

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»

**КОМПЛЕКСЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ
«ФЛОУТЭК-ТМ»**

Руководство по эксплуатации

АЧСА.421443.001-01 РЭ

Киев

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 Описание и работа Комплексов	4
1.1 Назначение и область применения	4
1.2 Характеристики	5
1.3 Состав Комплексов	13
1.4 Устройство и работа Комплексов	14
1.5 Средства измерения, инструмент и устройства	23
1.6 Маркировка и пломбирование	23
1.7 Упаковка	24
2 Описание и работа составных частей Комплексов	25
3 Использование по назначению	37
3.1 Эксплуатационные ограничения	37
3.2 Подготовка Комплексов к использованию	37
3.3 Использование Комплексов	47
4 Техническое обслуживание	57
4.1 Общие указания	57
4.2 Меры безопасности	58
4.3 Технический осмотр	58
4.4 Консервация	59
5 Хранение и транспортировка	60
6 Утилизация	60
приложение А Форма заказной спецификации Комплексов	61
приложение Б Перечень информации, вводимой в память Вычислителя Комплексов	64
приложение В Перечень диагностических сообщений об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплексов	66
приложение Г Перечень параметров, при изменении которых формируется сообщение о вмешательстве оператора в работу Комплексов	68
приложение Д Перечень данных, входящих в отчеты и протоколы	70
приложение Е Перечень информации, которая выводится на показывающее устройство	79
приложение К Схемы подключения приборов в составе Комплексов	98
приложение Л Схемы размещения пломб на приборах Комплексов	111
приложение М Перечень нормативных документов, на которые ссылки в Н Е	114
Лист регистрации изменений	116

Руководство по эксплуатации (Далее по тексту - РЭ) предназначено для изучения устройства, работы, монтажа и порядка эксплуатации измерительных Комплексов «ФЛОУТЭК-ТМ», АЧСА.421443.001 (далее по тексту - Комплекс).

Руководство по эксплуатации разработано с учетом документов:

- Правила учета природного газа во время его транспортировки по газораспределительным сетям, поставки и расхода (Утверждены Приказом Министерства топлива и энергетики Украины № 618 г., далее по тексту - «Правила учета газа»);

- ГОСТ 8.586.1-2009. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие положения;

- ГОСТ 8.586.5-2009. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений;

- ДСТУ EN 12405:2014. Корректоры к счетчикам газа электронные. Общие технические условия;

- Метрология. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с применением усредненных напорных МВИ 081 / 24.123 - 00 (Далее - Методика МВИ 081 / 24.123)

- инструкция. Метрология. Комплексы измерительные «ФЛОУТЭК», «ФЛОУТЭК-ТМ».

Методика поверки МПУ 290/03-2013 (далее - Методика МПУ 290/03-2013).

При эксплуатации Комплексов следует дополнительно (при необходимости) руководствоваться следующими документами:

1) Вычислитель ПК-В. Паспорт АЧСА.408844.008 ПС;

2) Преобразователь давления измерительный ПД-1. Паспорт АЧСА.406231.005 -012 ПС;

3) Преобразователь температуры измерительный ПТ-1. Паспорт АЧСА.405519.001-15 ПС;

4) Вычислитель объемных и массовых расходов ВР-2 АЧСА.426487.002.

5) Контроллер физико-химических параметров ФХП. Паспорт АЧСА.466453.003 ВС;

6) Барьер искробезопасный БИ-2. Паспорт АЧСА.468243.001 ВС;

7) Барьер искробезопасный БИ-3. Паспорт АЧСА.468243.002 ВС;

8) Барьер искробезопасный БИ-4. Паспорт АЧСА.468243.006 ВС;

9) Барьер искробезопасный БИ-7. Паспорт АЧСА.468243.00 9 ПС;

10) Программное обеспечение Комплекса измерительного ФЛОУТЭК-ТМ.

Руководство оператора АЧСА.00001-01 34 01;

11) Генератор переменного тока ГП-1. Паспорт АЧСА.562115.001 ПС.

В тексте данного документа приняты следующие сокращения и условные обозначения:

АТМ - атмосфера;

БПС - баллон поверочных смесей;

ПТП - трубопровод, в котором осуществляются измерения текущих параметров газа;

НСХП - номинальная статическая характеристика преобразования;

СПД - первичный преобразователь (сенсор) дифференциального давления;

ПМ - измерительный многопараметрический преобразователь;

СД - первичный преобразователь (датчик) абсолютного или избыточного давления;

СПД - первичный преобразователь (датчик) дифференциального давления;

ТС - термопреобразователь сопротивления;

ЭВМ - электронно - вычислительная машина, в т.ч. переносной компьютер;

HART - Highway Addressable Remote Transducer (дистанционный преобразователь с адресацией по магистральному каналу)

N - количество импульсов, поступивших от счетчика, или кодовый выходной сигнал расходомера, в соответствии с текущим значением расхода газа;

Q

P, PH, PL - технологические параметры "Давление" (*PH*), "Высокое давление" (*PH*) и "Низкое давление" (*PL*);

T, t - технологический параметр "Температура";

ΔP, ΔPH, ΔPL - технологические параметры "Дифференциальное давление" ("Перепад давления", *ΔP*), "Дифференциальное давление при максимальном расходе газа" (*ΔPH*) и "Дифференциальное давление при минимальном расходе газа" (*ΔPL*).

Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РЭ, приведен в **Приложении М**.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА КОМПЛЕКСОВ

1.1 Назначение и область применения

1.1.1 Комплексы являются средствами измерительной техники и предназначены для:

- измерения **температуры, давления, плотности, объемного расхода и объема** (далее - параметры) газа, включая горючие **природные газы**, физико-химические параметры которых отвечают ГОСТ 5542;

- вычислений объемного расхода и объема газа, прошедшего через измерительный трубопровод (далее - трубопровод или ИТП) за заданный период времени, с приведением расхода и объема газа к стандартным (нормальным) условиям по ГОСТ 2939;

- **учета объема природного газа** в соответствии с «Правилами учета газа». При этом в вычислитель Комплекса устанавливается программное обеспечение (ПО) одного из **двух типов**:

- ПО первого типа - для продавца газа (далее - **ПО «Продавец»**),
- ПО второго типа - для покупателя газа (далее - **ПО «Покупатель»**).

Существующие версии ПО обеспечивают:

- формирование и хранение в памяти Комплексов в соответствии с «Правилами учета газа» **мгновенных, оперативных, часовых и суточных данных**, а также изменений, вызванных вмешательством оператора в работу Комплексов, и сообщений об аварийных и нештатных ситуациях (далее - аварийные ситуации) в работе Комплексов;

- формирования и передачи информации об измерении расхода и объема газа по цифровому каналу связи в ответ на запросы устройств верхнего уровня, например, ПЭВМ или Комплекса одоризации газа при управлении технологическим процессом одоризации горючих газов;

- вычисление объема газа на диафрагме;

- **совместную работу** со счетчиками и счетчиками-расходомерами газа, в том числе ротационными и турбинными газовыми счетчиками (далее - счетчики), с расходомерами газа, в том числе кориолисовыми или турбинными, ультразвуковыми и вихревыми расходомерами (далее - расходомеры) и с хроматографами газа и другими совместимыми средствами измерительной техники (далее - СИТ) физико-химических параметров газа (газовый хроматограф, преобразователь плотности, гигрометр).

Совместимые с Комплексами преобразователи, счетчики (расходомеры) газа и другие СИТ не рассматриваются как их часть и являются отдельными объектами оценки соответствия.

1.1.2 Комплексы предназначены для длительного непрерывного режима работы и в зависимости от модификации обеспечивают **одновременное обслуживание от одного до трех трубопроводов**.

1.1.3 Комплексы соответствуют Техническому регламенту средств измерительной техники, утвержденному Постановлением КМУ № 163 от 24.02.2016 г. (далее - Технический регламент) и относятся к изделиям:

а) по стойкости к влажности и воде - которые не подлежат для использования в условиях конденсации воды, осадков или ледовых образований. Условия этого класса может быть обеспечено в офисах, определенных цехах и других помещениях для специального применения;

б) стойким к механическим воздействиям - внешние механические условия класс М2;

в) устойчивости к электромагнитным воздействиям - класс Е2;

г) взрывозащищенного исполнения в соответствии с требованиями стандартов EN 50015-50020, EN 50039,

д) **климатического исполнения** - применения при температуре окружающей среды от минус 25 до плюс 55 °С, **специального исполнения** - от минус 40 до плюс 60 °С и относительной влажности до 98% и соответствующие требованиям электромагнитной совместимости в соответствии со стандартом ДСТУ EN 55011:2014;

е) по способу электропитания - питается от источника питания постоянного тока номинальным напряжением 12 В.

ж) по наличию информационной связи - до изделий, предназначенных для информационной связи с другими изделиями;

з) по способу обработки измерительной информации - до изделий, принадлежащих к группе интеллектуальных микропроцессорных приборов.

1.1.4 Комплексы имеют маркировки взрывозащиты **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, соответствуют требованиям ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 и могут устанавливаться **во взрывоопасных зонах.**

1.1.4.1 К вычислителям Комплекса могут подключаться:

- серийные изделия общего назначения, удовлетворяющие требованиям 4.6.24 правил НПАОП 40.1.32-01, например, термопреобразователи сопротивления;
- преобразователи ПД-1 и ПТ-1 выполнены с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» уровня "i" имеют маркировку взрывозащиты исполнения **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, соответствуют требованиям ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 и предназначены для установки во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок согласно стандартов EN 50014-50020, EN 50039 и требованиям главы 4 «Правил устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок. НПАОП 4 0.1.32-01» и других директивных документов, регламентирующих применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

Барьеры **БИ-2, БИ-3, БИ-4 и БИ-7** имеют маркировку взрывозащиты **II (2) G [Ex ib] IIB Gb**, соответствуют требованиям ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017 и предназначены для применения вне взрывоопасных зон.

Применение счетчиков и расходомеров газа и преобразователей в составе Комплексов обязательно согласовывается в установленном порядке, в том числе с аккредитованной испытательной организацией. При этом, значения допустимых электрических параметров внешней нагрузки указанных устройств должны быть не более суммарной индуктивности и емкости соединительной линии и собственных параметров Комплекса.

1.1.5 Комплексы могут эксплуатироваться во взрывоопасных зонах и помещений классов 1 и 2 (согласно главы 4 Правил НПАОП 40.1.32-01), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий **IIA** и **IIB** групп T1, T2 и T3 по ГОСТ 12.1.011.

1.1.6 Комплексы могут применяться для учета, в том числе **коммерческого учета**, газа на промышленных объектах, в том числе на объектах газовой, нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, на объектах коммунального хозяйства, а также в составе автоматизированных систем коммерческого учета.

Объектами являются, в частности, узлы измерения текущих параметров газоизмерительных пунктов, газораспределительных станций (ГРС), компрессорных станций магистральных газопроводов, газораспределительных пунктов и т.д.

1.2 характеристики

1.2.1 Комплексы обеспечивают возможность измерений расхода газа по следующим методам:

а) *по методу переменного перепада давления* на стандартном сужающем устройстве потока, к примеру, на диафрагме и/или на осредняющей напорной **трубке**.

При этом измерение перепада давления осуществляется согласно нормативным документам на сужающие устройства в соответствии с ГОСТ 8.586.1 и ГОСТ 8.586.5 или на осредняющей напорной трубке - по методике МПУ 290/03-2013;

б) *при помощи счетчиков*, имеющих импульсные выходные **сигналы**;

в) *при помощи расходомеров*, имеющих кодовые выходные **сигналы**.

Комплексы обеспечивают преобразование объемного расхода и объема до стандартных условий согласно ДСТУ EN 12405 по одному из следующих методов (согласно заказу):

- преобразование как функция температуры и давления (PTZ - коррекция)

- преобразование как функция температуры (T - коррекция).

1.2.2 В зависимости от используемых для измерений параметров газа измерительных преобразователей и объема выполняемых функций в состав Комплексов входят следующие основные устройства:

- *вычислитель объемных и массовых расходов ВР-2 (далее – вычислитель)*, который обеспечивает измерение объемов газа, проходящих по одному, двум или трем трубопроводам, с приведением объемов расхода к стандартным условиям с внешними апробированными преобразователями давления, разности давлений и температуры, в том числе максимальное количество трубопроводов со счетчиками газа - два.

- вычислитель **ПК -В** (далее - вычислитель)

- комплект измерительных преобразователей абсолютного (избыточного) и разности давлений (дифференциального давления) с цифровыми электрическими выходными сигналами; состав комплекта преобразователей определяется в зависимости от модификации Комплекса и количества трубопроводов;
- цифровые измерительные преобразователи температуры (на каждую трубу один преобразователь);
- счетчик или расходомер газа (на каждый трубопровод один счетчик или расходомер).

В зависимости от модификации могут быть реализованы следующие исполнения и / или их комбинация:

- **исполнение 1:** вычисление объема и расхода газа методом переменного перепада давления с использованием стандартных сужающих устройств в соответствии с ГОСТ 8.586.1, 2, 5,
- **исполнение 2:** автоматическое преобразование количества газа, измеренного при фактических условиях измерения присоединенным счетчиком газа, в количество газа при стандартных условиях.

Доступные модификации комплексов и / или их комбинации соответствуют следующим ограничениям в зависимости от вычислителя, примененного в составе комплекса:

- **модификация комплексов в составе с вычислителем «ВР-2»:** реализуют преобразования и / или вычисления объема одновременно нескольких каналов измерения (суммарно не более трех) с применением **исполнения 1** и / или **исполнения 2** или любых их комбинаций (при условии, что при применении **вычислителя ВР-2** количество трубопроводов со счетчиками газа не может превышать двух на одном вычислителе);
- **модификация комплексов в составе с вычислителем «ПК-В»:** реализуют преобразования и / или вычисления объема с применением **исполнения 1** или **исполнения 2** одновременно только для одного канала измерения.

Перечень модификаций и исполнений Комплексов, которые определяются используемым методом измерения расхода газа, составом и сочетанием перечисленных выше устройств Комплексов, а также количеством трубопроводов, для которых Комплексы осуществляют измерения текущих параметров газа, приведены в приложении А и в заказной спецификации.

Комплексы модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2 включают в себя следующие варианты комплектации:

а) **Вычислитель ПК-В - исполнения 1** для комплексов **ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЭК-ТМ-2-2-2** (старое название устройства - **ПМ-3В**) - конструктивно встроенный в одно изделие преобразователь абсолютного (или избыточного) давления, дифференциального давления и вычислитель объемного расхода и объема газа, проходящих по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема к стандартным условиям. Преобразователь температуры подключен к **ПК-В** по интерфейсу **RS485**;

б) **Вычислитель ПК-В - исполнения 2** для комплексов:

- **ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4** - конструктивно интегрированы в одно изделие измерительный преобразователь абсолютного (или избыточного) давления и вычислитель объемного расхода и объема газа, полученного от счетчика (расходомера) газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема к стандартным условиям. Преобразователь температуры подключен к **ПК-В** по интерфейсу **RS485**;

- **ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4-Т, ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4-Т** - вычислитель без преобразователей давления с функцией температурного корректора объемного расхода и объема газа, полученного от счетчика (расходомера) газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема к стандартным условиям. Преобразователь температуры подключен к **ПК-В** по интерфейсу **RS485**. Значение давления газа применяется при вычислениях как условно

постоянный параметр;

в) Вычислитель ПК-В - исполнения 2 для комплексов:

- **ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6** - комплекс с автономным питанием конструктивно встроенный в одно изделие преобразователь абсолютного (или избыточного) давления и вычислитель объемного расхода и объема газа, полученного от счетчика (расходомера) газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема к стандартным условиям. Преобразователь температуры подключен к **ПК-В** по интерфейсу **RS485**;

- **ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т** - комплекс с автономным питанием (старое название устройства - Корректор микропотребляющий **ПК-В3-Т**, «Температурный корректор»). Вычислитель без преобразователей давления с функцией температурного корректора объемного расхода и объема газа, полученного от счетчика (расходомера) газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема к стандартным условиям. Преобразователь температуры подключен к **ПК-В** по интерфейсу **RS485**. Значение давления газа применяется при вычислениях как условно постоянный параметр. В корпусе Вычислителя **ПК-В** размещается батарея питания, общим напряжением 3,6 В, которая обеспечивает автономную работу этих комплексов. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы Комплекса течение 5 лет (при условии, что обмен информации для снятия отчетов осуществляется 1 раз в месяц на скорости не ниже 9600 бит / с).

Примечание - Все модификации комплексов ФЛОУТЭК-ТМ могут комплектоваться резервным автономным источником электропитанием в местах, где полностью отсутствует питание переменного тока 220 В, на основе газодинамического электрогенератора ГП-1 производства ООО «ДП УКРГАЗТЕХ».

1.2.3 Комплексы обеспечивают ввод в память вычислителя информации, которая характеризует:

- параметры трубопровода (трубопроводов) и измеряемого газа;
- заданные условия измерений и вычислений, выполняемых Комплексом;
- параметры средств измерений, используемых Комплексом.

Перечень информации, вводимой в память вычислителей, приведен в **Приложении Б**.

1.2.4 Комплексы обеспечивают по каждому обслуживаемому трубопроводу:

— измерение:

- температуры газа;
- абсолютного или избыточного давления газа;
- перепада давления газа на стандартном сужающем устройстве или на осредняющей напорной трубке (далее - дифференциальное давление);
- объемного расхода газа;

- расчет значений расхода и объема газа при рабочих условиях на основании последовательности импульсов, поступающих от счетчика газа или непосредственного считывания этих данных объема и расхода от расходомера по «цифровым» интерфейса ;

- вычислитель по заказу может формировать также электрический кодовый выходной сигнал, обеспечивающий обмен информации с ЭВМ по интерфейсу RS232, RS485 или USB.

- вычисление объемного расхода и объема газа по стандартным условиям по формулам, приведенным в ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3, других действующих нормативных документов. Расчет коэффициента сжимаемости газа обеспечивается методом **SGERG-88 мод., AGA8; GERG-91 мод. (ГОСТ 30319- 9 6)**;

- вычисление средних значений дифференциального и абсолютного (избыточного) давления, температуры и плотности газа, а также значений объема газа по заданный оперативный интервал суммирования и усреднения измерительной информации (далее - оперативный интервал времени), за интервал продолжительностью 1 час (далее - часовой интервал) и контрактные сутки. Контрактным круглосуточно считается 24-часовой период времени между контрактными часами соседние суток;

- преобразование информации, сформированной при измерениях и вычислениях, дискретные выходные сигналы, типа «открытый коллектор». Перечень информации, подлежащей преобразованию - в соответствии с заказом;

- формирование и передачу в ответ на запросы ЭВМ верхнего уровня информации о результатах измерений и вычислений по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232 или RS485 или с другим интерфейсом.

1.2.5 Продолжительность одной процедуры измерений и вычислений, выполняемых Комплексами согласно 1.2.4 РЭ для одного трубопровода, не превышает:

- комплекс, использующий вычислитель с внешним источником электропитания, - 1 с;
- комплекс, использующий вычислитель с автономным электропитанием, - 30 с.

Процедура измерений и вычислений повторяется периодически, образуя цикл измерений и вычислений (далее - цикл расчета). Выходные данные Комплексов обновляются один раз за цикл расчета.

Период цикла расчета для Комплексов, использующие Вычислитель ПК-В с автономным электропитанием может быть выбран пользователем из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 с.

1.2.6 Комплексы обеспечивают хранение в памяти вычислителя **оперативных данных** (данных за конфигурируемый интервал времени в минутах), **часовых данных** (данных за часовой интервал) и **суточных данных** (данных за суточный интервал) в виде записей, содержащих:

- средние значения дифференциального давления, абсолютного (избыточного) давления, температуры и плотности газа, а также значения объема газа за заданный оперативный интервал времени, за часовой интервал и за контрактные сутки;

- дату и время начала и конца периода, к которому относятся данные.

1.2.6.1 Объем памяти вычислителя позволяет хранить по каждому трубопроводу записи данных:

- суточных данных - за **шесть последних месяцев**
- почасовых данных - за **два последних месяца**;
- Оперативные данные - не менее **3600 записей**.

1.2.6.2 Объем памяти вычислителя ПК-В Комплексов **модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т** с автономным питанием позволяет хранить записи:

- суточных данных - за **шесть последних месяцев**;
- часовых данных - за **два последних месяца**.

1.2.6.3 Вычислитель выполняет с начала контрактных суток:

- **раздельный учет объемов газа**, полученных при нормальной работе и при наличии аварийной ситуации в работе Комплекса (для версии ПО “Покупатель”), либо **учет только суммарных объемов газа** (для версии ПО “Продавец”);

- раздельный учет длительности аварийных ситуаций, разбитых на пять групп согласно 1.2.7.1 РЭ (только для версии ПО “Покупатель”).

Отнесение объема к “аварийному” начинается после того, как суммарная длительность нештатных ситуаций с начала контрактных суток **без разделения по видам превысит 60 с**.

1.2.6.4 За период паузы в работе Комплексов при аварийных ситуациях заполнение базы данных учета объема газа выполняется по последним до паузы значениям измеряемых параметров газа. Причем, при суммарной длительности паузы больше 60 с за сутки выполняется отдельно от основной базы данных **заполнение дополнительной базы данных при аварийных ситуациях**.

Данные по длительности аварийных ситуаций по видам сохраняются в памяти Комплексов за **шесть последних месяцев**, но не более **1200 записей**. При этом аварийный объем сохраняется за тот же период времени, что и штатный объем.

1.2.6.5 Вычислитель оснащен **картой памяти**, предназначенной для хранения мгновенных (циклических) данных за последние 60 суток. На карте хранятся постоянно обновляемые три файла, в которые записываются мгновенные значения давления, дифференциального давления (или увеличение объема при рабочих условиях), температура, расход, состояние и значения вычислений с циклом 1 секунда.

Для вычислителя также хранятся мгновенные значения CO₂, N₂, плотности газа.

Дополнительно для вычислителя возможно конфигурирование хранения мгновенных значений плотности газа, теплоты сгорания, энергии.

При необходимости, карту памяти можно снять с вычислителя для переноса информации на ПК (ЭВМ). Для этой процедуры необходимо использовать программу

ConCor.

Примечание; В Вычислителе ВР-2 доступ к карте памяти происходит без нарушения целостности пломб производителя, в отличие от Вычислителя ПК-В, конструктивные особенности которого предусматривают снятие пломбы и доступ к карте памяти только в присутствии официального представителя предприятия-изготовителя с последующим пломбированием вычислителя.

1.2.7 Вычислители Комплексов обнаруживают и запоминают **не менее 1000 отклонений** от нормальной работы Комплексов при однониточном варианте конфигурации (аварийные и нештатные ситуации).

По каждому отклонению Вычислители Комплексов формируют и хранят в своей памяти диагностическое сообщение, содержащее дату и время обнаружения отклонения, а также значение объема газа при стандартных условиях, накопленного от начала контрактных суток до момента обнаружения отклонения. При этом, время фиксируется с дискретностью, равной периоду цикла расчета.

Перечень диагностических сообщений об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплексов, сохраняемых в памяти вычислителя, приведен в **Приложении В**.

1.2.7.1 Учет длительности аварийных ситуаций ведется согласно «Правилам учета газа» **по пяти группам:**

- измерительные аварийные ситуации;
- методические аварийные ситуации;
- ситуации, при которых текущие значения измеряемых величин заменены на константы без согласования с другой стороной договора на поставку газа (далее - **несанкционированный перевод на константы**);

- текущее значение дифференциального давления (перепада давления) или/и абсолютного (избыточного) давления ниже нижнего предела измерений (НПИ);

- отсутствие напряжения электрического питания Комплекса.

1.2.7.2 К **измерительным аварийным ситуациям** относятся следующие ситуации:

- выход измеряемых параметров за допускаемые (аттестованные) пределы измерений;
- неизвестная единица измерений;
- неисправность измерительных преобразователей Комплекса (в том числе отсутствие связи с преобразователем).

1.2.7.3 К **методическим аварийным ситуациям** относятся следующие ситуации:

- выход измеряемых параметров за пределы, заданные по условиям учета газа согласно документам, которые регламентируют расчет;

- выход за допустимые пределы соотношения дифференциального давления и абсолютного давления при контроле параметров газа;

- выход промежуточных результатов расчета за пределы, установленные документами, которые регламентируют расчет.

1.2.8 Вычислители Комплексов обнаруживают и запоминают в своей памяти **не меньше 1000 сообщений** о вмешательствах оператора в работу Комплексов.

Каждое сообщение содержит номер ИТП, наименование измененного параметра, прежнее и новое значения параметра, дату и время внесения изменения. При этом, время фиксируется с дискретностью, равной периоду цикла расчета.

Перечень параметров, при изменении которых формируются сообщения о вмешательствах оператора в работу Комплексов, приведен в **Приложении Г**.

1.2.9 Комплексы обеспечивают взаимодействие с оператором посредством ЭВМ, подключаемой к вычислителю по каналу связи с последовательным интерфейсом, на скоростях:

1 200; 2 400; 4 800; 9 600; 19 200; 38 400; 57 600 или **115 200 бит/с;**

1.2.10 При необходимости, Комплексы обеспечивают калибровку каналов измерений и преобразований вычислителя путем введения в память вычислителя параметров НСХП измеряемой величины в соответствии с 3.3.2.3 РЭ.

Калибровка измерительных преобразователей с кодовыми выходными сигналами выполняется отдельно от вычислителя. При этом, для обслуживания преобразователей, работающих по открытому цифровому протоколу «HART Field Communications Protocol» (A Technical Overview, Revision 2, 1994, USA, далее - протокол HART) может использоваться модем

HART с соответствующим программным обеспечением. Калибровку преобразователей выполняет предприятие-изготовитель при выпуске Комплексов из производства.

1.2.11 При использовании ЭВМ Комплексы обеспечивают:

- ввод в память вычислителя, вывод на экран дисплея ЭВМ (далее - дисплей ЭВМ) и корректировку данных, указанных в 1.2.3 РЭ;
- замену информации об измерениях параметров газа на константы;
- вывод на дисплей ЭВМ информации, формируемой при выполнении функций по 1.2.4 и 1.2.6 - 1.2.8 РЭ;
- формирование на базе архивных данных, полученных при выполнении функций по 1.2.4 и 1.2.6 - 1.2.8 РЭ, **суточного и месячного отчетов, протокола вмешательств в работу вычислителя и протокола регистрации аварийных ситуаций.**

Перечень данных, которые должны содержаться в отчетах и протоколах, а также формы отчетов приведены в **Приложении Д**.

Примечание - Если Комплекс осуществляет учет газа, проходящего по двум или трем трубопроводам, отчеты и протоколы составляются отдельно для каждого трубопровода.

1.2.12 Комплексы обеспечивают вывод на цифровое показывающее устройство вычислителя информации, перечень которой приведен в **Приложении Ж**.

1.2.13 Количество разрядов цифрового показывающего устройства вычислителя:

- при индикации числовых значений измеренных и вычисленных физических величин
 - не менее 9 для вычислителя ВР-2 и 7 для вычислителя ПК-В с учетом точки, которая отделяет дробную часть числа;
- при индикации обозначений единиц измерений - не более 6.

1.2.14 Измерительные преобразователи, входящие в состав Комплексов или работающие совместно с Комплексами, имеют следующие основные характеристики:

- верхний предел измерений устанавливается (согласно заказу) в диапазонах:
 - от **100 кПа до 10 Мпа** - для **абсолютного** давления;
 - от **6,0 кПа до 25 Мпа** - для **избыточного** давления;
 - от **1,0 до 250 кПа** - для **дифференциального** давления;
- диапазон измерений температуры газа устанавливается (согласно заказу) в диапазоне от **минус 40 до плюс 100 °С** с разницей между пределами измерений 100 °С;
- длина погружной части ТС выбирается (согласно заказу) в диапазоне от **80 до 800 мм**;
- пределы допускаемой основной приведенной погрешности при измерениях абсолютного, избыточного и дифференциального давления составляют: **±0,075** или **±0,1%** верхнего предела измерений;
- пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерениях температуры с учетом погрешности термосопротивления (ТС) - **±0,1** или **±0,3 °С** или **0,5 °С**.

Примечания :

1 По желанию заказчика значение верхнего предела измерений давления может быть представлено в других единицах измерения ($\text{кгс}/\text{м}^2$, $\text{кгс}/\text{см}^2$),

2 Для температурного корректора (без преобразователя давления) диапазон установки константы по абсолютным давлением определяется согласно действующим нормативным документам.

3 При использовании в составе Комплексов цифровых измерительных многопараметрических преобразователей (сдвоенных ΔP , и P) в преобразователях при измерениях дифференциального давления обеспечивается динамическая смена максимальной верхней предела измерений в зависимости от текущего значения дифференциального давления с поочередной установкой значений верхней границы **100 кПа, 63 кПа и 6,3 кПа**.

При этом в эксплуатационной документации и на табличке измерительных многопараметрических преобразователей указывается наибольшее значение верхнего предела измерений дифференциального давления, начиная с которого для каждого меньшего автоматически устанавливается значение верхнего предела измерений обеспечивается заданная точность измерений в диапазоне **1:10**. Эти значения могут отличаться в соответствии с заказом по верхней границе измерения, но нижняя граница при этом не может быть установлена ниже допустимых значений для верхних границ.

По дополнительному заказу для устанавливаемого меньшего значения верхнего предела измерений дифференциального давления обеспечивается работа преобразователей с заданной точностью в расширенном диапазоне 1: 100.

1.2.15 Счетчики и расходомеры, входящие в состав Комплексов или работающие совместно с Комплексами, имеют импульсные («сухой контакт», «открытый коллектор» или «NAMUR») и кодовые (цифровые) выходные сигналы.

Импульсный сигнал, должен соответствовать одному из двух типов:

- НЧ-импульсный сигнал (максимальная частота не должна превышать 100 Гц с объемного расхода Q_{max} , что соответствует верхней границе измерения счетчика в фактических условиях; минимальная длительность импульса 5 мс; номинальное напряжение коммутируемый 12 В; ток короткого замыкания ≤ 10 мА)

- ВЧ-импульсный сигнал (максимальная частота не должна превышать 5 кГц при объемного расхода Q_{max} , что соответствует верхней границе измерения счетчика за фактических условий);

Примечание:

1) Импульсный сигнал типа СК может быть только НЧ.

2) Для Вычислителя ПК-В включения или отключения фильтра и выбор типа сигнала осуществляется программным путем при его конфигурировании.

3) Вычислитель ВР-2 по умолчанию принимает от счетчиков НЧ-импульсный сигнал через встроенный НЧ-импульсный фильтр.

4) При необходимости работы Вычислителя ВР-2 со счетчиками, которые работают с ВЧ-импульсными сигналами, предприятие-производитель (согласно заказу) дополнительно устанавливает в вычислитель ВР-2 ВЧ-импульсный фильтр.

5) Номинальное количество импульсов на один метр кубический среды задается в параметрах вычислителя.

Кодовые (цифровые) выходные сигналы совместимы с интерфейсом RS485 и / или цифровым сигналом, совместимым с протоколом HART.

1.2.16 Вычислитель формирует кодовый выходной сигнал, обеспечивающий обмен информации с ЭВМ по интерфейс в **RS232, RS485, USB или PLI**.

1.2.17 Пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя при обработке входных сигналов и вычислении параметров газа составляют $\pm 0,02$ %.

1.2.18 Преобразователи в модификациях ПД-1-ДА и ПД-1-ДИ, при подключении к клеммным колодкам платинового сенсора температуры, дополнительно обеспечивают измерение температуры с характеристиками преобразователя температуры измерительного ПТ-1-П.

1.2.19 Пределы дополнительной погрешности преобразователей давления от изменения температуры окружающего воздуха в диапазоне от минус 40 до 60 ° С составляют $\pm 0,025$ % диапазона измерений давления.

1.2.20 Типичные значения максимальной допустимой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа с помощью счетчика или расходомера (МДП комплексов **исполнения 2** в составе с преобразователями и / или ЗСТ давления, дифференциального давления и температуры, при преобразовании объема газа, измеренного подключенным счетчиком, приведены в Таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Границы максимальной допустимой относительной погрешности Комплексов модификаций **ФЛОУТЭК - ТМ - 1** и **ФЛОУТЭК - ТМ – 2** при измерениях расхода и объема газа с помощью измерительных преобразователей с кодовыми выходными сигналами.

Индикация или составляющая	Номинальные рабочие условия		
	0,25	0,35	0,45
МДП для PTZ преобразования, δ_c (%)	0,25	0,35	0,45
Преобразование /вычисление, δ_f (%)	0,02	0,02	0,02
Преобразование / измерение температуры, Δ_T (°C)	0,1	0,3	0,5
Преобразование /измерение давления, γ_p (%)	0,075	0,075	0,1
МДП для T преобразования (значение давления задано как постоянная величина), δ_c (%)	0,1	0,15	0,25

Максимально допустимая погрешность (МДП) комплексов при автоматическом преобразовании объема газа, измеренного счетчиком газа, к которому он подключен, без учета погрешности счетчика газа, определяется зависимостью:

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

где: δ_f - МДП комплексов при вычислениях и преобразовании объема газа;
 δ_p - МДП преобразования и / или измерения давления;
 δ_T - МДП преобразования и / или измерения температуры.

1.2.21 Максимально допустимые относительные погрешности Комплексов при измерениях расхода и объема газа δ_c (без учета составляющей, вносимой методическими погрешностями при использовании СУ или ОНТ) в диапазоне изменения давления газа от $0,2P_{\max}$ до P_{\max} и основной абсолютной погрешности при измерениях температуры $\pm 0, 3^\circ\text{C}$ соответствуют значениям, приведенным в таблице 1.2.

В диапазоне изменения давления газа от $0,1P_{\max}$ до $0,2P_{\max}$, приведены в Таблице 1.2 значение δ_c увеличиваются на $0,1\%$.

Таблица 1.2 - Максимально допустимые относительные погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа с помощью измерительных преобразователей с кодовыми выходными сигналами (методом перепада).

	МДП в зависимости от диапазонов измерения / преобразования дифференциального давления					
	$0,1 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p \geq \Delta p_{\max}$		$0,01 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p > 0,1 \cdot \Delta p_{\max}$		$0,001 \cdot \Delta p_{\max} \geq \Delta p > 0,01 \cdot \Delta p_{\max}$	
$\gamma_{\Delta P}, \%$	0,075	0,10	0,075	0,10	0,075	0,10
$\gamma_P, \%$	0,075	0,10	0,075	0,10	0,075	0,10
$\delta_c, \%$	0,30	0,35	0,50	0,55	1,75	1,80

Примечания

1. Для измерительных преобразователей дифференциального давления указаны границы погрешности ($\pm 0,075\%$) для диапазона 100 кПа и вторым 63 кПа верхними пределами измерений. Для диапазона с третьим - $6,3 \text{ кПа}$, верхним пределом измерений, границы погрешности равны $\pm 0,1\%$.

2. Измерительные преобразователи дифференциального давления с диапазоном измерения до $\pm 0,001P_{\max}$ поставляются по специальному заказу.

3. В составе Комплексов могут применяться преобразователи с меньшими $0,075\%$ погрешностями, но для удобства в эксплуатации они за погрешностями относятся к преобразователям с погрешностью $0,075\%$

4. $\gamma_{\Delta P}, \gamma_P$ - Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительных преобразователей дифференциального и абсолютного (избыточного) давления, %.

1.2.22 МДП вычислителя при регистрации временных интервалов составляют 5 с за 24 часа .

1.2.23 Эксплуатация Комплексов допускается при следующих условиях:

- температура окружающей среды от минус 40 до плюс 60°C ;
- относительная влажность до 98% при температуре плюс 35°C и более низких значениях температуры без конденсации влаги;
- атмосферное давление от 84 до 107 кПа (от 630 до 800 мм рт.ст.);
- синусоидальные вибрации частотой от 10 до 55 Гц с амплитудой смещения до $0,15 \text{ мм}$.

1.2.24 В рабочих условиях эксплуатации не допускаются падения с высоты и удары по корпусу технических средств Комплексов.

1.2.25 По защищенности от проникновения внутрь корпусов твердых частиц, пыли и воды корпуса составных частей Комплексов соответствуют следующим степеням защиты:

- корпус Вычислителя ПК-В (старое название ПМ-3В) - не ниже IP65 ;
- корпус Вычислителя ВР-2 - не ниже IP65 .

- корпуса измерительных преобразователей абсолютного, избыточного и дифференциального давления ПД-1 - не ниже IP65;

- корпуса измерительных преобразователей температуры ПТ-1 - не ниже IP65.

1.2.26 Питание комплекса осуществляется от сети переменного тока напряжением от 120 до 250 В и частотой (50 ± 5) Гц (далее - сетевое напряжение).

При исчезновении или аварийном снижении напряжения Комплексы автоматически переходят на питание от резервного источника постоянного тока (аккумулятора, аккумуляторной батареи) с номинальным напряжением 12 В и номинальной емкостью от 18 до 26 А * час (согласно заказа). Этим обеспечивается сохранение сформированной комплексом информации и нормальную работу комплекса в течение не менее 100 часов.

При снижении напряжения резервного источника до минимально допустимого значения 11 В, Комплексы прекращают все вычисления и только выполняют режим сохранения всех архивных данных.

1.2.27 Мощность, потребляемая Комплексами модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 (Без учета потребностей счетчика-расходомера), не превышает - 5,9 ВА;

Мощность, потребляемая Комплексами модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2 (без учета потребностей счетчика-расходомера), не превышает - 3,8 ВА;

1.2.28 Мощность, потребляемая Комплексами модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 (с автономным питанием) не превышает:

- при обмене информацией - 50 мВт ;
- в режиме ожидания - 0,15 мВт .

1.2.29 Время готовности Комплексов к работе - не более 120 с.

1.2.30 Средний срок службы Комплексов - не менее 10 лет.

1.3 Состав Комплексов

1.3.1 В зависимости от исполнения, модификации, конфигурации и количества линий (каналов) измерения в составе Комплексов, применяется оборудование, перечень которого и функциональное назначение устройств приведены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Состав Комплексов

Наименование устройства	Количество (в зависим. от типа преобразователя)	Функциональное назначение устройства	Примечание
1	3	5	6
Комплекс измерительный «ФЛОУТЭК-ТМ», АЧСА.421443.001, в составе:			Исполнение в соответствии с заказом
1 Вычислитель объемного и массового расхода ВР-2	1 шт.	Вычисление расхода и объема газа	Исполнение в соответствии с заказом
2 Вычислитель ПК-В АЧСА.408844.008	1 шт.	Измерение параметров и вычисление расхода и объема газа	Исполнение в соответствии с заказом
3 Преобразователь давления ПД-1 АЧСА.406231.005-012	до 6 шт.	Измерение абсолютного или избыточного и дифференциального давления	тип и количество в соответствии с заказом
4 Преобразователь температуры измерительный ПТ-1 АЧСА.405519.001	до 3 шт.	Измерение температуры	тип и количество в соответствии с заказом
5 Счетчик-расходомер и/или расходомер	до 2 шт.	Измерение расхода или объема газа	тип в соответствии с заказом
6 Искробезопасный барьер БИ-2 БИ-3, БИ-4, БИ-7	до 3 шт.	Разделение цепей устройств, расположенных во взрывоопасной и взрывобезопасной зонах	тип и количество в соответствии с заказом

7 Контроллер источника питания КИП-1, АЧСА.468364.001	1 шт.	Обеспечение бесперебойного электропитания	Поставка в соответствии с заказом
8 Источник питания ДЖИ 12/3, АЧСА.436234.005	1 шт.	Электропитание устройств	с аккумулятором 12 В
Примечание: 1 Для Комплекса коммерческого учета природного газа и при давлении в измерительном трубопроводе до 2,1 МПа (включительно), в комплект поставки для измерения давления входят измерительные преобразователи абсолютного давления. 2 Допускается замена устройств поз. 3, 4 на устройства, аналогичные по функциональному назначению характеристикам.			

1.3.5 Габаритные размеры и масса устройств, входящих в состав Комплексов, приведенные в Таблице 1.8.

Таблица 1.8 - Габаритные размеры и масса устройств, входящих в состав Комплексов

Наименование устройств	Габаритные размеры, мм			масса, не более, кг
	ширина	высота	толщина	
1 Вычислитель объемных и массовых расходов ВР	210	360	100	3,2
2 Преобразователь измерительный вычислитель ПК-В	140	240	130	4,5
3 Преобразователь измерительный давления ПД-1	130	190	150	2,5
4 Преобразователь измерительный температуры ПТ-1 (без ТС)	77	115	42	0,5
5 Преобразователь сопротивления преобразователя температуры ПТ (без длины погружной части ни)	60	135	175	1,0
6 Преобразователь интерфейсов RS232/BELL202	150	200	60	0,4
7 Преобразователь интерфейсов RS232/RS485	155	170	60	0,4
8 Устройство сопряжения Комплексов УСК	155	170	60	0,4
9 Искробезопасный барьер (БИ-2, БИ-3, БИ-4, БИ-7)	157	58	95	0,5
10 Источник питания ИПИ 12/3	140	140	65	1,0
11 Аккумулятор	170	130	160	9,6
12 Контроллер источника питания КИП-1	150	160	60	0,4
Примечание - Габаритные размеры и масса измерительных преобразователей давления, температуры, расходомеров, аккумуляторов, переносного устройства для обслуживания цифровых измерительных преобразователей и персонального переносного компьютера, которые входят в состав Комплексов, должны соответствовать технической документации производителя.				

1.4 Устройство и работа Комплексов

1.4.1 Структурные схемы Комплексов приведены на Рисунках 1.1 - 1.9.

1.4.2 При размещении вычислителя во взрывоопасной зоне, информация, сформированная измерительными приборами, передается в вычислитель по линиям связи на базе интерфейсов Bell202, PLI, RS485. При использовании счетчика, который имеет импульсный выходной сигнал, сбор и обработку исходных сигналов измерительных преобразователей и счетчика осуществляет вычислитель. Передача накопленной вычислителем информации в переносную ЭВМ или ЭВМ верхнего уровня осуществляется через искробезопасный барьер интерфейсом RS232 и/или RS485.

При размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне, информация, сформированная измерительными приборами, передается в вычислитель через искробезопасные барьеры.

1.4.3 При получении информации, вычислитель, после обработки входных сигналов, выполняет функции по 1.2.4 и 1.2.6 - 1.2.8 РЭ по заданному алгоритму.

1.4.4 При измерении объема газа с помощью установленного в трубопроводе счетчика, вычислитель **вычисляет объем газа в рабочих условиях V_0 , в m^3 по формуле:**

$$V_0 = \frac{N}{K_N} \quad (1.1)$$

где N - количество импульсов, поступивших от счетчика;

K_N - количество импульсов, которое выдает счетчик при прохождении через него $1 m^3$ газа, $1/m^3$.

Объем V , приведенный к стандартным условиям, вычислитель вычисляет по формуле:

$$V = V_0 * \frac{P}{P_{c.y.}} * \frac{T_{c.y.}}{T} * \frac{1}{K} \quad (1.2)$$

где $P_{c.y.}$, $T_{c.y.}$ - абсолютное давление и температура стандартных условий

P , T - абсолютное давление и температура в условиях измерения газа;

K - коэффициент сжимаемости газа, который рассчитывается по формулам, приведенным в ГОСТ 30319.2.

Для оценки мгновенного объемного расхода газа (Q) через счетчик вычисляет значение расхода, в $м^3/ч$, по формуле:

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

где $t_{и}$ - длительность периода импульсов, поступающих от счетчика, с.

Полученное значение расхода газа служит для обеспечения технологического контроля за прохождением газа по трубопроводу. Пределы допускаемой статической погрешности Комплекса при вычислении расхода газа по результатам измерений объема газа в рабочих условиях не превышают $\pm 1,0\%$.

1.4.5 При измерении расхода и/или объема газа, Комплексы на базе вычислителя ВР-2 могут одновременно обслужить:

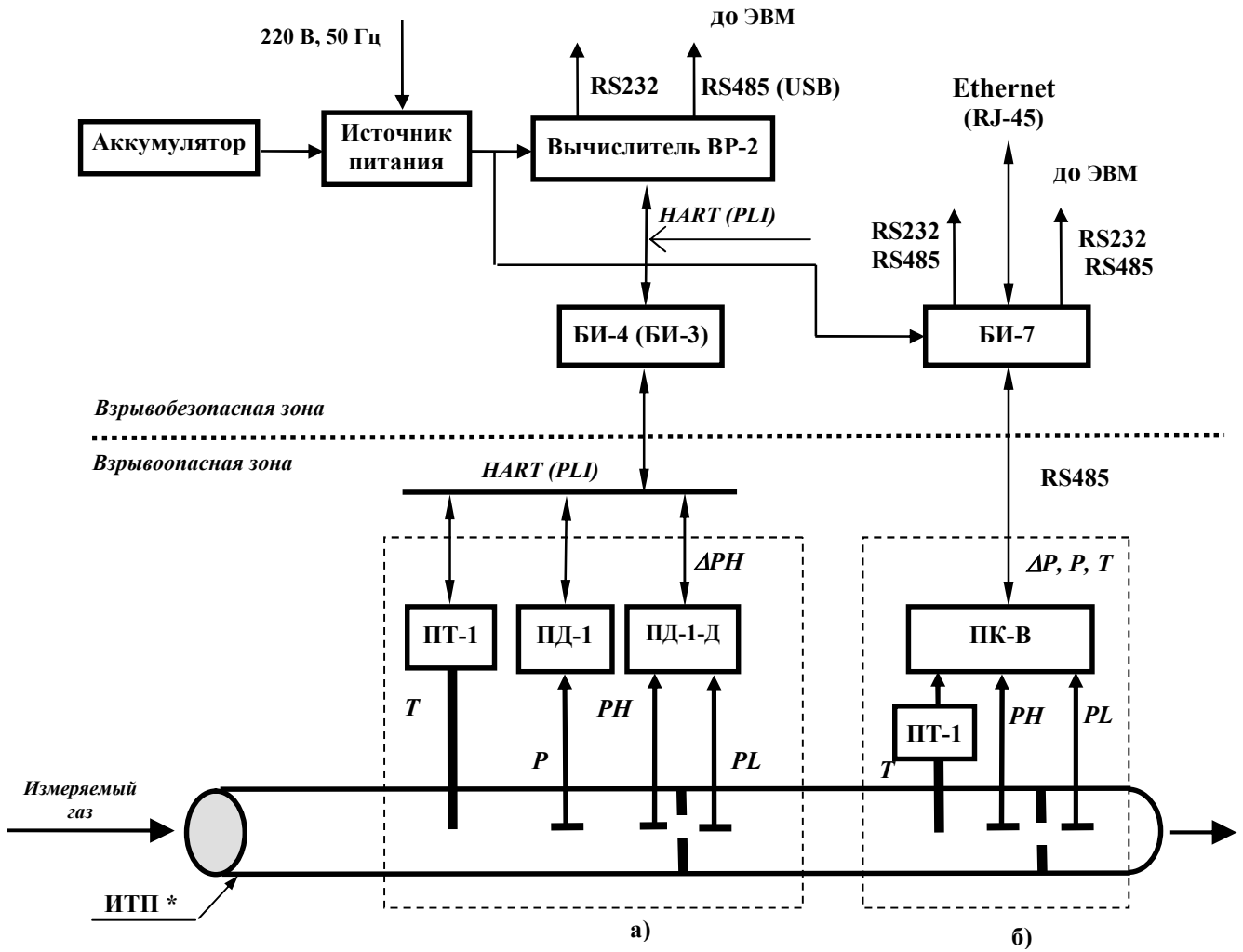
- при использовании комплекта цифровых измерительных преобразователей температуры и давления и счетчиков (расходомеров) - **два трубопровода**. При измерении расхода по методу переменного перепада давления в комплект входят преобразователи температуры и абсолютного (избыточного) давления и один или два (сдвоенных) преобразователя дифференциального давления (рисунок 1.7). При измерении объема газа с помощью счетчиков и расходомеров в комплект входят преобразователи температуры и абсолютного (избыточного) давления и расходомеры с кодовым выходным сигналом (рис. 1.8) или счетчики с импульсным выходным сигналом (рисунок 1.9);

- при использовании измерительных преобразователей ПД-1-ДА - **три трубопровода** (рис.1.9).

1.4.6 Электропитание Комплексов **модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-Х, ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х**, (где - «Х» означает возможные варианты комплектации измерительными устройствами) осуществляется от источника питания (ИП), преобразующего напряжение промышленной сети переменного тока (220 В, 50 Гц), в стабилизированное напряжение постоянного тока. При исчезновении или аварийном снижении сетевого напряжения в ИП осуществляется автоматическое переключение цепей питания на резервный источник питания постоянного тока (аккумулятор, аккумуляторная батарея).

В местах, где полностью отсутствуют сети переменного током 220 В электропитание Комплексов **модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т** осуществляется от литиевой батареи, конструктивно установленной в корпусе вычислителя ПК-В, или осуществляется от внешнего источника электропитания на основе **Газодинамического электрогенератора ГП-1** производства ООО «ДП УКРГАЗТЕХ».

1.4.7 Для обеспечения совместной работы с хроматографом газа используется контроллер хроматографа, который осуществляет обработку и передачу получаемой от хроматографа информации о составе газа во все Комплексы коммерческого учета газа, и преобразователь интерфейсов RS232/RS485 (рис. 1.10).

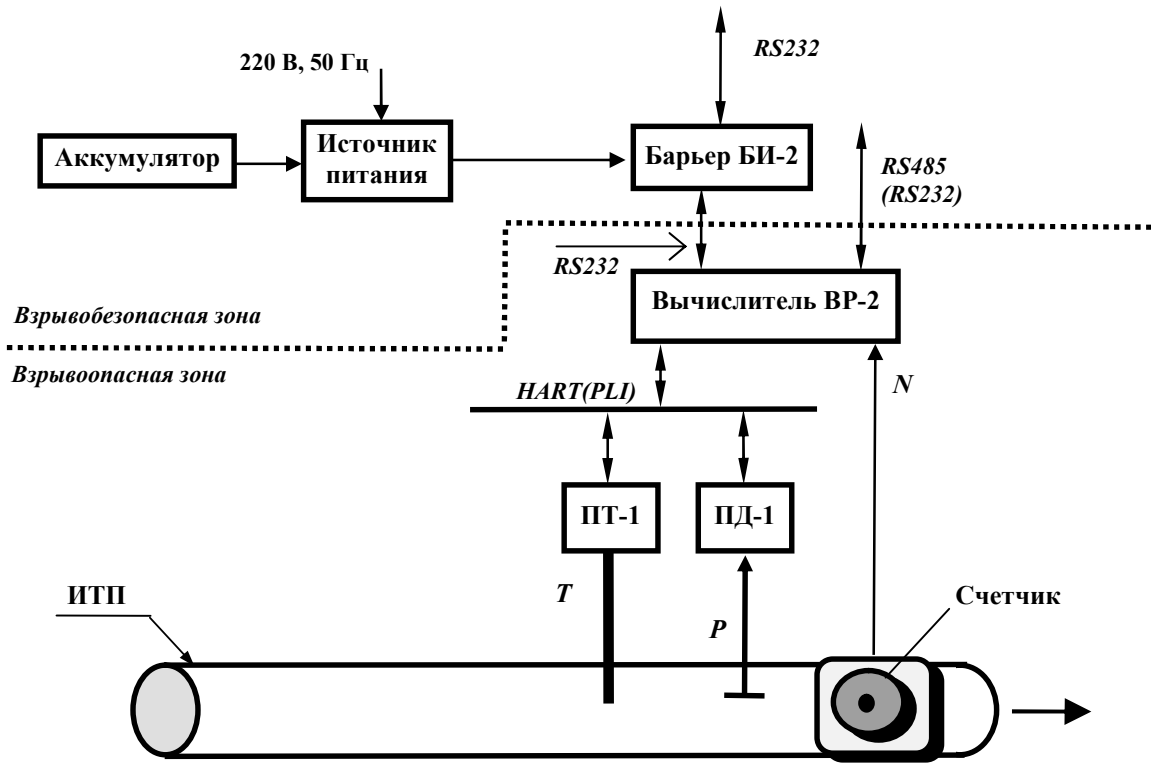


а) узел учета для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1

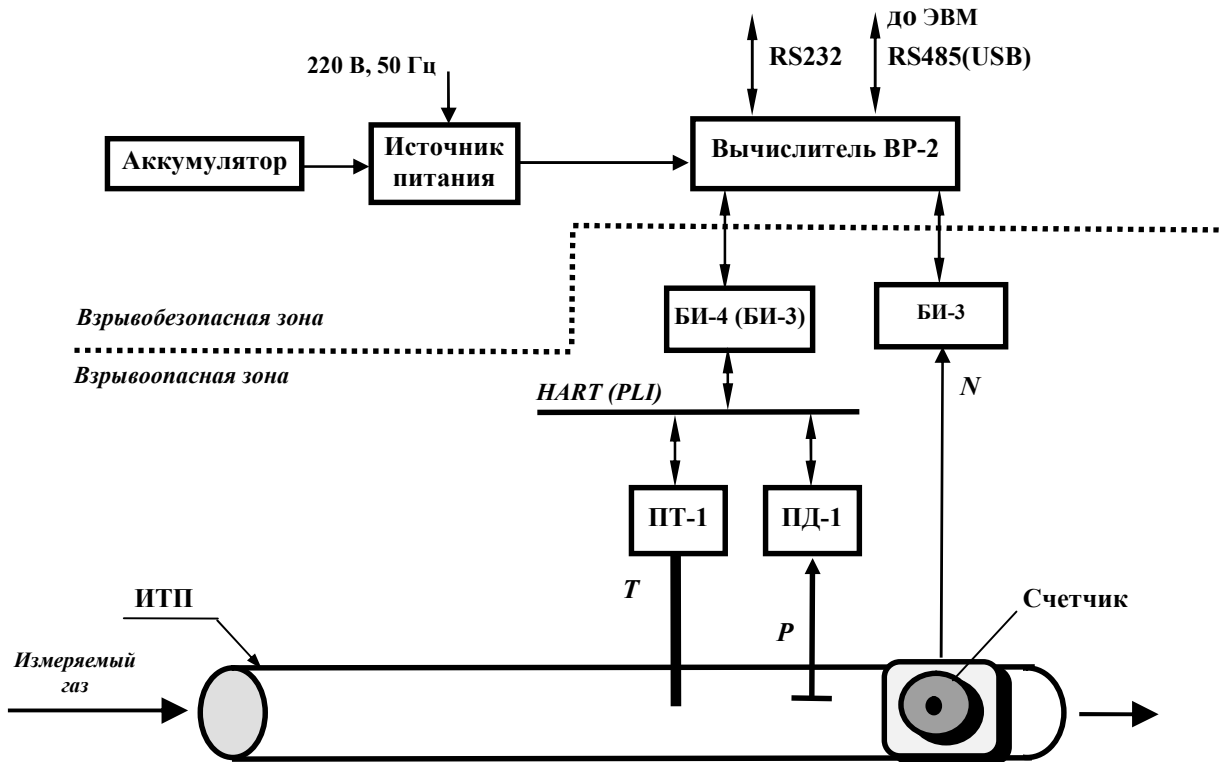
б) узел учета для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2

Рис. 1.1 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2 при обслуживании одного трубопровода

где « * » ИТП – измерительный трубопровод



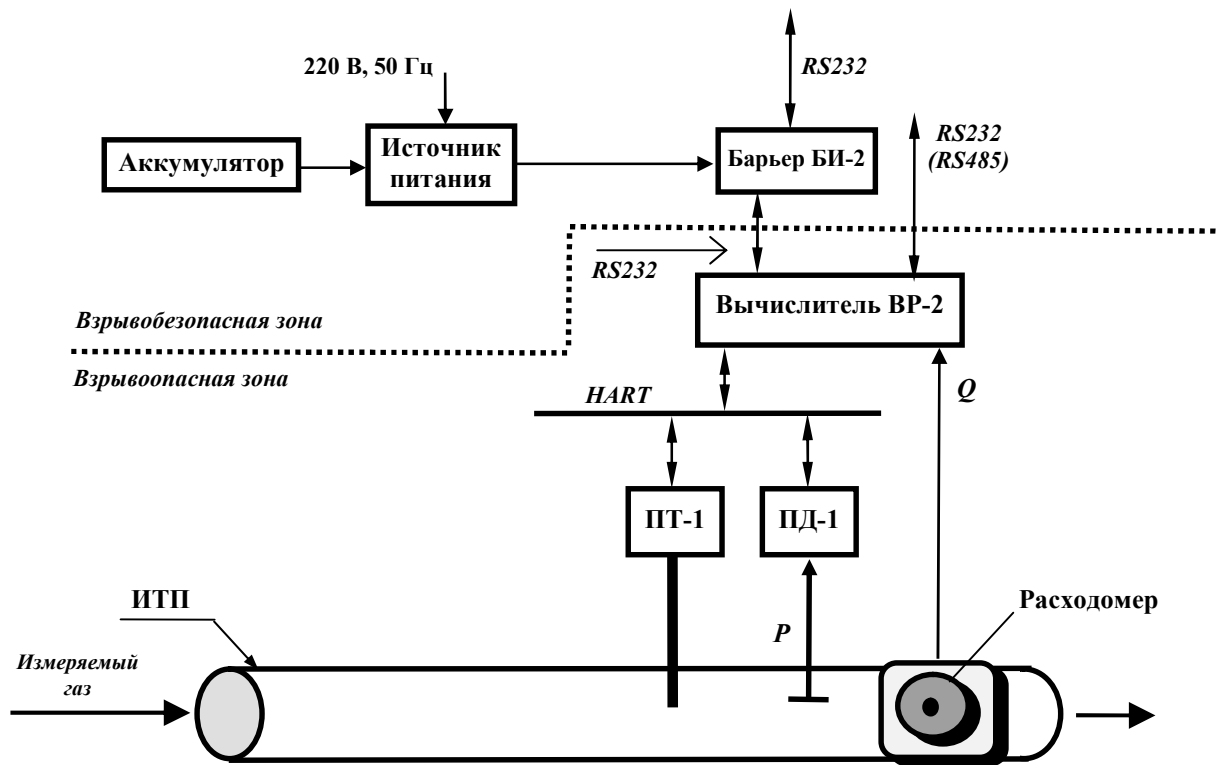
а) Комплекс модификаций ФЛОУТЭК-ТМ -1-3-1 при использовании счетчика с импульсным выходным сигналом при размещении вычислителя во взрывоопасной зоне



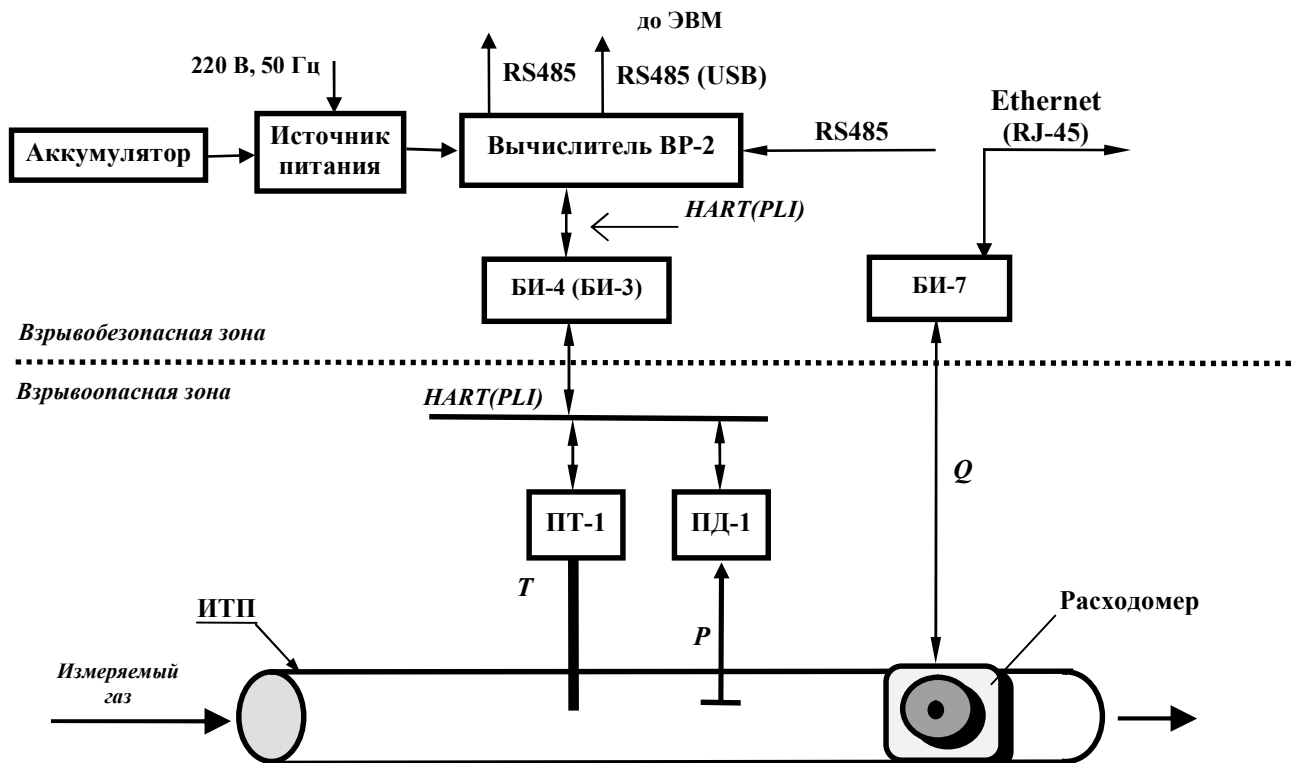
б) Комплекс модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1 при использовании счетчика с импульсным выходным сигналом при размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне

Рис. 1.2 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1, при обслуживании одного трубопровода

где « * » ИТП – измерительный трубопровод



а) Комплекс модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-ТМ-1-4-1 при использовании расходомера с кодовым выходным сигналом при размещении вычислителя во взрывоопасной зоне



б) Комплекс модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-ТМ-1-4-1 при использовании расходомера с кодовым выходным сигналом при размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне

Рис. 1.3 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1 при обслуживании одного трубопровода

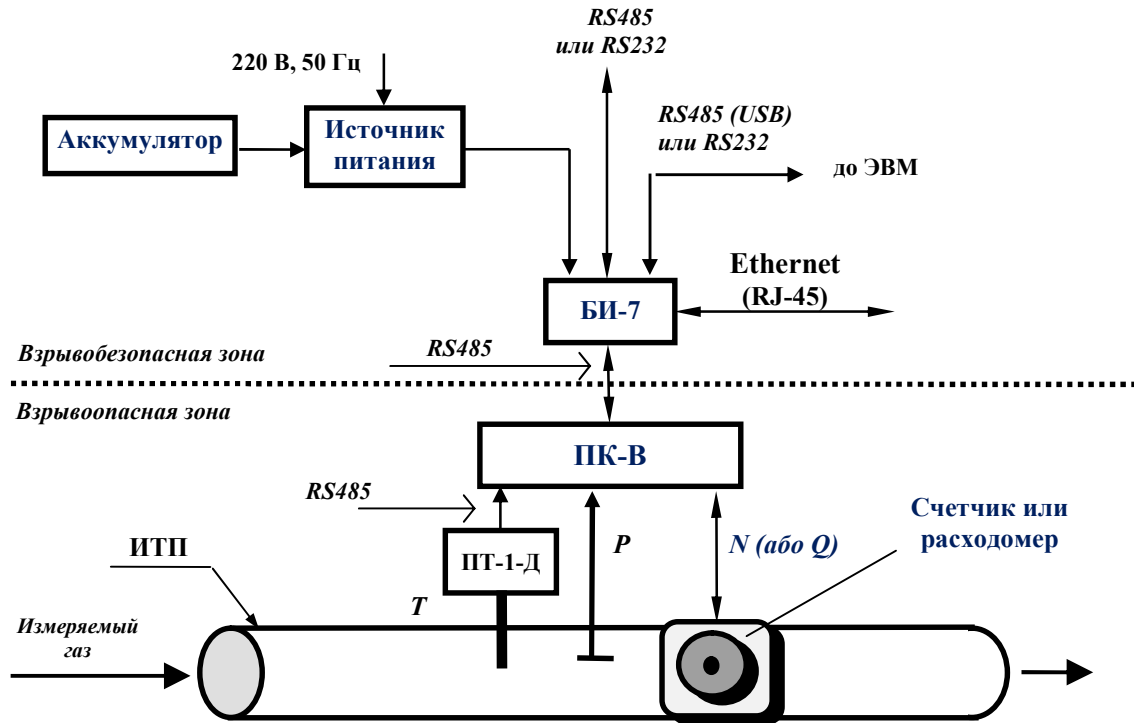


Рис. 1.4 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4 при обслуживании одного трубопровода

где: N – импульсы,
 Q – RS485

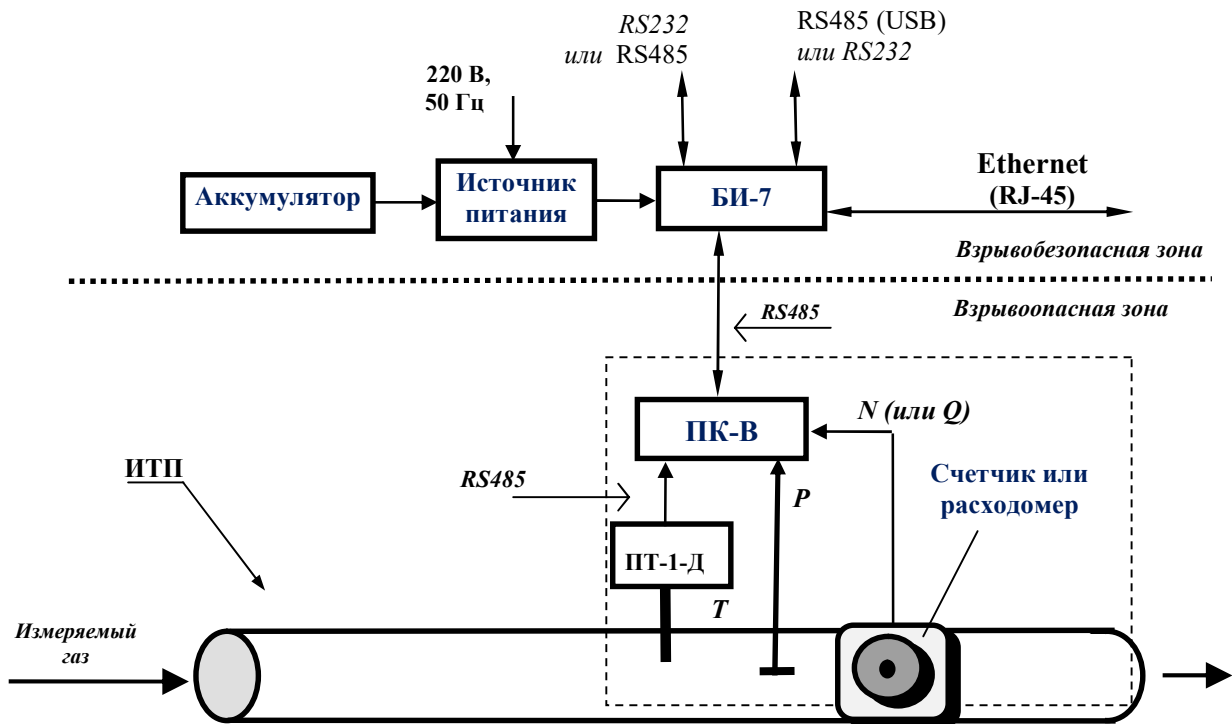


Рис. 1.5 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6Т при обслуживании одного трубопровода

где: N – импульсы,
 Q – RS485

1.4.8 Режим работы Комплексов - непрерывный с периодическим внешним осмотром технических средств и обеспечивается взаимосвязанной работой технических средств в соответствии с установленным ПО. Программное обеспечение состоит из служебных и прикладных программ. Приложения реализуют информационные, управляющие и вычислительные задачи Комплексов.

В комплект прикладных программ Комплексов на верхнем уровне входят:

CONCOR.EXE - программа конфигурирования и непосредственного обслуживания вычислителей ВР-2 и ПК-В Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1, ФЛОУТЭК-ТМ-2.

HOSTWIN - Комплекс программ обслуживания (опрос, накопление и просмотр информации, выдачи коммерческих отчетов о расходе измеряемого газа) Комплексов.

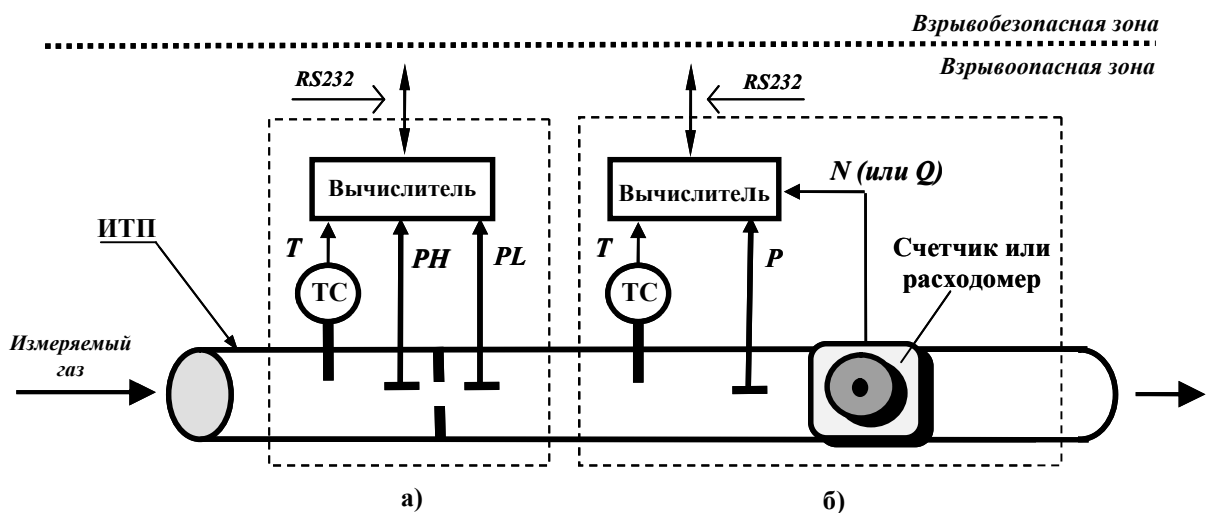
HARTSERV.EXE - программа обслуживания вычислителя **ПК-В исполнения 1**.

Программы работают под управлением всех версий операционных систем MS Microsoft (Windows).

Комплекс программ обслуживания **HOSTWIN** предназначен для организации совместной работы Комплексов ФЛОУТЭК-ТМ. Дополнительной функцией Комплекса программ **HOSTWIN** является сбор информации от вычислителей всех обслуживаемых Комплексов ФЛОУТЭК-ТМ по линиям связи для формирования отчетов.

Инструкции по работе с программами **CONCOR** и **HOSTWIN** приведены в документе «Программное обеспечение Комплекса измерительного «ФЛОУТЭК-ТМ».

Руководство оператора АЧСА.00001 - 01.34.01 (далее - Руководство оператора).



а) узел замера для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2

б) узел замера для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6

Рисунок 1.6 - Структурная схема Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1, ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 при обслуживании одного трубопровода и работе в автономном режиме

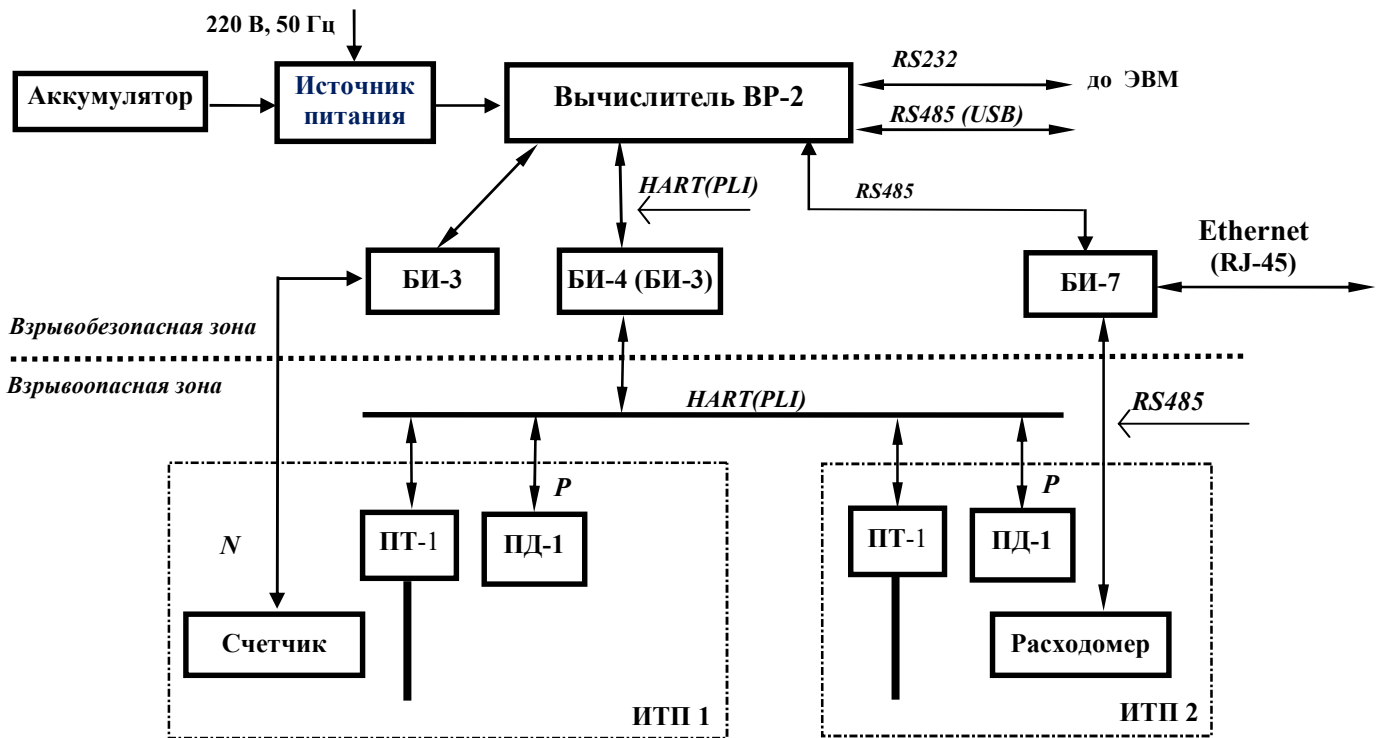


Рис. 1.7 - Структурная схема Комплексов модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1-34-11 при обслуживании двух трубопроводов и применения расходомеров с кодовым выходным сигналом, при размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне

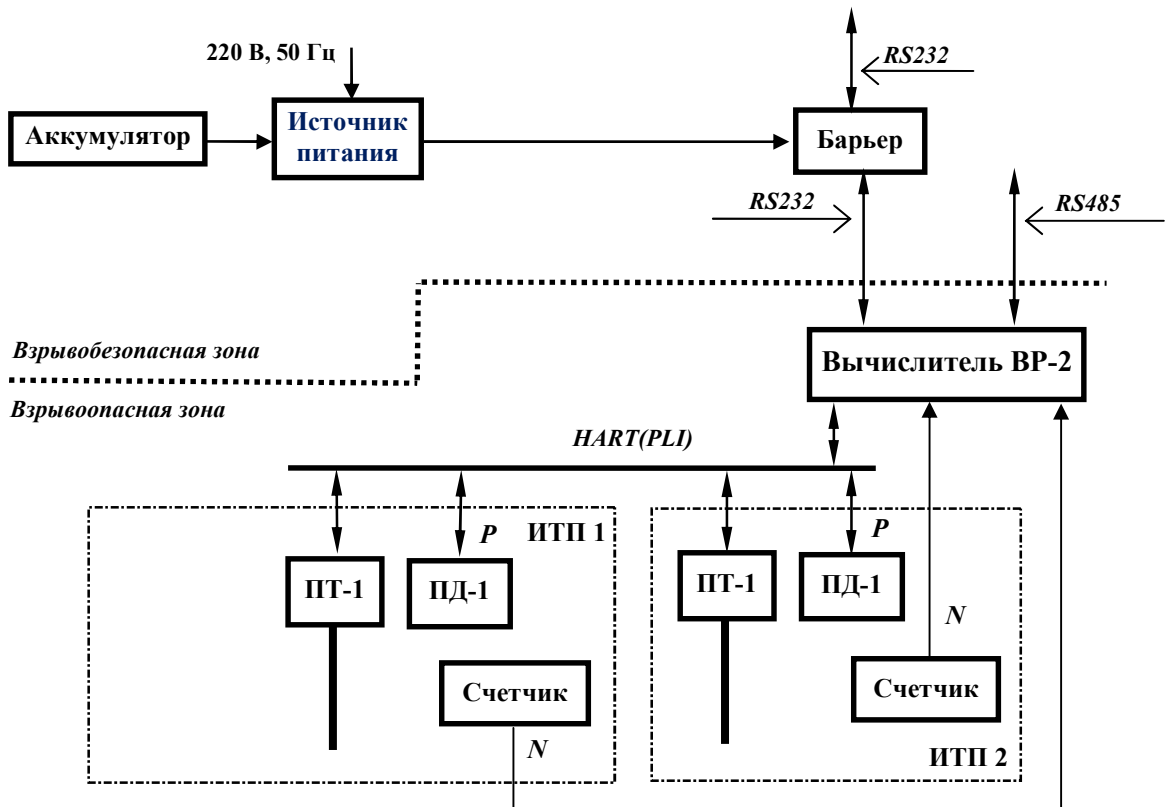


Рис. 1.8 - Структурная схема Комплекса модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-33-11 при обслуживании двух трубопроводов и применение счетчиков с импульсным выходным сигналом, при размещении вычислителя во взрывоопасной зоне

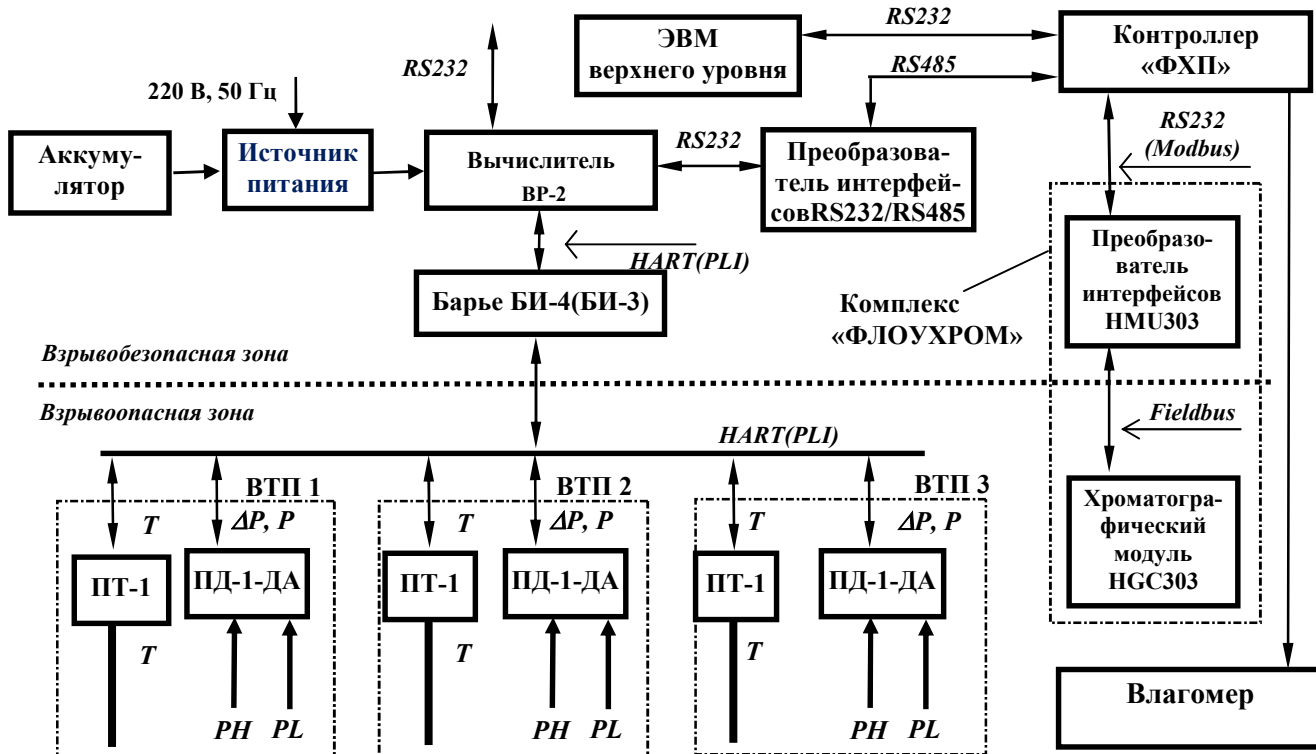


Рис. 1.9 - Структурная схема Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1-111-222 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-222-222 при обслуживании трех трубопроводов, при работе с хроматографом и размещенным вычислителем во взрывоопасной зоне

1.4.9 Уровни доступа к управлению Комплексом

1.4.9.1 Чтобы избежать несанкционированного доступа к изменению параметров и управление работой Комплекса, введены функции запроса пароля.

1.4.9.2 Комплекс предоставляет несколько уровней доступа к управлению:

- полный доступ, пароль на запись параметров вычислителя, включая право менять пароли (уровень наладчика предприятия-изготовителя).

Для перевода на константу при проведении поверки в версиях Комплекса, предназначенных для эксплуатации потребителем газа, предполагается введение дополнительного пароля, с целью подтверждения санкционности такого действия:

- право записи статпараметров: CO_2 , N_2 , плотности и атмосферное давление (уровень оператора);

- общий доступ без ввода пароля дает возможность только вычитать данные из Комплекса (режим общего доступа).

1.4.9.3. Пароли устанавливаются в Комплекс с помощью программы обслуживания вычислителя и недоступны для чтения. Пароль может содержать до 16-ти символов.

1.5 Средства измерения, инструменты и принадлежности

1.5.1 Для проведения контроля, настройки (калибровки), выполнения работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту Комплексов необходимы следующие средства измерения, инструмент и принадлежности:

- **калибратор давления КДУ-1**, с верхними пределами измерений абсолютного давления 0,7 и 1,6 МПа и диапазоном измерений дифференциального давления от 0 до 63 кПа с пределами допускаемой основной приведенной погрешности $\pm 0,025$ %;

- **поршневые манометры 1 и 2 разрядов**, с верхними пределами измерений от 0,25 до 10,0 МПа и пределами допускаемой основной погрешности $\pm 0,01$, $\pm 0,02$, $\pm 0,05$ и $\pm 0,1$ % измеряемого значения;

- поршневые манометры абсолютного давления 1 и 2 разрядов, с пределами допускаемой основной погрешности измерений, соответственно, ± 13 и ± 27 Па в диапазоне до 130 кПа;
- **стеклянный ртутный термометр ТЛ-4**, с диапазоном измерений температуры от 0 до 50 °С, ценой деления 0,1 °С и абсолютной погрешностью $\pm 0,2$ °С;
- **магазин сопротивления Р4831**, с диапазоном установки сопротивления от 0,001 до 11111,1 Ом и класса точности 0,02;
- **универсальный осциллограф С1-65А**, чувствительность от 5 мВ до 10 В на деление;
- **генератор импульсов Г5-60**, с диапазоном регулирования частоты импульсных сигналов от 10^{-1} до 10^9 Гц, амплитудой импульсов от 1 до 10 В и класса точности 0,5;
- **электронно-счетный частотомер ЧЗ-34**, с емкостью счетного устройства 9 разрядов и диапазоном частот от 0 до 10^9 Гц;
- **гидравлический насос**, с диапазоном регулирования давления от 0 до 10 МПа;
- **пневматический насос**, с диапазоном регулирования давления от 0 до 100 кПа;
- **ротаметр РМ-А-0,25**, по ГУЗ ТУ 1-01-0249-75;
- **3 баллона с поверочной газообразной смесью**, оснащенных редукторами;
- **комплект арматуры** (запорные вентили, тройники, соединители, трубки) для подключения измерительных преобразователей давления и плотности;
- **модем BELL 202**, с комплектом соединительных кабелей;
- **компьютер IBM PC**, с программой обслуживания Комплекса;
- **источник питания постоянного тока Б5-7**, с диапазоном регулирования выходного напряжения от 2 до 30 В при номинальном токе нагрузки до 3 А.

1.6 Маркировка и пломбирование

1.6.1 Маркировка Комплексов соответствует требованиям конструкторской документации предприятия - изготовителя.

1.6.2 Маркировка Комплексов наносится на табличку (шильдик), закрепленный на корпусе вычислителя. На табличке указано:

- знак утверждения типа Комплекса;
- знак товаров и услуг предприятия - изготовителя;
- наименование и условное обозначение Комплекса;
- условное обозначение вычислителя;
- допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды;
- предел измерений температуры с указанием единицы измерения (для ПК-В)
- верхний предел измерений абсолютного давления (для ПК-В исполнения 2) и дифференциального давления (для ПК-В исполнения 1);
- параметры электропитания;
- степень защиты корпуса вычислителя;
- маркировка взрывозащиты Комплекса по 1.1.4 РЭ;
- порядковый номер Комплекса по системе нумерации предприятия - изготовителя;
- год изготовления.

Примечание - Номер Комплекса устанавливается по **номеру вычислителя (корректора)**.

1.6.3 Маркировка транспортной тары составных частей Комплексов выполняется по чертежам предприятия-изготовителя и содержит знаки "Хрупкое. Осторожно", "Беречь от влаги" и "Верх".

1.6.4 Адрес предприятия-изготовителя Комплексов приводится в документе "Комплекс измерительный «ФЛОУТЭК-ТМ». Паспорт. АЧСА.421443.001 ПС".

1.6.5 В течение всего срока эксплуатации составные части Комплексов **должны быть опломбированы** в местах, предусмотренных технической документацией, для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним электрическим элементам устройств.

Схемы размещения пломб на вычислителе ВР-2 и ПК-В, преобразователе давления ПД-1 приведены в **Приложении Л**.

1.6.6 Для предотвращения несанкционированного доступа к информации, формируемой Комплексом, который используется для коммерческого учета газа, на разъемах аппаратуры связи (модемы, адаптеры и им подобные) устанавливаются дополнительные приспособления (скобы, кронштейны, шпильки) для защиты и пломбирования.

1.6.7 Пломбирование составных частей Комплексов выполняют представители отдела технического контроля (ОТК) предприятия-изготовителя при выпуске Комплексов из производства, представители служб государственной метрологической аттестации при проведении периодической поверки Комплексов и, по договоренности, представители предприятия-пользователя при эксплуатации Комплексов.

1.7 Упаковка

1.7.1 Упаковка обеспечивает сохранность составных частей Комплексов при хранении и при транспортировании в крытых транспортных средствах любого вида.

1.7.2 Перед упаковыванием технологические соединения измерительных преобразователей Вычислителей ПК-В и измерительных преобразователей давления, входящих в состав Комплексов, закрываются колпачками, предохраняющими измерительные камеры от загрязнения, а резьбу - от механических повреждений.

1.7.3 Составные части Комплексов упакованы в транспортную тару (в виде индивидуальной упаковки для каждого устройства), которая соответствует категории КУ-1 по ГОСТ 23170 и изготавливается в соответствии с чертежами предприятия-изготовителя.

1.7.4 Эксплуатационная документация Комплексов помещена в пакет из полиэтиленовой пленки и вложена в упаковку вычислителя.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КОМПЛЕКСОВ

2.1 Общие характеристики

2.1.1 Электронная часть составных частей Комплексов выполнена на современной элементной базе, которая обеспечивает минимальное потребление электроэнергии при оптимальном быстродействии. Цифровая технология обеспечивает максимальную точность, широкий диапазон измерений измерительных преобразователей.

Вычислитель, измерительные преобразователи давления ПД-1, температуры ПТ-1, принадлежат к группе интеллектуальных микропроцессорных полевых приборов.

2.1.2 Обмен данными измерительных преобразователей, а также расходомеров, имеющих кодовые выходные сигналы, с техническими средствами Комплексов и с внешними устройствами (пользователем) проводится **по двухпроводной линии связи на базе протокола HART, протокола PPI или цифрового сигнала, совместимого с интерфейсом RS485.**

2.1.3 Вычислитель взрывозащищенного исполнения, измерительные преобразователи ПД-1 и ПТ-1 имеют маркировку взрывозащиты и **могут устанавливаться во взрывоопасных зонах** помещений и наружных установок.

2.1.4 По защищенности от проникновения внутрь корпуса твердых частиц, пыли и воды составные части Комплексов, приведенные в данном разделе, соответствуют степеням защиты, указанным в 1.2.2 9 РЭ.

2.1.5 Преобразователи интерфейсов RS232/BELL202, RS232/RS485, искробезопасные барьеры БИ-2, БИ-3, БИ-4 и БИ-7, источник питания ИПИ 12/3, контроллер источника питания КИП-1, устройство сопряжения Комплексов УСК, предназначены для эксплуатации вне взрывоопасной зоны в помещениях при температуре окружающей среды от минус 40 до плюс 60 °С.

2.1.6 Крепление вычислителей и составных частей Комплексов, перечисленных в 2.1.5 РЭ - настенное или на плоской опоре с помощью кронштейнов, установленных на корпусе.

Крепление корпусов вычислителя ПК-В, преобразователей давления ПД-1 в рабочем положении (с учетом возможности визуального ознакомления с информацией, которая отображается на цифровом индикаторе) - настенное, с помощью кронштейна, или непосредственно на трубопроводе с помощью соответствующих технологических креплений.

2.1.7 Для обеспечения ЭМС Вычислителей ВР-2, ПК-В и измерительных преобразователей давления ПД-1, перепада давления ПД-1-Д и температуры ПТ-1 каждая пара проводов сигнального кабеля оснащается фильтром - сердечник ферритовый (клипса) марки RU -110В на расстоянии не более 30 мм от кабельного ввода (сальника) Вычислителя.

Такой же феррит RU-110В надевается на противоположный конец кабеля, если кабель с другого конца подключается к преобразователю давления, перепада давления, преобразователя температуры или барьера искробезопасного.

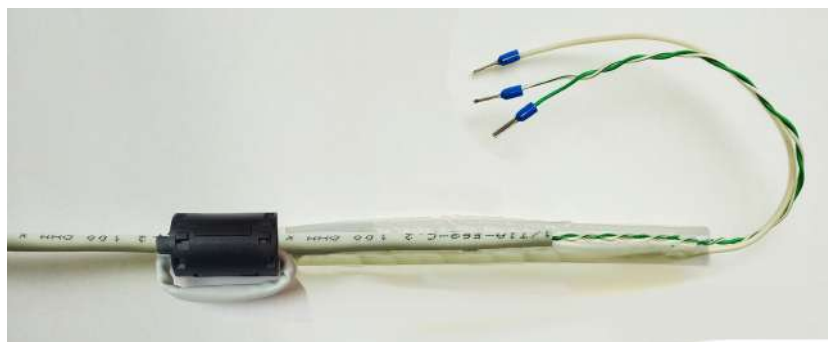


Рис. 2.1 – Внешний вид кабеля подключения к вычислителю ВР-2, ПК-В со смонтированным ферритовым фильтром

2.2 **Вычислитель объемных и массовых расходов ВР** (далее по тексту - вычислитель) предназначен для вычисления расхода и объема газа в соответствии с формулами, приведенными в ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2 и ГОСТ 30319.3 или в других действующих нормативных документах. Вычислитель имеет взрывозащищенное исполнение с маркировкой взрывозащиты **(II 2G Ex ib IIB T3 Gb)**.

2.2.1 Внешний вид вычислителя представлен на рис.2.2.

Корпус вычислителя - металлический (взрывозащищенное исполнение) с откидной передней крышкой. Крышка открывается на 180 градусов. В закрытом состоянии крышка фиксируется специальным замком с возможностью пломбирования.

Вычислитель оборудован датчиком открытия крышки корпуса для предотвращения и фиксирования вмешательства в работу прибора. В случае, когда крышка закрыта, датчик находится в положении «замкнуто».

2.2.2 На крышке имеется окно, через которое можно ознакомиться с информацией, которая отображается на цифровом индикаторе (ЖК), установленном на плате вычислителя.

Ниже окна расположена кнопка включения индикатора.

На кнопку указывают надпись «**Просмотр данных**» и фигурная стрелка, выполненная на табличке, наклеенной на крышку. На табличке указаны основные параметры вычислителя.

2.2.3 Отображение сформированной вычислителем информации осуществляется на индикаторе вычислителя **в режиме листания параметров** (с периодом 1 с) при нажатии на лицевой панели вычислителя и удерживании в этом состоянии кнопки «**Просмотр данных**».

2.2.4 Подвод внешних электрических кабелей к плате вычислителя осуществляется **через сальниковые кабельные вводы**, расположенные в нижней торцевой части корпуса.



Рис. 2.2 - внешний вид
Вычислителя ВР-2

2.2.5 Упрощенная структурная схема вычислителя приведена на рис. 2.2.

2.2.6 В состав вычислителя входят следующие блоки:

- **Микропроцессор**, который имеет в своем составе микро-ЭВМ с управляющей программой вычислителя, **независимое ОЗУ** для хранения данных вычислителя, энергонезависимые часы -календарь и электронный сторож;

- **Коммуникационные порты** (интерфейсы RS232 и RS485) для связи вычислителя с ПЭВМ или с модемом для автоматического приёма-передачи данных, программирования вычислителя и калибровки каналов измерений текущих параметров среды;

— **модем Bell202** для связи вычислителя с интеллектуальными преобразователями SMART TRANSMITTER и расходомерами, работающими по протоколу HART;

— **блок источников питания**, имеющий в своем составе два формирователя питающего напряжения ФПН:

- ФПН измерительных преобразователей, работающих по протоколу HART (ФПН HART)
- ФПН внутренних функциональных узлов вычислителя (ФПН вычислителя);

— **жидкокристаллический индикатор** (4-х строчный, 20 знакомест в каждой строке) с кнопкой для отображения информации при работе оператора с вычислителем.

2.2.6.1 Функциональность вычислителя расширяется с помощью дополнительно устанавливаемых на плате модулей:

- **Модуль RS485** (модуль интерфейсный RS485 изолированный), устанавливается в слот 1, XP19, XP22 - организует дополнительный порт RS485 на разъем платы XP25;

- **Модуль PLI** (модуль интерфейсный PLI), устанавливается в слот 2, XP20, XP23 - организует порт интерфейса PLI на разъем платы XP26;

- **Модуль HART** (модуль интерфейсный H5700), устанавливается в слот 2, XP20, XP23 - организует дополнительный порт интерфейса HART стандарта Bell202 на разъемы платы XP32;

- **Модуль RS485-NAMUR** (модуль интерфейсный RS485-NAMUR изолированный), оборудованы коммуникационным сопроцессором и функцией приема дискретного сигнала типа «NAMUR». Модуль устанавливается в слот 3.

2.2.7 Питание Вычислителя осуществляется от внешнего источника питания постоянного тока. Если вычислитель находится во взрывоопасной зоне, то источник питания должен подключаться к вычислителя только через **искробезопасный барьер**.

При отсутствии основного питания данные в памяти вычислителя сохраняются с помощью запасной литиевой батарейки, установленной на плате вычислителя. Емкость батареи достаточно для **обеспечения режима сохранения до 1000 часов** без подключения внешнего питания.

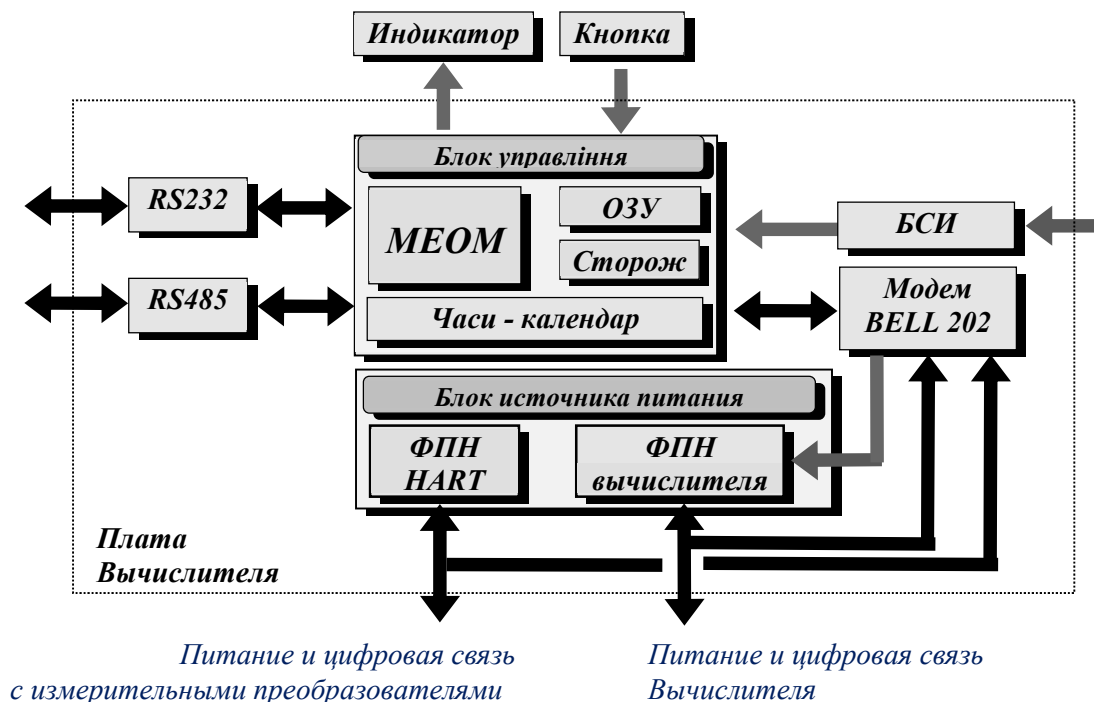


Рис. 2.3 – Структурная схема Вычислителя ВР–2

2.2.9 Расположение разъемов, установленных на плате Вычислителя для осуществления внешних подключений, показаны на рис. 2.3 и рис. К.7 в Приложении К.

Разъем XP2 предназначен для подключения питания Вычислителя.

Разъем XP13 предназначен для подключения питания основной HART линии.

Разъемы XP3, XP4 и XP5 предназначены для подключения дискретных выходов Вычислителя.

Разъем XP10 (COM1 - основной порт) предназначен для обмена информацией по интерфейсу RS232 с верхним уровнем (модем, ЭВМ, ГП), контроллером хроматографа и позволяет дистанционно изменять отдельные параметры: ФХП газа и коррекцию времени, контрактного часа, значение оперативного интервала.

Разъем XP11 (COM2-дополнительный порт) для подключения по интерфейсу RS232 устройств передачи данных, комплекса одоризации газа и т.п.

Разъем XP12 предназначен для подключения по интерфейсу RS485 устройств верхнего уровня, устройств передачи данных, комплекса одоризации газа и позволяет дистанционно изменять отдельные параметры: ФХП газа и коррекцию времени, контрактного часа, значение оперативного интервала.

Примечание - Одновременная работа по обоим портам (XP11 и XP12) невозможна.

Разъем ХР13 - предназначен для подключения питания к стабилизирующего преобразователя питания линий HART.

Разъемы ХР14 и ХР15 предназначены для подключения входных импульсных сигналов от счетчиков-расходомеров.

Разъем ХР16 не занят (резервный).

Через разъем ХР17 подключается служебный сигнал «Разряд аккумуляторов» от источника питания и информирует о критическом состоянии (разряд) аккумуляторной батареи.

Через разъем ХР18 подключается служебный сигнал «Работа от аккумуляторов» и информирует об отсутствии основного питания 220В, 50 Гц.

Разъем ХР25 - предназначен для подключения внешних устройств по интерфейсу RS485 при установленном на плату Вычислителя модулей см. п. 2.2.7.1 (согласно заказа).

Разъем ХР26 - предназначен для подключения внешних устройств по интерфейсу PLI при установленном на плату Вычислителя модулей см. п. 2.2.7.1 (согласно заказа).

Разъем ХР27 предназначен для вывода сигнала типа NAMUR (ретрансляции) при установленном на плату Вычислителя модуля RS485-NAMUR (см. П. 2.2.7.1, в соответствии с заказом), который подается на ХР34.

Разъемы ХР29 и ХР30 предназначены для подключения измерительных преобразователей с обменом по протоколу HART. Питание измерительных преобразователей при установленных переключках ХJ3 и ХJ4 подается через разъем ХР13. Выбор уровня напряжения питания измерительных преобразователей в границах от 15 до 25 В осуществляется переключателем SB1.

При установленных переключках ХJ2 и ХJ5 питание измерительных преобразователей осуществляется от внешнего источника питания, подключается на ХР28 напряжением 24 В.

Через **разъем ХР32** осуществляется подключение дополнительной линии с обменом по протоколу HART при установленном на плату Вычислителя модуля HART.

Через **разъем ХР34** осуществляется подключение сигнала типа NAMUR при установленном на плате Вычислителя модуля RS485-NAMUR.

Разъемы **ХР6, ХР31** - резервные разъемы для дополнительных функций, в данном исполнении не используются.

Разъемы **XS2 (CFG1)** типа mUSB и **XS3 (CFG2)** типа DB9 предназначены для подключения ЭВМ для конфигурации Вычислителя. Конфигурация Вычислителя возможна только при открытой крышке.

Разъем-переключатель ХJ6 используется для подключения терминатора RS485 к разьему ХР12.

Разъем-переключатель ХJ9 используется для сброса конфигурации Вычислителя.

Разъем-переключатель ХJ10 используется для включения подсветки цифрового индикатора (ЖКИ).

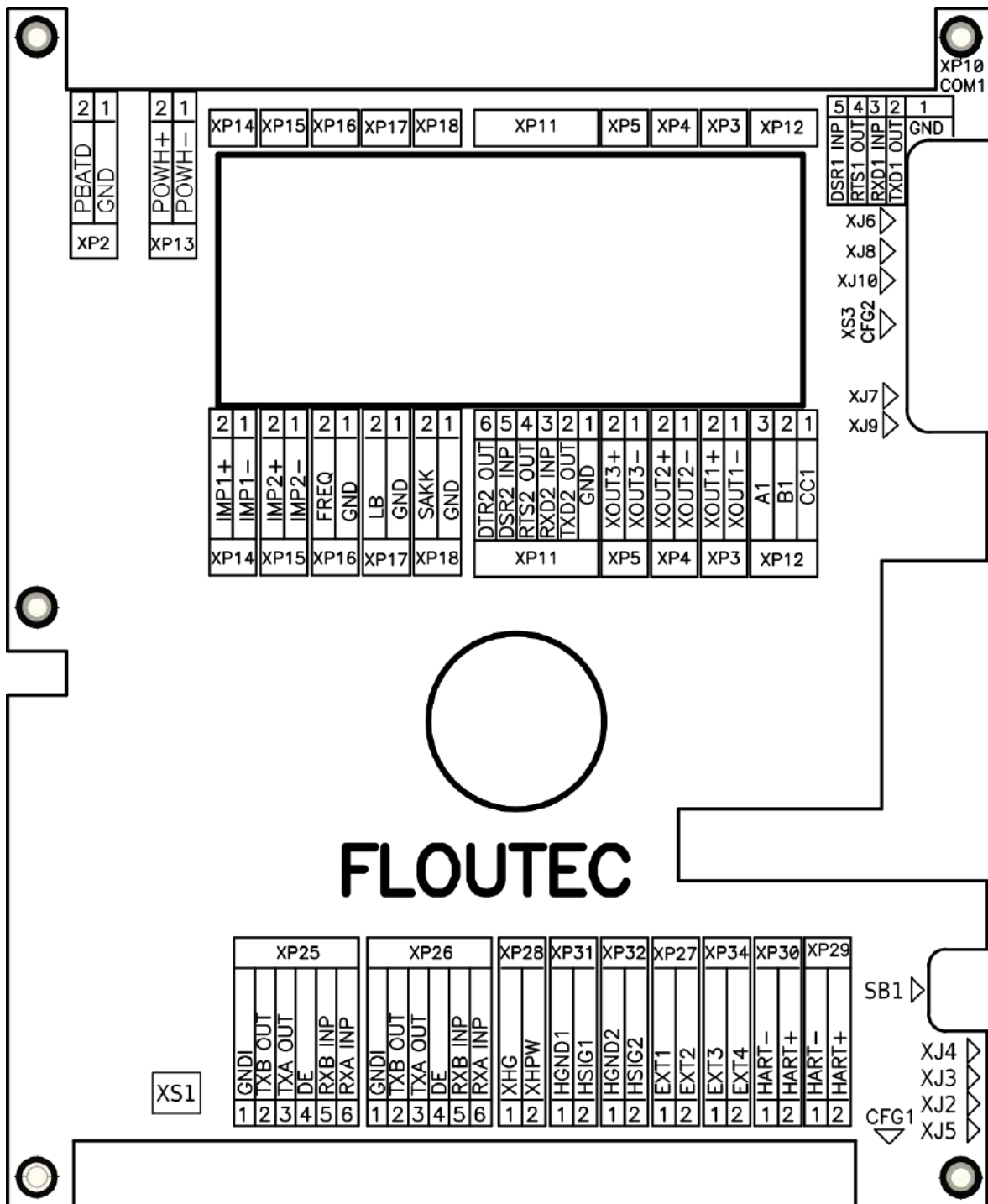


Рис. 2.4 Расположение разъемов и перемычек, смонтированных на плате Вычислителя ВР-2 для внешних подключений

2.2.10 Вычислитель поставляется заказчику сконфигурированным по его заказу.

В случае необходимости изменить конфигурацию Вычислителя - выполняются следующие действия:

- обесточить вычислитель;
- снять перемычку XJ9, через 30 секунд поставить на место (см фальш-панель);
- подать питание на вычислитель, на цифровом индикаторе Вычислителя появится надпись «Нужна начальная конфигурация».

После этого все данные Вычислителя будут определены.

Далее необходимо осуществить новое конфигурирование Вычислителя по методике изложенной в п. 3.3.2.1 настоящего руководства по эксплуатации комплексов «ФЛОУТЭК-ТМ».

2.2.11 Во избежание несанкционированного доступа к изменению параметров и управлению работой Вычислителя введена процедура запроса кода-идентификатора и пароля пользователя.

Код-идентификатор состоит из 4-х символов (только цифры), пароль - из 12 символов (буквы, цифры и символы).

Коды-идентификаторы и пароли пользователей заносятся в вычислитель программой **ConCor** с ЭВМ и недоступны для чтения.

Вычислитель предоставляет четыре уровня доступа:

- 1) доступ к чтению мгновенных данных системами автоматизации и одоризации;
- 2) доступ к чтению всей информации;
- 3) доступ к чтению всей информации, записи физико-химических параметров газа и коррекции времени;
- 4) полный доступ с правом чтения всей информации и изменения всех возможных параметров.

Примечание - Первый уровень доступа предоставляется без ввода пароля и фиксации в архиве безопасности.

2.2.12 Вычислитель должен быть опломбирован.

Конструкцией предусмотрено три места пломбирования. Одна пломба размещается снаружи, две пломбы пломбируют лицевую панель и плату Вычислителя.

Схема размещения пломб на Вычислителе приведена на рис. Г.1 в Приложении Г.

Две внутренние пломбы является пломбами предприятия - изготовителя, выполненные из пластмассы черного цвета диаметром 10 мм, толщиной 5 мм. На лицевой стороне пломбы рельефный оттиск латинскими буквами «DP». На обратной стороне рельефный оттиск латинскими буквами «UGT». Пломбирование выполняется проводом металлическим пломбировочным диаметром 1 мм.

2.2.13 Технические характеристики **Вычислителя ВР-2**:

- количество подключенных измерительных преобразователей с цифровым кодовым сигналом, подключаемых к Вычислителя: по протоколу HART- 9, по интерфейсу PLI - 8, по интерфейсу RS485 - 2;

- количество подключенных счетчиков с импульсными выходными сигналами - 2;

- интерфейс с ЭВМ - RS232 и / или RS485;

- напряжение питания постоянного тока, В - от 8 до 15;

- потребляемая мощность (без преобразователей), Вт - не более 1.0.

2.3 **Вычислитель ПК-В** предназначен для измерений и преобразований в электрические кодовые сигналы дифференциального давления, температуры и абсолютного давления газа, проходящего одним ПТП (измерительный трубопровод) и вычислений расхода и объема газа согласно формулам, приведенным в ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2, ГОСТ 8.586.5, ГОСТ 30319.1, ГОСТ 30319.2, ГОСТ 30319.3 и в других действующих нормативных документах. При этом Вычислитель ПК-В исполнения 2 осуществляет измерения и преобразования только температуру газа. Значение абсолютного давления газа вводится в память Вычислителя ПК-В как константа.

2.3.1 Вычислитель изготавливается в следующих исполнениях:

- ПК-В исполнение 1 - вычислитель предназначен для вычисления объема и расхода газа методом переменного перепада давления с использованием стандартных сужающих устройств (старое название ПМ-3В)

- ПК-В исполнение 2 - вычислитель предназначен для автоматического преобразования количества газа, измеренной присоединенным счетчиком за фактических условий измерения, в количество газа при стандартных условиях.

Независимо от выполнения вычислитель ПК-В реализует преобразования и / или вычисления объема только для одного канала измерения.

Вычислитель ПК-В с автоматическим переходом на автономное питание (при отключении питания переменного тока 220 В), является микропотребляющим корректором, предназначенным для корректировки рабочего объема газа или газоконденсата (далее - газ) полученного от счетчика газа в объем газа при стандартных условиях (без преобразователя давления) - где диапазон установки константы в абсолютном (избыточном) давлением определяется согласно действующим нормативным документам и внешнего преобразователя температуры («Температурный корректор»).

2.3.2 Внешний вид различных исполнений вычислителей представлен на рис. 2.5.

Корпус Вычислителей **ПК-В** - металлический, с двумя крышками, которые отвинчиваются. В закрытом состоянии крышки подлежат пломбированию согласно Рис. Л.2, Приложение Л. На одной из крышек имеется окно, через которое можно ознакомиться с информацией, отображающейся на цифровом жидкокристаллическом индикаторе, установленном на плате устройства. Там же смонтирована сенсорная кнопка включения подсветки индикатора.

Сверху на корпусе установлена табличка с указанием основных параметров Вычислителя.

В одном корпусе с платами вычислителя могут устанавливаться датчики измерительных преобразователей абсолютного (избыточного) давления и перепада (дифференциального) давления. К Вычислителю может быть подключен преобразователь температуры ПТ-1 по интерфейсу RS485 (согласно заказу).

Технологические соединения Вычислителя, которые служат для ввода измеряемого газа в камеры сенсоров давления, имеют для подключения к внешним линиям внутреннюю коническую резьбу «К 1/4».

Вычислитель **ПК-В исполнения 1** для удобства подключения к трубопроводу может поставляться в комплекте с безвентильным керамическим **блоком ББК-5** (согласно заказу).

Подведение электрических кабелей к разъемам плат Вычислителя осуществляется через сальниковые кабельные вводы, расположенные на боковой части.

Защитное заземление корпуса выполнено в виде винтового соединения.

2.3.3 Подключение Вычислителя ПК-В осуществляется электрическим экранированным кабелем.

Для импульсных и частотных сигналов используется низкочастотный кабель типа **ЖУ-1166**. Для интерфейсных сигналов **HART, PLI, RS232 и RS485** - витая пара типа **КПВЭ-ВП (100) 2x2x0,51 (FTP - cat. 5)**. Экраны всех кабелей подключаются на «земляную» планку, расположенную рядом с разъемами.

Для цепей питания используется кабель типа **ПВС**.

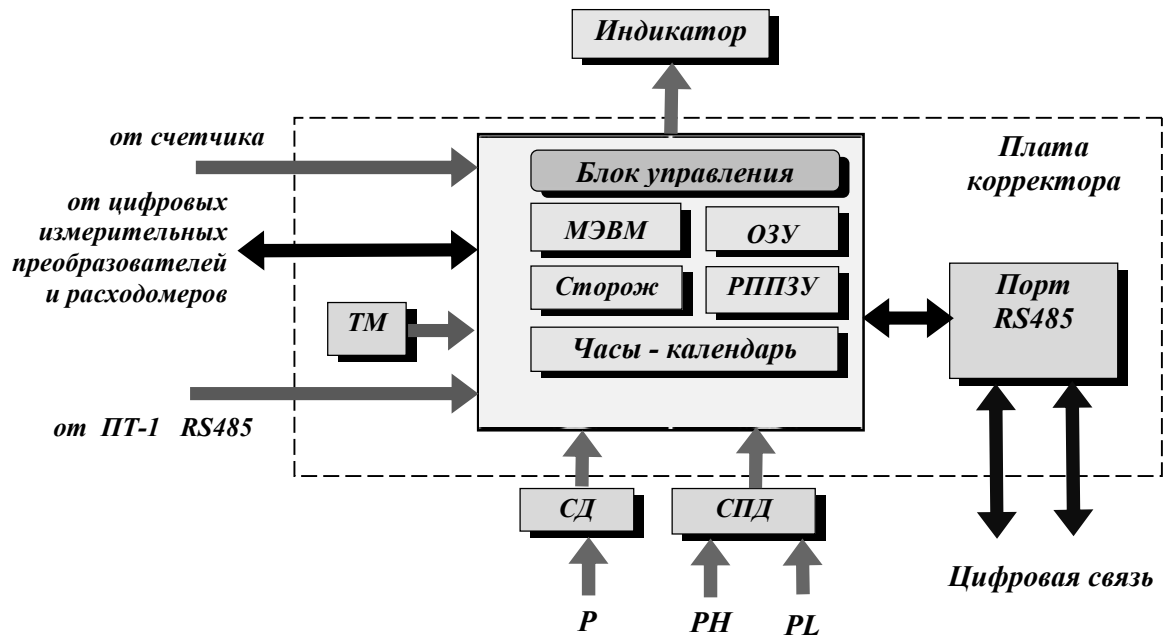


Рис. 2.5 - Внешний вид вычислителей ПК-В
(в комплекте с преобразователем температуры ПТ-1-Д)

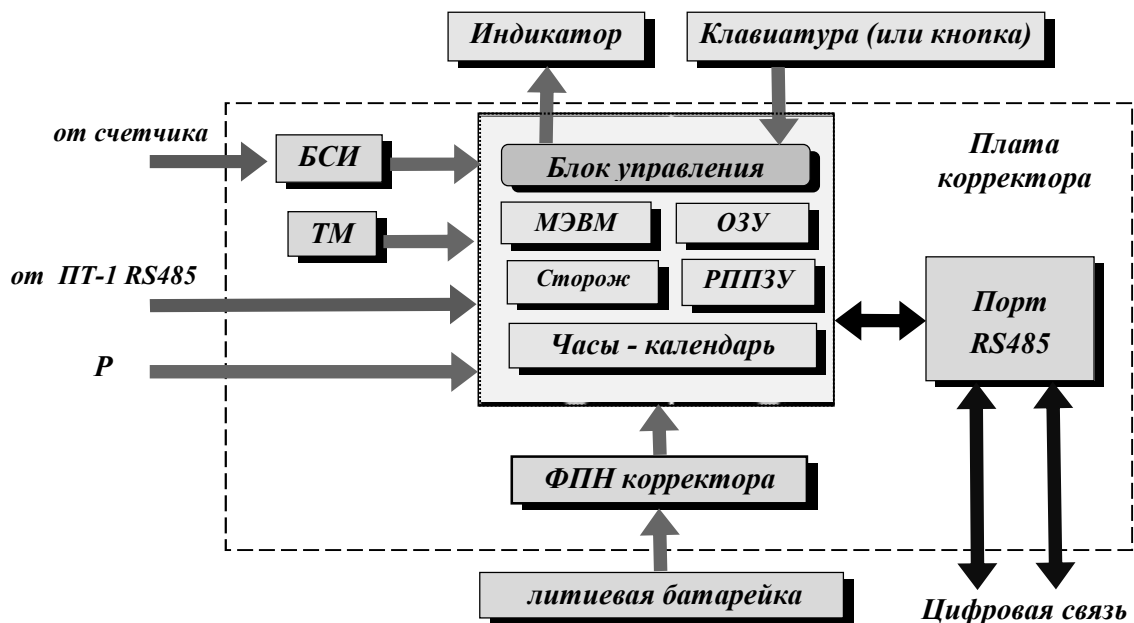
2.3.4 Структурная схема Вычислителя ПК-В приведена на рис. 2.6.

В состав Вычислителя ПК-В входят следующие блоки:

- **блок управления**, который имеет в своем составе микро-ЭВМ с управляющей программой корректора (МЭВМ), энергонезависимое оперативное (ОЗУ) и репрограммированное постоянное (РППЗУ) запоминающее устройство для хранения данных, независимые часы - календарь и электронный сторож;
- **сенсоры давления СД и СПД** - для измерения и преобразования в аналоговый сигнал абсолютного и дифференциального давления газа.
- **температурный модуль ТМ** - для измерения температуры окружающей среды;
- **блок счетчиков импульсов БСИ** - для приема низкочастотного импульсного сигнала от счетчика (для ПК-В исполнения 2)



а) Вычислитель ПК-В



б) вычислитель ПК-В (исполнение 2 с автономным питанием)

Рис. 2.6 - Структурные схемы Вычислителей ПК-В

- **аналогово-цифровой преобразователь АЦП**, обеспечивает питание термопреобразователя сопротивления (ТС), измерение и преобразование в кодированный сигнал значения текущего сопротивления ТС, преобразования в кодовые сигналы выходных сигналов сенсоров СД и СПД и модуля ТМ;

- **формирователь напряжения питания ФПН** - для питания внутренних функциональных блоков Вычислителя;

- **клавиатура** - для осуществления ввода в память Вычислителя и вывода на индикатор параметров, задаваемых и измеряемых (по заказу)

- **жидкокристаллический индикатор** - для отображения информации при работе оператора непосредственно с Вычислителем. Индикатор двухстрочный, в каждой строке 16 знаков.

2.3.6 Питание Вычислителя **ПК-В** осуществляется от внешнего источника питания постоянного тока напряжением **5В – 6В** со значением тока потребления до **250 мА**. Потребляемая мощность - не более **1,25 Вт**. Если вычислитель находится во взрывоопасной зоне, то источник питания подключается к нему через искробезопасный барьер.

При отсутствии питания данные Вычислителя сохраняются с помощью установленных на плате **литиевых батареек**, емкость которых достаточна для того, чтобы не менять их за время службы Вычислителя. Батарейки обеспечивают режим хранения до **10000** часов без подключения основного питания.

2.3.6.1 Питание Вычислителей **ПК-В** с автономным питанием осуществляется от **двух литиевых батарей**, размещенных в его корпусе, которые имеют номинальную выходную напряжение **3,6 В** и обеспечивают автономную работу этих комплексов. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы Вычислителя в течение **5 лет (при условии, что обмен информацией для печати отчета происходит один раз в месяц со скоростью не менее 9600 бит / сек)**.

При отсутствии переменного тока питания 220 В, **Вычислители ПК-В** могут питаться от внешнего независимого источника электропитания на основе газодинамического электрогенератора **ГП-1** производства ООО «ДП УКРГАЗТЕХ».

Максимальная потребляемая мощность - не более 50 мВт.

При одновременном отключении обеих батарей состоитя расконфигурирование Вычислителя.

2.3.6.2 Подключение питания к Вычислителю осуществляется через клеммы разъемы, установленные на плате Вычислителя (14 контактная колодка и разъем ХР1).

На колодке разъема расположены также входы для приема сигнала от преобразователя температуры ПТ-1, низкочастотного импульсного сигнала от счетчика и кодовых сигналов (С обменом по протоколу **HART**) от измерительных преобразователей и расходомера, а также для приема сигналов от внешних потребителей (с обменом по **интерфейсу RS232 или RS485**).

2.3.7 **Вычислитель ПК-В** воспринимает сигнал от преобразователя температуры **ПТ-1** с термометрическим чувствительным элементом любого типа согласно 1.2.16 НЕ, в том числе с платиновым (ТСП с НСХП 100П и Pt100) чувствительным элементом. Показатель тепловой инерции преобразователя ПТ-1 не превышает 20 с.

2.3.7.1 Конструкция преобразователя температуры **ПТ-1** обеспечивает возможность его крепления с помощью штуцера:

- непосредственно на трубопроводе, если условное давление газа при измерении не превышает 6 МПа и средняя скорость потока в трубопроводе ниже 3,2 м / с;

- на трубопроводе в защитной гильзе на условное давление до 16 МПа, если условное давление газа в трубопроводе превышает 6 МПа и / или средняя скорость потока в трубопроводе выше 3,2 м / с.

2.3.8 **Вычислители ПК-В** поставляются заказчику сконфигурированы по его заказу.

Если нужно переконфигурировать вычислитель, для этого необходимо кратковременно

(На 1 минуту) обесточить Вычислитель путем разъединения на плате Вычислителя колодок разъема, к которому подключают питания, например, литиевые батареи. При этом все данные Вычислителя будут определены.

Далее осуществляют новую конфигурацию Вычислителя по методике, изложенной в разделе 3 НЕ.

2.4 **Вычислитель ПК-В исполнения 1** предназначен для измерений и преобразований в кодовые электрические сигналы абсолютного (избыточного) и дифференциального давления и температуры неагрессивных газов и для вычисления методом переменного перепада объемного расхода при измерении газа т,е, - вычисляет расход.

2.4.1 Для измерения давления используются высокоточные сенсоры давления тензорезисторного типа с характеристиками, указанными в 2.5 НЭ.

2.4.2 Измерение температуры осуществляется с помощью преобразователя температуры ПТ-1 с характеристиками, указанными в 2.6 НЭ по интерфейсу RS485.

2.4.3 Вычислитель **ПК-В исполнения 1** осуществляет запись измеренных значений давления и температуры в свою энергонезависимую память (FLASH - память).

2.4.4 Преобразователь для удобства подключения к трубопроводу поставляется, например, в комплекте с безвентильным керамическим блоком ББК-5, который для подключения к импульсным трубкам имеет два технологических соединения с внутренней конической дюймовой резьбой К 1/4 ".

2.4.5 Обмен данными с внешними устройствами производится двухпроводной линией связи по инициативе внешних устройств. Преобразователь отвечает на универсальные команды путем ModBus и по протоколу HART.

2.4.6 Технические данные преобразователя:

- верхние границы измерений давления устанавливаются в соответствии с заказом в диапазонах:

- от **100 кПа до 10 МПа** - для **абсолютного** давления;
- от **6,0 кПа до 25 МПа** - для **избыточного** давления;
- от **1,0 до 250 кПа** - для **дифференциального** давления.

В преобразователях при измерениях дифференциального давления обеспечивается динамическое изменение верхней границы измерений в зависимости от текущего значения дифференциального давления с поочередной установкой значений верхней границы **100 кПа, 63 кПа и 6,3 кПа** (подробнее см. Примечание 3 до 1.2.16 НЭ)

- диапазон измерений температуры - от минус 40 до плюс 60 ° С или от минус 20 до плюс 80 ° С;

- границы допускаемой основной приведенной погрешности при измерениях и преобразованиях в кодовый выходной сигнал давления составляют: $\pm 0,075$ или $\pm 0,1\%$ верхней границы измерений (преобразований). Для обеспечения указанных пределов погрешности во всем диапазоне измерений и преобразований в преобразователе в зависимости от текущих значений давления осуществляется динамическое переключение коэффициентов усиления;

- границы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерениях и преобразованиях в кодовый выходной сигнал температуры составляют: $\pm 0,1$, $\pm 0,3$ или $\pm 0,5$ °С

- границы допускаемой основной относительной погрешности Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2

(На базе **Вычислителя ПК-В исполнения 1**) при вычислениях расходов составляют:

- без учета погрешности при измерениях давления и температуры - $\pm 0,02\%$;
- с учетом погрешности при измерениях давления и температуры - **от $\pm 0,3$ до $\pm 2,0\%$**

(В зависимости от класса точности преобразователя и интервала диапазона изменения дифференциального давления);

- выходной электрический кодовый сигнал - совместим с протоколом **HART**;

- напряжение питания Вычислителя осуществляется через бартер искробезопасный номинальным напряжением постоянного тока **5В \pm 10%**;

- потребляемый номинальный тока - от 30 мА до максимального 250 мА.

- потребляемая электрическая мощность Вычислителя ПК-В не превышает **1,25 Вт**.

2.5 **Измерительные преобразователи** дифференциального давления **ПД-1-Д**, абсолютного давления **ПД-1-А** и избыточного давления **ПД-1-И** предназначены для измерений и преобразований в кодовые электрические сигналы давления неагрессивных жидкостей и газов. Для измерения давления используются высокоточные сенсоры давления тензорезисторного типа.

Преобразователи по конструктивному исполнению изготавливаются в модификациях:

- преобразователь стандартного исполнения **ПД-1, ПД-1Н** (с индикатором) - габаритные размеры 130 x 190 x 150 мм;

- малогабаритный преобразователь ПД-1М, ПД-1МН (с индикатором) - габаритные размеры

100 x 110 x 75 мм.

Технические данные преобразователей ПД-1:

- верхние границы измерений устанавливаются в соответствии с заказом в диапазонах:

- от 100 кПа до 16 МПа - для абсолютного давления;
- от 6,0 кПа до 25 МПа - для избыточного давления;
- от 1,0 до 256 кПа - для дифференциального давления;

- допустимая основная приведенная погрешность измерений и преобразований давления в кодированный сигнал при температуре окружающего газа (20 ± 2) °С составляет: $\pm 0,075$ или $\pm 0,1\%$;

- характеристики выходных сигналов соответствуют кодовому сигналу по стандарту Bell202 в соответствии с форматом протокола HART;

- питание от источника постоянного тока напряжением от 7 до 36 В;

- максимальная потребляемая мощность - не более **0,75 Вт**.

Преобразователи давления могут быть заменены другими совместимыми средствами, соответствующими Техническому регламенту, которые имеют такую же или меньшую погрешность и совместимые интерфейсы.

2.6 Измерительные преобразователи температуры ПТ-1 и ПТ-1-П предназначены для измерения и преобразования в кодовые электрические выходные сигналы температуры неагрессивных жидкостей, газов и сыпучих веществ.

Конструктивно преобразователи выполнены в виде двух блоков: стандартного Термопреобразователя сопротивления (ТО) и микропроцессорного модуля (числового измерительного преобразователя, установленного в отдельном корпусе).

Технические данные преобразователей ПТ:

- диапазоны измерений: - **от минус 40 до 120 °С**;

- допустимая основная абсолютная погрешность преобразований и измерений при температуре окружающего газа (20 ± 2) °С находится в пределах от $\pm 0,1$ до $\pm 0,5$. При этом границы допускаемой основной абсолютной погрешности микропроцессорного модуля преобразователей при преобразованиях сопротивления в электрический сигнал составляют $\pm 0,1$ °С;

- показатель тепловой инерции измерительного элемента сопротивления не превышает 20с.

Характеристики выходных сигналов, электропитания и потребляемой мощности преобразователей ПТ аналогичны характеристикам преобразователей ПД-1.

Преобразователи температуры могут быть заменены другими совместимыми средствами, соответствующими Техническому регламенту, имеют такую же или меньшую погрешность и совместимые интерфейсы.

2.7 К комплексу **ФЛОУТЭК-ТМ** подключаются ротационные, турбинные и ультразвуковые счетчики газа, устанавливаемые в трубопроводе с помощью фланцевых соединений и непосредственно измеряют объем газа, проходящих по трубопроводу.

2.7.1 Типичные технические данные счетчиков:

- измерение объема газа производится при изменении расхода газа в диапазоне

от 3 до 1250 м³ / час;

- границы допустимой относительной погрешности при измерениях объема газа составляют при изменении расхода газа в диапазоне от Q_{min} до Q_t - $\pm 2,0\%$; от Q_t до Q_{max} - $\pm 1,0\%$. Q_t - переходной расход, равный:

- **0,2 Q_{max}** для счетчиков при соотношении расхода Q_{max} к Q_{min} **1:10 и 1:20;**

- **0,15 Q_{max}** - для счетчиков при соотношении расхода **1:30;**

- **0,1 Q_{max}** - для счетчиков при соотношении расхода **1:50;**

- **0,05 Q_{max}** - для счетчиков при соотношении расхода более **1:50;**

- диаметр условного прохода трубопровода - **50, 80, 125, 150 или 200 мм;**

- максимальное избыточное давление газа в трубопроводе - **от 0,1 до 0,63 МПа.**

2.8 В качестве расходомеров могут использоваться массовые расходомеры, которые устанавливаются непосредственно в трубопроводе и обеспечивают прямое и точное измерение массового расхода среды, проходящей по трубопроводу.

2.9 Счетчики (расходомеры) должны соответствовать Техническому регламенту и иметь совместимые с комплексом **ФЛОУТЭК-ТМ** интерфейсы.

Применяемые расходомеры газа и расходомеры-преобразователи вместе с комплексом обязательно сертифицируются отдельно в установленном порядке и согласуются с органом по оценке соответствия.

Счетчики (расходомеры) газа, а также другие СИТ для измерения физико-химических параметров газа, гигрометры должны отвечать требованиям технических регламентов.

Средства измерений, применяемые при проверке преобразователей, должны быть поверенные или аттестованы в установленном порядке в органах государственной метрологической службы.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Комплексы выполняют свои функции в полном объеме при соблюдении следующих условий:

- транспортирование и хранение технических средств Комплексов осуществлялись согласно 5.2, 5.3 и 5.7 РЭ;
- технические средства Комплексов размещены на объекте измерений с учетом 1.1.4, 1.1.5 и 1.2.24 РЭ;
- эксплуатация Комплексов осуществляется согласно 1.2.23 РЭ;
- длительность отсутствия основного сетевого напряжения Комплексов согласно 1.2.25 РЭ не превышает 100 ч;
- измеряемые Комплексами параметры находятся в пределах, соответствующих выбранным диапазонам измерений измерительных преобразователей.

3.1.2 При нарушении условий транспортирования и хранения технических средств Комплексов необходимо провести проверку Комплексов в объеме приемо-сдаточных испытаний согласно техническим условиям ТУ У 33.3-22192141-003-2001.

3.1.3 При нарушении условий размещения технических средств Комплексов и условий их эксплуатации эксплуатация Комплексов не допускается.

3.1.4 При превышении допустимой длительности отсутствия основного сетевого напряжения Комплексов и снижении выходного напряжения резервного источника питания постоянного тока (аккумулятора) ниже его допустимого предела Комплексы из всего объема выполняемых функций только сохраняют данные, записанные в память вычислителя.

3.2 Подготовка Комплексов к использованию

3.2.1 Размещение и монтаж технических средств Комплексов

3.2.1.1 Технические средства Комплексов могут размещаться как на открытом воздухе (в частности, в непосредственной близости от сужающего устройства, установленного в ИТП), так и в помещении объекта измерений.

Измерительные преобразователи ПТ-1, ПД-1, ПД-1Д, вычислители ВР-2 и ПК-В, счетчики, расходомеры размещаются во взрывоопасной зоне. **Остальные приборы Комплексов должны размещаться только во взрывобезопасной зоне.**

3.2.1.2 Схемы подключения измерительных приборов Комплексов к однониточному трубопроводу **при размещении приборов на открытом воздухе** показаны на рисунках 3.1 - 3.4.

Типичные электрические схемы подключения устройств в составе Комплекса приведены в **Приложении К.**

3.2.1.2.1 **Вычислители** Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-2-2 (рис. 3.1), а также **измерительные преобразователи** абсолютного (избыточного) давления и измерительные преобразователи дифференциального давления Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-2-1 (рис. 3.2) подключаются к трубопроводу 1 с сужающим устройством (диафрагмой) или осредняемого напорной трубкой 2, как непосредственно с помощью импульсных линий 3 и 4, так и через пятивентильный (Рис.3.1) или трёхвентильный (Рис.3.2) блок. Указанные блоки состоят соответственно из пяти и трех шаровых вентилях с условным диаметром 15 мм.

Пятивентильный блок содержит два отсекающих клапана 5 и 6, два уравнильных вентиля 9 и 10 и вентиль 11 для сброса газа в атмосферу (вентиль 11 служит также для контроля герметичности уравнильных вентилях). Кроме того в состав вентильного блока входит тройник 7 со штуцером и заглушкой 8, обеспечивающий (тройник) возможность подключения эталонов давления (например, образцового манометра или универсального калибратора давления КДУ-1) для поверки Комплексов в рабочих условиях (без демонтажа измерительных преобразователей от трубопровода).

Трёхвентильный блок на отличие от пятивентильного блока содержит один уравнильный вентиль 9, а в качестве вентиля для сброса газа в атмосферу используется тройник 7 со штуцером и заглушкой 8.

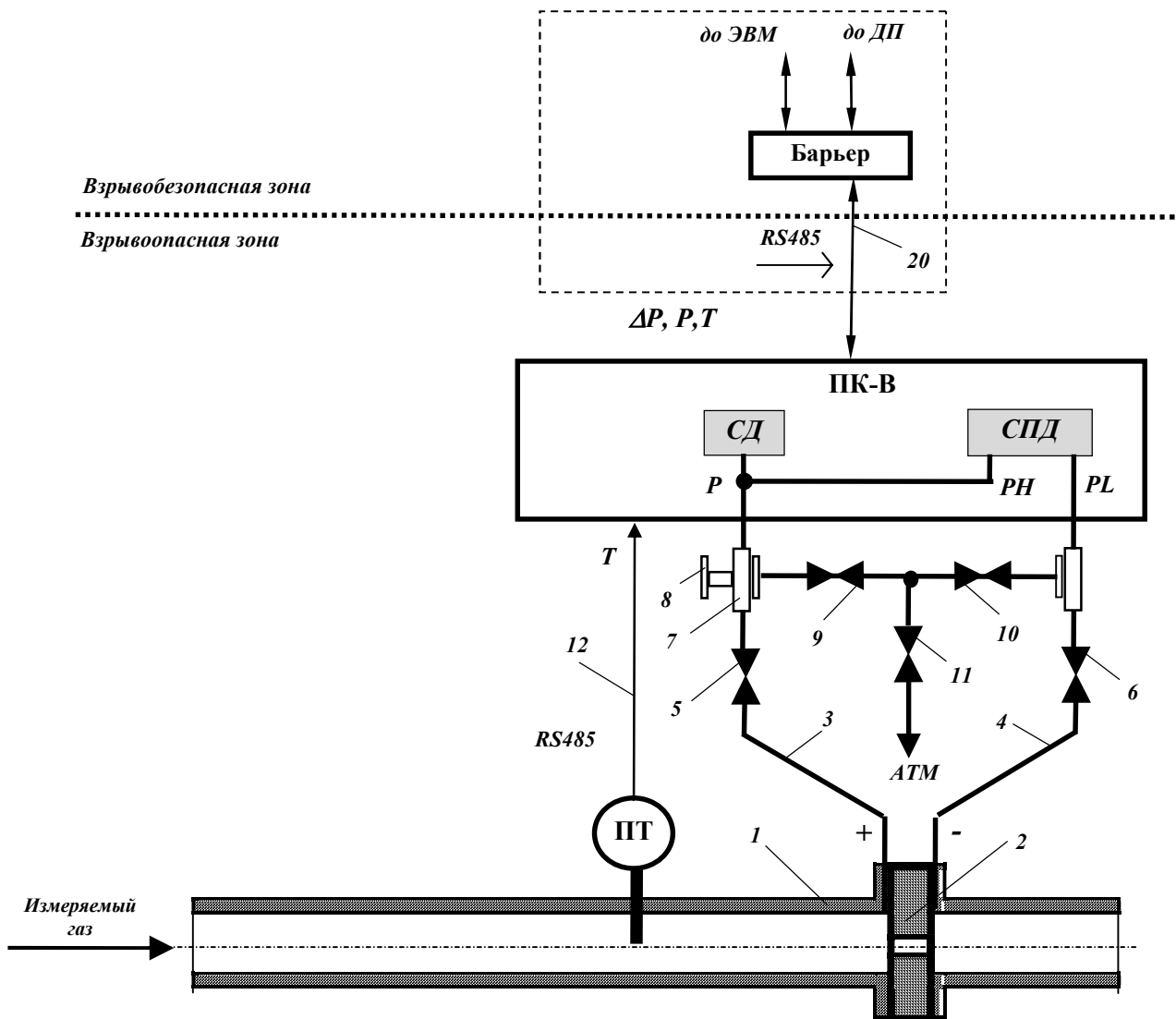


Рис. 3.1 - Схема подключения вычислителя ПК-В и измерительного преобразователя плотности комплексов модификаций ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2 к трубопроводу (на открытом воздухе) с помощью пятивентильного блока

3.2.1.2.2 Вычислители Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4, ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-6 (Рис. 3.3) и измерительный преобразователь давления Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1 (рис. 3.4) подключаются к трубопроводу 1, через отсекающий вентиль 5 и импульсную линию 3. Тройник 7 со штуцером и заглушкой 8 обеспечивает подключение эталонов давления для проверки Комплексов в рабочих условиях. вентиль 11 служит для сброса газа в атмосферу

3.2.1.2.3 Импульсные линии 3 и 4, подводящие газа к преобразователям и вентильным блокам - стальные трубы диаметром от 10 до 20 мм.

Для изолирования приборов Комплексов от трубопровода, с целью защиты от грозовых разрядов, на импульсных линиях должны быть в обязательном порядке установлены изолирующие фланцы.

3.2.1.2.4 Термопреобразователи температуры (ПТ-1) (рис. 3.1 – 3.4) Комплексов устанавливаются в кармане трубопровода 1 и соединяются с вычислителем или барьером электрическим экранированным кабелем 12.

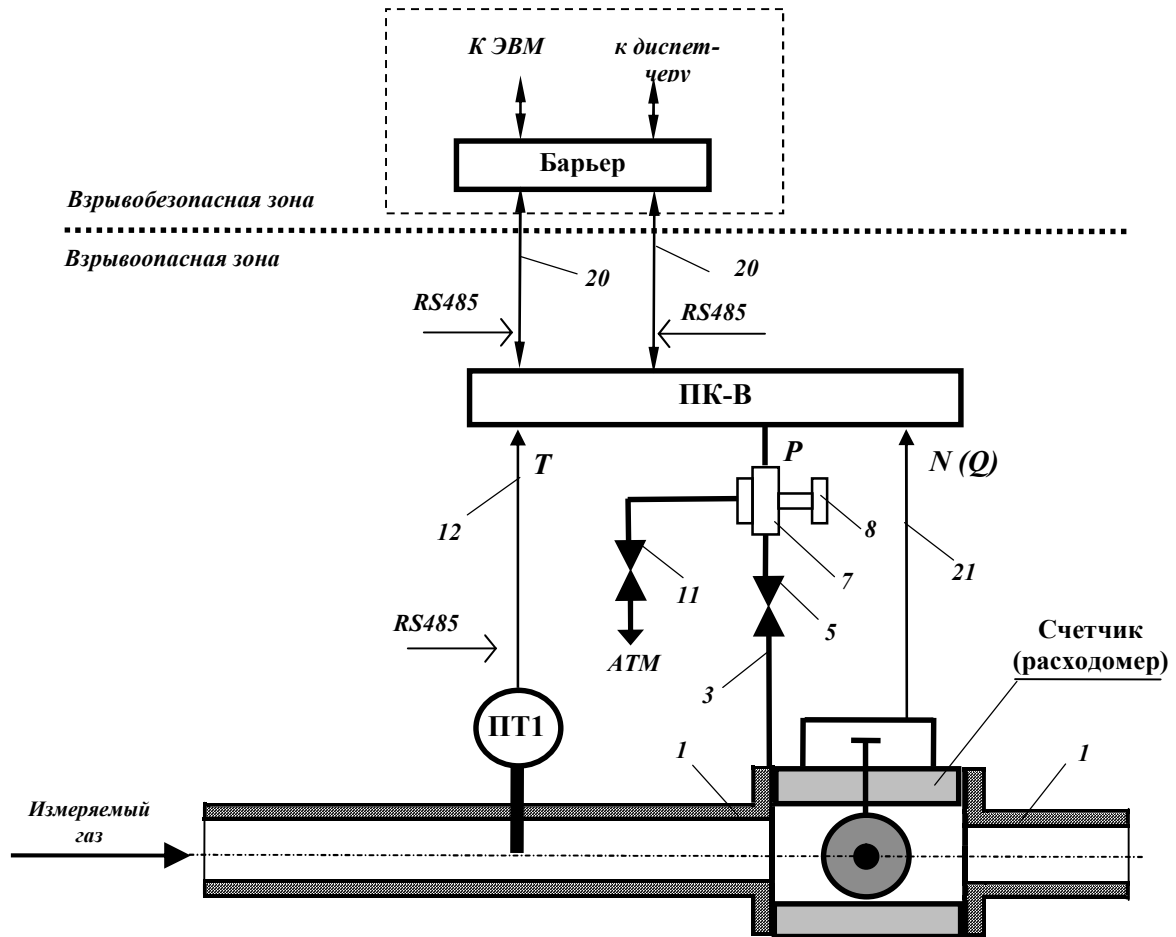


Рис. 3.3 - Схема подключения счетчика (расходомера) и вычислителя ПК-В комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4, ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-6 к трубопроводу (на открытом воздухе)

3.2.1.3.2 Для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1 на открытом воздухе на трубопроводе 1 устанавливаются ПТ-1, счетчик (расходомер) и запорные клапаны 29, а измерительные преобразователи давления, перепада давления и другая электронная аппаратура - в помещении (рис. 3.6). Статическое давление от трубопровода 1 по стальной импульсной линии 3 диаметром 10 - 20 мм через стенку 23 помещения, второй отсечной вентиль 5 и тройник 7 с заглушкой 8 подводится к измерительному преобразователю давления. Вентиль 11 служит для сброса газа в атмосферу.

3.2.1.3.3 В нижней части импульсных линий 3 и 4 установлены конденсатосборники 24 с дренажными вентилями 25. Монтаж измерительных преобразователей давления и вычислителя ПК-В, а также уклоны импульсных линий выполнены таким образом, чтобы исключить скопление жидкости (конденсата) в измерительных камерах вычислителя и преобразователей.

3.2.1.3.4 Другие требования к схемам подключения измерительных приборов Комплексов к одностороннему трубопроводу при размещении приборов в помещении аналогичные данным, приведенным в 3.2.1.2.3 - 3.2.1.2.7 РЭ.

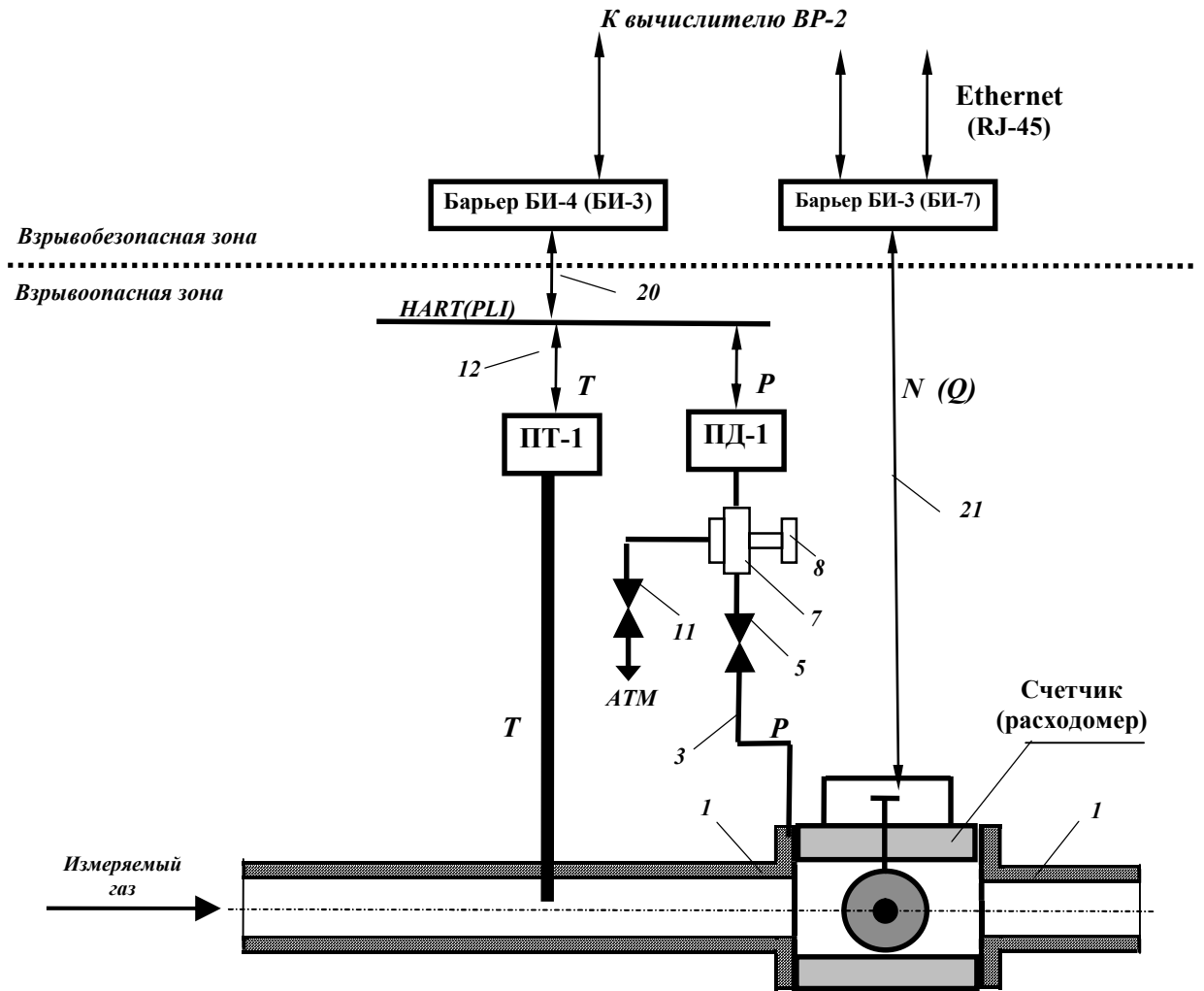


Рис. 3.4 - Схема подключения счетчика (расходомера) и измерительных преобразователей температуры и давления Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1 к трубопроводу (на открытом воздухе)

3.2.1.4 Схема подключения измерительных приборов Комплексов к однониточному трубопроводу и схема переключения блока ББК-5 показаны на рис. 3.7.

Подведение измеряемого газа к входам «вх +» и «вх -» блока ББК-5 осуществляется с помощью импульсных линий, на которых устанавливаются запорные клапаны 6 и 7.

3.2.1.5 Электрические соединения приборов Комплексов для всех модификаций показаны на схемах подключения, приведенных в Приложении К (рис. К.1 - К.14).

Подключение измерительных преобразователей дифференциального и абсолютного (избыточного) давления, температуры, вычислителя ПК-В показано на примере подключения соответственно измерительных преобразователей ПД-1, ПТ-1. Подключение хроматографа показано на примере подключения Комплекса «ФЛОУХРОМ», в состав которого входит хроматографический модуль HGC 303 фирмы «YAMATAKE».

Цвет соединительных проводов на схемах подключения приборов Комплексов, приведенных на рис. К.1-К.14, указан произвольно и соответствие цвета проводов при монтаже приборов не обязательно.

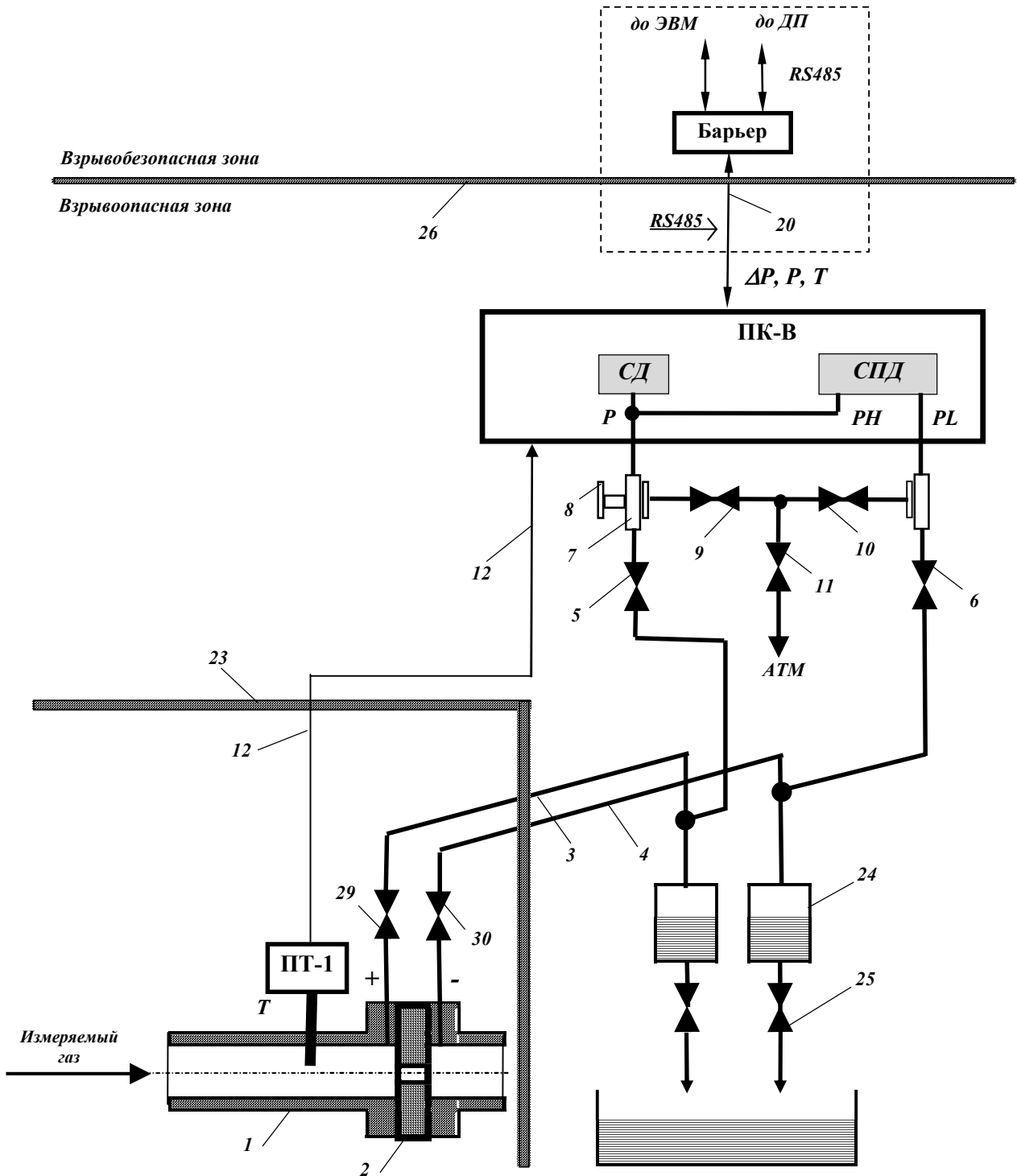


Рис. 3.5 - Схема подключения вычислителя ПК-В Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2, ФЛОУТЭК-ТМ-2-2-2, к трубопроводу (при размещении устройств в помещении)

3.2.1.5.1 Основные требования к электрическому монтажу технических средств Комплексов:

- осуществить подключение экрана кабелей, соединяющих:

- цифровые измерительные преобразователи, счетчик-расходомер и барьеры с вычислителем ВР-2 - к планке заземления вычислителя;
- цифровые измерительные преобразователи, счетчик-расходомер с вычислителем ПК-В со стороны вычислителя, к клеммам «GND»;

- экраны кабелей следующих через барьер соединяются между собой в обход барьера;
- экраны интерфейсных кабелей к ЭВМ и модемам (верхнего уровня) также подключаются со стороны вычислителя;
- для обеспечения ЭМС вычислителя, снаружи корпуса каждый кабель обжимается клипсой марки RU-110В. Такая же клипса надевается на противоположный конец кабеля, если кабель с другого конца подключается к преобразователю давления или температуры;
- для импульсных и частотных сигналов используется низкочастотный кабель типа **ЖУ-1166**. Для интерфейсных сигналов **HART, PLI, RS232 и RS485** - витая пара типа **КПВЭ-ВП (100) 2x2x0,51 (FTP - cat 5)**. Для цепей питания используется кабель типа **ПВС**;
- сечение жил соединительных кабелей и отдельных соединительных проводов должно быть не менее $0,2 \text{ мм}^2$ и не более $1,5 \text{ мм}^2$;
- длина соединительных кабелей должна быть рассчитана с учетом погонной емкости кабеля, входящей емкости устройства и барьеров и скорости передачи данных;
- рекомендуемая длина соединительных кабелей :
 - кабель, использующий интерфейс **NAMUR**, - не более **30 м**.
 - кабель, использующий интерфейс **RS485**, - до **300 м**.
 - кабель, соединяющий измерительные преобразователи с **ПК-В**, - не более **30 м**;
 - кабель, соединяющий цифровые измерительные преобразователи с вычислителем **ВР-2** – не более **30 м**;
 - кабель, соединяющий вычислитель **ВР-2** по **RS232** с барьером **БИ-2**, - не более – **10м**;
 - кабель, использующий импульсы передачи данных не более - **60 м**;
 - кабель, соединяющий цифровые измерительные преобразователи с барьером **БИ-3** по интерфейсу **PLI**, - не более - **300 м**;
- заземлить корпус вычислителя, измерительных преобразователей, счетчика (расходомера), а также клеммы **ХР1: 8 (9), ХР2: 7 (8), ХР3: 7 (8) и ХР4: 7 (8)** барьера **БИ-2**, клемму **ХР2: 10** барьера **БИ-3**, клемму **ХР2 6** барьера **БИ-4** и клемму **ХР1: 3** источника питания **ИПИ 12/3**. Электрическое сопротивление заземления по постоянному току не должен превышать **4 Ом**;

3.2.1.5.2 Для предотвращения несанкционированного доступа к информации, формируемой Комплексами, используемых для коммерческого учета газа, при монтаже все кабели связи необходимо прокладывать в металлических или асбестовых трубах для обеспечения невозможности присоединения к ним.

3.2.1.6 Для предотвращения повреждения развальцовки входного штуцера технологических соединений, предназначенных для ввода измеряемого газа в камеры сенсоров давления измерительных преобразователей абсолютного (избыточного) давления и вычислителя **ПК-В**, необходимо при подключении к указанным приборам импульсных трубок **обязательно фиксировать неподвижно входной штуцер** приборов с помощью гаечного ключа размером $S = 27$.

Для Вычислителя ПК-В исполнения 2 место фиксации входного штуцера (А - показано стрелкой) представлено на Рис. 2.4 РЭ. . .

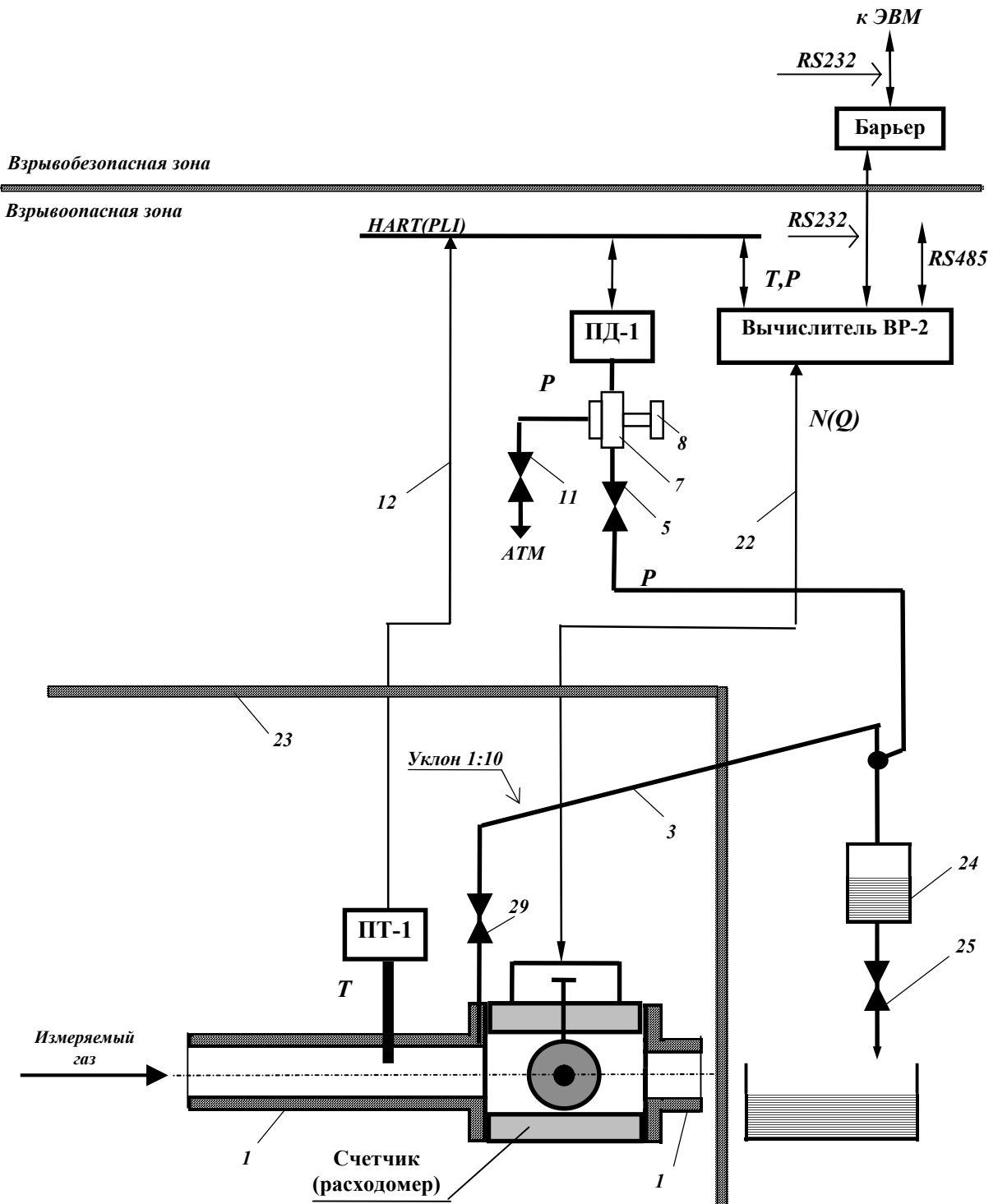


Рис. 3.6 - Схема подключения счетчика (расходомера) и измерительных преобразователей температуры и давления Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-3-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1 к трубопроводу (при размещении в помещении)

3.2.1.7 Для обеспечения взрывозащищенности при монтаже приборов Комплексов необходимо:

- руководствоваться настоящим руководством по эксплуатации, а также:

- руководствами по эксплуатации (паспортами) измерительных преобразователей, счетчика, расходомера, искробезопасного барьера, адаптера BELL202 и источника питания;
- «Инструкцией по монтажу электрооборудования, силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон» ВСН 332-74;
- «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» (ПТЭЭП), глава 3.4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- «Правилами безопасной эксплуатации электроустановок потребителей» (ПБЭЭП), глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), глава 1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности»;
- Правилами ДНАОП 0.00-1.32, глава 4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- Правилами ДНАОП 0.00-1.21, глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- ГОСТ 12.2.007.0;

- перед монтажом обратить внимание на соответствие Комплексов сопроводительной технической документации, наличие маркировок взрывозащиты, наличие и целостность крепежных элементов и пломб, отсутствие механических повреждений и дефектов, препятствующих отсчету показаний по цифровому индикатору вычислителя, соответствие параметров искробезопасных линий связи согласованным значениям;

- монтаж приборов Комплексов на объекте измерений проводить в строгом соответствии со схемой внешних соединений. По окончании монтажа крышки измерительных преобразователей должны быть опломбированы.

3.2.2 Проверка готовности Комплексов к использованию

3.2.2.1 Перед включением Комплексов следует проверить:

- правильность установки электронных устройств и измерительных преобразователей;
- надёжность подсоединения внешних и межприборных кабелей к разъемам электронных устройств, соответствие их маркировки схемам электрических соединений;
- отсутствие нарушений изоляции соединительных кабелей;
- отсутствие коротких замыканий между контактами разъемов, предназначенных для подключения питающих напряжений, а также между этими контактами и корпусами устройств;
- плотность закрытия крышек на измерительных преобразователях и устройствах во взрывобезопасном исполнении;
- наличие и надёжность заземления устройств.

3.2.2.2 Порядок включения и проверки функционирования Комплексов следующий:

- установить вентили на импульсных линиях подачи давления в камеры измерительных преобразователей давления и плотности в рабочее положение;
- подать на источник питания Комплекса сетевое напряжение (220 В) частотой (50±1) Гц;
- после прогрева в течение 120 с проконтролировать показания на экране цифрового показывающего индикатора вычислителя значений измеряемых параметров. При этом для вычислителя необходимо нажать на лицевой панели кнопку вызова параметров на экран «Просмотр данных»;

- проконтролировать корректность введенных в память Комплекса значений характеристик, представленных в **Приложении А**. Проверка выполняется путем последовательного вывода их на экран ЭВМ и сравнения с данными, приведенными в паспорте Комплекса. Результаты проверки считаются положительными, если значения характеристик, выведенных на экран ЭВМ, по всем разрядам совпадают с представленными в паспорте значениями;

- при обнаружении, что один из каналов измерения вычислителя некалиброванный, а также при замене преобразователей провести калибровку и поверку Комплекса согласно 3.3.2.3 и 3.3.2.4 РЭ;

- осуществить (при необходимости) поверку Комплекса по Методике МПУ 290/03-2013;

- проверить выполнение вычислителем Комплекса передачи данных по запросу ЭВМ верхнего уровня в следующем порядке:

- подключить ЭВМ к коммуникационному порту вычислителя (с помощью преобразователя интерфейсов RS232/BELL202) через телефонный коммутируемый канал, выделенную двухпроводную линию, четырехпроводную линию диспетчерской громкоговорящей связи или радиоканал;
- проконтролировать передачу данных по запросу ЭВМ;
- подключить к ЭВМ принтер и распечатать суточный и месячный отчеты.

3.2.2.3 Если Комплексы соответствуют заданным техническим характеристикам, то их можно использовать для учета газа, проходящего по трубопроводу.

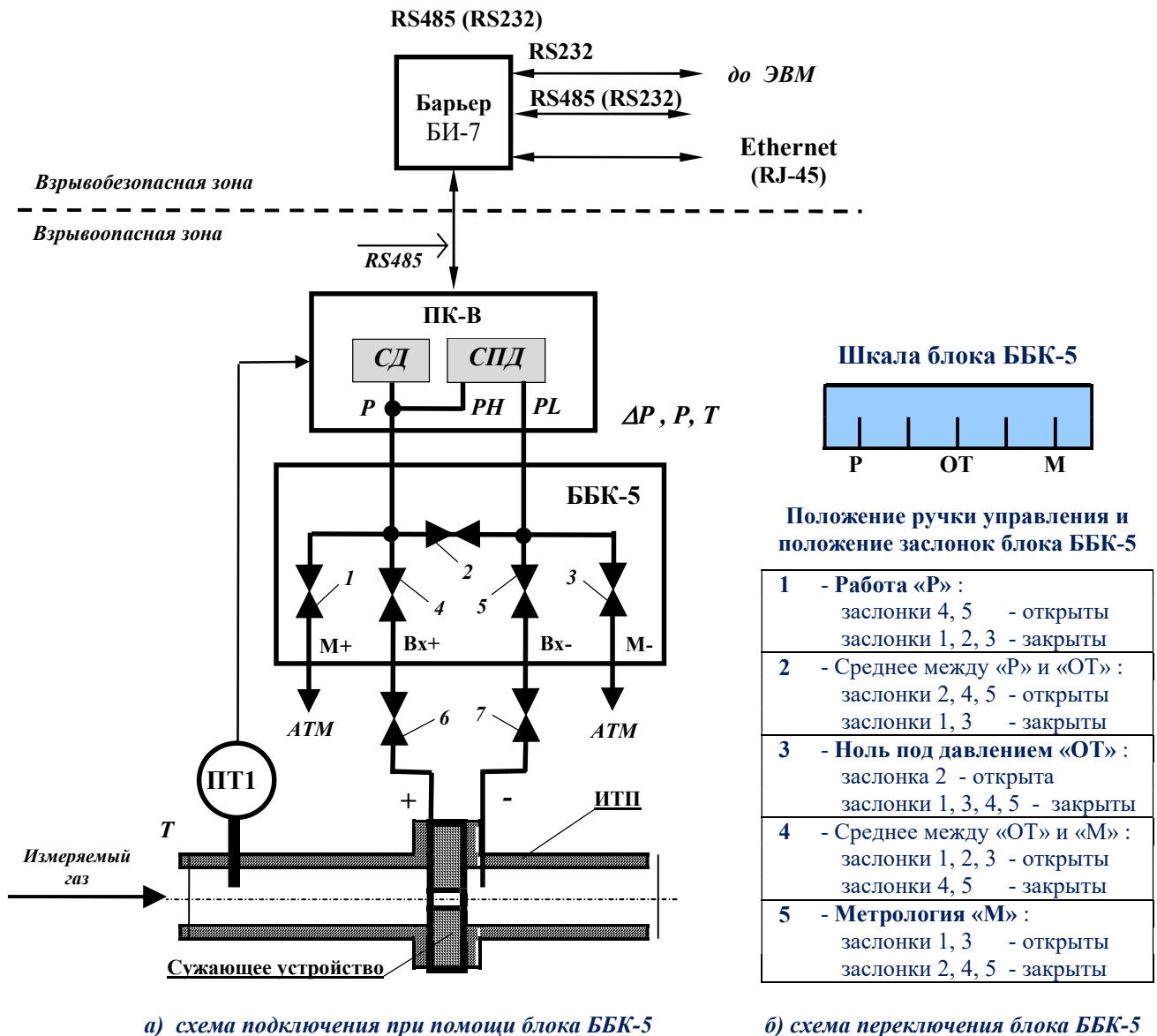


Рис. 3.7 - Схема подключения вычислителя ПК-В (или преобразователей ПД-1-ДА) с помощью безвентильного блока ББК-5 и схема переключения каналов

3.3 Использование Комплексов

3.3.1 Режимы работы Комплексов

3.3.1.1 Для Комплексов предусмотрены режимы работы: измерений и управления, конфигурирования вычислителя и ввода в память вычислителя параметров НСХП измеряемой величины (режим калибровки).

Выбор режима работы Комплексов и длительность работы на выбранном режиме определяются оператором диспетчерского пункта.

3.3.1.2 В режиме измерений и управления осуществляются измерения параметров, необходимых для вычисления расхода и объема газа согласно заданным расчетным формулам и проверка правильности вычисления расхода путем замены значений измеряемых параметров на константы, задаваемыми вручную.

В режиме конфигурирования осуществляется конфигурирование вычислителя под заданный объект измерений.

В режиме ввода в память вычислителя параметров НСХП по измеряемой величине осуществляется калибровка каналов измерения Комплексов под данные экземпляры измерительных преобразователей давления и температуры.

3.3.1.3 Режимы конфигурирования и ввода в память вычислителя параметров НСХП требуют присутствия обслуживающего персонала. Режим измерений и управления - автоматический и не требует присутствия обслуживающего персонала.

3.3.2 Контроль работоспособности Комплексов

3.3.2.1 Начальное конфигурирование (настройку) вычислителя выполняют следующим образом:

- собирают схему, приведенную для Комплексов, использующих:

- комплект измерительных преобразователей - на рисунке 1.1, 1.3, 1.7, 1.8 или 1.9;
- преобразователи ПД-1ДА (многопараметрические) - на рисунке 1.1 или 1.9;
- миниКомплекс - на рисунке 1.2, 1.4, 1.5 или 1.6;

- подают сетевое напряжение на источник питания;

- устанавливают на переносную ЭВМ программу **CONCOR.EXE**), запускают ее и далее следуют указаниям программы. Объем и очередность выполнения операций программы приведены в Руководстве оператора АЧСА.00001-01 34 01;

- после ввода всех параметров, указанных в программе **CONCOR.EXE** (**MCONCOR.EXE**), записывают параметры в вычислитель;

- после выполнения записи **автоматически осуществляется выход в главное меню**, которое позволяет выборочно изменить параметры конфигурирования Комплексов, просмотреть мгновенные и рассчитанные данные, организовать циклический опрос данных.

Примечание - Программа **CONCOR.EXE** (**MCONCOR.EXE**) имеет ряд версий, отличие которых зависит от модификации обслуживаемого Комплекса. При этом соблюдается совместимость более поздних версий с оборудованием, которое было изготовлено ранее.

3.3.2.2 Главное меню программы **CONCOR.EXE** (**MCONCOR.EXE**) состоит из таких основных пунктов:

- | | | |
|-------------|----------------|-------------------------------|
| - Параметры | - Отчеты | - Связь с другим вычислителем |
| - Данные | - Обслуживание | - Версия. |

Пункт «Параметры» имеет свое меню, включающее следующие пункты:

- Статические параметры
- Оперативные статические параметры
- Неизменяемые параметры конфигурации
- Изменяемые параметры конфигурации
- Системные параметры
- Параметры измерительных каналов
- Изменение пароля вычислителя.

Пункт «Данные» имеет свое меню, включающее в зависимости от модификации Комплекса следующие пункты:

- Мгновенные данные
- Суточные данные
- Часовые данные
- Оперативные данные
- Вмешательства
- Диагностика
- Суточные аварийные данные
- Данные последних измерений.

По пунктам “Суточные данные”, “Суточные аварийные данные”, “Часовые данные”, “Оперативные данные”, “Вмешательства” и “Диагностика” запрашивается диапазон времени в формате: “День, месяц, год, час, минута, секунда” (по пунктам “Суточные данные” и “Суточные аварийные данные” час, минута и секунда не запрашиваются).

Пункт «Отчеты» имеет свое меню, включающее основные пункты: “Суточный отчет” и “Месячный отчет”. По каждому пункту предусмотрены возможности создания отчета с записью его в закодированном виде в файл и распечатка этого файла на принтере.

Пункт «Обслуживание» имеет свое меню, включающее следующие пункты:

- | | |
|-------------------------|-------------------------------------|
| - Поверка | - Команды цифровому преобразователю |
| - Калибровка | - Объем при рабочих условиях |
| - Константа/измерение | - Параметры настройки |
| - Скользящее среднее | - Дата и время |
| - Непрерывный опрос | - Снятие с обслуживания. |
| - Состояние вычислителя | |

Пункт «Связь с другим вычислителем» имеет свое меню, включающее следующие основные пункты:

- | | |
|--------------------------|-----------------------------------|
| - Непосредственная связь | - Адаптер связи |
| - Телефон | - Пакетная радиосеть (Радио СРП). |

3.3.2.2.1 Сведения, необходимые для выполнения обслуживающим персоналом операций по указанным пунктам меню, приведены в Руководстве оператора АЧСА.00001-01 34 01.

3.3.2.3 Калибровка каналов измерения параметров газа вычислителя

Калибровке подлежат каналы измерения вычислителя, работающего с измерительными преобразователями давления, перепада давления и температуры.

Начатая калибровка (формирование НСХП) должна быть выполнена полностью и завершится возвратом в главное меню. Допускается прерывать калибровку, а также дополнять ее вводом новых реперных точек.

Калибровку каналов измерений давления и температуры газа проводят для нескольких (по усмотрению потребителя или для достижения требуемой точности измерений) значений окружающей температуры.

3.3.2.3.1 Проверку возможности ввода в память вычислителя параметров НСХП *абсолютного давления* проводят в следующем порядке:

- 1) собирают схему, приведенную на рисунке 3.8а (для аналогового сигнала) и подают сетевое напряжение на источник питания;
- 2) устанавливают на переносную ЭВМ программу CONCOR, запускают ее и далее следуют указаниям программы;
- 3) выбирают в главном меню программы режим “Обслуживание”;
- 4) выбирают в меню “Обслуживание” режим “Поверка”;
- 5) выбирают в меню “Поверка” канал (измеряемую величину) “Давление”. При этом измерение давления прекращается и последняя измеренная величина “замораживается” в памяти вычислителя;
- 6) на предложение программы “Перевести выбранный параметр на константу” устанавливают требуемую константу. Иначе перевод выполняется автоматически, а в качестве константы используется последнее скользящее среднее значение измеряемой величины. Следует заметить, что **санкционированная постановка на константы требует обязательного ввода паролей представителями двух сторон договора на поставку газа**. При невыполнении этого условия объем газа, прошедшего за период постановки на константы, добавляется не к штатному, а к аварийному объему (ПО «Продавец»);
- 7) для дифференциального и абсолютного (избыточного) давления вводят единицу измерения параметра эталоном давления ЭД: кПа, МПа, кгс/м² или кгс/см²;
- 8) на предложение программы “Выбрать количество реперных точек” вводят требуемое количество точек, например, 2 (максимальное количество реперных точек - 33);
- 9) подтверждают необходимость калибровки. При этом вычислитель автоматически переводится в режим обслуживания;
- 10) на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 1” (вблизи нижнего предела измерений), открывают вентиль К;
- 11) после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу на клавиатуре ЭВМ (далее - клавиша) “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении давления в точке 1 и запрашивается необходимость его изменения. Например: “Требуемое значение измеряемой величины в точке 1: 0.000 МПа. Изменить? (Y/N)”;

12) нажимают клавишу “Y” и вводят значение атмосферного давления P_6 , измеренного барометром, например, 0,1 МПа. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 1: 0.100 МПа. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;

13) на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 2” (вблизи верхнего предела измерений), с помощью гидравлического насоса ГН подают в камеру преобразователя давление, равное разности значений давления P_{max} и P_6 . Давление контролируют с помощью эталона давления ЭД;

14) после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении давления в точке 2 и запрашивается необходимость его изменения;

15) нажимают клавишу “Y” и вводят значение давления P_{max} , поданного на вход преобразователя, например, 5,6 МПа. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 2: 5.600 МПа. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;

16) после ввода последней реперной точки вычислитель представляет на дисплее ЭВМ результаты калибровки. Необходимо подтвердить согласие с результатами калибровки. При этом параметры калибровки автоматически записываются в вычислитель и программа переходит в режим поверки. При завершении поверки вычислитель автоматически снимается с обслуживания выбранного канала (канала давления).

Если количество реперных точек больше 2, то операции 13 - 15 выполняются для каждой реперной точки.

Ввод в память вычислителя параметров НСХП *избыточного давления* проводят аналогично, за исключением:

- при выполнении операции 12 вводят в качестве нового значения измеряемой величины в реперной точке 1 значение давления величиной 0 МПа;

- при выполнении операции 13 подают в камеру преобразователя давление, равное P_{max} .

3.3.2.3.2 Проверку возможности ввода в память вычислителя параметров НСХП *дифференциального давления* проводят в следующем порядке:

- собирают схему, приведенную на рисунке 3.9а (для аналогового сигнала), и подают сетевое напряжение на источник питания;

- повторяют операции 2 - 10, приведенные в 3.3.2.3.1 РЭ. При выполнении операции 5 выбирают в меню “Поверка” канал “Перепад давления”;

- с помощью пневматического насоса ПН подают в камеру высокого давления «РН» измерительного преобразователя дифференциального давления (далее - преобразователь) давление, равное нижнему пределу измерений дифференциального давления, например, 0,63 кПа. Давление контролируют с помощью эталона давления ЭД;

- после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении давления в точке 1 и запрашивается необходимость его изменения;

- нажимают клавишу “Y” и вводят значение нижнего предела измерений дифференциального давления. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 1:

0.630 кПа. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;

- на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 2”, с помощью насоса ПН подают в камеру высокого давления «РН» преобразователя давление, равное ΔP_{max} ;

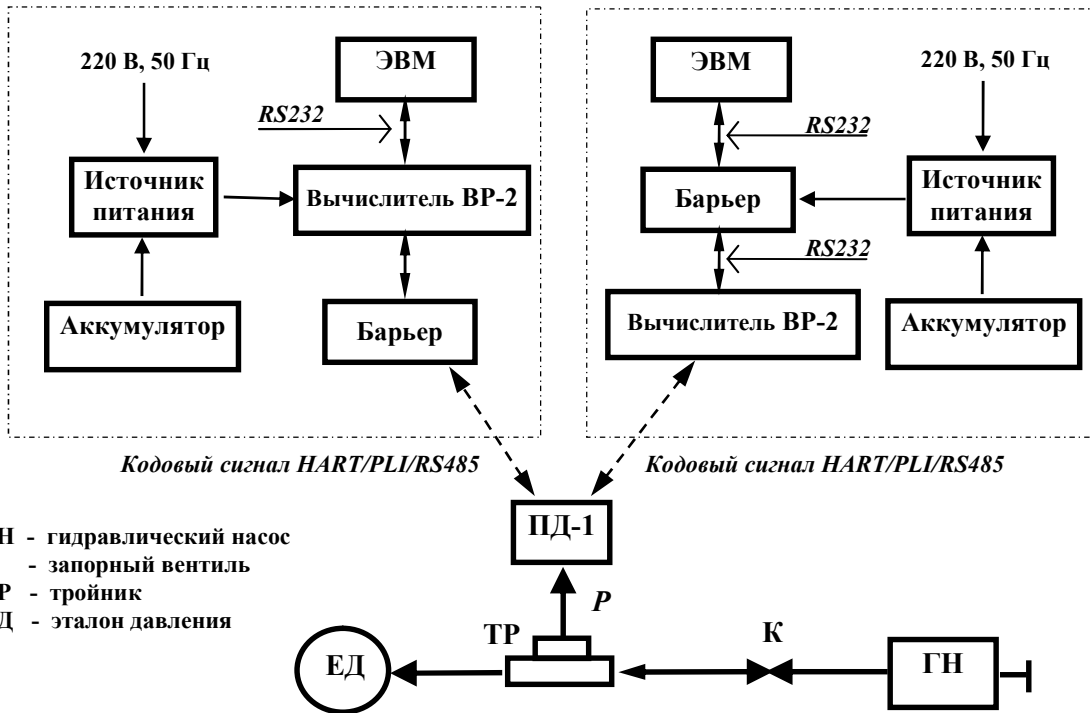
- после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении давления в точке 2 и запрашивается необходимость его изменения;

- нажимают клавишу “Y” и вводят значение ΔP_{max} , например, значение 63 кПа. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 2: 63.000 кПа. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;

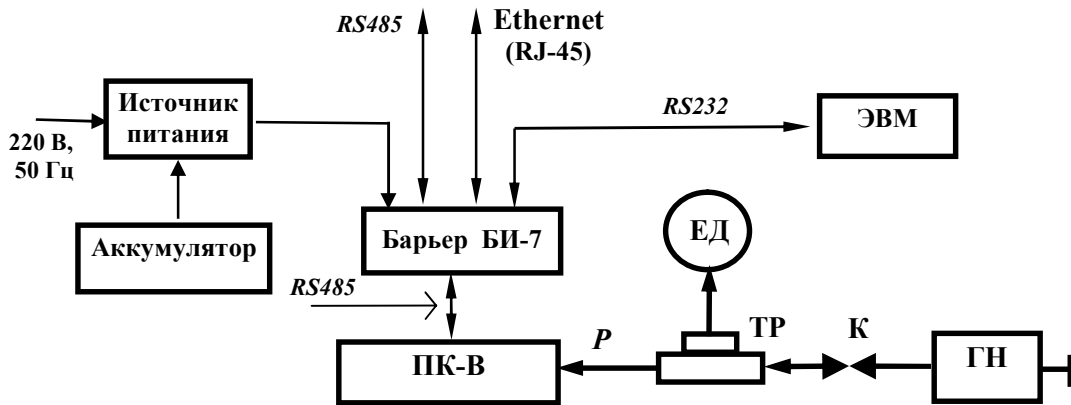
- повторяют операцию 16, приведенную в 3.3.2.3.1 РЭ.

При размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне

При размещении вычислителя во взрывоопасной зоне

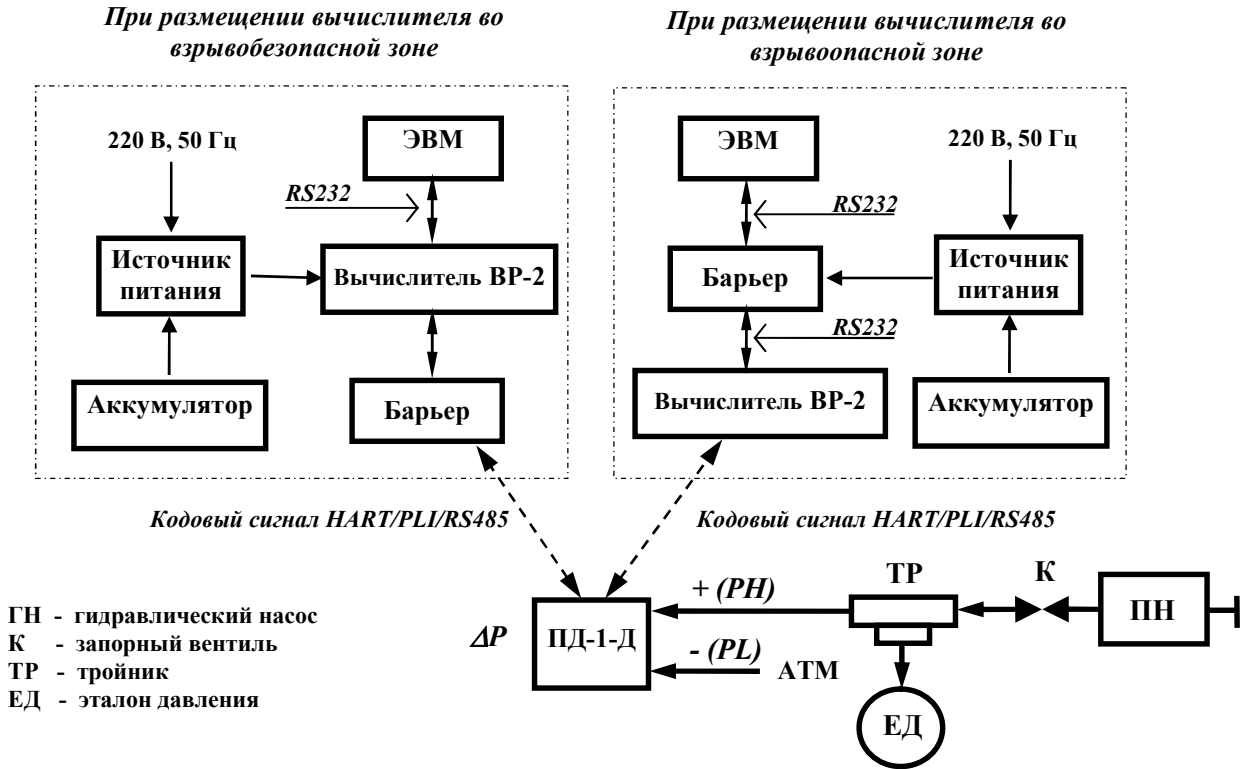


а) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1, с применением комплекта измерительных преобразователей

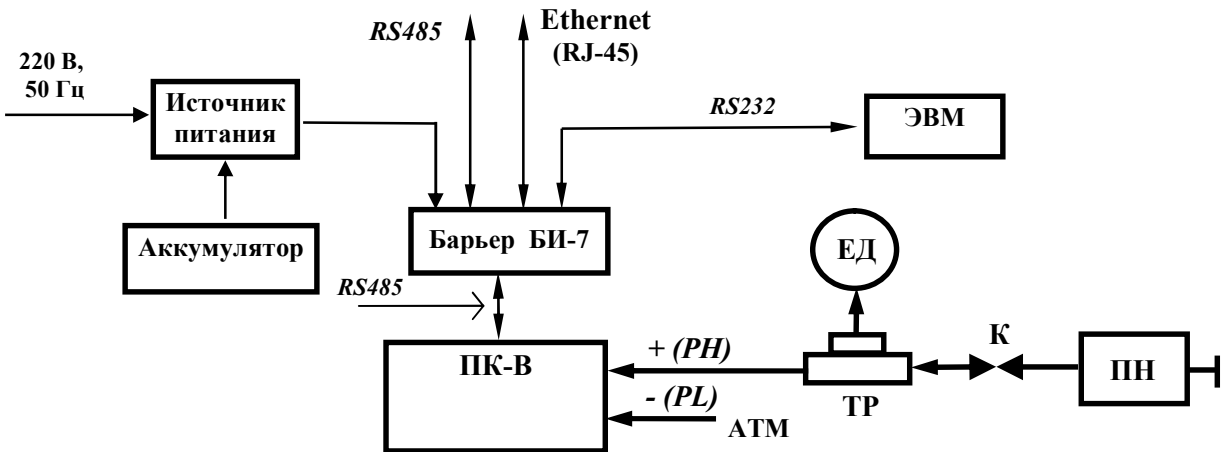


б) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2, с применением комплекта измерительных преобразователей

Рис. 3.8 - Схема проверки Комплексами измерений абсолютного и избыточного давления



а) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1, с применением комплекта измерительных преобразователей



б) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2, с применением комплекта измерительных преобразователей

Рис. 3.9 - Схема проверки Комплексами измерений дифференциального давления

3.3.2.3.3 Проверку возможности ввода в память вычислителя параметров НСХП температуры проводят в следующем порядке:

- собирают схему, приведенную на рисунке 3.10а (для аналогового сигнала), и подают сетевое напряжение на источник питания;

- повторяют операции 2 - 6, 8 и 9, приведенные в 3.3.2.3.1 РЭ. При выполнении операции 5 выбирают в меню “Поверка” канал “Температура”. При этом измерение температуры прекращается и последняя измеренная величина “замораживается” в памяти вычислителя;

- помещают ТС измерительного преобразователя температуры в термостат;
- на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 1”, устанавливают в ней температуру, равную нижнему пределу измерений температуры (например, минус 40,0 °С). Температуру контролируют по эталону температуры ЭТ (например, термометру термостата). Перед измерением делают выдержку 30 мин. Допускается замена ТС на магазин сопротивлений и имитация с его помощью выходного сигнала ТС;
- после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении температуры в точке 1 и запрашивается необходимость ее изменения;
- нажимают клавишу “Y” и вводят значение нижнего предела измерений температуры. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 1: -40.000 град.Целс. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;
- на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 2”, устанавливают в термостате температуру, равную верхнему пределу измерений температуры (например, 60,0 °С);
- после стабилизации выходного сигнала преобразователя нажимают клавишу “ENTER”. На дисплей ЭВМ выдается сообщение о требуемом значении температуры в точке 2 и запрашивается необходимость ее изменения;
- нажимают клавишу “Y” и вводят значение верхнего предела измерений температуры. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 2: 60.000 град.Целс. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;
- повторяют операцию 1б, приведенную в 3.3.2.3.1 РЭ.

3.3.2.4 Контроль выполнения измерений и вычислений параметров газа

3.3.2.4.1 Контроль выполнения Комплексами измерений абсолютного (избыточного) и дифференциального давления, температуры и плотности газа проводят в следующем порядке:

1) собирают схемы, приведенные на рисунке 3.8 (для проверки измерений давления), на рисунке 3.9 (для проверки измерений дифференциального давления), на рисунке 3.10 (для проверки измерений температуры) или на рисунке 3.11 (для проверки измерений плотности);

2) подают сетевое напряжение на источник питания;

3) устанавливают на переносную ЭВМ программу CONCOR, запускают ее и далее следуют указаниям программы;

4) выбирают в главном меню программы режим “Обслуживание”;

5) выбирают в меню “Обслуживание” режим “Константа/измерение”.

Выполнение *измерений абсолютного (избыточного) давления* далее контролируют в следующем порядке:

6) выбирают в меню “Константа/измерение” измеряемую величину “Давление”;

7) открывают вентиль К и с помощью насоса ГН поочередно создают давление, равное значениям P_{\min} , P_{cp} и P_{\max} , где P_{\min} и P_{\max} - минимальное и максимальное значения давления измеряемого газа; P_{cp} - среднее значение давления газа, рассчитанное по формуле $P_{\text{cp}} = 0,5 \times (P_{\min} + P_{\max})$;

8) сравнивая показания эталона давления ЭД и дисплея ЭВМ, проверяют правильность измерений абсолютного (избыточного) давления.

Выполнение *измерений дифференциального давления* далее (после выполнения операций 1 - 5 данного пункта) контролируют в следующем порядке:

- выбирают в меню “Константа/измерение” измеряемую величину “Перепад давления”;

- открывают вентиль К и с помощью насоса ПН поочередно создают в камере высокого давления «РН» измерительного преобразователя давления, равное значениям ΔP_{\min} , ΔP_{cp} и ΔP_{\max} , где ΔP_{\min} и ΔP_{\max} - минимальное и максимальное значения дифференциального давления газа; ΔP_{cp} - среднее значение дифференциального давления газа, рассчитанное по формуле $\Delta P_{\text{cp}} = 0,5 \times (\Delta P_{\min} + \Delta P_{\max})$. Во время контроля вход “PL” преобразователя всегда должен находиться под атмосферным давлением;

- сравнивая показания эталона давления ЭД и дисплея ЭВМ, проверяют правильность измерений дифференциального давления.

Выполнение *измерений температуры* далее (после выполнения операций 1 - 5 данного пункта) контролируют в следующем порядке:

- выбирают в меню “Константа/измерение” измеряемую величину “Температура”;
- устанавливают на замещающем ТС магазине сопротивлений МС1 поочередно сопротивления, соответствующие температуре, равной значениям t_{\min} , t_{cp} и t_{\max} , где t_{\min} и t_{\max} - минимальное и максимальное значения температуры газа; t_{cp} - среднее значение температуры газа, рассчитанное по формуле $t_{\text{cp}} = 0,5 \times (t_{\min} + t_{\max})$. Сопротивление устанавливают с учетом статической характеристики ТС, входящего в состав измерительного преобразователя;
- сравнивая показания магазина МС1, соответствующие задаваемым значениям температуры, и дисплея ЭВМ, проверяют правильность измерений температуры.

Выполнение *измерений плотности* далее (после выполнения операций 1 - 5 данного пункта) контролируют в следующем порядке:

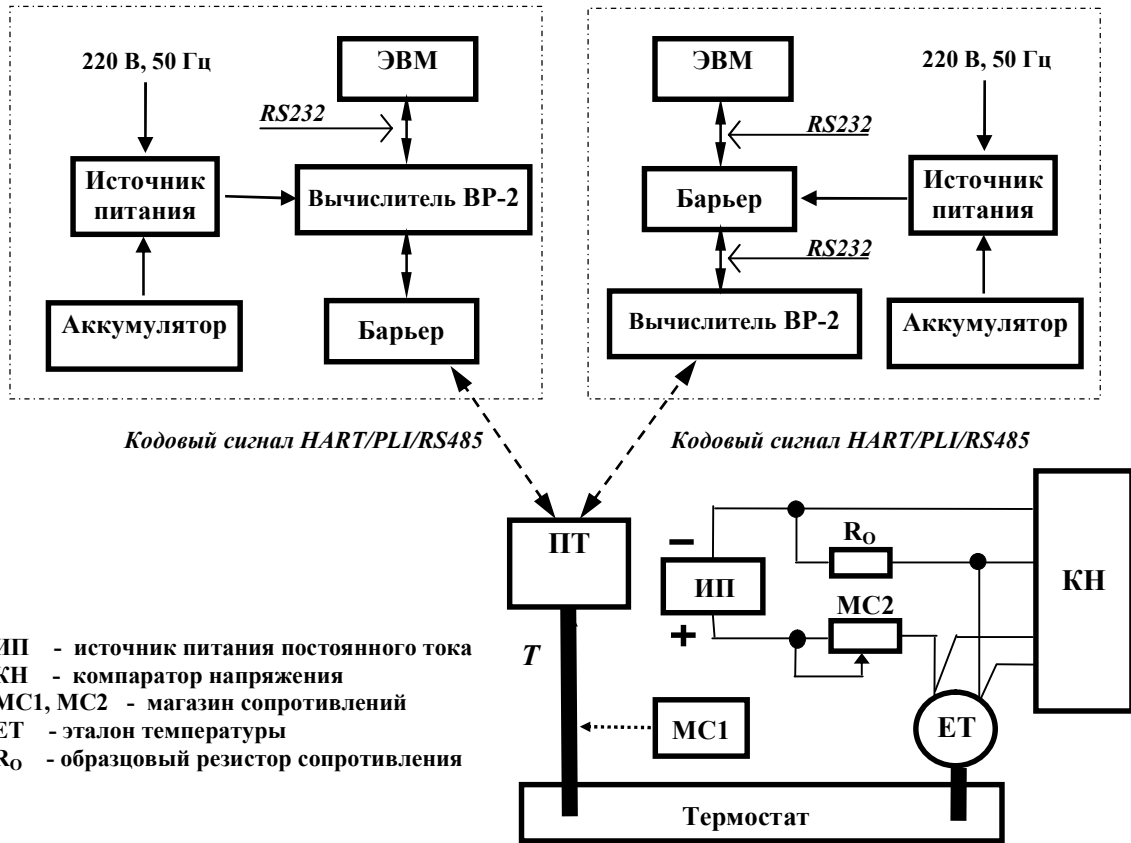
- выбирают в меню “Константа/измерение” измеряемую величину “Плотность”;
- при закрытом вентиле К3 и открытом вентиле К4 поочередно путем открытия вентиля К1 и К2 пропускают через камеру датчика измерительного преобразователя плотности поверочные газовые смеси, плотность которых должна быть близка к значениям ρ_{\min} и ρ_{\max} , где ρ_{\min} и ρ_{\max} - минимальное и максимальное значения плотности газа. Каждую поверочную смесь пропускают через преобразователь в течение не менее 5 мин (до стабилизации выходного сигнала преобразователя), одновременно контролируя с помощью ротаметра расход поверочной смеси (расход должен быть в пределах от 2,7 до 3,3 дм³/мин);
- после стабилизации выходного сигнала преобразователя сравнивают значения плотности, указанные в паспорте поверочных смесей, и показания дисплея ЭВМ и устанавливают правильность измерения плотности в рабочем диапазоне. Выходной сигнал считается таким, что стабилизировался, если в течение не менее 2 мин значение длительности периода импульсов выходного сигнала изменяется не больше чем на 0,001 мкс.

3.3.2.4.2 Контроль выполнения Комплексами *вычислений расхода и объема газа* проводят в следующем порядке:

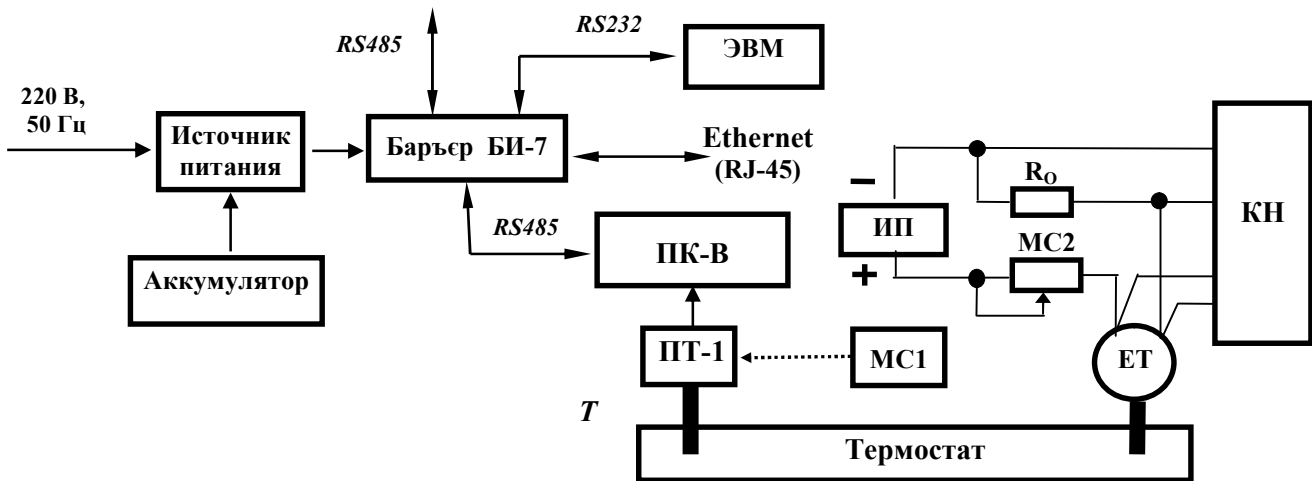
- собирают схему, приведенную для Комплексов, использующих:
 - комплект измерительных преобразователей - на рисунке 1.1, 1.3, 1.7, 1.8 или 1.9;
 - преобразователи ПД-1ДА (многопараметрические) - на рисунке 1.1 или 1.9;
 - миникомплекс - на рисунке 1.2, 1.4, 1.5 или 1.6;
- повторяют операции 2 - 5, приведенные в 3.3.2.4.1 РЭ;
- устанавливают значения статических параметров трубопровода, приведенные в заказной спецификации, и статических параметров газа (например, молярные доли CO_2 и N_2 в газе):
 - для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2 - константы по дифференциальному и абсолютному (избыточному) давлению, температуре и плотности (при отсутствии функции измерения плотности значение плотности вводится как статический параметр) газа, которые соответствуют значениям ΔP_{\min} , ΔP_{cp} , ΔP_{\max} , P_{\min} , P_{cp} , P_{\max} , t_{\min} , t_{cp} , t_{\max} , ρ_{\min} и ρ_{\max} , зафиксированным в памяти вычислителя при выполнении измерений по 3.3.2.4.1 РЭ;
 - для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3 и ФЛОУТЭК-ТМ-4 - константы по давлению, температуре и плотности газа, которые соответствуют значениям P_{\min} , P_{cp} , P_{\max} , t_{\min} , t_{cp} , t_{\max} , ρ_{\min} и ρ_{\max} , зафиксированным в памяти вычислителя при выполнении измерений по 3.3.2.4.1 РЭ, константу по расходу газа либо значения параметров счетчика (расходомера), например, количество импульсов счетчика на 1 м³ (1 кг) газа - 1 импульс/м³ (1 импульс/кг) и количество поступивших импульсов - 1000;
- выбирают в меню “Параметры” режим “Мгновенные данные”;
- контролируют правильность вычисления расхода и объема газа Комплексом путем сравнения значений, индицируемых на показывающем устройстве вычислителя или дисплее ЭВМ, с расчетными образцовыми значениями.

При размещении вычислителя во взрывобезопасной зоне

При размещении вычислителя во взрывоопасной зоне



а) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1, с применением комплекта измерительных преобразователей



б) для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2, с применением комплекта измерительных преобразователей

Рис. 3.10 - Схема проверки Комплексами измерений температуры

Выбор сочетания указанных значений параметров газа осуществляют произвольно. Например, для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2 можно задать режимы: P_{\max} , ΔP_{\min} , t_{cp} и ρ_{\min} ; P_{cp} , ΔP_{\max} , t_{\max} и ρ_{\max} ; P_{\min} , ΔP_{cp} , t_{\min} и ρ_{\max} . Для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3 и ФЛОУТЭК-ТМ-4 можно задать режимы: P_{\max} , t_{cp} и ρ_{\min} ; P_{\min} , t_{\max} и ρ_{\max} ; P_{cp} , t_{\min} и ρ_{\max} . Если соотношение значений параметров выбрано неверно, то рассчитанные значения расхода и объема газа будут равны нулю.

Расчет образцовых значений расхода выполняют на ЭВМ по программе «САПР «РАСХОД-РУ», утвержденной Госпотребстандартом Украины, для образцовых значений температуры, абсолютного (избыточного) и дифференциального давления и плотности газа (значений, показанных эталонами при выполнении операций согласно 3.3.2.4.1 РЭ) и значений статических параметров трубопровода, газа, проходящего по трубопроводу, и счетчика (расходомера) газа, которые используются при реализации указанных выше режимов.

3.3.2.5 Контроль обеспечения обмена информацией с ЭВМ

3.3.2.5.1 Обеспечение вычислителем возможности обмена информацией с ЭВМ на заданной скорости контролируют в следующем порядке:

- 1) выбирают в главном меню режим “Параметры”;
- 2) устанавливают заданную скорость обмена информацией (например, 1200 бит/с);
- 3) выбирают в меню режим “Данные”, а затем последовательно режимы “Суточные данные”, “Часовые данные”, “Оперативные данные”, “Вмешательства”, “Диагностика”, “Суточные аварийные данные” и “Данные последних измерений”. При этом необходимо убедиться в отсутствии диагностических сообщений о нештатных ситуациях при считывании информации из вычислителя и выводе суточных данных на дисплей ЭВМ;
- 4) при наличии диагностического сообщения о нештатной ситуации при передаче информации повторяют операцию 3.

Если после повторного выполнения операции 3 диагностическое сообщение о нештатной ситуации появляется вновь, то необходимо:

- проверить канал связи на отсутствие радиопомех;
- при отсутствии радиопомех установить меньшую скорость обмена информацией.

3.3.3 Возможные неисправности при использовании Комплексов и методы их устранения

3.3.3.1 Комплексы относятся к восстанавливаемым, ремонтируемым (в условиях предприятия-изготовителя), многоканальным и многофункциональным изделиям.

Основные неисправности Комплексов, возникающие при эксплуатации, и методы их устранения приведены в таблице 3.1.

3.3.3.2 В таблице 3.1 описаны неисправности, устранение которых возможно пользователем.

В случае возникновения серьезных неисправностей Комплексов необходимо обращаться в **ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»** по адресу:

Украина, 04128, г. Киев,
ул. Академика Туполева, 19;
тел/факс (044) 492-76-21, 334-73-03
Почтовый адрес: 04128, г. Киев, а/я 138.
E-mail: dpugt@dgt.com.ua
Web: www.dgt.com.ua

Таблица 3.1 - Основные неисправности Комплексов и методы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Методы устранения
1 Не включается цифровое показывающее устройство (индикатор) вычислителя	А. На плату вычислителя не подается питание: сработал искробарьер или неисправен источник питания	А. Проверьте и замените искробарьер. Проверьте и замените источник питания
	Б. Неисправен вычислитель	Б. Замените вычислитель
2 Питание на вычислитель поступает, но индикатор не включается	А. Обрыв самовосстанавливающихся резисторов в плате вычислителя из-за перегрузки	А. Отключите питание от вычислителя, устраните причину перегрузки
	Б. Неисправен вычислитель	Б. Замените вычислитель
3 Индикатор выдает «застывшие показания»	А. Неисправен вычислитель	А. Замените вычислитель
4 Индикатор выдает показания, но нет связи с вычислителем по последовательному порту	А. Обрыв соединительных кабелей интерфейса	А. Проверьте соединительные кабели и устраните неисправность
	Б. Неверно задан номер вычислителя или неактивирована связь с вычислителем	Б. Проверьте конфигурацию вычислителя
5 Не калибруется измерительный преобразователь температуры или давления	А. Нарушено соединение преобразователя с вычислителем	А. Проверьте подключение преобразователя к клеммам вычислителя
	Б. Не подается питание на преобразователь	Б. Проверьте и устраните обрыв
	В. Короткое замыкание или обрыв в ТС	В.1. Устраните короткое замыкание или обрыв в ТС В.2. Замените ТС
	Д. Негерметичность в системе импульсных трубок	Д. Найдите и устраните негерметичность
	Е. Неисправен калибровочный прибор	Е. Замените калибровочный прибор
	Ж. Неисправен преобразователь	Ж. Замените преобразователь
	К. Вычислитель не выдает питание на преобразователь (сработал внутренний самовосстанавливающийся предохранитель)	К. Отключите питание от вычислителя, устраните причину перегрузки
6 Вычислитель не опрашивает измерительные преобразователи	А. Нарушена связь с преобразователями	А. Проверьте подключение преобразователей к клеммам вычислителя
	Б. Не подается питание на преобразователи, сработал искробарьер на линии связи с преобразователями	Б. Отключите преобразователи, устраните причину перегрузки, замените искробарьер
	В. Нарушены регулировки модема BELL на плате вычислителя	В. Свяжитесь с изготовителем вычислителя
	Г. Неисправен преобразователь	Г. Замените преобразователь
7 Вычислитель неправильно отображает дату и время	А. Неисправен вычислитель	А. Замените вычислитель

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 Общие указания

4.1.1 Приемка Комплексов в эксплуатацию после их монтажа, организация эксплуатации, выполнение мероприятий по технике безопасности и ремонт должны проводиться в полном соответствии с требованиями, изложенными в документах, перечисленных в 3.2.1.7 РЭ.

4.1.2 При эксплуатации Комплексов необходимо соблюдать также требования, изложенные в настоящем РЭ.

4.1.3 Виды и периодичность технического обслуживания

4.1.3.1 Профилактические осмотры технических средств Комплексов должны проводиться при каждом профилактическом осмотре объекта измерений, но не реже одного раза в шесть месяцев.

Во время профилактических осмотров должны выполняться следующие операции:

- проверка прочности крепления приборов Комплекса по месту установки;
- проверка целостности креплений монтажных жгутов и других элементов;
- проверка состояния заземляющих проводов в местах соединения;
- чистка клеммных колодок;
- измерение сопротивления заземления.

4.1.3.2 Технические средства Комплекса, работающие в пыльных и влажных блоках и помещениях, необходимо периодически, но не реже одного раза в шесть месяцев, очищать от грязи.

4.1.3.3 Технические средства Комплекса (измерительные преобразователи), имеющие уровень взрывозащиты “Взрывобезопасное электрооборудование”, должны систематически подвергаться внешнему осмотру. При ежемесячном осмотре обращать внимание на наличие крышек и пломб на искробезопасных приборах.

4.1.3.4 Не реже одного раза в год необходимо осуществлять проверку состояния литиевой батарейки, установленной на плате вычислителя и служащей для поддержания энергонезависимой памяти вычислителя.

При отключенном питании Комплекса проверяется напряжение на батарейке и если оно ниже нормы, то батарейку следует заменить.

4.1.3.5 Для счетчиков и расходомеров, имеющих вращающиеся детали (роторы, турбины), один раз в 5 - 10 лет (в зависимости от условий эксплуатации) необходимо осуществлять замену масла. Такие счетчики и расходомеры обычно имеют уровеньмер и штуцер для наполнения масла. Отметки нормального уровня масла должны быть выполнены на стекле смотрового окна счетчика или расходомера.

4.1.4 Ремонт Комплекса должен производиться в соответствии с РД 16.407-89 «Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт» и с требованиями Правил ДНАОП 0.00-1.21, глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах».

4.1.5 Требования к обслуживающему персоналу

4.1.5.1 Эксплуатация Комплексов проводится обслуживающим персоналом, изучившим правила и меры техники безопасности в соответствии с требованиями действующих стандартов и других действующих нормативных документов, а также требования настоящего РЭ и инструкций по эксплуатации устройств, входящих в состав Комплексов.

4.1.5.2 К работе с Комплексами допускаются лица, имеющие допуск к работе с электроустановками на напряжение до 1000 В и квалификационную группу по технике безопасности в соответствии с Правилами ДНАОП 0.00-1.21, изучившие соответствующую техническую документацию и ознакомленные с устройством и принципом действия Комплексов и их технических средств.

4.1.5.3 В группе ремонта и обслуживания Комплексов должны принимать участие следующие специалисты:

- инженер по контрольно-измерительным приборам и автоматике;
- инженер-программист;
- техник по электронным измерительным приборам;
- оператор.

4.1.5.4 Перечень лиц, которые допускаются к проведению поверки Комплексов, должен утверждаться руководителем предприятия-пользователя.

4.2 Меры безопасности

4.2.1 Особенности конструкции Комплексов

4.2.1.1 Безопасность эксплуатации технических средств Комплексов по ГОСТ 12.2.003 обеспечивается конструкцией, прочностью и надежным креплением их при монтаже на объекте.

4.2.1.2 По способу защиты от поражения электрическим током технические средства Комплексов соответствуют классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0.

4.2.1.3 По требованиям к способам обеспечения пожарной безопасности согласно ГОСТ 12.1.004 технические средства Комплексов не являются источником образования горючей газа и источником зажигания в горючей среде.

4.2.1.4 Технические средства Комплексов, устанавливаемые на пунктах учета природного газа, взрывобезопасны, соответствуют требованиям «Правил безопасности в нефтегазодобывающей промышленности» и могут эксплуатироваться на открытом воздухе и в помещениях, где возможно образование взрывоопасных смесей категорий ПА и ПВ групп Т1, Т2 и Т3.

4.2.1.5 Искробезопасность электрических цепей технических средств Комплексов достигается путем ограничения тока и напряжения в этих цепях до безопасных значений посредством применения Комплексов совместно с устройствами, указанными в 1.1.4 РЭ, а также ограничением величин собственных индуктивности и электрической емкости технических средств Комплексов до безопасных значений.

Нагрузка искрозащитных элементов технических средств Комплексов не превышает 2/3 от допустимых значений напряжения, тока или мощности. Печатный монтаж, величины путей утечки и электрических зазоров искробезопасных цепей технических средств соответствуют требованиям ГОСТ 22782.5.

4.2.2 Обязательные требования по техническому обслуживанию

4.2.2.1 В соответствии с правилами техники безопасности перед подачей питающих напряжений необходимо:

- назначить ответственное лицо за включение и опробование Комплекса;
- проверить наличие и исправность заземляющих контуров;
- проверить сопротивление изоляции электрических цепей;
- проверить отсутствие утечки газа в местах подключения измерительных преобразователей и счетчика (расходомера) газа;
- проверить состояние аккумуляторных батарей.

4.2.2.2 Корпуса вычислителя, измерительных преобразователей, счетчика (расходомера) и адаптера BELL202 должны быть надёжно заземлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0.

4.2.2.3 Категорически запрещается:

- включать Комплекс без защитного заземления;
- проводить монтажные, профилактические и ремонтные работы технических средств Комплекса при включенном электропитании;
- соединять и разъединять разъемы технических средств при включенном электропитании;
- проводить замену предохранителей и плавких вставок при включенном электропитании;
- проводить пайку паяльником с напряжением выше 36 В.

4.3 Техническое освидетельствование

4.3.1 Проверка технического состояния

4.3.1.1 Для установления пригодности Комплексов к эксплуатации проводится поверка Комплексов в соответствии с объемом и порядком, указанными в Методике МПУ 290/03-2013.

Методика поверки разработана и утверждена ГП «Укрметртестстандарт».

4.3.1.2 Проверка работоспособности Комплексов проводится согласно 3.3.2 РЭ при нарушениях в работе Комплексов (повторение одних и тех же аварийных или нештатных ситуаций), при замене технических средств, а также при длительном простое Комплексов.

4.3.1.3 Периодическая поверка Комплексов, включающая поверку их измерительных преобразователей, должна проводиться один раз в два года по Методике МПУ 290/03-2013. представителями служб государственной метрологической аттестации. Результаты периодической поверки заносятся в паспорт Комплексов АЧСА.421443.001-01 ПС.

4.3.1.4 Проверку технического состояния и метрологических характеристик измерительных преобразователей Комплексов необходимо осуществлять с помощью контрольных технических средств и/или рабочих эталонов предприятия-потребителя или стороны, которая осуществляет проверку преобразователей.

Средства измерительной техники, применяемые при проверке преобразователей, должны быть поверены или аттестованы в установленном порядке в органах государственной метрологической службы.

4.3.2 Метод поверки средств измерений Комплексов на объекте измерений

4.3.2.1 Поверку средств измерений Комплексов, например, подключенных к однониточному трубопроводу измерительных приборов Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2 (при размещении приборов в помещении - рисунок 3.5), без их демонтажа с объекта измерений осуществляют следующим образом.

4.3.2.2 Для поверки первичного преобразователя давления (СД) вычислителя, измерительного преобразователя давления или преобразователя ПМ закрывают отсекающие вентили 5, 6 и вентиль сброса 11, открывают уравнильные вентили 9 и 10, выворачивают заглушку 8 и на ее место вворачивают выходной штуцер калибратора давления, например, универсального калибратора давления КДУ-1, или гидравлического насоса, оснащенного эталоном давления. При таком переключении вентилей давление от калибратора (гидравлического насоса) поступает в камеры СД указанных преобразователей, а также в камеры первичных преобразователей дифференциального давления (СПД) вычислителя, измерительных преобразователей дифференциального давления (при применении комплекта преобразователей) или преобразователя ПМ.

Для поверки СПД вычислителя, измерительных преобразователей дифференциального давления или преобразователя ПМ закрывают отсекающие вентили 5 и 6, уравнильные вентили 9 и 10 и вентиль сброса 11. Выворачивают заглушку 8 и на ее место вворачивают выходной штуцер калибратора давления или пневматического насоса, оснащенного эталоном давления. При этом давление от калибратора (пневматического насоса) поступает в плюсовые камеры СПД указанных преобразователей, а также в камеры СД вычислителя, измерительного преобразователя абсолютного (избыточного) давления (при применении комплекта преобразователей) или преобразователя ПМ.

Поверку указанных измерительных преобразователей выполняют согласно 3.3.2.4.1 РЭ.

После проведения поверки измерительных преобразователей тройник 7 закрывают заглушкой 8, открывают отсекающие вентили 5 и 6, закрывают вентиль сброса 11 и уравнильные вентили 9 и 10.

4.3.2.3 Для поверки вторичного преобразователя температуры вычислителя, а также преобразователя ПМ или измерительного преобразователя температуры отключают электрический кабель 12, который соединяет вычислитель и преобразователи с ТС, и вместо ТС подключают магазин сопротивлений для имитации выходного сигнала термопреобразователя сопротивления.

Поверку указанных измерительных преобразователей выполняют согласно 3.3.2.4.1 РЭ.

4.3.2.4 Для поверки измерительного преобразователя плотности закрывают отсекающие вентили 15 и 16, открывают вентиль сброса 17 и вентиль 18. При этом поверочная смесь из баллона БПС поступает в камеру датчика измерительного преобразователя плотности.

Поверку измерительного преобразователя плотности выполняют согласно 3.3.2.4.1 РЭ.

После проведения поверки преобразователя плотности закрывают вентили 18 и 17 и открывают вентили 15 и 16.

4.4 Консервация

4.4.1 Временная противокоррозионная защита вычислителя Комплексов соответствует варианту ВЗ-10, а внутренняя упаковка - варианту ВУ-5 по ГОСТ 9.014.

Срок временной противокоррозионной защиты без переконсервации должен не превышать 1 год.

4.4.2 Временная противокоррозионная защита и внутренняя упаковка остальных технических средств Комплексов соответствует технической документации предприятий-изготовителей.

5 ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

5.1 Упакованные технические средства Комплексов (изделия) необходимо хранить в складских условиях, обеспечивающих сохранность изделий от механических воздействий, загрязнения и действия агрессивных сред.

5.2 Условия хранения и транспортирования изделий в транспортной таре предприятия-изготовителя должны в части воздействия климатических факторов соответствовать условиям хранения 4 согласно таблице 13 ГОСТ 15150.

5.3 Транспортирование и хранение изделий, отправляемых в районы Крайнего Севера и труднодоступные районы, необходимо осуществлять по ДСТУ ГОСТ 15846.

5.4 Упакованные технические средства Комплексов могут транспортироваться в крытых транспортных средствах любым видом транспорта в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на данном виде транспорта.

5.5 При транспортировании изделий необходимо соблюдать меры предосторожности с учетом знаков, нанесенных на транспортную тару.

Во время погрузочно-разгрузочных работ при транспортировании изделия не должны подвергаться воздействию атмосферных осадков.

5.6 По согласованию с потребителем допускается упакованные по 1.7 РЭ изделия транспортировать в универсальных или специальных контейнерах. Изделия должны фиксироваться внутри контейнера деревянными брусками.

5.7 Упакованные в индивидуальную упаковку технические средства Комплексов выдерживают без повреждений воздействие:

- температуры окружающего воздуха от минус 55 до плюс 70 °С;
- относительной влажности до 98 % при температуре плюс 35 °С;
- транспортной тряски с ускорением до 30 м/с² при частоте от 80 до 120 ударов в минуту.

5.8 Хранение изделий в транспортной таре допускается не более шести месяцев с момента изготовления, по истечении указанного срока они должны быть освобождены от транспортной тары.

5.9 Распаковку технических средств Комплексов в зимнее время проводить в сухом отапливаемом помещении не ранее, чем через шесть часов после внесения их в помещение. При распаковке необходимо соблюдать осторожность.

Вскрыв ящик, произвести внешний осмотр. Аппаратура и измерительные преобразователи не должны иметь повреждений и дефектов.

После распаковки проверить комплектность технических средств, входящих в состав Комплексов.

6 УТИЛИЗАЦИЯ

6.1 Критерием предельного состояния, когда технические средства Комплексов и сами Комплексы в целом подлежат утилизации, считают экономическую нецелесообразность восстановления работоспособности Комплексов ремонтом, а именно: стоимость ремонта превышает 50 % стоимости отказавшего устройства.

6.2 Утилизацию технических средств Комплексов осуществляют согласно действующим нормативным документам.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма заказной спецификации Комплексов «ФЛОУТЭК-ТМ»

А.1 Перечень условий измерений параметров газа в трубопроводе приводится по форме, указанной в таблице А.1.

Таблица А.1 - Перечень условий измерений параметров газа в трубопроводе

Условие измерения	Трубопровод		
	первый	второй	третий
1 Внутренний диаметр трубопровода при температуре 20 °С, мм			
2 Материал трубопровода			
3 Тип расходомерного устройства: со стандартным сужающим устройством - диафрагмой (СУ), с осредняющей напорной трубкой (ОНТ), со счетчиком (СЧ) или с расходомером (РМ)			
4 Диаметр отверстия СУ при температуре 20 °С, мм			
5 Материал СУ			
6 Способ отбора перепада давления на СУ (фланцевый, угловой)			
7 Предельный перепад давления на СУ (или на ОНТ), кПа			
8 Максимальный объемный расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч			
9 Минимальный объемный расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч			
10 Максимальное давление газа, МПа			
11 Максимальная температура газа, °С			
12 Минимальная температура газа, °С			
13 Средняя плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³			
14 Средняя молярная доля азота N ₂ в природном газе, %			
15 Средняя молярная доля диоксида углерода CO ₂ в природном газе, %			
16 Вид измеряемого давления (абсолютное, избыточное)			
17 Температура окружающего воздуха (от минус 40 до плюс 60 °С или в другом диапазоне с предельными значениями, отличающимися от указанных пределов, но не превышающими указанные пределы)			
Примечание - Графы по поз. 4 - 7 заполняются при наличии СУ в трубопроводе.			

А.2 Перечень требований к средствам измерений параметров газа в трубопроводе приводится по форме, указанной в таблице А.2.

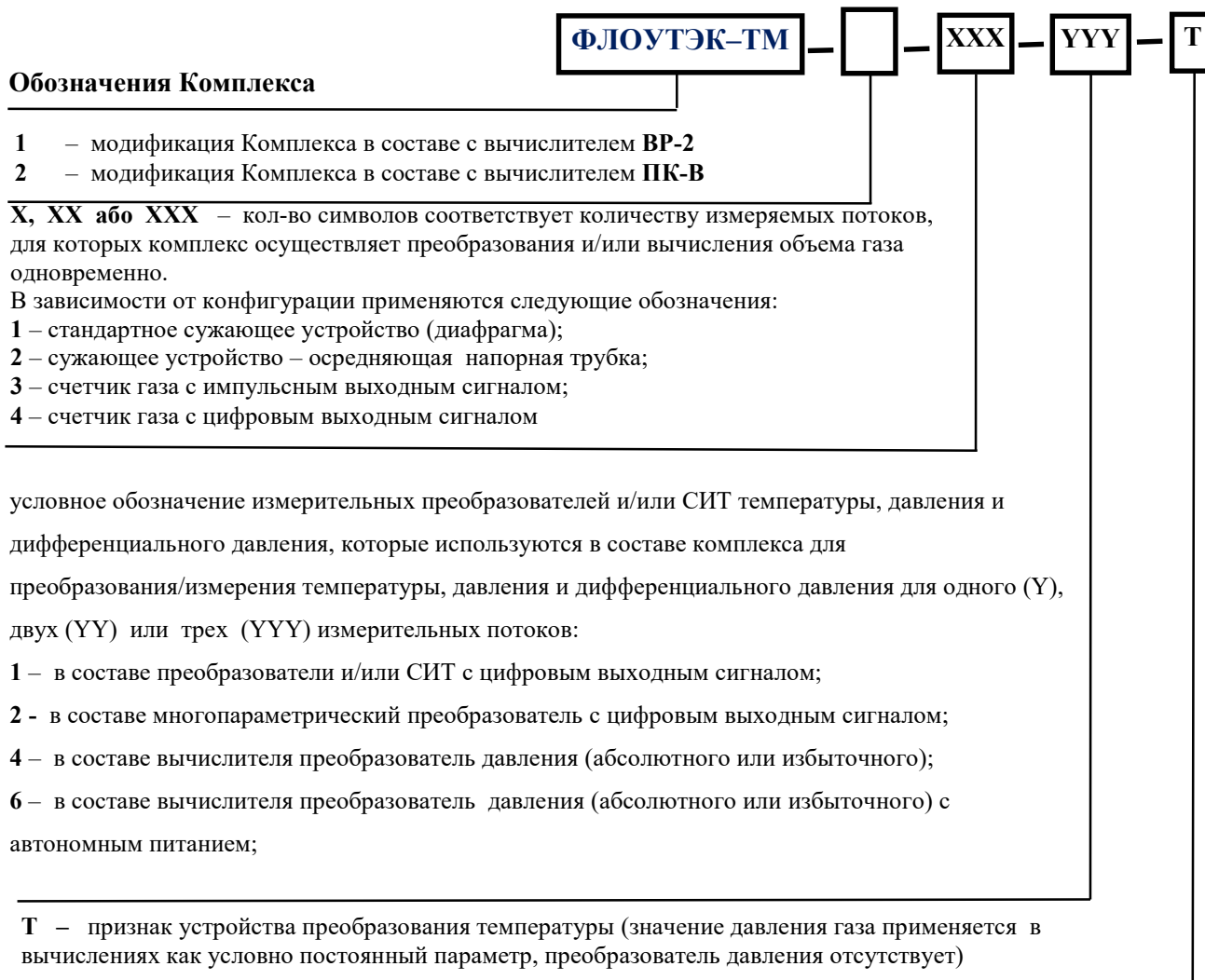
Таблица А.2 - Перечень требований к средствам измерений параметров газа

Характеристика средства измерений	Трубопровод		
	первый	второй	третий
1 Тип счетчика: ротационный (РТ), турбинный (ТР) или др.			
2 Тип расходомера: кориолисовый (КР), ультразвуковой (УЗ), вихревой (ВР), турбинный (ТР) или др.			
3 Тип осредняющей напорной трубки (ANNUBAR, ITABAR и др.)			
4 Тип измерительных преобразователей температуры и давления: набор цифровых (КЦ) или аналоговых (КА) преобразователей, цифровой многопараметрический преобразователь (ПМ), цифровой миникомплекс (МК)			
5 Наличие измерительного преобразователя давления (да/нет)			
6 Характеристики измерительного преобразователя дифференциального давления ΔРН (измерение максимального расхода): 1) верхний предел измерений, кПа 2) вид выходного сигнала (цифровой)			
7 Характеристики измерительного преобразователя дифференциального давления ΔРЛ (измерение минимального расхода): 1) верхний предел измерений, кПа 2) вид выходного сигнала (цифровой)			

Окончание таблицы А.2

Характеристика средства измерений	Трубопровод		
	первый	второй	третий
8 Характеристики измерительного преобразователя давления: 1) верхний предел измерений, МПа 2) вид выходного сигнала (цифровой, аналоговый)			
9 Характеристики измерительного преобразователя температуры: 1) диапазон измерений, °С 2) длина погружной части ТС (сенсора), мм 3) вид выходного сигнала (цифровой, аналоговый)			
10 Характеристики счетчика (расходомера): 1) тип (модель) 2) максимальный объемный расход, м ³ /ч 3) коэффициент, устанавливающий количество импульсов на 1 м ³ газа, прошедшего через счетчик, импульс/м ³ 4) вид выходного сигнала («сухой контакт», потенциальный, кодовый)			
11 Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса, в процентах, при измерении расхода и объема газа (±0,3; ±0,35; ±0,4; ±0,45 или ±0,5 %)			
12 Метод расчета коэффициента сжимаемости газа (по GERG-91 мод. или NX19 мод.)			
13 Вид связи между Комплексом и ЭВМ диспетчерского пункта (ТК - телефонный канал; ДПЛ - выделенная двухпроводная линия; ЛГС - четырехпроводная линия громкоговорящей связи; РК - радиоканал)			
14 Дополнительные требования к средствам измерений			

А.3 Запись обозначения Комплексов при заказе проводится в соответствии со схемой:



Запись обозначения Комплексов при заказе проводится в соответствии со схемой:

Примеры обозначения Комплексов при их заказе и в документации другой продукции, в которой они могут быть применен и:

1. Комплекс, предназначенный для измерений объемной расхода и объема природного газа в одном трубопроводе по методу переменного перепада давления на стандартной диафрагме при использовании Вычислителя **ВР-2**, комплекта измерительных преобразователей и наличии дискретного выхода для вывода информации:

"Комплекс измерительный ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1-Д"

2. Комплекс, предназначенный для измерений объемного расхода и объема природного газа в одном трубопроводе с помощью счетчика газа и при использовании:

а) Вычислителя ПК-В с измерительным преобразователем давления и внешним источником электропитания:

"Комплекс измерительный ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4"

б) Вычислителя ПК-В без измерительного преобразователя давления (температурный корректор) и с автономным электропитанием:

"Комплекс измерительный ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т"

3. Комплекс, предназначенный для измерений объемной расхода и объема природного газа в двух трубопроводах методом переменного перепада давления на стандартной диафрагме при использовании вычислителя **ВР-2** и преобразователя абсолютного и дифференциального давления **ПД-1-Д** (или избыточного и дифференциального давления **ПД-1-ДИ**), (первый трубопровод) и комплекта измерительных преобразователей (второй трубопровод):

"Комплекс измерительно ФЛОУТЭК-ТМ-1-11-21"

А.4 Перечень основных модификаций Комплексов, которые определяются типом применяемого расходомерного устройства и составом измерительных преобразователей для измерения параметров газа в одном трубопроводе, приведены в Таблице А.3.

Таблица А.3 - Перечень основных модификаций комплексов ФЛОУТЭК-ТМ (при использовании Вычислителя ВР-2 или Вычислителя ПК-В)

Условное обозначение типа измерительного устройства	Перечень основных модификаций Комплексов ФЛОУТЕК-ТМ (в зависимости от типа измерительных Вычислителей и используемых преобразователей)					
	ВР-2	ПК-В со встроенным преобр. давл. и дифференциал. давления	ПК-В		ПК-В с автономным питанием	
			со встроенным преобр. давл.	без встроенного преобр. давл	со встроенным преобр. давл	без встроенного преобр. давл
1 (СУ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1	ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2	-	-	-	-
2 (ОНТ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1	ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2	-	-	-	-
3 (СЧ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т
4 (РМ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6-Т

где: - СУ - сужающее устройство;
 ОНТ - осредненная напорная трубка;
 СЧ - счетчик газа;
 РМ - преобразователь ПД-1-Д (Многопараметрический)

Приложение Б (обязательное)

Перечень информации, вводимой в память вычислителя Комплексов

Б.1 Комплексы при начальном конфигурировании обеспечивают ввод в память вычислителя следующей информации, которая может быть изменена только при повторном начальном конфигурировании:

- наименование предприятия, эксплуатирующего Комплекс;
- количество трубопроводов (ИТП), для которых Комплекс осуществляет измерения текущих параметров газа - при использовании вычислителя ВР-2;
- текущая дата (день, месяц, год) и текущее время (часы, минуты, секунды). После конфигурирования допускается только коррекция значений минут;
- тип средств измерительной техники, используемых для каждого трубопровода - в вычислителе ПК-В Комплексов ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4" ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6" не вводятся.

не вводится.

Б.2 Комплексы обеспечивают ввод в память вычислителя следующей информации, общей для всех трубопроводов:

- адрес вычислителя;
- коды (пароли) доступа для записи статических параметров в память вычислителя и перевода измеряемых параметров на константы (только для версии ПО «Покупатель»);
- контрактный час (начало контрактных суток), в диапазоне от 0 до 23 ч с дискретностью 1 ч;
- дата и час перехода на летнее время и на зимнее время;
- длительность оперативного интервала времени, выбираемая из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20 и 30 мин (при использовании вычислителя - дополнительно 60 мин) - в Вычислителе ПК-В Комплексов ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4" и ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6" не вводятся;
- длительность интервала индикации на цифровом показывающем устройстве вычислителя параметров газа для одного трубопровода, в диапазоне от 1 до 255 мин с дискретностью 1 мин - при использовании вычислителя;
- длительность цикла расчетов, выбираемая из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 с - при использовании Вычислителя Комплексов ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6Т;
- номер трубопровода, для которого следует выводить на цифровое показывающее устройство вычислителя параметры газа - при использовании вычислителя;
- количество циклов расчетов, после которого результаты измерений записываются в массив данных последних измерений, выбираемое из ряда 1, 2, 3, 4, 5 и 6 - при использовании вычислителя;
- наличие функции измерения плотности газа - при использовании вычислителя ВР-2;
- количество преамбул при ответе на запрос ЭВМ (для обеспечения корректной работы вычислителя), в диапазоне от 0 до 255 с дискретностью 1.

Б.3 Комплексы обеспечивают ввод в память вычислителя следующей информации, индивидуальной для каждого трубопровода (ИТП):

- условное обозначение трубопровода;
- условное обозначение метода расчета расхода и объема газа (согласно 1.2.1 РЭ);
- вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное);
- вид давления газа (абсолютное или избыточное), представляемого на цифровом показывающем устройстве вычислителя;
- значение максимально допустимого давления газа в трубопроводе, в диапазоне от 0,1 до 16,0 МПа с дискретностью 0,001 МПа;
- нижний и верхний пределы измерений измерительного преобразователя давления, в диапазоне от 0,1 до 16,0 МПа с дискретностью 0,001 МПа;
- нижний и верхний пределы измерений измерительного преобразователя температуры, в диапазоне от минус 40,0 до плюс 100,0 °С с дискретностью 0,1 °С;
- значение атмосферного давления, в диапазоне от 630,0 до 800,0 мм рт.ст. с дискретностью 0,1 мм рт.ст. (от 84,0 до 106,7 кПа с дискретностью 0,1 кПа) - при измерении избыточного давления;
- молярная доля в природном газе:
 - диоксида углерода, в диапазоне от 0 до 15 % с дискретностью 0,001 %;
 - азота, в диапазоне от 0 до 15 % с дискретностью 0,001 %;
- значение плотности газа при стандартных условиях, в диапазоне от 0,66 до 1,05 кг/м³ с дискретностью 0,0001 кг/м³ - при отсутствии функции измерения плотности газа;
- при наличии функции автоматического измерения плотности газа:
 - значение максимально допустимой плотности газа, в диапазоне от 0,66 до 1,05 кг/м³ с дискретностью 0,0001 кг/м³;
 - нижний и верхний пределы измерений измерительного преобразователя плотности газа, в диапазоне от 0 до 1,10 кг/м³ с дискретностью 0,001 кг/м³;
 - константа плотности газа, в диапазоне от 0,66 до 1,05 кг/м³ с дискретностью 0,0001 кг/м³;
- константа давления газа, в диапазоне от 0,001 до 16,0 МПа с дискретностью 0,001 МПа;
- константа температуры газа, в диапазоне от минус 40 до плюс 100 °С с дискретностью 0,01 °С.

Б.3.1 Комплексы модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2 обеспечивают ввод в память вычислителя следующей **дополнительной информации для каждого ИТП:**

- внутренний диаметр трубопровода при температуре плюс 20 °С, в диапазоне от 50 до 1000 мм с дискретностью 0,01 мм;
- коэффициент линейного теплового расширения материала трубопровода, в диапазоне от $0,099 \times 10^{-4}$ до $0,300 \times 10^{-4}$ с дискретностью $0,001 \times 10^{-4}$ - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2;
- постоянные коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала трубопровода, в диапазоне от 0,0 до 20,0 с дискретностью 0,1 - при вычислениях по формулам формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
- величина абсолютной эквивалентной шероховатости внутренних стенок трубопровода, в диапазоне от 0,0015 до 3,0 мм с дискретностью 0,0001 мм;
- при измерении перепада давления газа на стандартном сужающем устройстве (диафрагме) Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1 (далее - СУ):

- диаметр отверстия СУ при температуре плюс 20 °С, в диапазоне от 12,5 до 800 мм с дискретностью 0,01 мм;
- коэффициент линейного теплового расширения материала СУ, в диапазоне от $0,099 \times 10^{-4}$ до $0,300 \times 10^{-4}$ с дискретностью $0,001 \times 10^{-4}$ - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2;
- постоянные коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала СУ, в диапазоне от 0,0 до 20,0 с дискретностью 0,1 - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
- способ отбора перепада давления на СУ (фланцевый, угловой);

- при измерении перепада давления газа на осредняющей напорной трубке Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-2 (далее - ОНТ):

- поперечный размер ОНТ при температуре 20 °С, в диапазоне от 12,5 до 800 мм с дискретностью 0,01 мм;
- калибровочный коэффициент ОНТ, в диапазоне от 0,5 до 1,0 с дискретностью 0,0001;
- значение дифференциального давления, при котором и ниже которого не производится вычисление расхода и объема газа, в диапазоне от 0,01 до 100 кПа с дискретностью 0,001 кПа;
- значение дифференциального давления газа, при котором происходит переключение измерительных преобразователей дифференциального давления, в диапазоне от 1 до 100 кПа с дискретностью 0,001 кПа - если в состав входят два преобразователя;
- значение максимально возможного дифференциального давления, в диапазоне от 1 до 100 кПа с дискретностью 0,001 кПа;
- нижний и верхний пределы измерений измерительного преобразователя дифференциального давления, в диапазоне от 1 до 100 кПа с дискретностью 0,001 кПа (если в состав входят два преобразователя - вводится для каждого преобразователя);
- константа дифференциального давления, в диапазоне от 0,01 до 1,0 кПа с дискретностью 0,001 кПа и в диапазоне от 1 до 100 кПа с дискретностью 0,01 кПа.

Б.3.2 Комплексы модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3 и ФЛОУТЭК-ТМ-4 обеспечивают ввод в память вычислителя следующей **дополнительной информации для каждого ИТП:**

- значение максимального расхода газа, допустимого для счетчика (расходомера), совместно с которым будет работать Комплекс, в диапазоне от 100 до 40000 м³/ч с дискретностью 1 м³/ч;
- значение минимального расхода газа (**Q_{min}**), при котором и ниже которого счетчик (расходо-мер), совместно с которым будет работать Комплекс, не формирует выходного сигнала при прохождении газа через счетчик (расходомер), в диапазоне от 0,01 до 1000,0 м³/ч с дискретностью 0,001 м³/ч;
- верхний предел измерений расхода газа при рабочих условиях, в диапазоне от 100 до 40000 м³/ч с дискретностью 1 м³/ч;
- количество импульсов в выходном сигнале счетчика, совместно с которым будет работать Комплекс, на 1 м³ газа, прошедшей через счетчик, с дискретностью 1×10^{-6} импульс/м³;
- константа расхода газа, в диапазоне от 0,1 м³/ч до установленного значения максимально допустимого расхода газа через счетчик, с дискретностью 0,1 м³/ч.

Б.4 С помощью встроенного в конструкцию или съемного пульта управления (клавиатуры) Комплексы обеспечивают ввод в память вычислителя следующих данных:

- значение плотности газа при стандартных условиях, в диапазоне от 0,66 до 1,05 кг/м³ с дискретностью 0,0001 кг/м³;
- молярная доля диоксида углерода в природном газе, в диапазоне от 0 до 15 % с дискретностью 0,001 %;
- молярная доля азота в природном газе, в диапазоне от 0 до 15 % с дискретностью 0,001 %.

Б.4.1 Инструкции по работе с пультами управления приведены в Приложении Е.

Б.5 Результаты ввода информации в память вычислителя фиксируются в **Протоколе конфигурирования вычислителя.**

Примечание - Если значения верхних пределов измерений абсолютного (избыточного) и дифференциального давления газа измерительных преобразователей Комплексов согласно 1.2.16 РЭ выражены в единицах измерений кгс/м² или кгс/см², то производится соответствующая замена указанной в данном приложении размерности вводимых значений давления (кПа и МПа) на принятую размерность.

Приложение В
(справочное)

Перечень диагностических сообщений
об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплексов

- 1 Опрос <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ> в норме, кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 2 Опрос <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ> не в норме, нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 3 <Д/Т/ПД/ПЕ> не NAN (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 4 <Д/Т/ПД/ПЕ> NAN (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 5 <Д/Т/ПД/ПЕ> меньше *max* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 6 <Д/Т/ПД/ПЕ> больше *max* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 7 <Д/Т/ПД/ПЕ> больше *min* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 8 <Д/Т/ПД/ПЕ> меньше *min* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 9 <Д/Т/ПД> единица измерений в норме, кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 10 <Д/Т/ПД> единица измерений не в норме, нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 11 Нач. (кон.) обслуживания канала <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл>; <объем с начала суток> м³
- 12 Нач. (кон.) формирования НСХП канала <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл>; <объем с начала суток> м³
- 13 Нач. (кон.) использования НСХП канала <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл>; <объем с начала суток> м³
- 14 Нач. (кон.) использования преобразователя, измеряющего ПДН; <объем с начала суток> м³
- 15 Изменена калибровка канала <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл>; <объем с начала суток> м³
- 16 Установка нуля канала <ПД/ПДН/ПДВ>; <объем с начала суток> м³
- 17 Нач. (кон.) замены измерений <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл> константой
- 18 Нач. замены измерений <Д/Т/ПД/ПЕ/Пл> несанкционированной константой
- 19 Нач. (кон.) замены расхода при рабочих условиях константой
- 20 Значение <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ/Пл> стало выше (ниже или равным) ВПИ; <объем с начала суток> м³
- 21 Значение <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ/Пл> стало ниже (выше или равным) НПИ; <объем с начала суток> м³
- 22 Значение <ПД/ПДН> стало выше (ниже или равным) значения отсечки; <объем с начала суток> м³
- 23 Значение <Д/Т/ПД> стало выше (ниже или равным) ВМП; <объем с начала суток> м³
- 24 Значение <Д/Т/ПД> стало ниже (выше или равным) НМП; <объем с начала суток> м³
- 25 Отношение ПД/Д стало нормальным (больше 0.25); <объем с начала суток> м³
- 26 D_{ABC} в норме (меньше *min* P_{ATM}), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 27 Вязкость в норме (не в норме), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 28 Коэффициент $K_{СЖ}$ в норме (меньше 0), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 29 Число Рейнольдса стало нормальным (вышло за допустимый предел); <объем с начала суток> м³
- 30 Условия для расчета F стали нормальными (ненормальными); <объем с начала суток> м³
- 31 Расчет Пл в норме (не в норме), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 32 Расчет $K_{СЖ}$ стал возможен (не возможен); <объем с начала суток> м³
- 33 Нач. (кон.) деления на 0 при расчете, нач. (кон.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 34 Скорость ротора счетчика стала нормальной (превысила допускаемую величину); <объем с начала суток> м³
- 35 Включено (выключено) питание вычислителя
- 36 Напряжение питания в норме (ниже допуска)
- 37 Нач. (кон.) работы от аккумулятора
- 38 Конфигурирование вычислителя
- 39 Рестарт программы вычислителя
- 40 Реинициализация базы диагностики (архива)
- 41 Реинициализация базы вмешательств
- 42 Реинициализация режима измерений
- 43 Реинициализация общих признаков состояния
- 44 Реинициализация признаков состояния по трубопроводу
- 45 Реинициализация объема (при стандартных или рабочих условиях) с начала наблюдения
- 46 Реинициализация объема с начала оперативного интервала, часа или суток
- 47 Реинициализация объема за предыдущий час или за предыдущие сутки
- 48 Реинициализация суточных аварийных данных
- 49 Реинициализация накопленных оперативных, часовых или суточных данных
- 50 Реинициализация признаков в оперативных, часовых или суточных данных
- 51 Реинициализация признаков обслуживания

Примечания

1 Сообщения по параметрам ПЕ и Пл формируются, если в состав Комплекса входит измерительный преобразователь плотности.

2 Сообщения, приведенные в перечислениях 9, 10, 12, 13, 14, 27, 35 и 37, при использовании вычислителя исполнений Флоутэк-ТМ-2-3-6, Флоутэк-ТМ-2-3-6-Т не формируются.

3 Сообщения, приведенные в перечислениях 22 и 25, при использовании вычислителя исполнений Флоутэк-ТМ-2-3-6, Флоутэк-ТМ-2-3-6-Т не формируются..

4 Сообщения, приведенные в перечислениях 23 и 24, формируются при превышении параметрами методических пределов измерений, указанных в ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.5
и
ГОСТ 30319.2.

5 Сообщение, приведенное в перечислении 30, формируется при расчете коэффициента $K_{СЖ}$ по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2 и ДСТУ ГОСТ 8.586.5.

6 Сообщения, приведенные в перечислениях 36 и 37, формируются, если в состав Комплекса входит вычислитель.

Принятые в приложениях В и Г сокращения и условные обозначения

АЦП - аналогово-цифровой преобразователь

ВМП, НМП - верхний и нижний методические (по условиям учета газа) пределы измерений

ВПИ, НПИ - верхний и нижний пределы измерений

Д - давление газа

$D_{АБС}$ - абсолютное давление газа

ЗПЗ - замена результата опроса <Д/Т/ПД/ПДН/ПДВ/ПЕ/Пл> предыдущим значением

$K_{ЛТР}$ - температурный коэффициент линейного расширения материала

$K_{СЖ}$ - коэффициент сжимаемости газа

кон. - конец

ЛТР - линейное тепловое расширение материала

нач. - начало

НСХП - номинальная статическая характеристика преобразования

ОНТ - осредняющая напорная трубка

ПД - дифференциальное давление (перепад давления) газа

ПДВ, ПДН - дифференциальное давление газа, измеренное измерительным преобразователем с большим (ПДВ) и меньшим (ПДН) верхним пределом измерений (если используются два преобразователя)

ПЕ - длительность периода повторения импульсов выходного сигнала измерительного преобразователя плотности

Пл - плотность газа

ПРД - измерительный преобразователь дифференциального давления

$P_{АТМ}$ - атмосферное давление

СУ - сужающее устройство

Т - температура газа

F - величина, определяющая возможность расчета коэффициента $K_{СЖ}$

NAN - обозначение, указывающее, что полученное значение параметра нельзя интерпретировать как число

Приложение Г
(справочное)

**Перечень параметров, при изменении которых формируется
сообщение о вмешательстве оператора в работу Комплексов**

- 1 Наименование объекта и трубопровода
- 2 Диаметр трубопровода, мм
- 3 Коэффициент ЛТР материала трубопровода
- 4 Коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 для $K_{ЛТР}$ материала трубопровода
- 5 Шероховатость трубопровода, мм
- 6* Диаметр СУ, мм
- 7* Начальный радиус входной кромки СУ, мм
- 8* Коэффициент ЛТР материала СУ
- 9* Коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 для $K_{ЛТР}$ материала СУ
- 10* Способ отбора перепада давления на СУ
- 11* Межконтрольный интервал СУ (период между поверками в годах)
- 12** Тип ОНТ
- 13** Поперечный размер ОНТ (ширина зонда в свету), мм
- 14** Калибровочный коэффициент ОНТ
- 15 Плотность, кг/м³
- 16 Молярные доли CO₂ и N₂, %
- 17 Атмосферное давление, мм рт.ст. (кгс/см², кПа или гПа)
- 18 Порог переключения ПРД, кгс/м² (кПа)
- 19 Нижняя отсечка и верхний предел измерений ПД, кгс/м² (кПа)
- 20 Нижний и верхний пределы измерений Д, кгс/см² (МПа)
- 21 Нижний и верхний пределы измерений Т, °С
- 22 Нижний и верхний пределы измерений ПЕ, мкс
- 23 Объем при рабочих условиях и объем, приходящийся на 1 выходной импульс счетчика, м³
- 24 Верхний предел измерений расхода, м³/ч
- 25 Минимальный и максимально допустимый расход при рабочих условиях, м³/ч
- 26 Расход, не измеряемый счетчиком (Q_{stop}), м³/ч
- 27 Максимально возможное Д, кгс/см² (МПа)
- 28 Максимально возможный ПД, кгс/м² (кПа)
- 29 Минимально допустимое число Re
- 30 Константа коэффициента расширения
- 31 Количество импульсов на 1 м³
- 32 Счетчик десятков миллионов при рабочих условиях
- 33 Оперативный интервал, мин
- 34 Длительность цикла расчетов, с
- 35 Длительность периода калибровки при работе или калибровке, с
- 36 Количество циклов расчетов
- 37 Контрактный час, ч
- 38 Пароль для записи данных
- 39 Время (Часы, Минуты, Секунды)
- 40 Дата перехода на летнее и зимнее время (День, Месяц)
- 41 Время перехода на летнее и зимнее время (Час)
- 42 Параметры НСХП каналов Т, Д, ПД, ПДВ, ПДН, ПЕ и Пл
- 43 Значение константы <Д/Т/ПД>
- 44 Постановка <Д/Т/ПД> на константу и снятие с константы
- 45 Смещение и коэффициент наклона <Д/ПД>
- 46 Установка нуля <Д/ПД>
- 47 Параметры АЦП

Примечания

1 Сообщения по параметрам, приведенным в перечислениях 3, 4, 8, 9 формируются при расчетах по ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5 и ГОСТ 30319.2.

2 (*) - сообщение при измерениях на СУ.

3 (**) - сообщение при измерениях на ОНТ.

4 Сообщения по параметрам, приведенным в перечислениях 2-14, 18, 22, 29, 30, 33 и 36, при использовании вычислителя ПК-В в комплексах ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т и ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-6-Т не формируются.

5 Сообщения по параметрам, приведенным в перечислениях 19 и 28, при использовании вычислителя ПК-В в комплексах ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т и ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-6-Т не формируются.

6 Сообщения по параметрам, приведенным в перечислениях 34 и 35, формируются при использовании вычислителя ПК-В в комплексах ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6-Т и ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-6-Т .

Принятые в перечне сокращения и условные обозначения приведены в приложении В.

Приложение Д (справочное)

Перечень данных, входящих в отчеты и в протоколы

Д.1 Суточный отчет формируется на основании часовых или оперативных данных с информацией о параметрах газа за каждый час (оперативный интервал) прошедших суток. Сутками считается 24-часовой период времени между контрактными часами соседних суток.

Коммерческий суточный отчет состоит из часовых (оперативных) данных за сутки от установленного контрактного часа до контрактного часа других суток. Час начинается и кончается на круглой цифре, например, 1:00, 2:00, и т.д.

Месячный отчет формируется на основании суточных данных со среднесуточной информацией о параметрах газа за каждые сутки последнего контрактного месяца.

По желанию заказчика на основании суточных данных последнего контрактного месяца может формироваться **отчет за любое количество суток** (за пять дней, за декаду и т.д.).

Коммерческие суточные и месячные отчеты подписываются представителями поставщика и потребителя газа.

Д.2 В общую часть суточного и месячного отчетов входят следующие данные:

- название предприятия-пользователя;
- условное обозначение (кодовое имя) объекта измерений параметров газа;
- дата (День, Месяц, Год) и время (Часы, Минуты) составления отчета;
- установленный контрактный час, ч;
- заданное значение молярной доли азота N_2 в природном газе, %;
- заданное значение молярной доли диоксида углерода CO_2 в природном газе, %;
- заданное значение плотности газа, $кг/м^3$;
- заданное значение атмосферного давления, кПа (мм рт.ст.) - при измерении избыточного давления газа;
- метод измерений расхода газа;
- вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное давление);
- нижний (НПИ) и верхний (ВПИ) пределы измерений давления газа, МПа;
- нижний (НПИ) и верхний (ВПИ) пределы измерений температуры газа, $^{\circ}C$.

Д.2.1 Для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2 в общую часть отчетов дополнительно входят следующие данные:

- внутренний диаметр трубопровода при температуре $20^{\circ}C$, мм;
- поправочный множитель на величину абсолютной эквивалентной шероховатости внутренних стенок трубопровода ($K_{ш}$);
- коэффициент линейного теплового расширения материала трубопровода - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2;
- постоянные коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала трубопровода - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
- при измерении перепада давления газа на стандартном сужающем устройстве Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1:
 - диаметр отверстия сужающего устройства при температуре $20^{\circ}C$, мм;
 - коэффициент линейного теплового расширения материала сужающего устройства - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
 - постоянные коэффициенты a_0 , a_1 и a_2 температурного коэффициента линейного расширения материала сужающего устройства - при вычислениях по формулам ДСТУ ГОСТ 8.586.1, ДСТУ ГОСТ 8.586.2, ДСТУ ГОСТ 8.586.5;
 - способ отбора перепада давления на сужающем устройстве;
- при измерении перепада давления газа на осредняющей напорной трубке Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-1:
 - поперечный размер осредняющей напорной трубки при температуре $20^{\circ}C$, мм;
 - калибровочный коэффициент осредняющей напорной трубки;
- нижний предел измерений (НПИ) дифференциального давления, кПа;
- нижний предел измерений дифференциального давления при коммерческом учете газа (отсечка), кПа;
- верхний предел измерений (ВПИ) дифференциального давления, кПа;
- значение дифференциального давления газа, при котором происходит переключение измерительных преобразователей дифференциального давления, кПа - если в состав Комплекса входят два преобразователя.

Д.2.2 Для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6 в общую часть отчетов дополнительно входят следующие данные:

- значение максимально допустимого расхода газа через счетчик (расходомер), м³/ч;
- значение расхода газа, при котором и ниже которого счетчик (расходомер) прекращает измерение объема газа, проходящего по трубопроводу, м³/ч;
- коэффициент, устанавливающий количество импульсов счетчика на 1 м³ газа, прошедшего через счетчик, импульс/м³;
- коэффициент сжимаемости газа - только для суточного отчета.

Д.3 Основная часть **суточного отчета** содержит следующие данные:

- дату (День, Месяц, Год) и время (начало и конец) каждого часа (Часы, Минуты);
- среднее значение дифференциального давления за каждый час суток, кПа;
- среднее значение абсолютного давления газа за каждый час суток, МПа;
- среднее значение температуры газа за каждый час суток, °С;
- среднее значение плотности газа за каждый час суток при стандартных условиях, кг/м³ - при автоматическом измерении плотности;
- суммарный объем газа за каждый час суток при стандартных условиях, тыс.м³;
- суммарный объем газа за каждый час суток при рабочих условиях, тыс.м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- безаварийный объем газа за сутки при стандартных условиях, тыс. м³;
- аварийный объем газа за сутки при стандартных условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. м³;
- суммарный объем газа за сутки при стандартных условиях, тыс. м³;
- безаварийный объем газа за сутки при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- аварийный объем газа за сутки при рабочих условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- суммарный за сутки объем газа при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- суммарная длительность аварийных ситуаций за сутки (Часы, Минуты, Секунды);
- длительность аварийной ситуации «Qстоп < Qv < Qminпл» за сутки (Часы, Минуты, Секунды) - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- показания счетчика на конец отчетного периода при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- сообщения о аварийных ситуациях в работе Комплекса за отчетный период;
- сообщения о вмешательствах в работу Комплекса за отчетный период.

Д.4 Основная часть **месячного отчета** содержит следующие данные:

- дату каждых суток (День, Месяц, Год);
- среднее значение дифференциального давления за каждые сутки, кПа;
- среднее значение абсолютного давления газа за каждые сутки, МПа;
- среднее значение температуры газа за каждые сутки, °С;
- среднее значение плотности газа за каждые сутки при стандартных условиях, кг/м³ - при автоматическом измерении плотности;
- суммарный (с начала контрактного месяца) объем газа за каждые сутки при стандартных условиях, тыс.м³;
- суммарный объем газа за каждые сутки при рабочих условиях, тыс.м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- безаварийный объем газа за месяц при стандартных условиях, тыс. м³;
- аварийный объем газа за месяц при стандартных условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. м³;
- суммарный объем газа за месяц при стандартных условиях, тыс. м³;
- безаварийный объем газа за месяц при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-6;
- аварийный объем газа за месяц при рабочих условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3 и ФЛОУТЭК-ТМ-4;
- суммарный объем газа за месяц при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2;
- суммарная длительность аварийных ситуаций за месяц (Часы, Минуты, Секунды);
- длительность аварийной ситуации «Qстоп < Qv < Qminпл» за месяц (Часы, Минуты, Секунды) - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2;
- показания счетчика на конец отчетного периода при рабочих условиях, тыс. м³ - для модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2;
- сообщения о аварийных ситуациях в работе Комплекса за отчетный период;
- сообщения о вмешательствах в работу Комплекса за отчетный период.

Д.5 В Протокол вмешательств в работу вычислителя заносятся все данные, вводимые оператором в программу вычислителя в объеме, указанном в 1.2.3 РЭ. В Протоколе указываются следующие данные:

- дата (День, Месяц, Год) и время (Часы, Минуты, Секунды) внесения изменения;
- наименование измененного параметра;
- прежнее и новое значения параметра.

Д.6 В Протоколе регистрации аварийных ситуаций фиксируются все отклонения в технологическом процессе расхода газа и в работе Комплекса, непредусмотренные заданными алгоритмами и нарушающие выполнение Комплексом своих функций. В Протоколе указываются следующие данные:

- дата (День, Месяц, Год) и время (Часы, Минуты, Секунды) начала и конца аварийной ситуации;
- список аварийных признаков, относящихся к данной аварийной ситуации;
- объемы газа при рабочих и стандартных условиях, накопленные при данной аварийной ситуации;
- длительность аварийной ситуации;
- перечень значений параметров, «замороженных» при данной аварийной ситуации.

Д.7 Примерные формы суточного и месячного отчетов приведены в Д.7.3 и Д.7.4 РЭ.

Указанные в отчетах числовые значения параметров **выбраны условно** как пример заполнения отчетов.

В колонке «АВ» таблицы «Часовые измерительные данные» устанавливаются признаки аварийных и нештатных ситуаций «А» и/или вмешательств оператора «В», если одно или несколько событий имели место за период времени, указанный в начале каждой строки таблицы.

Средние за отчетный период значения давления и температуры газа могут быть помечены после числового значения знаками:

‘ **(одинарная кавычка)** - означает, что в процессе усреднения по крайней мере одно значение вышло за установленные пределы;

* **(звездочка)** - означает, что в процессе усреднения по крайней мере одно значение было учтено в то время, когда соответствующая величина была «поставлена на константу».

Д.7.1 В приведенных ниже формах отчетов и в документах программного обеспечения Комплексов приняты следующие *сокращения и условные обозначения*:

- А - признак аварийной ситуации в работе Комплекса;
- АС - аварийная ситуация в работе Комплекса;
- АЦП - аналого-цифровой преобразователь
- В - признак вмешательства в работу Комплекса;
- ВПИ, НПИ - верхний и нижний пределы измерений;
- ЗПЗ - замена последним значением перед началом аварийной ситуации
- Кс - коэффициент приведения к стандартным условиям
- Ксж - коэффициент сжимаемости
- МВИ - методика выполнения измерений
- несанкц. - несанкционированный
- р.у. - рабочие условия;
- с.у. - стандартные (нормальные) условия;
- санкц. - санкционированный
- СУ - сужающее устройство
- De - плотность газа
- Deмаксв, Deминв - максимальное и минимальное возможные значения De
- Deмах, Deмин - верхняя и нижняя границы установленного диапазона для De
- dP - перепад давления газа на СУ
- dPмаксв, dPминв - максимальное и минимальное возможные значения dP
- dPмах, dPмин - верхняя и нижняя границы установленного диапазона для dP
- dPотс - значение отсечки
- dP/P - частное от деления dP на P
- dP/Pмахмви, dP/Pминмви - верхняя граница установленного МВИ диапазона для dP/P
- Hсв - высшая теплота сгорания
- Hсвмахмви, Hсвминмви - верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Hсв
- P - давление газа
- Pабс - абсолютное давление газа
- Pизб - избыточное давление газа
- Pмах, Pмин - верхняя и нижняя границы установленного диапазона для P
- Pмахмви, Pминмви - верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для P
- Pe - период импульсов от плотномера
- Peмаксв, Peминв - максимальное и минимальное возможные значения Pe
- Peмах, Peмин - верхняя и нижняя границы установленного диапазона для Pe

Q_{\max} - верхний предел измерений объемного расхода газа при p .у.
 Q_{\min} - минимальный объемный расход газа при p .у.
 $Q_{\max l}, Q_{\min l}$ - максимальный и минимальный объемный расход газа при p .у. для счетчика
 Q_c - объемный расход газа при с.у.
 $Q_{\text{стоп}}$ - объемный расход газа при с.у., при котором счетчик останавливается
 Q_v - объемный расход газа при p .у.
 $Q_{\text{максв}}$ - максимальное возможное значение Q_v
 Re - число Рейнольдса
 $Re_{\max \text{мви}}, Re_{\min \text{мви}}$ - верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Re
 T - температура газа
 $T_{\max \text{в}}, T_{\min \text{в}}$ - максимальное и минимальное возможные значения T
 T_{\max}, T_{\min} - верхняя и нижняя границы установленного диапазона для T
 $T_{\max \text{мви}}, T_{\min \text{мви}}$ - верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для T
 $t_{\text{минл}}$ - период импульсов от счетчика при расходе $Q_{\min l}$
 $t_{\text{стоп}}$ - период импульсов от счетчика при расходе $Q_{\text{стоп}}$

Д.7.2 Перечень аварийных признаков, формируемых вычислителем Комплексов при вычислении расхода газа и которые записываются в приведенные формы отчетов, приведен в таблице Д.1.

Таблица Д.1 - Перечень аварийных признаков, формируемых Комплексами

№.№ п/п	Наименование аварийного признака	Величина, требующая «замораживания»	Примечание
1	Нет питания	K_c, Q_v	Требование 8.2.4 «Правил учета газа»
2	Неисправно измерение (АЦП)	dP, De, P, T	
3	Нет связи с датчиком dP	dP	Требование 8.2.1 «Правил учета газа»
4	$dP > dP_{\max}$		
5	$dP_{\text{отс}} < dP < dP_{\min}$		
6	$dP \leq dP_{\text{отс}}$		
7	Нет связи с датчиком De	De	
8	$De > De_{\max}$		
9	$De < De_{\min}$		
10	$Re > Re_{\max}$		
11	$Re < Re_{\min}$		
12	Нет связи с датчиком P	P	
13	$P > P_{\max}$		
14	$P < P_{\min}$		
15	Нет связи с датчиком T	T	
16	$T > T_{\max}$		
17	$T < T_{\min}$		
18	$dP/P > dP/P_{\max \text{мви}}$	-	Требование 8.2.2 «Правил учета газа»
19	$H_{cv} > H_{cv \text{максмви}}$	-	
20	$H_{cv} < H_{cv \text{минмви}}$	-	
21	$Ра_{bc} > P_{\max \text{мви}}$	-	
22	$Ра_{bc} < P_{\min \text{мви}}$	$Ра_{bc} = P_{\min \text{мви}}$	
23	$Re > Re_{\max \text{мви}}$	-	
24	$Re < Re_{\min \text{мви}}$	-	
25	$T > T_{\max \text{мви}}$	T	
26	$T < T_{\min \text{мви}}$	T	
27	$Q_v > Q_{\max l}$	Q_v	
28	$Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\min l}$	$Q_v = Q_{\min l}$	
29	$Q_v \leq Q_{\text{стоп}}$	-	
30	Деление на ноль или значение расхода NAN	K_c, Q_v	
31	$K_{сж} \leq 0$	K_c	
32	Нарушены условия расчета F	-	При методе расчета $K_{сж}$

Окончание таблицы Д.1

№№ п/п	Наименование аварийного признака	Величина, требующая «замораживания»	Примечание
33	Нарушены условия расчета Кш	-	При методе расчета Ксж по NX19 мод. или GERG-91 мод.
34	dP на несанкц. константе	-	Требование 8.2.5 «Правил учета газа»
35	De на несанкц. константе	-	
36	P на несанкц. константе	-	
37	T на несанкц. константе	-	
38	Qv на несанкц. константе	-	
39	Ризб > 0.005 МПа	-	Требование 6.2 «Правил учета газа»
40	Qv > 65 м3/ч	-	

Примечания к таблице Д.1:

1 Аварийные признаки 3 - 6, 18, 23, 24 и 34, **связанные с параметром dP**, формируются, если в Комплексе для измерений расхода газа используется метод переменного перепада давления на стандартном сужающем устройстве.

2 Аварийные признаки 7 - 11 и 35, **связанные с параметром De**, формируются, если в Комплексе осуществляется автоматическое измерение плотности газа..

3 Если в Комплексе используется метод измерений расхода газа с помощью счетчика (или расходомера) и коррекция выполняется только по температуре газа (используется температурный корректор), то аварийные признаки 12 - 14, 21, 22 и 36, **связанные с параметрами P и Рабс**, не формируются.

4 Аварийные признаки 1, 27 - 30 и 38, **связанные с параметром Qv**, формируются, если в Комплексе используется метод измерений расхода газа с помощью счетчика (или расходомера).

5 Аварийные признаки 39 и 40 формируются, если в Комплексе используется метод измерений расхода газа с помощью счетчика (или расходомера) и коррекция выполняется только по температуре газа (используется температурный корректор). В этом случае Ризб рассчитывается по введенным значениям константы давления газа и атмосферного давления.

Примечание к приложению Д - Если значения верхних пределов измерений абсолютного (избыточного) и дифференциального давления газа измерительных преобразователей Комплексов согласно 1.2.16 РЭ выражены в единицах измерений кгс/м² или кгс/см², то производится соответствующая замена указанной в данном приложении размерности давления (кПа и МПа) на принятую размерность.

Д.7.3 Примерная форма суточного отчета для Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3 и ФЛОУТЭК-ТМ-4

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:

Т/п 1:

СУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ

за 30 октября 2007 года

на 3 стр.

Составлен программой ConCог по данным на 16:02:48 31.10.2007

Метод измерений	Счетчик	Контрактный час	16:00
Плотность, кг/м ³	0.68	Мол. доля CO ₂ , %	0.14
Вид давления	Абсолютное	Мол. доля N ₂ , %	2.73
Атм. давление, мм рт.ст.	748.6	Кол-во импульсов счетчика на 1 м ³	1.0000
НПИ давления, кгс/см ²	1.000	ВПИ давления, кгс/см ²	90.000
НПИ температуры, гр.Целс	-30.00	ВПИ температуры, гр.Целс	60.00
Верхний предел измерений расхода при р.у. (Q _{max}), м ³ /ч			4000.0
Минимальный расход при р.у. (Q _{min}), м ³ /ч.			50.000

ЧАСОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Дата	Время		Объем, м ³		Ср. давл., кгс/см ²	Ср. темп, гр.Целс	АВ
	начало	конец	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	01:00	12.5	1	0.0000*	0.00*	А
...

Лист 1 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:

Т/п 1:

Суточный отчет за 30 октября 2007 года

Дата	Время		Объем, м ³		Ср. давл., кгс/см ²	Ср. темп, гр.Целс	АВ
	начало	конец	при с.у.	при р.у.			
...
31.10.07	15:00	16:00	2275.3	144	13.573'	14.36'	АВ
ИТОГО			2562.3	163			

Безаварийный объем за сутки при с.у., м ³	180.6
Аварийный объем за сутки при с.у., м ³	2369.2
Полный объем за сутки при с.у., м ³	2549.2
Безаварийный объем за сутки при р.у., м ³	11.2
Аварийный объем за сутки при р.у., м ³	150.6
Полный объем за сутки при р.у., м ³	161.8
Длительность АС Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} за сутки, ч:мин:с	00:05:48
Общая длительность аварийных ситуаций за сутки, ч:мин:с	22:57:20
Показания счетчика газа на конец отчетного периода при р.у., м ³	397

АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Время первого появления	Аварийный признак	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объем, м ³		Кол. появ.
			при р.у.	при с.у.	
30.10.07 17:00:00	Нет питания	22:43:46	19	283.6	1
31.10.07 15:43:46	Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл}	00:04:28	4	67.3	2
31.10.07 15:47:36	Q _v > Q _{maxл}	00:02:46	112	1799.4	1

31.10.07	15:51:20	Qстоп < Qv < Qminл T < Tmin	00:01:20	4	66.5	1
31.10.07	15:52:40	T < Tmin	00:04:20	13	192.0	1
31.10.07	15:59:00	P > Pmax	00:00:40	2	27.7	1
Итого:			22:57:20	155	2436.4	

АВАРИЙНЫЕ ПРИЗНАКИ

Основной признак аварийной ситуации	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, м ³		Кол. появ.
		при р.у.	при с.у.	
Нет питания	22:43:46	19	283.6	1
Qv > Qmaxл	00:02:46	112	1799.4	1
P > Pmax	00:00:40	2	27.7	1
T < Tmin	00:05:40	17	258.5	2

Лист 2 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:
Суточный отчет за 30 октября 2007 года

Т/п 1:

Основной признак аварийной ситуации	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, м ³		Кол. появ.
		при р.у.	при с.у.	
Qстоп < Qv < Qminл	00:04:28	4	67.3	2
Итого:		155	2436.4	

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СООБЩЕНИЯ

Дата	Время	Сообщение	Объём с начала суток (с.у.), м ³
31.10.07	15:48:26	Скорость ротора счетчика стала > допускаемой	26.297
31.10.07	15:48:48	Скорость ротора счетчика стала нормальной	28.742

ВМЕШАТЕЛЬСТВА В РАБОТУ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ

Дата	Время	Наименование параметра	Значение параметра	
			старое	новое
31.10.07	15:45:08	Контрактный час, ч	17	16
31.10.07	15:48:46	Миним. расход (Qmin), м3/ч	32.000	220.00
31.10.07	15:48:52	ВПИ расхода (Qmax), м3/ч	400.00	4000.0
31.10.07	15:48:55	Макс. доп. расход р.у., м3/ч	450.00	8000.0
31.10.07	15:51:37	НПИ температуры, град. Цельс	-25.00	0.00
31.10.07	15:52:56	Миним. расход (Qmin), м3/ч	220.00	50.000
31.10.07	15:59:15	ВПИ давления, кгс/см2	63.000	11.000

Конец отчета

Представитель поставщика

Представитель потребителя

Лист 3 из 3

Д.7.4 Примерная форма месячного отчета для Комплексов модификаций
ФЛОУТЭК-ТМ-1 и ФЛОУТЭК-ТМ-2

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:

Т/п 1:

МЕСЯЧНЫЙ ОТЧЕТ

за октябрь 2007 года

Составлен программой ConSog по данным на 16:43:42 07.11.2007

Метод измерений	Счетчик	Контрактный час	16:00
Плотность, кг/м ³	0.68	Мол. доля CO ₂ , %	0.14
Вид давления	Абсолютное	Мол. доля N ₂ , %	2.73
НПИ давления, кгс/см ²	1.000	ВПИ давления, кгс/см ²	60.000
НПИ температуры, гр.Целс	-35.00	ВПИ температуры, гр.Целс	60.00
Количество импульсов счетчика на 1 м ³			1.0000
Верхний предел измерений расхода при р.у. (Q _{max}), м ³ /ч			4000.0
Минимальный расход при р.у. (Q _{min}), м ³ /ч.			50.000

СУТОЧНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Дата	Безаварийный объём, м ³		Ср. давл., кгс/см ²	Ср. темп, гр.Целс	АВ
	при с.у.	при 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			

Безаварийный объем за месяц при с.у., м ³	3208.8
Аварийный объем за месяц при с.у., м ³	103141.1
Полный объем за месяц при с.у., м ³	106349.9
Безаварийный объем за месяц при р.у., м ³	186.8
Аварийный объем за месяц при р.у., м ³	3786.2
Полный объем за месяц при р.у., м ³	3973.0
Длительность АС Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} за месяц, ч:мин:с	00:09:21
Общая длительность аварийных ситуаций за месяц, ч:мин:с	68:58:48
Показания счетчика газа на конец отчетного периода при р.у., м ³	4163

АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Время первого появления	Аварийный признак	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, м ³		Кол. появ.
			при р.у.	при с.у.	
29.10.07 16:54:08	Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл}	00:07:50	6	94.5	3
29.10.07 16:57:53	Нет питания	67:28:30	3433	99189.5	4
29.10.07 16:58:36	Q _v > Q _{maxл}	00:04:26	124	1977.1	3
31.10.07 15:51:20	Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} T < T _{min}	00:01:20	4	66.5	1

Лист 1 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:

Т/п 1:

Месячный отчет за октябрь 2007 года

Время первого появления	Аварийный признак	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, м ³		Кол. появ.
			при р.у.	при с.у.	
31.10.07 15:52:40	T < T _{min}	00:04:20	13	192.0	1
31.10.07 15:59:00	P > P _{max}	00:00:40	2	27.7	1
31.10.07 16:43:22	P < P _{min}	01:11:22	214	1723.4	16

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

АВАРИЙНЫЕ ПРИЗНАКИ

Основной признак аварийной ситуации	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, м ³		Кол. появ.		
		при р.у.	при с.у.			
Нет питания	67:28:30	3433	99189.5	4		
Q _v > Q _{maxл}	00:04:26	124	1977.1	3		
P > P _{max}	00:00:40	2	27.7	1		
T < T _{min}	00:05:40	17	258.5	2		
P < P _{min}	01:11:42	215	1735.1	17		
Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл}	00:07:50	6	94.5	3		
Итого:			68:58:48	3797	103282.5	

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СООБЩЕНИЯ

Дата	Время	Сообщение	Объём с начала суток (с.у.), м ³
29.10.07	16:53:44	КОНФИГУРИРОВАНИЕ Вычислителя	
...
31.10.07	15:48:26	Скорость ротора счетчика стала > допустимой	26.297
31.10.07	15:48:48	Скорость ротора счетчика стала нормальной	28.742

Лист 2 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:
Месячный отчет за октябрь 2007 года

Т/п 1:

ВМЕШАТЕЛЬСТВА В РАБОТУ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ

Дата	Время	Наименование параметра	Значение параметра	
			старое	новое
29.10.07	16:53:44	Контрактный час, ч	0	17
29.10.07	16:53:49	Когда на летнее время	00ч 00 00	03ч пВс 03
29.10.07	16:53:54	Когда на зимнее время	00ч 00 00	04ч пВс 10
29.10.07	16:54:02	Молярная доля 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 _{стоп} , м ³ /ч	0	0.06
...
29.10.07	16:59:43	Снят. Т с санкц. конст	0	Измерение
31.10.07	15:45:08	Контрактный час, ч	17	16
31.10.07	15:48:46	Миним. расход (Q _{min}), м ³ /ч	32.000	220.00
31.10.07	15:48:52	ВПИ расхода (Q _{max}), м ³ /ч	400.00	4000.0
31.10.07	15:48:55	Макс. доп. расход р.у., м ³ /ч	450.00	8000.0
31.10.07	15:51:37	НПИ температуры, град. Целс	-25.00	0.00
31.10.07	15:52:56	Миним. расход (Q _{min}), м ³ /ч	220.00	50.000
31.10.07	15:59:15	ВПИ давления, кгс/см ²	63.000	11.000

Конец отчета

Представитель поставщика

Представитель потребителя

Лист 3 из 3

Приложение Е
(обязательное)

**Перечень информации, которая выводится
на цифровое показывающее устройство вычислителя Комплексов**

Е.1 Комплексы обеспечивают возможность вывода на цифровое показывающее устройство вычислителя информации, перечень которой приведен в таблице Ж.1.

Таблица Е.1

Наименование	Единица измерений	Условное обозначение, выводимое на индикатор		
		вычислитель	Вычислитель ФЛОУТЭК-ТМ модификаций	
			ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х-3	ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х-6
1 Температура газа	$^{\circ}\text{C}$	Temp	T	Температура
2 Абсолютное давление газа	МПа, кгс/см ²	Stat pres	AP	Абс. давление
3 Избыточное давление газа	МПа, кгс/см ²	Gauge pres	GP	Избыт. давление
4 Дифференциальное давление	кПа, кгс/м ²	Diff pres	dP	Дифф. давление
5 Атмосферное давление	кПа, кгс/см ² мм рт.ст.	-	-	Ратм
6 Плотность газа при стандартных условиях	кг/м ³	Density	-	Пл
7 Молярная доля азота N ₂ в природном газе	%	-	-	МД N ₂
8 Молярная доля диоксида углерода CO ₂ в природном газе	%	-	-	МД CO ₂
9 Метод расчета коэффициента сжимаемости	-	-	-	Метод расч. Ксж
10 Коэффициент сжимаемости газа	-	K	K	K сжимаемости
11 Коэффициент приведения к стандартным условиям (с.у.)	-	-	-	K привед. к ст.у.
12 Объемный расход газа при с.у.	м ³ /ч	Flow Rate	Q	Расход при ст.у.
13 Объемный расход газа при рабочих условиях (р.у.)	м ³ /ч	-	Qu	Расход при р.у.
14 Объем газа при с.у., вычисленный с начала текущих суток	м ³	Daily flow	V	V с начала суток
15 Аварийный объем газа при р.у., вычисленный за текущие сутки	м ³	-	-	AV с нач. суток
16 Аварийный объем газа при с.у., вычисленный за текущие сутки	м ³	-	AV	AV с нач. суток
17 Объем газа при с.у., вычисленный за предыдущие сутки	м ³	Yesterday	Y	V за пред. сутки
18 Объем газа в р.у. (показания счетчика с начала контроля параметров газа)	м ³	Total (Un)	W	W с начала набл.
19 Объем газа при с.у., вычисленный с начала контроля параметров газа (после последнего конфигурирования вычислителя)	м ³	Total (Co)	m3	V с начала набл.
20 Длительность измерительных аварийных ситуаций за текущие сутки	ЧЧ:ММ:СС	-	-	Дл. ИАС с нач. сут.
21 Длительность методических аварийных ситуаций за текущие сутки	ЧЧ:ММ:СС	-	-	Дл. МАС с нач. сут.
22 Длительность постановки на несанкционированные константы за текущие сутки	ЧЧ:ММ:СС	-	-	Дл. ПНК с нач. сут.
23 Длительность работы за текущие сутки, когда расход меньше Q _{min}	ЧЧ:ММ:СС	-	-	Дл. РНМ с нач. сут.
24 Длительность цикла расчетов	с	-	Cycle	Цикл расч.
25 Установленный контрактный час	ч	-	Con.Hour	Контракт. час

Окончание таблицы Ж.1

Наименование	Единица измерений	Условное обозначение, выводимое на индикатор		
		Вычислитель	Вычислитель ФЛОУТЭК-ТМ модификаций	
			ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х-3	ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х-6
26 Установленная скорость обмена информацией с ЭВМ	бит/с	Rate XXXXX bps	Rate bps	Скорость
27 Адрес вычислителя	-	Address	Address	Адрес
28 Обслуживаемый трубопровод	-	Run1, Run2 или Run3	-	-
29 Текущая дата	ДД, ММ, ГГ	Date	Date	Дата
30 Текущее время	ЧЧ:ММ:СС	Time	Time	Время
31 Текущий день недели	-	Day	Day	День
32 Требуется повторное конфигурирование	-	Enter PGM key	Enter PGM key	Расконфигурация
33 Вычислитель готов к работе с клавиатурой	-	Keyboard	-	-
34 Команда при работе с клавиатурой «Нажмите любую клавишу»	-	Press any key	-	-
35 Режим создания отчета	-	-	-	Создать отчет

Примечание - Индикация информации, которая указана в перечислениях 10, 13, 15 и 18, осуществляется только на индикаторе Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1

Е.2 Индикация информации на цифровом показывающем устройстве (индикаторе) **вычислителя** осуществляется следующим образом:

1) после включения Комплекса в работу в первой строчке индикатора индицируется текущее время, а во второй строчке - поочередно индицируются дата и день недели. Индикация осуществляется с цикличностью, равной циклу расчетов, выполняемых вычислителем;

2) при нажатии на лицевой панели вычислителя и удерживании в этом состоянии кнопки «Просмотр данных» осуществляется в режиме листания параметров (с периодом 1 с) индивидуальная индикация каждого параметра, указанного в таблице Ж.1;

3) после выбора (путем отпускания кнопки «Просмотр данных») необходимого параметра на индикаторе в течение 12 с индицируется выбранный параметр;

4) если был указан номер трубопровода и задана длительность интервала индикации параметров газа в диапазоне от 1 до 255 мин (с дискретностью 1 мин) на индикаторе индицируются одновременно числовые значения (без указания единиц измерений) дифференциального давления, абсолютного (или избыточного) давления, температуры и расхода газа для одного трубопровода;

5) после окончания времени индикации при выполнении пунктов 3 и 4 на индикаторе до следующего вмешательства оператора индицируются параметры, указанные в пункте 1.

Е.3 Индикация параметров на цифровом показывающем устройстве (индикаторе) **вычислителя** Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-1-Х и ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х осуществляется в режиме автоматического листания с заданным периодом. Период задается из ряда: 1, 5 и 10 с.

Е.4 Индикация параметров на цифровом показывающем устройстве (индикаторе) **вычислителя** Комплексов модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-2-Х-6 осуществляется следующим образом:

1) после инициализации работы индикатора вычислителя путем нажатия на его клавиатуре любой кнопки в первой строчке индикатора индицируется текущее время, а во второй строчке - поочередно индицируются дата и день недели. Индикация осуществляется с цикличностью, равной периоду обновления информации, который согласно 1.2.5 РЭ устанавливается в пределах от 5 до 30 с;

2) путем многократного нажатия на клавиатуре вычислителя кнопок 4 или 6 осуществляется выбор для просмотра на индикаторе любого параметра, указанного в таблице Ж.1;

3) после выбора необходимого параметра в первой строчке индикатора в течение 60 с индицируется наименование параметра, а во второй строчке - его текущее значение. При этом, если после выбора параметра дополнительно нажать кнопку «Ввод», то значение выбранного параметра «замораживается» на 12 с на значении, которое было в момент выбора параметра, а потом до истечения 60 с индицируется текущее значение параметра;

4) после окончания времени индикации при выполнении пункта 3 индикатор отключается до следующего вмешательства оператора.

Е.5 Если в результате **самодиагностики** вычислитель Комплексов определяет, что он не может далее правильно функционировать и, следовательно, требуется переконфигурирование, то на его индикаторе появляется и далее постоянно индицируется сообщение «Enter PGM key» или «Расконфигурация» (в зависимости от типа вычислителя). При этом работа в режиме автоматического листания параметров приостанавливается до выполнения повторного конфигурирования вычислителя.

Отображение данных на ЖК индикаторе вычислителя ВР-2 ПО "Продавец"

Для вывода данных на ЖКИ предусмотрены 35 экранов, имеющих постоянное содержание, и 8 экранов, содержание которых может задать пользователь. В описании экранов применяются следующие сокращения:

Сокращения	Полное название
Т/п	Трубопровод
Т/п 1	Трубопровод №1
Р.у.	Рабочие условия
С.у.	Стандартные условия
УЗЛ	Ультразвуковой счетчик

Перечень экранов ЖКИ размером 4х20 знакомест вычислителя ВР-2 ПО "Продавец", имеющие постоянное содержание.

Двухзначное число в левом верхнем углу экрана - это его порядковый номер. Нумерация экранов не является непрерывной. Кавычки, которые могут появиться справа от значения величины сигнализируют о том, что в качестве значения используется последнее полученное достоверное значение величины. Звездочка на том же месте - признак использования константы.

00																									
07	.	06	.	17	13	:	55	:	19																
										С		р		е		д		а							

1. Дата, время,
день недели

01	Т / п 1	Измер.	данные
Pm	- - - - -	к	гс / см ²
Tm	- - - - -	г	р . Целс
Qm	0 . 0	м	3 / ч

2. Измеренные данные в т/п 1:
Pm - Давление
Tm - Температура
Qm - Расход

02	Т / п 2	Измер.	данные
Pm	- - - - -	к	гс / см ²
Tm	- - - - -	г	р . Целс
Qm	- - - - -	м	3 / ч

3. Тоже самое в т/п 2

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

4. Тоже самое в т/п 3

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

5. Все расходы:

Q1 - Расход по т/п 1,

Q2 - Тоже самое по т/п 2,

Q3 - Тоже самое по т/п 3

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

6. Адрес,

контрактный час,

количество обслуживаемых трубопроводов,

длительность цикла расчета

06	Скорость по кан. 1	1
CFG1, USB:		115200
CFG2, RS232:		1200
COM1, RS232:		9600

7. Скорость передачи данных по каналу 1

Связи с верхним уровнем:

CFG1, CFG2, COM1 - наименование портов,

USB, RS232 - наименование физического интерфейса

07	Скорость по кан. 2	
COM2, RS232:		9600
COM2, RS485:		9600

8. Тоже самое по каналу 2

08	Параметры УЗ - сч.		
Т/п	Адрес		Скорость
2	1		9600

9. Параметры ультразвукового счетчика:

Номер трубопровода, адрес,

скорость передачи данных

09	Вычисл. расх. газа	
	ФЛОУТЭК-ТМ-ВР-2	2
	Версия ПО	ра
от	28.11.16	15:56:20

10. Тип версии ПО вычислителя

10	Давление (абсол)	
Рс1	1.02 “	кгс / см2
	Температура	
Тс1	0.00 “	гр. Целс

11. Значения, используемые в расчетах:

Рс1 - Давление в т/п № 1,

Тс1 - Температура в т/п № 1

1 1	К о э ф . с ж и м а е м о с т и				
К с ж 1				0 . 9 9 9 6 0	
К о э ф . п р и в е д . к с . у .					
К п р 1				1 . 0 6 0	

12. Коэффициент:

Ксж1 - Коэф. сжимаемости для т/п № 1

Кпр1 - Коэф. приведения до стандартных условий 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. Состав газа для т/п № 1:

De(1) - Плотность

CO2(1) - Молярная доля диоксида углерода

N2(1) - Молярная доля азота

1 3	Р а с х о д п р и с . у .				
(Qb1)			0 . 0	м 3 / ч	
Р а с х о д п р и р а б о ч . у с л					
(Qm1)			0 . 0	м 3 / ч	

14. Расход по т/п № 1:

Qb1 - при с.у. ,

Qm1 - при р.у.

1 4	т / п 1				
Показ . счетчика (СІ 1)					
			0	м 3	

15. Показания счетчика по т/п № 1

1 5	П о к а з . р а с х - м е р а 1				
	- - - -				
А в а р П о к а з . р а с х - м е р а 1					
	- - - -				

16. Показания ультразвукового расходомера (объем) и аварийные показания ультразвукового расходомера (аварийный объем) на т/п № 1

1 6	т / п 1				
Объем с нач . суток , м 3					
Ub1 (с . у .)				0 . 0	
Um1 (р . у .)				0 . 0	

17. Объем с начала суток для т/п № 1:

Ub1 - при с.у.,

Um1 - при р.у.

1 7	т / п 1				
Объем за вчера , м 3					
YUb1 (с . у .)				0 . 0	

18. Объем при с.у. за предыдущие сутки для т/п № 1

20	Давление (избыт)			
Рс2		0.00	“	кгс / см ²
	Температура			
Тс2		0.00	“	гр. Целс

19. Значения, применяемые в расчетах:

Рс2 - Давление в т/п № 2,

Тс2 - Температура в т/п № 2

21	Коэф. сжимаемости			
Ксж2		0.99952		
	Коэф. привед. к с.у.			
Кпр2		1.060		

20. Коэффициент:

Ксж2 - Коэф. сжимаемости для т/п № 2

Кпр2 - Коэф. приведения до стандартных условий для т/п № 2

22	Состав газа т / п 2			
De (2)		0.6700	“	кг / м ³
СО2 (2)		2.000	%	
N2 (2)		1.000	%	

21. Состав газа для т/п № 2:

De(2) - Плотность

СО2(2) - Молярная доля диоксида углерода

N2(2) - Молярная доля азота

23	Расход при с.у.			
(Qb2)		0.0		м ³ / ч
	Расход при рабоч. усл			
(Qm2)		0.0	“	м ³ / ч

22. Расход через т/п № 2:

Qb2 - при с.у. ,

Qm2 - при р.у.

24	т / п 2			
Показ. счетчика (СІ 2)				
		0		м ³

23. Показания счетчика по т/п № 2

25	Показ. расх-мера 2			
	- - - -			
АварПоказ. расх-мера 2				
	- - - -			

24. Показания УЗЛ (объем) и аварийные показания

УЗЛ аварийный (объем) на т/п № 2

26	т / п 2			
Объем с нач. суток, м ³				
Ub2 (с.у.)		0.0		
Um2 (р.у.)		0.0		

25. Объем с начала суток для т/п № 2:

Ub2 - при с.у.,

Um2 - при р.у.

27		т / п	2		
Объем	за	вчера,	м ³		
YU _b 2	(с.у.)			0.0	

26. Объем при с.у. за предыдущие сутки для т/п № 2

30	Давление	(абсол)			
Pc3		1.02	“	кгс / см ²	
	Температура				
Tc3		0.00	“	гр. Целс	

27. Значения, применяемые в расчетах на т/п № 3:

Pc3 - Давление,

Tc3 - Температура

31	Перепад	давления			
DPc3		0.0	“	кгс / м ²	
Коэф.	сжимаемости				
Kсж3		0.00000			

28. Значения, применяемые в расчетах на т/п № 3:

DPc3 - Дифференциальное давление,

Kсж3 - Температура

32	Состав	газа	т / п	3	
De (3)		0.6700	кг / м ³		
CO2 (3)		2.000	%		
N2 (3)		1.000	%		

29. Состав газа для т/п № 3:

De(3) - Плотность

CO2(3) - Молярная доля диоксида углерода

N2(3) - Молярная доля азота

33	Расход	при с.у.			
(Q _b 3)		0.0	м ³ / ч		
Объем	с нач.набл.	с.у.			
		0.0	м ³		

30. Расход при с.у. через т/п № 3

(Q_b3) та

объе при с.у. с начала наблюдения для т/п № 3

36		т / п	3		
Объем	с нач.суток,	м ³			
U _b 3	(с.у.)			0.0	

31. Объем при с.у. с начала суток для т/п № 3:

37		т / п	3		
Объем	за	вчера,	м ³		
YU _b 3	(с.у.)			0.0	

32. Объем при с.у. за предыдущие сутки для т/п № 3

4 2				Т / п	2					м 3
FV				(с . у .)						0 . 0
AV				(с . у .)						0 . 0
V				(с . у .)						0 . 0

33. Объем при с.у. с начала суток для т/п № 2

FV - полный (AV+V)

AV - накопленный при аварийных условиях

V - накопленный за безаварийных условий

4 3				Т / п	2					м 3
YFV				(с . у .)						0 . 0
YAV				(с . у .)						0 . 0
YV				(с . у .)						0 . 0

34. Объем при с.у. за предыдущие сутки для т/п № 2:

YFV - полный (AV+V)

YAV - накопленный при аварийных условиях

YV - накопленный за безаварийных условий

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. Текущее давление абсолютное в т/п № 3

т / п 2	Из м е р е н и я , р а с х .								
Р =	-	-	-	-	T =	-	-	-	-
Q _v =	0	.	0	0					
Q _c =	0	.	0	0					

7. Текущие результаты измерений в т/п № 2:

Р – Давление
 Т – Температура
 Q_v – Расход при р.у.
 Q_c – Расход при с.у.

т / п 3	Из м е р е н и я , р а с х .								
Р =	-	-	-	-	* dH =	-	-	-	-
T =	-	-	-	-	dL =	-	-	-	-
Q _c =	0	.	0	0					

8. Текущие результаты измерений в т/п № 3:

Р – Давление
 Т – Температура
 dH – Дифференциальное давление [верхнее]
 (звездочка перед dH сигнализирует отом, что для расчета расхода используется значение именно дифференциального давления [верхнее])
 dL – Дифференциальное давление нижнее (приводится при наличии соответствующего преобразователя)
 Q_c – Расход при за с.у.

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

9. Текущее значение давления абсолютное в т/п № 1

1 1	Т / п 1	
Т е м п е р а т у р а		
0 . 0 0 “ ° С		

10. Текущая температура в т/п № 1

1 3	Т / п 1	
П л о т н о с т ь (и з м е р .)		
0 . 6 7 0 0 “ к г / м 3		

11. Текущая плотность в т/п № 1

1 4	Т / п 1	
М о л . д о л я С О 2 (с т . п .)		
2 . 0 0 0 0 %		

12. Молярная доля CO₂, как статический параметр в т/п № 1

1 5	Т / п 1	
М о л . д о л я N 2 (с т . п .)		
1 . 0 0 0 0 %		

13. Молярная доля N₂ статический параметр в т/п № 1

16	Т / п	1	
Коэф. сжимаемости			
0.99960			

14. Текущий коэффициент сжимаемости в т/п № 1

17	Т / п	1	
Расход при с.у.			
0.0 м ³ / ч			

15. Текущий расход при с.у. в т/п № 1

18	Т / п	1	
Расход при р.у.			
0.0 м ³ / ч			

16. Текущий расход при р.у. в т/п № 1

19	Т / п	1	
Коэф. привед. к с.у.			
1.060			

17. Текущий коэффициент приведенный до с.у. в т/п № 1

20	Т / п	1	
Объем с н.набл. с.у.			
0.0 м ³			

18. Объем при с.у. с начала наблюдения в т/п № 1

21	Т / п	1	
Показания счетчика			
0 м ³			

19. Показания счетчика в т/п № 1

22	Т / п	1	м ³
FV	(с.у.)		0.0
AV	(с.у.)		0.0
V	(с.у.)		0.0

20. Объем при с.у. с начала суток в т/п № 1:

FV - полный (AV+V)

AV - накопленный в аварийных условиях

V - накопленный за безаварийных условий

23		Т / п	1		м3
YFV	(с . у .)			0 . 0
YAV	(с . у .)			0 . 0
YV	(с . у .)			0 . 0

21. Объем при с.у. за прошлые сутки в т/п № 1:
 YFV - полный (AV+V)
 YAV - накопленный в аварийных условиях
 YV - накопленный за безаварийных условий

30		Т / п	2		
Давление	(абс .)			
					1 . 0 2 “ кгс / см2

22. Текущее абсолютное давление в т/п № 2

31		Т / п	2		
Температура					
					0 . 0 0 “ °С

23. Текущая температура в т/п № 2

33		Т / п	2		
Плотность	(стат . пар)			
					0 . 6 7 0 0 кг / м3

24. Плотность как статический параметр в т/п № 2

34		Т / п	2		
Мол . доля CO2	(ст . п .)			
					2 . 0 0 0 0 %

25. Молярная доля CO₂ как статический параметр в т/п № 2

35		Т / п	2		
Мол . доля N2	(ст . п .)			
					1 . 0 0 0 0 %

26. Молярная доля N₂ как статический параметр в т/п № 2

36		Т / п	2		
Коэф . сжимаемости					
					0 . 9 9 9 5 2

27. Текущий коэффициент сжимаемости в т/п № 2

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

28. Текущий расход при с.у. в т/п № 2

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

29. Текущий расход при р.у. в т/п № 2

39		Т / п	2	
К о э ф .	п р и в е д .	к с . у .		
		1 . 0 6 0		

30. Текущий коэффициент приведенный до с.у. в т/п № 2

40		Т / п	2	
О б ъ е м	с н . н а б л .	с . у .		
		0 . 0	м ³	

31. Объем при с.у. с начала наблюдения в т/п № 2

41		Т / п	2	
П о к а з а н и я	с ч е т ч и к а			
		0	м ³	

32. Показания счетчика в т/п № 2

42		Т / п	2	м ³
FV	(с . у .)			0 . 0
AV	(с . у .)			0 . 0
V	(с . у .)			0 . 0

33. Объем при с.у. с начала суток в т/п № 2:
 FV - полный (AV+V)
 AV - накопленный в аварийных условиях
 V - накопленный за безаварийных условий

43		Т / п	2	м ³
YFV	(с . у .)			0 . 0
YAV	(с . у .)			0 . 0
YV	(с . у .)			0 . 0

34. Объем при с.у. за прошедших сутки в т/п № 2:
 YFV - полный (AV+V)
 YAV - накопленный в аварийных условиях
 YV - накопленный за безаварийных условий

50		Т / п	3
Давление (абс .)			
1 . 0 2 “ к г с / с м 2			

35. Текущее давление абсолютное в т/п № 3

50		Т / п	3
Давление (абс .)			
1 . 0 2 “ к г с / с м 2			

36. Текущее давление абсолютное в т/п № 3

52		Т / п	3
Диф . давление			
0 . 0 “ к г с / м 2			

37. 37. Текущее давление дифференциальное в т/п № 3

53		Т / п	3
Плотность (стат . пар)			
0 . 6 7 0 0 к г / м 3			

38. Плотность как статический параметр в т/п № 3

54		Т / п	3
Мол . доля CO ₂ (ст . п .)			
2 . 0 0 0 0 %			

39. Молярная доля CO₂ как статический параметр в т/п № 3

55		Т / п	3
Мол . доля N ₂ (ст . п .)			
1 . 0 0 0 0 %			

40. Молярная доля N₂ как статический параметр в т/п № 3

56		Т / п	2
Коэф . сжимаемости			
0 . 9 9 9 4 3			

41. Текущий коэффициент сжимаемости в т/п № 3

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

42. Текущий расход при с.у. в т/п № 3

60				Т/п	3				
О	б	ъ	е	м	с	н . н	а	б	л . с . у .
						0 . 0			м ³

43. Объем при с.у. с начала наблюдения в т/п № 3

62				Т/п	3				м ³
FV	(с . у .)							0 . 0
AV	(с . у .)							0 . 0
V	(с . у .)							0 . 0

44. Объем при с.у. с начала суток в т/п № 3:

FV - полный (AV+V)

AV - накопленный в аварийных условиях

V - накопленный за безаварийных условий

63				Т/п	3				
О	б	ъ	е	м	з	а	в	ч	е
									р
									(с . у .)
						0 . 0			м ³

45. Объем при с.у. за прошедших сутки в т/п № 3:

Отображение данных на ЖК индикаторе вычислителя ПК-В ПО "Покупатель"

Для вывода данных на ЖКИ размером 2x16 знаков предусмотрены 17 экранов, имеющих постоянное содержание.

Кавычки, которые могут появиться справа от значения величины сигнализируют о том, что в качестве значения используется последнее полученное достоверное значение величины. Звездочка на том же месте - признак использования константы.

<p>Адрес : 3 Скор. : 19200 Бод</p>	1. Адрес устройства в сети, скорость передачи данных
<p>Давление (датчик) Нет данных</p>	2. Результат измерения давления
<p>Давление в расч. 1.020 " кгс / см²</p>	3. Значение давления, используемое для расчетов
<p>Темпер. (датчик) Нет данных</p>	4. Результат измерения температуры
<p>Темпер. в расчет 0.0 " Гр. Ц</p>	5. Значение температуры, используемое для расчетов
<p>Расход при р.у. 0.00 м³ / ч</p>	6. Расход при р.у.
<p>Расход при ст.у. 0.00 м³ / ч</p>	7. Расход при с.у.
<p>У с начала суток 0 м³</p>	8. Объем с начала суток
<p>У за пред. сутки 0 м³</p>	9. Объем за предыдущие сутки
<p>Показания счетч. 0.0 м³</p>	10. Показания счетчика
<p>У с начала набл. 0 м³</p>	11. Объем с начала наблюдений
<p>К сжимаемости 0.99955</p>	12. Текущий коэффициент сжимаемости

ПК - В - 0 1 0 9 . 0 5 . 1 7
С R C 3 2 : 9 5 A B E 7 4 3

13. Тип прибора, дата создания ПО и контрольная сумма программы

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 7
Д е н ь П я т н и ц а

14. Текущие время и день недели

В р е м я 1 5 : 5 8 : 4 8
Д а т а 0 9 . 0 6 . 1 7

15. Текущие время и дата

К о н т р а к т . ч а с 9
Ц и к л р а с ч . : 1 с

16. Контрактное время и продолжительность цикла расчета

М е т о д р а с ч . К с ж
N X 1 9 m o d

17. Метод расчета coef. сжимаемости

Перечень экранов ЖКИ Вычислителя ПК-В ПО "Продавец"

Для вывода данных на ЖКИ размером 2х16 знакомест предусмотрены 20 экранов, имеющих постоянное содержание. В зависимости от метода измерений расхода, часть экранов может не появляться.

Кавычки, которые могут появиться справа от значения величины сигнализируют о том, что в качестве значения используется последнее полученное достоверное значение величины. Звездочка на том же месте - признак использования константы.

Адрес : 3 Скор. : 19200 Бод	1. Адрес устройства в сети, скорость передачи данных
Давление (датчик) Нет данных	2. Результат измерения давления
Давление в расч. 1.020“ кгс / см²	3. Значение давления, используемое для расчетов
Темпер. (датчик) Нет данных	4. Результат измерения температуры
Темпер. в расчет 0.0“ Гр.Ц	5. Значение температуры, используемое для расчетов
Перепад (датчик) 0.00“ кПа	6. Текущий дифференциальное давление
Перепад в расчет 0.00“ кПа	7. Значение дифференциального давления, используемое для расчетов
Расход при р.у. 0.00 м³ / ч	8. Расход при р.у.
Расход при ст.у. 0.00 м³ / ч	9. Расход при с.у.
У с начала суток 0 м³	10. Объем с начала суток
У за пред. сутки 0 м³	11. Объем за предыдущие сутки
Показания счетч. 0.0 м³	12. Показания счетчика

У с начала набл.
0 м3

13. Объем с начала наблюдений

К сжимаемости
0.99955

14. Текущий коэффициент сжатости

ПК - В 26.05.17
CRC32 : 95ABE743

15. Шифр, дата создания и контрольная сумма программы

Время 15:58:47
День Пятница

16. Текущие время и день недели

Время 15:58:48
Дата 09.06.17

17. Текущие время и дата

Контракт. час 9
Цикл расч. : 1 с

18. Контрактное время и продолжительность цикла расчета

Метод расч. Ксж
NX19 mod

19. Метод расчета коэф. сжимаемости

Метод расч. Ксж
GERG-91 mod

20. Метод расчета коэф. сжимаемости

Перечень величин, значения которых могут быть выведены на экран в любом сочетании в соответствии с желанием пользователя, зависит от конфигурации вычислителя. Полный перечень без указания номера т/п имеет следующий вид:

№ з/п	Название
1	Измеренное значение давления (Pm)
2	Давление, его значение применяемое в расчетах (Pc)
3	Измеренное значение температуры (Tm)
4	Температура, его значение применяемое в расчетах (Tc)
5	Измеренное значение перепада давления (DPm)
6	Показания счетчика (CI)
7	Перепад давления, его значение применяемое в расчетах (DPc)
8	Объем с начала суток при р.у. (Vm)
9	Измеренное значение нижнего перепада давления (DPL)
10	Расход при р.у. (Qm)
11	Объем при с.у. с начала суток (Vb)
12	Объем при с.у. за предыдущие сутки (YVb)
13	Плотность наз. (De)
14	Расход при с.у. (Qb)
15	Молярная доля CO2
16	Молярная доля N2

Приложение К

(Рекомендовано)

Типовые схемы подключения Вычислителей ВР-2 и ПК-В в составе комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ»

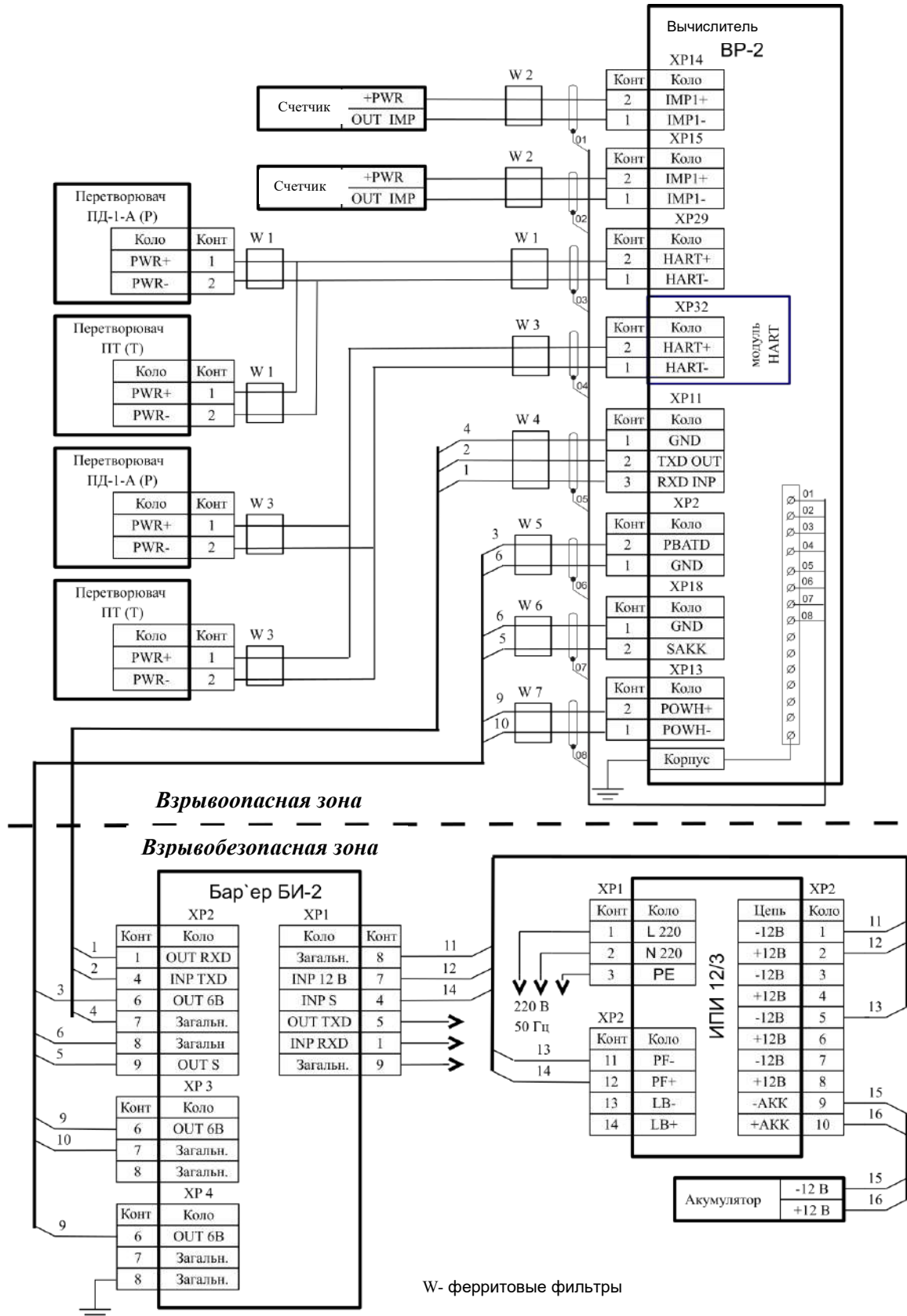


Рис. К.1 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе двухканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-33-11».

(Расходомер с импульсным выходным сигналом. Вычислитель размещается во взрывоопасной зоне. Установлен дополнительно модуль HART)

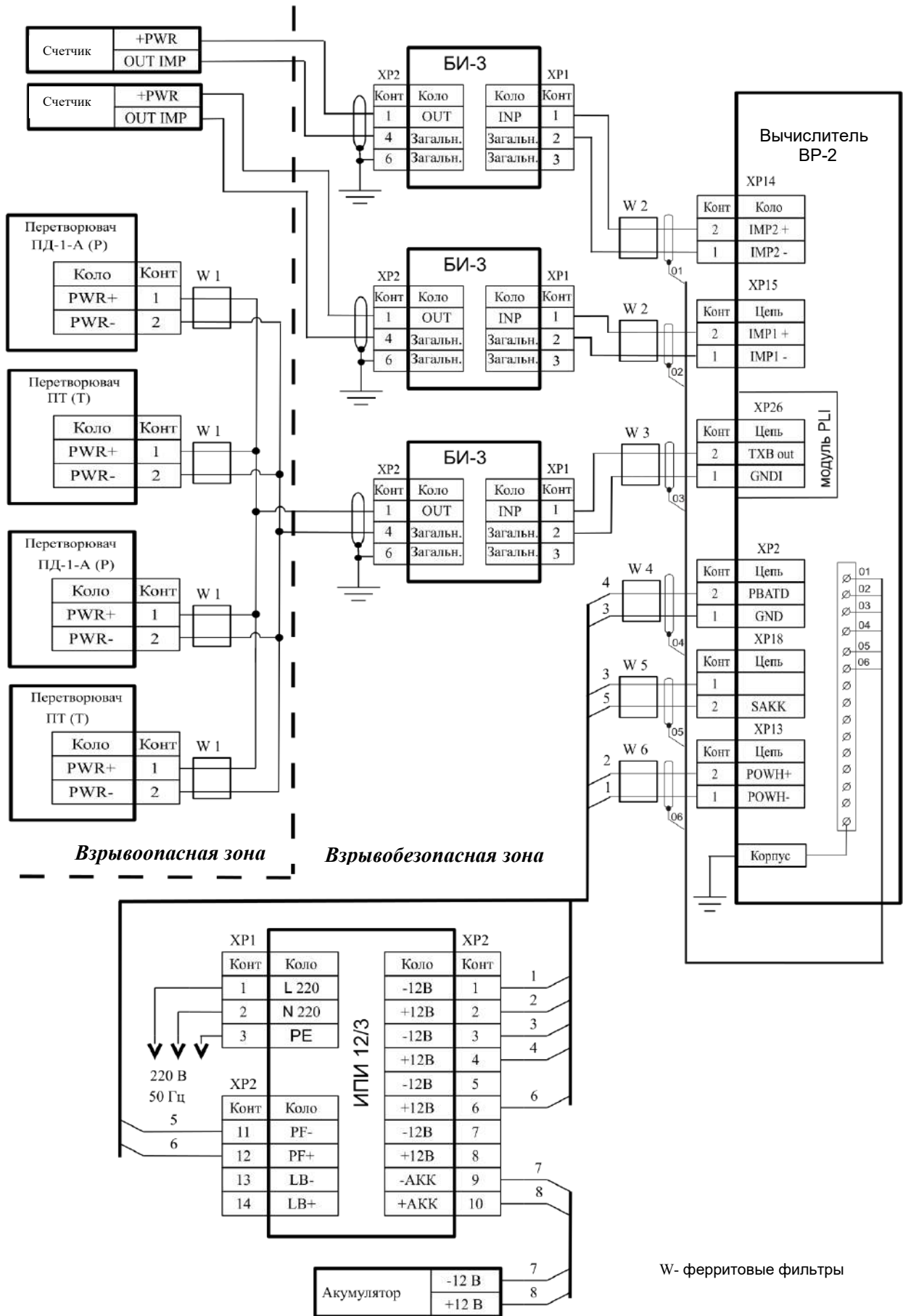


Рис. К.2 - Схема подключения Вычислителя BP-2 в составе двухканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-33-11».
(Расходомер с импульсным выходным сигналом. Вычислитель размещается вне взрывоопасной зоны. Установлен дополнительно модуль PLI)

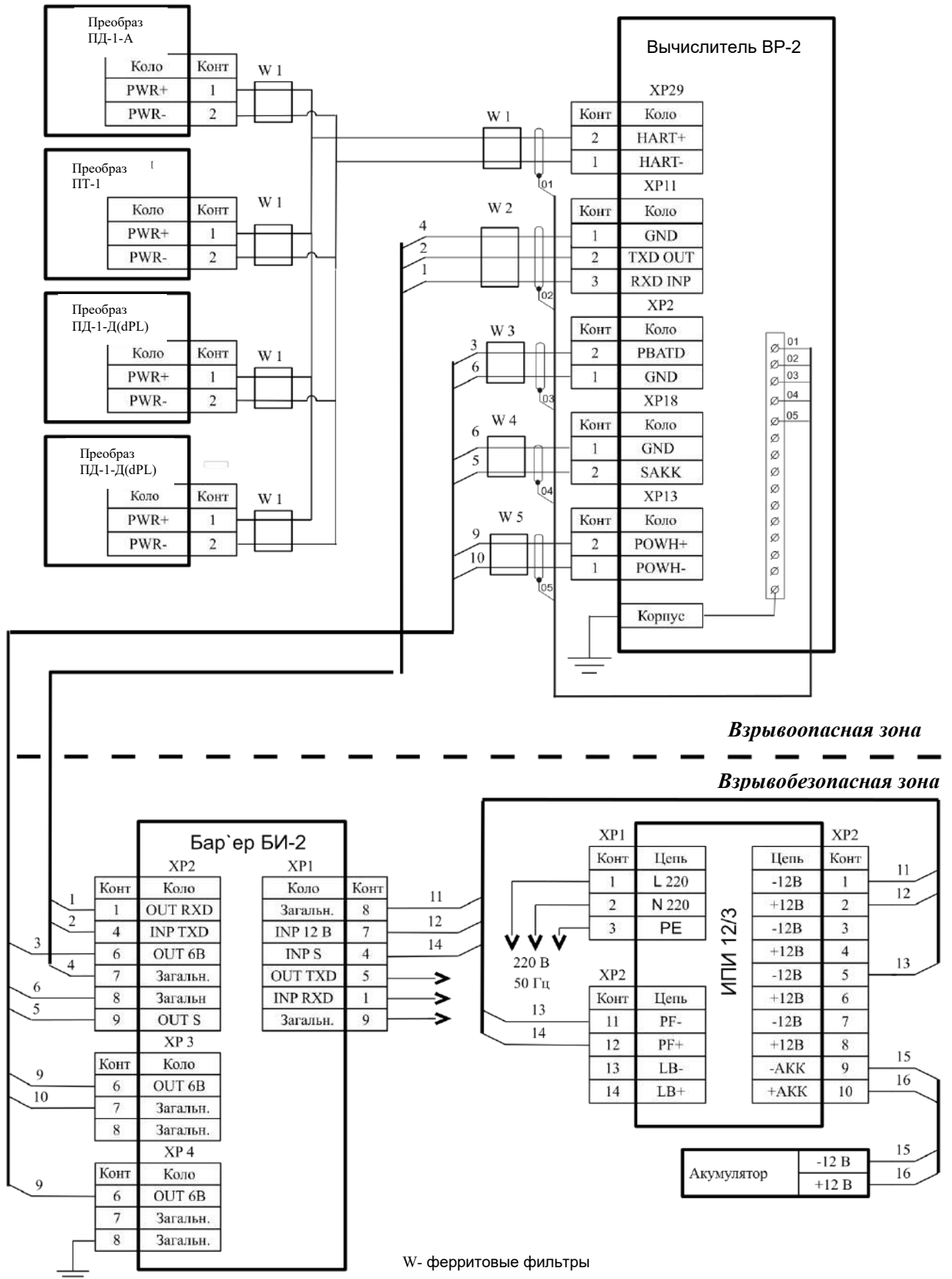


Рис. К.3 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе одноканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1». (Вычислитель размещается во взрывоопасной зоне)

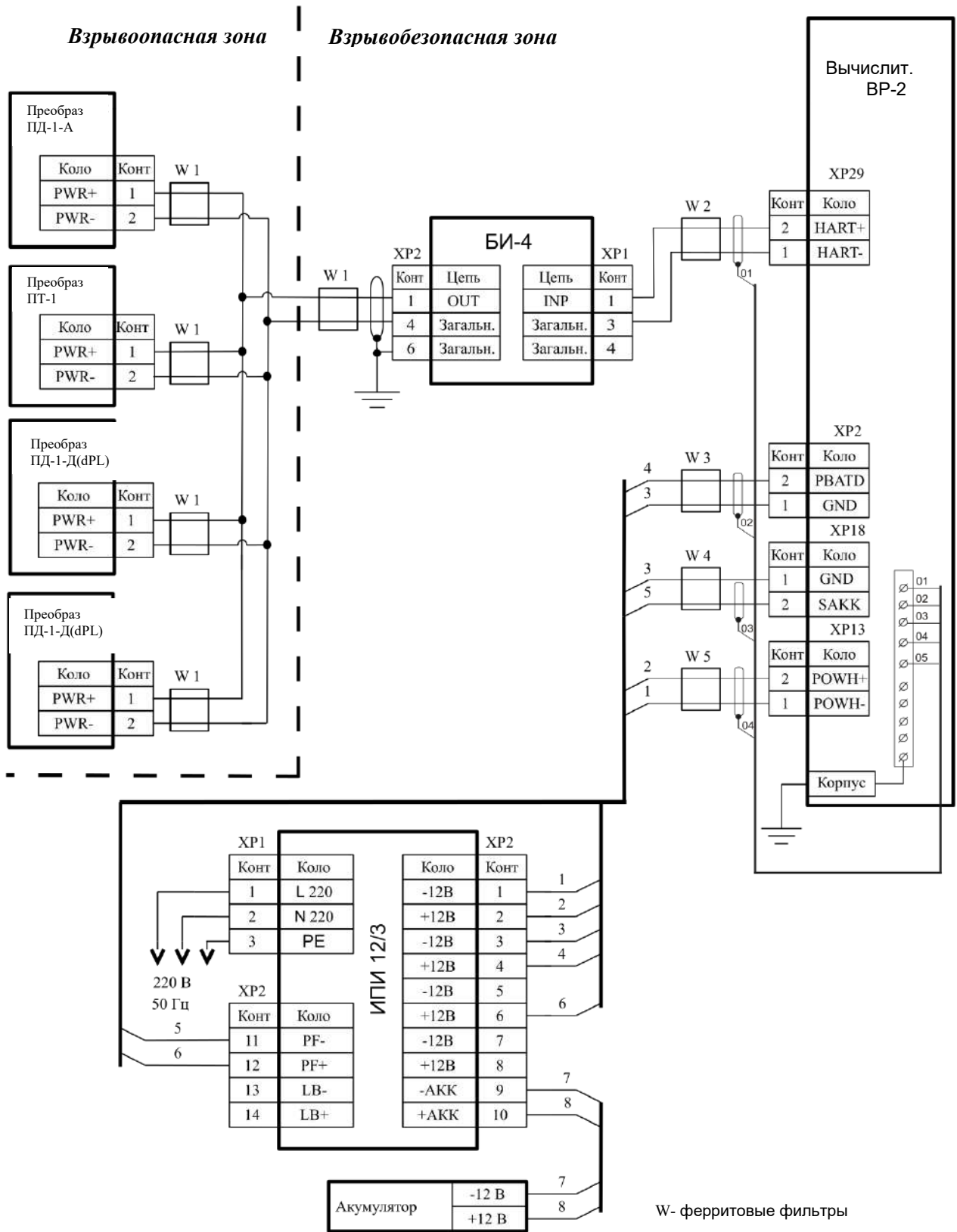


Рис. К.4 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе одноканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-1». (Вычислитель размещается вне взрывоопасной зоны)

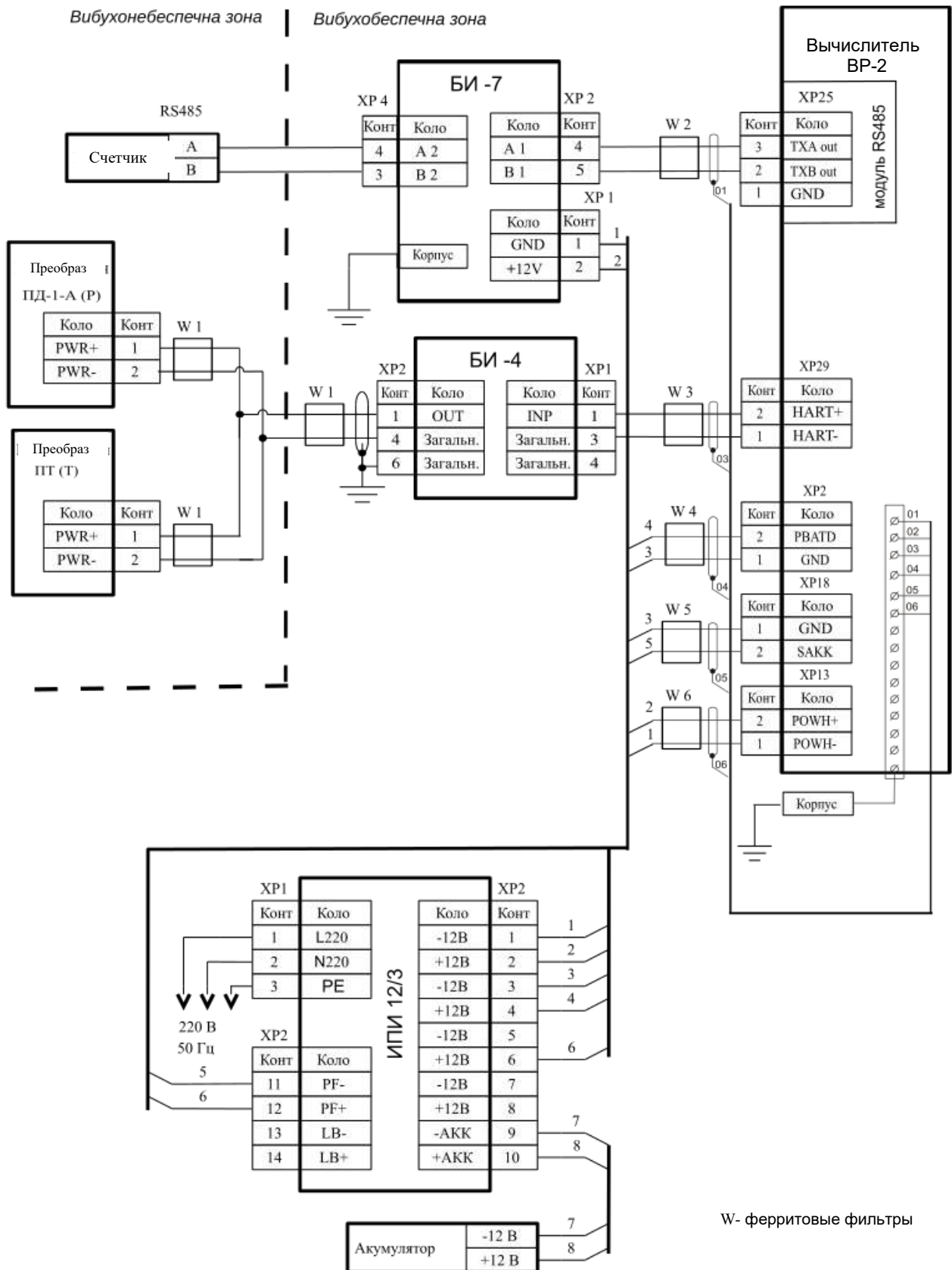


Рис. К.5 - Схема подключения Вычислителя BP-2 в составе одноканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-4-1».
 (Подключение осуществляется по интерфейсу RS485.
 Вычислитель находится вне взрывоопасной зоны)

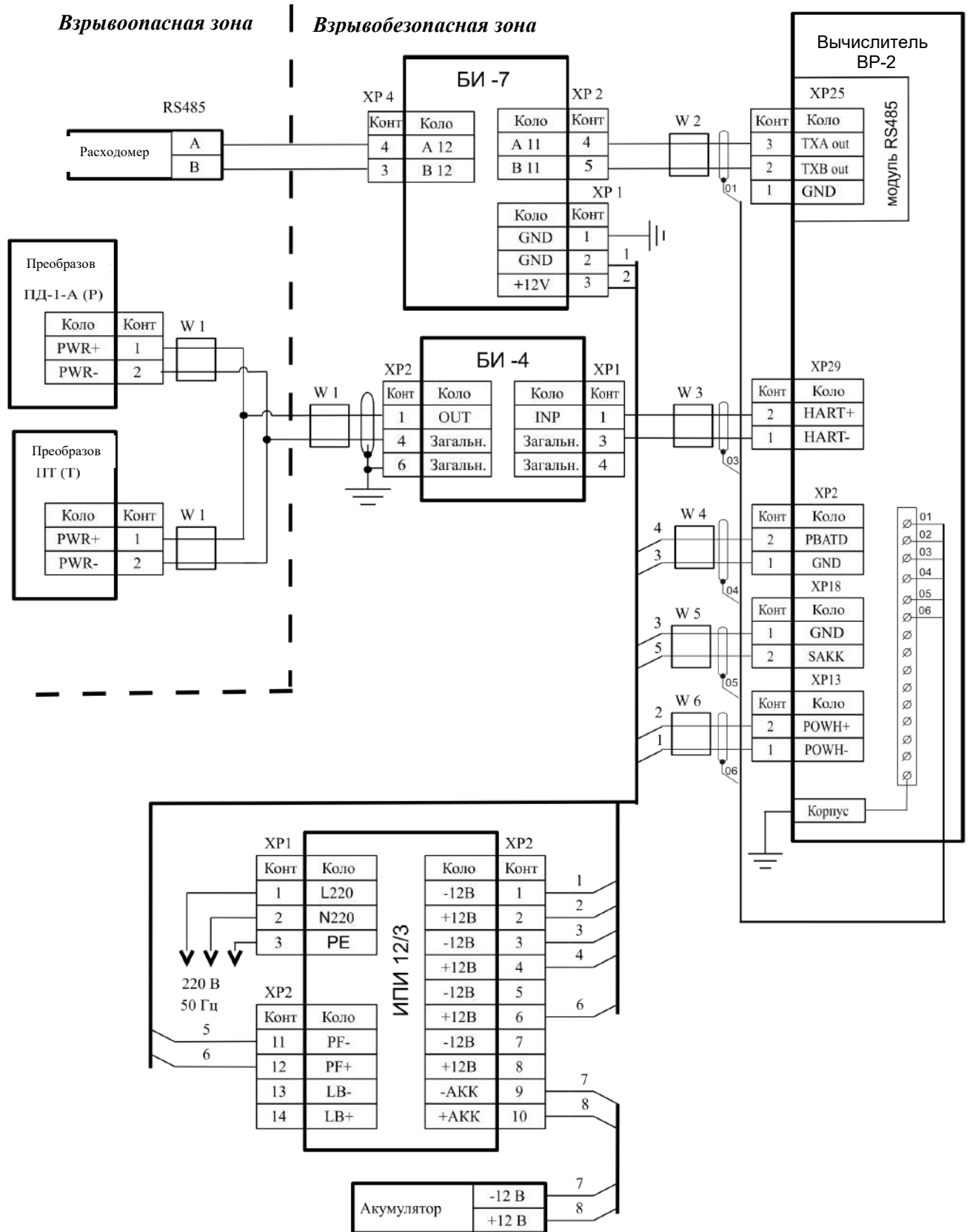


Рис. К.6 - Схема подключения Вычислителя BP-2 в составе одноканального комплекса «ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1».
 (Подключение осуществляется по интерфейсу RS485.
 Вычислитель находится вне взрывоопасной зоны)

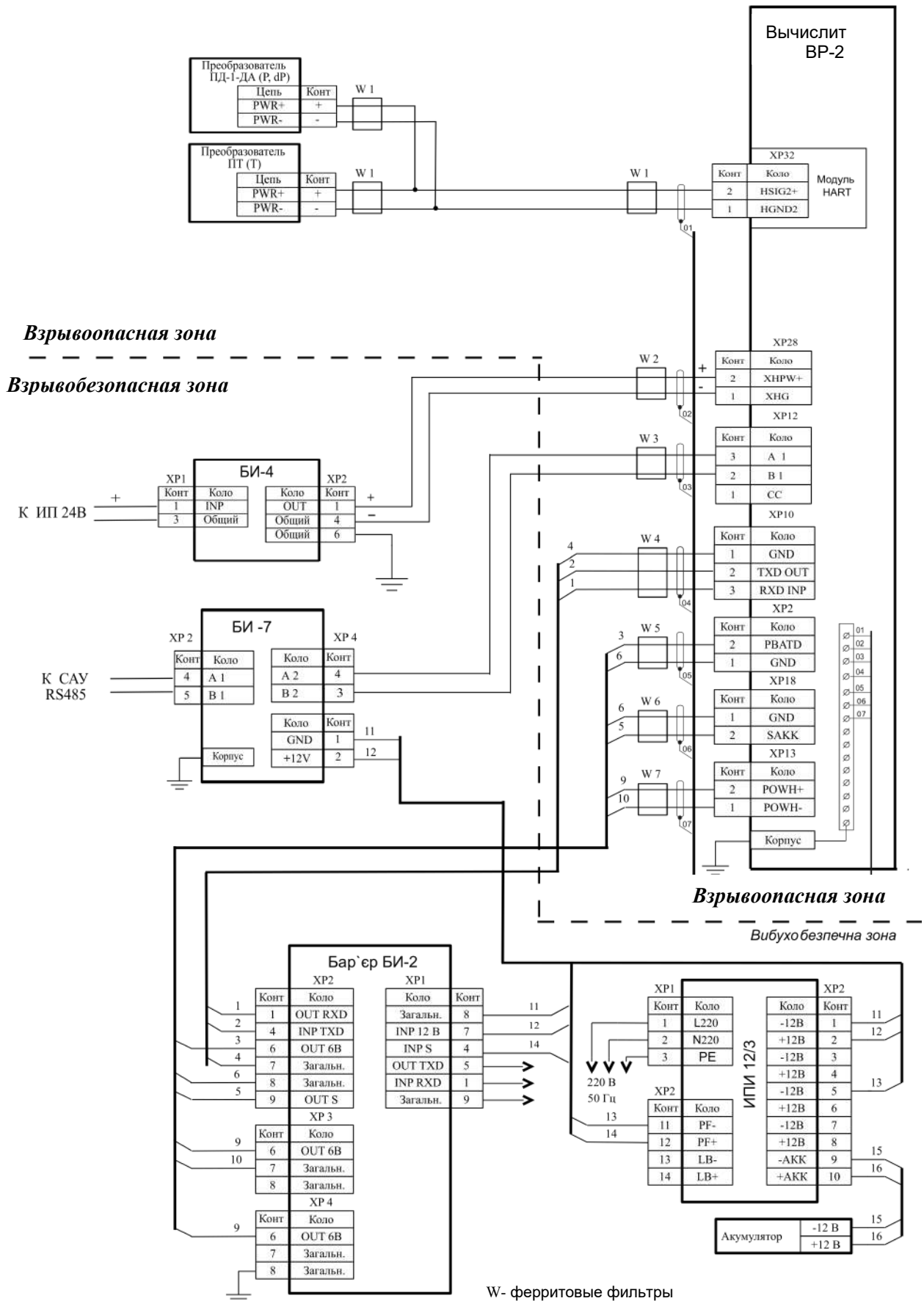


Рис. К.7 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе двухканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-1-2».
 (Вычислитель размещается во взрывоопасной зоне.
 Установлен дополнительно модуль HART)

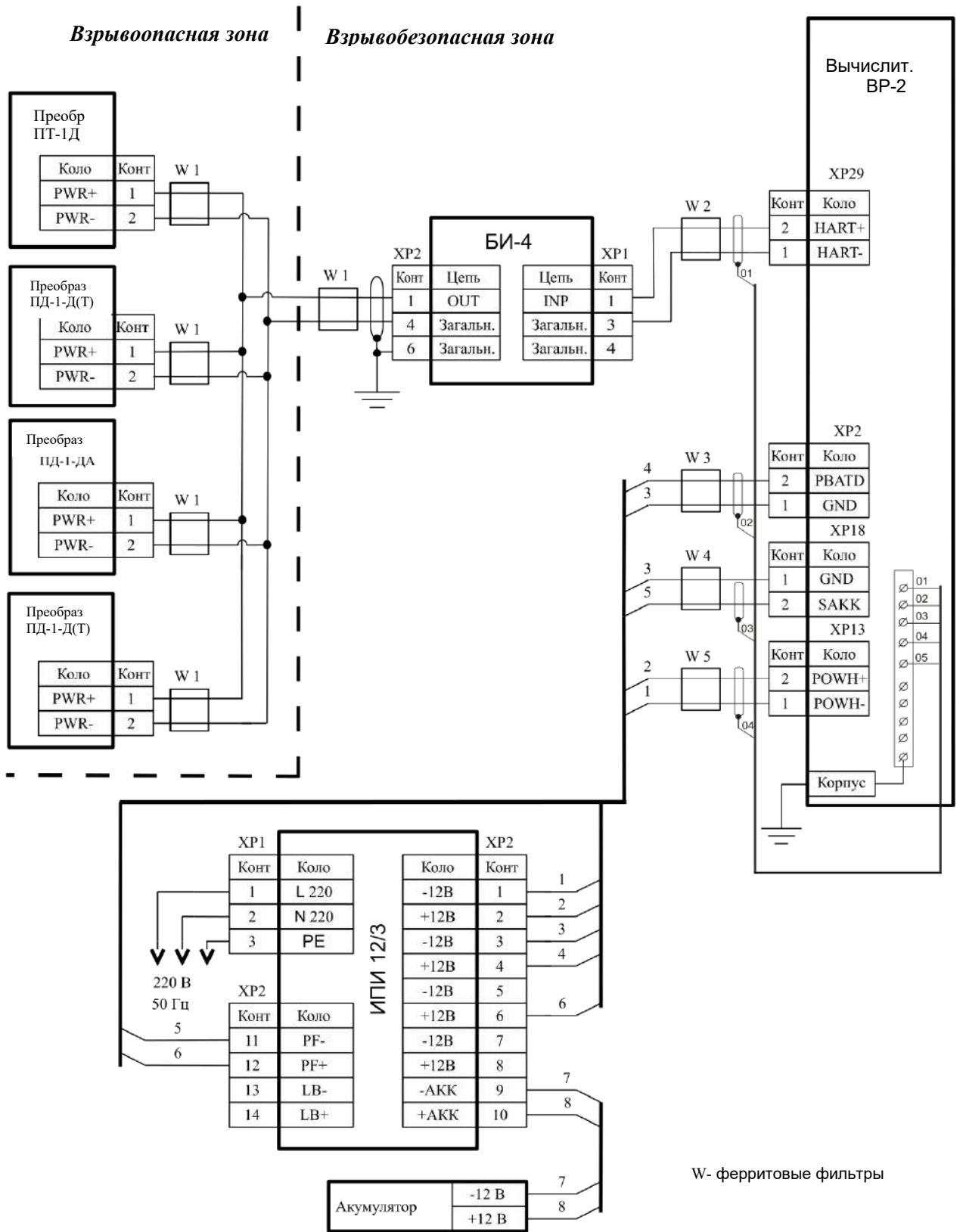


Рис. К.8 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе одноканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-11-22».
(Вычислитель размещается вне взрывоопасной зоны.)

Взрывоопасная зона

Взрывобезопасная зона

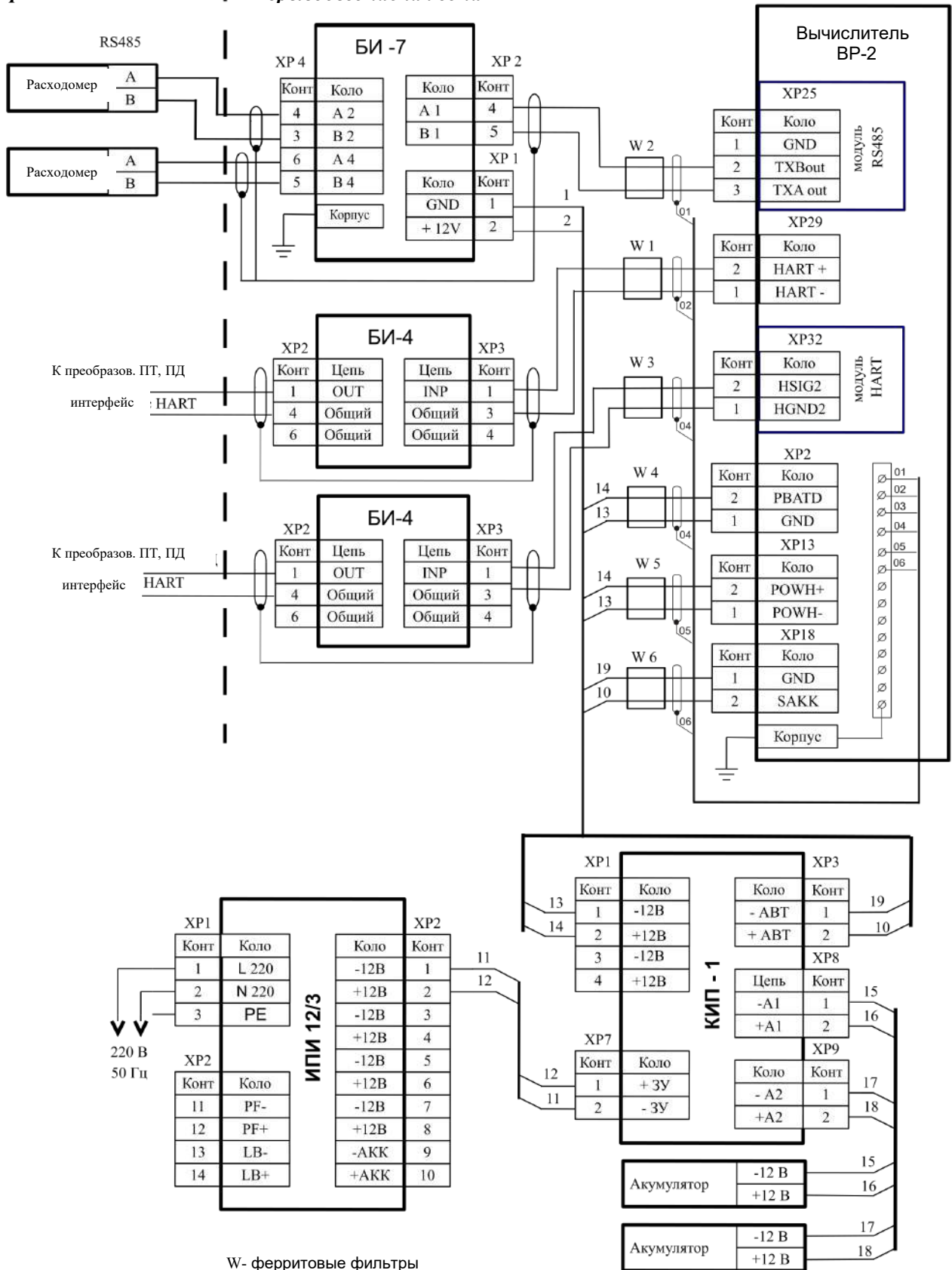


Рис. К.9 - Схема подключения Вычислителя ВР-2 в составе двухканального комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-44-11».

(Данные о расходе газа передаются от счетчиков по интерфейсу RS485. Используются датчики давления и температуры с интерфейсом HART. Установлены дополнительно модули HART и RS485. Вычислитель размещается во взрывоопасной зоне)

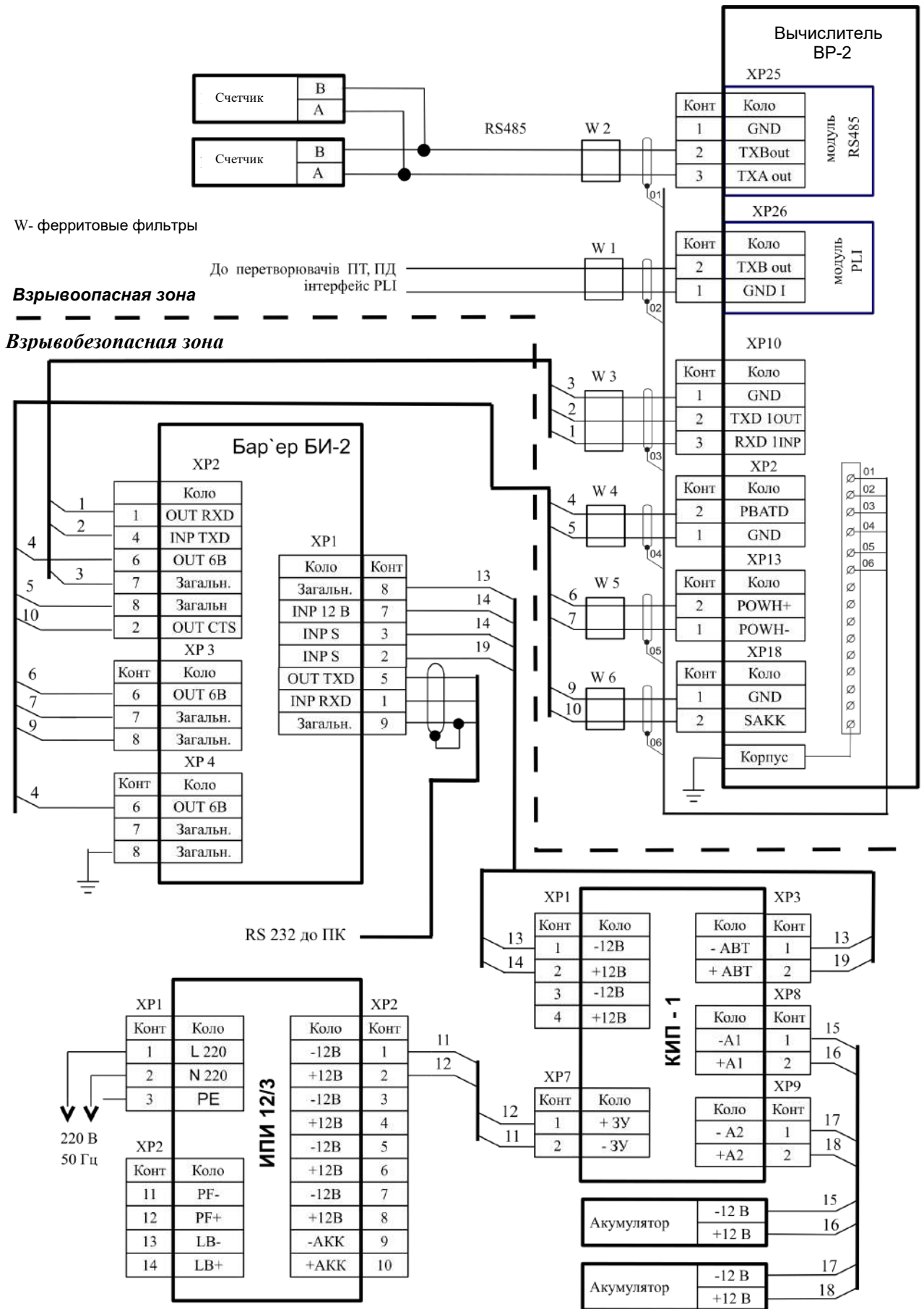


Рис. К.10 - Схема подключения вычислителя Комплекса «ФЛОУТЭК-ТМ-1-44-11».
 (Данные о расходе газа передаются от счетчиков по интерфейсу RS485. Используются датчики давления и температуры с интерфейсом PLI. Установлены дополнительно модули PLI и RS485. Вычислитель размещается во взрывоопасной зоне.)

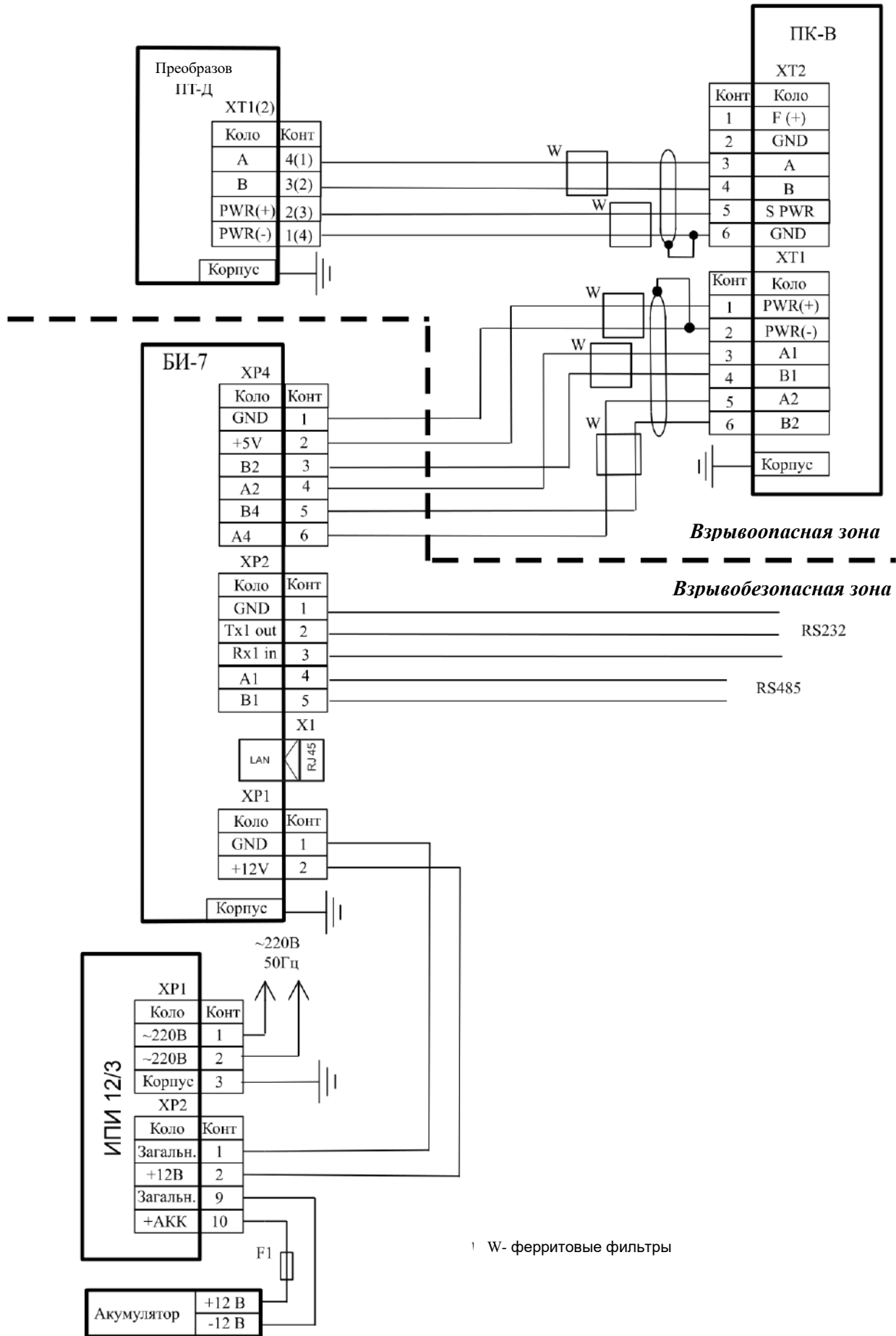


Рис. К.11 - Схема подключения вычислителя ПК-В Комплекса ФЛОУТЭК-ТМ-2-1-2

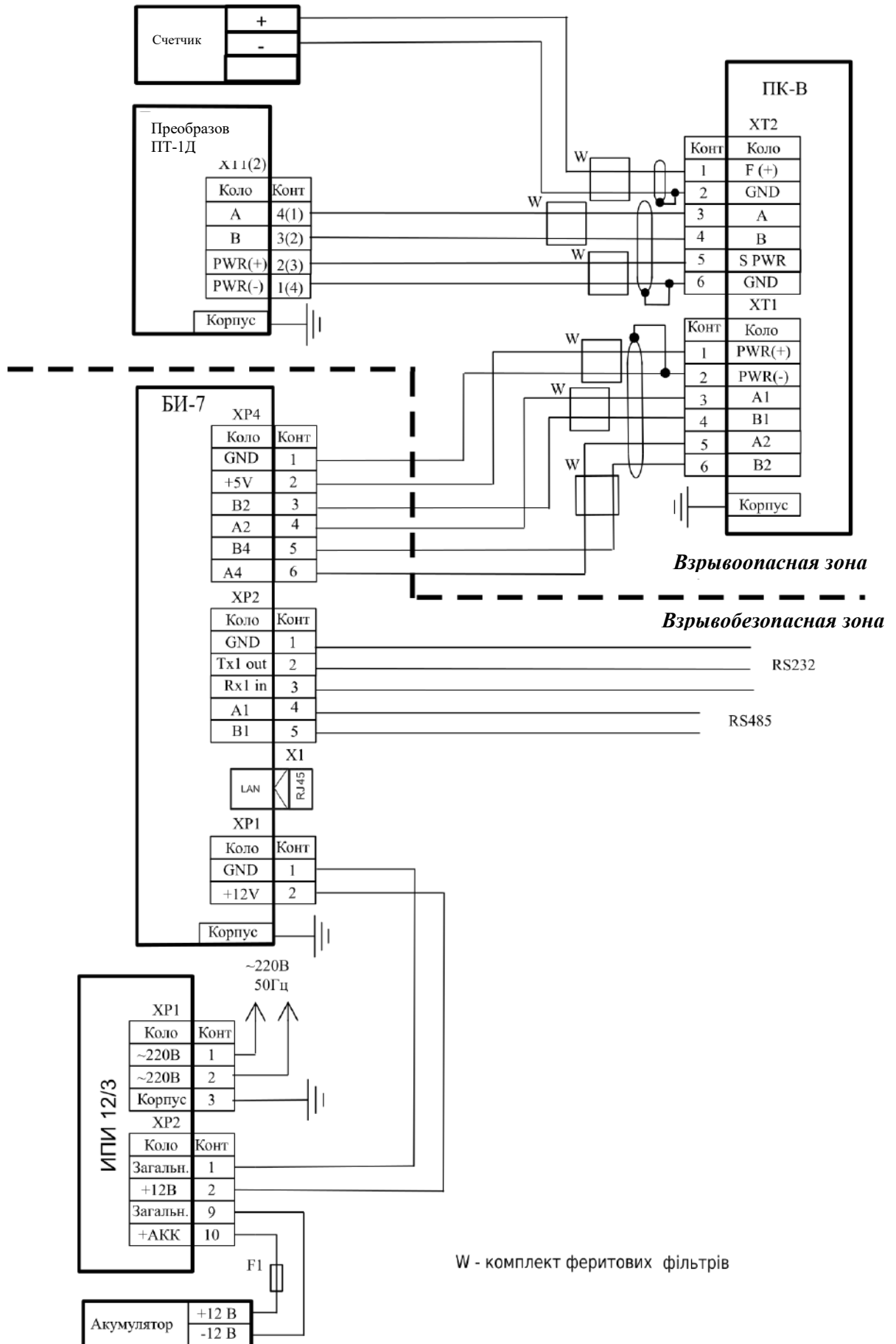


Рис. К.12 - Схема подключения ПК-В
Комплекса ФЛОУТЭК-ТМ-2-3-4

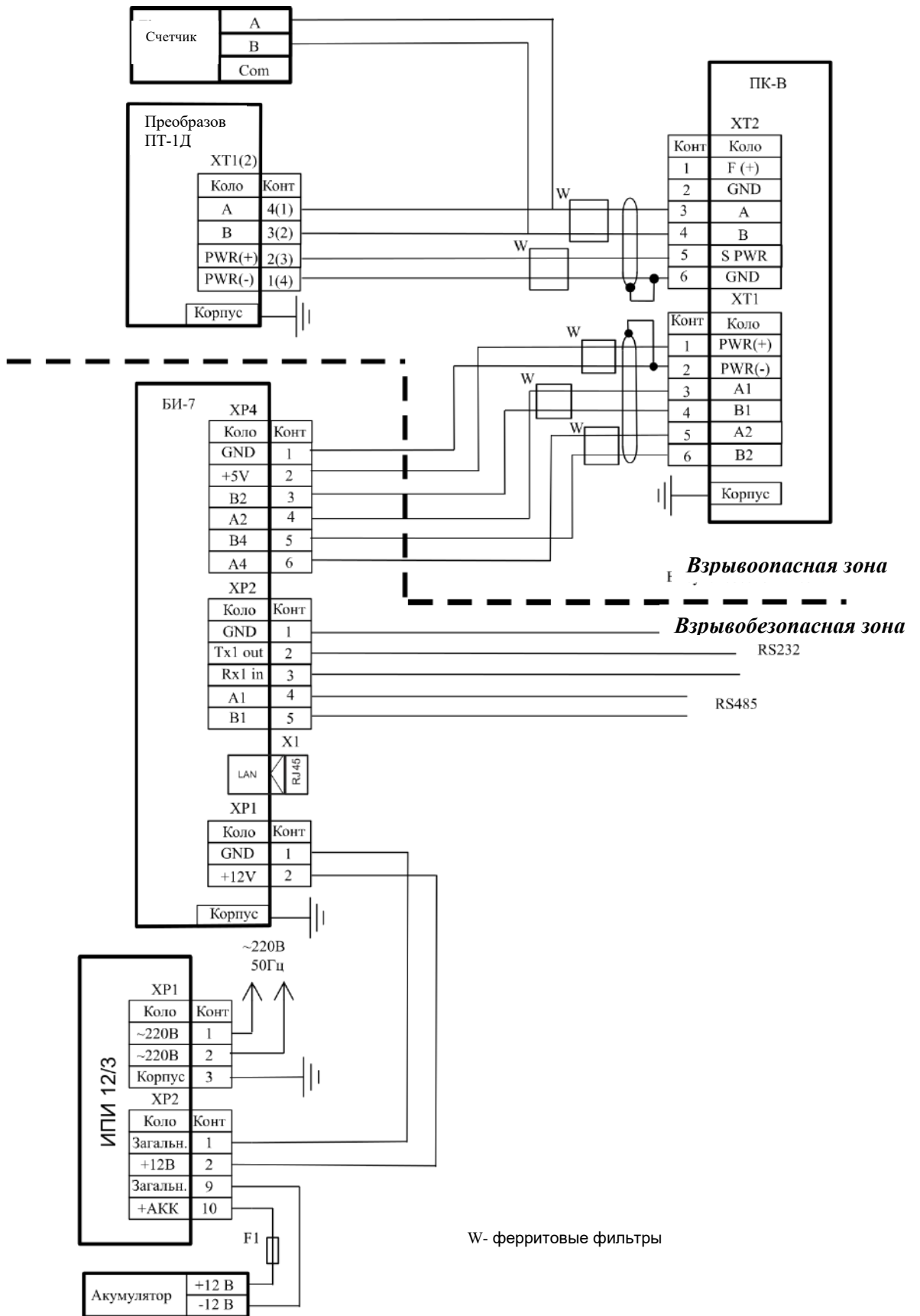


Рис. К.13 - Схема подключения вычислителя ПК-В Комплекса ФЛОУТЭК-ТМ-2-4-4

Приложение Л
(справочное)

Схемы расположения пломб на приборах Комплексов

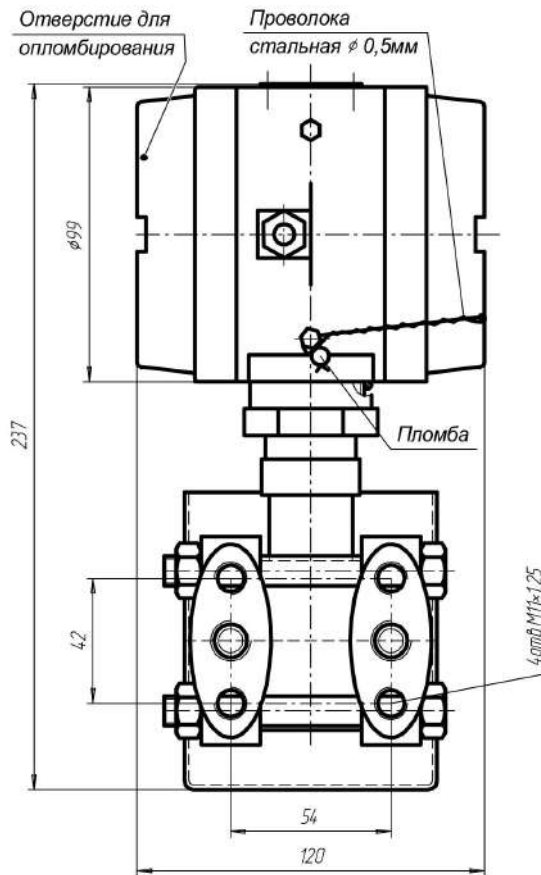


Рис. Л.1 - Схема размещения пломбы на вычислителе ПК-В

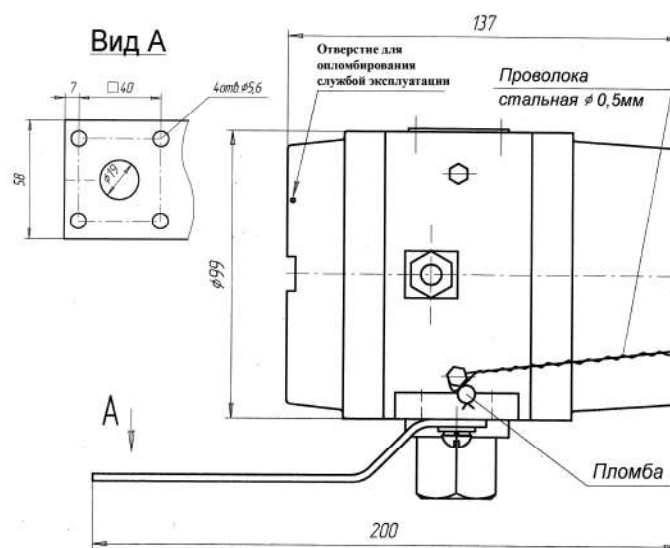


Рис. Л.2 - Схема размещения пломб на вычислителе ПК-В
(размещение пломб на преобразователях давления ПД-1-А и ПД-1-И аналогично)

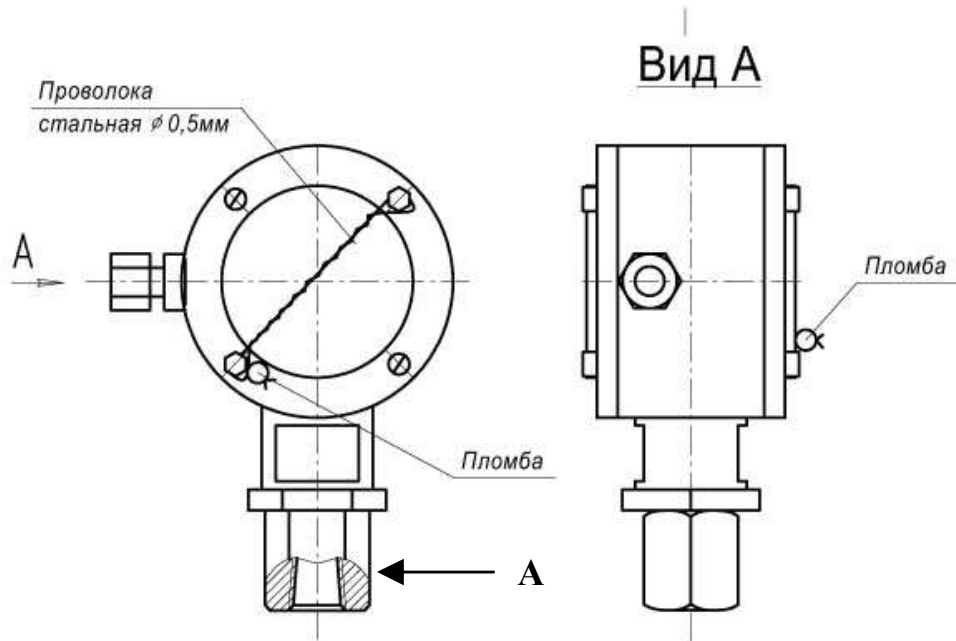


Рис. Л.3 - Схема размещения пломб на преобразователе модификаций ПД-1-А и ПД-1-И

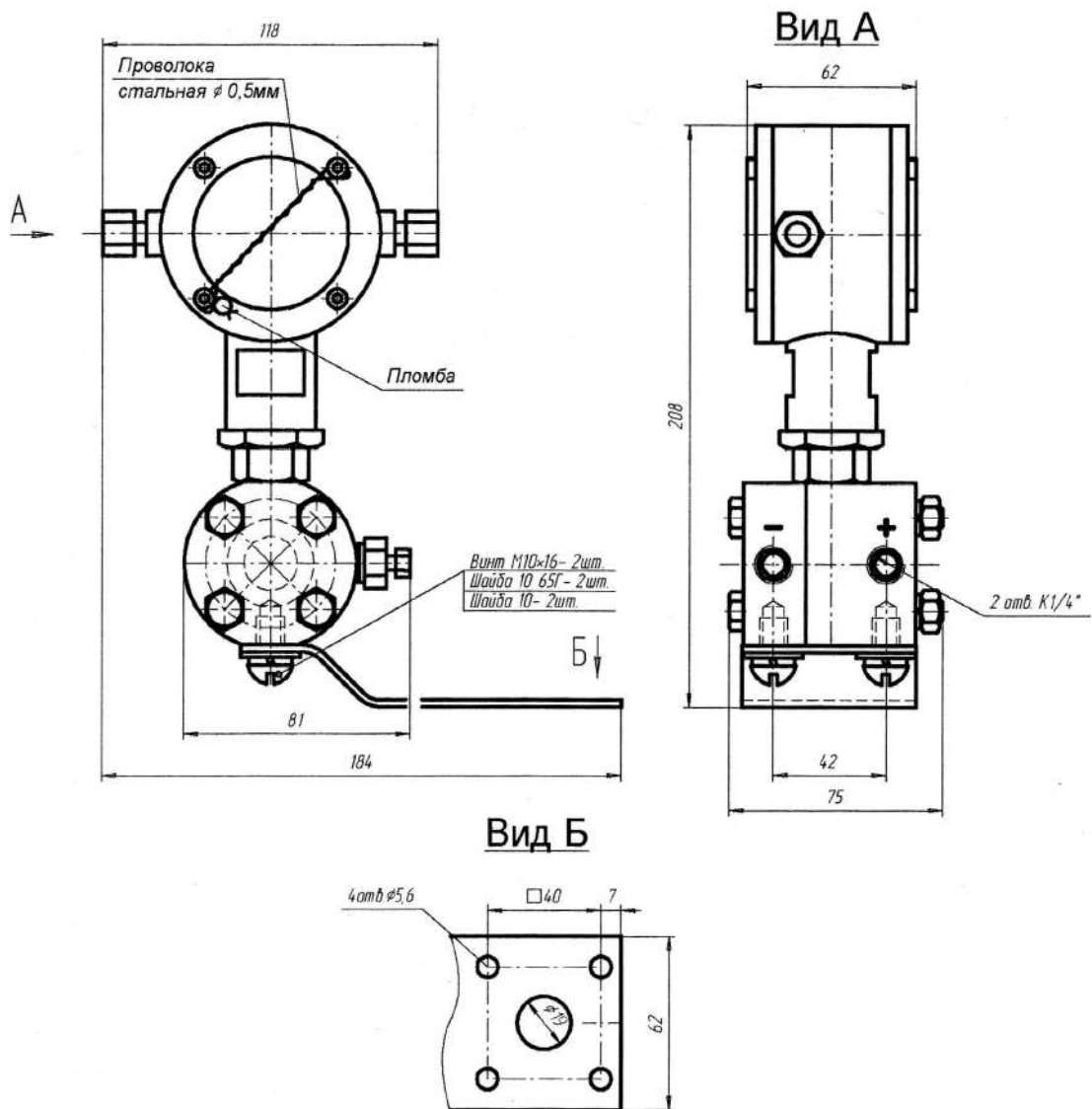


Рис. Л.4 - Схема размещения пломб на преобразователе модификаций ПД-1-Д

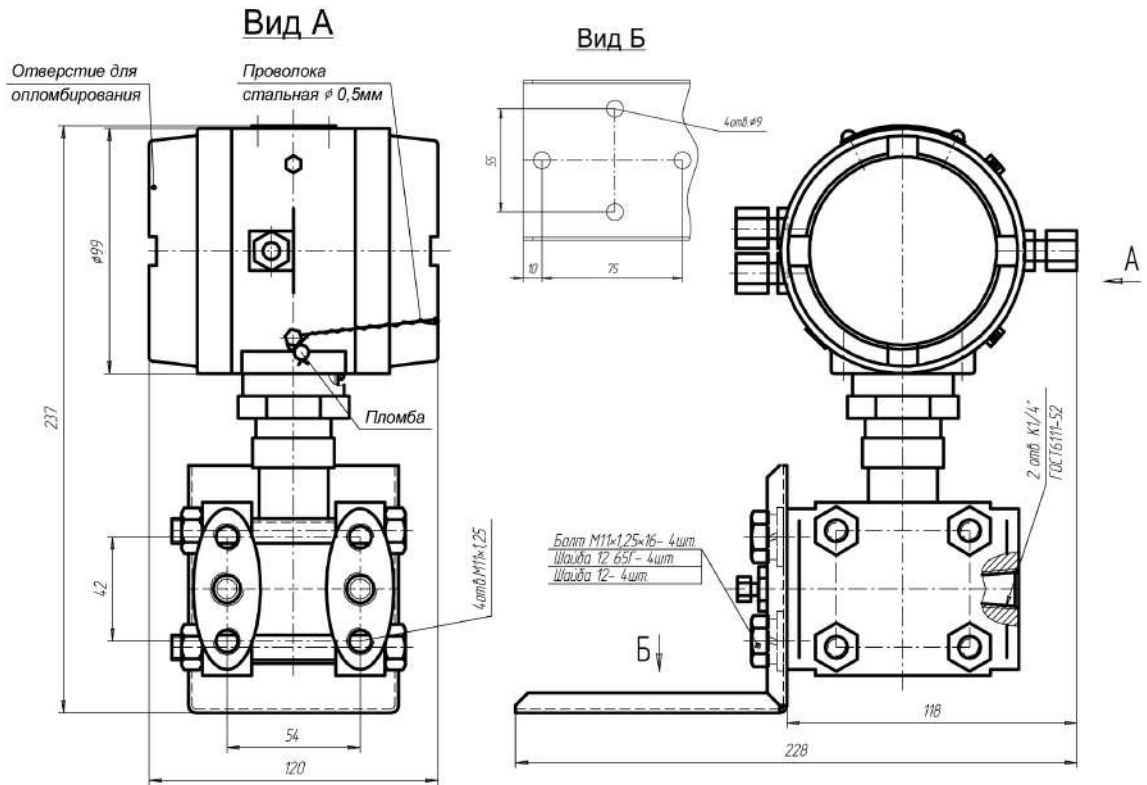
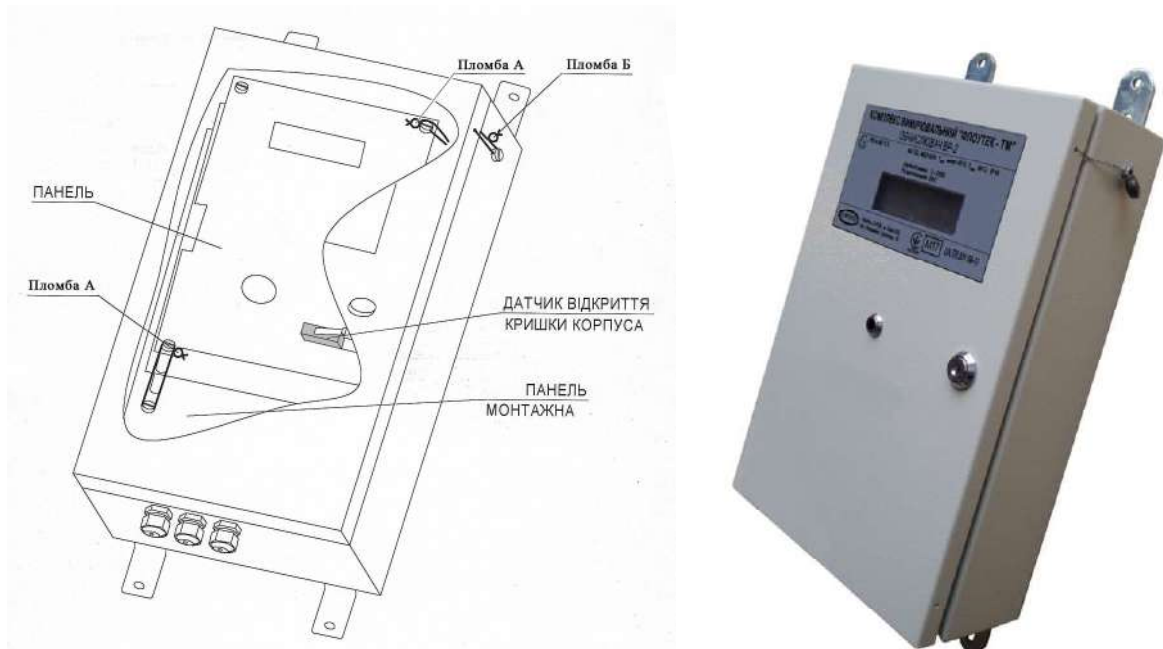


Рис. Л.5 - Габаритные размеры преобразователя модификации ПД-1-Д в сборке с кронштейном крепления и местом пломбирования.



- а) место пломбирования фальш-панели производителем - чашка Пломбирочная
- б) место пломбирования персоналом который проводит поверку - чашка пломбирочная

Рис. Л.6 - Схемы расположения пломб Вычислителя ВР-2

Приложение М
(обязательное)

Перечень нормативных документов (НД), на которые даны ссылки в РЭ

Таблица М.1

Обозначение НД	Наименование НД	Номер пункта РЭ, в котором дана ссылка
1	2	3
ГОСТ 9.014-78	Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования	4.4.1
ГОСТ 12.1.004-91	ССТБ. Пожарная безопасность. Общие требования	4.2.1.3
ГОСТ 12.1.011-78	ССТБ. Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний	1.1.5
ГОСТ 12.2.003-91	ССТБ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности	4.2.1.1
ГОСТ 12.2.007.0-91	ССТБ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности	3.2.1.7, 4.2.1.2, 4.2.2.2
ГОСТ 12.2.020-76	ССТБ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка	1.1.4, 1.1.4.1
ГОСТ 2939-63	Газы. Условия определения объема	1.1.1
ГОСТ 5542-87	Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия	1.1.1
ГОСТ 12997-84	Изделия ГСП. Общие технические условия	1.1.3
ГОСТ 14254-96	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)	1.2.24, 2.1.4
ГОСТ 15150-69	Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды	1.1.3, 5.2
ГОСТ 18620-86	Изделия электротехнические. Маркировка	1.6.1
ГОСТ 22782.5-78	Электрооборудование взрывозащищенное с видом взрывозащиты "Искробезопасная электрическая цепь". Технические требования и методы испытаний	1.1.4.1, 4.2.1.5
ГОСТ 23170-78	Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования	1.7.3
ГОСТ 30319.1-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки	1.2.4, 2.2, 2.3
ГОСТ 30319.2-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости	1.2.4, 1.4.6, 2.2, 2.3, Приложения В, Г
ГОСТ 30319.3-96	Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния	1.2.4, 2.2, 2.3
ДНАОП 0.00-1.21-98	Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей	3.2.1.7, 4.1.4, 4.1.5.2
ДНАОП 0.00-1.32-01	Правила построения электроустановок. Электрооборудование специальных установок	1.1.4, 1.1.4.1, 1.1.5, 3.2.1.7
ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009	Метрология. Измерение расхода и количества жидкости и газа с применением стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерения и общие положения	Введение, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 2.2, 2.3, Приложения Б, Г, Д

Окончание таблицы М.1

1	2	3
ДСТУ ГОСТ 8.586.2-2009	Метрология. Измерение расхода и количества жидкости и газа с стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические условия	1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 2.2, 2.3, Приложение Б, Г, Д
ДСТУ ГОСТ 8.586.5-2009	Метрология. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений	Введение, 1.2.4, 2.2, 2.3, Приложение Б, Г, Д
ДСТУ EN 12405:2006	Вычислители к счетчикам газа электронные. Общие технические условия	Введение, 1.2.1, 1.2.2
ДСТУ 2858-94 (ГОСТ 6651-94)	Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний	1.2.16, 2.4.5, 2.6
МВИ 081/24.123-00	Метрология. Расход жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с применением осредняющих напорных трубок	Введение, 1.2.1, 1.3.1
Методика поверки МПУ 290/03-2013	Инструкция. Метрология. комплексы измерительные «ФЛОУТЭК», «ФЛОУТЭК-ТМ» и «ФЛОУКОР». Методика поверки.	Введение, 3.2.2.2, 4.3.1.1, 4.3.1.3
РД 16.407-89	Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт	4.1.4
ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009	Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами	Введение, 1.2.1, 1.2.4, 1.3.1, 1.4.6, 2.2, 2.3, Приложения Б, В, Г, Д

