

ООО «ДП УКРГАЗТЕХ»

**КОМПЛЕКС ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ
«ФЛОУТЕК - ТМ»**

Паспорт

АЧСА.421443.001-01 ПС

1 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.1 Эксплуатация Комплекса измерительного "ФЛОУТЕК - ТМ" АЧСА.421443.001 (далее - Комплекс) должна обеспечиваться лицами из состава работников, прошедших обучение и изучили эксплуатационную документацию Комплекса и его составные части.

1.2 В тексте ПС приняты следующие сокращения и условные обозначения:

ИТП - измерительный трубопровод;

СИТ - совместимое средство измерительной техники;

НСХП - номинальная статическая характеристика преобразования;

ОНТ - усредняющая напорная трубка;

СУ - стандартное сужающее устройство;

ТС - термопреобразователь сопротивления;

ЭВМ - электронно-вычислительная машина, в том числе, переносной компьютер;

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

Q_{max} , Q_{min} - технологические параметры "Максимальный расход газа" и "Минимальный расход газа";

ΔP_H , ΔP_L - технологические параметры "Дифференциальное давление при максимальном расходе газа" и "Дифференциальное давление при минимальном расходе газа".

2 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

2.1 Наименование изделия:

Комплекс измерительный «ФЛОУТЕК - ТМ - _____ - _____ - _____

заводской номер _____

2.2 Заводской номер Вычислителя: _____

2.3 Дата выпуска: « _____ » _____ 202 ____ г.

2.4 Диапазон преобразований давления:

2.4.1 Для ИТП № 1 от 0 до _____ МПа (кгс / см²).

Вид давления (ненужное вычеркнуть): **абсолютный избыточный**.

2.4.2 Для ИТП № 2 от 0 до _____ МПа (кгс / см²).

Вид давления (ненужное вычеркнуть): **абсолютный избыточный**.

2.4.3 Для ИТП № 3 от 0 до _____ МПа (кгс / см²).

Вид давления (ненужное вычеркнуть): **абсолютный избыточный**.

2.5 Диапазон преобразований дифференциального давления:

2.5.1 Для ИТП № 1 от 0 до _____ кПа (кгс / м²).

2.5.2 Для ИТП № 2 от 0 до _____ кПа (кгс / м²).

2.5.3 Для ИТП № 3 от 0 до _____ кПа (кгс / м²).

2.6 Диапазон преобразований температуры:

2.6.1 Для ИТП № 1 от минус _____ до плюс _____ ° С.

2.6.2 Для ИТП № 2 от минус _____ до плюс _____ ° С.

2.6.3 Для ИТП № 3 от минус _____ до плюс _____ ° С.

2.7 Метод расчета коэффициента сжимаемости _____

2.8 Изделие сертифицировано:

- Государственным предприятием «Всеукраинский государственный научно-производственный центр стандартизации, метрологии, сертификации и защиты прав потребителей» (ДП «Укрметртестстандарт», зарегистрированным по № UA.TR.001. Сертификат проверки типа UA.TR.001 56-17 Rev.1;

- органом по оценке соответствия продукции (назначенный по регистрационному номеру UA.TR.115) - ООО «СЕРТИС-ЦЕНТР». Номер сертификата экспертизы типа СЦ 18.0183.

2.9 Предприятие-производитель:

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

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

E-mail: dpugt@dgt.com.ua

Web: www.dgt.com.ua

3 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ

3.1 Назначение

3.1.1 Комплекс является средством измерительной техники, относится к группе интеллектуальных микропроцессорных приборов и предназначен для измерений температуры, давления, объемного расхода и объема или массы (далее – параметры) газа, в том числе горючих природных газов, физико-химические параметры которых отвечают ГОСТ 5542, прошедших через измерительный трубопровод (далее - трубопровод или ИТП) за заданный период времени, с приведением объемного расхода и объема к стандартным (нормальным) условиям согласно ГОСТ 2939.

В вычислитель Комплекса устанавливается программное обеспечение (ПО) одного из двух типов: ПО первого типа - для поставщика газа (далее по тексту - ПО «Продавец»), ПО второго типа - для потребителя газа (далее по тексту - ПО «Покупатель»).

Существующие версии ПО обеспечивают формирование и хранение в памяти Комплекса в соответствии с «Правила учета газа» мгновенных, оперативных, почасовых 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;

Комплекс обеспечивает работу в составе со счетчиками, счетчиками-расходомерами и массовыми расходомерами, в том числе ротационными и турбинными газовыми счетчиками (далее - счетчики), расходомерами, в том числе кориолисовыми, ультразвуковыми и вихревыми расходомерами (далее по тексту - расходомеры) и с хроматографами газа.

3.1.2 Комплекс предназначен для длительного непрерывного режима работы и обеспечивает одновременное обслуживание от одного до трех трубопроводов.

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

а) по устойчивости к влажности и воды – не подлежат использованию в условиях конденсации воды, осадков или ледовых образований. Этот класс оборудования может использоваться в стационарных офисах, цехах и других помещениях для специального использования;

б) по устойчивости к механическим воздействиям - внешние механические условия класс **M2**;

в) по устойчивости к электромагнитным воздействиям - класс **E2**;

г) взрывоопасного исполнения согласно требованиям стандартов **EN 50015-50020, EN 50039**,

д) климатического исполнения - для применения при температуре окружающей среды от **минус 40 до плюс 70 °С и относительной влажности до 95%**;

е) по наличию информационной связи - к изделиям, предназначенным для информационной связи с другими изделиями;

ж) по способу обработки измерительной информации - к изделиям, принадлежащим к группе интеллектуальных микропроцессорных приборов.

3.1.4 Комплексы имеют маркировку взрывозащиты: **II 2G Ex ib IIB T3 Gb**, и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах.

3.1.5 Функциональность комплекса определяется вычислителем **ВР-2** или **ПК-В** в его составе.

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

- комплекс **исполнения 1**: вычисление объема и расхода газа по методу переменного перепада давления с использованием стандартных весовых устройств в соответствии с ДСТУ ГОСТ 8.586.1, 2, 5;
- комплекс **исполнения 2**: автоматическое преобразование количества газа, измеренной при фактических условиях измерения присоединенным счетчиком газа, количество газа при стандартных условиях.

Доступны модификации комплексов и/или их комбинации соответствуют следующим ограничениям согласно вычислителя, используемого в составе комплекса:

- обе модификации имеют ограничения по количеству каналов (трубопроводов), на которых одновременно выполняются преобразования и/или вычисления объема газа – суммарно не более трех;
- модификации в составе с вычислителем ВР-2 реализуют преобразование и/или вычисления объема одновременно нескольких каналов измерения с применением комплексов **исполнения 1** и/или комплексов **исполнения 2** или любых их комбинаций (при условии, что при применении вычислителя **ВР-2** количество трубопроводов со счетчиками газа не может превышать двух в одном вычислителе);
- модификации в составе с вычислителем **ПК-В** реализуют преобразование и/или вычисления объема:

а) при применении **ПК-В** в комплексах **исполнение 1** – в состав вычислителя входит встроенный преобразователь давления и встроенный преобразователь дифференциального давления;

б) при применении **ПК-В** в комплексах **исполнения 2** – в состав вычислителя входит встроенный преобразователь давления. Один из каналов может использоваться для подключения счетчика газа, который находится в взрывобезопасной зоне.

Состав преобразователей определяется исполнением комплекса.

3.1.7 Комплекс может применяться для учета, том числе коммерческого учета газа на промышленных объектах газовой, нефтегазодобывающей, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности и объектах коммунального хозяйства, а также в составе автоматизированных систем коммерческого учета.

3.1.8 Комплекс может эксплуатироваться:

- во взрывоопасных зонах и помещениях класса 2 (согласно главе 4 Правил ДНАОП 40.1.32-01), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий **ПА** и **ПВ** групп **T1, T2** и **T3** по **ГОСТ 12.1.011**.

- при температуре окружающей среды от **минус 40 до плюс 70 °С** и **относительной влажности до 95% при температуре 35 °С**.

3.2 Основные функции

3.2.1 Комплекс, в зависимости от модификации, обеспечивает возможность измерений расхода газа по следующим методам:

а) по методу переменного перепада давления на стандартном устройства сужения потока

(на диафрагме) или на усредняющей напорной трубке. Измерение перепада давления согласно действующим нормативным документам осуществляется на сужающем устройства в соответствии с ДСТУ ГОСТ 8.586.1 и ГОСТ 8.586.5 или на усредняющей напорной трубке - по методике МПУ 290/03-2013;

б) с помощью счетчиков, имеющих импульсные выходные сигналы;

в) с помощью расходомеров, имеющих кодовые выходные сигналы.

Комплексы обеспечивают преобразование объемного расхода и объема газа к стандартным условиям согласно ДСТУ EN 12405 за одним из следующих методов (согласно заказу):

- преобразование как функция температуры и давления (PTZ – коррекция);
- преобразование как функция температуры (T – коррекция) .
- измерений параметров газа по каждому обслуживаемому трубопроводу;
- вычисление значений расхода и объема газа при рабочих условиях на основании последовательности импульсов, поступающих от счетчика газа;
- вычислений:
 - расхода и объема газа в соответствии с действующими нормативными документами;
 - объема газа и средних значений температуры, абсолютного (избыточного) давления, дифференциального давления за заданный оперативный интервал, за часовой интервал и за контрактные сутки;
- передачу информации на верхний уровень по каналу связи с интерфейсами RS232, RS485 или с другим интерфейсом;
- формирования и хранения в памяти секундных, оперативных данных (данных за оперативный интервал времени), часовых данных (данных за часовой интервал) и суточных данных в виде записей, содержащих результаты измерений и вычислений и сообщения об аварийных ситуациях в работе и о вмешательстве оператора в работу ;
- формирования и передачи в ответ на запросы ЭВМ верхнего уровня информации о результатах измерений и вычислений по каналу связи.

3.2.2 Комплекс фиксирует аварийные ситуации во время эксплуатации и сохраняет информацию о их продолжительность согласно «Правилам определения объемов природного газа».

К аварийным ситуациям относятся ситуации, по которым:

- текущие значения измеряемых величин вышли за пределы диапазонов;
- работа комплекса за пределами диапазона, в котором разрешено применение алгоритма вычислений (за температурой, абсолютным давлением, числом Рейнольдса, химическому составу природного газа, плотностью, высокой теплотой сгорания и тому подобное);
- текущие значения расчетных величин вышли за границы;
- отсутствует электрическое питание, которое обеспечивает работу комплекса в штатном режиме;
- текущие значения измеряемых величин заменены на константы.

3.2.3 Комплекс обеспечивает ввод в память вычислителей:

- информации, которая вводится при начальном конфигурировании, в объеме, указанном в таблице 4.1;
- информации, общей для всех трубопроводов, в объеме, указанном в таблице 4.2;
- информации, индивидуальной для каждого трубопровода, в объеме, указанном в таблице 4.3.

3.2.4 При использовании ЭВМ Комплекс обеспечивает:

- введение в память вычислителя, вывод на индикацию и, при необходимости, корректировки данных, указанных в 3.2.2 ВС;
- замену измерительной информации на константы;
- вывод на экран дисплея ЭВМ (далее - дисплей ЭВМ) информации, сформированной при выполнении функций по 3.2.1 ВС;
- формирование на базе архивных данных, полученных при выполнении функций по 3.2.1 ПС, суточного и месячного отчетов и протокола регистрации аварийных и внештатных ситуаций.

3.2.5 Комплекс обеспечивает вывод на индикатор цифрового устройства вычислителя информации, перечень которой приведен в паспорте вычислителя.

3.3 Основные характеристики

3.3.1 Комплексы обеспечивают ввод в память Вычислителей информации, которая характеризует:

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

3.3.2 Комплексы обеспечивают по каждому трубопроводу:

- измерение температуры газа;
- абсолютного или избыточного давления газа;
- дифференциального давления газа (при наличии) на стандартном устройства сужение потока или на усредняющей напорной трубке;
- объемного расхода газа;

- вычисление значений расхода и объема газа при рабочих условиях на основании последовательности импульсов, поступающих от счетчика газа или непосредственного считывания этих данных объема и расхода от расходомера по «цифровому» интерфейса совместимом с интерфейсом RS485 и/или совместимый с протоколом HART.

- параметры импульсных сигналов, поступающих от счетчиков:

- импульсный сигнал счетчиков типа «сухой контакт», «открытый коллектор» или «NAMUR»;
- низкочастотный сигнал (максимальная частота не должна превышать 100 Гц за объемного расхода Q_{max} , что соответствует верхней границы измерения счетчика в фактических условиях; минимальная продолжительность импульса 5 мс; номинальное коммутируемое напряжение 12 В; ток короткого замыкания ≤ 10 мА);
- высокочастотный сигнал (максимальная частота не должна превышать 5 кГц за объемного расхода Q_{max} , что соответствует верхней границы измерения счетчика в фактических условиях).

Примечание:

- 1) Импульсный сигнал типа СК может быть только НЧ.
- 2) Для вычислителя ПК-В включение или отключение фильтра и выбор типа сигнала осуществляется программным путем при конфигурировании вычислителя. . Поставляется вычислитель с включенным фильтром НЧ-импульсных сигналов.
- 3) Вычислитель ВР-2 по умолчанию принимает от счетчиков НЧ-импульсный сигнал через встроенный НЧ-импульсный фильтр.
- 4) При необходимости работы Вычислителя ВР-2 со счетчиками, которые работают с ВЧ-импульсными сигналами, предприятие-производитель (согласно заказу) дополнительно устанавливает в Вычислитель ВР-2 ВЧ-импульсный фильтр.
- 5) Номинальное количество импульсов на один метр кубический среды задается в параметрах вычислителя.

- вычисление 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, других действующих нормативных документов. Расчет коэффициента сжимаемости газа обеспечивается за методами **GERG -91 мод. (GERG -91), NX19 мод., SGERG-88, AGA8-92DC (AGA8).**

- вычисление средних значений дифференциального и абсолютного (избыточного) давления, температуры и плотности 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 - почасовой интервал) и за контрактные сутки. Контрактным сутками считается 24-часовой период времени между контрактными часами соседних суток;

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

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

3.3.3 Длительность одной процедуры измерений и вычислений, выполняемых Комплексами для одного трубопровода, не превышает:

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

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

Период цикла расчета для Комплексов (что используют вычислитель с автономным электропитанием) может быть выбран пользователем из ряда 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 и 60 сек.

3.3.4 Внутреннее программное обеспечение комплексов обеспечивает формирование архивов (журналов) следующих событий и параметров:

- архив вмешательств (содержит записи об изменениях всех параметров, которые являются критическими для измеряемых характеристик и важных метрологических параметров, и применяются комплексами при вычислениях и преобразованиях (содержит предыдущее и измененное значение параметра, а также время, когда такое изменение было зафиксировано));

- архив аварийных и внештатных ситуаций (фиксируются также эксплуатационные неисправности, например, отсутствие питания);

- архив преобразованных мгновенных значений расхода газа, расход газа при фактических условиях, значений температуры, давления, дифференциального давления (в зависимости от исполнения); значений преобразованного объема и объема газа при фактических условиях; значений плотности жидкости (функция “МВ”);

- архив безопасности, в котором фиксируется событие и идентификационный признак, что вызвал событие, а также время начала и окончания события.

Архивы накапливаются и хранятся отдельно для каждого измеряемого потока в энергонезависимой памяти комплексов формата microSD в следующем объеме:

суточный архив	– 6 месяцев;
почасовой архив	– 2 месяца;
архив оперативных (периодических) данных	– 3600 записей;
архив вмешательств оператора	– 1000 записей
архив событий	– 1000 записей;
архив аварийных и внештатных ситуаций	– 1200 записей;
архив безопасности	– 1200 записей.

Архив мгновенных данных хранится в энергонезависимой памяти в формате за промежутки времени, который составляет два календарных месяца (независимо для каждого измеряемого потока).

При подключении преобразователя плотности, архивы дополняются измеренными значениями плотности газа при стандартных условиях.

Подробное описание архивов (журналов) событий приведено в приложении А.

3.3.4.1 Вычислитель (Корректор) выполняет с начала контрактных суток:

- отдельный учет объема 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»);

- отдельный учет длительности аварийных ситуаций, разбитых на пять групп согласно п.1.2.7.1 «Руководства по эксплуатации» (только для версии ПО «Покупатель»).

Отнесение объема к «аварийному» начинается после того, как суммарная длительность нештатных ситуаций с начала контрактных суток без деления по видам, превысит 60 сек.

3.3.4.2 За период паузы в работе Комплексов при аварийных ситуациях заполнение базы данных учета объема газа выполняется по последним до паузы значениям измеряемых параметров газа. Если суммарная продолжительность паузы больше 60 с за сутки отдельно от основной базы данных выполняется заполнение дополнительной базы данных при аварийных ситуациях.

3.3.4.3 По каждому отклонению от нормальной работы Комплексы формируют и сохраняют в памяти Вычислителя (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.

3.3.5 Комплекс обеспечивает возможность установки верхних пределов измерения примененных измерительных преобразователей давления (согласно заказу) в диапазонах:

- от 630 кПа до 10 МПа - для абсолютного давления;
- от 630 кПа до 25 МПа - для избыточного давления;
- до 250 кПа - для дифференциального давления;

Границы допустимой основной приведенной погрешности при измерениях абсолютного, избыточного и дифференциального давления составляют: $\Delta 0,075$ или $\Delta 0,1\%$ верхнего предела измерений.

3.3.5.1 При использовании цифровых измерительных преобразователей давления ПД-1-ДА, ПД-1-ДИ при измерениях дифференциального давления обеспечивается динамическое изменение верхнего предела измерений в зависимости от текущего значения дифференциального давления с поочередной установкой значений 100 кПа, 63 кПа и 6,3 кПа.

Примечания:

1. В эксплуатационной документации и на табличке преобразователей ПД-1-ДА, ПД-1-ДИ указывается наибольшее значение верхнего предела измерений дифференциального давления, начиная с которого для каждого меньшего автоматически устанавливаемого значения верхнего предела измерений чем обеспечивается заданная точность измерений в диапазоне 1:10 .

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

3. Преобразователи в модификациях ПД-1-Да и ПД-1-Ди при подключении к клеммных колодок платинового сенсора температуры, дополнительно обеспечивают измерение температуры с характеристиками преобразователя температуры измерительного ПТ-1-П.

3.3.6 Диапазон измерений температуры газа устанавливается - от минус 40 до 70 °С;

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при измерениях температуры составляют с учетом погрешности термосопротивления (ТО) - $\Delta 0,1$, $\Delta 0,3$ или $\Delta 0,5$ °С.

Длина погружной части чувствительного элемента преобразователя температуры определяется (в соответствии с заказом) в диапазоне от 60 до 1000 мм;

3.3.7 Типовое значение максимальной допустимой относительной погрешности Комплекса при измерениях расхода и объема газа с помощью подключенного счетчика или расходомера (МДП комплексов) в составе с преобразователями и/или ЗСТ давления, дифференциального давления и температуры, при преобразовании объема газа, соответственно ДСТУ EN 12405-1, приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 - МДП преобразования объема, измеренного счетчиками газа

Индикация или составляющая	Номинальные рабочие условия				
	0,15	0,12	0,25	0,35	0,45
МДП для PTZ преобразования, δ_C (%)	0,15	0,12	0,25	0,35	0,45
Преобразование/вычисление, δ_f (%)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Преобразование /измерение температуры, Δ_T (°C)	0,1	0,1	0,1	0,3	0,5
Преобразование /измерение давления, γ_p (%)	0,025	0,04	0,075	0,075	0,1
МДП для T Преобразования (значение давления установлено как постоянная величина), δ_C (%)	0,1	0,1	0,1	0,15	0,25

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

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

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

3.3.10 Максимально допустимые относительные погрешности Комплексов при измерениях расхода и объема газа δ_C (без учета составляющей, вносимой методическими погрешностями при использовании СУ или ОНТ) в диапазоне изменения давления газа от $0,2P_{\max}$ до P_{\max} и основной абсолютной погрешности при измерениях температуры $\pm 0,3^\circ\text{C}$ соответствуют значениям, приведенным в таблице 3.2.

В диапазоне изменения давления газа от $0,1P_{\max}$ до $0,2P_{\max}$, приведены в Таблице 3.2 значения δ_C увеличиваются на 0,1%.

Таблица 3.2 - Максимально допустимая погрешность Комплекса при измерениях расхода и объема газа с помощью измерительных преобразователей с кодовыми выходными сигналами (методом перепада).

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

Примечания

1. Для измерительных преобразователей дифференциального давления указаны пределы погрешности ($\pm 0,075\%$) для диапазона 100 кПа и второй 63 кПа верхними пределами измерений. Для диапазона с третьей 6,3 кПа верхним пределом измерений пределы погрешности будут равны $\pm 0,1\%$.

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

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

4. $\gamma\Delta\Gamma$, $\gamma\Gamma$ - Пределы допускаемой приведенной погрешности измерительных преобразователей дифференциального и абсолютного (избыточного) давления, %.

3.3.11 МДП δ_C для Комплексов модификаций «ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т», «ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т» и «ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-6-Т» составляет $\pm 0,30\%$.

3.3.12 МДП вычислителя и корректора при регистрации временных интервалов составляют **5 с за 24 часа**.

3.3.13 Комплекс обеспечивает возможность взаимодействия с оператором с помощью ЭВМ, которая подключается к вычислителя по каналу связи с последовательным интерфейсом, на скоростях **1200; 2400; 4800; 9600; 19200; 38400; 57600 или 115200 бит/сек**.

3.3.14 Вычислитель взрывоопасного исполнения, а также измерительные преобразователи Комплекса имеют уровень взрывозащиты "Взрывобезопасное электрооборудование" и могут использоваться во взрывоопасных зонах в соответствии с маркировкой **II 2G Ex ib ПВ ТЗ Gb** и соответствуют требованиям **ДСТУ EN 60079-11:2016, ДСТУ EN 60079-0:2017**.

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

- корпус вычислителя ПК-В - **не ниже IP65;**

- корпус вычислителя ВР-2, измерительных преобразователей абсолютного, избыточного и дифференциального давления, ТО (ТС), измерительных преобразователей температуры - **не ниже IP65;**

- корпуса искробезопасных барьеров, преобразователей интерфейсов RS232 / BELL202, RS232 / RS485, устройства «УСК», источников питания ДЖИ 12/3 - **не ниже IP30**.

3.3.16 Электрическое питание Комплекса осуществляется от сети переменного тока частотой **от 45 до 55 Гц** с напряжением **от 120 до 250 В** (далее - сетевое напряжение).

При исчезновении или аварийном снижении напряжения Комплекс автоматически переходит на питание от резервного источника постоянного тока (аккумулятора) с номинальным напряжением **12В** и номинальной емкостью **от 16 до 26 А*ч** (согласно заказа).

Это обеспечивает сохранение сформированной Комплексом информации и нормальную работу Комплекса в течение не менее 100 часов. При снижении напряжения резервного источника до минимально допустимого значения **11В**, Комплекс прекращает все вычисления и только выполняет режим сохранения всех архивных данных.

3.3.17 Питание Комплекса, который использует вычислитель ПК-В с автономным электропитанием, осуществляется от двух литиевых батарей, установленных в корпусе, которые имеют номинальное выходное напряжение **3,6 В**. Емкость батарей достаточна для обеспечения автономного режима работы Комплекса в течение 5 лет (при условии, что обмен информацией для распечатки отчета осуществляется один раз в месяц со скоростью не ниже **9600 бит/с**).

3.3.18 Мощность, потребляемая комплексом, не превышает:

- при питании от сети переменного тока номинальным напряжением **220В** с номинальной частотой **50 Гц - 14 ВА;**

- при автономном питании - от аккумулятора номинальным напряжением **12 В - 1,7 Вт**.

Мощность, потребляемая комплексом с автономным электропитанием, не превышает **50 мВт**.

3.3.19 Время готовности комплекса к работе - **не более 120 с**.

3.3.20 Перечень основных модификаций Комплексов, которые определяются типом применяемого расходомерного устройства и составом измерительных преобразователей для измерения параметров газа в одном трубопроводе, приведены в Таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Перечень основных модификаций Комплексов ФЛОУТЕК-ТМ

Условное обознач. типа расходомерного устройства	Перечень основных модификаций Комплексов ФЛОУТЕК-ТМ (в зависимости от типа Вычислителей и применяемых преобразователей)					
	ВР-2	ПК-В со встроен. преобр..давлен. и диф. давления	ПК-В		ПК-В с автономным питанием	
			со встроен. преобр. давления	без встроен. преобр.. давления	со встроен. преобр.. давления	без встроен. преобр. давления
1 (СУ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-1-1	ФЛОУТЕК-ТМ-2-1-2	-	-	-	-
2 (УНТ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-2-1	ФЛОУТЕК-ТМ-2-2-2	-	-	-	-
3 (СЧ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-3-1	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4 ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4-Т-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6	ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-6-Т
4 (РМ)	ФЛОУТЕК-ТМ-1-4-1	-	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4 ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-С	ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4-Т-С	-	-

где: - **СУ** - стандартное сужающее устройство (диафрагма);
УНТ - сужающее устройство - усредняющая напорная трубка;
СЧ - счетчик газа с импульсным выходным сигналом;
РМ - счетчик газа с цифровым выходным сигналом.

3.3.21 Обозначение модификаций Комплексов формируется в соответствии со схемой:



Обозначение типа «ФЛОУТЕК–ТМ»

1 – модификация комплекса в составе с Вычислителем «ВР–2»

2 – модификация комплекса в составе с Вычислителем «ПК–В»

X, XX или XXX – количество символов соответствует количеству измеряемых потоков, для которых комплекс осуществляет преобразование и/или вычисления объема газа одновременно. В зависимости от конфигурации применяются следующие обозначения:

1 – стандартное сужающее устройство (диафрагма);

2 – сужающее устройство – осредняющая напорная трубка;

3 – счетчик газа с импульсным выходным сигналом;

4 – счетчик газа с цифровым выходным сигналом;

X=4 – расходомер с цифровым выходным сигналом (кориолисовый, ультразвуковой, вихревой, др.)

условное обозначение измерительных преобразователей и / или СИТ температуры, давления и дифференциального давления, применяемые в составе комплекса для преобразования / измерения температуры, давления и дифференциального давления для одного (Y), двух (YY) или трех (YYY) измеряемых потоков:

0 – в составе комплекса отсутствуют преобразователи температуры и давления

1 – в составе комплекса преобразователи и/или СИТ с цифровым выходным сигналом;

2 – в составе вычислителя встроенный многопараметрический преобразователь с цифровым выходным сигналом и внешним преобразователем температуры;

4 – в составе вычислителя встроенный преобразователь давления (абсолютного или избыточного) и внешним преобразователем температуры;

6 – в составе вычислителя встроенный преобразователь давления (абсолютного или избыточного) с автономным питанием и внешним преобразователем температуры;

Т – признак устройства преобразования температуры (значение давления газа применяется в вычислениях как условно постоянный параметр, преобразователь давления отсутствует)

4 ДАННЫЕ О КОНФИГУРИРОВАНИИ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ

4.1 Перечень введенной в память вычислителя Комплекса информации, которая вводится при начальном конфигурировании, приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Перечень информации, введенной при начальном конфигурировании

Наименование информации	Введено в память
1 Наименование предприятия, эксплуатирующего Комплекс	
2 Количество одновременно обслуживаемых ПТП	
3 Тип комплекта измерительных средств:	
- для первого трубопровода	
- для второго трубопровода	
- для третьего трубопровода	

Примечание - Для указания типа комплекта измерительных средств принято условное обозначение в виде восьми цифр (сочетание цифр 0 и 1). При этом:

- первая цифра обозначает метод измерения расхода газа (0 - по методу переменного перепада давления на СУ или на ОНТ, 1 - с помощью счетчика)

- вторая и третья цифры обозначают наличие сочетание измерений температуры, абсолютного (или избыточного) давления и дифференциального давления одним измерительным преобразователем (00 - индивидуальное измерение каждой величины, 01 - сочетание измерений температуры, абсолютного давления и дифференциального давления, 10 - сочетание измерений температуры и абсолютного давления, 11 - не используется);

- четвертая цифра обозначает необходимость измерения дифференциального давления при минимальном расходе газа (0 - не измерять, 1 - измерять)

- пятая, шестая, седьмая и восьмая цифры обозначают тип преобразователя для измерения дифференциального давления при минимальном и максимальном расходе газа, температуры и давления (0 - преобразователь с аналоговым выходом, 1 - преобразователь с цифровым выходом).

4.2 Перечень введенной в память вычислителя (корректора) информации, которая является общей для всех ИТП, приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Перечень введенной информации, которая является общей для всех ИТП

Наименование информации	Введено в память
1 Адрес вычислителя (корректора)	
2 Пароль для изменения (запись) параметров и констант (Только для версии ПО «Покупатель»)	
3 Контрактный час (время начала контрактных суток), ч.	
4 Продолжительность оперативного интервала времени, мин	
5 Продолжительность интервала индикации на дисплее вычислителя параметров газа для одного трубопровода, мин	
6 Номер трубопровода, для которого следует выводить параметры газа, для отображения на индикаторе вычислителя	
7 Количество циклов расчетов, после которого результаты измерений записываются в массив данных последних измерений	
8 Наличие функции измерения плотности газа	

9 Дата и время перехода на летнее время	
10 Дата и время перехода на зимнее время	
11 Количество преамбул при ответе на запрос ЭВМ	

4.3 Перечень введенной в память вычислителя (корректора) информации, которая является индивидуальной для каждого ИТП, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень введенной информации для каждого ИТП

Наименование информации	Введено в память		
	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Для всех модификаций Комплекса			
1.1 Условное обозначение (номер) ИТП			
1.2 Условное обозначение метода расчета расхода газа (метод переменного перепада в давлении, счетчик или расходомер)			
1.3 Вид измеряемого давления (абсолютного или избыточного)			
1.4 Вид давления газа (абсолютный или избыточный), отображаемый на индикаторе вычислителя (корректора)			
1.5 Максимально допустимое давление газа в ИТП, МПа (кгс / см ²)			
1.6 Верхняя граница измерительного давления, МПа (кгс / см ²)			
1.7 Нижняя граница измерительного давления, МПа (кгс / см ²)			
1.8 Верхняя граница измерений измерительного преобразователя температуры, °С			
1.9 Нижняя граница измерений измерительного преобразователя температуры, °С			
1.10 Атмосферное давление, мм рт.ст. (Кгс / см ² , кПа)			
1.11 * Плотность газа при стандартных условиях, кг / м ³ . (При отсутствии измерения плотности)			
1.12 Максимально допустимая плотность газа в ИТП, кг / м ³ . (При автоматическом измерении плотности)			
1.13 Верхняя граница измерений измерительного преобразователя плотности, кг / м ³ (при автоматическом измерении плотности)			
1.14 Нижняя граница измерений измерительного преобразователя плотности, кг / м ³ (при автоматическом измерении плотности)			
1.15 * Молярная доля диоксида углерода в природном газе, %			
1.16 * Молярная доля азота в природном газе, %			
1.17 Константа давления газа, МПа (кгс / см ²)			
1.18 Константа температуры газа, °С			
1.19 Константа плотности газа, кг / м ³ (при автоматическом измерении плотности)			

Продолжение Таблицы 4.3

Наименование информации	Введено в память		
	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
2 Для модификаций ФЛОУТЕК-ТМ-1-1 и ФЛОУТЕК-ТМ-2 -1			
2.1 Внутренний диаметр ВТП при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, мм			
2.2 Размер шероховатости стенок ИТП, мм			
2.3 Коэффициент линейного теплового расширения материала ИТП ($\times 10^{-4}$)			
2.4 Постоянные коэффициенты температурного коэффициента линейного расширения материала ИТП (при вычислении по формулам ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2 и ГОСТ 8.586.5)	a_0		
	a_1		
	a_2		
2.5 Диаметр отверстия СУ (диафрагмы) при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, мм			
2.6 Коэффициент линейного теплового расширения материала СУ ($\times 10^{-4}$)			
2.7 Постоянные коэффициенты температурного коэффициента линейного расширения материала СУ (при вычислениях по формулам ГОСТ 8.586.1, ГОСТ 8.586.2 и ГОСТ 8.586.5):	a_0		
	a_1		
	a_2		
2.8. Способ отбора дифференциального давления (перепада давления) газа на СУ (фланцевый, угловой)			
2.9 Поперечный размер ОНТ при $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, мм			
2.10 Калибровочный коэффициент ОНТ			
2.11 Дифференциальное давление газа, при котором и ниже которого производится исчисление расходов и объема газа (с значение отсечки), кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.12 Дифференциальное давление газа, при котором выполняется переключения преобразователей дифференциального давления, кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$) (если в составе Комплекса два преобразователя)			
2.13 Максимально допустимое дифференциальное давление газа, кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.14 Верхняя граница измерений первого преобразователя дифференциального давления (ΔP_H), кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.15 Нижняя граница измерений первого преобразователя дифференциального давления (ΔP_H), кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.16 Верхняя граница измерений второго преобразователя дифференциального давления (ΔP_L), кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.17 Нижняя граница измерений второго преобразователя дифференциального давления (ΔP_L), кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			
2.18 Константа дифференциального давления газа, кПа ($\text{кгс} / \text{м}^2$)			

Продолжение Таблицы 4.3

Наименование информации	Введено в память		
	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
3 Для модификаций ФЛОУТЕК-ТМ-2-3-4, ФЛОУТЕК-ТМ-2-4-4,			
3.1 Максимально допустимый расход газа через счетчик (расходомер), м ³ /ч			
3.2 Минимальный расход газа при котором и ниже которого счетчик (расходомер) не формирует выходной сигнал, м ³ /ч			
3.3 Верхняя граница измерений расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч			
3.4 Количество импульсов в выходном сигнале счетчика, совместно с которым работает Комплекс на 1 м ³ газа, прошедшего через счетчик, импульс / м ³			
3.5 Константа расхода газа, м ³ /ч			

5 КОМПЛЕКТНОСТЬ

5.1 В комплект поставки Комплекса входят:

- 1) **Вычислитель ВР- 2** зав. № - шт;
 - 2) **Вычислитель ПК-В** (виконання _____), зав. № - шт;
- (основные данные вычислителя приведены в таблице 5.1)

Таблица 5.1

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Верхняя граница диапазона измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м ²)			
4 Установленное верхнее значение диапазона измеряемого дифференциального давления для первого диапазона измерения, кПа (кгс/м ²)			
5 Установленное верхнее значение диапазона измеряемого дифференциального давления для второго диапазона измерения, кПа (кгс/м ²)			
6 Установленное нижнее значение диапазона измеряемого дифференциального давления, кПа (кгс/м ²)			
7 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленной верхней границе первого диапазона измерений дифференциального давления, %			
8 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленной верхней границе другого диапазона измерений дифференциального давления, %			
9 Вид измеряемого давления (абсолютный, избыточный)			
10 Верхняя граница диапазона измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)			
11 Установленное верхнее значение диапазона измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)			
12 Установленное нижнее значение диапазона измеряемого давления, МПа (кгс/см ²)			
13 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленных границах диапазона измерений давления, %			
14 Установленное верхнее значение диапазона измеряемой температуры, °С			
15 Установленное нижнее значение диапазона измеряемой температуры, °С			
16 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленных границах диапазона измерений температуры (с учетом погрешности ТС), °С			
17 Максимально допустимая погрешность (МДП) при измерении расхода газа в диапазоне изменения от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} , %			
18 Максимально допустимая погрешность (МДП) при измерениях расхода газа в диапазоне изменения дифференциального давления $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$, %			
19 Максимально допустимая погрешность (МДП) при измерениях расхода газа в диапазоне изменения дифференциального давления $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$, %			

Примечание :

1. Для комплексов измеряемых позиций ФЛОУТЕК-ТМ-2 с ПК-В заполняются только ИТП №1
2. Измерительные преобразователи дифференциального давления с диапазоном измерения до $0,001 \Delta P_{max}$ поставляются по специальному заказу.

3) Преобразователь дифференциального давления измерительный..... - шт. ;
 (Основные данные преобразователя приведены в таблице 5.2).

Таблица 5.2

Наименование параметра	ИТП №1		ИТП №2		ИТП №3	
	ΔP_H (Q_{max})	ΔP_L (Q_{min})	ΔP_H (Q_{max})	ΔP_L (Q_{min})	ΔP_H (Q_{max})	ΔP_L (Q_{min})
1 Модель (тип)						
2 Заводской номер						
3 Вид выходного сигнала						
4 Верхняя граница диапазона измеряемого дифференциального давления, кПа ($кгс/м^2$)						
5 Установленное верхнее значение диапазона измеряемого дифференциального давления, кПа ($кгс/м^2$)						
6 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленной верхней границе диапазона измерений дифференциального давления, %						

4) Преобразователь давления измерительный - шт. ;
 (основные данные преобразователя приведены в таблице 5.3).

Таблица 5.3

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Вид измеряемого давления (абсолютный, избыточный)			
4 Вид выходного сигнала			
5 Верхняя граница диапазона измеряемого давления, $кгс/см^2$ (МПа)			
6 Установленное верхнее значение диапазона измеряемого давления, МПа ($кгс/см^2$)			
7 Макс. допустимая погрешность (МДП) при установленной верхней границе диапазона измерений давления, %			

5) Преобразователь температуры измерительный..... - шт. ;
 (основные данные преобразователя приведены в таблице 5.4)

Таблица 5.4

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Вид выходного сигнала			
4 Установленное верхнее значение диапазона измеряемой температуры, °С			
5 Установленное нижнее значение диапазона измеряемой температуры, °С			
6 Макс. допустимая погрешность (МДП) при установленных границах диапазона измерений температуры (с учетом погрешности ТС), °С			

6) **Термопреобразователь сопротивления**..... - шт. ;
 (основные данные термопреобразователя приведены в таблице 5.5)

Таблица 5.5

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Класс точности			
4 Длина погружной части, мм			

7) **Преобразователь плотности измерительный**..... - шт. ;
 (основные данные преобразователя приведены в таблице 5.6)

Таблица 5.6

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Верхняя граница диапазона измеряемой плотности, кг/м ³			
4 Установленное верхнее значение диапазона измеряемой плотности, кг/м ³			
5 Нижняя граница диапазона измеряемой плотности, кг/м ³			
6 Установленное значение снизу диапазона измеряемой плотности, кг/м ³			
7 Максимально допустимая погрешность (МДП) при установленных границах диапазона измеряемой плотности, кг/м ³			

8) **Счетчик - расходомер** - шт. ;
 (основные данные счетчика или расходомера-счетчика приведены в таблице 5.7)

Таблица 5.7

Наименование параметра	ИТП №1	ИТП №2	ИТП №3
1 Модель (тип)			
2 Заводской номер			
3 Вид выходного сигнала (кодированный или дискретный сигнал "сухой контакт", потенциальный сигнал)			
4 Верхняя граница диапазона измерения расхода, м ³ / ч			
5 Нижняя граница диапазона измерения расхода, м ³ / год			
6 Максимально допустимая погрешность (МДП) измерения расхода, %			
7 Коэффициент, который устанавливает количество импульсов счетчиков (расходомера) на 1 м ³ (1т) измеряемой среды счетчиком (расходомером): импульс / м ³ (импульс / т)			
8 Диаметр трубопровода, мм			

- 9) Преобразователь интерфейсов RS232/BELL202 (зав. № _____) - шт.;
- 10) Преобразователь интерфейсов RS232/RS485__ (зав. № _____) - шт.;
- 11) Устройство сопряжения комплексов «УСК»__ (зав.№ _____) - шт.;
- 12) Барьер искробезопасный БИ - 2 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 13) Барьер искробезопасный БИ - 3 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 14) Барьер искробезопасный БИ - 4 ____ (зав. № _____) ,..... - шт.;
- 15) Барьер искробезопасный БИ - 7 ____ (зав. № _____) - шт.;
- 16) Источник питания _____ (зав. № _____) - шт.;
- 17) Сердечник ферритовый RU-110В - шт.; *
- 18) ЭВМ переносная модели _____ (зав. № _____) - ,..... шт.;
- 19) Комплект эксплуатационных документов - 1 компл. **

Примечания :

* - количество ферритов определяется в зависимости от выполнения комплекса и количества преобразователей, в соответствии со схемой электрической соединений.

** - поставляется по отдельному заказу.

***- В комплект эксплуатационных документов входят:

• Комплексы измерительные "ФЛОУТЕК - ТМ". Руководство по эксплуатации АЧСА.421443.001-01 НЕ (на оптическом носителе);

• Программное обеспечение комплекса измерительного "ФЛОУТЕК - ТМ". Руководство оператора АЧСА.00001 - 01 34 01 (на оптическом носителе);

• Паспорт или паспорт - этикетка технических средств поз. 1 - 16 настоящего раздела, входящих в состав Комплекса.

6 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

6.1 Комплекс измерительный «ФЛОУТЕК - ТМ - _____ - _____ - _____»

АЧСА.421443.001, заводской номер Вычислителя _____, изготовлен и принят в соответствии с технической документацией и признан годным к эксплуатации.

Пределы основной погрешности для 1-го трубопровода (ИТП № 1):

- приведенной погрешности при преобразованиях:
 - абсолютного (избыточного) давления \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютной погрешности при преобразовании температуры \pm _____ °С.
- относительной погрешности при измерениях расхода газа:
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Границы основной погрешности для 2-го трубопровода (ВТП № 2) :

- приведенной погрешности при преобразованиях:
 - абсолютного (избыточного) давления \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютной погрешности при преобразованиях температуры \pm _____ °С.
- относительной погрешности при измерениях расхода газа:
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Границы основной погрешности для 3-го трубопровода (ВТП № 3) :

- приведенной погрешности при преобразованиях:
 - абсолютного (избыточного) давления \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
 - дифференциального давления в диапазоне _____ кПа (кгс/м²) \pm _____ %;
- абсолютной погрешности при преобразованиях температуры \pm _____ °С
- относительной погрешности при измерениях расхода газа:
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,1\Delta P_{\max}$ до ΔP_{\max} \pm _____ %;
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,01\Delta P_{\max}$ до $0,1\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.
 - в диапазоне изменений дифф. давления от $0,001\Delta P_{\max}$ до $0,01\Delta P_{\max}$ \pm _____ %.

Представитель ОТК _____

М. П.

(ФИО)

(подпись)

(дата)

7 СРОКИ СЛУЖБЫ И ХРАНЕНИЯ. ГАРАНТИИ ПОСТАВЩИКА

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

7.2 Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие Комплекса «ФЛОУТЕК-ТМ» конструкторской документации АЧСА.421443.001.

7.3 Гарантийный срок хранения - 6 месяцев с момента изготовления.

Гарантийный срок эксплуатации - 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию.

В период гарантийного срока предприятие-изготовитель принимает на себя обязательства по обеспечению бесплатного ремонта и замену поврежденных элементов при соблюдении пользователем условия транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

7.4 Если Комплекс не был введен в эксплуатацию до истечения гарантийного срока хранения, началом гарантийного срока эксплуатации считается момент истечения гарантийного срока хранения.

7.5 Предприятие-изготовитель оставляет за собой право отказа от бесплатного гарантийного ремонта в случае несоблюдения пользователем изложенных ниже условий гарантии.

7.5.1 Комплекс «ФЛОУТЕК-ТМ» снимается с гарантии в следующих случаях:

а) нарушение правил эксплуатации комплекса изложенных в этом документе;
б) посторонние вмешательства или явной попытки ремонта комплекса неуполномоченными организациями (лицами);

в) несанкционированные изменения конструкции или схемы комплекса.

7.5.2 Гарантия не распространяется в случае:

а) механических повреждений и повреждений в результате транспортировки;
б) повреждения, вызванные попаданием внутрь устройств, входящих в состав комплекса посторонних предметов, веществ, жидкостей;

в) повреждения, вызванные стихией, пожаром, внешним воздействием, случайными внешними факторами (скачок напряжения в электрической сети выше нормы, гроза и др.), неправильным подключением;

г) повреждения, вызванные несоответствием параметров питающих, телекоммуникационных и кабельных сетей Государственным стандартам, действием других внешних факторов;

д) отсутствие защитного заземления оборудования во время эксплуатации;

е) нарушения пломб предприятия-изготовителя и других повреждений, которые возникли не по вине производителя.

7.6 За всеми неисправностями Комплекса, возникших во время гарантийного срока, следует обращаться к предприятию - ООО «ДП УКРГАЗТЕХ» :

Украина, 04128, г. Киев, ул. Академика Туполева, 19;

тел/факс (044) 492-76-21, 334-73-03.

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

E-mail: dpugt@dgt.com.ua

Web: www.dgt.com.ua

При этом должна быть сохранена целостность Комплекса и не нарушено пломбирование приборов, вышедших из строя.

7.7 В послегарантийный период эксплуатации сервисное обслуживание и ремонт Комплекса (его составляющих устройств) выполняются ООО «ДП УКРГАЗТЕХ» по отдельному договору.

ОПИСАНИЕ ЖУРНАЛОВ СОБЫТИЙ

1. Журнал часовых данных

Содержит данные за два последних месяца по каждому трубопроводу. Два последние месяца - это переменный период продолжительностью от 1416 до 1488 часов в зависимости от текущего месяца.

Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ - день, месяц, год) и время (ЧЧ:ММ:СС - час, минута, секунда) начале периода накопления;
- средние за час значения первичных параметров: абсолютного давления, перепада давления (только для метода ППТ - переменного перепада давления), температуры и плотности газа (последнее - при наличии приборов автоматического определения плотности);
- накопленный за час объем газа при рабочих условиях, поступил от счетчика (только для корректоров);
- рассчитанное за час значение объема газа при стандартных условиях.

2. Журнал суточных данных

Содержит данные за шесть последних месяцев по каждому трубопроводу. Шесть последних месяцев - это переменный период продолжительностью от 181 до 184 суток в зависимости от текущего месяца.

Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС);
- средние за сутки значения первичных параметров: абсолютного давления, перепада давления (только для метода ППТ), температуры и плотности газа (последнее - при наличии приборов автоматического определения плотности);
- накопленный за сутки объем газа при рабочих условиях, поступил от счетчика (только для корректоров);
- накопленный за сутки объем газа при рабочих условиях, поступил от счетчика во время аварийных ситуаций (только для корректоров);
- рассчитанное за сутки значение объема газа при стандартных условиях;
- рассчитанное за сутки во время аварийных ситуаций значение объема газа при стандартных условиях;
- показатели счетчика газа на конец суток (только для корректоров);
- суммарная длительность аварийных ситуаций за сутки;
- суммарная длительность за сутки ситуаций “ $P < P_{min}$ ”, “ $T > T_{max}$ ” (только для корректоров);
- суммарная длительность за сутки ситуаций “ $P < P_{min}$ ”, “ $T > T_{max}$ ”, “ $DP < DP_{min}$ ” (только для метода ППТ);
- суммарное количество аварийных ситуаций за сутки.

3. Журнал периодических данных

Содержит 3600 записей по каждому трубопроводу. Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС) начале периода накопления;
- средние за выбранный период значения первичных параметров: абсолютного давления, перепада давления (только для метода ППТ), температуры и плотности газа (последнее - при наличии приборов автоматического определения плотности);

- накопленный за выбранный период объем газа при рабочих условиях, поступил от счетчика (только для корректоров);
- рассчитанное за выбранный период значение объема газа при стандартных условиях.

4. Журнал цикловых данных

Содержит ежесекундные данные за два последних месяца по каждому трубопроводу.

Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС) ;
- значения первичных параметров: абсолютного давления, перепада давления (только для метода ППТ), температуры и плотности газа (последнее - при наличии приборов автоматического определения плотности);
- прирост объема газа при рабочих условиях, поступил от счетчика (только для корректоров);
- рассчитанное значение прироста объема газа при стандартных условиях
- расход при рабочих условиях (только для корректоров);
- расход при стандартных условиях;
- значение CO₂, N₂, плотности;
- текущие признаки состояния вычислителя.

5. Журнал безопасности

Содержит 1200 записей. Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС) начала события и его окончания;
- тип события (в том числе факт доступа к вычислителям, срабатывание защитного переключателя и прочее);
- идентификация лица, которое виновно в событии

6. Журнал вмешательств

Содержит 1000 записей по каждому трубопроводу. Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС);
- код измененного параметра;
- старое значение параметра;
- новое значение параметра.

К вмешательствам относят любые изменения параметров, вызванные вмешательством в работу вычислителя.

7. Журнал внештатных ситуаций

Содержит 1000 записей по каждому трубопроводу. Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС) начала события и его окончания;
- код ситуации, которая произошла;
- поля данных, если они нужны для уточнения внештатной ситуации;
- объем газа при стандартных условиях с начала контрактных суток на момент фиксирования внештатной ситуации.

К нештатным ситуациям относятся аварии, предупреждения и другие ситуации, когда вычислитель работает с отклонением от штатного режима

8. Журнал аварийных ситуаций

Содержит 1200 записей по каждому трубопроводу. Состав журнала:

- дата (ДД/ММ/ГГ) и время (ЧЧ:ММ:СС) начала ситуации и ее окончания;
- код ситуации, которая произошла;
- длительность аварийной ситуации;
- объем газа при рабочих условиях, поступивший от счетчика в течение времени продолжительности аварийной ситуации (только для корректоров);
- рассчитанное значение объема газа при стандартных условиях в течение времени продолжительности аварийной ситуации;
- перечень и значения параметров, которые использовались как условно постоянные в течение времени продолжительности аварийной ситуации

До аварийных ситуаций вычислителя относятся ситуации, по которым:

- текущие значения измеряемых величин, что вышли за пределы диапазонов с нормированными погрешностями;
- работа вычислителя за пределами диапазона, в котором разрешено применение алгоритма вычислений (за температурой, абсолютным давлением, числом Рейнольдса, химическим составом природного газа, плотностью, высокой теплотой сгорания и тому подобное);
- отсутствует электрическое питание;
- текущие значения измеряемых величин заменены на константы. В период с начала и до окончания аварийной ситуации (далее - событие) заполнение баз данных учета природного газа выполняется автоматически.

Заполнение баз данных осуществляется по последним к событию значениями параметров природного газа соответственно:

- к основной базе данных, если продолжительность события не превышает 60 с;
- к основной базе данных и к дополнительной базе данных для аварийных ситуаций, если продолжительность события превышает 60 с.

В случае замены текущих значений измеряемых величин на константы (которую осуществляют, например, во время совместных проверок технического состояния коммерческих узлов учета газа) результатов измерений накапливаются в основной базе данных.

Аварийной ситуацией считается совокупность аварийных признаков. Полный перечень признаков аварийных ситуаций приведен в таблице 1.

Таблица 1. Перечень признаков аварийных ситуаций

Индекс бита в массиве	Название признака
0	Нет питания
1	Неисправное измерение (АЦП)
2	Нет связи с преобразователем DP
3	Нештатная единица DP
4	DP имеет значение NaN
5	DP > DP _{макс}
6	DP < DP _{мин}
7	Нет связи с преобразователем P
8	Нештатная единица P
9	P имеет значение NaN

10	$P > P_{\text{максм}}$
11	$P < P_{\text{минм}}$
12	Нет связи с преобразователем Т
13	Нештатная единица Т
14	Т имеет значение NaN
15	$T > T_{\text{максм}}$
16	$T < T_{\text{минм}}$
17	Нет связи с преобразователем De
18	Нештатная единица De
19	De имеет значение NaN
20	$De > De_{\text{максм}}$
21	$De < De_{\text{минм}}$
22	Нет связи с преобразователем Pe
23	Резерв
24	Резерв
25	$Pe > Pe_{\text{максм}}$
26	$Pe < Pe_{\text{минм}}$
27	«DP > DP _{max} », если метод измерений «Переменный перепад» «Q _{ос} > Q _{тахл} », если метод измерений «Счетчик»
28	«DP _{отс} < DP < DP _{min} », если метод измерений «Переменный перепад» «Q _{стоп} < Q _{ос} < Q _{minл} », если метод измерений «Счетчик»
29	«DP <= DP _{отс} », если метод измерений «Переменный перепад» «Q _{ос} <= Q _{стоп} », если метод измерений «Счетчик»
30	$P > P_{\text{max}}$
31	$P < P_{\text{min}}$
32	$T > T_{\text{max}}$
33	$T < T_{\text{min}}$
34	$De > De_{\text{max}}$
35	$De < De_{\text{min}}$
36	$Pe > Pe_{\text{max}}$
37	$Pe < Pe_{\text{min}}$
38	«Деление на ноль» або «Расход имеет значение NaN»
39	$K_{\text{ст}} <= 0$
40	$DP/P > DP/P_{\text{тахмвв}}$
41	$Re > Re_{\text{тахмвв}}$
42	$Re < Re_{\text{минмвв}}$
43	Нарушено условие расчета
44	$P_{\text{абс}} > P_{\text{тахмвв}}$
45	$P_{\text{абс}} < P_{\text{минмвв}}$
46	$T > T_{\text{тахмвв}}$
47	$T < T_{\text{минмвв}}$
48	$H_{\text{св}} > H_{\text{св тахмвв}}$
49	$H_{\text{св}} < H_{\text{св минмвв}}$
50	$V_i <= V_i \text{ минмвв}$
51	«DP на несанкц. константе», если метод измерений «Переменный перепад» «Q _{ос} на несанкц. константе» - иначе
52	P на несанкц. константе
53	T на несанкц. константе
54	De на несанкц. константе
55	$P_{\text{над}} > 0.005 \text{ МПа}$
56	$Q_{\text{ос}} > 65 \text{ м}^3/\text{ч}$

57	Неисправное измерение (HART)
58	Интерпретация зависит от метода измерений: <ul style="list-style-type: none">• Если переменный перепад, то это «DP на константе»• Иначе это - «Qос на константе».
59	P на константе
60	T на константе
61	De на константе
62	Нет связи с УЗЛ

Таблица 2. Перечень программных счетчиков, в которых накапливаются и хранятся результаты вычислений и преобразований

1. Объем газа с начала часа, преобразованный к стандартным условиям.
2. Объем газа при рабочих условиях, накопленный с начала суток (только для корректоров).
3. Объем газа при рабочих условиях, накопленный с начала суток в аварийных ситуациях (только для корректоров).
4. Объем газа с начала суток, преобразованный к стандартным условиям.
5. Объем газа с начала суток, преобразованный к стандартным условиям в аварийных ситуациях.
6. Показатели счетчика (только для корректоров).
7. Объем газа с начала наблюдений, преобразованный к стандартным условиям.

