

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–3–4»**

**КОМПЛЕКС ВИМІРЮВАЛЬНО–КЕРУЮЧИЙ
«ФЛОУТЕК– ТМ–3–4»**

Руководство по эксплуатации

АЧСА.421443.001–05 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	9
1.4 Устройство и работа Комплекса	10
1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности	11
1.6 Маркировка и пломбирование	12
1.7 Упаковка	12
2 Описание и работа составных частей Комплекса	13
3 Использование по назначению	19
3.1 Эксплуатационные ограничения	19
3.2 Подготовка Комплекса к использованию	19
3.3 Использование Комплекса	22
4 Техническое обслуживание	28
4.1 Общие указания	28
4.2 Меры безопасности	28
4.3 Техническое освидетельствование	29
4.4 Консервация	30
5 Хранение и транспортирование	30
6 Утилизация	30
Приложение А Форма заказной спецификации Комплекса	31
Приложение Б Перечень информации, вводимой в память корректора Комплекса	32
Приложение В Перечень диагностических сообщений об аварийных и нестандартных ситуациях в работе Комплекса	34
Приложение Г Перечень параметров, при изменении которых формируется сообщение о вмешательстве оператора в работу Комплекса	35
Приложение Д Перечень данных, входящих в отчеты и протоколы	36
Приложение Е Перечень информации, которая выводится на цифровое показывающее устройство корректора Комплекса	42
Приложение Ж Схема подключения приборов Комплекса	43
Приложение К Схема размещения пломб на корректоре Комплекса	44
Приложение Л Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в РЭ	45
Лист регистрации изменений	47

Руководство по эксплуатации (РЭ) предназначено для изучения устройства, работы, монтажа и порядка эксплуатации комплекса измерительно-управляющего «ФЛОУТЭК-ТМ» АЧСА.421443.001-05 **модификаций «ФЛОУТЭК-ТМ-3-4» и «ФЛОУТЭК-ТМ-3-4Т»**: цифровые миникомплексы, обеспечивающие измерение расхода газа *с помощью счетчика* (далее – Комплекс).

Основными элементами Комплекса являются:

— *преобразователь-корректор цифрового миникомплекса ПК-2*, 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 к стандартным условиям (далее – **корректор**) – для модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-4»;

— *преобразователь-корректор цифрового миникомплекса ПК-2Т*, 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 к стандартным условиям (далее – **температурный корректор**) – для модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-4Т»;

— *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 МПУ 290/03-2013 (далее – Методика МПУ 290/03-2013).

Перед монтажом и эксплуатацией Комплекса необходимо внимательно ознакомиться с данным руководством по эксплуатации.

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-3. Паспорт АЧСА.468243.002 ПС;

— Преобразователь интерфейсов RS232/PLI. Паспорт АЧСА.468152.001 ПС;

— Устройство сопряжения комплексов «УСК». Паспорт АЧСА.465615.001 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);

PLI – Power Line Interface (дистанционный преобразователь);

N – количество импульсов, поступивших от счетчика, или кодовый выходной сигнал расходомера, характеризующий текущее значение расхода газа;

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 Л**.

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);
- **совместной работы со штатными регуляторами давления и расхода** газа при автоматическом поддержании заданного режима работы объекта измерений параметров газа (далее – объект).

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

Комплекс относится:

- по защищенности от воздействия окружающей газа – 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 к изделиям, 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 для информационной связи с другими изделиями.

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–3.

Барьер БИ–3 имеет маркировку взрывозащиты ExibПВ X и предназначен для установки вне взрывоопасных зон.

Применение счетчика 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**, газа 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;
- выполнение программно–логических алгоритмов контроля и управления при наличии функции автоматического поддержания заданного режима работы объекта;
- формирование и передачу в ответ на запросы ЭВМ верхнего уровня информации о результатах измерений и вычислений по каналу связи с последовательным интерфейсом.

1.2.3 Длительность одной процедуры измерений и вычислений, выполняемых Комплексом согласно 1.2.2 РЭ, не превышает **1 с**.

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

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 значения объема газа за заданный оперативный интервал времени, за часовой интервал и за контрактные сутки;
- дату и время начала и конца периода, к которому относятся данные.

1.2.4.1 Объем памяти корректора позволяет хранить записи:

- суточных данных – за **шесть последних месяцев**;
- часовых данных – за **два последних месяца**;
- оперативных данных – **не менее 550**.

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 пять групп 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 670 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 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 пяти группам:**

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

- абсолютное (избыточное) давление ниже нижнего предела измерений (НПИ);
- отсутствие напряжения электрического питания Комплекса.

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 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, на **скорости 19200 бит/с**.

1.2.8 Комплекс обеспечивает возможность обмена информацией с ЭВМ верхнего уровня по телефонному коммутируемому каналу, выделенной двухпроводной линии, четырехпроводной линии громкоговорящей связи или по радиоканалу (с использованием мобильной и спутниковой связи).

1.2.9 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.**

1.2.10 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**.

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

Индикация осуществляется в режиме автоматического листания поочередно всех параметров. Длительность интервала индикации каждого параметра указана в приложении Е.

1.2.12 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.

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

- **от 120 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 ($\text{кгс}/\text{м}^2$, $\text{кгс}/\text{см}^2$).

1.2.14 Диапазон измерений измерительного преобразователя температуры корректора устанавливается (согласно заказу) в диапазоне **минус 40 до плюс 100 °С** с разницей между пределами измерений 100 °С.

1.2.14.1 Корректор воспринимает сигнал от термопреобразователя сопротивления (ТС) с **термометрическим чувствительным элементом любого типа**, например, с медным (ТСМ) или платиновым (ТСП) чувствительным элементом, который соответствует классу допуска А, В или С и НСХП 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**.

1.2.15 Пределы допускаемой основной приведенной погрешности корректора при измерениях давления составляют: **±0,075 или ±0,1 %** верхнего предела измерений.

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

— без учета погрешности ТС – **±0,1 °С**;

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

1.2.17 Пределы допускаемой относительной погрешности корректора при обработке входных сигналов и вычислении параметров газа составляют **±0,02 %**.

1.2.18 Счетчик с импульсным выходным сигналом, входящий в состав Комплекса или работающий совместно с Комплексом, имеет следующие основные характеристики:

— выходной сигнал соответствует сигналу типа "сухой контакт", при частоте поступления сигнала не выше 5000 Гц.;

— номинальное количество импульсов на 1 м³ (1 кг) газа – **1000; 100; 10; 1** или **0,1**;

— пределы допускаемой относительной погрешности – **±0,5** или **±1,0 %**.

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

1.2.19 Корректор формирует электрический кодовый выходной сигнал по **интерфейсу PLI (Power Line Interface)** в виде временно-импульсного кода, на фиксированной скорости **19200 бит/с**.

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

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

Наименование характеристики	Значения характеристик в интервалах диапазона изменений P_{max}							
	от 0,2P _{max} до P _{max}				от 0,1P _{max} до 0,2P _{max}			
$\gamma_p, \%$	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25	± 0,075	± 0,1	± 0,15	± 0,25
$\delta_{КС}, \%$	± 0,30	± 0,30	± 0,35	± 0,40	± 0,40	± 0,40	± 0,45	± 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 1.2.16 РЭ пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры.

2 Пределы допустимой относительной погрешности $\delta_{КС}$ для Комплекса модификации «ФЛОУТЭК-ТМ-3-4Т» составляют ± 0,30%.

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

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

Примечание – Принятые условные обозначения:

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

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

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

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

1.2.22 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.

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

- корпуса корректора, ТС – не ниже **IP54**;
- корпуса искробезопасного барьера БИ-3, преобразователей интерфейсов RS232/PLI, источника питания ИПИ 12/3 – не ниже **IP30**.

1.2.24 Питание Комплекса осуществляется от сети переменного тока напряжением **от 120 до 250 В** и частотой **от 45 до 65 Гц** (далее – сетевое напряжение).

При исчезновении или аварийном снижении сетевого напряжения Комплекс автоматически переходит на питание от резервного источника постоянного тока (аккумулятора, аккумуляторной батареи) с номинальным напряжением **12 или 24 В** и номинальной емкостью **от 12 до 33 А*ч** (согласно заказу). Этим обеспечивается сохранение сформированной Комплексом информации и нормальная работа Комплекса в течение **не менее 100 ч**.

При понижении напряжения резервного источника до минимально допустимого значения **11 В** Комплекс прекращает все вычисления и только выполняет режим сохранения всех архивных данных.

1.2.25 Мощность, потребляемая Комплексом, не превышает:

- при питании от сети переменного тока номинальным напряжением 220 В – 8 Вт;
- в пиковом режиме (при питании от сети переменного тока и одновременной подзарядке аккумулятора) – 80 Вт;
- при автономном питании от аккумулятора напряжением 12 В – 1,1 Вт.

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

1.2.27 Средний 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–3–4» АЧСА.421443.001-005, в составе:			Исполнение согласно заказу
1 Преобразователь–корректор цифрового миникомплекса ПК–2 АЧСА.408844.003	1 шт.	Измерение температуры и давления, вычисление расхода и объема газа	Исполнение согласно заказу (ПК–2, ПК–2Т)
2 Термопреобразователь сопротивления	1 шт.	Преобразование температуры газа	Тип согласно заказу
3 Счетчик или счетчик–расходомер	1 шт.	Измерение расхода или объема газа	Тип согласно заказу
4 Преобразователь интерфейсов RS232/PLI АЧСА.468152.001	1 шт.	Обмен информацией с ЭВМ по интерфейсу RS232	
5 Искробезопасный барьер БИ–3 АЧСА.468243.002	1 шт.	Сопряжение устройств, расположенных во взрывоопасной и взрывобезопасной зонах	
6 Источник питания ИПИ 12/3 АЧСА.436234.005	1 шт.	Электропитание устройств	С аккумулятором 12В
7 Устройство сопряжения комплексов «УСК» АЧСА.465615.001	1 шт.	Обеспечение одновременного доступа к информации	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 устройств по поз. 4 – 6 и 8 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 Комплекса

Наименование устройства	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
	Ширина	Высота	Толщина	
1 Преобразователь–корректор ПК–2 *	137	135	138	2,5
	137	161	138	2,5
2 Преобразователь интерфейсов RS232/PLI	91	35	60	0,1
3 Термопреобразователь сопротивления (ТС) (без длины погружной части)	60	135	175	1,0
4 Барьер искробезопасный БИ–3	91	35	60	0,1
5 Устройство сопряжения комплексов «УСК»	155	170	60	0,4
6 Источник питания ИПИ 12/3	140	140	65	1,0
7 Аккумулятор	170	130	160	9,6
Примечание – Габаритные размеры и масса счетчика, персонального переносного компьютера, входящего в состав Комплекса, должны соответствовать технической документации изготовителей.				

* В зависимости от величины измеряемого давления применяется два типа штуцера сенсора давления. В первом варианте длина штуцера составляет 36 мм, а во втором – 62мм. Внешний вид корректора ПК–2 показан на Рисунках К.1 и К.2 **Приложения К**.

1.4 Устройство и работа Комплекса

1.4.1 Принцип действия Комплекса основан на измерении параметров газа в объеме, указанном в 1.2.2 РЭ, и последующем вычислении по заданным формулам расхода и объема газа, прошедшей через ИТП.

1.4.2 Структурная схема Комплекса приведена на рисунке 1.1.

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

1.4.4 После обработки входных сигналов корректор выполняет по заданному алгоритму функции по 1.2.2 и 1.2.4 – 1.2.6 РЭ.

1.4.5 Накопленную корректором информацию можно считывать по запросу ЭВМ диспетчерского пункта. При этом, информация, сформированная корректором, передается через искробезопасный барьер БИ-3 в преобразователь интерфейсов RS232/PLI по двухпроводной линии, а после преобразователя осуществляется передача информации 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.

1.4.6 Для реализации функции передачи по цифровому каналу связи информации об измерении расхода и объема газа в САУ ГРС (например, для комплекса одоризации газа при управлении технологическим процессом одоризации газа) используется устройство сопряжения комплексов «УСК».

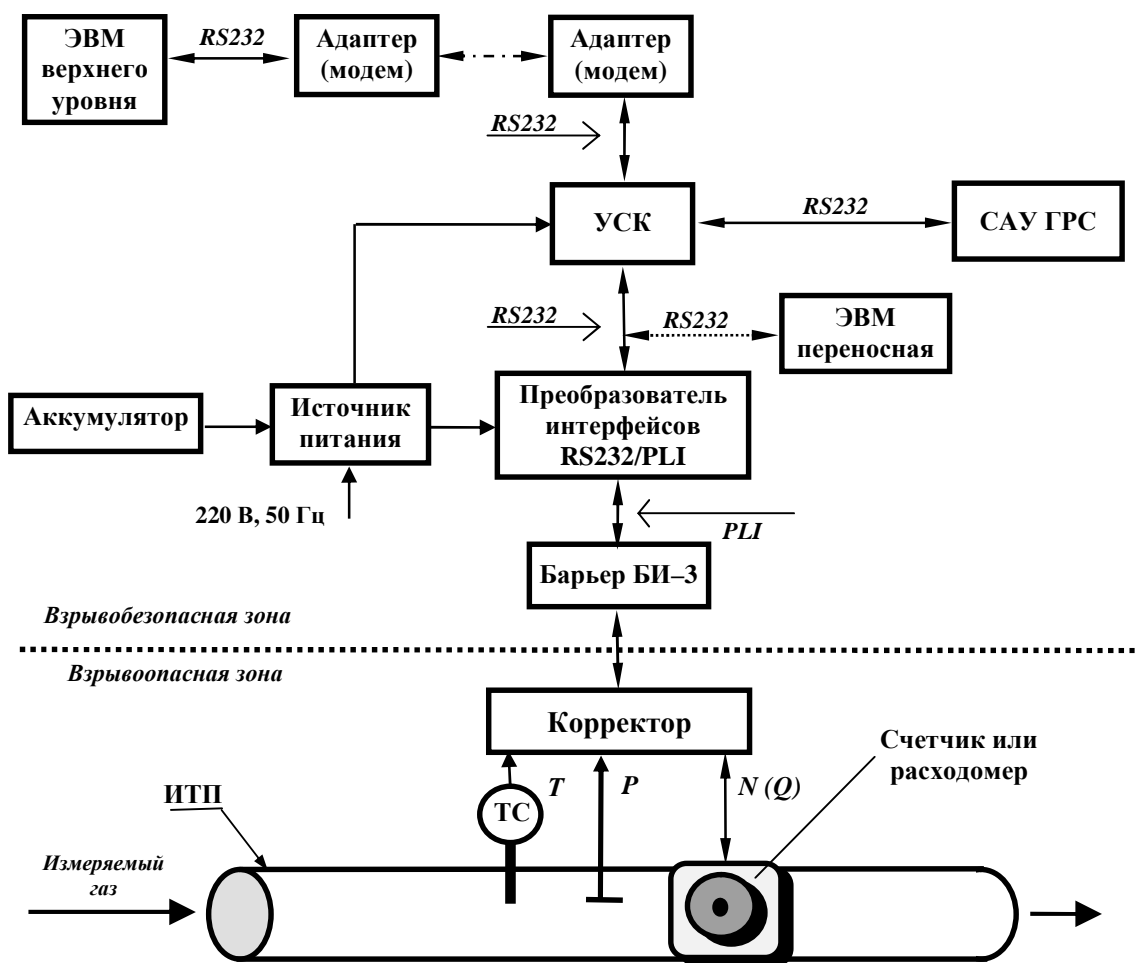


Рисунок 1.1 – Структурная схема Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 при обслуживании одного трубопровода

1.4.7 При измерении объема газа с помощью установленного в трубопроводе счетчика корректор вычисляет объем газа в рабочих условиях V_0 , в м^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 м^3 газа, $1/\text{м}^3$.

1.4.7.1 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 $\text{кгс}/\text{см}^2$, и температура, в K , измеряемого газа;

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

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

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

где $t_{\text{и}}$ – длительность периода импульсов, поступающих от счетчика, с.

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

1.4.8 Электропитание Комплекса осуществляется от источника питания (ИП), преобразующего напряжение промышленной сети переменного тока (220 В, 50 Гц), в стабилизированное напряжение постоянного тока. При исчезновении или аварийном снижении сетевого напряжения в ИП осуществляется автоматическое переключение цепей питания на резервный источник питания постоянного тока (аккумулятор, аккумуляторная батарея).

1.4.9 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:

CONCOR.EXE – программа конфигурирования и непосредственного обслуживания корректора;

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

1.4.9.1 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.

1.4.9.2 Сведения для обеспечения процедуры общения обслуживающего персонала с корректором в процессе выполнения программ **CONCOR.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;

— **поршневые манометры абсолютного давления 1 и 2 разрядов**, с пределами допускаемой основной погрешности измерений, соответственно, ± 13 и ± 27 Па в диапазоне до 130 кПа;

— **стеклянный ртутный термометр ТЛ-4**, с диапазоном измерений температуры от 0 до 50 °С, ценой деления 0,1 °С и абсолютной погрешностью $\pm 0,2$ °С;

— **магазин сопротивления Р4831**, с диапазоном установки сопротивления от 0,001 до 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;
- пневматический насос, с диапазоном регулирования давления от 0 до 250 кПа;
- комплект арматуры (запорные вентили, тройники, соединители, трубки) для подключения измерительных преобразователей давления корректора;
- преобразователь RS232/PLI, с комплектом соединительных кабелей;
- компьютер IBM PC, с программой обслуживания Комплекса;
- источник питания постоянного тока Б5-7, с диапазоном регулирования выходного напряжения от 2 до 30 В при номинальном токе нагрузки до 3 А.

1.6 Маркировка и пломбирование

1.6.1 Маркировка 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;
- 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-3-4". Формуляр. АЧСА.421443.001-05 ФО".

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

Схема размещения пломб на преобразователе-корректоре ПК-2 приведена в **приложении К**.

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

1.6.7 Пломбирование составных частей 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 технологические соединения измерительных преобразователей корректора закрываются колпачками, предохраняющими измерительные камеры 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 1.2.23 РЭ.

2.1.3 Преобразователи интерфейсов RS232/PLI, искробезопасный барьер БИ-3, устройство сопряжения комплексов «УСК» 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 цифровом 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-2 и ПК-2Т предназначены для измерений и преобразований в электрические кодовые сигналы температуры и абсолютного давления газа, проходящего по одному ИТП, 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-2Т 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-2 и ПК-2Т осуществляют с помощью счетчика.

2.2.1 Внешний вид корректора исполнения ПК-2 представлен на рисунке 2.1.

Корпус корректора – металлический, с двумя отвинчивающимися крышками. В закрытом состоянии крышки фиксируются специальными замками с возможностью пломбирования. На одной из крышек имеется окно, через которое можно ознакомиться с информацией, отображаемой **на цифровом показывающем устройстве** (жидкокристаллическом индикаторе) корректора. Показывающее устройство установлено на плате корректора, находящейся внутри корпуса. Сверху на корпусе установлена табличка с указанием основных параметров корректора.



Рисунок 2.1 – Внешний вид преобразователя–корректора ПК-2

В одном корпусе с платами корректора устанавливается **сенсор** измерительного преобразователя абсолютного (избыточного) давления, представляющий собой высокоточный преобразователь давления тензорезисторного типа, и преобразователь температуры (без ТС).

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 боковой части корпуса.

Защитное заземление корпуса выполнено в виде винтового соединения.

Корректор имеет маркировку взрывозащиты **1ExibПВТЗ 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), энерго-независимые 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-2);

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

— **блок счетчиков импульсов БСИ** – для приёма низкочастотного 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;

— **модем РЛИ**, 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;

— **жидкокристаллический индикатор** – для отображения информации при работе оператора непосредственно с корректором. Индикатор двухстрочный, в каждой строке 8 знакомест.

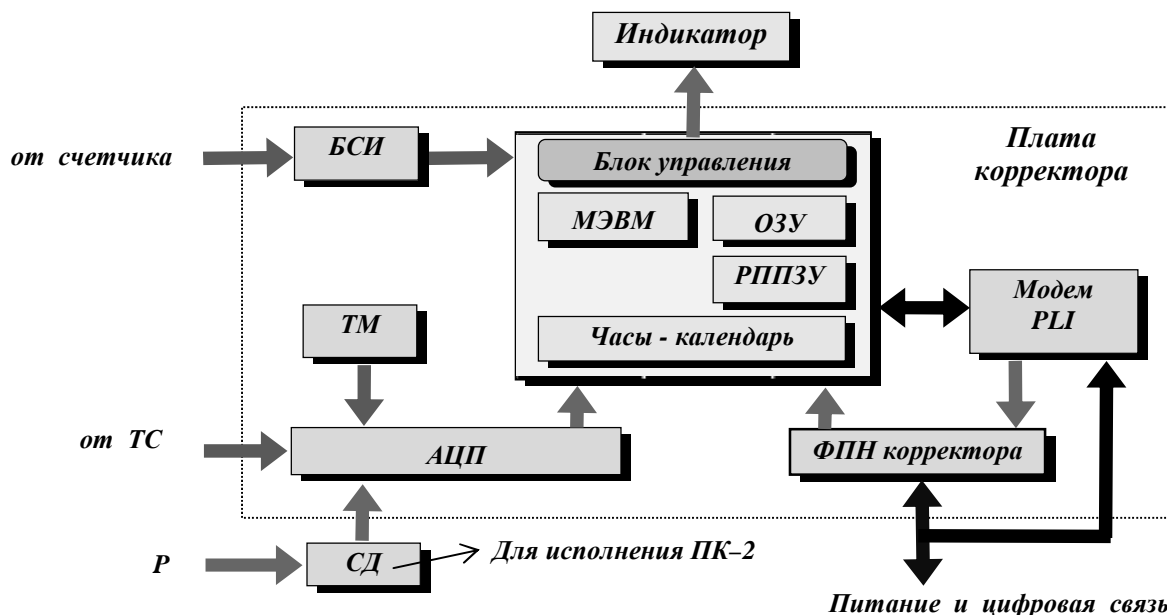


Рисунок 2.2 – Структурная схема корректора

2.2.3 Питание корректора производится от внешнего источника питания постоянного тока напряжением от 10.8 до 13.8 В с постоянным средним значением тока 15 мА. Потребляемая мощность – не более **0,25 Вт**. Если корректор находится во взрывоопасной зоне, то источник питания подключается к корректору через искробезопасный барьер. Через цепь питания осуществляется цифровая связь корректора с устройствами, работающими по интерфейсу РЛИ (Power Line Interface).

При отсутствии питания данные корректора сохраняются при помощи установленной на плате корректора литиевой батарейки, ёмкость которой достаточна для того, чтобы не менять батарейку за время службы корректора. Батарейка **обеспечивает режим сохранения до 10000 часов** без подключения основного питания.

2.2.4 Подключение питания к корректору осуществляется через клеммы разъема, установленного на плате корректора. На 12-контактной колодке разъема расположены также входы для приема сигнала от ТС, низкочастотного импульсного сигнала от счетчика и кодовых сигналов (с обменом по протоколу РЛИ) от измерительных преобразователей и расходомера.

2.2.5 Корректор воспринимает сигнал от термопреобразователя сопротивления (ТС) с термометрическим чувствительным элементом любого типа согласно 1.2.14.1 РЭ, в том числе с **медным** (ТСМ с НСХП 100М и Cu 100), либо **платиновым** (ТСП с НСХП 100П и Pt 100) чувствительным элементом..

В зависимости от конструкции ТС подключается к корректору **по трехпроводной или четырехпроводной схеме**.

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 условное давление измеряемого 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 неопределены. 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 и расходомеры, 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 некоррозионных 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, протекшему через счетчики.

2.3.1.1 **Общие технические данные счетчиков:**

- измерение объема газа производится при изменении расхода 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 **Ультразвуковой расходомер ГУВР – 011** относится к время-импульсным ультразвуковым расходомерам, работа которых основана на измерении разности времени прохождения ультразвукового сигнала по направлению потока газа в трубопроводе и против него в результате измерения полученная информация о расходе передается по интерфейсу **RS 485** на преобразователь корректор.

ГУВР-011 производства ЧАО «Тахион» (г. Харьков) применяется для коммерческого и технологического учета различных газообразных неагрессивных веществ, транспортируемых по трубопроводам круглого сечения в прямом или обратном направлении.

Расходомер предназначен для измерения в рабочих условиях объемного расхода и объема природного газа, физико-химические показатели которого соответствуют ГОСТ 5542 с плотностью при стандартных условиях от **0,67 до 1,0 кг/м³**, а также других газов с плотностью при стандартных условиях не менее **0,4 кг/м³**.

По принципу работы расходомер относится к время-импульсным ультразвуковым расходомерам, работа которых основана на измерении разности времени прохождения ультразвукового сигнала по направлению потока газа в трубопроводе и против него.

Электропитание расходомера осуществляется от сети переменного тока напряжением от 187 В до 242 В при потребляемой мощности не более 6 ВА, или от источника постоянного тока напряжением 12В с током потребления не более 0,1А.

Технические данные ультразвукового расходомера :

- измерение объема газа производится при изменении объемного расхода газа в диапазоне **от 1,0 до 10000 м³/ч**;
- порог чувствительности от **0,7 до 48 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 Q_t – ± 2,0 %** (с врезной секцией ПЭА);
- диаметр условного прохода трубопровода, мм – 50, 80, 100, 150, 200, 250, 300 или 400 мм;
- цена импульса (сигнал типа “сухой контакт”) при изменении расхода газа в диапазоне: **от 2 имп/ м³ до 20000 имп/ м³**;
- максимальное избыточное давление газа в трубопроводе – до **16 МПа**;
- условия эксплуатации – изменение температуры окружающей среды:
 - БПС без ЖКИ от минут 40 до плюс 55 °С при относительной влажности до 80 %;
 - БЭ с ЖКИ от минус 30 до плюс 55 °С при относительной влажности до 95%;
 - БЭ без ЖКИ от минус 40 до плюс 55 °С при относительной влажности до 100%;
 - ПЭА от минус 55 до плюс 70 °С при относительной влажности до 100%;
- габаритные размеры (в зависимости от модификации счетчика) – БЭ (исп.311): 220x145x135 мм; блок питания связи: 215x160x105 мм; преобразователь электроакустический врезной, давление 1,6 МПа: 37x95 мм;
- диаметр определяется диаметром условного прохода обслуживаемого трубопровода;
- масса – до 5,27 кг (в зависимости от модификации счетчика).

2.4 Преобразователь интерфейсов RS232/PLI АЧСА.468152.001 (далее – преобразователь) предназначен для преобразований физических уровней логических сигналов интерфейса RS232 в физические уровни логических сигналов интерфейса PLI (Power Line Interface).

Преобразователь применяется для организации обмена цифровой информацией между ПЭВМ (типа IBM PC AT), имеющей интерфейс пользователя RS232, и промышленными контроллерами, поддерживающими связь с преобразователем по интерфейсу PLI.

Преобразователь не является средством измерения. Преобразователь поддерживает устойчивую работу для скорости обмена 19200 бит/с. Вносимая преобразователем задержка передачи сигналов составляет не более 150 мс. Питание преобразователя осуществляется от источника постоянного напряжения 12 ±1,2 вольт.

Параметры электропитания преобразователя:

— собственный ток потребления – не более 70 мА.

Линия интерфейса Power Line:

— выходное напряжение – от 11 до 13 В;

— ограничение выходного тока – до 50 мА.

По защищенности от проникновения внутрь твердых частиц, пыли и воды корпус преобразователя соответствует степени защиты IP30 по ГОСТ 14254.

Эксплуатация преобразователя допускается при следующих условиях:

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

— относительная влажность до 95 % при температуре плюс 35 °С и более низких значениях температуры без конденсации влаги;

— воздействие синусоидальных вибраций частотой от 10 до 55 Гц с амплитудой смещения до 0,15 мм.

Габаритные размеры преобразователя не превышают 91 мм x 35 мм x 60 мм.

Масса преобразователя не превышает 0,1 кг.

2.5 Устройство сопряжения комплексов «УСК» (далее – устройство) предназначено для сопряжения измерительных комплексов коммерческого учета расхода газа (типа «ФЛОУТЭК») с другими комплексами (комплексами одоризации, САУ, устройствами связи, ПЭВМ оператора и др.) газораспределительных станций и газораспределительных пунктов.

Изменение параметров настройки каналов доступа (приоритет, адресация, скорость обмена) осуществляется с помощью специальной программы конфигурирования устройства.

Технические характеристики устройства:

— количество формируемых устройством информационных каналов доступа, работающих **одновременно в реальном масштабе времени** – 2;

— количество адресуемых по каналам доступа измерительных комплексов, непосредственно подключаемых к устройству – 3 (возможно каскадирование **до 255 измерительных комплексов** с непересекающейся адресацией);

— тип используемого интерфейса последовательной передачи данных – RS232;

— диапазон установки скорости обмена информацией по каналам доступа – от 300 до 115200 бит/с;

— параметры электрического питания от внешнего источника постоянного тока: напряжение – от 8 до 16 В (номинальное напряжение – 12 В); мощность потребления – не более 1,5 Вт.

2.6 Барьер искробезопасный БИ-3 АЧСА.468243.002 (далее - барьер) предназначен для осуществления питания расположенных во взрывоопасной зоне цифровых измерительных преобразователей (SMART-датчиков) с токовыми выходными сигналами или других устройств с цифровой обработкой сигналов и для обеспечения приема/передачи данных между указанными устройствами и вторичными средствами измерения и контроля, расположенными во взрывобезопасной зоне.

Барьер имеет входные искробезопасные электрические цепи уровня «ib» и маркировку взрывозащиты ExibIIB X по ГОСТ 12.2.020 и [Exib]IIB X по ГОСТ Р 51330.10*, соответствует ГОСТ 22782.5 и ГОСТ Р 51330.10* и предназначен для установки вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

По защищенности от воздействия окружающей среды барьер относится к изделиям климатического исполнения УХЛ 2 по ГОСТ 15150.

Через барьер осуществляется электрическое питание устройств, расположенных во взрывоопасной зоне. С помощью внешнего источника питания постоянного тока, имеющего выходное напряжение в пределах от плюс 10 до плюс 13,5 В, барьер обеспечивает следующие параметры питания для каждого подключаемого устройства:

- напряжение постоянного тока - не менее 7 В;
- постоянный ток - не более 125 мА.

Электрические параметры искробезопасных электрических цепей барьера не превышают значений:

- напряжение холостого хода (U_0) - 15,7 В;
- ток короткого замыкания (I_0) - 460 мА (исполнение АЧСА.468243.002) или 540 мА (исполнение АЧСА.468243.002-01).

Допустимые значения параметров линии связи барьера не должны превышать:

- электрическая емкость (C_0) - 2,5 мкФ (исполнение АЧСА.468243.002) или 2,3 мкФ (исполнение АЧСА.468243.002-01);
- индуктивность (L_0) - 2,0 мГн (исполнение АЧСА.468243.002) или 1,0 мГн (исполнение АЧСА.468243.002-01).

2.7 **Источник питания ИПИ 12/3** предназначен для питания технических средств Комплекса. Источник питания обеспечивает:

— **питание Комплекса от сети переменного тока** напряжением от **120 до 250 В** и частотой от **45 до 65 Гц**;

— **автоматический заряд подсоединенной резервной аккумуляторной батареи** с номинальной емкостью в пределах от 12 до 33 А*ч.

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 5 ВА.

Основные характеристики аккумулятора:

- номинальное выходное напряжение – 12,6 В;
- допустимый диапазон изменения напряжения – от 11,4 до 13,4 В;
- минимальная зарядная емкость – 16 А*ч;
- электрический ток при подзарядке – не менее 600 мА.

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

Одна переносная ЭВМ может выполнять указанные функции при обслуживании **от 1 до 15 Комплексов**.

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 1.2.23 РЭ;

— эксплуатация Комплекса осуществляется согласно 1.2.22 РЭ;

— длительность отсутствия основного питающего напряжения Комплекса (от сети переменного тока согласно 1.2.24 РЭ) не превышает 100 ч;

— 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.

3.1.4 При превышении допустимой длительности отсутствия основного питающего напряжения Комплекса и снижении выходного напряжения резервного источника питания постоянного тока (аккумулятора) ниже его допустимого предела Комплекс из всего объема выполняемых функций лишь сохраняет данные, записанные в память корректора.

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 однониточному трубопроводу при размещении приборов на открытом воздухе показана на рисунке 3.1.

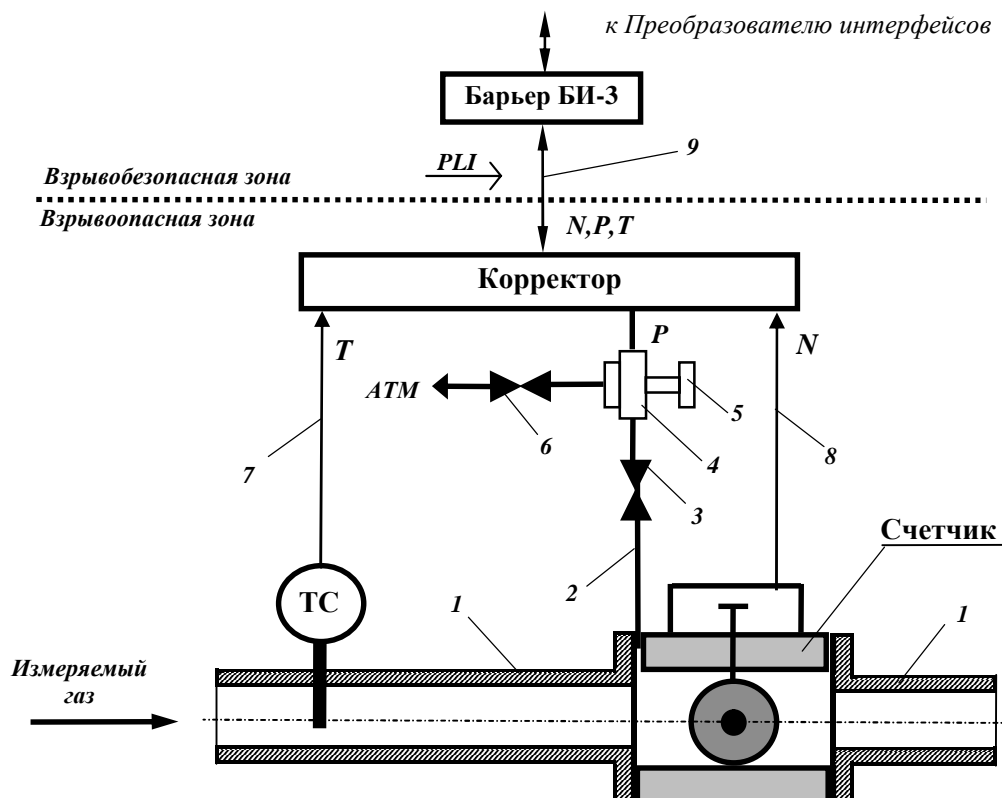


Рисунок 3.1 – Схема подключения счетчика и корректора Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 к трубопроводу (на открытом воздухе)

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 грозových 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.

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 БИ-3 по электрическому кабелю 9.

3.2.1.3 Схема подключения измерительных приборов Комплекса к одностороннему 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.

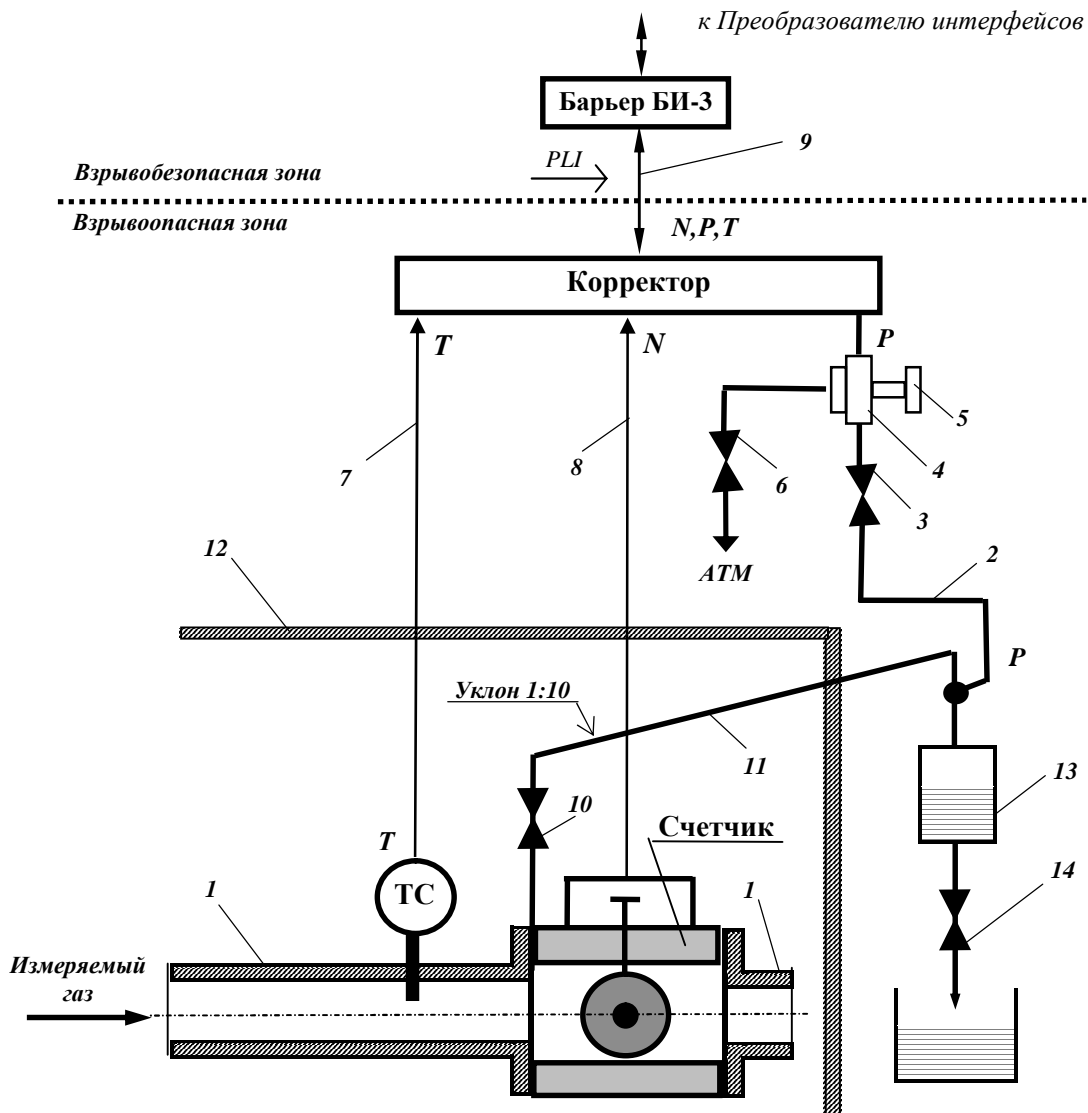


Рисунок 3.2 – Схема подключения счетчика и корректора Комплекса модификации ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 к трубопроводу (при размещении приборов в помещении)

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.

В рабочем состоянии вентили 3 и 10 открыты, вентиль 6 закрыт. Тройник 4 закрыт заглушкой 5.

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 показаны на схеме подключения, приведенной в **приложении Ж** (рисунок Ж.1).

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

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–3 – к клемме 4, 5 или 6 (“Общий”) разъема ХР2 барьера;
- барьер БИ–3 с преобразователем интерфейсов RS232/PLI – к клемме ХР1:3 (“Общий”) барьера;

— заземлить корпуса корректора и счетчика (расходомера), а также клемму ХР2:6 барьера БИ–3 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 мм² и не более 1,5 мм²;

— длина соединительных кабелей должна быть не более:

- кабеля, соединяющего ТС (сенсор) с корректором, – **30 м**;
- кабелей, соединяющих счетчик с корректором и корректор с барьером БИ–3, – **300 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–2 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–3 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 импульсной линии подачи давления в камеру СД корректора в рабочее положение;

— подать на источник питания Комплекса сетевое напряжение (220 ± 22) В частотой (50 ± 1) Гц;

— после прогрева 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 МПУ 290/03-2013;

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

- подключить ЭВМ к коммуникационному порту корректора (с помощью преобразователя интерфейсов) 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, проходящего 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 CONCOR.EXE**, запускают ее и далее следуют указаниям программы. Объем и очередность выполнения операций программы приведены в Руководстве оператора АЧСА.00001-01 34 01;

— после ввода всех параметров, указанных в программе CONCOR.EXE, 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 CONCOR.EXE имеет ряд версий, отличие которых зависит от модификации обслуживаемого Комплекса. При этом соблюдается совместимость более поздних версий с оборудованием, которое было изготовлено ранее.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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;

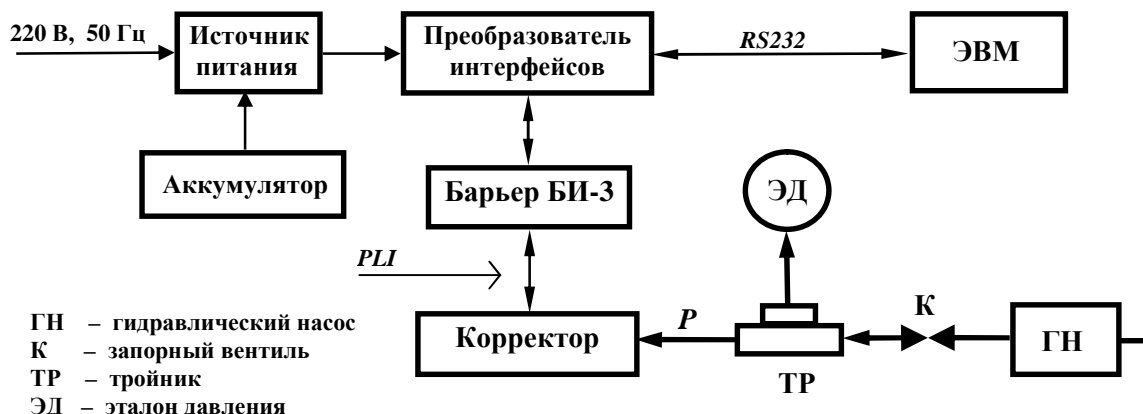


Рисунок 3.3 – Схема для проверки выполнения комплексом измерений абсолютного и избыточного давления

2) **устанавливают на ЭВМ программу CONCOR.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 постанковка на константы требует обязательного ввода паролей представителями двух сторон договора на поставку газа. При невыполнении этого условия объем газа, прошедшего за период постанковки на константы, добавляется не к штатному, а к аварийному объему (ПО «Продавец»);**

7) вводят единицу измерения давления 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 P_0 , измеренного барометром, например, 0,1 МПа. На дисплей ЭВМ выдается сообщение “Требуемое значение измеряемой величины в точке 1: 0.100 МПа. Изменить? (Y/N)”. Нажимают клавишу “N”;

13) на предложение программы “Подать на вход преобразователя измеряемую величину, соответствующую реперной точке 2” (вблизи верхнего предела измерений), с помощью гидравлического насоса ГН подают в камеру СД корректора давление, равное разности значений давления P_{max} и P_0 . 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 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;

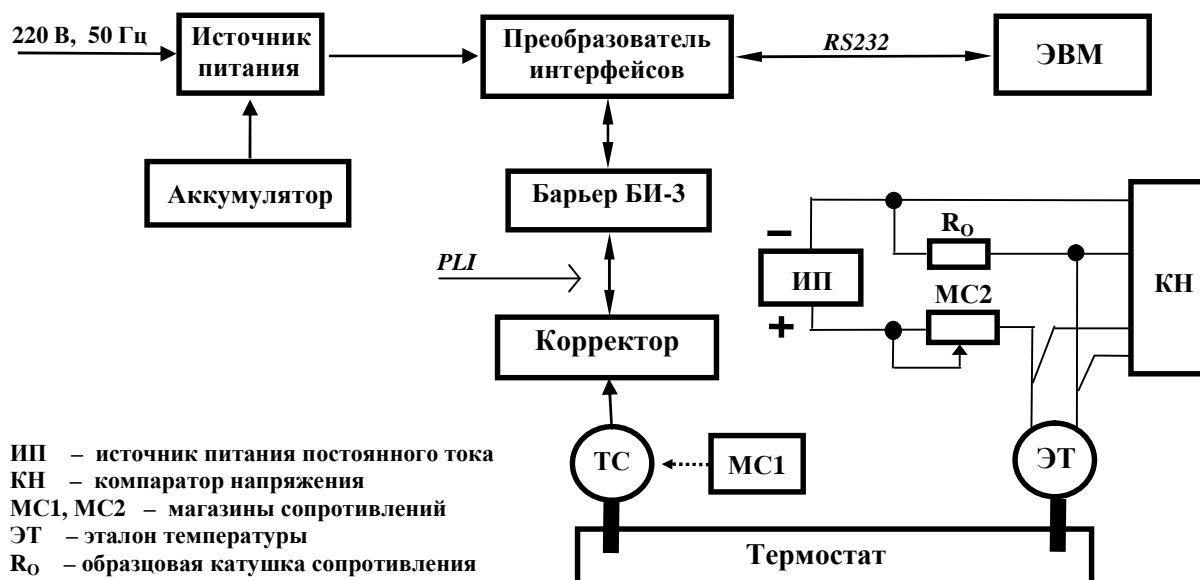


Рисунок 3.4 – Схема для проверки выполнения Комплексом измерений температуры

— 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 °C);

— 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 CONCOR.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 абсолютного (избыточного) давления* далее контролируют в следующем порядке:

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

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

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

Выполнение *измерений 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 MC1 поочередно сопротивления, соответствующие температуре, равной значениям t_{\min} , t_{cp} и t_{\max} , где t_{\min} и t_{\max} – минимальное и максимальное значения температуры газа; t_{cp} – среднее значение температуры газа, рассчитанное по формуле $t_{\text{cp}} = 0,5 \times (t_{\min} + t_{\max})$. Сопротивление устанавливают с учетом статической характеристики ТС, входящего в состав измерительного преобразователя;

— сравнивая показания магазина MC1, 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 **19200 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.

3.3.3.3 По всем неисправностям, возникающим в течение гарантийного срока, следует обращаться к предприятию–изготовителю **ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»** по адресу:

Украина, 04128, г. Киев–128, ул. Академика Туполева, 19.

Телефон/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 неисправен источник питания	А. Проверьте и замените искробарьер. Проверьте и замените источник питания
	Б. Обрыв самовосстанавливающихся резисторов в плате корректора из-за перегрузки	Б. Отключите питание от корректора, устраните причину перегрузки
	В. Неисправен корректор	В. Обратитесь к предприятию-изготовителю
2 Индикатор корректора выдает «застывшие показания»	А. Температура окружающей среды слишком низкая для устойчивой работы индикатора	А. Прогрейте помещение до температуры выше 0° С.
	Б. Неисправен корректор	Б. Обратитесь к предприятию-изготовителю
3 На индикатор корректора выводится сообщение «Enter PGM key» (расконфигурация)	А. Сбой в работе корректора	А. Выполните повторное конфигурирование корректора
	Б. Неисправен микропроцессорный модуль корректора	Б. Обратитесь к предприятию-изготовителю
4 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. Обрыв соединительных кабелей, например, интерфейса RS232	Б. Проверьте правильность подсоединения и целостность соединительных кабелей, устраните неисправность
	В. Неисправность устройств в линии передачи информации: барьера БИ-3 или преобразователя интерфейсов RS232/PLI	В. Проверьте и замените барьер БИ-3 или преобразователь RS232/PLI
	Г. Неверно задан адрес корректора, неактивирована связь с корректором или неверно задана скорость обмена	Г. Проверьте конфигурацию корректора. Проверьте установленную скорость обмена и выбор порта в программе «верхнего уровня»
5 Не калибруется измерительный преобразователь корректора:	А. На плату корректора не подается питание: сработал искробарьер или неисправен источник питания	А. Проверьте и замените искробарьер. Проверьте и замените источник питания
	Б. Корректор не выдает питание на преобразователь (сработал внутренний самовосстанавливающийся предохранитель)	Б. Отключите питание от корректора, устраните причину перегрузки
	– преобразователь давления	Б. Негерметичность в системе импульсных трубок
– преобразователь температуры	В. Неисправен калибровочный прибор	В. Замените калибровочный прибор
	Г. Неисправен преобразователь	Г. Обратитесь к предприятию-изготовителю
	Д. Короткое замыкание или обрыв в ТС	Д. Устраните короткое замыкание или обрыв в ТС
– преобразователь температуры	Е. Неисправен ТС	Е. Замените ТС
	Ж. Неисправен преобразователь	Ж. Обратитесь к предприятию-изготовителю
6 Корректор неправильно отсчитывает дату и время	А. Ошибка в конфигурации корректора	А. Проверьте правильность перехода на летнее и зимнее время
	Б. Неисправен корректор	Б. Обратитесь к предприятию-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 литиевой батарейки**, установленной на плате корректора и служащей для поддержания энергонезависимой памяти корректора. Для этого, при отключенном питании Комплекса проверяется напряжение на батарейке и если оно ниже нормы, то батарейку 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 «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 1.1.3.1 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 проверка Комплекса в соответствии с объемом и порядком, указанными в **Методике МПУ 290/03-2013**.

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 проверка Комплекса, включающая проверку корректора, должна проводиться один раз в два года по Методике **МПУ 290/03-2013** представителями служб государственной метрологической аттестации. Результаты периодической проверки заносятся в формуляр Комплекса АЧСА.421443.001–02 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 проверки 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 проверки 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 проверки корректора тройник 4 закрывают заглушкой 5, открывают отсекающие вентили 3 и 10, закрывают вентиль сброса 6.

4.3.2.3 Для проверки 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 противокоррозионная защита корректора Комплекса соответствует варианту ВЗ-10, а внутренняя упаковка – варианту ВУ-5 по ГОСТ 9.014.

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

4.4.2 Временная противокоррозионная защита и внутренняя упаковка остальных технических средств 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 CO 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 Наличие функции автоматического поддержания заданного режима работы объекта измерений (Р – есть; О – нет)	
9 Вид связи между Комплексом и ЭВМ диспетчерского пункта (ТК – телефонный канал; ДПЛ – выделенная двухпроводная линия; ЛГС – четырехпроводная линия громкоговорящей связи; РК – радиоканал)	

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

— при использовании корректора ПК-2 (с измерительным преобразователем давления):

"Комплекс измерительно-управляющий ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 ТУ У 33.3-22192141-003-2001" ;

— при использовании температурного корректора ПК-2Т (без измерительного преобразователя давления):

"Комплекс измерительно-управляющий ФЛОУТЭК-ТМ-3-4-Т 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;
- тип средств измерительной техники, используемых для обслуживания трубопровода.

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 оперативного интервала времени, выбираемая из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20 и 30 мин;
- вид измеряемого давления газа (абсолютное или избыточное давление);
- вид давления газа (абсолютное или избыточное давление), 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, прошедшего 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 Результаты ввода информации в память корректора фиксируются в **Протоколе конфигурирования корректора**.

***Примечание** – Если значения верхних пределов измерений абсолютного (избыточного) давления газа Комплекса согласно 1.2.13 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 (не в норме), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 2 <Д/Т> не NAN (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 3 <Д/Т> NAN (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 4 <Д/Т> меньше *max* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 5 <Д/Т> больше *max* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 6 <Д/Т> больше *min* (в норме), кон. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 7 <Д/Т> меньше *min* (не в норме), нач. ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 8 <Д/Т> единица измерений в норме (не в норме), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 9 Нач. (кон.) обслуживания канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 10 Нач. (кон.) формирования НСХП канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 11 Нач. (кон.) использования НСХП канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 12 Изменена калибровка канала <Д/Т>; <объем с начала суток> м³
- 13 Нач. (кон.) замены измерений <Д/Т> константой
- 14 Нач. замены измерений <Д/Т> несанкционированной константой
- 15 Нач. (кон.) замены расхода при рабочих условиях константой
- 16 Значение <Д/Т> стало выше (ниже или равным) ВПИ; <объем с начала суток> м³
- 17 Значение <Д/Т> стало ниже (выше или равным) НПИ; <объем с начала суток> м³
- 18 Значение <Д/Т> стало выше (ниже или равным) ВМП; <объем с начала суток> м³
- 19 Значение <Д/Т> стало ниже (выше или равным) НМП; <объем с начала суток> м³
- 20 Д_{АБС} в норме (меньше *min* P_{АТМ}), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 21 Вязкость в норме (не в норме), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 22 Коэффициент K_{СЖ} в норме (меньше 0), кон. (нач.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 23 Число Рейнольдса стало нормальным (вышло за допустимый предел); <объем с начала суток> м³
- 24 Условия для расчета *F* стали нормальными (ненормальными); <объем с начала суток> м³
- 25 Расчет K_{СЖ} стал возможен (не возможен); <объем с начала суток> м³
- 26 Нач. (кон.) деления на 0 при расчете, нач. (кон.) ЗПЗ; <объем с начала суток> м³
- 27 Скорость ротора счетчика стала нормальной (превысила допускаемую величину); <объем с начала суток> м³
- 28 Включено (выключено) питание корректора
- 29 Конфигурирование корректора
- 30 Рестарт программы корректора
- 31 Реинициализация базы диагностики (архива)
- 32 Реинициализация базы вмешательств
- 33 Реинициализация режима измерений
- 34 Реинициализация общих признаков состояния
- 35 Реинициализация признаков состояния по трубопроводу
- 36 Реинициализация объема (при стандартных или рабочих условиях) с начала наблюдения
- 37 Реинициализация объема с начала оперативного интервала, часа или суток
- 38 Реинициализация суточных аварийных данных
- 39 Реинициализация накопленных оперативных, часовых или суточных данных
- 40 Реинициализация признаков в оперативных, часовых или суточных данных
- 41 Реинициализация признаков обслуживания

Примечания:

1 Сообщения, приведенные в перечислениях 18 и 19, формируются при превышении параметрами методических пределов измерений, указанных в РД 50–213 и ГОСТ 30319.2.

2 Сообщение, приведенное в перечислении 24, 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 (Q_{stop}), м³/ч
- 15 Тип статического давления
- 16 Единица измерений Д и атмосферного давления
- 17 Максимально возможное Д, кгс/см² (МПа)
- 18 Количество импульсов на 1 м³ (или объем, приходящийся на 1 импульс счетчика, м³)
- 19 Счетчик десятков миллионов при рабочих условиях
- 20 Оперативный интервал, мин
- 21 Длительность периода калибровки при работе или калибровке, с
- 22 Контрактный час, ч
- 23 Пароль для записи данных
- 24 Время (Часы, Минуты, Секунды)
- 25 Дата перехода на летнее и зимнее время (День, Месяц)
- 26 Время перехода на летнее и зимнее время (Час)
- 27 Параметры НСХП каналов Д, Т
- 28 Значение константы <Д/Т>
- 29 Постановка <Д/Т> на константу и снятие с константы
- 30 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 (НПИ) и верхний (ВПИ) пределы измерений давления газа, МПа;
- нижний (НПИ) и верхний (ВПИ) пределы измерений температуры газа, $^{\circ}C$;
- значение максимально допустимого расхода газа через счетчик, $м^3/ч$ ($кг/ч$);
- значение расхода газа, при котором и ниже которого счетчик прекращает измерение объема газа, проходящего 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 «Qстоп < Qv < Qminпл» 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
- Нсвmaxмви, Нсвminмви – верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Нсв
- Р – давление газа
- Рабс – абсолютное давление газа
- Ризб – избыточное давление газа
- Рmax, Рmin – верхняя и нижняя границы установленного диапазона для Р
- Рmaxмви, Рminмви – верхняя и нижняя границы установленного МВИ диапазона для Р
- Qmax – верхний предел измерений расхода газа при р.у.
- Qmin – минимальный расход газа при р.у.
- Qmaxл, 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

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

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

Д.7.2 **Перечень аварийных признаков**, формируемых 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	$R_{абс} > R_{абс\max}$	–	Требование 8.2.2 «Правил обліку газу»	
7	$R_{абс} < R_{абс\min}$	$R_{абс} = R_{абс\min}$		
8	Нет связи с датчиком T	T		
9	$T > T_{\max}$			
10	$T < T_{\min}$			
11	$T > T_{\max\max}$			Требование 8.2.2 «Правил обліку газу»
12	$T < T_{\min\min}$			
13	$Q_v > Q_{\max l}$		Q_v	Требование 8.2.1 «Правил обліку газу»
14	$Q_{\text{стоп}} < Q_v < Q_{\min l}$	$Q_v = Q_{\min l}$		
15	$Q_v \leq Q_{\text{стоп}}$	–		
16	Деление на ноль или значение расхода NAN	K_c, Q_v		
17	$K_{сж} \leq 0$	K_c		
18	Нарушены условия расчета F	–	При методе расчета $K_{сж}$ по РД50	
19	Нарушены условия расчета $K_{ш}$	–	При методе расчета $K_{сж}$ по NX19 мод. или GERG-91 мод.	
20	$H_{св} > H_{св\max}$	–	Требование 8.2.2 «Правил обліку газу»	
21	$H_{св} < H_{св\min}$	–		
22	Q_v на несанкц. константе	–	Требование 8.2.5 «Правил обліку газу»	
23	P на несанкц. константе	–		
24	T на несанкц. константе	–		
25	$R_{изб} > 0.005$ 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 $R_{абс}$** , не формируются.

2 Аварийные признаки 25 и 26 формируются, если коррекция выполняется только по температуре газа (используется температурный корректор). В этом случае $R_{изб}$ 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 1.2.14 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-3-4

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:

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/м ³	0.68	Мол. доля CO ₂ , %	0.14
Вид давления	Абсолютное	Мол. доля N ₂ , %	2.73
НПИ давления, кгс/см ²	1.000	ВПИ давления, кгс/см ²	90.000
НПИ температуры, гр.Целс	-30.00	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

ЧАСОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ

Дата	Время		Объём, м ³		Ср. давл., кгс/см ²	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-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:

Т/п 1:

Суточный отчет за 30 октября 2007 года

Дата	Время		Объём, м ³		Ср. давл., кгс/см ²	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., м ³	180.6
Аварийный объем за сутки при с.у., м ³	2369.2
Полный объем за сутки при с.у., м ³	2549.2
Безаварийный объем за сутки при р.у., м ³	11.2
Аварийный объем за сутки при р.у., м ³	150.6
Полный объем за сутки при р.у., м ³	161.8
Длительность АС Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл} за сутки, ч:мин:с	00:05:48
Общая длительность аварийных ситуаций за сутки, ч:мин:с	22:57:20
Показания счетчика газа на конец отчетного периода при р.у., м ³	397

АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ

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

31.10.07	15:51:20	Q _{стоп} < Q _v < Q _{min} 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 _{max}	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-3-4 (ФЛОУКОР) № 1:
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 _{min}	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-3-4

Коммерческий отчет

ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:

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 _{min} пл 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 _{min} пл	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 _{max} л	00:04:26	124	1977.1	3
31.10.07 15:51:20	Q _{стоп} < Q _v < Q _{min} пл T < T _{min}	00:01:20	4	66.5	1

Лист 1 из 3

ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:

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} мви	00:00:20	1	11.7	1
Итого:			68:58:48	3797	103282.5	

АВАРИЙНЫЕ ПРИЗНАКИ

Основной признак аварийной ситуации	Длительность ЧЧ:ММ:СС	Объём, 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
Q _{стоп} < Q _v < Q _{minл}	00:07:50	6	94.5	3
Итого:		68:58:48	3797	103282.5

ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ СООБЩЕНИЯ

Дата	Время	Сообщение	Объём с начала суток (с.у.), 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-3-4 (ФЛОУКОР) № 9:
Месячный отчет за октябрь 2007 года

Т/п 1:

ВМЕШАТЕЛЬСТВА В РАБОТУ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ

Дата	Время	Наименование параметра	Значение параметра	
			старое	новое
29.10.07	16:53:44	Контрактный час, ч	0	17
29.10.07	16:53:49	Когда на летнее время	00ч 00 00	03ч пВс 03
29.10.07	16:53:54	Когда на зимнее время	00ч 00 00	04ч пВс 10
29.10.07	16:54:02	Молярная доля CO ₂ , %	0	0.14
...
29.10.07	16:56:34	Макс.возможное P, кгс/см ²	0.0000	105.00
29.10.07	16:56:39	Q _{стоп} , 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
(обязательное)

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

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

Таблица Е.1

Наименование	Единица измерений	Условное обозначение, выводимое на индикатор
1 Температура газа	$^{\circ}\text{C}$	T
2 Абсолютное давление газа	МПа, кгс/см ²	AP
3 Избыточное давление газа	МПа, кгс/см ²	GP
4 Коэффициент сжимаемости газа	–	K
5 Объемный расход газа при с.у.	м ³ /ч	Q
6 Объемный расход газа при рабочих условиях (р.у.)	м ³ /ч	Qu
7 Объем газа при с.у., вычисленный с начала текущих суток	м ³	V
8 Аварийный объем газа при с.у., вычисленный за текущие сутки	м ³	AV
9 Объем газа при ст.у., вычисленный за предыдущие сутки	м ³	Y
10 Объем газа в р.у. (показания счетчика с начала контроля параметров газа)	м ³	W
11 Объем газа при с.у., вычисленный с начала контроля параметров газа (после последнего конфигурирования корректора)	м ³	m3
12 Длительность цикла расчетов	с	Cycle
13 Установленный контрактный час	ч	Con.Hour
14 Установленная скорость обмена информацией с ЭВМ	бит/с	Rate bps
15 Адрес корректора	–	Address
16 Текущая дата	ДД, ММ, ГГ	Date
17 Текущее время	ЧЧ:ММ:СС	Time
18 Текущий день недели	–	Day
19 Требуется повторное конфигурирование	–	Enter PGM key
<i>Примечание</i> – Единица измерений давления «кгс/см ² » индицируется в виде «kg/cm».		

Е.2 Индикация параметров на цифровом показывающем устройстве корректора осуществляется в режиме автоматического листания с заданным периодом. Период задается из ряда: 1, 5 и 10 с.

Е.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 «Enter PGM key». При этом работа в режиме автоматического листания параметров приостанавливается до выполнения повторного конфигурирования корректора.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

Схема подключения приборов Комплекса

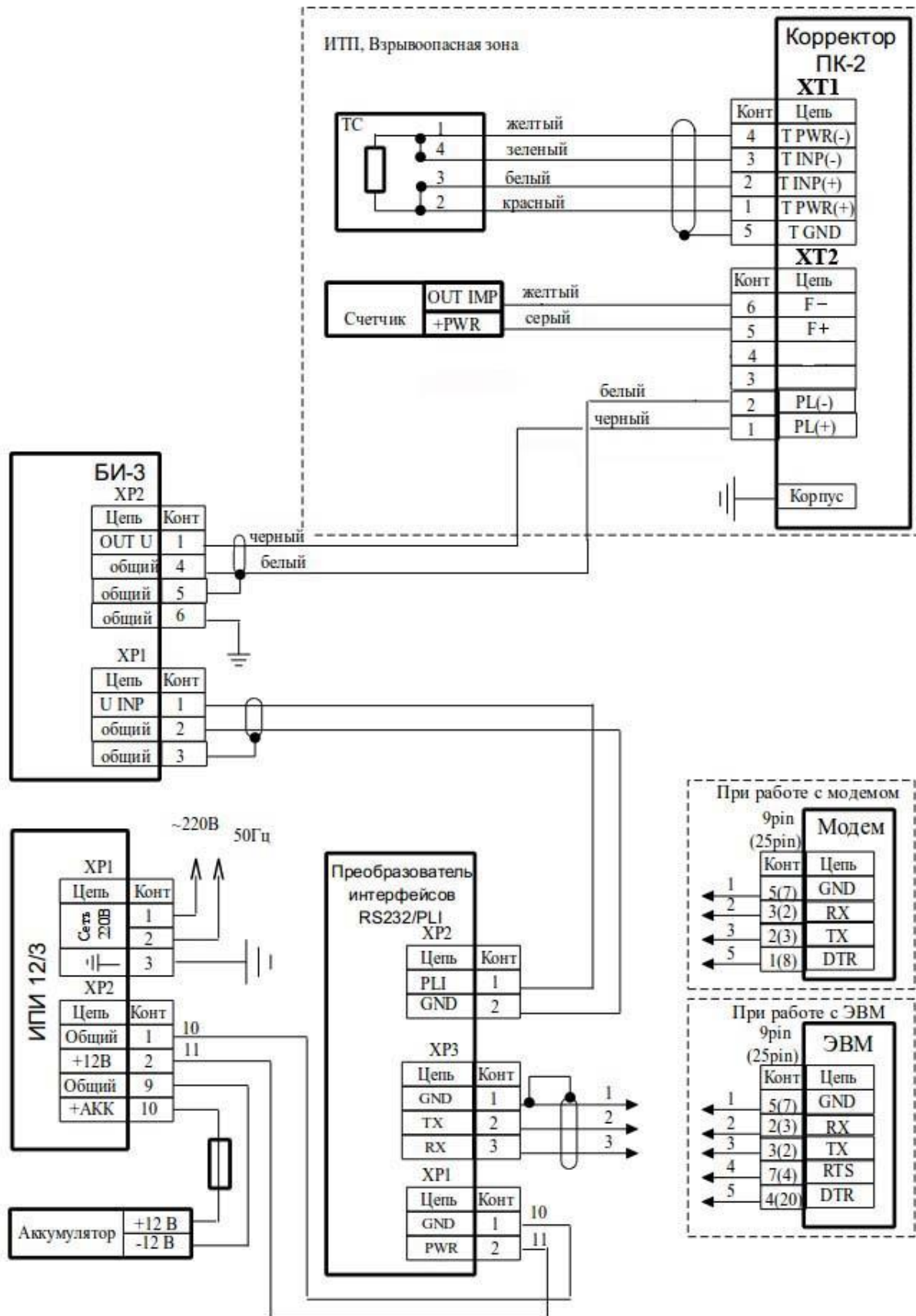


Рисунок Ж.1 – Схема подключения корректора Комплекса модификаций ФЛОУТЭК-ТМ-3-4 и ФЛОУТЭК-ТМ-3-4Т при обслуживании одного трубопровода

Приложение К
(справочное)

Схема размещения пломб на корректоре ПК-2

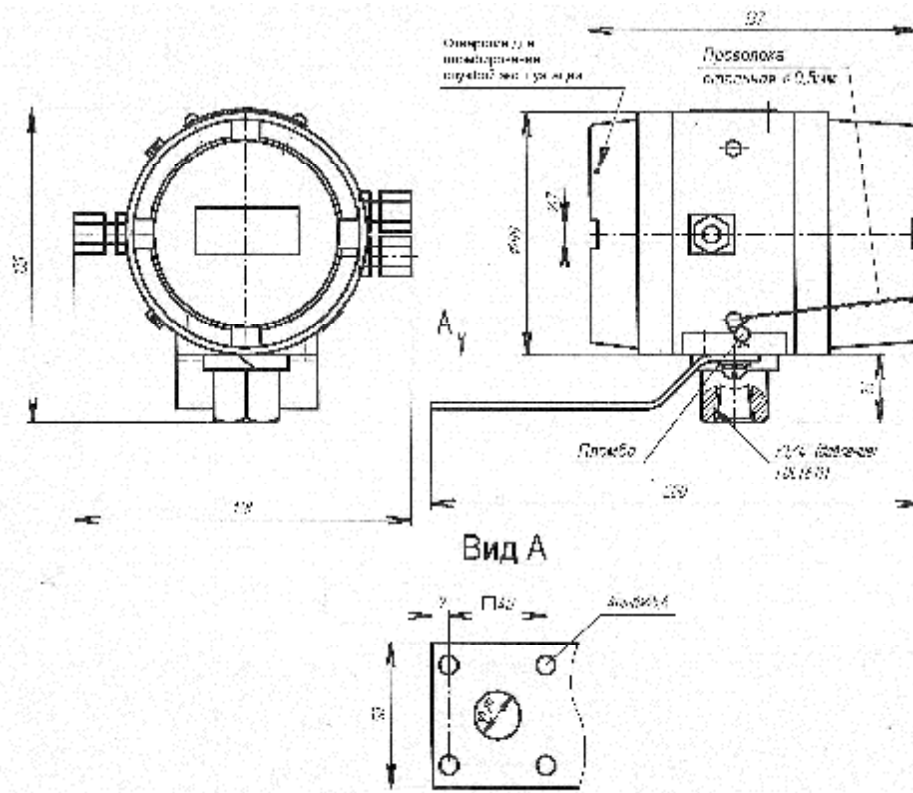


Рисунок К.1 – Внешний вид корректоре ПК-2 под штуцер сенсора давления до 70 кг/с/см2

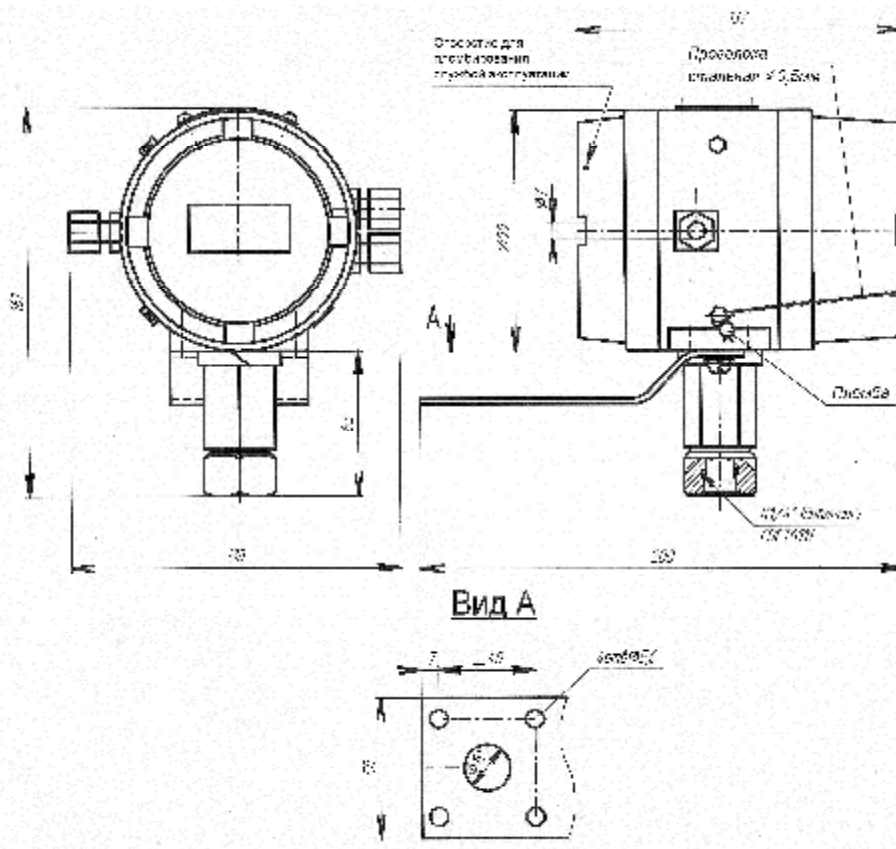


Рисунок К.2 – Внешний вид корректоре ПК-2 под штуцер сенсора давления свыше 70 кг/с/см2

Приложение Л
(обязательное)

Перечень нормативных документов (НД), на которые даны ссылки в РЭ

Таблица Л.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, 2.7
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)	1.2.24, 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 среды	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, 1.4.7.1, 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 Л.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, IDT)	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	1.2.15.1, 1.2.17
Методика повірки МПУ 290/03-2013	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, 1.4.7.1, 2.2, Приложения А, В

