

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»

ОКП 421711
ДКПП 33.20.52
УКТ ВЭД 9032 89 90 00

Группа П15
УКНД 17.120.10



**КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНО–УПРАВЛЯЮЩИЙ
«ФЛОУТЭК–ТМ–3–6»**

**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНО–КЕРУЮЧИЙ
«ФЛОУТЕК– ТМ–3–6»**

Руководство по эксплуатации

АЧСА.421443.001–03 РЭ

*Внесен в Государственный реестр средств
измерительной техники, допущенных к применению
в Украине, регистрационный № У1446 – 08*

Киев

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| 1 Описание и работа Комплекса | 4 |
| 1.1 Назначение и область применения | 4 |
| 1.2 Характеристики | 5 |
| 1.3 Состав Комплекса | 8 |
| 1.4 Устройство и работа Комплекса | 9 |
| 1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности | 10 |
| 1.6 Маркировка и пломбирование | 11 |
| 1.7 Упаковка | 11 |
| 2 Описание и работа составных частей Комплекса | 12 |
| 3 Использование по назначению | 16 |
| 3.1 Эксплуатационные ограничения | 16 |
| 3.2 Подготовка Комплекса к использованию | 16 |
| 3.3 Использование Комплекса | 19 |
| 4 Техническое обслуживание | 24 |
| 4.1 Общие указания | 24 |
| 4.2 Меры безопасности | 24 |
| 4.3 Техническое освидетельствование | 25 |
| 4.4 Консервация | 26 |
| 5 Хранение и транспортирование | 26 |
| 6 Утилизация | 26 |
| Приложение А Форма заказной спецификации Комплекса | 27 |
| Приложение Б Перечень информации, вводимой в память корректора Комплекса | 28 |
| Приложение В Перечень диагностических сообщений об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплекса | 30 |
| Приложение Г Перечень параметров, при изменении которых формируется сообщение о вмешательстве оператора в работу Комплекса | 31 |
| Приложение Д Перечень данных, входящих в отчеты и протоколы | 32 |
| Приложение Е Инструкция по работе с пультом управления Комплекса | 39 |
| Приложение Ж Перечень информации, которая выводится на цифровое показывающее устройство корректора Комплекса | 46 |
| Приложение К Схема подключения приборов Комплекса | 48 |
| Приложение Л Схема размещения пломб на корректоре Комплекса | 50 |
| Приложение М Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РЭ | 51 |
| Лист регистрации изменений | 53 |

Руководство по эксплуатации (РЭ) предназначено для изучения устройства, работы, монтажа и порядка эксплуатации комплекса измерительно-управляющего «ФЛОУТЭК-ТМ» АЧСА.421443.001 **модификаций «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6» и «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т»:** микропотребляющие, с автономным электропитанием, обеспечивающие измерение расхода газа *с помощью счетчика* (далее – Комплекс).

Основными элементами Комплекса являются:

— *преобразователь-корректор цифрового миникомплекса ПК-3*, включающий в себя конструктивно интегрированные в одно изделие измерительные преобразователи абсолютного (или избыточного) давления и температуры, а также вычислитель объемного расхода и объема газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема газа к стандартным условиям (далее – **корректор**) – для модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6»;

— *преобразователь-корректор цифрового миникомплекса ПК-3Т*, включающий в себя конструктивно интегрированные в одно изделие преобразователь температуры и вычислитель объемного расхода и объема газа, проходящего по одному трубопроводу, с приведением объемного расхода и объема газа к стандартным условиям (далее – **температурный корректор**) – для модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т»;

— *счетчик или счетчик-расходомер* газа, имеющий импульсный выходной сигнал.

Руководство по эксплуатации разработано с учетом документов:

— Правила обліку природного газу під час його транспортування газорозподільними мережами, постачання та споживання (утверждены Приказом Министерства топлива и энергетики Украины № 618 от 27.12.2005 г., далее по тексту – «Правила обліку газу»);

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

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

— ДСТУ EN 12405:2006. Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови;

— Інструкція. Метрологія. Комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК», «ФЛОУТЕК-ТМ» та «ФЛОУКОР». Методика повірки АЧСА.421443.001-01 Д1 (далее – Методика АЧСА.421443.001-01 Д1).

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

— Программное обеспечение комплекса измерительно-управляющего ФЛОУТЭК-ТМ.

Руководство оператора АЧСА.00001-01 34 01;

— Барьер искробезопасный БИ-2. Паспорт АЧСА.468243.001 ПС.

В тексте данного документа приняты следующие *сокращения и условные обозначения*:

АТМ – атмосфера;

ИТП – трубопровод, в котором осуществляются измерения текущих параметров газа;

НСХП – номинальная статическая характеристика преобразования;

СД – первичный преобразователь (сенсор) абсолютного или избыточного давления;

ТС – термопреобразователь сопротивления;

ЭВМ – электронно-вычислительная машина, в том числе, переносной компьютер и персональная электронно-вычислительная машина (ПЭВМ);

N – количество импульсов, поступивших от счетчика;

P – технологический параметр "Давление";

T – технологический параметр "Температура".

Заказ Комплекса производится в соответствии с заказной спецификацией, форма которой приведена в **приложении А**.

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

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА КОМПЛЕКСА

1.1 Назначение и область применения

1.1.1 Комплекс является средством измерительной техники и предназначен для:

- измерений **температуры и давления** газа, включая горючие **природные газы**, физико-химические параметры которых отвечают ГОСТ 5542;
- измерений **объема газа в рабочих условиях** путем счета электрических импульсов, поступающих от счетчика;
- вычислений объемного расхода и объема газа, прошедшего через измерительный трубопровод (далее – трубопровод или ИТП) за заданный период времени, с приведением объемного расхода и объема газа к стандартным (нормальным) условиям по ГОСТ 2939;
- **учета объема природного газа** в соответствии с «Правилами обліку газу» и документом «Інструкція з ведення обліку газу на комерційних пунктах газу ДК «УКРТРАНСГАЗ». 2001р.». При этом в вычислитель корректора 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 различаются также в зависимости от метода расчета коэффициента сжимаемости газа;
- формирования и хранения в памяти Комплекса в соответствии с «Правилами обліку газу» **оперативных, часовых и суточных данных**, а также изменений, вызванных вмешательством оператора в работу Комплекса, и сообщений об аварийных и нештатных ситуациях (далее – аварийные ситуации) в работе Комплекса;
- 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;
- **совместной работы со счетчиком** или счетчиком-расходомером газа, в том числе ротационными и турбинными газовыми счетчиками (далее – счетчик).

1.1.2 Комплекс предназначен для **длительного непрерывного режима работы**.

Комплекс относится:

- по защищенности от воздействия окружающей среды – к изделиям климатического исполнения **УХЛ 2** по ГОСТ 15150 и **взрывозащищенного исполнения** по ГОСТ 12997;
- по стойкости к механическим воздействиям – к изделиям виброустойчивого исполнения для **группы N1** по ГОСТ 12997 и что **не допускают падения с высоты и ударов по корпусу**;
- по способу обработки измерительной информации – к изделиям, принадлежащим к группе интеллектуальных микропроцессорных приборов;
- по наличию информационной связи – к изделиям, которые предназначены как для информационной связи с другими изделиями, так и для работы **в автономном режиме**.

1.1.3 Комплекс имеет маркировку взрывозащиты **1ExibПВТЗ X** по ГОСТ 12.2.020, соответствует требованиям ГОСТ 22782.5 и **может устанавливаться во взрывоопасных зонах** согласно требованиям главы 4 Правил ДНАОП 0.00–1.32 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах.

1.1.3.1 К Комплексу могут подключаться:

- серийные изделия общего назначения, удовлетворяющие требованиям 4.6.24 Правил ДНАОП 0.00–1.32, например, термопреобразователь сопротивления;
- устройства, выполненные с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» по ГОСТ 22782.5 уровня не ниже "ib", на что указывает знак "X" в маркировке взрывозащиты Комплекса. Например: барьер искробезопасный БИ–2.

Барьер БИ–2 имеет маркировку взрывозащиты **ExibПВ X** и предназначен для установки вне взрывоопасных зон.

Применение счетчика газа в составе Комплекса обязательно согласовывается в установленном порядке, в том числе с аккредитованной испытательной организацией. При этом, значения допустимых электрических параметров внешней нагрузки счетчика должны быть не больше суммарной индуктивности и емкости соединительной линии и собственных параметров Комплекса.

1.1.4 Комплекс может эксплуатироваться во взрывоопасных зонах открытых промышленных площадок и помещений **классов 1 и 2** (согласно главе 4 Правил ДНАОП 0.00–1.32), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий **IIA и IIB** групп T1, T2 и T3 по ГОСТ 12.1.011.

1.1.5 Комплекс содержит полный комплект средств измерительной техники для измерения расхода или объема газа, проходящего через трубопровод.

1.1.6 Комплекс может применяться для учета, в том числе **коммерческого учета**, газов на промышленных объектах, включая объекты газовой, нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, и на объектах коммунального хозяйства, а также в составе автоматизированных систем коммерческого учета. Объектами являются, в частности, узлы замеров текущих параметров газоизмерительных пунктов, газораспределительных станций (ГРС) и компрессорных станций магистральных газопроводов.

1.2 Характеристики

1.2.1 Комплекс обеспечивает ввод в память корректора информации, которая характеризует:

- параметры трубопровода и измеряемого газа;
- заданные условия измерений и вычислений, выполняемых Комплексом.

Перечень информации, вводимой в память корректора, приведен в **приложении Б**.

1.2.2 Комплекс обеспечивает:

- измерения абсолютного или избыточного давления (далее – давление) и температуры газа;
- вычисление значений расхода и объема газа при рабочих условиях на основании последовательности импульсов, поступающих от счетчика газа;
- вычисления объемного расхода и объема газа при стандартных условиях по формулам, приведенным 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 Правилах РД 50–213 и в других действующих нормативных документах. При этом обеспечивается расчет коэффициента сжимаемости газа по методу GERG–91 мод., по методу NX19 мод. или по методу, приведенному в РД 50–213;
- вычисления средних значений давления и температуры газа, а также значений объема газа за заданный оперативный интервал суммирования и усреднения измерительной информации (далее – оперативный интервал времени), за интервал длительностью 1 ч (далее – часовой интервал) и за контрактные сутки. Контрактными сутками считается 24-часовой период времени между контрактными часами соседних суток;
- формирование и передачу в ответ на запросы ЭВМ верхнего уровня информации о результатах измерений и вычислений по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232.

1.2.3 Длительность одной процедуры измерений и вычислений, выполняемых Комплексом согласно 1.2.2 РЭ, не превышает **5 с**.

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

Период цикла расчета может быть выбран пользователем из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 с.

1.2.4 Комплекс обеспечивает хранение в памяти корректора **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 давления и температуры газа, а также 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.

1.2.4.1 Объем памяти корректора позволяет хранить записи:

- суточных данных – за **8 последних лет**;
- часовых данных – за **4 последних года**.

1.2.4.2 Корректор 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 четыре группы согласно 1.2.5.1 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**.

1.2.4.3 За период паузы в работе Комплекса 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 отдельно от основной базы данных выполняется **заполнение дополнительной базы данных при аварийных ситуациях**.

Данные по длительности аварийных ситуаций по видам сохраняются в памяти Комплекса за **шесть последних месяцев, но не более 5600 записей**. При этом аварийный объем сохраняется за тот же период времени, что и штатный объем.

1.2.5 Комплекс обнаруживает и запоминает **не менее 650 отклонений** от нормальной работы Комплекса (аварийные и нештатные ситуации).

По каждому отклонению Комплекс формирует и хранит в памяти корректора 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 установленному периоду цикла расчета.

Перечень диагностических сообщений об аварийных и нештатных ситуациях в работе Комплекса, сохраняемых в памяти корректора, приведен в **приложении В**.

1.2.5.1 Учет длительности аварийных ситуаций ведется согласно «Правилам обліку газу» **по четырем 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**);

— абсолютное (избыточное) давление ниже нижнего предела измерений (НПИ).

Для версии ПО «Продавец» учет длительности аварийных ситуаций не ведется.

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

— выход измеряемых параметров за допускаемые (аттестованные) пределы измерений;

— неизвестна единица измерений;

— неисправность измерительных преобразователей корректора.

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

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

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

1.2.6 Комплекс обнаруживает и запоминает в памяти корректора **не менее 650 сообщений** о вмешательствах оператора в работу Комплекса. 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 установленному периоду цикла расчета.

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

1.2.7 Комплекс обеспечивает возможность взаимодействия с оператором ГРС или диспетчером верхнего уровня посредством ЭВМ, подключаемой к корректору по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232, на скоростях: **300; 600; 1200; 2400; 4800; 9600; 19200** или **38400 бит/с**.

1.2.8 Комплекс обеспечивает калибровку каналов измерений и преобразований корректора путем ввода в память корректора параметров НСХП измеряемой величины согласно 3.3.2.3 РЭ. **Калибровку корректора выполняет предприятие-изготовитель при выпуске Комплекса из производства.**

1.2.9 При использовании ЭВМ Комплекс обеспечивает:

— ввод в память корректора, вывод на экран дисплея ЭВМ (далее – дисплей ЭВМ) и корректировку данных, указанных в 1.2.1 РЭ;

— замену информации об измерениях параметров газа на константы;

— вывод на дисплей ЭВМ информации, формируемой при выполнении функций по 1.2.2 и 1.2.4 – 1.2.6 РЭ;

— формирование на базе архивных данных, полученных при выполнении функций по 1.2.2 и 1.2.4 – 1.2.6 РЭ, суточного и месячного отчетов, протокола вмешательств в работу корректора и протокола регистрации аварийных ситуаций.

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

1.2.10 С помощью встроенного в конструкцию корректора пульта управления (клавиатуры) Комплекс обеспечивает ввод в память корректора, вывод на индикацию и корректировку данных, перечень которых приведен в Б.4 приложения Б.

Инструкция по работе со встроенным пультом управления приведена в **приложении Е**.

Примечание – Согласно заказу на лицевой панели корректора может быть установлен пульт управления **в виде одной кнопки**, что обеспечивает возможность только просмотра задаваемых и измеряемых параметров.

1.2.11 Комплекс обеспечивает вывод на цифровое показывающее устройство корректора информации, перечень которой приведен в **приложении Ж**.

1.2.11.1 Количество разрядов цифрового показывающего устройства корректора:

— при индикации числовых значений измеренных и вычисленных физических величин – не менее 7 с учетом точки, отделяющей дробную часть числа;

— при индикации обозначений единиц измерений – не более 6.

1.2.12 Верхний предел измерений измерительного преобразователя давления корректора устанавливается (согласно заказу) в диапазоне:

— **от 160 кПа до 16 МПа** – для **абсолютного** давления;

— **от 60 кПа до 16 МПа** – для **избыточного** давления.

Для температурного корректора диапазон установки константы по абсолютному давлению определяется согласно действующим нормативным документам.

Примечание – По желанию заказчика значение верхнего предела измерений давления может быть выражено в других единицах давления ($\text{кгс}/\text{м}^2$, $\text{кгс}/\text{см}^2$).

1.2.13 Диапазон измерений измерительного преобразователя температуры корректора устанавливается (согласно заказу) в диапазоне **от минус 40 до плюс 60 °С**.

Корректор воспринимает сигнал от термопреобразователя сопротивления (ТС) с **платиновым чувствительным элементом** (ТСП с НСХП 1000П и Pt 1000) и класса допуска А, В или С по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651). Показатель тепловой инерции ТС не превышает 20 с.

Длина погружной части ТС выбирается (согласно заказу) в диапазоне **от 80 до 800 мм**.

1.2.14 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности корректора при измерениях давления составляют: $\pm 0,075$; $\pm 0,1$; $\pm 0,15$ или $\pm 0,25$ % верхнего предела измерений.

Для обеспечения указанных пределов погрешности во всем диапазоне измерений давления осуществляется динамическое переключение коэффициентов усиления корректора.

1.2.15 Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности корректора при измерениях температуры составляют:

— без учета погрешности ТС — $\pm 0,1$ °С;

— с учетом погрешности ТС — $\pm 0,25$ °С при использовании индивидуальной статической характеристики преобразователя или в зависимости от класса допуска по ДСТУ 2858 (ГОСТ 6651): для класса А — $\pm 0,3$ °С, для класса В — $\pm 0,5$ °С, для класса С — $\pm 0,75$ °С.

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

1.2.17 Счетчик, входящий в состав Комплекса или работающий совместно с Комплексом, имеет следующие основные характеристики:

— выходной сигнал соответствует сигналу типа "сухой контакт", индуктивному сигналу или низковольтному (не более 5 В) потенциальному сигналу при частоте поступления сигнала не выше: 5000 Гц при периоде обновления информации 5 с, 2000 Гц при периоде обновления информации 30 с и 1000 Гц при периоде обновления информации 60 с;

— номинальное количество импульсов на 1 м³ газа — 1000; 100; 10; 1 или 0,1;

— пределы допускаемой относительной погрешности — $\pm 0,5$ или $\pm 1,0$ %.

Примечание – В соответствии с заказом могут использоваться счетчики с другими значениями количества импульсов на 1 м³ газа.

1.2.18 Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа (без учета погрешности счетчика) $d_{КС}$ соответствуют значениям, приведенным в таблице 1.1.

Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса с учетом погрешности счетчика d_K (в процентах) соответствуют значениям, рассчитанным по формуле:

$$d_K = \pm (d_{КС}^2 + d_P^2)^{0,5} \quad (1.1)$$

Таблица 1.1 – Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа

| Наименование характеристик | Значения характеристик в интервалах диапазона изменений P_{max} | | | | | | | |
|----------------------------|---|------------|------------|------------|---------------------------------|------------|------------|------------|
| | от $0,2P_{max}$ до P_{max} | | | | от $0,1P_{max}$ до $0,2P_{max}$ | | | |
| $\gamma_P, \%$ | $\pm 0,075$ | $\pm 0,1$ | $\pm 0,15$ | $\pm 0,25$ | $\pm 0,075$ | $\pm 0,1$ | $\pm 0,15$ | $\pm 0,25$ |
| $\delta_{КС}, \%$ | $\pm 0,30$ | $\pm 0,30$ | $\pm 0,35$ | $\pm 0,40$ | $\pm 0,40$ | $\pm 0,40$ | $\pm 0,45$ | $\pm 0,50$ |

Примечания

1 Пределы допустимой относительной погрешности $\delta_{КС}$ не превышают указанные в таблице значения при применении для измерения Комплексом температуры измерительных преобразователей температуры, которые обеспечивают указанные в 1.2.15 РЭ пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры.

2 Пределы допустимой относительной погрешности $\delta_{КС}$ для Комплекса модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т» составляют $\pm 0,30$ %.

Примечание – Принятые условные обозначения:

P_{max} – верхний предел измерений измерительного преобразователя давления, МПа;

g_P – пределы допускаемой приведенной погрешности измерительного преобразователя давления, %;

d_P – пределы допускаемой относительной погрешности счетчика, указанные в эксплуатационной документации, %.

1.2.19 Пределы допускаемой абсолютной погрешности корректора при измерении времени составляют ± 2 с за 24 ч.

1.2.20 Корректор формирует электрический кодовый выходной сигнал, обеспечивающий обмен информацией с внешними устройствами (ЭВМ, модемом или принтером) по интерфейсу RS232.

1.2.21 Эксплуатация Комплекса допускается при следующих условиях:

— температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

— относительная влажность до 98 % при температуре плюс 35 °С 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 мм.

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

Примечания

1 В соответствии с заказом допускается поставка Комплекса для эксплуатации при температуре окружающего воздуха с предельными значениями, отличающимися от указанных пределов (от минус 40 до плюс 60 °С), но не превышающими указанные пределы.

2 Считывание информации с цифрового показывающего устройства корректора возможно в диапазоне изменения температуры окружающего воздуха от минус 15 до плюс 50 °С.

1.2.22 По защищенности от проникновения внутрь корпусов твердых частиц, пыли и воды корпуса составных частей Комплекса соответствуют следующим степеням защиты по ГОСТ 14254:

— корпуса корректора и ТС – не ниже **IP54**;

— корпуса искробезопасного барьера БИ-2 и источника питания ИПИ 12/3 – не ниже **IP30**.

1.2.23 Питание Комплекса осуществляется от двух литиевых батарей, установленных в корпусе корректора и имеющих номинальное выходное напряжение 3,6 В. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы Комплекса в течение 5 лет (при условии, что обмен информацией для печатания отчета осуществляется 1 раз в месяц и со скоростью не ниже 9600 бит/с).

Мощность, потребляемая Комплексом, не превышает: при обмене информацией – **50 мВт**, в ждущем режиме – **0,15 мВт**.

1.2.24 Время готовности Комплекса к работе – не более 120 с.

1.2.25 Средний полный срок службы Комплекса – не менее 10 лет.

1.3 Состав Комплекса

1.3.1 Состав Комплекса в полном объеме и функциональное назначение устройств, входящих в состав Комплекса, приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Состав Комплекса

| Наименование устройства | Количество | Функциональное назначение устройства | Примечание |
|---|------------|---|---|
| Комплекс измерительно-управляющий «ФЛОУТЭК-ТМ-3-6» АЧСА.421443.001, в составе: | | | Исполнение согласно заказу |
| 1 Преобразователь-корректор цифрового миникомплекса ПК-3 АЧСА.408844.005 | 1 шт. | Измерение температуры и абсолютного (избыточного) давления и вычисление расхода и объема газа | Исполнение согласно заказу (ПК-3, ПК-3Т) |
| 2 Термопреобразователь сопротивления | 1 шт. | Преобразование температуры газа | Тип согласно заказу |
| 3 Счетчик или счетчик-расходомер | 1 шт. | Измерение расхода или объема газа | Поставка и тип согласно заказу |
| 4 Переходник Printer-COM (9F-9F) АЧСА.468353.001 | 1 шт. | Для подключения ЭВМ к корректору | При конфигурировании корректора на стенде |
| 5 Переходник для принтера (9F-25M) АЧСА.468353.002 | 1 шт. | Для подключения принтера к корректору | Поставка согласно заказу |
| 6 Искробезопасный барьер БИ-2 АЧСА.468243.001 | 1 шт. | Сопряжение устройств, расположенных во взрывоопасной и взрывобезопасной зонах | Поставка согласно заказу |
| 7 Источник питания ИПИ 12/3 АЧСА.436234.005 | 1 шт. | Электропитание устройств | Поставка согласно заказу |
| 8 Компьютер персональный переносной (типа NOTEBOOK) | 1 шт. | Ввод данных и констант, считывание информации, сформированной Комплексом | Поставка по отдельному заказу |
| Примечания: | | | |
| 1 Для Комплекса, предназначенного для коммерческого учета природного газа и при давлении в измерительном трубопроводе до 2,1 МПа (включительно), в комплект поставки для измерения давления входит корректор с измерительным преобразователем абсолютного давления. | | | |
| 2 Допускается замена искробезопасного барьера БИ-2 и источника питания ИПИ 12/3 на устройства, аналогичные по функциональному назначению и характеристикам. | | | |

1.3.2 Габаритные размеры и масса устройств, входящих в состав Комплекса, приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Габаритные размеры и масса устройств, входящих в состав Комплекса

| Наименование устройства | Габаритные размеры, мм | | | Масса, кг |
|--|------------------------|--------|---------|-----------|
| | Ширина | Высота | Толщина | |
| 1 Преобразователь–корректор цифрового миникомплекса ПК-3 | 180 | 150 | 60 | 0,4 |
| 2 Термопреобразователь сопротивления (без длины погружной части) | 60 | 135 | 175 | 1,0 |
| 3 Искробезопасный барьер БИ-2 | 225 | 190 | 85 | 0,5 |
| 4 Источник питания ИПИ 12/3 | 140 | 140 | 65 | 1,0 |

Примечание – Габаритные размеры и масса счетчика и персонального переносного компьютера, входящих в состав Комплекса, должны соответствовать технической документации изготовителей.

1.4 Устройство и работа Комплекса

1.4.1 Структурные схемы Комплекса приведены: на рисунке 1.1 (при работе в режиме передаче информации по запросу верхнего уровня) и на рисунке 1.2 (при работе в автономном режиме).

1.4.2 Сбор и обработка сигналов, соответствующих давлению и температуре газа, а также импульсного выходного сигнала счетчика, поступающего на вход корректора, осуществляются непосредственно корректором.

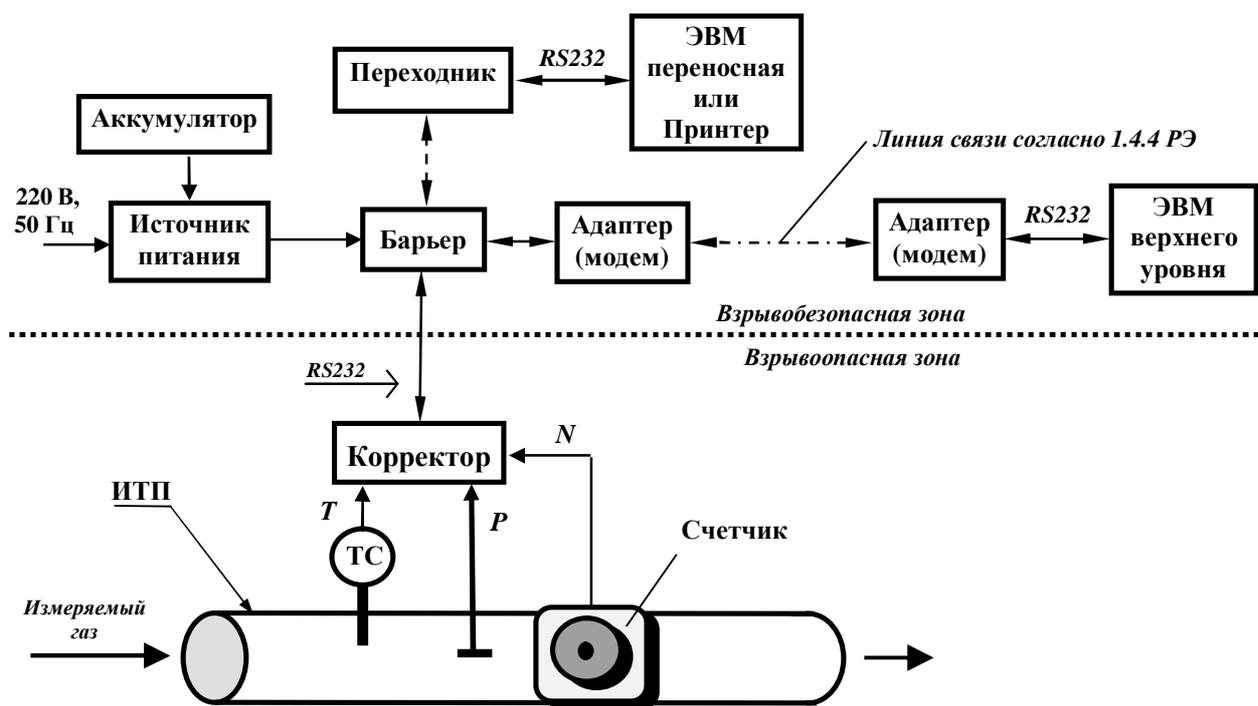


Рисунок 1.1 – Структурная схема Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 при работе в режиме передаче информации по запросу верхнего уровня

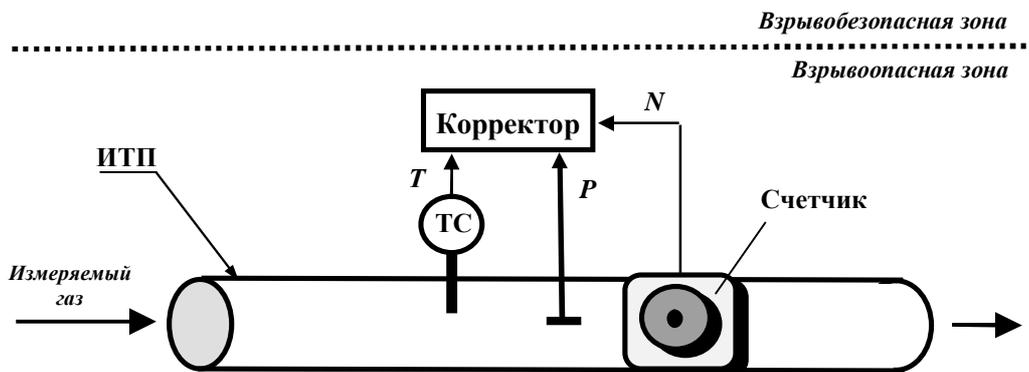


Рисунок 1.2 – Структурная схема Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 при работе в автономном режиме

1.4.3 После обработки входных сигналов корректор выполняет по заданному алгоритму функции по 1.2.2 и 1.2.4 – 1.2.4 РЭ.

1.4.4 Накопленную корректором информацию можно считывать по запросу ЭВМ диспетчерского пункта. Передача информации осуществляется по последовательному интерфейсу RS232 с использованием:

— **модема** при связи с ЭВМ по телефонному коммутируемому каналу (в том числе GSM модема с функцией GPRS);

— **адаптера** при связи с ЭВМ по выделенной двухпроводной линии, четырехпроводной линии диспетчерской громкоговорящей связи или по радиоканалу.

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

$$V_0 = \frac{N}{K_N} \quad (1.2)$$

где N – количество импульсов, поступивших от счетчика;

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

1.4.5.1 **Объем V , приведенный к стандартным условиям**, корректор вычисляет по формуле:

$$V = V_0 \cdot \frac{P}{1,0332} \cdot \frac{293,15}{T} \cdot \frac{1}{K} \quad (1.3)$$

где P, T – абсолютное давление, в $кгс/см^2$, и температура, в K , измеряемого газа;

K – коэффициент сжимаемости газа, вычисляемый по формулам, приведенным в Правилах РД 50-213 и ГОСТ 30319.2.

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

$$Q = \frac{3600}{K_N \cdot t_{и}} \cdot \frac{P}{1,0332} \cdot \frac{293,15}{T} \cdot \frac{1}{K} \quad (1.4)$$

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 по результатам измерений объема газа в рабочих условиях не превышают $\pm 1,0\%$.

1.4.6 Режим работы Комплекса – непрерывный с периодическим наружным осмотром технических средств и обеспечивается взаимосвязанной работой технических средств согласно установленному программному обеспечению. Программное обеспечение складывается из служебных и прикладных программ. Прикладные программы реализуют информационные и вычислительные задачи Комплекса.

В комплект прикладных программ Комплекса на верхнем уровне входят:

MCONCOR.EXE – программа конфигурирования и непосредственного обслуживания корректора Комплекса модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т;

HOSTWIN – комплекс программ обслуживания (опроса, накопления и просмотра информации, выдачи коммерческих отчетов о расходе измеряемого газа) Комплекса. Программы работают под управлением операционных систем Windows 95, Windows 98, Windows NT, Windows 2000, Windows XP.

1.4.6.1 Комплекс программ обслуживания **HOSTWIN** предназначен для организации общей работы комплекса "ФЛОУТЭК-ТМ". Дополнительной функцией комплекса программ HOSTWIN является сбор информации с вычислителей и корректоров всех обслуживаемых комплексов "ФЛОУТЭК-ТМ" по линиям связи для формирования отчетов.

1.4.6.2 Сведения для обеспечения процедуры общения обслуживающего персонала с корректором в процессе выполнения программ **MCONCOR.EXE** и **HOSTWIN** приведены в документе «Программное обеспечение комплекса измерительно-управляющего "ФЛОУТЭК-ТМ". Руководство оператора АЧСА.00001-01 34 01» (далее – Руководство оператора АЧСА.00001-01 34 01).

1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности

1.5.1 Для проведения контроля, настройки (калибровки), выполнения работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту Комплекса 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 и 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;

- **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 111111,1 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;
- **комплект арматуры** (запорные вентили, тройники, соединители, трубки) для подключения измерительного преобразователя давления корректора;
- **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 Комплекса соответствует требованиям ТУ У 33.3-22192141-003-2001, ГОСТ 18620 и конструкторской документации предприятия-изготовителя.

1.6.2 Маркировка Комплекса наносится на табличку (шильдик), прикрепленную к корпусу корректора. На табличке указаны:

- знак утверждения типа Комплекса;
- знак товаров и услуг предприятия-изготовителя;
- наименование и условное обозначение Комплекса;
- условное обозначение корректора;
- допустимый диапазон изменения температуры окружающей среды;
- пределы измерений температуры с указанием единицы измерений;
- верхние пределы измерений абсолютного давления с указанием единицы измерений;
- параметры электропитания;
- степень защиты корпуса корректора;
- маркировка взрывозащиты Комплекса по 1.1.3 РЭ;
- порядковый номер Комплекса по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- год изготовления.

Примечание – Номер Комплекса устанавливается по номеру корректора.

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

1.6.4 Адрес предприятия-изготовителя Комплекса приводится в документе "Комплекс измерительно-управляющий ФЛОУТЭК-ТМ-3-6. Формуляр. АЧСА.421443.001-03 ФО".

1.6.5 В течение всего срока эксплуатации корректор Комплекса **должен быть опломбирован** в местах, предусмотренных технической документацией, для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним электрическим элементам устройства.

Схема размещения пломб на преобразователе-корректоре ПК-3Т приведена 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 корректора Комплекса выполняют представители отдела технического контроля (ОТК) предприятия-изготовителя при выпуске Комплекса из производства и, по договоренности, представители предприятия-пользователя при эксплуатации Комплекса.

1.7 Упаковка

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

1.7.2 Перед упаковыванием технологическое соединение измерительного преобразователя давления корректора закрывается колпачком, предохраняющим измерительную камеру от загрязнения, а резьбу – от механических повреждений.

1.7.3 Составные части Комплекса 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 Комплекса помещена в пакет из полиэтиленовой пленки и вложена в упаковку корректора.

2 ОПИСАНИЕ И РАБОТА СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ КОМПЛЕКСА

2.1 Общие характеристики

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

2.1.2 По защищенности от проникновения внутрь корпуса твердых частиц, пыли и воды составные части Комплекса, приведенные в данном разделе, соответствуют степеням защиты по ГОСТ 14254, указанным в 1.2.22 РЭ.

2.1.3 Искробезопасный барьер БИ-2 и источник питания ИПИ 12/3 предназначены для эксплуатации вне взрывоопасных зон в помещениях при температуре окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С.

2.1.4 Крепление корректора в рабочем положении (с учетом возможности ознакомления с информацией, отображаемой на показывающем устройстве) – либо настенное с помощью кронштейна, либо непосредственно на трубопроводе с помощью имеющихся технологических соединений.

Крепление остальных составных частей Комплекса, приведенных в данном разделе, осуществляется на любой плоской опоре, например, на стене или в шкафу с помощью металлических крепежных планок, установленных на корпусе, либо с помощью DIN-рейки. Рабочее положение – произвольное.

2.2 Преобразователи–корректоры ПК-3 и ПК-3Т предназначены для измерений и преобразований температуры и давления газа, проходящего по одному ИТП, в электрические кодовые сигналы и вычислений 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 Правилах РД 50-213 и в других действующих нормативных документах. При этом, температурный корректор ПК-3Т осуществляет измерение и преобразование только температуры газа. Значение абсолютного давления газа вводится в память корректора как константа.

Измерение расхода и объема газа в рабочих условиях корректоры ПК-3 и ПК-3Т осуществляют с помощью счетчика.

2.2.1 Внешний вид корректора исполнений ПК-3 и ПК-3Т представлен на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1 – Внешний вид корректора

Корпус корректора исполнений ПК-3 и ПК-3Т – металлический. На лицевой панели корпуса имеется окно, через которое можно ознакомиться с информацией, отображаемой на цифровом показывающем устройстве (жидкокристаллическом индикаторе) корректора. На лицевой панели также установлен пульт управления (клавиатура или кнопка) корректора.

Сверху на корпусе установлена табличка с указанием основных параметров корректора.

В одном корпусе с платами корректора устанавливаются **сенсор** измерительного преобразователя давления, представляющий собой высокоточный преобразователь давления тензорезисторного типа, (только в корректоре ПК-3) и **две литиевые батареи автономного питания:**

GB1 – основная батарея, обеспечивающая работу корректора в целом;

GB2 – батарея, обеспечивающая работу часов и календаря корректора.

Технологическое соединение корректора, служащее для ввода измеряемого газа в камеру сенсора давления (СД), имеет для подсоединения к внешним линиям внутреннюю коническую резьбу К 1/4”.

Подвод электрических кабелей к разъемам плат корректора осуществляется через сальниковые кабельные вводы, расположенные на нижней торцевой части корпуса.

Защитное заземление корпуса выполнено в виде винтового соединения.

Корректор имеет маркировку взрывозащиты **1ExibIIBT3 X** и **может устанавливаться во взрывоопасных зонах** помещений и наружных установок.

2.2.2 Структурная схема корректора приведена на рисунке 2.2.

В состав корректора входят следующие блоки:

— **блок управления**, имеющий в своем составе микроЭВМ с управляющей программой корректора (МЭВМ), энергонезависимое оперативное (ОЗУ) и репрограммируемое постоянное (РППЗУ) запоминающие устройства для хранения данных, энергонезависимые часы-календарь и электронный сторож;

— **сенсор давления СД** – для измерения и преобразования в аналоговый сигнал абсолютного (избыточного) давления газа (для исполнения ПК-3);

— **температурный модуль ТМ** – для измерения температуры окружающей среды;

— **блок счетчиков импульсов БСИ** – для приема импульсного сигнала от счетчика;

— **аналогово-цифровой преобразователь АЦП**, обеспечивающий питание термопреобразователя сопротивления (ТС), измерение и преобразование в кодовый сигнал текущего сопротивления ТС, преобразование в кодовые сигналы выходных сигналов сенсора СД и модуля ТМ;

— **порт RS232**, обеспечивающий цифровую связь корректора с ЭВМ типа IBM PC или с модемом для приема-передачи данных, программирования корректора и калибровки каналов измерения параметров газа или с принтером EPSON LX-300 (или совместимым) для вывода на печать коммерческих отчетов;

— **формирователь питающего напряжения ФПН** – для питания внутренних функциональных блоков корректора;

— **клавиатура** – для осуществления ввода в память корректора и вывода на индикатор задаваемых и измеренных параметров;

— **жидкокристаллический индикатор** – для отображения информации при работе оператора непосредственно с корректором. Индикатор двухстрочный, в каждой строке 16 знакомест.

Примечание – Согласно заказу вместо клавиатуры может быть установлена только одна кнопка для осуществления вывода на индикатор заданных и измеренных параметров.

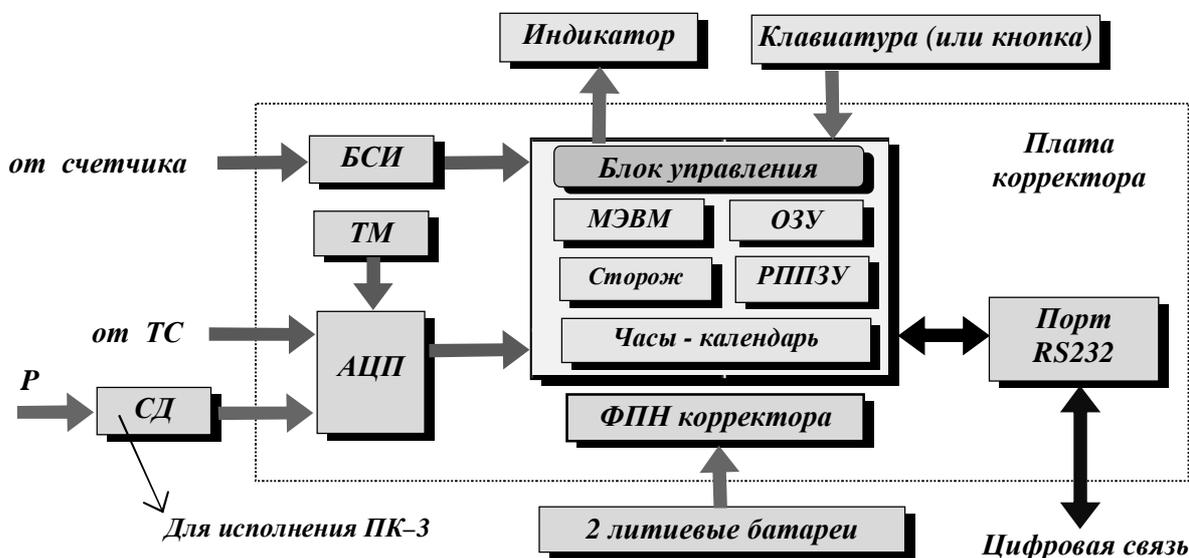


Рисунок 2.2 – Структурная схема корректора

2.2.3 Питание корректора исполнений ПК-3 и ПК-3Т осуществляется от двух литиевых батарей, установленных в его корпусе и имеющих номинальное выходное напряжение 3,6 В. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы корректора в течение 5 лет. Максимальная потребляемая мощность – не более 50 мВт.

При одновременном отключении обеих батарей произойдет расконфигурация корректора.

2.2.4 Подключение питания к корректору осуществляется через клеммы разъема ХР1, установленного на плате корректора. На колодке разъема расположены также входы для приема сигнала от ТС и низкочастотного импульсного сигнала от счетчика, а также для приема сигналов от внешних потребителей (с обменом по интерфейсу RS232).

2.2.5 Корректор воспринимает сигнал от термопреобразователя сопротивления (ТС) с **платиновым чувствительным элементом** (ТСП с НСХП 1000П и Pt 1000).

В зависимости от конструкции ТС подключается к корректору по **трехпроводной** или **четырёхпроводной** схеме. Схемы подключения ТС приведены на рисунках **приложения К**.

2.2.5.1 Конструкция ТС обеспечивает возможность его крепления с помощью штуцера:

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

— на трубопроводе в защитной гильзе на условное давление до 25 МПа, если давление измеряемой газа в трубопроводе превышает 6 МПа и/или средняя скорость потока в трубопроводе выше 3,2 м/с.

2.2.6 Корректор поставляется заказчику сконфигурированным по его заказу.

Если требуется переконфигурировать корректор, то необходимо кратковременно (на 1 минуту) обесточить корректор путем разъединения на плате корректора колодок разъема, к которому подключается питание, например, литиевые батареи. При этом все данные корректора будут неопределенны. Далее осуществляют новое конфигурирование корректора по методу, изложенному в разделе 3 РЭ.

2.3 В качестве **счетчика** могут использоваться ротационные, турбинные и ультразвуковые счетчики газа, устанавливаемые в трубопроводе с помощью фланцевых соединений и непосредственно измеряющие объем газа, проходящего по трубопроводу.

2.3.1 **Ротационные газовые счетчики моделей РГ-К-Ех, РГС-Ех и турбинные газовые счетчики модели ЛГ-К-Ех (СГ)** производства ОАО «Промприбор» (г.Ивано-Франковск), **ротационные газовые счетчики «ТЕМП»** производства НПФ «ТЕМП» (г.Ивано-Франковск) и **ротационные газовые счетчики GMS** производства ГП «Арсенал» (г.Киев) предназначены для измерения объемов всех некоррозийных газов типа природного газа, пропана, бутана и азота. Могут также использоваться другие модели ротационных и турбинных счетчиков, имеющих выходной сигнал типа «сухой контакт» или «открытый коллектор».

Измерение объема газа **ротационными газовыми счетчиками** осуществляется вследствие вращения двух роторов, которое происходит за счет разности давления на входе и выходе измерителя. Измеряемый объем счетчиков определяется пространством между внутренней стенкой корпуса и поверхностью роторов. За один полный оборот роторов происходит четырехкратное заполнение измерительных камер и вытеснение из них газа. Каждый оборот вала ротора соответствует строго определенному объему газа, протекающему через счетчик. В **турбинных газовых счетчиках** поток газа, протекающий через счетчик, вращает турбинное колесо. Вращательное движение турбинного колеса через зубчатую передачу и магнитную муфту передается отсчетному устройству.

Счетчики оснащены генератором импульсов низкой частоты (импульсы типа «контакт с нулевым потенциалом»), количество импульсов прямо пропорционально объему газа, протекающему через счетчики.

2.3.1.1 **Общие технические данные счетчиков:**

— измерение объема газа производится при изменении объемного расхода газа в диапазоне **от 3 до 1250 м³/ч**;

— пределы допускаемой 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 расходов Q_{max} к Q_{min} 1:10 и 1:20; **0,15 Q_{max}** – для счетчиков при соотношении расходов 1:30; **0,1 Q_{max}** – для счетчиков при соотношении расходов 1:50; **0,05 Q_{max}** – для счетчиков при соотношении расходов более 1:50;**

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

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

2.3.2 **Ультразвуковые счетчики газа "Курс-01"** производства ООО ВКФ «КУРС» (г. Днепропетровск) предназначены для измерения объема природного газа и других неагрессивных газообразных сред с плотностью не менее 0,5 кг/м.

В основу работы счетчиков положен ультразвуковой время-импульсный метод измерения скорости потока. Счетчики преобразовывают объем газа, прошедший через них, в импульсный выходной сигнал с частотой до 2 Гц (длительность импульса – не более 50 мс) и имеют гальванически развязанный выход типа «сухой контакт» для передачи импульсов в корректор объема газа. Кроме этого, на жидкокристаллическом индикаторе счетчиков непрерывно отображается объем газа в рабочих условиях.

Счетчики в зависимости от схемы расположения в корпусе двух пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП) имеют два исполнения:

— **исполнение А (соосная схема)** – ПЭП расположены по оси потока на расстоянии 150 мм друг от друга;

— **исполнение Б (V-образная схема)** – ПЭП расположены под углом к оси потока на одной стороне, а зондирование потока ультразвуковыми колебаниями происходит с одним отражением от стенки измерительного трубопровода.

Электропитание счетчика осуществляется от литиевой батареи и обеспечивает его работоспособность в течение 2,5 лет.

Технические данные ультразвукового счетчика "Курс-01":

- измерение объема газа производится при изменении объемного расхода газа в диапазоне **от 0,25 до 1000 м³/ч**;
 - порог чувствительности от 0,025 до 1 м³/ч (в зависимости от модификации счетчика);
 - пределы допускаемой относительной погрешности при измерениях объема газа составляют при изменении расхода газа в диапазоне: **от Q_{\min} до $0,05 \cdot Q_{\max}$ – $\pm 2,0 \%$; от $0,05 \cdot Q_{\max}$ до Q_{\max} – $\pm 1,0 \%$** ;
 - диаметр условного прохода трубопровода, мм – 40, 50, 80, 100 или 125;
 - цена импульса (сигнал типа "сухой контакт") при изменении расхода газа в диапазоне: от 0,25 до 250 м³/ч – 0,1 м³/импульс; от 250 до 1000 м³/ч – 1 м³/импульс;
 - максимальное избыточное давление газа в трубопроводе – от 50 до 600 кПа;
 - условия эксплуатации – изменение температуры окружающей среды от минус 25 до плюс 50 °С при относительной влажности до 95 %;
 - строительная длина (в зависимости от модификации счетчика) – 310, 330 или 360 мм.
- Диаметр определяется диаметром условного прохода обслуживаемого трубопровода;
- масса – от 6,5 до 12,5 кг (в зависимости от модификации счетчика).

2.4 Искробезопасный барьер БИ-2 предназначен для сопряжения электрооборудования, расположенного во взрывоопасной зоне, с устройствами, расположенными во взрывобезопасной зоне.

Барьер используется для сопряжения вторичных средств контроля и измерения, совместимых с интерфейсом RS232, с коммуникационным портом корректора с целью передачи информации.

Барьер имеет маркировку взрывозащиты **ExibIIB X** по ГОСТ 12.2.020.

Для ограничения напряжения и тока в выходных электрических цепях барьера до искробезопасных значений в схеме барьера используются барьеры искрозащиты и гальваническое разделение искробезопасных и входных цепей.

Технические данные *барьера БИ-2*:

- питание от источника постоянного тока напряжением от 10 до 13,5 В;
- выходное напряжение питания внешних устройств – не менее 6 В;
- максимальный ток питания внешних устройств – не более 125 мА;
- электрические параметры искробезопасных электрических цепей: напряжение холостого хода – не более **15,7 В**; ток короткого замыкания – не более **460 мА**.
- допустимые значения параметров линии связи: электрическая ёмкость – не более 2,5 мкф; индуктивность – не более 2,0 мГн.

2.5 Источник питания ИПИ 12/3 предназначен для обеспечения питанием электрической цепи, по которой осуществляется передача информации от корректора Комплекса к вторичным средствам контроля и измерения. Источник питания обеспечивает также **автоматический заряд подсоединенного к источнику резервного аккумулятора** с номинальной емкостью в пределах от 12 до 33 А*ч. Ток подзарядки аккумулятора – 2 А.

Основные технические данные источника питания:

- выходное напряжение – (13±0,2) В;
- максимальный ток нагрузки – не более 3 А;
- собственная потребляемая мощность от сети при отсутствии нагрузки – не более 9 ВА.

Основные характеристики аккумулятора:

- номинальное выходное напряжение – 12 В;
- допустимый диапазон изменения напряжения – от 11,3 до 13,8 В;
- минимальная зарядная емкость – 16 А*ч;
- электрический ток при подзарядке – не менее 600 мА.

2.6 Переносная ЭВМ (например, компьютер NOTEBOOK) предназначена для ввода (и изменения) с помощью клавиатуры в программу корректора Комплекса данных, необходимых для расчетов расхода и объема газа, оперативного отображения на экране дисплея и занесения в свою память (ЭВМ) всех измеренных и вычисленных величин.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

3.1 Эксплуатационные ограничения

3.1.1 Комплекс выполняет свои функции в полном объеме при соблюдении следующих условий:

— транспортирование и хранение технических средств Комплекса осуществлялись согласно 5.2, 5.3 и 5.7 РЭ;

— технические средства Комплекса размещены на объекте измерений с учетом 1.1.3, 1.1.4 и 1.2.22 РЭ;

— эксплуатация Комплекса осуществляется согласно 1.2.21 РЭ;

— измеряемые Комплексом параметры находятся в пределах, соответствующих выбранным диапазонам измерений измерительных преобразователей корректора.

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

3.1.3 При нарушении условий размещения технических средств Комплекса и условий его эксплуатации эксплуатация Комплекса не допускается.

3.2 Подготовка Комплекса к использованию

3.2.1 *Размещение и монтаж технических средств Комплекса*

3.2.1.1 Технические средства Комплекса могут размещаться как на открытом воздухе, так и в помещении объекта измерений. При этом технические средства, в том числе и корректор, должны быть защищены от прямого воздействия атмосферных осадков.

Счетчик и корректор Комплекса допускают размещение их во взрывоопасной зоне. Остальные приборы Комплекса должны размещаться **только во взрывобезопасной зоне**.

3.2.1.2 Схема подключения измерительных приборов Комплекса к одностороннему трубопроводу **при размещении приборов на открытом воздухе** показана на рисунке 3.1.

Корректор Комплекса подключается к трубопроводу 1 через отсекающий вентиль 3 и импульсную линию 2. Тройник 4 со штуцером и заглушкой 5 обеспечивает подключение эталонов давления для поверки Комплекса в рабочих условиях. Вентиль 6 служит для сброса газа в атмосферу.

В рабочем состоянии вентиль 3 открыт, вентиль 6 закрыт. Тройник 4 закрыт заглушкой 5.

Импульсная линия 2 подвода газа к преобразователю давления корректора выполняется из стального трубопровода диаметром от 10 до 20 мм.

Для изолирования корректора от трубопровода с целью защиты от грозовых разрядов на импульсной линии должен быть **в обязательном порядке установлен изолирующий фланец**.

Термопреобразователь сопротивления (ТС) преобразователя температуры корректора устанавливается в кармане трубопровода 1 и соединяется с корректором электрическим кабелем 7.

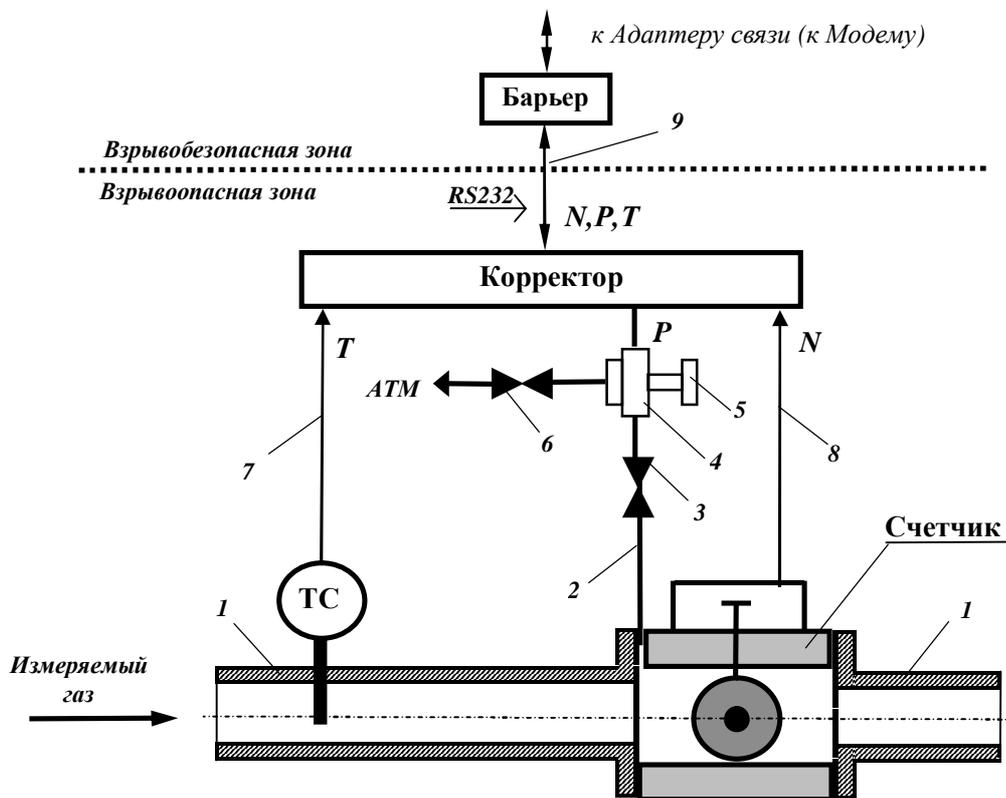


Рисунок 3.1 – Схема подключения счетчика и корректора Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 к трубопроводу (на открытом воздухе)

Счетчик устанавливается в трубопроводе 1 и соединяется с корректором электрическим кабелем 8. Перед счетчиком должен быть в обязательном порядке установлен фильтр, тип которого определяется предприятием-изготовителем счетчика.

Выход корректора подводится к искробезопасному барьеру по электрическому кабелю 9, обеспечивающему передачу информации по последовательному интерфейсу RS232.

3.2.1.3 Схема подключения измерительных приборов Комплекса к однониточному трубопроводу при размещении приборов в помещении показана на рисунке 3.2.

На открытом воздухе на трубопроводе 1 устанавливаются ТС, счетчик и отсекающий вентиль 10, а корректор и остальная электронная аппаратура – в помещении.

Статическое давление от трубопровода 1 по стальной импульсной линии 11 диаметром порядка 10 – 20 мм через стенку 12 помещения, второй отсекающий вентиль 3 и тройник 4 с заглушкой 5 подводится к измерительному преобразователю давления корректора. Вентиль 6 служит для сброса газа в атмосферу.

При измерении параметров газообразных сред в нижней части импульсной линии 2 установлен конденсатосборник 13 с дренажным вентилем 14. Монтаж корректора, а также уклоны импульсных линий 2 и 11 должны быть выполнены таким образом, чтобы исключить скопление жидкости (конденсата) в камере СД корректора.

Остальные данные по схеме подключения измерительных приборов Комплекса к трубопроводу при размещении приборов в помещении аналогичные данным, приведенным в 3.2.1.2 РЭ.

3.2.1.4 Электрические соединения приборов Комплекса при работе в режиме передачи информации устройствам верхнего уровня показаны на схеме подключения, приведенной в приложении К (рисунок К.1).

Цвет соединительных проводов на схеме подключения приборов Комплекса указан произвольно и его соответствие цвету проводов, используемых при монтаже приборов, не обязательно.

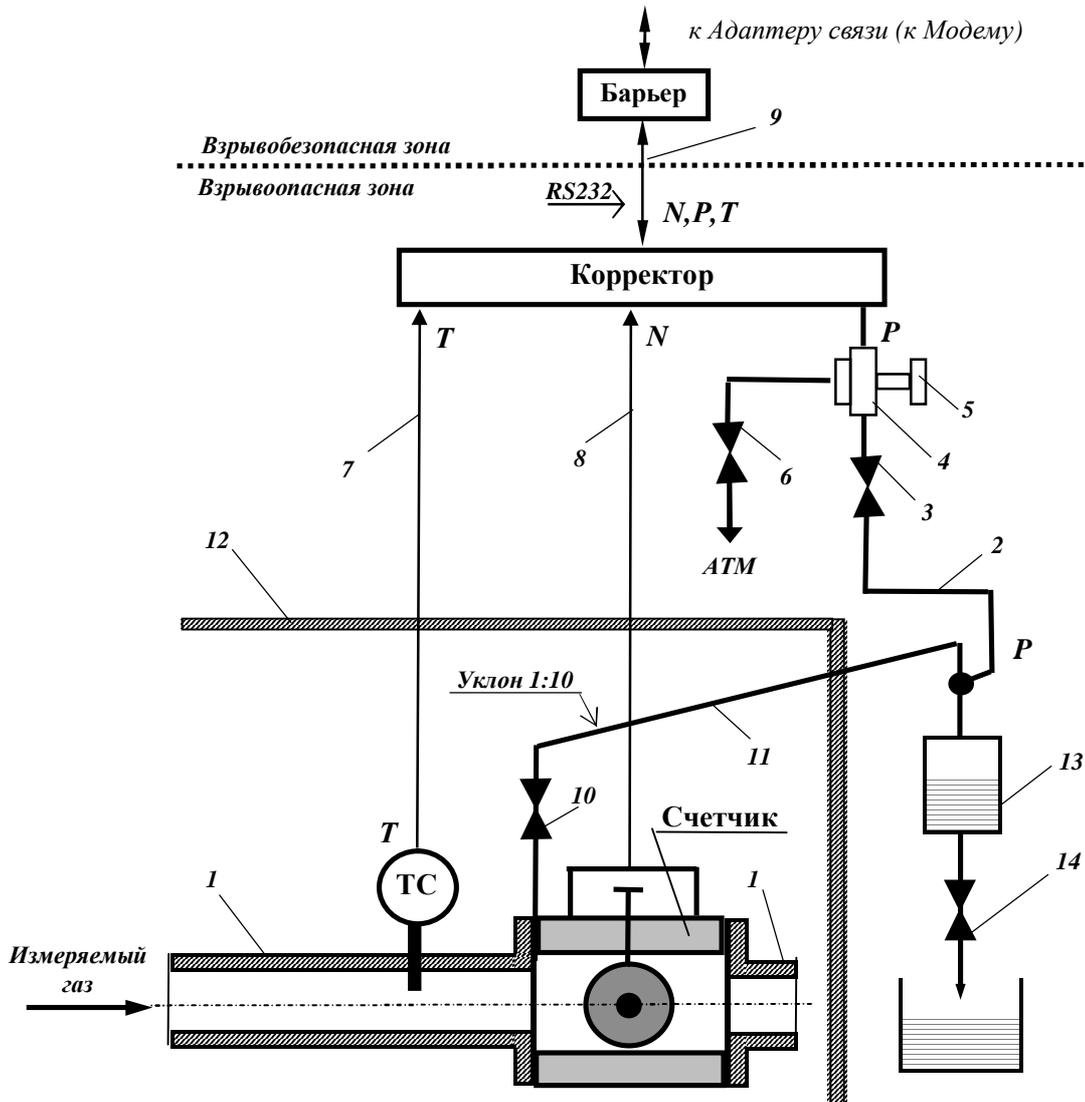


Рисунок 3.2 – Схема подключения счетчика и корректора Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 к трубопроводу (при размещении приборов в помещении)

3.2.1.4.1 Основные требования к электрическому монтажу технических средств Комплекса:

— осуществить подсоединение экрана кабелей, соединяющих:

- ТС с корректором – к клемме ХР1:5 (“Т GND”) корректора;
- корректор с барьером БИ-2 – к клемме ХР15:5 (“GND”) корректора;

— заземлить корпуса корректора и счетчика, а также клеммы ХР1:8(9), ХР2:7(8), ХР3:7(8) и ХР4:7(8) барьера БИ-2 и клемму ХР1:3 источника питания ИПИ 12/3. При этом электрическое сопротивление заземления по постоянному току **не должно превышать 4 Ом**;

— 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 не более:

- кабелей, соединяющих ТС (сенсор) и барьер БИ-2 с корректором – **30 м**;
- кабеля, соединяющего счетчик с корректором – **100 м**.

3.2.1.4.2 Для предотвращения несанкционированного доступа к информации, формируемой Комплексом, который используется для коммерческого учета газа, при монтаже все кабели связи необходимо прокладывать в металлических или асбестовых трубах для обеспечения невозможности подсоединения к кабелям.

3.2.1.5 Для предотвращения повреждения развальцовки входного штуцера технологического соединения, служащего для ввода измеряемой газа в камеру СД корректора, необходимо при подключении к корректору импульсной трубки **обязательно фиксировать неподвижно входной штуцер** корректора с помощью гаечного ключа размером $S = 27$.

Для корректора исполнения ПК-3 место фиксации входного штуцера (А по стрелке) указано на рисунке 2.1 РЭ.

3.2.1.6 Для обеспечения взрывозащищенности при монтаже приборов Комплекса необходимо:

— руководствоваться настоящим руководством по эксплуатации, а также:

- руководствами по эксплуатации (паспортами) счетчика, искробезопасного барьера БИ-2 и источника питания ИПИ 12/3;
- «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 ДНАОП 0.00-1.32, глава 4 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- Правилами ДНАОП 0.00-1.21, глава 7.3 «Электроустановки во взрывоопасных зонах»;
- «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ), глава 1.7 «Заземление и защитные меры электробезопасности»;
- ГОСТ 12.2.007.0;

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

— монтаж приборов Комплекса на объекте измерений проводить в строгом соответствии со схемой внешних соединений. По окончании монтажа измерительные приборы Комплекса **должны быть опломбированы**.

3.2.2 Проверка готовности Комплекса к использованию

3.2.2.1 Перед включением Комплекса следует проверить:

— правильность установки электронных устройств и измерительных приборов;

— надёжность подсоединения внешних и межприборных кабелей к разъемам электронных устройств, соответствие их маркировки схеме электрических соединений;

— плотность закрытия крышек на устройствах во взрывобезопасном исполнении;

— отсутствие нарушений изоляции соединительных кабелей и отсутствие коротких замыканий между контактами разъемов, а также между этими контактами и корпусами устройств;

— наличие и надёжность заземления устройств.

3.2.2.2 Порядок включения и проверки функционирования Комплекса следующий:

— установить вентили на линии подачи давления в камеру СД корректора в рабочее положение;

— после выдержки в течение 120 с проконтролировать высвечивание на экране цифрового показывающего устройства корректора значений измеряемых параметров;

— проконтролировать корректность введенных в память Комплекса значений характеристик, представленных в приложении А. Проверка выполняется путем последовательного вывода их на экран цифрового показывающего устройства корректора (или на экран ЭВМ) и сравнения с данными, приведенными в формуляре Комплекса. Результаты проверки считаются положительными, если значения характеристик, выведенных на экран, по всем разрядам совпадают с представленными в формуляре значениями;

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

— осуществить (при необходимости) поверку Комплекса по Методике АЧСА.421443.001-01 Д1;

— проверить выполнение корректором Комплекса передачи данных по запросу ЭВМ верхнего уровня в следующем порядке:

- подключить ЭВМ к коммуникационному порту корректора (с помощью искробезопасного барьера БИ-2) 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 Комплекс соответствует заданным техническим характеристикам, то его можно использовать для учета газа, проходящей по трубопроводу.

3.3 Использование Комплекса

3.3.1 Режимы работы Комплекса

3.3.1.1 Для Комплекса предусмотрены следующие режимы работы: **измерений, конфигурирования корректора и ввода в память корректора параметров НСХП** измеряемой величины (режим калибровки).

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

3.3.1.2 В режиме измерений 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 корректора под заданный объект измерений, в режиме ввода в память корректора параметров НСХП по измеряемой величине – калибровка каналов измерения корректора.

3.3.1.3 Режимы конфигурирования и ввода в память корректора параметров НСХП требуют присутствия обслуживающего персонала. Режим измерений – автоматический и не требует присутствия обслуживающего персонала.

3.3.2 Контроль работоспособности Комплекса

3.3.2.1 Начальное конфигурирование (настройку) корректора выполняют следующим образом:

— собирают схему, приведенную на рисунке 1.1;

— подают сетевое напряжение на источник питания;

— **устанавливают на ЭВМ программу MCONCOR.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 MCONCOR.EXE, записывают параметры в память корректора;

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

Примечание – Программа 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 MCONCOR.EXE состоит из таких основных пунктов:

- | | | |
|-------------|----------------|-----------|
| — Параметры | — Отчеты | |
| — Данные | — Обслуживание | — Версия. |

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

- | | |
|---------------------------------------|-----------------------------------|
| — Статические параметры | |
| — Оперативные статические параметры | — Системные параметры |
| — Неизменяемые параметры конфигурации | — Параметры измерительных каналов |
| — Изменяемые параметры конфигурации | — Изменение пароля корректора. |

Пункт «**Данные**» имеет свое меню, включающее следующие пункты:

- | | |
|----------------------|-------------------------------|
| — Мгновенные данные | — Вмешательства |
| — Суточные данные | — Диагностика |
| — Часовые данные | — Суточные аварийные данные |
| — Оперативные 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
- Калибровка
- Константа/измерение
- Скользящее среднее
- Непрерывный опрос
- Состояние корректора
- Команды цифровому преобразователю
- Объем при рабочих условиях
- Параметры настройки
- Дата и время
- Снятие с обслуживания.

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

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 корректора параметров НСХП *абсолютного давления* проводят в следующем порядке:

1) собирают схему, приведенную на рисунке 3.3, и подают сетевое напряжение на источник питания;

2) **устанавливают на ЭВМ программу MCONCOR.EXE**, 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 корректора;

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 постанова 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 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 корректор 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 корректора 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 P₀, 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”;

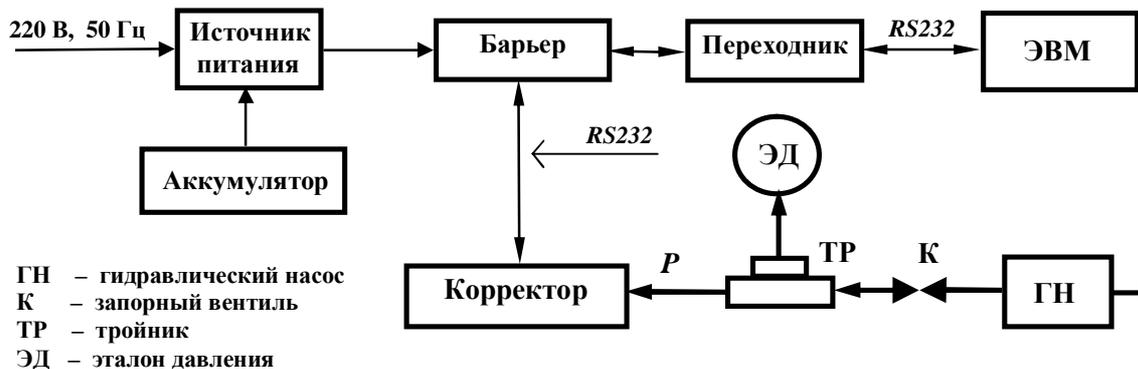


Рисунок 3.3 – Схема для проверки выполнения комплексом измерений абсолютного и избыточного давления

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 СД корректора давление, равное разности значений давления P_{\max} и P_6 . Давление контролируют с помощью эталона давления ЭД;

14) после стабилизации выходного сигнала корректора 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 СД корректора, 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 корректор представляет на дисплее ЭВМ результаты калибровки. Необходимо подтвердить согласие с результатами калибровки. При этом параметры калибровки автоматически записываются в память корректора и программа переходит в режим поверки. При завершении поверки корректор 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 корректора 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 СД корректора давление, равное P_{\max} .

3.3.2.3.2 Проверку возможности ввода в память корректора параметров НСХП *температуры* проводят в следующем порядке:

— собирают схему, приведенную на рисунке 3.4, 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 корректора;

— 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 корректора 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);

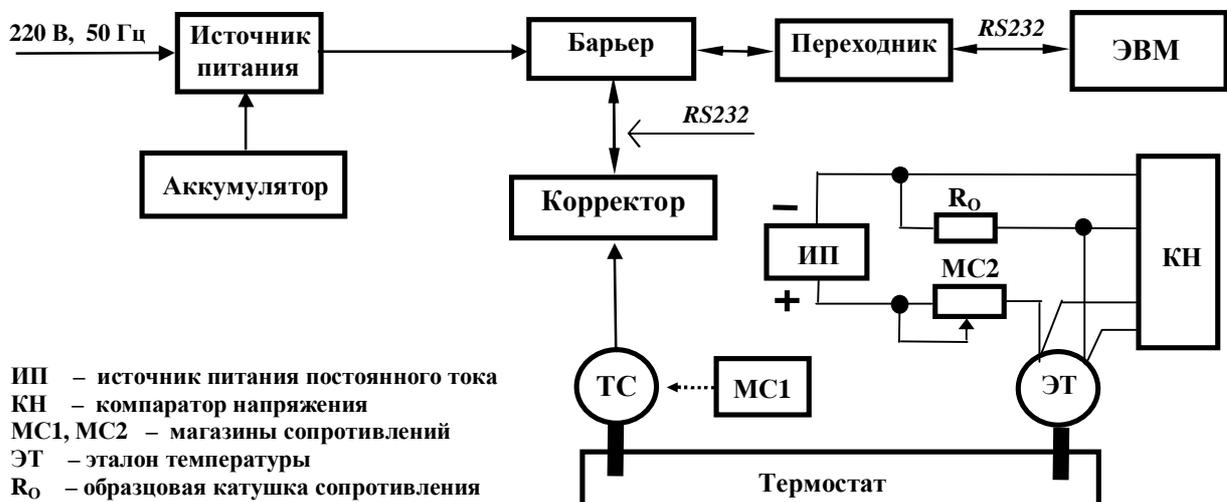


Рисунок 3.4 – Схема для проверки выполнения Комплексом измерений температуры

— после стабилизации выходного сигнала корректора 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 16, 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 Комплексом измерений давления и температуры газа проводят в следующем порядке:

1) собирают схемы, приведенные на рисунке 3.3 (для проверки измерений давления) или на рисунке 3.4 (для проверки измерений температуры);

2) подают сетевое напряжение на источник питания;

3) **устанавливают на ЭВМ программу MCONCOR.EXE**, 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 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 $P_{cp} = 0,5 \times (P_{min} + P_{max})$;

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

Выполнение *измерений 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 $t_{cp} = 0,5 \times (t_{min} + t_{max})$. 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.

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

— собирают схему, приведенную на рисунке 1.1;

— повторяют операции 2 – 5, приведенные в 3.3.2.4.1 РЭ;

— устанавливают значения статических параметров трубопровода, приведенные, например, в заказной спецификации, и статических параметров газа (например, молярные доли CO_2 и N_2 в газе), а также константы по давлению и температуре газа, которые соответствуют значениям P_{min} , P_{cp} , P_{max} , t_{min} , t_{cp} и t_{max} , зафиксированным в памяти корректора при выполнении измерений по 3.3.2.4.1 РЭ, константу по расходу газа либо значения параметров счетчика, например, количество импульсов счетчика на 1 м^3 газа – 1 импульс/ м^3 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 корректора или дисплее ЭВМ, с расчетными образцовыми значениями.

Выбор сочетания указанных значений параметров газа осуществляют произвольно. Например, 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 и объема газа выполняют на ЭВМ **по программе «САПР «РАСХОД-РУ»**, утвержденной Госпотребстандартом Украины, для образцовых значений абсолютного (избыточного) давления и температуры 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 газа, которые используются при реализации указанных выше режимов.

3.3.2.5 Контроль обеспечения обмена информацией с ЭВМ

Обеспечение корректором Комплекса 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 корректора 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 Комплекса и методы их устранения

3.3.3.1 Комплекс относится к восстанавливаемым, ремонтируемым (в условиях предприятия–изготовителя), многоканальным и многофункциональным изделиям.

Основные неисправности Комплекса, 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 Комплекса необходимо обращаться в ООО «ДП УКРГАЗТЕХ» по адресу:

Украина, 04128, г. Киев–128, ул. Академика Туполева, 19; тел/факс (044) 492–76–21.

Почтовый адрес: 04128, г. Киев–128, а/я 138.

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

Таблица 3.1 – Основные неисправности Комплекса и методы их устранения

| Неисправность | Возможная причина | Методы устранения |
|---|--|---|
| 1 Не включается цифровое показывающее устройство (индикатор) корректора | А. На плату корректора не подается питание: сработал искробарьер или разряжена литиевая батарея GB1 | А. Проверьте и замените искробарьер либо литиевую батарею GB1 |
| | Б. Неисправен корректор | Б. Обратитесь к изготовителю |
| 2 Индикатор корректора выдает «застывшие показания» | А. Низкая температура окружающей среды для устойчивой работы индикатора | А. Прогрейте помещение до температуры выше 0 °С. |
| | Б. Неисправен корректор | Б. Обратитесь к изготовителю |
| 3 Индикатор выдает показания, но нет связи с корректором по последовательному порту | А. Корректор работает в режиме передачи информации для печатания отчета | А. Проверьте режим работы корректора и отключите принтер |
| | Б. Неисправность интерфейса RS232, например, по причине обрыва соединительного кабеля | Б. Проверьте правильность подсоединения и целостность цепей интерфейса RS232, установленную скорость обмена и выбор порта в программе «верхнего уровня» |
| | В. Неверно задан адрес корректора, неактивирована связь с корректором или неверно задана скорость обмена | В. Проверьте конфигурацию корректора, установите автоматическое определение скорости обмена в программе «верхнего уровня» |
| 4 Не калибруется измерительный преобразователь корректора: – преобразователь давления | А. На плату корректора не подается питание: сработал искробарьер или разряжена литиевая батарея GB1 | А. Проверьте и замените искробарьер либо литиевую батарею GB1 |
| | Б. Негерметичность в системе импульсных трубок | Б. Найдите и устраните негерметичность |
| | В. Неисправен калибровочный прибор | В. Замените калибровочный прибор |
| | Г. Неисправен преобразователь | Г. Обратитесь к изготовителю |
| – преобразователь температуры | Д. Короткое замыкание или обрыв в ТС | Д. Устраните замыкание (обрыв) ТС |
| | Е. Неисправен ТС | Е. Замените ТС |
| | Ж. Неисправен преобразователь | Ж. Обратитесь к изготовителю |
| 5 Корректор неправильно отсчитывает дату и время | А. Разряжены обе литиевые батареи | А. Замените батарею GB2 |
| | Б. Неисправен корректор | Б.1. Проверьте правильность перехода на летнее и зимнее время Б.2. Обратитесь к изготовителю |
| 6 На индикатор корректора выдается информация о сбое записи во флеш–память (мигает последнее знакоместо в верхней строке индикатора) | А. Разряжена литиевая батарея GB1 | А. Замените батарею GB1 |
| | Б. Перепутаны местами литиевые батареи GB1 и GB2 | Б. Проверьте и поставьте батареи согласно паспорту |
| | В. Неисправен корректор | В. Обратитесь к изготовителю |
| 7 На индикатор выводится сообщение «Расконфигурация» | А. Сбой в работе корректора | А. Выполните повторное конфигурирование корректора |
| | Б. Неисправен микропроцессорный модуль корректора | Б. Обратитесь к изготовителю |
| 8 На индикатор выводится одно из аварийных сообщений ("АЦП Д неисправен", "АЦП Т неисправен", "Неисправна Flash", "Неисправен АЦП12") | А. Неисправен один из узлов микропроцессорного модуля корректора | А. Обратиться к изготовителю |

4 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

4.1 Общие указания

4.1.1 Приемка Комплекса в эксплуатацию после его монтажа, организация эксплуатации, выполнение мероприятий по технике безопасности и ремонт должны проводиться в полном соответствии с требованиями, изложенными в документах, перечисленных в 3.2.1.6 РЭ.

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

4.1.2 Виды и периодичность технического обслуживания

4.1.2.1 Профилактические осмотры технических средств Комплекса 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.

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

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

4.1.2.4 Не реже одного раза в год необходимо **осуществлять проверку состояния литиевых батарей**, установленных на плате корректора. Для этого, при работе Комплекса на режиме конфигурирования или калибровки корректора, проверяется напряжение на батареях и если оно ниже нормы, то батареи следует заменить.

4.1.2.5 Для счетчика, имеющего вращающиеся детали (ротор, турбину), один раз в 5 – 10 лет (в зависимости от условий эксплуатации) необходимо осуществлять замену масла. Такой счетчик обычно имеет уровнемер и штуцер для наполнения масла. Отметки нормального уровня масла должны быть выполнены на стекле смотрового окна счетчика.

4.1.3 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".

4.1.4 Требования к обслуживающему персоналу

4.1.4.1 Эксплуатация Комплекса 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 Комплекса.

4.1.4.2 К работе с Комплексом 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 Комплекса и его технических средств.

4.1.4.3 В группе ремонта и обслуживания Комплекса должны принимать участие следующие специалисты:

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

4.1.4.4 Перечень лиц, которые допускаются к проведению поверки Комплекса, должен утверждаться руководителем предприятия-пользователя.

4.2 Меры безопасности

4.2.1 Особенности конструкции Комплекса

4.2.1.1 Безопасность эксплуатации технических средств Комплекса 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 Комплекса 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 Комплекса не являются источником образования горючей среды и источником зажигания в горючей среде.

4.2.1.4 Технические средства Комплекса, 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 Комплекса достигается путем ограничения тока и напряжения в этих цепях до безопасных значений посредством применения Комплекса совместно с устройствами, указанными в 1.1.3 РЭ, а также ограничением величин собственных индуктивности и электрической емкости технических средств Комплекса до безопасных значений.

Нагрузка искрозащитных элементов технических средств Комплекса 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 корректора и счетчика;
- проверить состояние аккумуляторных батарей.

4.2.2.2 Корпуса корректора и счетчика 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 Комплекса к эксплуатации проводится поверка Комплекса в соответствии с объемом и порядком, указанными в Методике АЧСА.421443.001–01 Д1.

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

4.3.1.3 Периодическая поверка Комплекса, включающая поверку корректора, должна проводиться один раз в два года по Методике АЧСА.421443.001–01 Д1 представителями служб государственной метрологической аттестации. Результаты периодической поверки заносятся в формуляр Комплекса АЧСА.421443.001–03 ФО.

4.3.1.4 Проверку технического состояния и метрологических характеристик корректора Комплекса необходимо осуществлять с помощью контрольных технических средств и/или рабочих эталонов предприятия–потребителя или стороны, которая осуществляет проверку.

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

4.3.2 Метод поверки средств измерений Комплекса на объекте измерений

4.3.2.1 Поверку средств измерений Комплекса, подключенных к однониточному трубопроводу согласно схеме подключения, приведенной на рисунке 3.2, без их демонтажа с объекта измерений осуществляют следующим образом.

4.3.2.2 Для поверки первичного преобразователя давления (СД) корректора закрывают отсекающие вентили 3, 10 и вентиль сброса 6, выворачивают заглушку 5 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 камеру СД корректора.

Поверку указанных измерительных преобразователей выполняют согласно 3.3.2.4.1 РЭ.

После проведения поверки корректора тройник 4 закрывают заглушкой 5, открывают отсекающие вентили 3 и 10, закрывают вентиль сброса 6.

4.3.2.3 Для поверки вторичного преобразователя температуры корректора отключают электрический кабель 7, который соединяет корректор с ТС, и вместо ТС подключают магазин сопротивлений для имитации выходного сигнала термопреобразователя сопротивления.

Поверку преобразователя температуры выполняют согласно 3.3.2.4.1 РЭ.

4.4 Консервация

4.4.1 Временная противокоррозийная защита корректора Комплекса соответствует варианту ВЗ-10, а внутренняя упаковка – варианту ВУ-5 по ГОСТ 9.014.

Срок временной противокоррозийной защиты без переконсервации должен не превышать **1 год**.

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

5 ХРАНЕНИЕ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

5.1 Упакованные технические средства Комплекса (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 Комплекса 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.

Общие требования к транспортированию изделий соответствуют ГОСТ 12997.

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 Комплекса 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 Комплекса в зимнее время следует 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. Технические средства не должны иметь повреждений и дефектов.

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

6 УТИЛИЗАЦИЯ

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

6.2 Утилизацию технических средств Комплекса осуществляют согласно действующим нормативным документам.

Приложение А
(рекомендуемое)

Форма заказной спецификации Комплекса

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 текущих параметров газа | Значение |
|---|----------|
| 1 Внутренний диаметр трубопровода, мм | |
| 2 Максимальный объемный расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч | |
| 3 Минимальный объемный расход газа при стандартных условиях, м ³ /ч | |
| 4 Максимальное давление газа, МПа | |
| 5 Максимальная температура газа, °С | |
| 6 Минимальная температура газа, °С | |
| 7 Средняя плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³ | |
| 8 Средняя молярная доля азота N ₂ в природном газе, % | |
| 9 Средняя молярная доля диоксида углерода СО ₂ в природном газе, % | |
| 10 Необходимость измерения давления в трубопроводе (да, нет) | |
| 11 Вид измеряемого давления (абсолютное, избыточное) | |
| 12 Температура окружающего воздуха (от минус 40 до плюс 60 °С или в диапазоне с другими предельными значениями, но не превышающими указанные пределы) | |

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 | Значение |
|--|----------|
| 1 Тип счетчика: ротационный (РТ), турбинный (ТР) или др. | |
| 2 Наличие измерительного преобразователя давления (да, нет) | |
| 3 Верхний предел измерений измерительного преобразователя давления, МПа | |
| 4 Характеристики измерительного преобразователя температуры: 1) диапазон измерений, °С 2) длина погружной части ТС (сенсора), мм | |
| 5 Характеристики счетчика: 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) | |
| 6 Пределы допускаемой относительной погрешности Комплекса, в процентах, при измерении расхода и объема газа (±0,3; ±0,35; ±0,4; ±0,45 или ±0,5 %) | |
| 7 Метод расчета коэффициента сжимаемости газа (по РД 50-213-80, GERG-91 мод. или NX19 мод.) | |
| 8 Вид связи между Комплексом и ЭВМ диспетчерского пункта (ТК – телефонный канал; ДПЛ – выделенная двухпроводная линия; ЛГС – четырехпроводная линия громкоговорящей связи; РК – радиоканал) | |
| 9 Дополнительные требования к средствам измерений | |

А.3 Примеры обозначения Комплекса при его заказе и в документации другой продукции, в которой он может быть применен:

— при использовании преобразователя-корректора цифрового миникомплекса ПК-3 (с измерительным преобразователем давления):

"Комплекс измерительно-управляющий ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 ТУ У 33.3-22192141-003-2001";

— при использовании температурного корректора ПК-3Т (преобразователя-корректора без измерительного преобразователя давления):

"Комплекс измерительно-управляющий ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т ТУ У 33.3-22192141-003-2001".

Приложение Б
(обязательное)

Перечень информации, вводимой в память корректора Комплекса

Б.1 Комплекс при начальном конфигурировании обеспечивает ввод в память корректора следующей **информации, которая может быть изменена только при повторном начальном конфигурировании**:

— наименование предприятия, эксплуатирующего Комплекс;
— текущая дата (день, месяц, год) и текущее время (часы, минуты, секунды). После конфигурирования допускается коррекция только значений минут.

Б.2 Комплекс обеспечивает ввод в память корректора следующей **информации, которая характеризует системные параметры**, задающие условия измерений:

— адрес корректора;
— наименование (условное обозначение) трубопровода;
— коды (пароли) доступа для записи статических параметров в память корректора и перевода измеряемых параметров на константы – **только для версии ПО «Покупатель»**;
— контрактный час (час начала 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 цикла расчетов, выбираемая из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 с;
— вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное);
— вид давления газа (абсолютное или избыточное), представляемого на цифровом показывающем устройстве корректора;
— количество преамбул при ответе на запрос ЭВМ (для обеспечения корректной работы корректора), в диапазоне от 0 до 255 с дискретностью 1.

Б.3 Комплекс обеспечивает ввод в память корректора следующей **информации, которая характеризует статические параметры трубопровода и измеряемого газа**:

— 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 корректора, в диапазоне от 0,1 до 16,0 МПа с дискретностью 0,001 МПа;
— нижний и верхний пределы измерений измерительного преобразователя температуры корректора, в диапазоне от минус 40,0 до плюс 100,0 °С с дискретностью 0,1 °С;
— значение максимального расхода газа, допустимого для счетчика, совместно с которым будет работать Комплекс, в диапазоне от 100 до 40000 м³/ч с дискретностью 1 м³/ч;
— значение минимального расхода газа, при котором и ниже которого счетчик, совместно с которым будет работать Комплекс, не формирует выходного сигнала при прохождении газа через счетчик, 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;
— 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 газа;
— 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;
— 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;
— 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 корректора пульта управления** (клавиатуры) Комплекс обеспечивает ввод в память корректора 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 Инструкция по работе со встроенным пультом управления корректора приведена в **приложении Е**.

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

***Примечание** – Если значения верхних пределов измерений абсолютного (избыточного) давления газа Комплекса согласно 1.2.12 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 Комплекса

- 1 Опрос <Д/Т> в норме, кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 2 Опрос <Д/Т> не в норме, нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 3 <Д/Т> не NAN (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 4 <Д/Т> NAN (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 5 <Д/Т> меньше *max* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 6 <Д/Т> больше *max* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 7 <Д/Т> больше *min* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 8 <Д/Т> меньше *min* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 9 Нач. (кон.) обслуживания канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 10 Изменена калибровка канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 11 Нач. (кон.) замены измерений <Д/Т> константой
- 12 Нач. замены измерений <Д/Т> несанкционированной константой
- 13 Нач. (кон.) замены расхода при рабочих условиях константой
- 14 Значение <Д/Т> стало выше (ниже или равным) ВПИ; <объем с начала суток> м³
- 15 Значение <Д/Т> стало ниже (выше или равным) НПИ; <объем с начала суток> м³
- 16 Значение <Д/Т> стало выше (ниже или равным) ВМП; <объем с начала суток> м³
- 17 Значение <Д/Т> стало ниже (выше или равным) НМП; <объем с начала суток> м³
- 18 D_{ABC} в норме (меньше *min* P_{ATM}), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 19 Коэффициент $K_{СЖ}$ в норме (меньше 0), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 20 Число Рейнольдса стало нормальным (вышло за допустимый предел); <объем с начала суток> м³
- 21 Условия для расчета F стали нормальными (ненормальными); <объем с начала суток> м³
- 22 Расчет $K_{СЖ}$ стал возможен (не возможен); <объем с начала суток> м³
- 23 Нач. (кон.) деления на 0 при расчете, нач. (кон.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 24 Скорость ротора счетчика стала нормальной (превысила допускаемую величину); <объем с начала суток> м³
- 25 Конфигурирование корректора
- 26 Рестарт программы корректора
- 27 Реинициализация базы диагностики (архива)
- 28 Реинициализация базы вмешательств
- 29 Реинициализация режима измерений
- 30 Реинициализация общих признаков состояния
- 31 Реинициализация признаков состояния по трубопроводу
- 32 Реинициализация объема (при стандартных или рабочих условиях) с начала наблюдения
- 33 Реинициализация объема с начала оперативного интервала, часа или суток
- 34 Реинициализация суточных аварийных данных
- 35 Реинициализация накопленных оперативных, часовых или суточных данных
- 36 Реинициализация признаков в оперативных, часовых или суточных данных
- 37 Реинициализация признаков обслуживания

Примечания:

1 Сообщения, приведенные в перечислениях 16 и 17, формируются при превышении параметрами методических пределов измерений, указанных в РД 50-213 и ГОСТ 30319.2.

2 Сообщение, приведенное в перечислении 21, формируется при расчете коэффициента $K_{СЖ}$ по формулам РД 50-213.

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

Приложение Г
(справочное)

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

- 1 Наименование объекта и трубопровода
- 2 Плотность, кг/м³
- 3 Молярная доля CO₂, %
- 4 Молярная доля N₂, %
- 5 Атмосферное давление, мм рт.ст. (кгс/см², кПа или гПа)
- 6 Нижний предел измерений Д, кгс/см² (МПа)
- 7 Верхний предел измерений Д, кгс/см² (МПа)
- 8 Нижний предел измерений Т, °С
- 9 Верхний предел измерений Т, °С
- 10 Объем при рабочих условиях, м³
- 11 Верхний предел измерений расхода, м³/ч
- 12 Минимально допустимый расход при рабочих условиях, м³/ч
- 13 Максимально допустимый расход при рабочих условиях, м³/ч
- 14 Расход, не измеряемый счетчиком (Qstop), м³/ч
- 15 Тип статического давления
- 16 Максимально возможное Д, кгс/см² (МПа)
- 17 Количество импульсов на 1 м³ (или объем, приходящийся на 1 импульс счетчика, м³)
- 18 Счетчик десятков миллионов при рабочих условиях
- 19 Длительность цикла расчетов, с
- 20 Длительность периода калибровки при работе или калибровке, с
- 21 Контрактный час, ч
- 22 Пароль для записи данных
- 23 Время (Часы, Минуты, Секунды)
- 24 Дата перехода на летнее и зимнее время (День, Месяц)
- 25 Время перехода на летнее и зимнее время (Час)
- 26 Параметры НСХП каналов Д, Т
- 27 Значение константы <Д/Т>
- 28 Постановка <Д/Т> на константу и снятие с константы
- 29 Параметры АЦП

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
- Д_{АБС} – абсолютное давление газа
- ЗПЗ – замена результата опроса <Д/Т> предыдущим значением
- К_{СЖ} – коэффициент сжимаемости газообразной газа
- кон. – конец
- нач. – начало
- НСХП – номинальная статическая характеристика преобразования
- Р_{АТМ} – атмосферное давление
- Т – температура газа
- F – величина, определяющая возможность расчета коэффициента К_{СЖ}
- NaN – обозначение, указывающее, что полученное значение параметра нельзя интерпретировать как число

Приложение Д (справочное)

Перечень данных, входящих в отчеты и 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 и верхний пределы измерений давления газа, МПа;
- нижний и верхний пределы измерений температуры газа, $^{\circ}C$;
- значение максимально допустимого расхода газа через счетчик, $м^3/ч$;
- значение расхода газа, при котором и ниже которого счетчик прекращает измерение объема газа, проходящей по трубопроводу, $м^3/ч$;
- коэффициент, устанавливающий количество импульсов счетчика на $1 м^3$ газа, прошедшего через счетчик, импульс/ $м^3$;
- коэффициент сжатия 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 абсолютного давления газа за каждый час суток, МПа;
- среднее значение температуры газа за каждый час суток, $^{\circ}C$;
- суммарный объем газа за каждый час суток при стандартных условиях, тыс. $м^3$;
- суммарный объем газа за каждый час суток при рабочих условиях, тыс. $м^3$;
- безаварийный объем газа за сутки при стандартных условиях, тыс. $м^3$;
- аварийный объем газа за сутки при стандартных условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. $м^3$;
- суммарный объем газа за сутки при стандартных условиях, тыс. $м^3$;
- безаварийный объем газа за сутки при рабочих условиях, тыс. $м^3$;
- аварийный объем газа за сутки при рабочих условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. $м^3$;
- суммарный объем газа за сутки при рабочих условиях, тыс. $м^3$;
- длительность аварийной ситуации « $Q_{стоп} < Q_v < Q_{minpl}$ » за сутки (Часы, Минуты, Секунды);
- суммарная длительность аварийных ситуаций за сутки (Часы, Минуты, Секунды);
- показания счетчика на конец отчетного периода при рабочих условиях, тыс. $м^3$;
- 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 абсолютного давления газа за каждые сутки, МПа;
- среднее значение температуры газа за каждые сутки, $^{\circ}C$;
- суммарный (с начала контрактного месяца) объем газа за каждые сутки при стандартных условиях, тыс. $м^3$;
- суммарный объем газа за каждые сутки при рабочих условиях, тыс. $м^3$;
- безаварийный объем газа за месяц при стандартных условиях, тыс. $м^3$;
- аварийный объем газа за месяц при стандартных условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. $м^3$;

- суммарный объем газа за месяц при стандартных условиях, тыс. м³;
- безаварийный объем газа за месяц при рабочих условиях, тыс. м³;
- аварийный объем газа за месяц при рабочих условиях, рассчитанный при аварийных ситуациях в работе Комплекса, тыс. м³;
- суммарный объем газа за месяц при рабочих условиях, тыс. м³;
- длительность аварийной ситуации «Qстоп < Qv < Qminп» за месяц (Часы, Минуты, Секунды);
- суммарная длительность аварийных ситуаций за месяц (Часы, Минуты, Секунды);
- показания счетчика на конец отчетного периода при рабочих условиях, тыс. м³;
- 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 корректора** заносятся все данные, вводимые оператором в программу корректора в объеме, указанном в 1.2.1 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 Комплекса 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
- Нсв – высшая теплота сгорания
- Нсвтахмви, Нсвminмви – верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Нсв
- Р – давление газа
- Рабс – абсолютное давление газа
- Ризб – избыточное давление газа
- Ртах, Рmin – верхняя и нижняя границы установленного диапазона для Р
- Ртахмви, Рminмви – верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Р
- Qтах – верхний предел измерений расхода газа при р.у.
- Qmin – минимальный расход газа при р.у.
- Qтахл, Qminл – максимальный и минимальный объемный расход газа при р.у. для счетчика
- Qс – объемный расход газа при с.у.
- Qстоп – объемный расход газа при с.у., при котором счетчик останавливается
- Qv – объемный расход газа при р.у.

$Q_{v\max}$ – максимальное возможное значение Q_v

T – температура газа

T_{\max}, T_{\min} – верхняя и нижняя границы установленного диапазона для T

t_{\min} – период импульсов от счетчика при расходе Q_{\min}

$t_{\text{стоп}}$ – период импульсов от счетчика при расходе $Q_{\text{стоп}}$

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

Таблица Д.1 – Перечень аварийных признаков, формируемых корректором Комплекса

| №.№ п/п | Наименование аварийного признака | Величина, требующая «замораживания» | Примечание |
|------------|---|--|---|
| 1 | Нет питания | K_c, Q_v | Требование 8.2.4 «Правил обліку газу» |
| 2 | Неисправно измерение (АЦП) | P, T | |
| 3 | Нет связи с датчиком P | P | |
| 4 | $P > P_{\max}$ | | |
| 5 | $P < P_{\min}$ | $P = P_{\min}$ | |
| 6 | $R_{\text{абс}} > P_{\text{абс}\max}$ | – | Требование 8.2.2 «Правил обліку газу» |
| 7 | $R_{\text{абс}} < P_{\text{абс}\min}$ | $R_{\text{абс}} = P_{\text{абс}\min}$ | |
| 8 | Нет связи с датчиком T | T | |
| 9 | $T > T_{\max}$ | | |
| 10 | $T < T_{\min}$ | | |
| 11 | $T > T_{\text{абс}\max}$ | | |
| 12 | $T < T_{\text{абс}\min}$ | | Требование 8.2.2 «Правил обліку газу» |
| 13 | $Q_v > Q_{\text{абс}\max}$ | Q_v | Требование 8.2.1 «Правил обліку газу» |
| 14 | $Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\min}$ | $Q_v = Q_{\min}$ | |
| 15 | $Q_v \leq Q_{\text{стоп}}$ | – | |
| 16 | Деление на ноль или значение расхода NAN | K_c, Q_v | |
| 17 | $K_{\text{сж}} \leq 0$ | K_c | |
| 18 | Нарушены условия расчета F | – | При методе расчета $K_{\text{сж}}$ по РД50 |
| 19 | Нарушены условия расчета $K_{\text{ш}}$ | – | При методе расчета $K_{\text{сж}}$ по NX19 мод. или GERG-91 мод. |
| 20 | $H_{\text{св}} > H_{\text{св}\max}$ | – | Требование 8.2.2 «Правил обліку газу» |
| 21 | $H_{\text{св}} < H_{\text{св}\min}$ | – | |
| 22 | Q_v на несанкц. константе | – | Требование 8.2.5 «Правил обліку газу» |
| 23 | P на несанкц. константе | – | |
| 24 | T на несанкц. константе | – | |
| 25 | $R_{\text{изб}} > 0.005$ МПа | – | Требование 6.2 «Правил обліку газу» |
| 26 | $Q_v > 65$ м ³ /ч | – | |

Примечания к таблице Д.1:

1 Если коррекция выполняется только по температуре газа (используется температурный корректор), то аварийные признаки 2 – 7 и 23, **связанные с параметрами P и $R_{\text{абс}}$** , не формируются.

2 Аварийные признаки 25 и 26 формируются, если коррекция выполняется только по температуре газа (используется температурный корректор). В этом случае $R_{\text{изб}}$ рассчитывается по введенным значениям константы давления газа и атмосферного давления.

Примечания к приложению Д:

1 Если значения верхних пределов измерений абсолютного (избыточного) давления газа Комплекса согласно 1.2.12 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.

2 Если учет объема газа ведется в соответствии с «Правилами обліку газу», то в ситуации, когда $Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\min}$, объем досчитывается до Q_{\min} .

Д.7.3 Форма суточного отчета для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 (Микрокон) № 2:

Т/п 1:

СУТОЧНЫЙ ОТЧЕТ

за 30 октября 2007 года

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

| | | | |
|---|------------|---|--------|
| Метод измерений | Счетчик | Контрактный час | 16:00 |
| Плотность, кг/м3 | 0.68 | Мол. доля CO ₂ , % | 0.14 |
| Вид давления | Абсолютное | Мол. доля N ₂ , % | 2.73 |
| НПИ давления, кгс/см2 | 1.000 | ВПИ давления, кгс/см2 | 90.000 |
| НПИ температуры, гр.Целс | -30.00 | ВПИ температуры, гр.Целс | 60.00 |
| Количество импульсов счетчика на 1 м3 | | | 1.0000 |
| Верхний предел измерений расхода при р.у. (Q _{max}), м3/ч | | | 4000.0 |
| Минимальный расход при р.у. (Q _{min}), м3/ч | | | 50.000 |

ЧАСОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

| Дата | Время | | Объем, м3 | | Ср. давл., кгс/см2 | Ср. темп., гр.Целс | АВ |
|----------|--------|-------|-----------|----------|-----------------------|-----------------------|-----|
| | начало | конец | при р.у. | при с.у. | | | |
| 30.10.07 | 16:00 | 17:00 | 1 | 12.5 | 0.0000* | 0.00* | А |
| 30.10.07 | 17:00 | 18:00 | 1 | 12.5 | 0.0000* | 0.00* | А |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 30.10.07 | 23:00 | 00:00 | 1 | 12.5 | 0.0000* | 0.00* | А |
| 31.10.07 | 00:00 | 01:00 | 1 | 12.5 | 0.0000* | 0.00* | А |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |

Лист 1 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 (Микрокон) № 2:

Т/п 1:

Суточный отчет за 30 октября 2007 года

| Дата | Время | | Объем, м3 | | Ср. давл., кгс/см2 | Ср. темп., гр.Целс | АВ |
|----------|--------|-------|-----------|----------|-----------------------|-----------------------|-----|
| | начало | конец | при р.у. | при с.у. | | | |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| 31.10.07 | 15:00 | 16:00 | 144 | 2275.3 | 13.573' | 14.36' | АВ |
| Итого: | | | 163 | 2562.3 | | | |

| | |
|--|----------|
| Безаварийный объем за сутки при с.у., м3 | 180.6 |
| Аварийный объем за сутки при с.у., м3 | 2369.2 |
| Полный объем за сутки при с.у., м3 | 2549.2 |
| Безаварийный объем за сутки при р.у., м3 | 11.2 |
| Аварийный объем за сутки при р.у., м3 | 150.6 |
| Полный объем за сутки при р.у., м3 | 161.8 |
| Длительность АС Q _{стоп} < Q _v < Q _{minп} 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., м3 | 397 |

АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ

| Время первого появления | Аварийный признак | Длительность ЧЧ:ММ:СС | Объем, м3 | | 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 _{minп} | 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 | Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} T < T _{min} | 00:01:20 | 4 | 66.5 | 1 |
| 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 |
| Итого: | | | 22:57:20 | 155 | 2436.4 | |

АВАРИЙНЫЕ ПРИЗНАКИ

| Основной признак аварийной ситуации | Длительность ЧЧ:ММ:СС | Объём, м3 | | Кол. появ. |
|--|--------------------------|-----------|----------|---------------|
| | | при р.у. | при с.у. | |
| Нет питания | 22:43:46 | 19 | 283.6 | 1 |
| Q _v > Q _{maxл} | 00:02:46 | 112 | 1799.4 | 1 |
| P > P _{max} | 00:00:40 | 2 | 27.7 | 1 |
| T < T _{min} | 00:05:40 | 17 | 258.5 | 2 |

Лист 2 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 (Микрокон) № 2:
Суточный отчет за 30 октября 2007 года

Т/п 1:

| Основной признак аварийной ситуации | Длительность ЧЧ:ММ:СС | Объём, м3 | | Кол. появ. | |
|--|--------------------------|-----------|----------|---------------|--------|
| | | при р.у. | при с.у. | | |
| Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} | 00:04:28 | 4 | 67.3 | 2 | |
| Итого: | | | 22:57:20 | 155 | 2436.4 |

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СООБЩЕНИЯ

| Дата | Время | Сообщение | Объём с начала суток (с.у.), м3 |
|----------|----------|---|------------------------------------|
| 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 |

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 (Q _{min}), м3/ч | 32.000 | 220.00 |
| 31.10.07 | 15:48:52 | ВПИ расхода (Q _{max}), 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. Целс | -25.00 | 0.00 |
| 31.10.07 | 15:52:56 | Миним. расход (Q _{min}), 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 Форма месячного отчета для Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-6

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 (Микрокон) № 5:

Т/п 1:

МЕСЯЧНЫЙ ОТЧЕТ

за октябрь 2007 года

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

| | | | |
|--|------------|---|--------|
| Метод измерений | Счетчик | Контрактный час | 16:00 |
| Плотность, кг/м ³ | 0.68 | Мол. доля СО 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 объем, м ³ | | Ср. давл., кгс/см ² | Ср. темп., гр.Целс | АВ |
|----------|------------------------------------|----------|-----------------------------------|-----------------------|----|
| | при р.у. | при с.у. | | | |
| 29.10.07 | 15 | 229.7 | 13.422 | 19.52 | АВ |
| 29.10.07 | 2 | 28.8 | 13.996 | 19.09 | А |
| 30.10.07 | 11 | 180.6 | 13.573 ' | 14.36 ' | АВ |
| 31.10.07 | 159 | 2769.7 | 10.777 ' | 11.27 | А |
| Итого: | 187 | 3208.8 | | | |

| | |
|--|----------|
| 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 | Объем, 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-3-6 (Микрокон) № 5:

Т/п 1:

Месячный отчет за октябрь 2007 года

| Время первого появления | Аварийный признак | Длительность ЧЧ:ММ:СС | Объем, 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 | $P < P_{min}$ $T < T_{min_{мвн}}$ | 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, м3 | | 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 |
| Остоп $< Q_v < Q_{minл}$ | 00:07:50 | 6 | 94.5 | 3 |
| Итого: | | 68:58:48 | 103282.5 | |

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СООБЩЕНИЯ

| Дата | Время | Сообщение | Объём с начала суток (с.у.), м3 |
|----------|----------|--|------------------------------------|
| 29.10.07 | 16:53:44 | КОНФИГУРИРОВАНИЕ Вычислителя | |
| ... | ... | ... | ... |
| 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 |

Лист 2 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 (Микрокон) № 5:
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 P, кгс/см ² | 0.0000 | 105.00 |
| 29.10.07 | 16:56:39 | Остоп, м3/ч | 0 | 0.06 |
| ... | ... | ... | ... | ... |
| 29.10.07 | 16:59:43 | Снятие T с санкц. константы | 0 | Измерение |
| 31.10.07 | 15:45:08 | Контрактный час, ч | 17 | 16 |
| 31.10.07 | 15:48:46 | Миним. расход (Q _{min}), м3/ч | 32.000 | 220.00 |
| 31.10.07 | 15:48:52 | ВПИ расхода (Q _{max}), 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. Целс | -25.00 | 0.00 |
| 31.10.07 | 15:52:56 | Миним. расход (Q _{min}), м3/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 (справочное)

Инструкция по работе с пультом управления Комплекса

Е.1 Общие сведения

Е.1.1 Инструкция распространяется на встроенные пульты управления (в виде клавиатуры или кнопки) преобразователей-корректоров ПК-3 и ПК-3Т Комплекса.

Е.1.2 Пульт управления в виде клавиатуры обеспечивает возможность просмотра и редактирования задаваемых и измеряемых параметров, а также возможность распечатки отчета.

Е.1.3 Наличие у корректора пульта управления в виде одной кнопки обеспечивает возможность только просмотра задаваемых и измеряемых параметров в объеме, указанном в Е.2 (за исключением поз.25 «Режим создания отчета»). Ввод статических параметров (согласно Е.3) и создание и распечатка отчета (согласно Е.5) не выполняются.

Е.1.4 Клавиатура и табло

Маркировка клавиш клавиатуры корректора и их расположение показаны на рисунке Е.1.



Рисунок Е.1 – Клавиатура корректора

Клавиатура корректора содержит следующие клавиши управления:

- ²2² ▲ – «Вверх» (переход на более высокий уровень меню);
- ²4² ◀ – «Влево» (движение курсора влево или перебор параметров в одном направлении);
- ²6² ▶ – «Вправо» (движение курсора вправо или перебор параметров в другом направлении);
- ²8² ▼ – «Вниз» (переход на уровень редактирования);
- ²#² – переход в режим редактирования чисел / выход из этого режима;
- ²*² – экстренное прекращение вывода отчета на печать;
- ²K1² – «горячая» клавиша вызова на табло корректора начала процедуры печати отчета
- ²K2² – «горячая» клавиша вызова на табло корректора значения молярной доли CO₂;
- ²K3² – «горячая» клавиша вызова на табло корректора значения молярной доли N₂;
- ²K4² – «горячая» клавиша вызова на табло корректора значения плотности.

В режиме редактирования клавиши ²1² – ²9² используются для ввода соответствующих цифр. Табло корректора показано на рисунке Е.2.

| Номер | 1 | 16 | | | | | | | | | | | | | |
|----------|---|----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| Строка 1 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Строка 2 | | | | | | | | | | | | | | | |

Рисунок Е.2 – Табло корректора

Табло содержит две строки по 16 символов и имеет подсветку, которая включается при нажатии любой клавиши клавиатуры и выключается через 60 с после последнего нажатия клавиши или при нажатии клавиши ▲ в режиме главного меню. Мигающая подсветка последнего знакоместа в первой строке сигнализирует о том, что напряжение питания ниже нормы.

Е.1.5 Меню

Главное меню содержит циклический список просматриваемых или редактируемых параметров.

Циклическое листание по списку главного меню осуществляется с помощью клавиш ▶ или ◀.

Вход в главное меню осуществляется нажатием любой клавиши на клавиатуре и сопровождается выводом того пункта из списка меню, на котором был закончен предыдущий сеанс работы с табло.

Е.2 Экраны главного меню

Данные на табло корректора появляются при листании в следующем порядке:

1 Дата

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|---|---|
| В | р | е | м | я | | Ч | Ч | : | М | М | : | С | С |
| Д | а | т | а | | | Д | Д | . | М | М | . | Г | Г |

или

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| В | р | е | м | я | | Ч | Ч | : | М | М | : | С | С | | | |
| Д | е | н | ь | | | П | о | н | е | д | е | л | ь | н | и | к |

На первой строке табло отображается текущее время. На второй строке попеременно, раз в секунду, отображается текущая дата или текущий день недели.

2 Абсолютное или избыточное давление

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| И | з | б | ы | т | . | д | а | в | л | е | н | и | е | |
| | 9 | . | 9 | 9 | 9 | 9 | | к | г | с | / | с | м | 2 |

или

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| А | б | с | . | д | а | в | л | е | н | и | е | | | |
| | 9 | . | 9 | 9 | 9 | 9 | | к | г | с | / | с | м | 2 |

Тип сообщения зависит от конфигурации.

3 Температура

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|
| Т | е | м | п | е | р | а | т | у | р | а | | | |
| | | | 9 | 9 | . | 9 | 9 | | г | р | . | Ц | |

4 Расход при рабочих условиях

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|
| Р | а | с | х | о | д | | п | р | и | | р | . | у | . |
| | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | . | 9 | | м | 3 | / | ч |

5 Расход при стандартных условиях

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|
| Р | а | с | х | о | д | | п | р | и | | с | т | . | у | . |
| | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | 9 | . | 9 | | м | 3 | / | ч | |

6 Объем с начала текущих суток при стандартных условиях

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| V | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

7 Аварийный объем при рабочих условиях за текущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| A | W | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

8 Аварийный объем при стандартных условиях за текущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| A | V | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

9 Объем за предыдущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| V | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

10 Объем с начала наблюдений при рабочих условиях

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| W | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

11 Объем с начала наблюдений при стандартных условиях

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|----|
| V | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | м3 |

12 Длительность измерительных аварийных ситуаций за текущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|--|--|--|--|--|--|--|---|---|---|---|---|---|---|
| Д | л | . | И | А | С | | | | | | | | | | | | | | | | |
| х | х | : | х | х | : | х | х | | | | | | | | (| Ч | : | М | : | С |) |

13 Длительность методических аварийных ситуаций за текущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Д | л | . | М | А | С | с | н | а | ч | . | с | у | т | |
| Х | Х | : | Х | Х | : | Х | Х | (| Ч | : | М | : | С |) |

14 Длительность постановки на несанкционированные константы за текущие сутки

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Д | л | . | П | Н | К | с | н | а | ч | . | с | у | т | |
| Х | Х | : | Х | Х | : | Х | Х | (| Ч | : | М | : | С |) |

15 Длительность работы за текущие сутки, когда расход меньше Qmin

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Д | л | . | Р | Н | М | с | н | а | ч | . | с | у | т | |
| Х | Х | : | Х | Х | : | Х | Х | (| Ч | : | М | : | С |) |

16 Коэффициент сжимаемости

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| К | с | ж | и | м | а | е | м | о | с | т | и | | | | |
| | | | | | | | | | | 0 | . | 9 | 9 | 9 | 9 |

17 Коэффициент приведения к стандартным условиям

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| К | п | р | и | в | е | . | к | с | т | . | у | . | | |
| | | | | | | | | | | | 9 | 9 | . | 9 |

18 Контрактный час

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| К | о | н | т | р | а | к | т | . | ч | а | с | Ч |
| Ц | и | к | л | р | а | с | ч | . | | Х | Х | с |

19 Метод расчета коэффициента сжимаемости

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| М | е | т | о | д | р | а | с | ч | . | К | с | ж |
| Р | Д | 5 | 0 | - | 2 | 1 | 3 | - | 8 | 0 | | |

или

| | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| М | е | т | о | д | р | а | с | ч | . | К | с | ж |
| Н | Х | 1 | 9 | - | m | o | d | . | | | | |

20 Адрес корректора
Скорость связи с корректором

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|---|---|---|---|---|---|
| А | д | р | е | с | : | | | | | | | Х | Х | Х | |
| С | к | о | р | о | с | т | ь | : | | Х | Х | Х | Х | 0 | 0 |

21 Молярная доля CO2

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| М | Д | С | О | 2 | [| 0 | . | 0 | - | 1 | 5 | . | 0 |] |
| | | | | | | 0 | . | 0 | 9 | 9 | 9 | % | | |

22 Молярная доля N2

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|--|
| М | Д | Н | 2 | [| 0 | . | 0 | - | 1 | 5 | . | 0 |] | |
| | | | | | | 0 | . | 0 | 9 | 9 | 9 | % | | |

23 Плотность

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| П | л | [| 0 | . | 6 | 6 | - | 1 | . | 0 | 5 |] | | | | |
| | | | | | | 0 | . | 9 | 9 | 9 | 9 | к | г | / | м | 3 |

24 Атмосферное давление

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Р | а | т | м | [| 6 | 3 | 0 | - | 8 | 0 | 0 |] | |
| | | | | | | 9 | 9 | . | 9 | м | м | Р | т |

25 Режим создания отчета

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|--|--|--|--|---|---|---|---|---|
| С | о | з | д | а | т | ь | | | | | о | т | ч | е | т |
| | | | | | | | | | | | | | | | |

Данные позиций 1 – 20 предназначены только для просмотра. Данные позиций 21 – 24 можно просматривать или редактировать в соответствии с ниже приведенным описанием.

Процедура режима создания отчета (позиция 25) приведена ниже.

В случае возникновения нештатных ситуаций при работе корректора, взамен текущих сообщений на табло появляется сообщение, характеризующее эту ситуацию.

Е.2.1 Перечень нештатных сообщений:

1 Требуется конфигурирование корректора

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Р | а | с | к | о | н | ф | и | г | у | р | а | ц | и | я |
| | | | | | | | | | | | | | | |

2 Неисправен АЦП канала давления
(нет сигнала готовности)

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|------|---|---|---|
| А | Ц | П | Д | н | е | и | с | п | р | а | в | е | н |
| Н | е | т | с | и | г | н | а | л | а | DRDY | | | |

3 Неисправен АЦП канала температуры
(нет сигнала готовности)

| | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|------|---|---|---|
| А | Ц | П | Т | н | е | и | с | п | р | а | в | е | н |
| Н | е | т | с | и | г | н | а | л | а | DRDY | | | |

4 Неисправна Flash-память
(нет сигнала готовности)

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|-----|---|---|---|---|
| Н | е | и | с | п | р | а | в | н | а | F | l | a | s | h |
| Н | е | т | с | и | г | н | а | л | а | RDY | | | | |

5 Неисправно внутреннее АЦП процессора
(отсутствуют прерывания)

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Н | е | и | с | п | р | а | в | е | н | А | Ц | П | 1 | 2 |
| Н | е | т | п | р | е | р | ы | в | а | н | и | й | | |

Е.3 Ввод статических параметров (экраны главного меню 21 – 24)

Е.3.1 Путём многократного нажатия клавиш  или  на клавиатуре корректора выберите нужный параметр: **Пл.**, **СО₂**, **N₂** или **Ратм.** В верхней строке табло показывается наименование параметра и диапазон для ввода значения, а в нижней строке – его текущее значение.

Для редактирования значения выбранного параметра нажмите клавишу . На табло под числом появляется тонкий курсор "_".

Е.3.2 Нажимая клавиши  или  на клавиатуре (при этом перемещается курсор "_"), выберите цифру для редактирования, затем нажатием клавиши  перейдите в режим ввода новой цифры. На табло под числом появится толстый курсор "C". После ввода нужного значения курсор переместится на следующую позицию. Закончите редактирование нажатием клавиши ²#², при этом под числом вновь появляется тонкий курсор "_".

Для выхода из режима редактирования нажмите клавишу .

Е.3.3 На табло корректора появиться сообщение **"Сохранить ?"**. Если этого не произошло, введенное значение параметра выходит за границы указанного в верхней строке табло диапазона. Откорректируйте значение согласно Е.3.2.

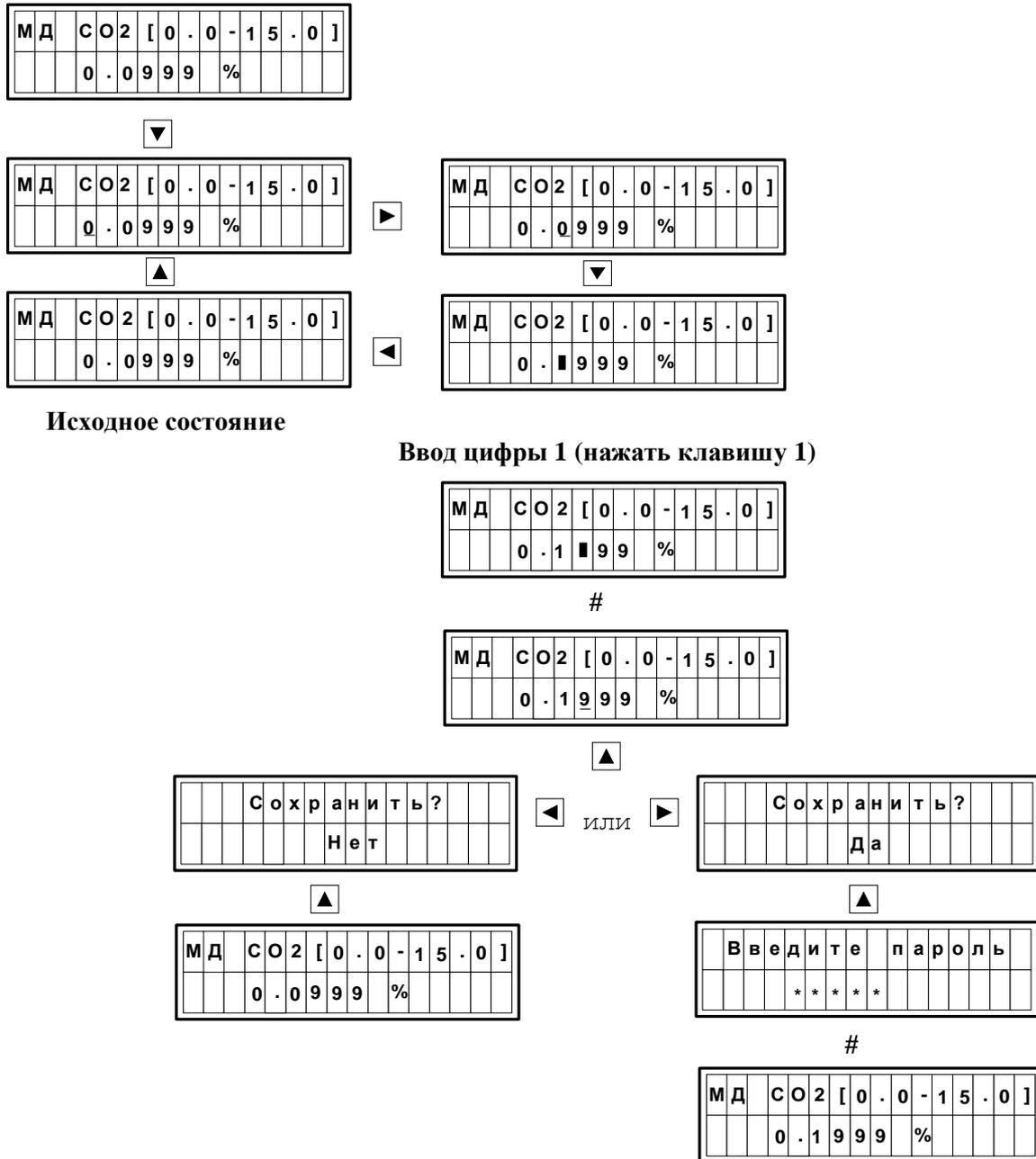
Е.3.4 Нажимая клавиши  или  на клавиатуре выбрать ответ **"Да"** или **"Нет"** и зафиксировать его нажатием клавиши . В случае ответа **"Да"** на табло корректора появиться сообщение **"Введите пароль"**.

Е.3.5 Введите пароль, который был задан программой конфигурации MCONCOR (от одной до восьми десятичных цифр) и подтвердите его нажатием клавиши ²#². Если пароль не задавался, необходимо просто нажать клавишу ²#². После этого происходит запись статического параметра.

Если пароль был задан неправильно, то на табло повторно выводится сообщение "Введите пароль". После 3-х кратных попыток неправильного ввода пароля происходит возврат в главное меню.

Е.3.6 При необходимости отредактируйте значения других параметров аналогичным образом (см. п.п. Е.3.1 – Е.3.5)

Е.3.7 Пример процедуры ввода статических параметров



Е.4 Настройка принтера

Е.4.1 Вставьте рулон бумаги и включите принтер при нажатой кнопке «Font».

Принтер начинает печатать краткую инструкцию по своей настройке и выводит свои текущие установки.

Е.4.2 В текущих установках принтера скорость связи (**Baud rate**) должна совпадать с установленной в корректоре скоростью связи, а четность (**Parity**) должна отсутствовать (**None**). При отсутствии совпадения необходимо настроить принтер в соответствии с подробной инструкцией, которая распечатывается принтером на бумаге. Для ее получения необходимо нажать кнопку «Tear off».

Е.4.3 После завершения настройки принтера необходимо повторить операцию по включению принтера. Теперь принтер готов к работе.

Е.5 Создание и распечатка отчета

Е.5.1 Включите принтер и вставьте бумагу.

Е.5.2 Нажимая клавиши  или  на клавиатуре, выберите пункт меню "Создать отчет".

Е.5.3 Нажмите клавишу . На табло корректора появится в верхней строке сообщение "Тип отчета", а в нижней строке – сообщение "Суточный".

Е.5.4 Нажимая клавиши  или , выберите тип отчета (суточный или месячный), после чего нажмите клавишу .

При этом верхней строке табло появится формат даты, за которую следует создать отчет, а в нижней строке – ее текущее значение. Под цифрой появляется тонкий курсор "_".

Е.5.5 Выберите дату, за которую следует создать отчет. Для этого путём многократного нажатия клавиш  или  на клавиатуре корректора выберите цифру для редактирования. Нажатием клавиши "#" перейдите в режим редактирования. Под числом появится толстый курсор "G". После ввода нужного значения курсор переместится на следующую позицию. Закончите ввод даты нажатием клавиши $\#^2$, при этом под числом вновь появляется тонкий курсор "_".

Когда число, месяц и год (для суточного отчета) либо месяц и год (для месячного отчета) будут введены, нажмите клавишу .

Е.5.6 В верхней строке появится сообщение "Строк в странице", а в нижней строке – диапазон значений и текущее значение. При необходимости введите число строк на листе. Иначе – сразу нажмите клавишу . Значение числа строк по умолчанию равно 60. Для ввода другого значения нажмите "#", наберите нужное значение и повторно нажмите "#", после чего – клавишу .

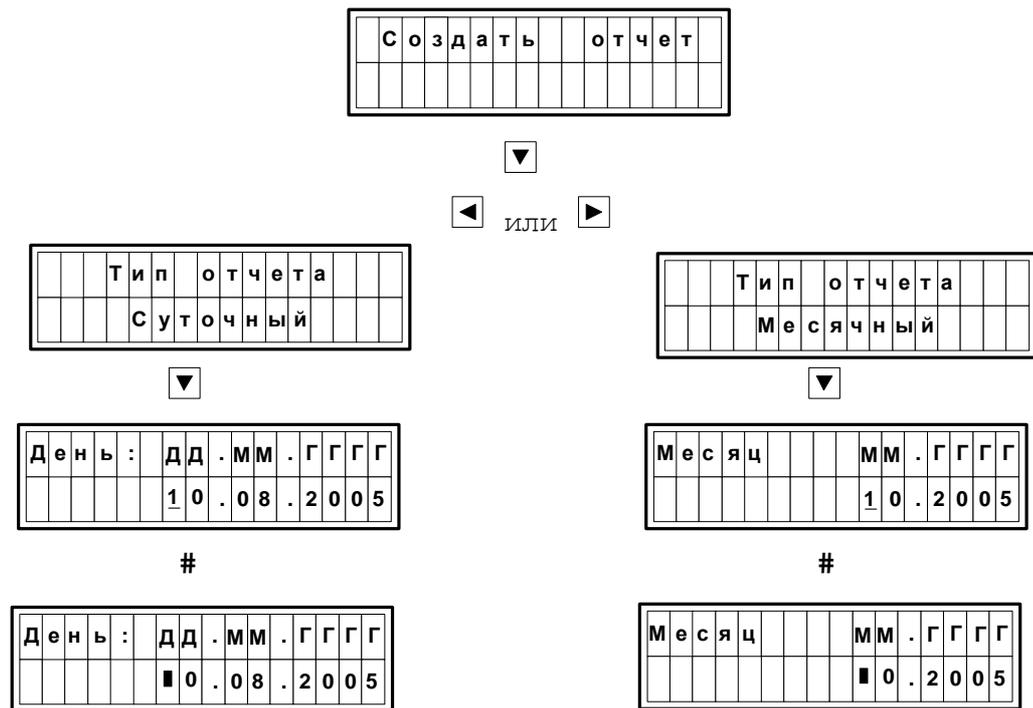
Е.5.7 После завершения ввода в верхней строке табло появляется сообщение "Печатать отчет?", а в нижней строке – "Нет". После нажатия клавиш  или  на клавиатуре слово "Нет" меняется на "Да?". В случае ответа "Да?" после нажатия на клавишу  будет запущен процесс создания отчетов и на табло появится сообщение "Создается отчет" " Ожидайте...".

Е.5.8 Сообщение " Нет данных за выбранный период" появляется, если в корректоре нет данных для создания отчёта за выбранный период времени.

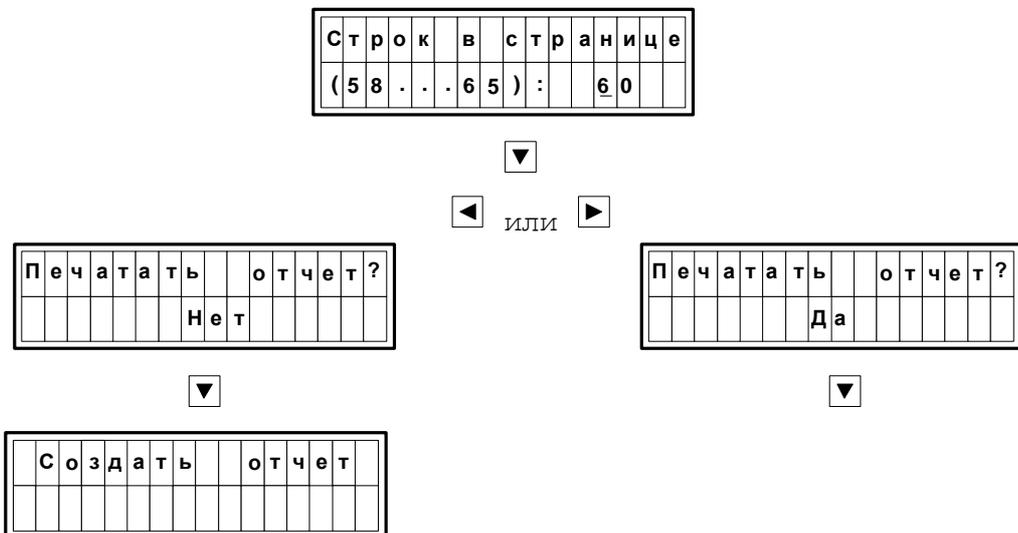
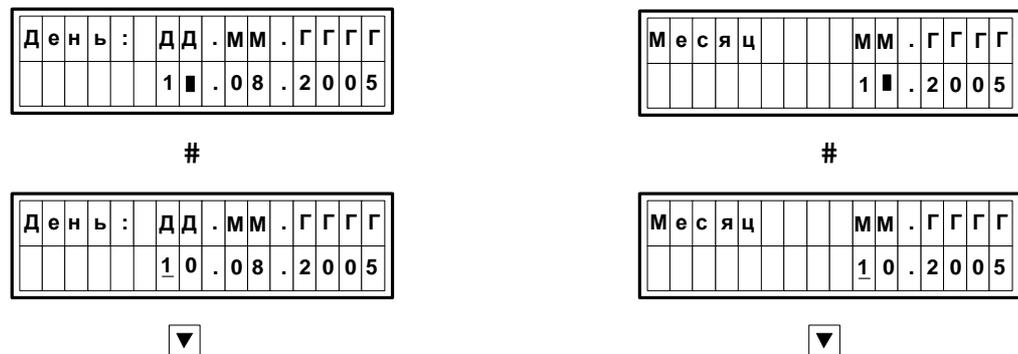
Е.5.9 Сообщение "Принтер не готов" появляется в случаях, если принтер выключен или отсутствует бумага. В этом случае рекомендуется повторить процедуру получения отчёта сначала, иначе возможна потеря информации.

Е.5.10 Для экстренного прекращения процесса печати нажмите клавишу " * ". На табло появляется сообщение "Выйти?" "Нет". При нажатии на клавишу  печать отчета будет продолжена. После нажатия клавиш  или  "Нет" меняется на "Да". При выборе "Да" и нажатии на клавишу  печать отчёта прекратится.

Е.5.11 Пример процедуры вывода отчета на печать



Ввод цифры 1 (нажать клавишу 1)



Приложение Ж
(обязательное)

**Перечень информации, которая выводится
на цифровое показывающее устройство корректора Комплекса**

Ж.1 Комплекс обеспечивает возможность вывода на цифровое показывающее устройство корректора информации, перечень которой приведен в таблице Ж.1.

Таблица Ж.1

| Наименование | Единица измерений | Условное обозначение, выводимое на индикатор |
|--|---------------------------------------|--|
| 1 Температура газа | °С | Температура |
| 2 Абсолютное давление газа | МПа, кгс/см ² | Абс. давление |
| 3 Избыточное давление газа | МПа, кгс/см ² | Избыт. давление |
| 4 Атмосферное давление | кПа, кгс/см ² мм рт.ст. | Ратм |
| 5 Плотность газа при стандартных условиях | кг/м ³ | Пл |
| 6 Молярная доля азота N ₂ в природном газе | % | МД N ₂ |
| 7 Молярная доля диоксида углерода CO ₂ в природном газе | % | МД CO ₂ |
| 8 Метод расчета коэффициента сжимаемости | – | Метод расч. Ксж |
| 9 Коэффициент сжимаемости газа | – | К сжимаемости |
| 10 Коэффициент приведения к стандартным условиям (с.у.) | – | К привед. к ст.у. |
| 11 Объемный расход газа при с.у. | м ³ /ч | Расход при ст.у. |
| 12 Объемный расход газа при рабочих условиях (р.у.) | м ³ /ч | Расход при р.у. |
| 13 Объем газа при с.у., вычисленный с начала текущих суток | м ³ | V с начала суток |
| 14 Аварийный объем газа при р.у., вычисленный за текущие сутки | м ³ | AV с нач. суток |
| 15 Аварийный объем газа при с.у., вычисленный за текущие сутки | м ³ | AV с нач. суток |
| 16 Объем газа при с.у., вычисленный за предыдущие сутки | м ³ | V за пред. сутки |
| 17 Объем газа в р.у. (показания счетчика с начала контроля параметров газа) | м ³ | W с начала набл. |
| 18 Объем газа при с.у., вычисленный с начала контроля параметров газа (после последнего конфигурирования корректора) | м ³ | V с начала набл. |
| 19 Длительность измерительных аварийных ситуаций за текущие сутки | ЧЧ:ММ:СС | Дл. ИАС с нач. сут. |
| 20 Длительность методических аварийных ситуаций за текущие сутки | ЧЧ:ММ:СС | Дл. МАС с нач. сут. |
| 21 Длительность постановки на несанкционированные константы за текущие сутки | ЧЧ:ММ:СС | Дл. ПНК с нач. сут. |
| 22 Длительность работы за текущие сутки, когда расход меньше Q _{min} | ЧЧ:ММ:СС | Дл. РНМ с нач. сут. |
| 23 Длительность цикла расчетов | с | Цикл расч. |
| 24 Установленный контрактный час | ч | Контракт. час |
| 25 Установленная скорость обмена информацией с ЭВМ | бит/с | Скорость |
| 26 Адрес корректора | – | Адрес |
| 27 Текущая дата | ДД, ММ, ГГ | Дата |
| 28 Текущее время | ЧЧ:ММ:СС | Время |
| 29 Текущий день недели | – | День |
| 30 Требуется повторное конфигурирование | – | Расконфигурация |
| 31 Режим создания отчета | – | Создать отчет |

Ж.2 Индикация параметров на цифровом показывающем устройстве (индикаторе) корректора осуществляется следующим образом:

1) после инициализации работы индикатора корректора путем нажатия на клавиатуре корректора 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 1.2.3 РЭ устанавливается в пределах от 5 до 60 с;

2) путем многократного нажатия на клавиатуре корректора 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.

Ж.3 Если в результате **самодиагностики** корректор определяет, что он не может далее правильно функционировать и, следовательно, требуется переконфигурирование, то на его индикаторе появляется и далее постоянно индицируется сообщение «Расконфигурация». При этом работа в режиме листания параметров приостанавливается **до выполнения повторного конфигурирования** корректора.

Приложение К
(рекомендуемое)

Схемы подключения приборов Комплекса

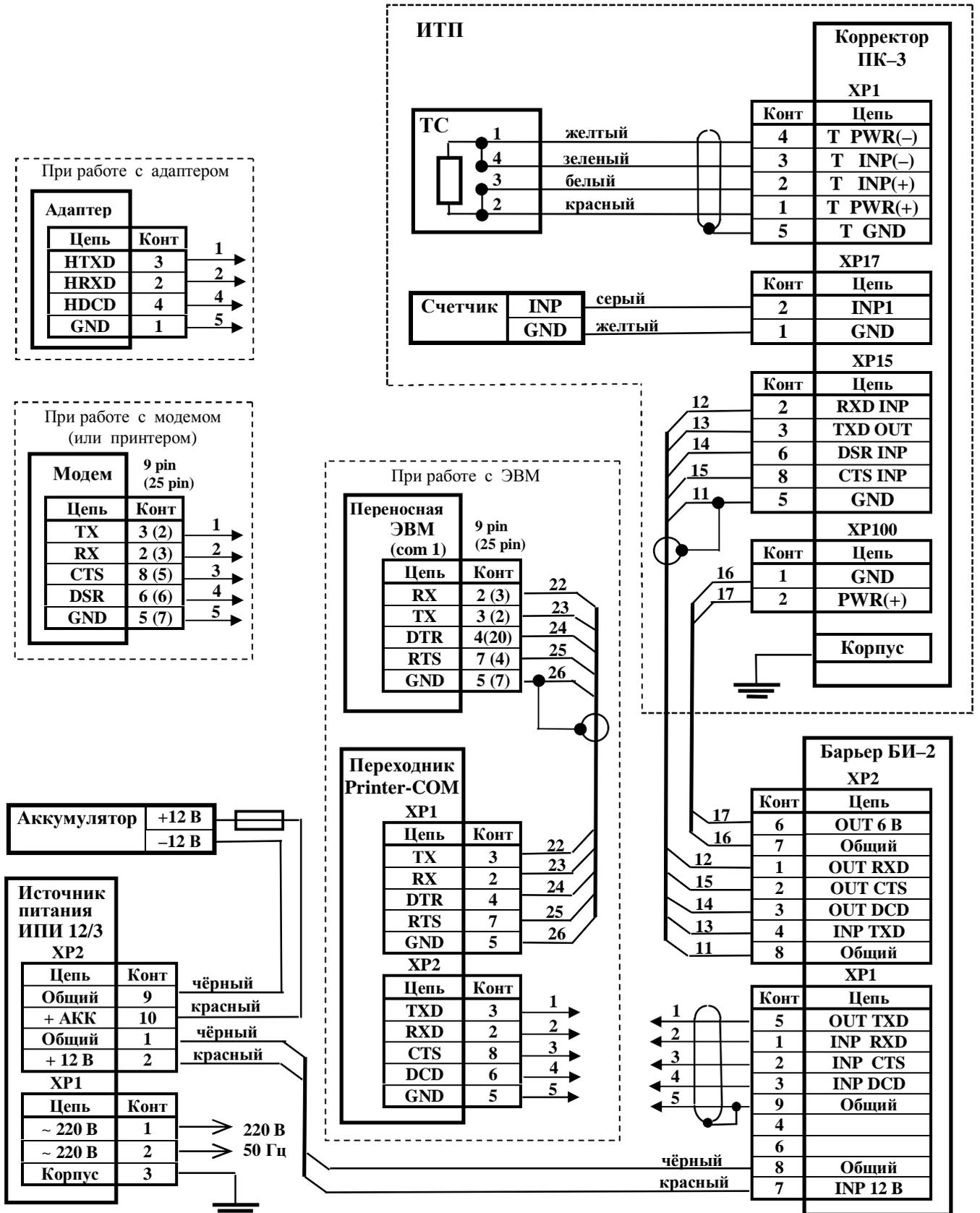


Рисунок К.1 – Схема подключения корректора Комплекса модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т при обслуживании одного трубопровода и при работе в режиме передачи информации по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232 (при подключении ТС к корректору по 4-проводной схеме)

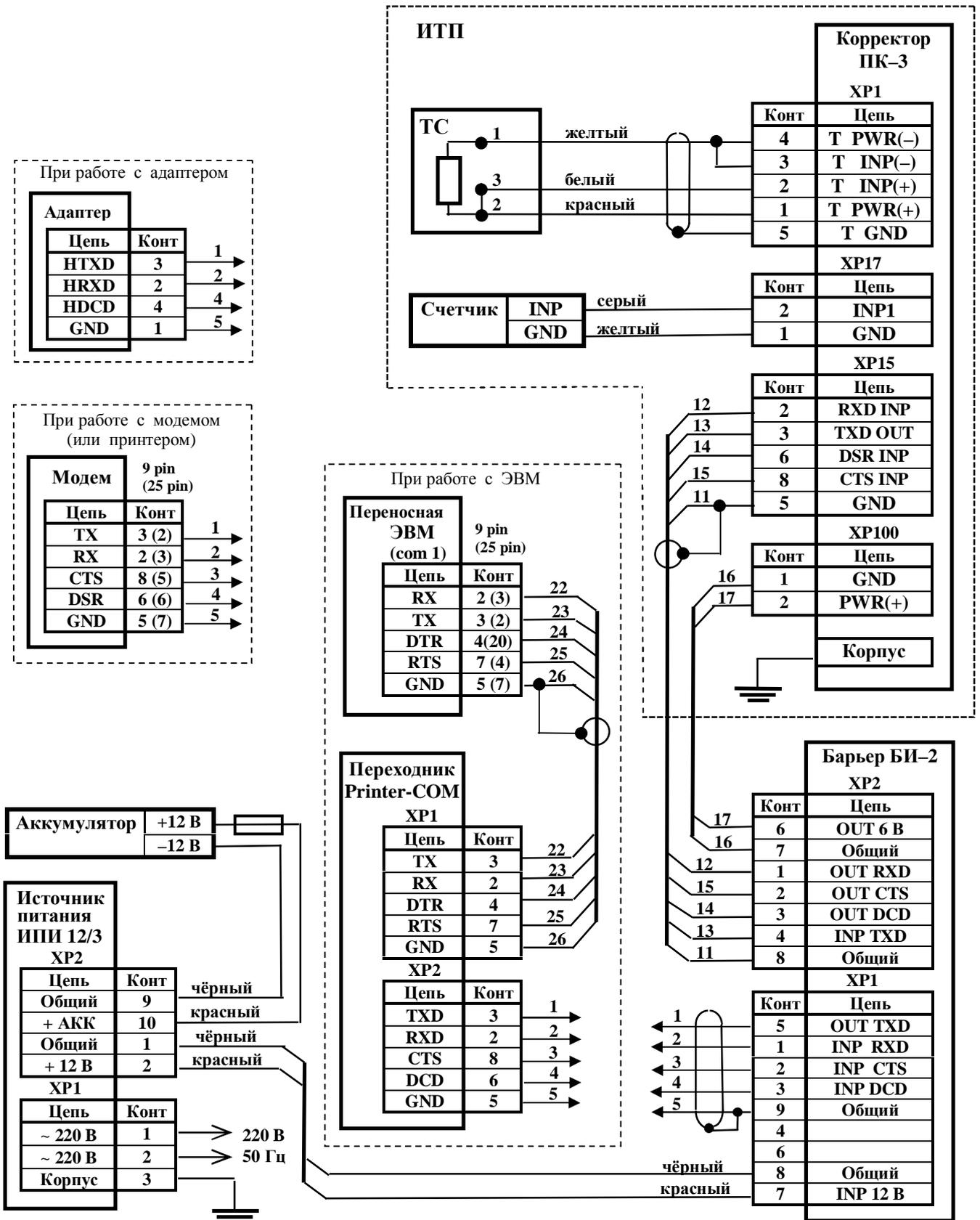


Рисунок К.2 – Схема подключения корректора Комплекса модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3-6 и ФЛОУТЭК-ТМ-3-6Т при обслуживании одного трубопровода и при работе в режиме передачи информации по каналу связи с последовательным интерфейсом RS232 (при подключении ТС к корректору по 3-проводной схеме)

Приложение Л
(справочное)

Схема расположения пломб на корректоре Комплекса

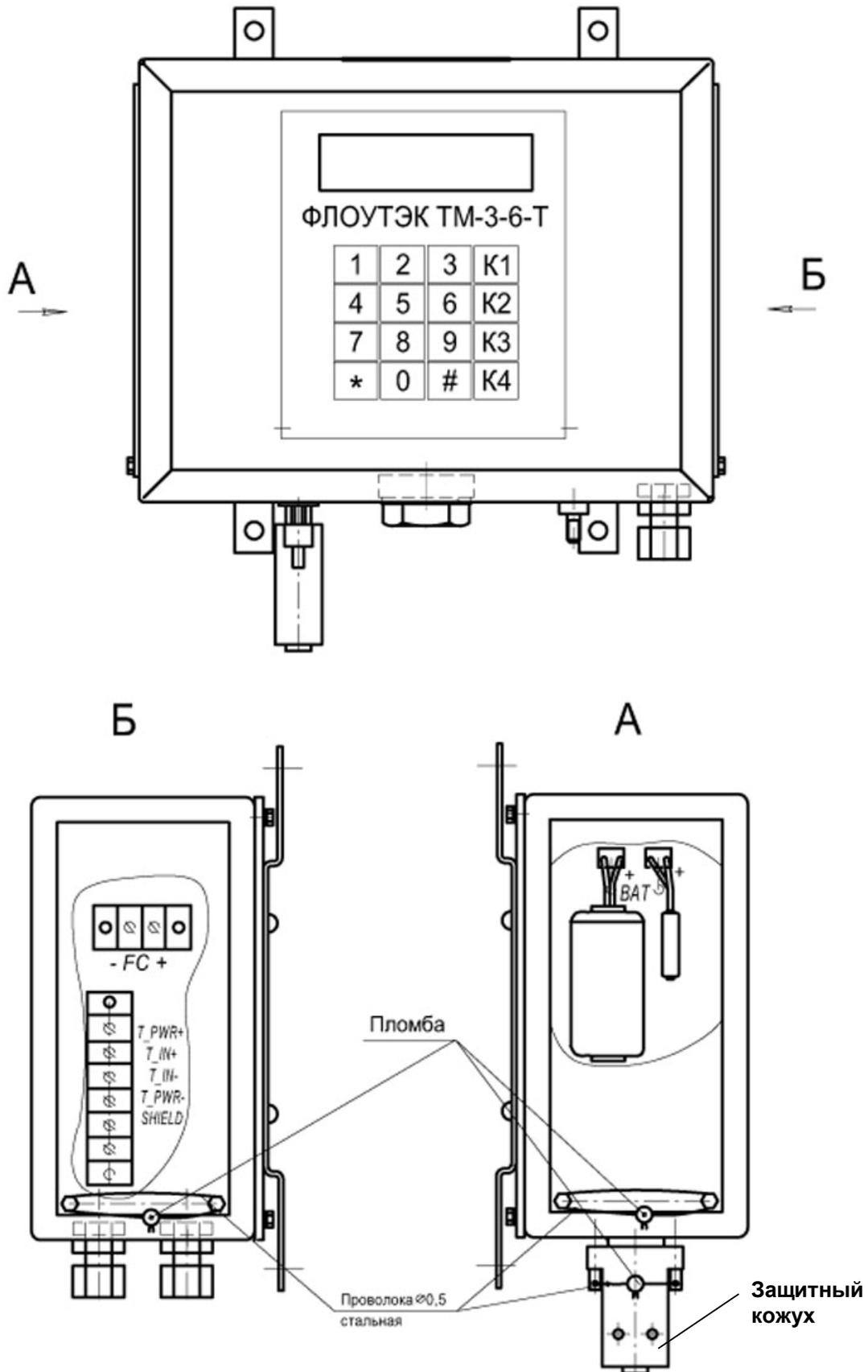


Рисунок Л.1 – Схема размещения пломб на преобразователе – корректоре ПК-3Т
(размещение пломб на преобразователе – корректоре ПК-3 аналогично)

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 | 1.1.4 |
| 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 | 3.2.1.6, 4.2.1.2, 4.2.2.2 |
| ГОСТ 12.2.020-76 | ССТБ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка | 1.1.3, 2.4 |
| 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 | 1.1.2, 5.5 |
| ГОСТ 14254-96 | Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP) | 1.2.22, 2.1.2 |
| 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 газа | 1.1.2, 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 | 1.1.3, 1.1.3.1, 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 | 1.2.2, 2.2 |
| ГОСТ 30319.2-96 | Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение коэффициента сжимаемости | 1.2.2, 1.4.5.1, 2.2, Приложение В |
| ГОСТ 30319.3-96 | Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств по уравнению состояния | 1.2.2, 2.2 |
| ДНАОП 0.00-1.21-98 | Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів | 3.2.1.6, 4.1.3, 4.1.4.2 |
| ДНАОП 0.00-1.32-01 | Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок | 1.1.3, 1.1.3.1, 1.1.4, 3.2.1.6 |
| ДСТУ ГОСТ 8.586.1-2009 | Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 1. Принцип методу вимірювання та загальні положення | Введение, 1.2.2, 2.2 |

Окончание таблицы М.1

| 1 | 2 | 3 |
|--|--|--------------------------------------|
| ДСТУ ГОСТ 8.586.2-2009 | Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 2. Діафрагми. Технічні умови | 1.2.2, 2.2 |
| ДСТУ ГОСТ 8.586.5-2009 | Метрологія. Вимірювання витрати та кількості рідини і газу із застосуванням стандартних звужувальних пристроїв. Частина 5. Методика виконання вимірювань | Введение, 1.2.2, 2.2 |
| ДСТУ ГОСТ 15846:2003 | Продукція, що постачається до районів Далекої Півночі та прирівняних до них місцевостей. Пакування, маркування, транспортування та зберігання (ГОСТ 15846-2002, ІДТ) | 5.3 |
| ДСТУ EN 12405:2006 | Коректори до лічильників газу електронні. Загальні технічні умови | Введение |
| ДСТУ 2858-94 (ГОСТ 6651-94) | Термоперетворювачі опору. Загальні технічні вимоги і методи випробувань | 1.2.13, 1.2.15 |
| Методика повірки АЧСА.421443.001-01 Д1 | Інструкція. Метрологія. Комплекси вимірювальні «ФЛОУТЕК», «ФЛОУТЕК-ТМ» та «ФЛОУКОР». Методика повірки. | Введение, 3.2.2.2, 4.3.1.1, 4.3.1.3 |
| РД 16.407-89 | Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт | 4.1.3 |
| РД 50-213-80 | Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами | 1.2.2, 1.4.5.1, 2.2, Приложения А, В |

