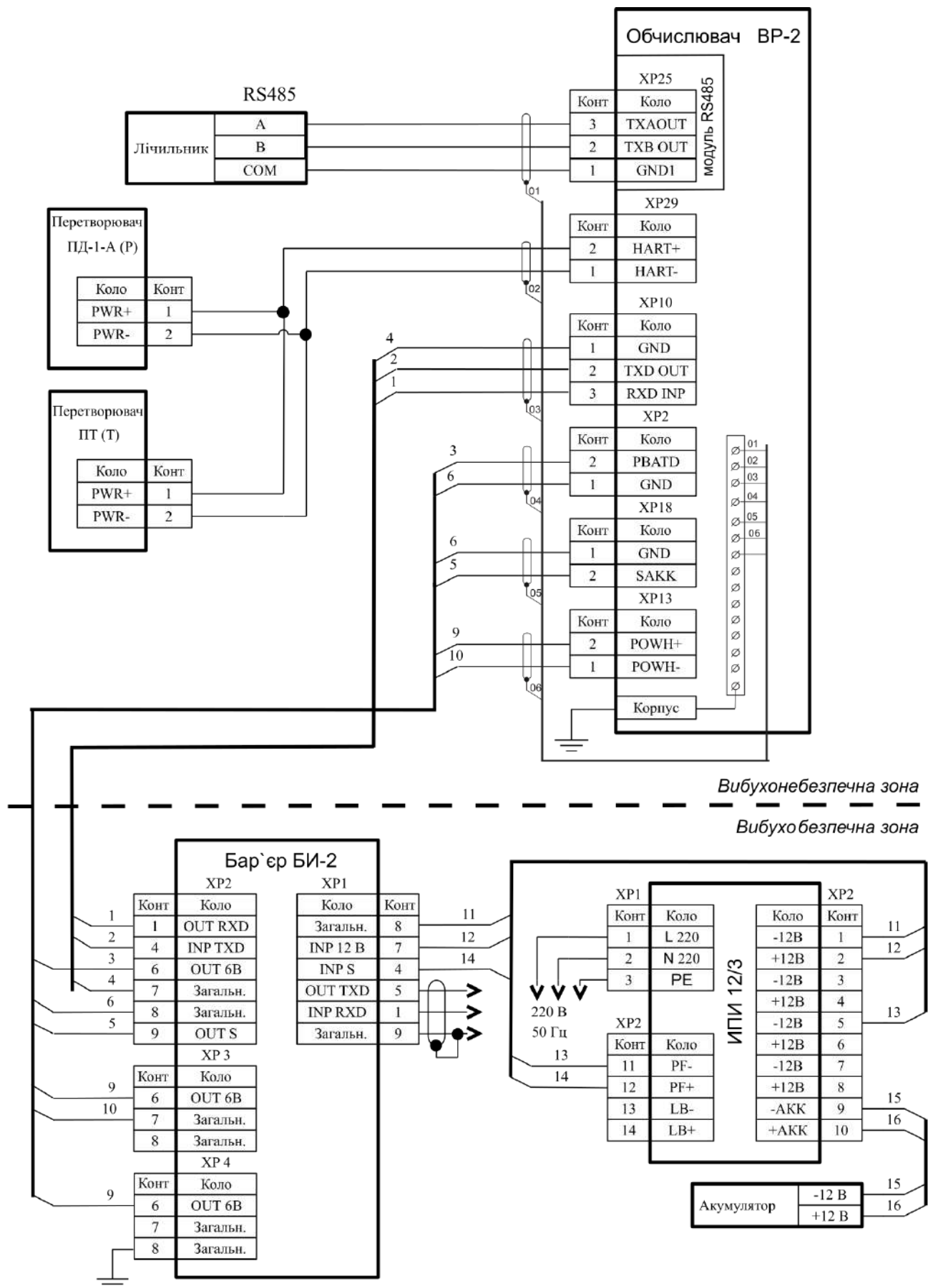
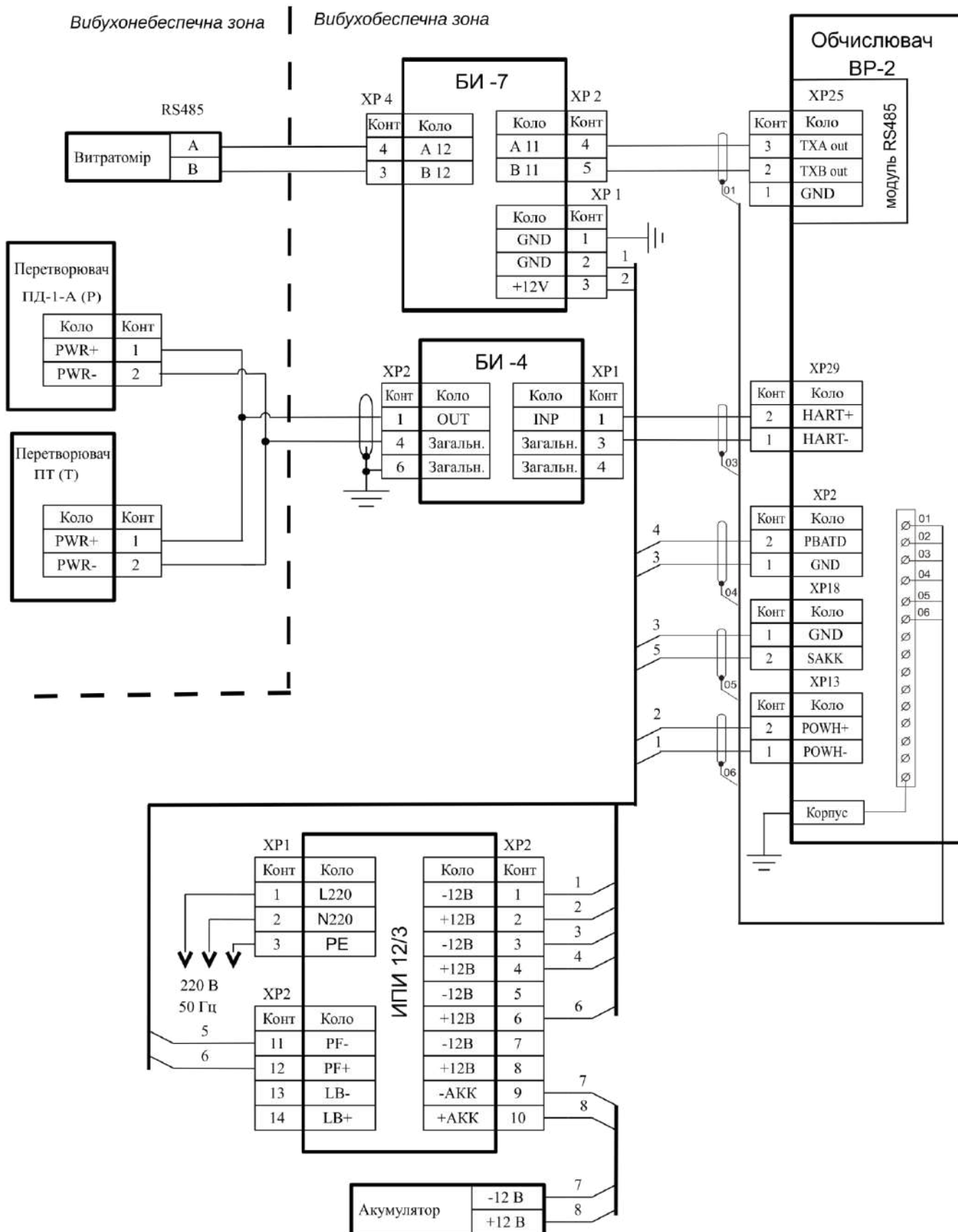


Рис. К.5 - Схема підключення Обчислювача BP-2 у складі одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1».
(Підключення по інтерфейсу RS485. Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні)



**Рис. К.6 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі
одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1».
(Підключення здійснюється по інтерфейсу RS485.
Обчислювач знаходиться поза вибухонебезпечною зоною)**

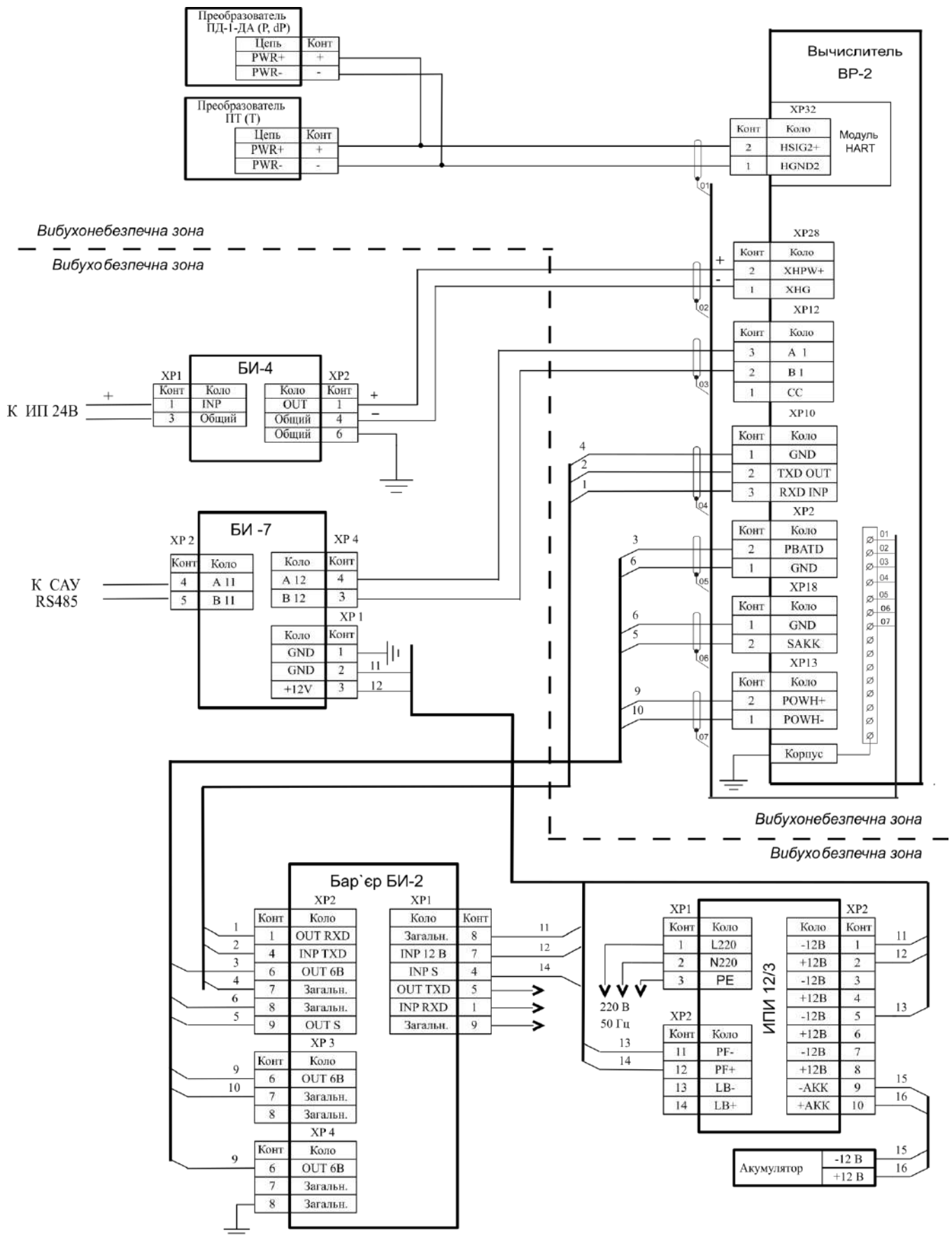


Рис. К.7 - Схема підключення Обчислювача BP-2 у складі
одноканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-2».
(Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні. Встановлено додатково модуль HART)

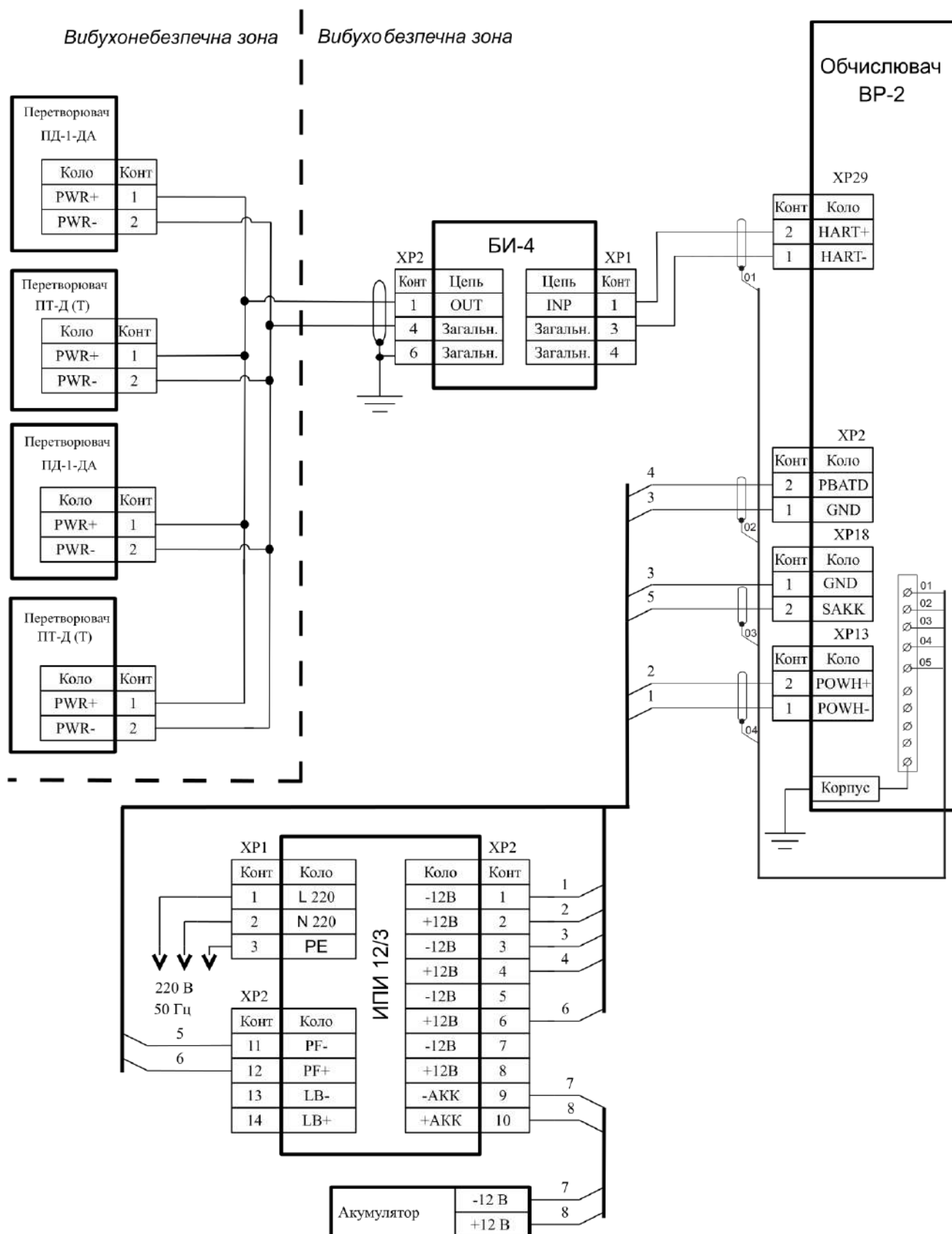


Рис. К.8 - Схема підключення Обчислювача ВР-2 у складі двоканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-11-22». (Обчислювач розміщується поза вибухонебезпечною зоною.)

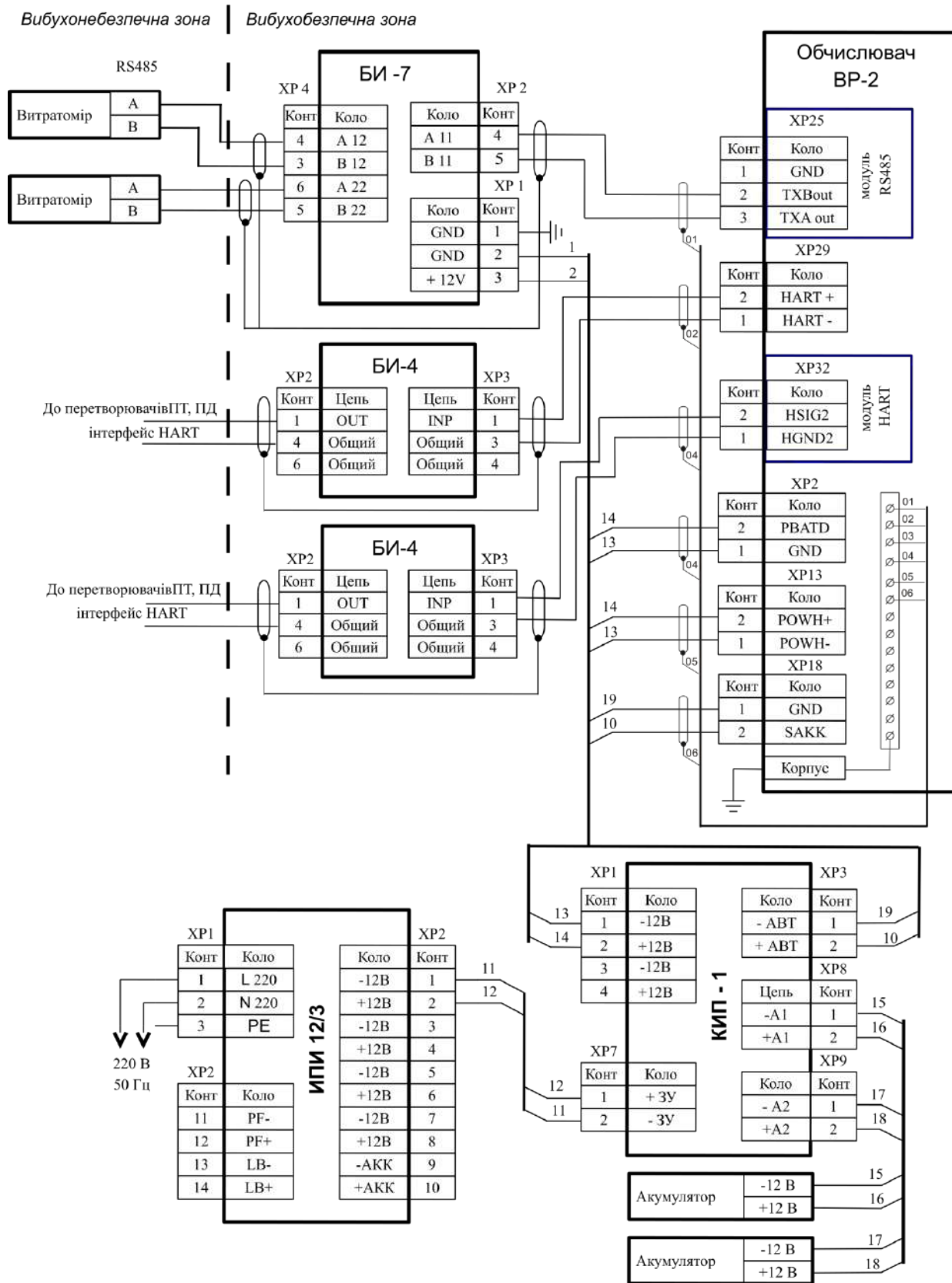


Рис. К.9 - Схема підключення Обчислювача BP-2 у складі двоканального комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-44-11».

(Дані про витрату газу передаються від лічильників по інтерфейсу RS485. Використовуються датчики тиску і температури з інтерфейсом HART. Встановлено додатково модулі HART і RS485. Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні)

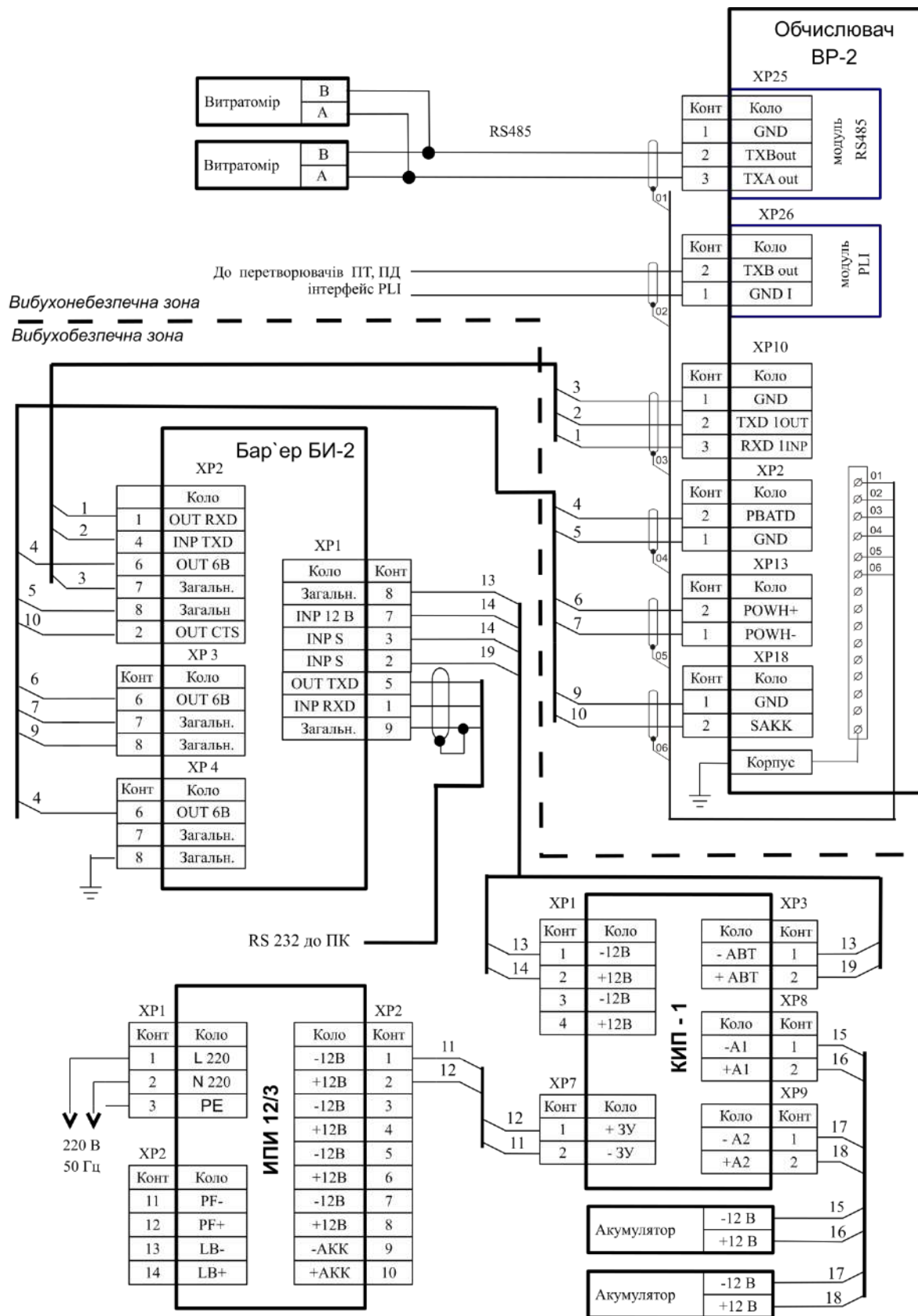
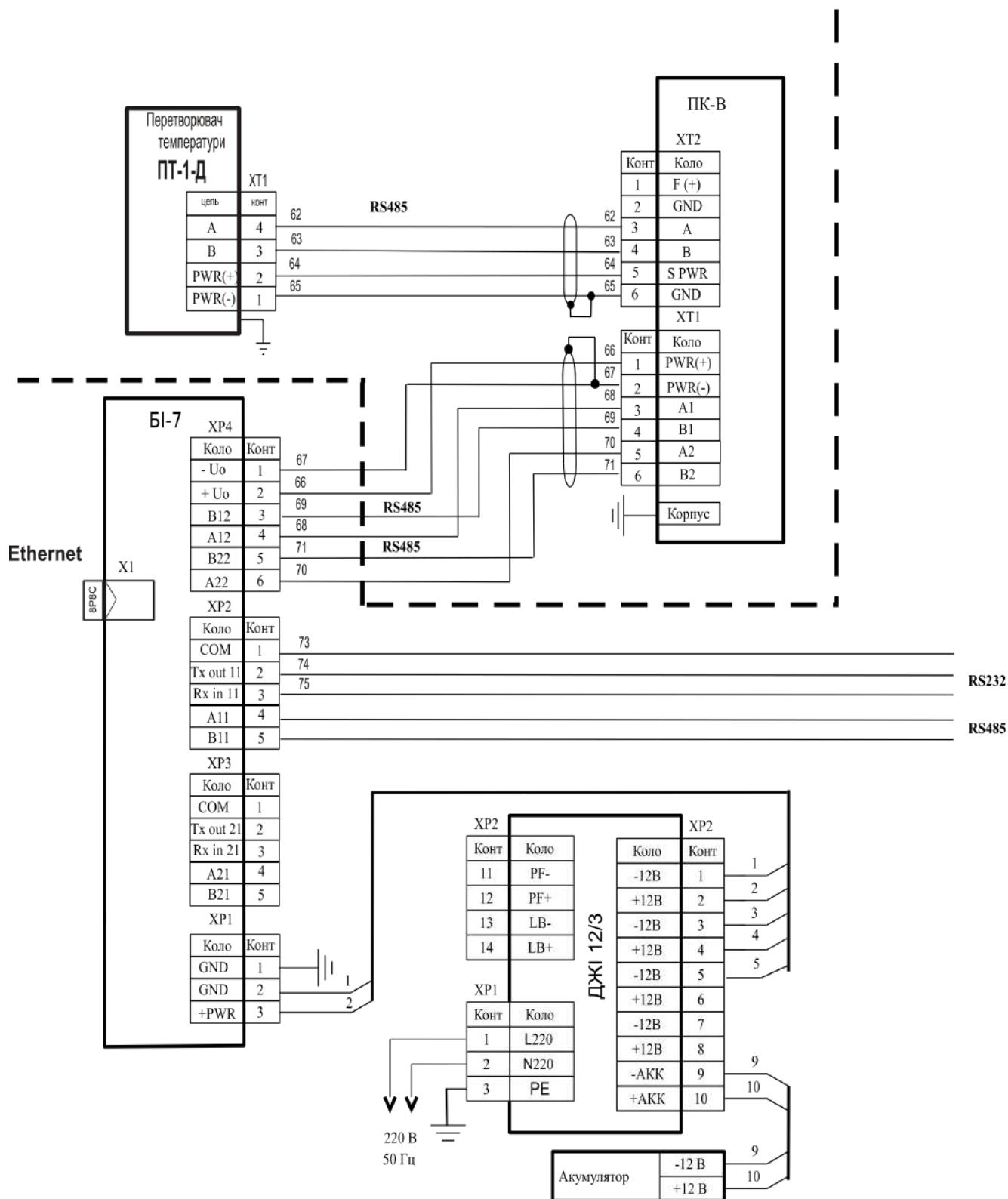


Рис. К.10 - Схема підключення обчислювача Комплексу «ФЛОУТЕК-ТМ-1-44-11».

(Дані про витрату газу передаються від лічильників по інтерфейсу RS485.

Використовуються датчики тиску і температури з інтерфейсом PLI. Встановлено додатково модулі PLI і RS485. Обчислювач розміщується у вибухонебезпечній зоні.)

Вибухонебезпечна зона



**Рис. К.11 - Схема підключення Обчислювача ПК-В
Комплексу ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2**

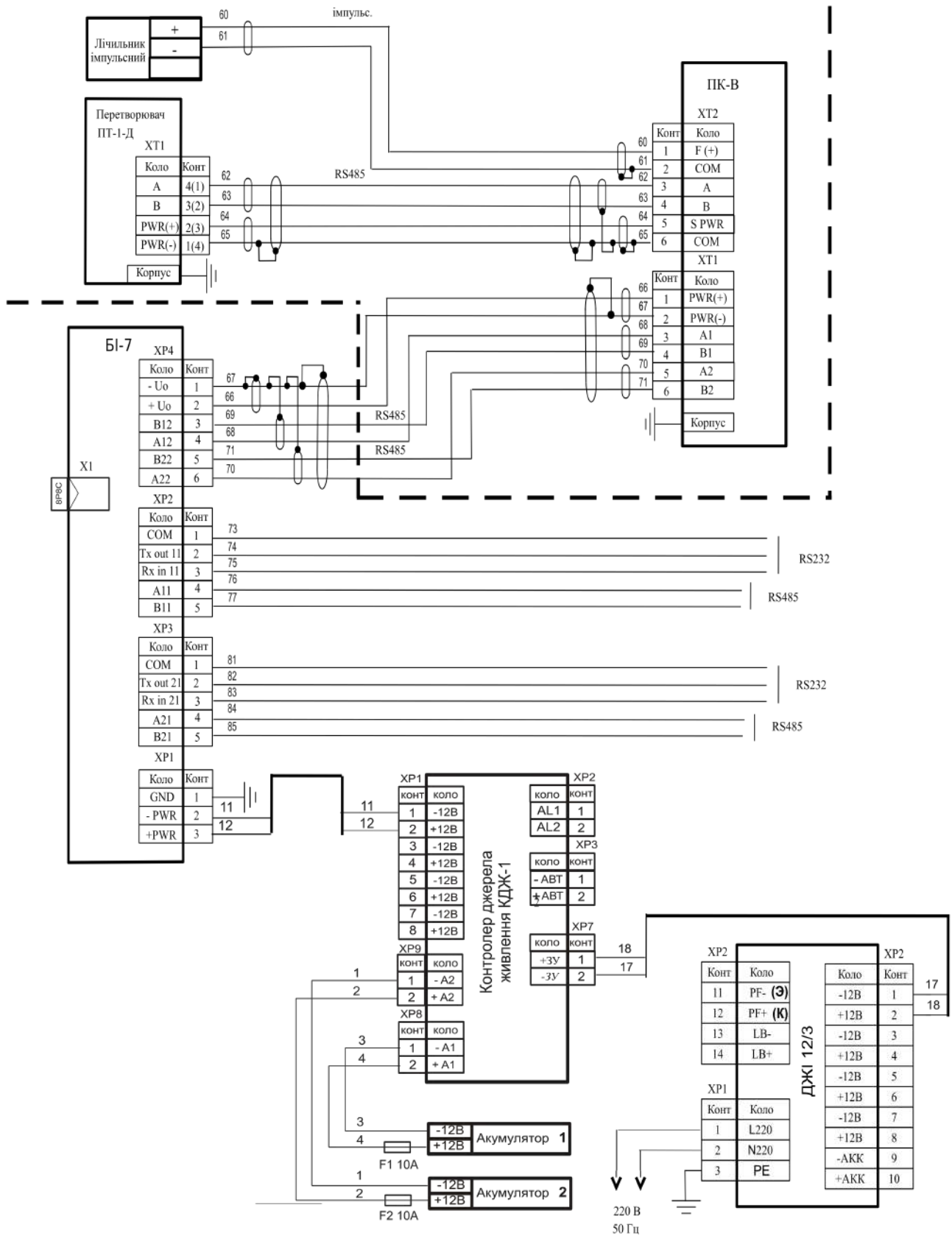


Рис. К.12 - Схема підключення Обчислювача ПК-В Комплексу ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4

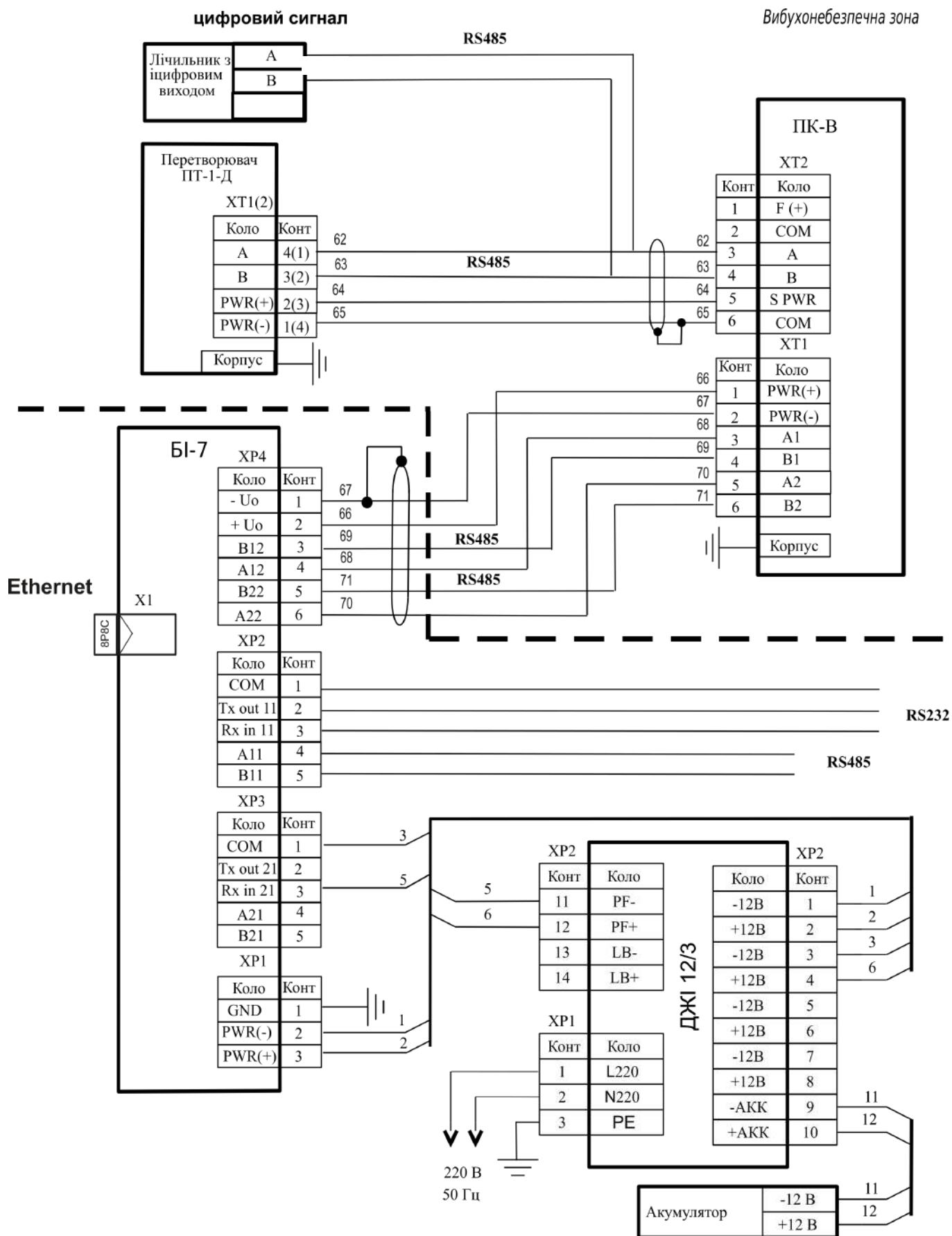


Рис. К.13 - Схема підключення Обчислювача ПК-В Комплексу ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4

Додаток Л
(довідковий)

Схеми розташування пломб на вимірювальних приладах
Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ

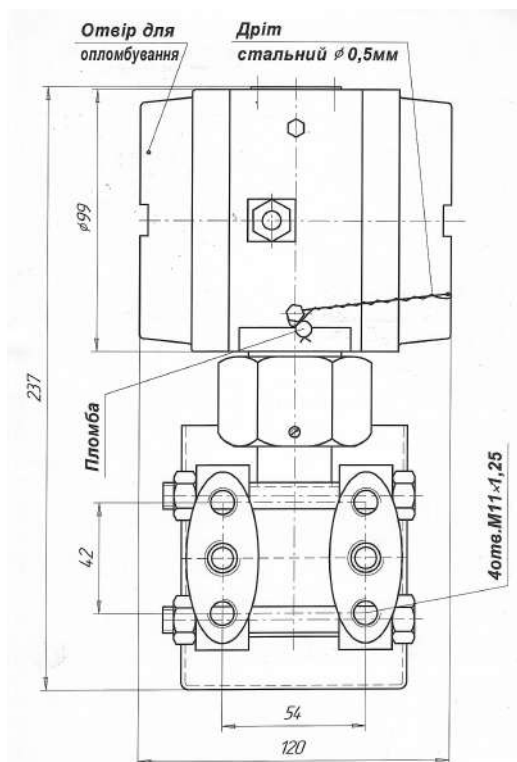


Рис. Л.1 - Схема розміщення пломб на Обчислювачах ПК-В
Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2

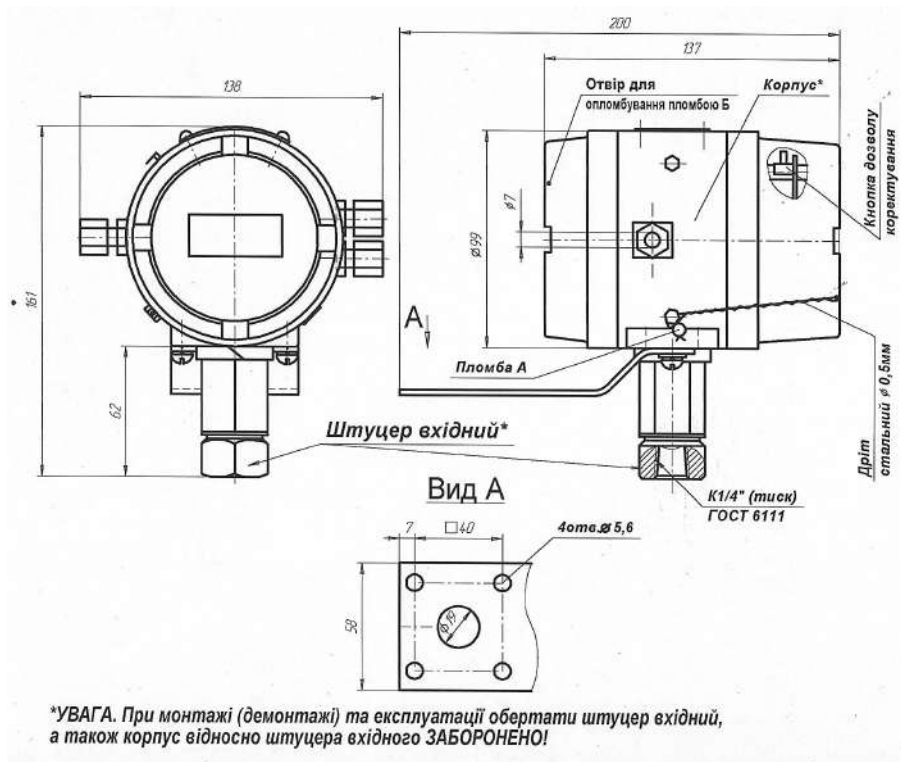


Рис. Л.2 - Схема розміщення пломб на Обчислювачах ПК-В
Комплексів ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 і ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4

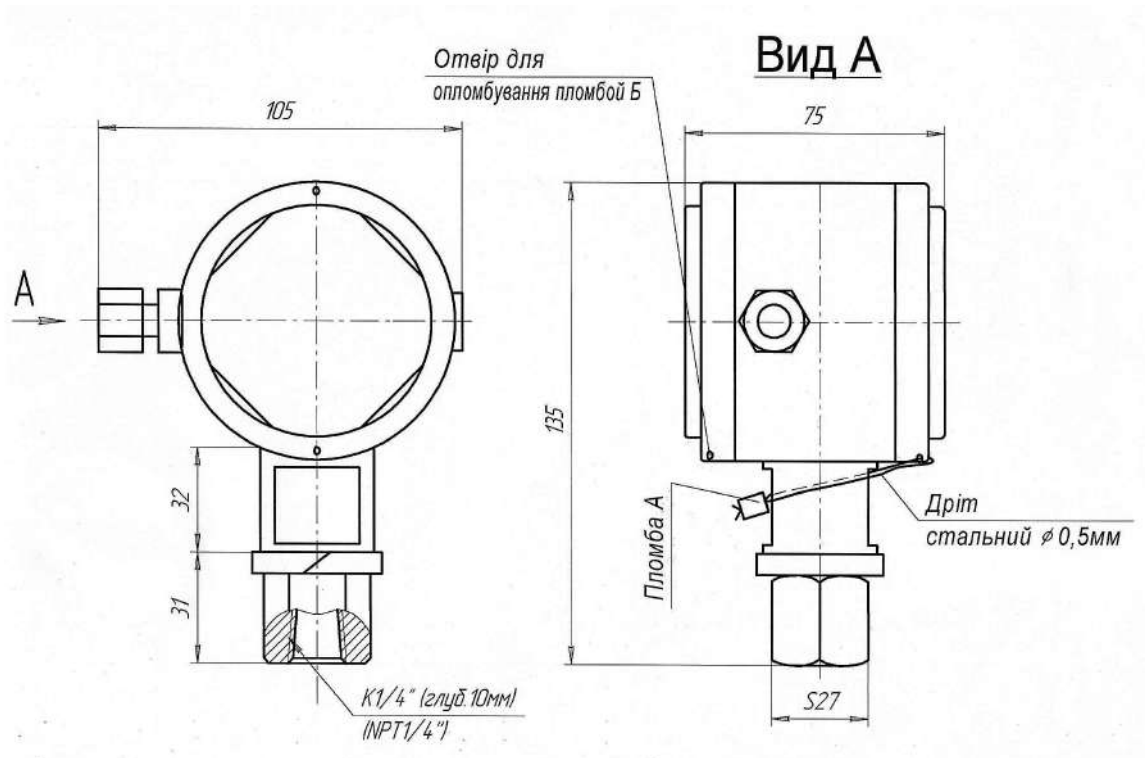


Рис. Л.3 - Схема розміщення пломб на перетворювачі модифікацій ПД-1_-А та ПД-1_-И

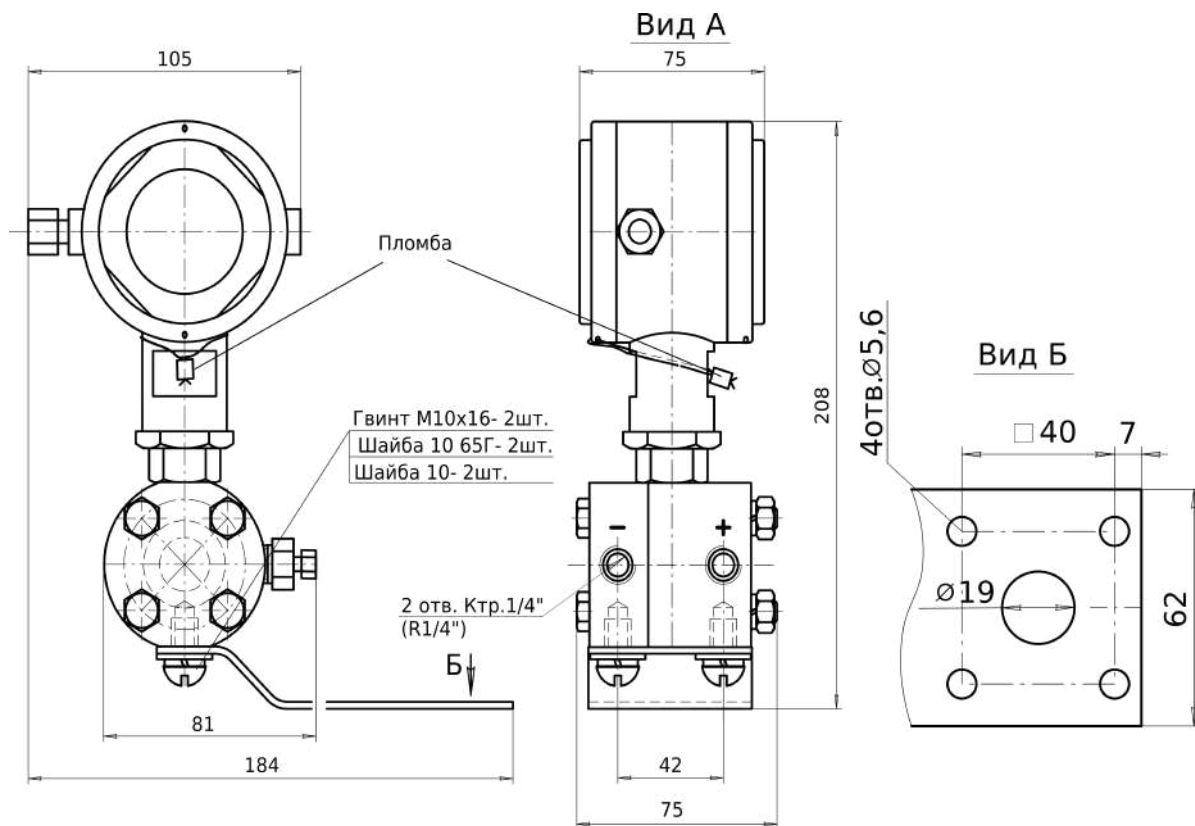


Рис. Л.4 - Схема розміщення пломб на перетворювачі модифікацій ПД-1_-Д

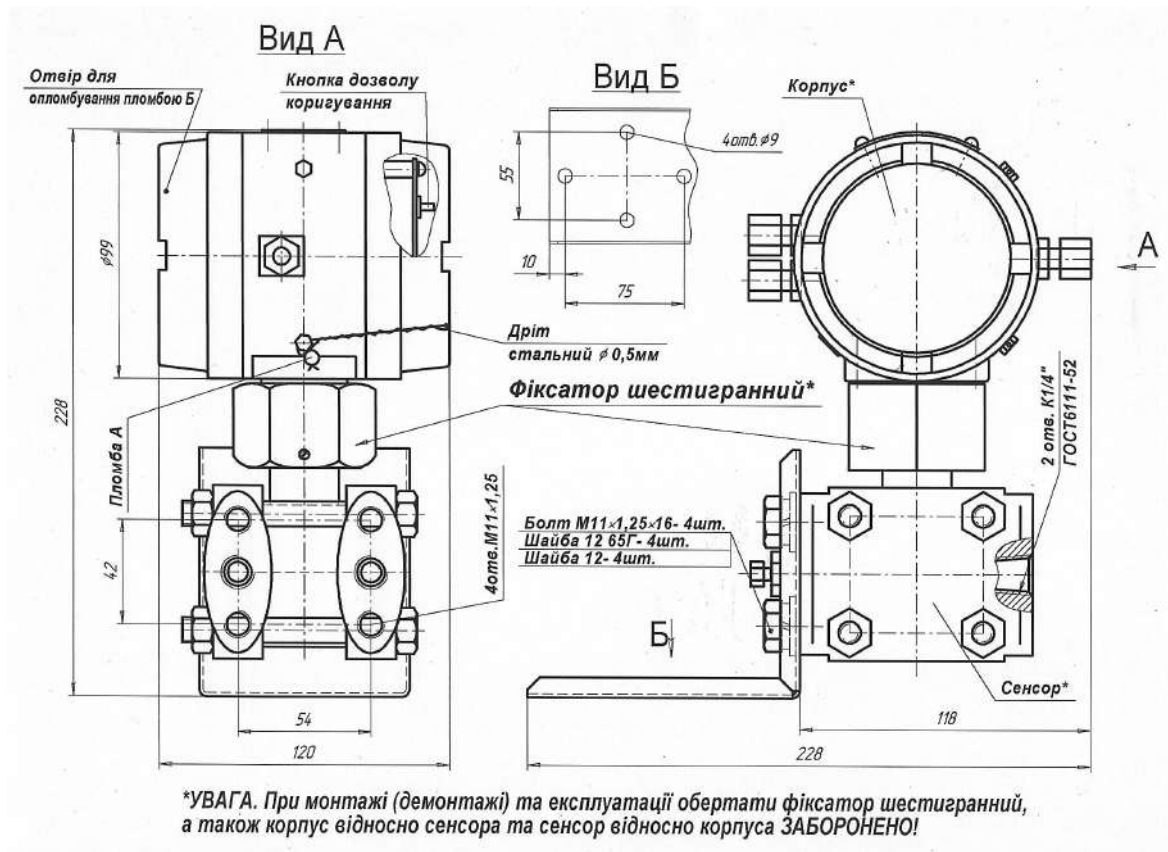
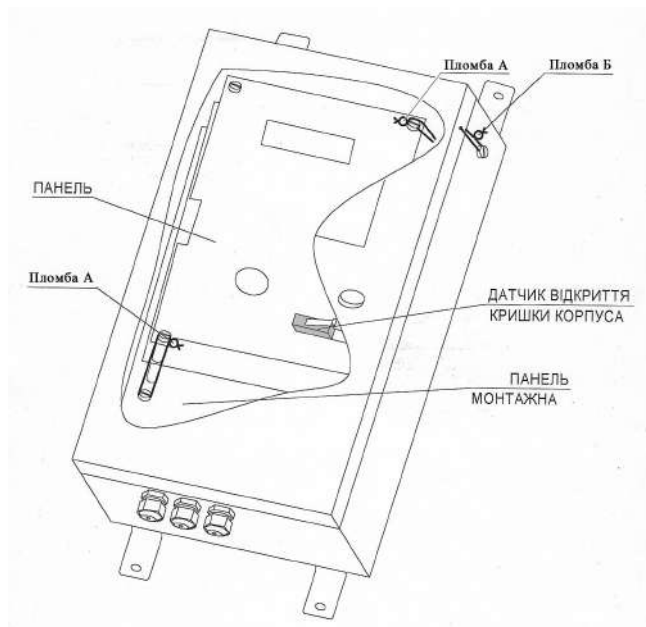


Рис. Л.5 - Габаритні розміри перетворювача модифікації ПД-1-ДА (ПД-1-ДИ) у складі з кронштейном кріплення



а)



б)

Пломба А - місце пломбування фальш-панелі виробником : пломба пластикова.
Пломба Б - місце пломбування персоналом який проводить перевірку.

Рис. Л.6 - Схеми розташування пломб Обчислювача ВР-2

Додаток М
(Обов'язкове)

Перелік нормативних документів (НД), на які є посилання в НЕ

Таблиця М.1

Позначення НД	Найменування НД	Номер пункту НЕ, в якому дане посилання
1	2	3
ГОСТ 9.014-78	Єдина система захисту від корозії і старіння. Тимчасовий протикорозійний захист виробів. Загальні вимоги	4.4.1
ГОСТ 12.1.004-91	ССТБ. Пожежна безпека. Загальні вимоги	4.2.1.3
ГОСТ 12.1.011-78	ССТБ. Суміші вибухонебезпечні. Класифікація і методи випробувань	1.1.5
ГОСТ 12.2.003-91	ССТБ. Обладнання виробниче. Загальні вимоги безпеки	4.2.1.1
ГОСТ 12.2.007.0-91	ССТБ. Вироби електротехнічні. Загальні вимоги безпеки	3.2.1.7, 4.2.1.2, 4.2.2.2
ГОСТ 12.2.020-76	ССТБ. Електрообладнання вибухозахищене. Терміни та визначення. Класифікація. маркування	1.1.4 , 1.1.4.1
ГОСТ 2939-63	Гази. Умови визначення обсягу	1.1.1
ГОСТ 5542-87	Гази горючі природні для промислового і комунально - побутового призначення. Технічні умови	1.1.1
ГОСТ 12997-84	Вироби ГСП. Загальні технічні умови	1.1.3
ГОСТ 14254-96	Ступені захисту, що забезпечуються оболонками (код IP)	1.2.24, 2.1.4
ГОСТ 15150-69	Машини, прилади та інші технічні вироби. Виконання для різних кліматичних районів. Категорії, умови експлуатації, зберігання і транспортування в частині впливу кліматичних факторів зовнішнього газу	1.1.3, 5.2
ГОСТ 18620-86	Вироби електротехнічні. маркування	1.6.1
ГОСТ 22782.5-78	Електрообладнання вибухозахищене з видом вибухозахисту "Іскробезпечне електричне коло". Технічні вимоги і методи випробувань	1.1.4.1, 4.2.1.5
ГОСТ 23170-78	Упаковка для виробів машинобудування. Загальні вимоги	1.7.3
ГОСТ 30319.1-96	Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення фізичних властивостей природного газу, його компонентів і продуктів його переробки	1.2.4, 2.2, 2.3
ГОСТ 30319.2-96	Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення коефіцієнта стисливості	1.2.4, 1.4.6, 2.2, 2.3, Додатки В, Г
ГОСТ 30319.3-96	Газ природний. Методи розрахунку фізичних властивостей. Визначення фізичних властивостей по рівнянню стану	1.2.4, 2.2, 2.3
НПАОП 40.1-1.21-98	Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів	3.2.1.7, 4.1.4, 4.1.5.2
НПАОП 40.1.32-01	Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок	1.1.4, 1.1.4.1, 1.1.5, 3.2.1.7
ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009	Метрологія. Вимірювання витрати та кількості Рідини і газу з застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні положення	Введення, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 2.2, 2.3, Додатки Б, Г, Д
ДСТУ ГОСТ 8.586.2-2009	Метрологія. Вимірювання витрати та кількості Рідини і газу з застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні умови	1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 2.2, 2.3 , Додатки Б, Г, Д

Закінчення Таблиці М1

1	2	3
ДСТУ ГОСТ 8.586.5-2009	Метрологія. Вимірювання витрати та кількості Рідини і газу з застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань	Введення, 1.2.4, 2.2, 2.3 , Додатки Б, Г, Д
ДСТУ EN 12405:2014	Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови	Вступ, 1.2.1, 1.2.2
ДСТУ 2858-94 (ГОСТ 6651-94)	Термоперетворювачі опору. Загальні технічні вимоги і методи випробувань	1.2.16, 2.4.5, 2.6
МВВ 081/24.123-00	Метрологія. Витрата рідин і газів. Методика виконання вимірювань із застосуванням осереднених напірних трубок	Введення, 1.2.1, 1.3.1
Методика повірки МПУ 290/03-2013	Інструкція. Метрологія. комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК», «ФЛОУТЕК-ТМ» та «ФЛОУКОР». Методика повірки.	Введення, 3.2.2.2, 4.3.1.1, 4.3.1.3
РД 16.407-89	Електрообладнання вибухозахищене. Ремонт	4.1.4
ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009	Правила вимірювання витрати газів і рідин стандартними пристроями звуження потоку	Введення, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 1.4.6, 2.2, 2.3, Додатки Б, В, Г, Д

ЛИСТ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

[illegible]