Преобразователь измерительный
многофункциональный

ИСТОК – ТМ

Руководство по эксплуатации

Телефон: **(8452) 25-48-35**

E-mail: **zakaz@gazmashstroi.ru**

Список используемых сокращений:

АСКУЭр	–	автоматизированная система комплексного учета энергоресурсов;
АЦП (ADC)	–	аналогово-цифровой преобразователь;
ЖКИ	–	жидкокристаллический индикатор;
КТС	–	комплекс технических средств;
НСХ	–	номинальная статическая характеристика;
НС	–	нештатная ситуация;
ПИП	–	первичный измерительный преобразователь;
ПК	–	персональный компьютер;
ПО	–	программное обеспечение;
СИ	–	система измерительная;
ССУ	–	стандартное сужающее устройство - сужающее устройство, геометрические характеристики и условия применения которого регламентированы ГОСТ 8.586.2 — ГОСТ 8.586.4. (диафрагмы, сопла ИСА 1932, сопла Вентури);
ТС	–	термопреобразователь сопротивления;
ХИ	–	холодный источник;
ИК	–	измерительный канал;
ТУ	–	одноканальная точка учета;
КТУ	–	комплексная точка учета;
ГрУ	–	группа учета;
П03	–	обозначение программы, выполняемой в режиме «Программирование»;
#03	–	обозначение режима индикации, выполняемого в режиме «Измерение»;
«01» - «15», «17», «18»	–	обозначение измерительных каналов (ИК);
{00}	–	обозначение точки учета холодного источника;
{01} - {16}	–	обозначение одноканальных точек учета (ТУ);
{01*} - {04*}	–	обозначение комплексных точек учета (КТУ);
[01] - [04]	–	обозначение групп учета (ГрУ).

Настоящее руководство предназначено для специалистов, осуществляющих монтаж и обслуживание преобразователя измерительного многофункционального ИСТОК–ТМ (далее ИСТОК–ТМ). Руководство содержит основные сведения по техническим характеристикам, устройству и работе ИСТОК–ТМ, необходимые для наиболее полного использования его возможностей, правильной эксплуатации и обслуживания.

ИСТОК-ТМ предназначен для использования в качестве вычислителя в системах коммерческого измерения и учета тепловой энергии, массового расхода и массы теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения, объемного расхода и объема газа, сжатого воздуха при рабочих и стандартных условиях в системах газоснабжения, а также для определения, регистрации, хранения и отображения информации о параметрах измеряемой среды.

ИСТОК–ТМ является средством измерений и зарегистрирован в Государственных реестрах средств измерений следующих государств:

Республика Беларусь: сертификат об утверждении типа средств измерений *№ 5656* от 29.12.2008 г.; Госреестр № РБ 03 10 1214 06;

Системы измерительные ИСТОК. Сертификат об утверждении типа средств измерений *№2608* от 02.12.2003 г.; Госреестр РБ 03 10 2072 03.

Российская Федерация: сертификат об утверждении типа средств измерений *№23450* от 28.03.2006 г.; Госреестр РФ № 21548-06;

Системы измерительные ИСТОК. Сертификат об утверждении типа средств измерений *№22051* от 30.10.2005 г.; Госреестр РФ № 30240-05

Украина: свидетельство о признании утверждения типа средств измерительной техники *№ UA-MI/3p-323-2001* от 18.12.2001г.; Госреестр № РБ 03 10 1214 00;

Республика Казахстан: сертификат о признании типа средств измерений *№2078* от 01.04.2005 г.; Госреестр № KZ.02.03.00891-2005/РБ 03 10 1214 01.

При описании ИСТОК–ТМ, режимов его работы, вида и параметров измеряемых сред, формата представления результатов вычисления в настоящем руководстве используется следующая терминология:

«Измерительный канал» – преобразовательный тракт, состоящий из измерительного тракта ПИП и одного аналогового входа ИСТОК-ТМ, обеспечивающие измерение текущего, среднего либо интегрального значения одного физического параметра. Измерительные каналы обозначаются ***«01»*** – ***«18»***.

«Точка учета» - измерительный канал в совокупности с управляющей программой, обеспечивающие регистрацию одного параметра измеряемой среды в энергонезависимой памяти. ТУ обозначаются ***{01}*** – ***{16}***.

«Комплексная точка учета» - совокупность нескольких ИК и управляющей программы, обеспечивающие вычисление и регистрацию в памяти ИСТОК-ТМ значений параметров измеряемой

среды (одного потока энергоносителя). КТУ обозначаются ***{01*}*** – ***{04*}*** и предназначены для контроля по выбору любой из нижеследующих физических сред:

- перегретый (насыщенный) водяной пар;
- вода (в т.ч. горячее водоснабжение, отопление, конденсат);
- природный газ;
- сжатый воздух.

«Группа учета» – совокупность нескольких параметров КТУ, объединяемых посредством простых математических операций в группу, для определения, как правило, энергетических балансов технологических объектов или получения суммарного количества энергоносителя на многопоточных узлах учета энергоресурсов. ГрУ обозначаются: ***[01]*** – ***[04]***.

«Точка учета холодного источника» – совокупность нескольких ИК и управляющей программы, обеспечивающие измерение и регистрацию в памяти ИСТОК-ТМ значений параметров атмосферного давления, температуры и давления холодного источника (подпитки). ТУ ХИ обозначается ***{00}***.

Расчетные значения энтальпии ХИ используются при расчете количества теплоты и тепловой энергии в группах (узлах) учета.

В случаях, когда невозможно организовать измерение параметров ХИ, допускается пользоваться периодически обновляемыми данными отпускающей стороны, вводя значения температуры и давления холодного источника в виде условно-постоянных значений параметров ТУ ХИ *{00}*.

ВНИМАНИЕ!

При использовании значений температуры и давления холодной воды, вносимых в память ИСТОК-ТМ в виде условно-постоянных величин для расчета энтальпии ХИ, результаты расчета тепловой энергии должны быть скорректированы в соответствии с ГОСТ Р 8.592-2002.

«Узел учета» - совокупность комплекта ПИП и устройств, обеспечивающие коммерческое измерение и учет массы теплоносителя, его тепловой энергии, объемный расход природного газа или сжатого воздуха.

«Условно-постоянные параметры» - параметры, значения которых могут быть изменены в режиме «Измерение». К таким параметрам относят компонентный состав природного газа, атмосферное давление, давление и температура ХИ, значения измерительных каналов КТУ, вносимых в процессе программирования в виде констант.

«Договорные значения» - установленные по согласованию с поставщиком энергоресурсов значения параметров измеряемой среды, которые вводятся при программировании точек учета и используются управляющей программой прибора при:

1) отключении питания на время, превышающее 10 мин;
2) возникновении нештатной ситуации *«Ошибка среды»* или *«Обрыв датчика».*

Нештатная ситуация *«Ошибка среды»* - нештатный режим работы, возникающий вследствие того, что соотношение измеренных значений давления и температуры теплоносителя выходит за диапазон, определяющий вид измеряемой среды (переход через «линию насыщения» для воды или перегретого пара). Может возникнуть так же вследствие отказа ПИП.

Нештатная ситуация *«Обрыв датчика»* - нештатный режим работы, возникающий при выходе сигналов ПИП за нижний предел установленного аварийного значения:

- силы тока - при использовании ПИП с выходным сигналом (4-20) мА;
- активного сопротивления - при использовании ТС.

1 Технические данные

1.1 Основные технические характеристики:

- каналы измерения силы постоянного тока, шт. – 12;
- каналы измерения ТС, шт. – 3;
- каналы измерения частотно-импульсных сигналов, шт. – 2;
- выходной канал телесигнализации, шт. – 1;
- архив часовых значений, часов – 720;
- архив суточных значений, суток – 94;
- архив месячных значений, месяцев – 24;
- габаритные размеры, мм не более 242x210x120;
- степень защиты по ГОСТ 14254-96 – IP54;
- мощность потребления от однофазной сети переменного тока напряжением 230^{+23}_{-35} В и частотой (50±1) Гц, не более, ВА – 8;
- масса не более, кг – 3;
- средняя наработка на отказ, ч – 75000;
- средний срок службы, лет – 12.

1.2 Характеристика интерфейса

- протокол обмена *ModBus RTU*;
- драйверы интерфейса:
  - (*RS485,RS232 или ИРПС-ТП)* по заявке, шт. – 1;
  - (*Симплексная линия –КТС Энергия)* – 1;
- скорость обмена, бит/с – 1200 - 38400.

1.3 По устойчивости к климатическим и механическим воздействиям ИСТОК–ТМ соответствует группам В4, L3, Р1 (ГОСТ 12997-84). Класс исполнения по условиям окружающей среды С по СТБ ЕН 1434-2004. Рабочие условия применения:

- температура окружающей среды от +5 до +55 °С;
- относительная влажность воздуха 80 % при 35 °С;
- атмосферное давление от 630 до 800 мм рт. ст.

1.4 ИСТОК–ТМ должен эксплуатироваться в закрытых невзрывоопасных помещениях при отсутствии в воздухе агрессивных паров и газов. При эксплуатации на объектах, где требуется обеспечение условий взрывозащищенности, ИСТОК–ТМ должен размещаться вне взрывоопасной зоны. В этом случае искробезопасность цепей связи с ПИП обеспечивается с помощью сертифицированных барьеров искрозащиты. Установочные размеры ИСТОК–ТМ приведены в приложении А.

1.5 ИСТОК–ТМ соответствует следующим требованиям к электромагнитной совместимости и радиопомехам и устойчив:

1.5.1 К провалам, кратковременным прерываниям и изменениям напряжения питания для класса электромагнитной обстановки 2 с критерием качества функционирования В по СТБ МЭК 61000-4-11.

1.5.2 К наносекундным импульсным помехам испытательным уровнем 3 с критерием качества функционирования В по СТБ МЭК 61000-4-4.

1.5.3 К микросекундным импульсным помехам большой энергии для класса условий эксплуатации 3 с критерием качества функционирования В по СТБ МЭК 61000-4-5.

1.5.4 К радиочастотному электромагнитному полю степени жесткости 2 с критерием качества функционирования А по СТБ ГОСТ Р 51317.4.3.

1.5.5 К электростатическим разрядам в соответствии с типовым размещением и условиями окружающей среды для класса 3 с критерием качества функционирования В по СТБ МЭК 61000-4-2

1.6 По требованиям к устройству и конструкции оборудования с целью обеспечить защиту от поражения электрическим током и других опасностей ИСТОК–ТМ соответствует ГОСТ 12.2.091-2002.

1.7 Назначение измерительных каналов:

«01» - ***«12»*** - измерение силы постоянного тока ПИП в диапазонах (0-5) мА, (0-20) мА, (4-20) мА. Входное сопротивление – 44,2 Ом.

«13» - ***«15»*** - измерение ТС по 4-проводной схеме с номинальной статической характеристикой (НСХ) типа ТСМ (50М, 100М) и номинальным значением W100=1,428 или ТСП (50П, 100П) с номинальным значением W100=1,3910 и W100=1,3850. Действующее значение силы тока, питающего ТС - не более 2,7 мА.

«16» - внутренний системный канал. Используется для программной компенсации температурной погрешности прибора и на клеммный соединитель не выводится.

«17» - ***«18»*** - измерение частотно-импульсных сигналов прямоугольной формы. Входные сигналы этих каналов должны формироваться изменением состояния внешних токовых ключей «замкнуто/разомкнуто» (источником тока встроен в ИСТОК-ТМ).

1.8 Характеристики частотных (числоимпульсных) сигналов:

- напряжение источника тока - 12±1,0 В;
- токовый сигнал высокого уровня, не менее - 12±2,0 мА;
- токовый сигнал низкого уровня, не более - 2,5 мА;
- нормированный диапазон частот при измерении частоты - 0 – 3000 Гц (максимально допустимый диапазон 0 – 5000 Гц);
- максимальная частота следования одиночных импульсов - 10 Гц;
- минимальная длительность импульса - 40 мс (класс IA по СТБ ЕН 1434-1-2004).

1.9 Выходной канал ***«Авария»*** (контакты 41, 42) предназначен для формирования сигнала внешней сигнализации при возникновении нештатной ситуации.

1.10 Выходной канал ***«Поверка частоты»*** (контакты 43, 44) предназначен для формирования выходного частотного сигнала (4096 Гц) и используется для поверки точности хода внутренних часов прибора.

1.11 ИСТОК–ТМ обеспечивает:

- Удобный интерфейс ввода данных, выбор и управление режимами работы с помощью 16-кнопочной клавиатуры и двухстрочного дисплея, расположенных на лицевой панели.
- Косвенное измерение температуры, давления, перепада давления, расхода, объема, влажности и процентного содержания вещества измеряемой среды по любому из измерительных каналов, регистрацию средних либо интегральных значений с нарастающим итогом по каждой из точек учета на глубину архивирования.
- Вычисление объемного расхода природного газа и воздуха при рабочих и стандартных условиях, массового расхода, массы энергоносителя, количества теплоты и тепловой энергии по результатам измерений вышеперечисленных величин, обеспечивая 4 полных коммерческих точки учета. При этом обеспечивается регистрация 4-х основных параметров по каждому узлу учета на глубину архивирования.
- Вычисление параметров измеряемой среды по 4 группам учета (например количество теплоты и тепловая энергия теплоносителя, полученная потребителем в открытой водяной системе), регистрация средних либо интегральных значений с нарастающим итогом по каждой группе учета на глубину архивирования.
- Время полного измерительного цикла (обновления всех вычисляемых значений) в режиме измерения – 5 с.
- Расчет основных энергетических параметров теплотехнических (котельных) установок в именованных величинах и реальном масштабе времени в точке и группе учета «КОТЕЛ». При этом обеспечивается:
  - измерение до 14 основных параметров котельной установки;
  - вычисление и отображение на индикаторе не менее 12 значений основных энергетических и технологических параметров.
- Хранение в памяти параметров программирования при отключении электропитания на время, ограниченное сроком службы ИСТОК-ТМ и автоматическое возобновление работы при восстановлении электропитания.
- Восстановление и регистрация измерительной информации за время перерыва электропитания:
  - по последним измеренным значениям, если время отключения питания не превышает 10 мин;
  - по договорным значениям при отключении питания свыше 10 мин, но не более 10 суток.
- Регистрацию архива отключения и включения напряжения питания - до 64 записей.
- Вычисление объемного и массового расхода, количества тепловой энергии по установленным (минимальным или максимальным) значениям температуры, давления и перепада давления (расхода) при выходе показаний соответствующих ПИП за допустимый диапазон измерения (наибольшее или наименьшее значения), а также по договорным значениям при нештатных ситуациях «Ошибка среды» или «Обрыв датчика».

- Веление календаря (число, месяц, год) и отсчет текущего времени с переходом на зимнее (летнее) время.
- Коррекцию значений текущего времени на величину не более ±30 с до пяти коррекций в месяц.
- Регистрацию архива нештатных ситуаций, возникающих при работе прибора в режиме «Измерение» - до 64 записей.
- Регистрацию таймера для отображения времени бесперебойной работы прибора в режиме измерения (ч, мин). При отключении питания или при переходе в режим программирования таймер останавливается.
- Регистрацию архива изменений значений условно-постоянных параметров в режиме парольного доступа с указанием даты и времени корректировки предыдущих и вновь веденных значений - до 64 записей.
- Защиту от несанкционированного изменения параметров программирования путем опломбирования кнопки «PRG», введением пароля пользователя, а так же ведением архива доступа в режим «Программирование» с регистрацией даты и времени выхода из режима (до 64 записей).
- Обмен данными по последовательному интерфейсу в режиме полудуплекса с КТС верхнего уровня или ПК или передачу данных по двухпроводной симплексной линии связи (100 бит/с) в КТС «ЭНЕРГИЯ+».
- Совместно с адаптером ИСТОК-АИ одновременно:
  - передачу данных по двухпроводной симплексной линии связи (100 бит/с) в КТС «ЭНЕРГИЯ+» на расстояние до 5 км;
  - модемную связь с удаленным компьютером по коммутируемым телефонным линиям связи при использовании проводного модема, или радиоканалам при использовании радио (GSM) модема;
  - вывод массива накопленных данных на EPSON-совместимый принтер по стандартному интерфейсу Centronics.

1.12 Примерный перечень применяемых ПИП, в составе измерительных систем на базе ИСТОК-ТМ, в зависимости от вида контролируемой среды, приведен в приложении В.

Количество, используемых измерительных каналов для каждой точки учета, определяется видом контролируемой среды, методом измерения и нормативными требованиями к измерению параметров среды.

1.13 ИСТОК–ТМ обеспечивает индикацию вводимых и регистрируемых параметров в единицах измерения, приведенных в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Единицы измерения ИСТОК-ТМ

Наименование параметра	Единица измерения
Время	ч, мин, с
Диаметр	мм
Масса	т
Температура	°С
Давление	кПа (кгс/см^2)
Перепад давления	кПа (кгс/см^2)
Объем	Т.м^3 (тысяч м^3)
Объемный расход	м^3/ч
Массовый расход	кг/ч (т/ч)
Тепловая мощность	ГДж/ч (Гкал/ч)
Тепловая энергия	ГДж (Гкал)
Частота	Гц
Плотность	кг/м^3
Энтальпия	кДж/кг (ккал/кг)
Влажность	%
Процентное содержание	%
КПД	%
Сила тока	мА
Активное сопротивление	Ом
Электрическая мощность	кВт
Электрическая энергия	кВт·час

1.14 Изоляция электрических цепей ИСТОК-ТМ выдерживает испытательное напряжение 3 кВ между цепями сети и корпусом ИСТОК-ТМ и между цепями сети и измерительными и интерфейсными каналами.

2 Номинальные функции преобразований

2.1 ИСТОК-ТМ реализует алгоритмы вычисления тепловой мощности, теплоты и тепловой энергии, значений параметров теплофизических и физических величин (энтальпия, динамическая вязкость, показатель адиабаты, плотность, коэффициент сжимаемости и др.), массы (объема) энергоносителей согласно следующим нормативным документам:

- Правила пользования тепловой энергией. Смоленск, СГИФК, 2006г.;
- Правила учета тепловой энергии и теплоносителя. Главгосэнергонадзор Минтопэнерго РФ. Изд. МЭИ, 1995г.;
- ГОСТ 8.586.(1–5) - 2005 ГСИ РФ. «Измерение расхода и количества жидкостей, и газов с помощью стандартных сужающих устройств»;
- ГОСТ 30319.(0-3) - 96 Газ природный. Измерение расхода и методы расчета физических свойств;
- ГОСТ Р. 596 -2002 ГСИ РФ. Измерительные системы. Основные положения;
- СТБ ГОСТ Р 51649-2002 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия.
- СТБ ЕН 1434-1-2004. Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования.
- Государственная служба стандартных справочных данных (ГСССД 98-2000; ГСССД 6-89; ГСССД 18-31; ГСССД 18-81; ГСССД 94-86; ГСССД 96-86; ГСССД 110-87);
- ПР 50.2.019-2006 ГСИ. Методика выполнения измерений при помощи турбинных, ротационных и вихревых счетчиков.
- МИ 2573-2000 Рекомендация. ГСОЕИ. Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Методика поверки. Общие положения;
- МИ 2412–97 Рекомендация. ГСОЕД РФ. Водяные системы теплоснабжения. Уравнения измерения тепловой энергии и количества теплоносителя;
- МИ 2451-98 Рекомендация. ГСОЕД РФ. Паровые системы теплоснабжения. Уравнения измерения тепловой энергии и количества теплоносителя;
- МИ 2553– 99 Рекомендация. ГСОЕД РФ. Энергия тепловая и теплоноситель в системах теплоснабжения. Методика оценивания погрешности измерений. Основные положения.
- МИ 2537–2000 ГСОЕД РФ. Тепловая энергия открытых водяных систем теплоснабжения, полученная потребителем. Методика выполнения измерений.

2.2 Номинальные алгоритмы преобразований, реализованные в ИСТОК–ТМ, устанавливают соответствие между значениями информативных параметров его входных сигналов и вычисленными показаниями, представленными в цифровой форме.

2.3 Каждая номинальная функция преобразования определена для некоторого (номинального) диапазона измерений, характеризующегося верх-

ним и нижним пределами, на котором нормированы погрешности ИСТОК-ТМ.

2.4 Номинальные функции преобразований значений входных сигналов в цифровые значения, отображаемые на дисплее, соответствуют:

2.4.1 При вычислении значений измеряемого параметра, соответствующего входному токовому сигналу для ПИП с линейной характеристикой:

$$Y = (X_{\max} - X_{\min}) \cdot \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} + X_{\min} \qquad (1)$$

2.4.2 При вычислении значений температуры, пропорциональных активному сопротивлению ТС с характеристикой ТСП W_{100}=1,3910:

$$t = \frac{\sqrt{R_0{}^2 \cdot 1.575454854E-5 + 4 \cdot R_0 \cdot 5.829E-7 \cdot (R_0 - R)} - R_0 \cdot 3.9692E-3}{-1.1658E-6 \cdot R_0} \qquad (2)$$

2.4.3 При вычислении значений температуры, пропорциональных активному сопротивлению ТС с характеристикой ТСП W_{100}=1,3850:

$$t = \frac{\sqrt{R_0{}^2 \cdot 1.527480889E-5 + 4 \cdot R_0 \cdot 5.775E-7 \cdot (R_0 - R)} - R_0 \cdot 3.9083E-3}{-1.155E-6 \cdot R_0} \qquad (3)$$

2.4.4 При вычислении значений перепада давления с использованием датчика силы тока для ПИП с корнеизвлекающей характеристикой:

$$Y = (X_{\max} - X_{\min}) \cdot \left(\frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \right)^2 + X_{\min} \qquad (4)$$

2.4.5 При вычислении значений измеряемого параметра, пропорционального входному частотному сигналу:

$$Y = f \cdot \frac{X_{max}}{f_{max}} \qquad (5)$$

2.4.6 При вычислении значений измеряемого параметра, пропорционального входному импульсному сигналу:

$$Y = \frac{M \cdot N^*}{И_m} \qquad (6)$$

∗ - максимальное количество импульсов от ПИП не должно превышать 65535 [имп/мин];

где Y – цифровые показания ИСТОК-ТМ в единицах измеряемого параметра;

f – значение частоты ПИП, Гц;

f_{max} – верхнее предельное значение частоты ПИП, Гц;

I – значение силы постоянного тока ПИП, мА;

I_{max} – верхнее предельное значение силы постоянного тока ПИП, мА;

I_{min} – нижнее предельное значение силы постоянного тока ПИП, мА;

R – текущее значение сопротивления ТС, Ом;

R_0 – значение сопротивления ТС при 0 °С, Ом;

$И_m$ – количество импульсов ПИП, соответствующее значению измеряемого параметра М, имп;

N – количество входных импульсов ПИП, имп;

t – температура, °С;

X_{max} – верхнее предельное значение ПИП, соответствующее току Imax;

X_{min} – нижнее предельное значение ПИП, соответствующее току Imin.

2.5 Измеренные значения перепада давления или объемного расхода, а также температуры и давления энергоносителей используются в дальнейших вычислениях для определения значений массы и массового расхода теплоносителя, и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям. Полученные значения массы теплоносителя и энтальпии используются для определения тепловой энергии в соответствии со следующими формулами:

2.5.1 При вычислении значений массового расхода (массы) теплоносителя, пропорциональных перепаду давления на ССУ

$$G_m = K_1 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot \rho} \qquad (7)$$

2.5.2 При вычислении значений объемного расхода газа в стандартных условиях (20 °С, 101,325 кПа), пропорциональных перепаду давления на ССУ

$$G_c = K_2 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho \cdot t \cdot K_{сж}}} \qquad (8)$$

2.5.3 При вычислении значений массового расхода (массы) теплоносителя и объемного расхода газа, пропорциональных перепаду давления на осредняющих напорных трубках типа Annubar II (Annubar 485), в рабочих условиях и при стандартных условиях (20 °С, 101,325 кПа)

$$G_m = K_3 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot d^2 \cdot \sqrt{\Delta P \cdot \rho}, \qquad (9)$$

$$G_c = K_4 \cdot \alpha \cdot \varepsilon \cdot D^2 \cdot \sqrt{\frac{\Delta P \cdot P}{\rho \cdot t \cdot K_{сж}}}. \qquad (10)$$

2.5.4 При вычислении количества теплоты с теплоносителем

$$Q = G_m \cdot h, \qquad (11)$$

где:

G_o, G_c – объемный расход газа в рабочих условиях и стандартных условиях, $м^3/ч$;

G_m – массовый расход теплоносителя, кг/ч;

K_1, K_2 – масштабные коэффициенты, вычисляемые в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586, ГОСТ 30319.

K_3, K_4 – масштабные коэффициенты, вычисляемые в соответствии с требованиями МИ 2394-2000 (Расходомер с применением осредняющей трубки «DIAMOND II/(II+) ANNUBAR»); ANNUBAR DIAMOND II + Flow Handbook 00807-0100-1191, DS-7300 English Rev.BA;

α, ε – коэффициент расхода и коэффициент, учитывающий изменение

плотности газообразной среды при прохождении её через сужающее устройство в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586, ГОСТ 30319 и МИ 2394-2000;

d – диаметр отверстия сужающего устройства в рабочих условиях, мм;

D – внутренний диаметр трубопровода в рабочих условиях, мм;

ΔP – перепад давления на сужающем устройстве, кПа;

ρ – плотность измеряемой среды в рабочих условиях, кг/м3;

P – абсолютное давление, кПа;

t – температура, °С;

$K_{сж}$ – коэффициент сжимаемости газа, вычисляемый согласно модифицированному уравнению состояния NX-19 (ГОСТ 30319.2-96);

h – энтальпия теплоносителя.

3 Метрологические характеристики

3.1 Основные метрологические характеристики ИСТОК-ТМ приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Наименование параметра	Значение
Предел основной приведенной погрешности измерения входных сигналов (в процентах к нормирующему значению)	± 0,05%
Предел основной относительной погрешности вычисления расхода энергоносителей и тепловой энергии*	±0, 05%
Предел относительной погрешности вычисления количества теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе при использовании ИСТОК-ТМ в качестве тепловычислителя	±(0, 5+3/ΔT)%
Предел дополнительной погрешности при изменении температуры окружающего воздуха на каждые 10°С	0,5 предела основной погрешности
Примечание - За нормирующие значения принимают: для каналов измерения силы тока – значение силы тока 20 мА; для каналов измерения ТС с сопротивлением R0 100 Ом – 350 °С; 50 Ом – 500 °С; – для каналов измерения частоты – частоту 1000 Гц.	

3.2 Предельные значения параметров измеряемой среды, при которых ИСТОК-ТМ обеспечивает заданную точность вычислений, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Наименование среды	Абсолютное давление, МПа	Температура, °С
“Природный газ”, “Воздух”	0,1 - 12,8	от минус 40 до плюс 80
“Перегретый пар”	0,1 - 96,0	100 – 650
“Насыщенный пар”	0,1 - 3,6	до 240
“Горячая вода”	0,1 – 19	0 - 280

3.3 Максимальная измеряемая температура не должна превышать:

- *200 °С* – для ТС ТСМ с $W_{100} = 1,428$;
- *650 °С* – для ТС ТСП с $R_0 = 50$ *Ом;*
- *500 °С* – для ТС ТСП с $R_0 = 100$ *Ом.*

4 Устройство ИСТОК-ТМ

4.1 Внешний вид ИСТОК-ТМ изображен на рисунке 4.1.

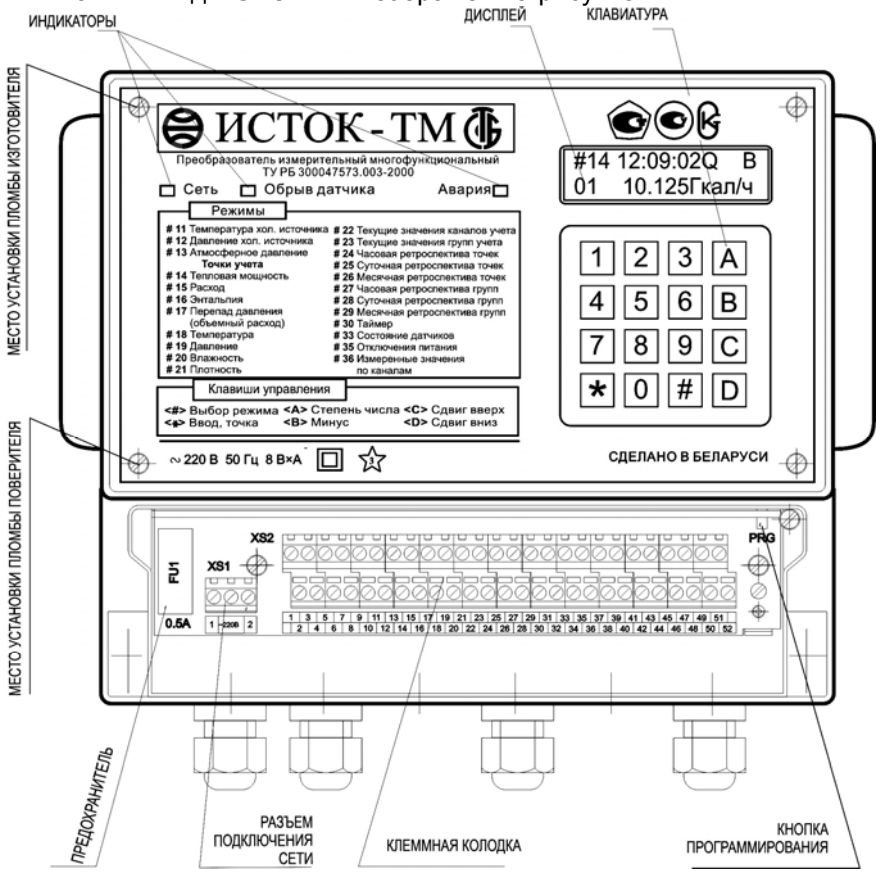


Рисунок 4.1 Внешний вид ИСТОК-ТМ

4.2 ИСТОК-ТМ выполнен в пластмассовом корпусе. Способ крепления прибора - настенный, на трех винтах. Габаритные размеры и варианты крепления приведены в приложении А.

Конструктивно ИСТОК-ТМ состоит из трех основных частей:

1) платы управления, на которой расположен процессор, ПЗУ, ОЗУ, АЦП, клавиатура, двухстрочный (2х16) ЖКИ, индикаторы нештатных ситуаций «А*вария*», «*Обрыв датчика*», индикатор «*Сеть*».

2) платы блока питания, которая крепится к основанию корпуса, находится непосредственно под платой управления;

3) платы входной, на которой расположены клеммные соединители ввода/вывода и клеммы подключения питающей сети. Конструктивно входная плата крепится к основанию корпуса прибора и расположена в двух отсеках: приборном и клеммном. Для предотвращения несанкционированного

доступа в приборную часть корпуса со стороны клеммной части используется специальная планка.

Клеммный отсек корпуса ИСТОК-ТМ закрывается крышкой, которая имеет специальное уплотнение и крепится к корпусу двумя винтами. При снятой крышке открыт доступ к двум рядам клемм, к которым «под винт» подключаются линии измерительных и интерфейсных каналов.

В левой части клеммного отсека находится предохранитель электропитания, который закрыт защитной крышкой.

С правой стороны клеммного отсека находится кнопка **«PRG»**, при помощи которой возможен доступ в режим «Программирование». Режимы «Измерение» или «Программирование» отображаются на ЖКИ индикаторе.

Кабели связи с ПИП и другим оборудованием вводятся через гермовводы (уплотнители), находящиеся внизу клеммного отсека. Лицевая часть прибора закрывается прозрачной крышкой, имеющей специальное уплотнение. Гермовводы и обе крышки прибора обеспечивают надежную защиту от пыли и влаги.

4.3 Назначение клавиатуры ИСТОК-ТМ:

«✱» – подтверждение выбора, переход к следующему значению;
– ввод десятичной точки числа с плавающей запятой.

«#» – выбор номера программы в режиме «Программирование»;
– выбор номера режима в режиме «Измерения».

«0» - «9» – ввод цифровых значений;
– клавиши **«0»** и **«1»** дополнительно используются для ввода операций деления и умножения при программировании групп учета.

«A» – ввод символа порядка числа (E) с плавающей точкой при его представлении в экспоненциальной форме.

«B» – ввод знака «-» при вводе числа с плавающей точкой.

«C» – шаг вперед при выборе значений из списка;
– при просмотре ретроспективы перевод значений ретроспективы на один временной интервал вперед.

«D» – шаг назад при выборе значений из списка;
– при просмотре ретроспективы перевод значений ретроспективы на один временной интервал назад.

5 Режим «Программирование»

5.1 Программирование ИСТОК-ТМ на конкретные условия применения основано на выборе метода измерения и вводе значений параметров, характеризующих применяемые ПИП и контролируемую среду (поток).

5.2 Для перевода в режим «Программирование» необходимо снять крышку клеммного отсека и нажать кнопку **«PRG»**. На дисплее ИСТОК-ТМ появится надпись:

```
Программирование
```

Внимание: Перед началом программирования убедитесь в том, что ИСТОК-ТМ находится в режиме программирования рабочего массива (см. программу **«П50»**).

5.3 В режиме «Программирование» доступны следующие программы:

«П01»	Установка контрактного времени;
«П02»	Программирование ТУ и КУ;
«П03»	Постановка на обслуживание КТУ;
«П04»	Программирование ГрУ;
«П05»	Установка времени;
«П06»	Установка сетевого номера;
«П07»	Установка пароля;
«П08»	Удаление пароля;
«П09»	Пуск по ТУ (обнуление архива данных);
«П10»	Пуск по ГрУ (обнуление архива данных);
«П38»	Выбор интерфейса связи;
«П39»	Программирование КТС «Энергия;
«П40»	Программирование ИК;
«П50»	Установка массива поверки;
«П60»	Выбор единиц измерения;
«П61»	Выбор единиц измерения расхода архивных значений.

5.4 Инициализация любой программы производится в режиме ***«Программирование»*** путем последовательного нажатия клавиши **«#»** и двух цифровых клавиш, обозначающих номер программы.

ИСТОК-ТМ обеспечивает настройку 17-и измерительных каналов, 16-и точек учета (из них 4-х комплексных точек учета) и 4-х групп учета.

Внимание! Программирование точек ***{00*}*** – ***{04*}*** и точек ***{01}*** – ***{16}*** в программе **«П02»** производится только после программирования измерительных каналов, которые будут использованы при организации измерений по данной точке учета (см. **«П40»**).

Внимание! При использовании в узлах учета датчиков избыточного давления, для настройки точки учета ***{00}*** необходимо использовать измерительный канал с датчиком атмосферного давления или вводить значение

параметра «атмосферное давление» как константу.

5.5 **Программа «П01»** - установка *Контрактного времени* (установка времени расчетного начала суток, согласованного между потребителем и поставщиком энергоносителей). Дискретность задания времени – 1 ч. Например, необходимо установить контрактное время начала суток 07 часов. Для этого нужно вести: **«0» «7»**. На дисплее будет отображено:

```
П01 Контрактное
время 07 час.
```

5.6 **Программа «П40»** - программирование измерительных каналов. ИК будут в дальнейшем использованы при программировании точек учета. Параметры измерительных каналов определяются типом применяемых ПИП, характеристикой их выходных сигналов, видом контролируемого параметра измеряемой среды и др.

5.6.1 Алгоритм программирования измерительных каналов изображен на рисунке 5.1.

5.6.2 Пример программирования токовых измерительных каналов приведен в таблице 5.1. Переход от предыдущего режима программирования к следующему осуществляется нажатием клавиши **«✱»**.

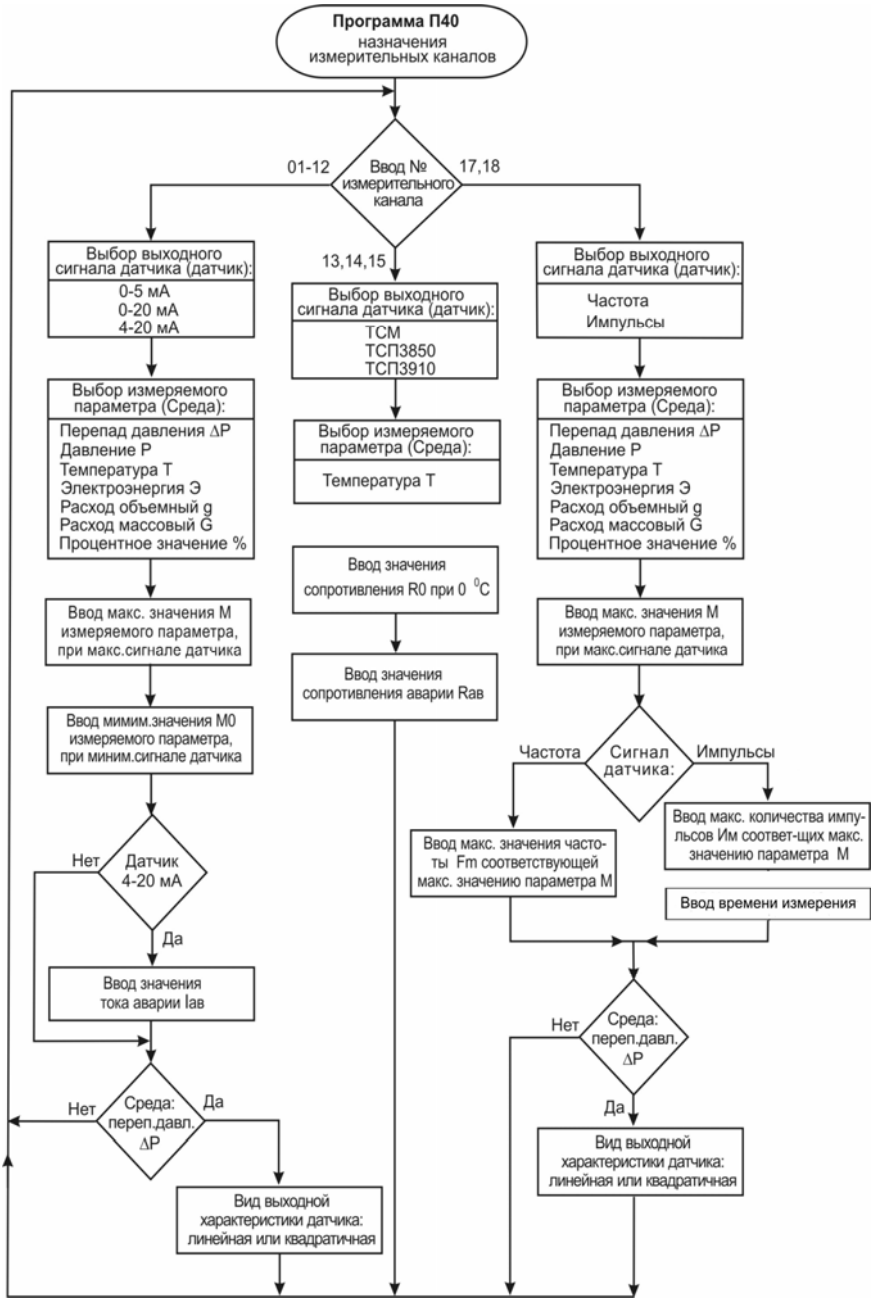


Рисунок 5.1 Алгоритм программирования измерительных каналов

Таблица 5.1Пример программирования токовых каналов

Порядок действий	Клавиши	Показания индикатора
Инициализация программы	**«#» «4» «0»**	П40 Канал □□ Датчик □□□□□□□
Ввод номера измерительного канала [1]	**«0» «2»**	П40 Канал 02 Датчик □□□□□□□
Выбор выходного сигнала датчика (датчик)[2]	**«C»** или **«D»**	П40 Канал 02 Датчик 4-20 мА
Выбор измеряемого параметра (среда) [3]	**«C»** или **«D»**	П40 Канал 02 Среда Пер.давл.
Ввод макс.значения М измеряемого параметра, при макс. сигнале датчика [4]	**«6» «3» «✱» «0» «0» «0» «0» «0»**	П40 Канал 02 Δ М 63 кПа
Ввод мин. значения М0 измеряемого параметра, при мин. сигнале датчика [5]	**«1» «0» «✱» «0» «0» «0» «0» «0»**	П40 Канал 02 Δ М0 10 кПа
Ввод значения тока аварии Iав (для датчика 4-20 мА) [6]	**«3» «✱» «8» «✱» «0» «0» «0» «0» «0» «0»**	П40 Канал 02 Δ Iав 3.8 мА
Выбор выходной характеристики датчика (для датчика перепада давления) [7]	**«C»** или **«D»**	П40 Канал 02 Δ Хар Корнеизвлек.

□ – произвольные показания

[1] –токовые измерительные каналы ***«01»*** ÷ ***«12»***. Номер вводится с клавиатуры;

[2] – ряд унифицированных токовых входных сигналов:

- *«0 -5 мА»*;
- *«0 -20 мА»*;
- *«4 -20 мА»*;

[3] – измеряемый параметр среды, который отображается на экране инцикатора сокращенным названием или условно одной буквой:

o Температура	-	*«Темпер.»*	-	T;
o Давление	-	*«Давление»*	-	P;
o Перепад давления	-	*«Пер.давл.»*	-	Δ;
o Процентное значение	-	*«% знач.»*	-	%;
o Расход массовый	-	*«Расход м.»*	-	g;
o Расход объемный	-	*«Расход о.»*	-	G;
o Электроэнергия	-	*«Электр.»*	-	Э;

[4] – максимальное значение измеряемого параметра, соответствующее максимальной силе тока датчика (5 мА или 20 мА);

[5] – минимальное значение измеряемого параметра, соответствующее минимальной силе тока датчика (0 мА или 4 мА);

[6] – ток аварии, значение силы тока датчика в мА, ниже которого фиксируется НС *«Обрыв датчика»* (только для датчика 4-20 мА) ;

[7] – вид выходной характеристики датчика перепада давления: линейная или корнеизвлекающая.

5.6.3 Существуют ПИП с токовым выходом, у которых линейная характеристика определена в некотором диапазоне значений от I_{0l} до I_{max}.

Например, датчик давления 0 – 20 мА, у которого значению тока I_{max}=20 мА соответствует значение P_{max}=630 кПа и току I_{0l}=1 мА соответствует значение P_{0l}=41 кПа.

В этом случае необходимо в программе **«П40»** выбрать датчик 0–20мА. Для этого датчика в ИСТОК-ТМ должно быть введено значение М0, соответствующее току 0 мА. Поэтому следует выполнить расчет значения М0 по следующему выражению:

$$M0 = (I_{\min} - I_{0l}) \cdot \frac{P_{\max} - P_{0l}}{I_{\max} - I_{0l}} + P_{0l}$$

Здесь значению тока I_{min} соответствует минимальное значение тока канала ИСТОК-ТМ, в данном случае 0 мА. Таким образом, получим:

$$M0 = (0 - 1мА) \cdot \frac{630кПа - 41кПа}{20мА - 1мА} + 41кПа = 10кПа$$

5.6.4 Пример программирования измерительных каналов термосопротивления приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2 Пример программирования каналов сопротивления

Порядок действий	Клавиши	Показания индикатора
Инициализация программы	**«#» «4» «0»**	**П40 Канал □□** **Датчик □□□□□□□**
Ввод номера измерительного канала [1]	**«1» «3»**	**П40 Канал 13** **Датчик □□□□□□□**
Выбор выходного сигнала датчика (датчик) [2]	**«C»** или **«D»**	**П40 Канал 13** **Датчик ТСП3910**
Выбор измеряемого параметра (среда) [3]	**«C»** или **«D»**	**П40 Канал 13** **Среда Темпер.**
Ввод значения сопротивления R0 при 0 °С [4]	**«1» «0» «0» «✱» «0» «0»**	**П40 Канал 13 Т** **R0 100 Ом**
Ввод значения сопротивления аварии Rав [5]	**«8» «0» «✱» «0» «0» «0»**	**П40 Канал 13 Т** **Rав 80 Ом**

□ - произвольные показания

[1] – измерительные каналы термосопротивлений; ***«13»*** - ***«15»***.

[2] –типы подключаемых ТС:

- *«ТСП3910»* – НСХ ТСП 1,3910;
- *«ТСП3850»* – НСХ ТСП 1,3850;
- *«ТСМ»* – НСХ ТСМ 1,4285;

[3] – измеряемый параметр канала: «Температура» - Т;

[4] – значение омического сопротивления не должно превышать 300 Ом. Типовые значения – 50 Ом и 100 Ом.

[5] – сопротивление аварии – значение термосопротивления в Ом, ниже которого фиксируется НС *«Обрыв датчика»*.

5.6.5 Пример программирования частотных измерительных каналов приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Пример программирования частотных каналов

Порядок действий	Клавиши	Показания индикатора
Инициализация программы	**«#» «4» «0»**	П40 Канал □□ Датчик □□□□□□□□
Ввод номера измерительного канала [1)]	**«1» «7»**	П40 Канал 17 Датчик □□□□□□□□
Выбор выходного сигнала датчика (датчик) [2)]	**«C»** или **«D»**	П40 Канал 17 Датчик Частота
Выбор измеряемого параметра (среда) [3)]	**«C»** или **«D»**	П40 Канал 17 Среда Пер.давл.
Ввод макс.значения М измеряемого параметра, при макс. сигнале датчика	**«6» «3» «✱» «0» «0» «0» «0» «0» «0»**	П40 Канал 17 Δ М 63 кПа
Ввод значения максимальной частоты Fm,соответствующей макс.значению параметра М[4)]	**«1» «0» «0» «0» «✱» «0» «0» «0» «0»**	П40 Канал 17 Δ Fm 1000 Гц
Выбор выходной характеристики датчика (для датчика перепада давления)	**«✱» «C»** или **«D»**	П40 Канал 17 Δ Хар Корнеизлек.

□ – произвольные показания

[1)] – измерительные частотно-импульсные каналы «17», «18»;

[2)] – выходной сигнал датчика:

- *«Частота»*;
- *«Импульсы»* ;

[3)] – измеряемый параметр среды;

[4)] – значение максимальной частоты датчика не должно превышать 5 кГц.

5.6.6 Пример программированиях числоимпульсных измерительных каналов приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 Пример программирования числоимпульсных каналов

Порядок действий	Клавиши	Показания индикатора
Инициализация программы	**«#» «4» «0»**	**П40 Канал □□** **Датчик □□□□□□□□**
Ввод номера измерительного канала	**«1» «8»**	**П40 Канал 18** **Датчик □□□□□□□□**
Выбор выходного сигнала датчика (датчик)	**«C»** или **«D»**	**П40 Канал 18** **Датчик Импульсы**
Выбор измеряемого параметра (среда)	**«C»** или **«D»**	**П40 Канал 18** **Среда Расход м.**
Ввод макс.значения М измеряемого параметра, при макс. сигнале датчика	**«2» «0» «0» «✱» «0» «0» «0» «0» «0»**	**П40 Канал 18 g** **М 200м3/ч**
Ввод макс. значения количества импульсов Им, соответствующих макс. значению параметра М[1)]	**«2» «0» «0» «0» «✱» «0» «0» «0» «0»**	**П40 Канал 18 g** **Им 2000**
Ввод времени измерения количества импульсов[2)]	**«C»** или **«D»**	**П40 Канал 18 g** **Время изм.10мин.**

□ - произвольные показания

1) - частота следования импульсов (отношение *М/Им*) не должна превышать 20 Гц).

2) – время измерения количества импульсов может устанавливаться из рада чисел 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30, 60 мин. Время измерения следуют увеличивать более 1 мин. только в случае слишком малого периода следования импульсов, когда это может повлиять на определение минимального значения измеряемой величины.

5.7 **Программа «П02»** - программирование точек учета ***{00}***, ***{01*}*** - ***{04*}***, ***{01}*** - ***{16}***. В этом режиме производится ввод исходных данных по точкам учета, выбор вида измеряемой среды, количество и номенклатура ПИП, а также ввод необходимых констант (значения уровней «отсечек», договорные значения и др.).

5.7.1 Алгоритм программирования точек ***{01*}*** - ***{04*}***, ***{01}*** - ***{16}*** изображен на рисунке 5.2.

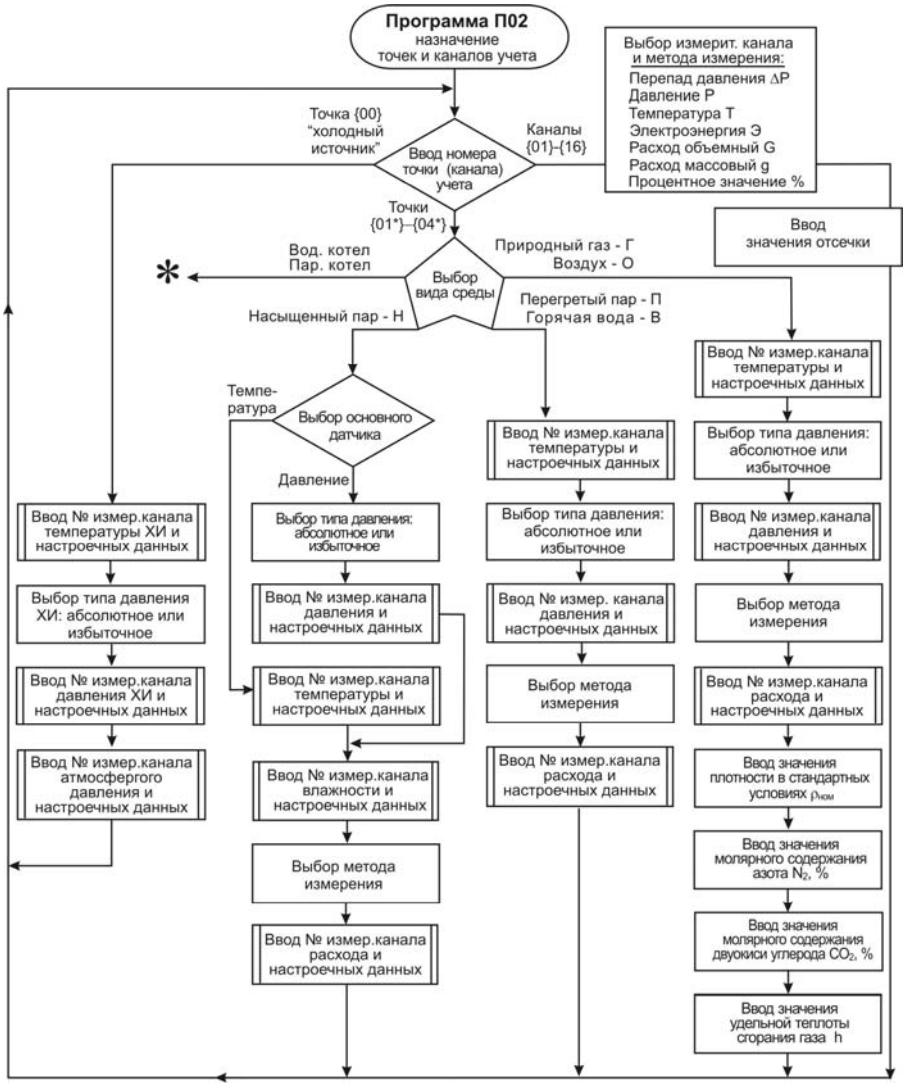


Рисунок 5.2 Алгоритм программирования точек ***{01*}*** - ***{04*}***, ***{01}*** - ***{16}***

5.7.2 Алгоритм программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** изображен на рисунке 5.3.

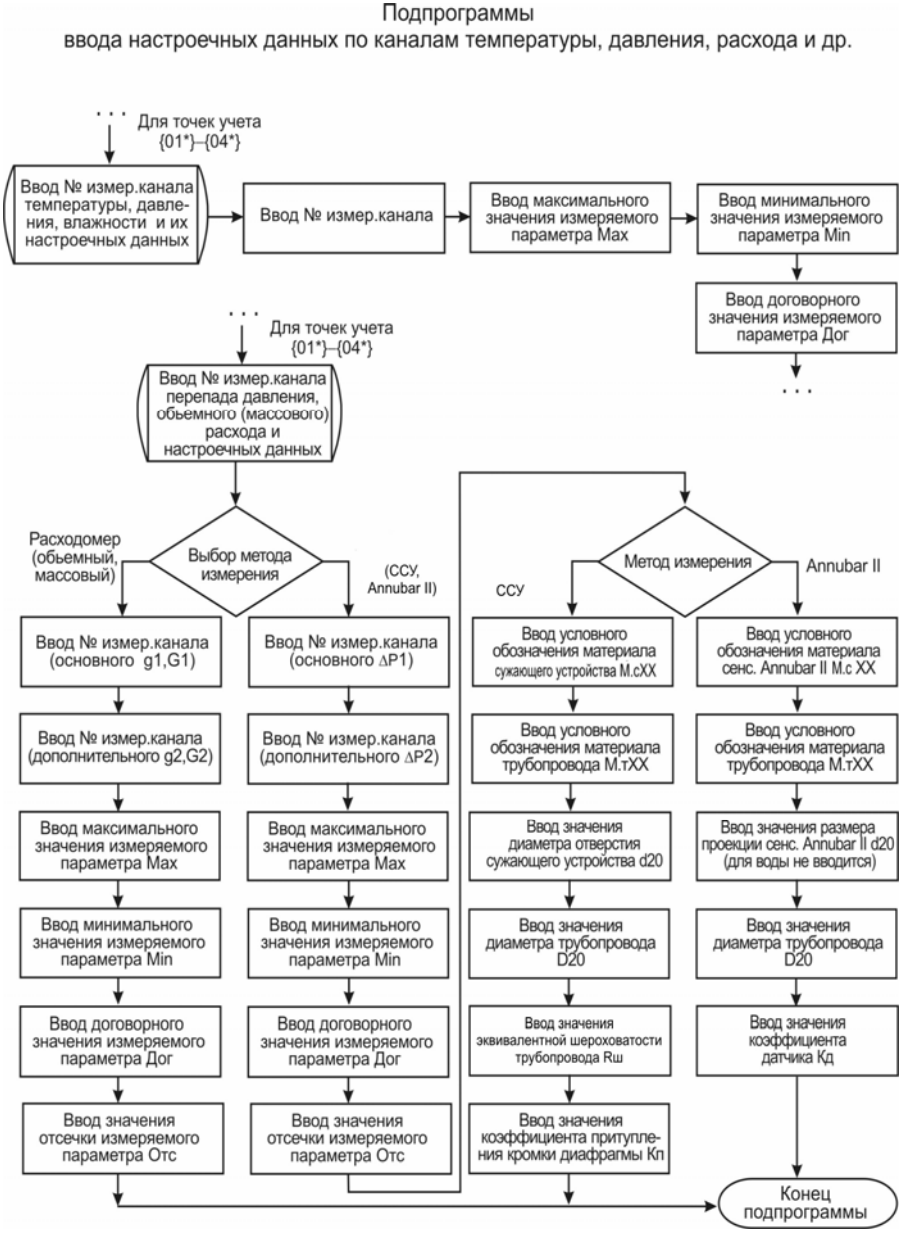


Рисунок 5.3 Алгоритм программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}***

5.7.3 Последовательность программирования ТУ ***{01}*** - ***{16}*** приведена в таблице 5.5.

Таблица 5.5 Последовательность программирования ТУ ***{01}*** - ***{16}***

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета и выбор измеряемого параметра (среда) [1]	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN05 Среда Пер.давл.
Ввод номера измерительного канала [2]	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN05 Δ Канал 01
Ввод значения отсечки (для токовых измерительных каналов) [3]	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN05 Δ Отс 1 кПа

[1] – измеряемый параметр среды: температура, давление, перепад давления, процентное значение, расход массовый, расход объемный, электроэнергия;

[2] – при несоответствии измеряемого параметра ИК измеряемому параметру ТК ввод номера ИК не производится;

[3] – если измеренное значение меньше величины отсечки, то принимается значение 0.

5.7.4 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** для измерения насыщенного пара приведена в таблице 5.6. Датчик расхода - осредняющая напорная трубка.

Таблица 5.6 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}***

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета и выбор вида измеряемой среды (среда)	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 Среда Насыщ.пар
Выбор основного датчика [1]	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 H Основн. датчик P
Выбор вида измеряемого давления [2]	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 P H Вид P Абсолютное
Ввод номера измерительного канала давления	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN01 P H Канал 02
Ввод максимального значения давления Max	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 P H Max 950кПа
Ввод минимального значения давления Min	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 P H Min 100кПа
Ввод договорного значения давления	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 P H Дог 800кПа
Ввод номера измерительного канала влажности	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN01 V H Канал 00

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод значения влажности (константа)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 V H М 0.0000000%
Выбор метода измерения	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 H Метод:Annubar II
Ввод номера измерительного канала (основного ΔP1)	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN01ΔP1H Канал 01
Ввод номера измерительного канала (дополнит. ΔP2) [3]	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN01ΔP2H Канал 00
Ввод максимального значения расхода (ΔP max)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01ΔP H Max 16 кПа
Ввод минимального значения расхода (ΔP min)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01ΔP H Min 1 кПа
Ввод договорного значения расхода	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01ΔP H Дог 10 кПа
Ввод значения «отсечки» по каналу расхода (ΔP отс)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01ΔP H Отс0.5000000 кПа
Ввод условного номера материала ССУ [4]	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 H М.с24 38ХН3МФА
Ввод условного номера материала трубопровода [4]	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN01 H М.т11 Ст20
Ввод значения ширины проекции сенсора расхода [5]	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 H d20 25 мм
Ввод значения внутреннего диаметра трубопровода	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 H D20 150 мм
Ввод значения коэффициента датчика расхода [5]	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN01 H Кд 0.652000

[1] – основной используемый датчик, по которому рассчитываются свойства насыщенного пара: давление (*«P»*) или температура (*«T»*);

[2] – при использовании датчиков избыточного давления, в точке учета ***{00}*** необходимо назначать измерительный канал с датчиком измерения атмосферного давления или вводить значение параметра «атмосферное давление» как константу;

[3] – условный номер *«00»* датчика расхода (перепада давления) обозначает, что по дополнительному каналу датчик не используется;

[4] – условный номер материала выбирается согласно таблице 5.7;

[5] - определяется по документации фирмы производителя.

Таблица 5.7 Условный номер материала

Номер	Марка материала	Номер	Марка материала
01	35Л	21	25Х2М1Ф
02	45Л	22	15Х5М
03	20ХМЛ	23	18Х2Н4МА
04	12Х18Н9ТЛ	24	38ХН3МФА
05	15К, 20К	25	08Х13
06	22К	26	12Х13
07	16ГС	27	20Х13
08	09Г2С	28	30Х13
09	10	29	110Х14Г14Н4Т
10	15	30	08Х18Н10
11	20	31	12Х18Н9Т
12	30,35	32	12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т
13	40,45	33	08Х18Н10Т
14	10Г2	34	08Х22Н6Т
15	38ХА	35	37Х12Н8Г8МФБ
16	40Х	36	31Х19Н9МВБТ
17	15ХМ	37	06ХН28МДТ
18	30ХМ, 30ХМА	38	20Л
19	12Х1МФ	39	25Л
20	25Х1МФ		

5.7.5 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** для измерения сетевой (горячей) воды приведена в таблице 5.8. Датчик расхода - диафрагма с угловым способом отбора.

Таблица 5.8 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** для измерения сетевой (горячей) воды

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета и выбор вида измеряемой среды (среда)	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN02 Среда Вода
Ввод номера измерительного канала температуры	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN02 Т В Канал 13
Ввод максимального значения температуры Max	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Т В Max 150 °C
Ввод минимального значения температуры Min	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Т В Min 20 °C
Ввод договорного значения температуры	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Т В Дог 100 °C

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Выбор вида измеряемого давления [1)]	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN02 Р В Вид Р Избыточное
Ввод номера измерительного канала давления	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN02 Р В Канал 03
Ввод максимального значения давления Max	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Р В Max 800кПа
Ввод минимального значения давления Min	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Р В Min 250кПа
Ввод договорного значения давления	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 Р В Дог 500кПа
Выбор метода измерения	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN02 В Метод:Д.угловой
Ввод номера измерительного канала (основного ΔР1)	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN02ΔР1В Канал 04
Ввод номера измерительного канала (дополнит. ΔР2)	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN02ΔР2В Канал 05
Ввод максимального значения расхода (ΔР max)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02ΔР В Max 63 кПа
Ввод минимального значения расхода (ΔР min)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02ΔР Н Min 1 кПа
Ввод договорного значения расхода	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02ΔР В Дог 40 кПа
Ввод значения «отсечки» по каналу расхода (ΔР отс)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02ΔР В Отс0.1000000 кПа
Ввод условного номера материала ССУ [2)]	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN02 В М.с32 12Х18Н10Т
Ввод условного номера материала трубопровода [2)]	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN02 В М.т11 Ст20
Ввод значения диаметра отверстия диафрагмы	**«0»** - **«9»** **«✱»**	П02 ТочкаN02 В d20 90 мм
Ввод значения внутреннего диаметра трубопровода	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 В D20 150 мм
Ввод значения абсолютной шероховатости Rш	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 В Rш 1.005 мм
Ввод значения поправочного коэффициента притупления входной кромки	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN02 В Кп 1.002

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора

[1] – при использовании датчиков избыточного давления, в точке учета {00} необходимо назначать измерительный канал с датчиком реального измерения атмосферного давления или вводить значение параметра «атмосферное давление» как константу;

[2] – условный номер материала согласно табл. 5.7.

5.7.6 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** для измерения природного газа приведен в таблице 5.9. Датчик расхода - объемный расходомер.

Таблица 5.9 Последовательность программирования КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** для измерения природного газа

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета и выбор вида измеряемой среды (среда)	**«0» - «4», «C», «D»**	П02 ТочкаN03 Среда Прир.газ
Ввод номера измерительного канала температуры	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 Т Г Канал 14
Ввод максимального значения температуры Max	**«0» - «9»**, **«✱»**, **«B»**	П02 ТочкаN03 Т Г Max 50 °C
Ввод минимального значения температуры Min	**«0» - «9»**, **«✱»**, **«B»**	П02 ТочкаN03 Т Г Min -20 °C
Ввод договорного значения температуры	**«0» - «9»**, **«✱»**, **«B»**	П02 ТочкаN03 Т Г Дог 10 °C
Выбор вида измеряемого давления	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN03 Р Г Вид Р Абсолютное
Ввод номера измерительного канала давления	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 Р Г Канал 06
Ввод максимального значения давления Max	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Р Г Max 900кПа
Ввод минимального значения давления Min	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Р Г Min 250кПа
Ввод договорного значения давления	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Р Г Дог 700кПа
Ввод номера измерительного канала влажности	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 V Г Канал 00
Ввод значения влажности	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 V Г М 0.0000000%
Выбор метода измерения	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN03 Г Метод:Расходомер

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера измерительного канала (основного) расходомера	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 G1Г Канал 04
Ввод номера измерит. канала (дополнит.) расходомера	**«0» - «9»**	П02 ТочкаN03 G2Г Канал 05
Ввод максимального значения объемного расхода	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 G Г Max 63м^3/ч
Ввод минимального значения объемного расхода	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 G Г Min0.1000000м^3/ч
Ввод договорного значения объемного расхода	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 G Г Дог 40м^3/ч
Ввод значения «отсечки» объемного расхода	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 G Г Отс0.1000000м^3/ч
Ввод значения плотности газа при стандартных условиях	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Г рном0.67800кг/м^3
Ввод значения молярного содержания азота [1)]	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Г N2 1 %
Ввод значения молярного содержания углекислого газа [1)]	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Г CO2 0.05000 %
Ввод удельной теплоты сгорания газа [1)]	**«0» - «9»** , **«✱»**	П02 ТочкаN03 Г h 37000кДж/м^3
[1)] - данные предоставляются газоснабжающей организацией.		

5.7.7 Основным назначением комплексной точки учета «паровой (водогрейный) котел» является определение и контроль основных энергетических показателей работы котельных установок на газообразном (или мазутном) топливе, а также техническая помощь эксплуатационному персоналу в повышении экономичности и надежности работы котельных агрегатов.

5.7.8 Для осуществления расчета основных энергетических показателей парового котла необходимо произвести программирование точек учета. Программирование точек учета произвольное, см. таблицу 5.10:

Таблица 5.10 Пример программирования точек учета для котельной

Тип измер.	Измеряемая величина	Место установки
Точка учета {01*}	Расход пара (изм. канал 1)	Выход пара из котла
	Давление пара (изм. канал 2)	
	Температура пара (изм. канал 13)	
Точка учета {02*}	Расход газа (изм. канал 3)	Вход газа до регулирующей заслонки
	Давление газа (изм. канал 4)	
	Температура газа (изм. канал 14)	
Точка учета {03*}	Расход подпитки (изм. канал 5)	Трубопровод подпитки
	Давление подпитки (изм. канал 6)	
	Температура подпитки (изм. канал 15)	

Тип измер.	Измеряемая величина	Место установки
Точка учета {05}	Давление пара в барабане котла (изм. канал 7)	Барабан котла
Точка учета {06}	Температура воздуха после дутьевого вентилятора (изм. канал 8)	Воздуховод после вентилятора
Точка учета {07}	Температура уходящих газов за экономайзером (изм. канал 9)	Газоход
Состав дымовых газов		
Точка учета {08}	Содерж. кислорода O_2 (изм. канал 10)	Газоход
Точка учета {09}	Содерж. окиси углерода CO (изм. кан.11)	

5.7.8.1 При программировании точек учета необходимо в качестве констант ввести параметры, приведенные в таблице 5.11:

Таблица 5.11Константы при программирования котлов

Параметр	Константы		
Процент непрерывной продувки, %	Pr	Определяется по результатам режимно-наладочных испытаний	
Коэффициенты, характеризующие сортность топлива (типовые значения)		ГАЗ	Мазут
	K	3,53	3,5
	C	0,6	0,45
	B	0,18	0,13
Коэффициент, характеризующий потери тепла в окружающую среду при номинальной нагрузке котла	$q_5^н$	0,05 (используется по умолчанию)	
Максимальная паропроизводительность котла, кг/ч;	G_{max}	По паспорту на котел	
Низшая теплота сгорания топлива, ккал/м^3	$Q_p^н$	По данным поставщика	

5.7.9 Порядок программирования точки учета «Пар.котел» приведен в таблице 5.12.

Таблица 5.12 Порядок программирования точки учета «Пар.котел»

Порядок ввода	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета: {04*}		П02 ТочкаN04 Среда □□□□□□□□
Ввод номера точки учета и выбор вида измерения (среда)	**«0»** - **«9»**, **«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN04 Среда Пар.котел
Внимание! Программирование комплексных точек учета *{01*}* - *{03*}* и точек учета *{05}* - *{09}* производится только после программирования ИК, которые будут использованы при организации точек учета.		
Ввод номера точки учета питательной воды	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Пит.в 03
Ввод номера точки учета пара на выходе котла	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Выход 01

Порядок ввода	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета газа	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Газ 02
Ввод номера канала учета температуры воздуха после вентилятора	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Вент. 06
Ввод номера канала учета температуры уходящих газов	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Т у.г 07
Ввод номера канала учета содержания кислорода в уходящих газах	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 % О2 08
Ввод номера канала учета содержания оксида углерода в уходящих газах	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 % СО 09
Ввод номера канала учета избыточного давления в барабане котла	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN04 Р бар 05
Ввод значения процента непрерывной продувки	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN04 % пр. 3
Ввод значения максимальной производительности котла по техническим данным (в кг/ч)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN04 Gmax 10000
Ввод значения коэффициента *K* (константа 3,5)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN04 К 3.5
Ввод значения коэффициента *C* (константа 0,45)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN04 С 0.4500000
Ввод значения коэффициента *B* (константа 0,13)	**«0»** - **«9»**, **«✱»**	П02 ТочкаN04 В 0.1300000
□…□ - произвольные показания		

5.7.10 Для полного расчета энергетических показателей котла необходимо программирование групп учета. Пример программирования приведен в приложении С.

5.7.11 Методика программирования для определения энергетических показателей работы водогрейных котельных установок на газообразном топливе аналогична методике программирования паровой котельной установки.

5.7.12 Расчет основных энергетических показателей котельной установки производится через программирование точек учета и ввод соответствующих параметров. Программирование точек учета произвольное, см. таблицу 5.13.

Таблица 5.13 Программирование точек учета для расчета энергетических показателей котельной установки

Тип измер.	Измеряемая величина	Место установки
Точка учета {01*}	Расход сетевой воды	Выход сетевой воды из котла
	Давление сетевой воды	
	Температура сетевой воды	
Точка учета {02*}	Расход газа	Вход газа до регулирующей заслонки
	Давление газа	
	Температура газа	
Точка учета {03*}	Расход подпитки	Трубопровод подпитки
	Давление подпитки	
	Температура подпитки	
Точка учета {XX}	Температура воздуха после дутьевого вентилятора	Воздуховод после вентилятора
Точка учета {XX}	Температура уходящих газов за экономайзером	Газоход
Состав дымовых газов		Газоход
Точка учета {XX}	Содержание кислорода O_2	
Точка учета {XX}	Содержание окиси углерода CO	

5.7.13 Программируемые данные (константы) приведены в таблице 5.14.

Таблица 5.14 Программируемые данные (константы)

Параметр		Точки учета {XX} – (00)	
		ГАЗ	Мазут
Коэффициенты, характеризующие сортность топлива (типовые значения)	K	3,53	3,5
	C	0,6	0,45
	B	0,18	0,13
Коэффициент, характеризующий потери тепла в окружающую среду при номинальной нагрузке котла	$q_5^н$	0,05	
Максимальная производительность котла, кг/ч;	G_{max}	По паспорту на котел	
Низшая теплота сгорания топлива, ккал/м^3	$Q_р^н$	По данным поставщика	

5.7.14 Программирование точки учета «Вод.котел» для расчета энергетических показателей водогрейной котельной установки производится аналогично программированию точки учета «Пар.котел».

5.7.15 Для полного расчета энергетических показателей котла необходимо программирование групп учета. Пример программирования групп учета для расчета водогрейного котла приведен в приложении С.

5.7.16 Последовательность программирования ТУ ***{00}*** (холодный источник) приведена в таблице 5.15.

Таблица 5.15 Пример программирования точки учета ***{00}***

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера точки учета ХИ	**«0»**	П02 ТочкаN00

		Хол.ист.
Ввод номера измерительного канала температуры ХИ [1)]	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN00 Тхи Канал 15
Выбор вида измеряемого давления	**«C»**, **«D»**	П02 ТочкаN00 Рхи Вид Р Избыточное
Ввод номера измерительного канала давления ХИ [1)]	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN00 Рхи Канал 11
Ввод номера измерительного канала атмосферного давления [1)]	**«0»** - **«9»**	П02 ТочкаN00 Рхи Канал 12

[1)] - допускается использовать условное обозначение измерительного канала «00», значение параметра которого используется в виде константы.

5.8 **Программа «П03»** - обслуживание КТУ. Данный режим предназначен для активизации режима измерений (включения на счет) или временного программного отключения режима измерений (приостановления счета) по выбранной КТУ.

Для инициализации программы следует набрать **«#» «0» «3»**, затем номер требуемой точки (например, **«0» «1»**), и клавишами **«C»** и **«D»** установить (снять) обслуживание:

```
П03 ТочкаN01
Не обслуживается
```

или

```
П03 ТочкаN01
Обслуживается
```

5.9 **Программа «П04»** - программирование групп учета.

В ИСТОК-ТМ предусмотрено четыре группы учета. Группы учета применяются, как правило, для вычисления суммарного количества энергоносителя и тепловой энергии на многопоточных узлах учета, разности температур теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах и др.

5.10 Программирование группы учета производится в соответствии с обобщенной формулой

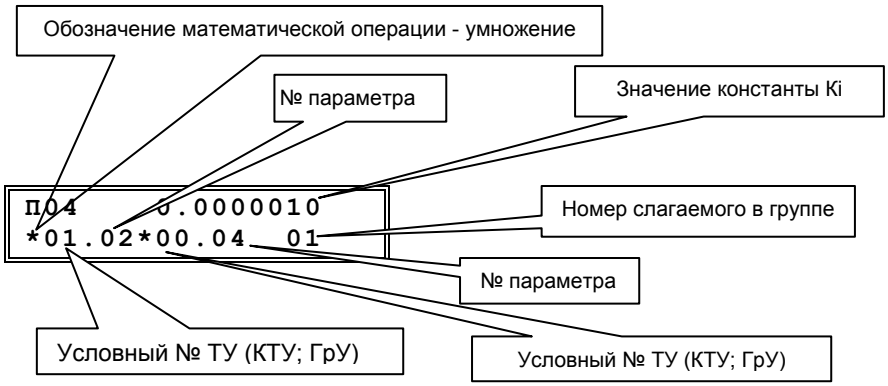
$$F_{гр} = \sum_{i=1}^{15} K_i \left(*_{или}/\right)\{T.P\}_{1i} \left(*_{или}/\right)\{T.P\}_{2i},$$

где: **i** – номер слагаемого в группе учета;

K_i – константа (любое положительное или отрицательное число с плавающей точкой);

($*_{или}/$)– условное обозначение математических операций **«*»** (умножение) или **«/»** (деление);

$\{T.P\}_{1i}$: (Т)-условный номер комплексной точки учета (КТУ) [группы учета(ГрУ), точки учета(ТУ)] и (Р)– условный номер контролируемого параметра ТУ (ГрУ, КУ).



5.10.1 После инициализации программы необходимо ввести номер группы: (например) **«0» «1»**. Клавишами **«С»** или **«D»** производится выбор вида значения группового параметра: *«Мгнов.з.»* (усреднение среднечасовых значений) или *«Интегр.з.»* (накопление среднечасовых значений). После нажатия клавиши **«✱»** выполняется набор символов единиц измерения (до 6 символов). Выбор символов контролируется по индикатору. Установка позиции символа (над ним находится знак *"–"*) выполняется клавишей **«✱»**, выбор символа производится клавишами **«С»** или **«D»**.

5.10.2 Условные номера точек (групп) учета и условные номера контролируемых параметров, используемых при программировании групп учета приведены в таблице 5.16.

Таблица 5.16

Условный номер	Назначение	Параметр	Значение параметра
00	Точка ***{00}***	01	температура холодного источника, °С
		02	давление холодного источника, кПа
		03	атмосферное давление, кПа
		04	энтальпия холодного источника, ккал/кг
01 - 04	КТУ ***{01*}*** – ***{04*}*** (кроме точек учета водогрейного и парового котла)	01	количество тепла, Гкал/ч
		02	массовый (приведенный к стандартным условиям объемный) расход, кг/ч ($м^3$/ч);
		03	энтальпия, ккал/кг
		04	перепад давления (при использовании объемного расходомера – объемный расход в рабочих условиях), кПа ($м^3$/ч)
		05	температура, °С
		06	избыточное давление, кПа
		07	влажность, %
		08	плотность, кг/$м^3$
01 - 04	КТУ ***{01*}*** – ***{04*}*** (для точек учета водогрейного и парового котла)	01	теплопроизводительность, Гкал/ч
		02	паропроизводительность с учетом непрерывной продувки, кг/ч
		03	потери тепла с продувочной водой, %
		04	потери тепла с уходящими газами, %
		05	коэффициент полезного действия брутто, %

Условный номер	Назначение	Параметр	Значение параметра
		06	потери тепла в окружающую среду, %
		07	теплопроизводительность за вычетом тепла непрерывной продувки, Гкал/ч
		08	потери тепла с химическим недожогом, %
01 - 16	ТУ ***{01}*** – ***{16}***	01	значение контролируемого параметра
17 - 20	ГУ ***[01]*** – ***[04]***	01	значение контролируемого параметра
21 - 38	ИК ***«01»*** - ***«18»***	01	значение контролируемого параметра

5.10.3 Программирование слагаемого группы производится в следующем порядке:

1) вводится значение константы (при необходимости клавишей **«B»** вводится знак *«–»*);
2) выбирается вид математической операции при помощи клавиш: **«1»** - знак *«*»* - (операция «умножение»), **«0»** - знак *«/»* - (операция «деление»);
3) вводится условный номер точки учета и условный номер контролируемого параметра. Программирование условных номеров значением 00.00 соответствует значению «1» (единица).

Переход к программированию следующего слагаемого группового параметра производится нажатием клавиши **«C»** (к предыдущему слагаемому – **«D»**).

Для окончания программирования ГрУ необходимо в следующем слагаемом ввести нулевое значения константы. Ввод вида математической операции и параметров множителей (делителей) в этом слагаемом значения не имеют.

5.10.4 ***Пример 1****:* Программирование группы учета для определения количества тепловой энергии и теплоносителя, полученной потребителем в открытой системе водяного теплоснабжения:

$$Q = Q_п + Q_u + \{G_п + G_{гв} + [G_y = G_1 – (G_2 + G_{гв})]\} \cdot (h_2 – h_{хв}) \quad (5.1)$$

где: $Q_п$ – тепловые потери (договорное значение);

Q_u – тепловая энергия, израсходованная потребителем;

$G_{гв}$ – масса теплоносителя, израсходованного потребителем на горячеводное снабжение;

$G_п$ – масса теплоносителя, израсходованного потребителем на подпитку;

G_y – масса утечки теплоносителя в системе теплопотребления;

G_1 – масса теплоносителя в прямом трубопроводе;

G_2 – масса теплоносителя в обратном трубопроводе;

h_2 – энтальпия воды в обратном трубопроводе;

$h_{хв}$ – энтальпия холодной воды на источнике теплоты (ИТ).

На базе ИСТОК-ТМ организованы 4 измерительные системы (ИСТОК-ВОДА-ХХ) в соответствии с приложением D и точка учета параметров холодного источника (ХИ):

- точка учета ***{00}*** – учет параметров ХИ на источнике тепла;
- точка учета ***{01*}*** – учет теплоносителя в прямом трубопроводе;
- точка учета ***{02*}*** – учет теплоносителя в обратном трубопроводе;
- точка учета ***{03*}*** – учет теплоносителя, израсходованного потребителем на подпитку;
- точка учета ***{04*}*** – учет теплоносителя, израсходованного потребителем на горячее водное снабжение.

Договорное значение тепловых потерь составляет

Qп = 50 Гкал/месяц.

Следовательно, тепловая мощность потерь

Qп = 50 / 30 /24 = 0,06944 Гкал/ч.

После преобразования формула (5.1) будет иметь следующий вид:

$$Q = Q_п + Q_1 + G_п * h_2 + G_1 * h_2 - G_2 * h_2 - G_п * h_{хв} - G_1 * h_{хв} + G_2 * h_{хв} \qquad (5.2)$$

Порядок программирования формулы (5.2) в ГрУ ИСТОК-ТМ приведен в таблице 5.17.

Таблица 5.17 Порядок программирования формулы (5.2)

Порядок действий	Используемые клавиши	Показания индикатора
Ввод номера ГрУ и выбор способа накоплений	**«0»** - **«4»**, **«C»**, **«D»**	П04 ГруппаN01 Интегр.э.
Ввод единицы измерения	**«C»**, **«D»**, **«✱»**	П04 Единица: Гкал
Ввод слагаемого: $Q_п$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0,0694400 *00.00*00.00 01
Ввод слагаемого Q_1	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 1 *01.01*00.00 02
Ввод слагаемого: $G_п * h_2$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0.0000010 *03.02*02.03 03
Ввод слагаемого: $G_1 * h_2$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0.0000010 *01.02*02.03 04
Ввод слагаемого: $G_2 * h_2$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *02.02*02.03 05
Ввод слагаемого: $G_п * h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *03.02*00.04 06
Ввод слагаемого: $G_1 * h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *01.02*00.04 07
Ввод слагаемого: $G_1 * h_2$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0.0000010 *02.02*00.04 08
Окончание программы	**«0»**…**«0»**	П04 0.0000000 /00.00/00.00 09

5.10.5 ***Пример 2***: Программирование группы учета для определения количества тепловой энергии и теплоносителя, отпущенных источником теплоты в паровую систему теплоснабжения:

$$Q = D_п \cdot (h_п - h_{хв}) - G_к \cdot (h_к - h_{хв}), \qquad (5.3)$$

где $D_п$ – масса пара, отпущенного ИТ;

$G_к$ – масса конденсата, полученного ИТ;

$h_п$ – энтальпия пара в паропроводе;

$h_к$ – энтальпия конденсата в конденсатопроводе;

$h_{хв}$ – энтальпия холодной воды, используемой для подпитки.

На базе ИСТОК-ТМ организованы измерительные системы (ИСТОК-ПАР-ХХ), (ИСТОК-ВОДА-ХХ) и точка учета параметров ХИ на подпитку:

- точка учета ***{00}*** – учет параметров ХИ на подпитку;
- точка учета ***{01*}*** – учет пара, отпущенного ИТ;
- точка учета ***{02*}*** – учет конденсата, возвращенного ИТ.

После преобразования формула (5.3) будет иметь следующий вид:

$$Q = D_п \cdot h_п - D_п \cdot h_{хв} - G_к \cdot h_к + G_к \cdot h_{хв}, \qquad (5.4)$$

Порядок программирования формулы (5.4) в ГрУ ***[02]*** ИСТОК-ТМ приведен в таблице 5.21.

Таблица 5.21 Порядок программирования формулы (5.4)

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера группы учета и выбор способа накоплений	**«0»** - **«4»**, **«C»**, **«D»**	П04 ГруппаN02 Интегр.з.
Ввод единицы измерения	**«C»**, **«D»**, **«✱»**	П04 Единица: Гкал
Ввод слагаемого $D_п \cdot h_п$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0.0000010 *01.02*01.03 01
Ввод слагаемого: $-D_п \cdot h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *01.02*00.04 02
Ввод слагаемого: $-G_к \cdot h_к$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *02.02*02.03 03
Ввод слагаемого: $G_к \cdot h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *02.02*00.04 04
Окончание программы	**«0»**…**«0»**	П04 0.0000000 /00.00/00.00 05

5.10.6 ***Пример 3***: Программирование группы учета для определения количества тепловой энергии и теплоносителя, полученной потребителем в паровую систему теплоснабжения:

$$Q = Q_п + Q_u + (D - G_к) \cdot (h_к - h_{хв}) \qquad (5.5)$$

где: $Q_п$ – тепловые потери (договорное значение);

Q_u – тепловая энергия, израсходованная потребителем;

D – масса пара, полученная потребителем;

$G_к$ – масса конденсата, возвращенного потребителем ИТ;

$h_к$ – энтальпия конденсата;

$h_{хв}$ – энтальпия холодной воды на ИТ.

На базе ИСТОК-ТМ организованы измерительные системы (ИСТОК-ПАР-ХХ), (ИСТОК-ВОДА-ХХ) и точка учета параметров ХИ:

- точка учета ***{00}*** – учет параметров ХИ на источнике тепла;
- точка учета ***{01*}*** – учет пара, полученного потребителем;
- точка учета ***{02*}*** – учет конденсата, возвращенного ИТ;

После преобразования формула (5.5) будет иметь следующий вид:

$$Q = Q_п + Q_u + D_п \cdot h_п - D_п \cdot h_{хв} - G_к \cdot h_к + G_к \cdot h_{хв} \qquad (5.6)$$

Договорное значение тепловых потерь составляет:

Qп = 50 Гкал/месяц.

Следовательно, тепловая мощность потерь:

Qп = 50 / 30 /24 = 0,06944 Гкал/ч.

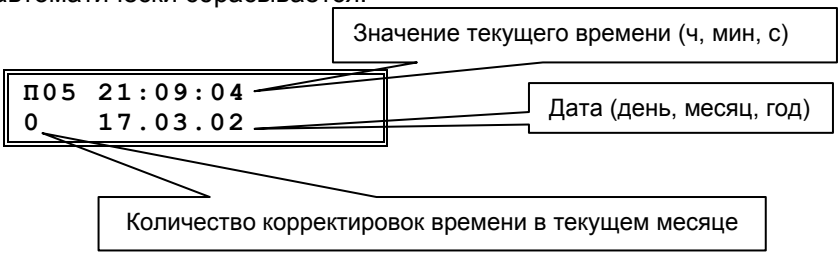
Порядок программирования формулы (5.6) в ГрУ ИСТОК-ТМ приведен в таблице 5.18.

Таблица 5.18 Порядок программирования формулы (5.6)

Порядок действий	Используемые клавиши	Пример показаний индикатора
Ввод номера группы учета и выбор способа накоплений	**«0»** - **«4»**, **«C»**, **«D»**	П04 ГруппаN03 Интегр.з.
Ввод единицы измерения	**«C»**, **«D»**, **«✱»**	П04 Единица: Гкал
Ввод слагаемого: $Q_п$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0,0694400 *00.00*00.00 01
Ввод слагаемого Q_u	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 1 *01.01*00.00 02
Ввод слагаемого $D_п \cdot h_п$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 0.0000010 *01.02*01.03 01
Ввод слагаемого: $-D_п \cdot h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *01.02*00.04 02
Ввод слагаемого: $-G_к \cdot h_к$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *02.02*02.03 03
Ввод слагаемого: $G_к \cdot h_{хв}$	**«0»** - **«9»**, **«B»**, **«A»**, **«✱»**	П04 -0.000001 *02.02*00.04 04
Окончание программы	**«0»**…**«0»**	П04 0.0000000 /00.00/00.00 09

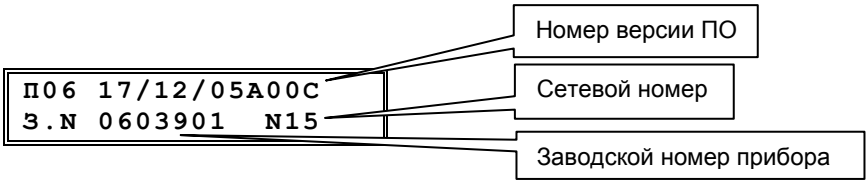
5.11 **Программа «П05»** – установка времени. Программа установки астрономического времени (часы, минуты, секунды) и даты (день, месяц, год).

5.11.1 Ввод нового значения времени и даты производится после нажатия клавиши **«✱»**. Количество корректировок времени при новом вводе автоматически сбрасывается.



5.12 **Программа «П06»** - установка сетевого номера. Сетевой номер используется при обмене информации по каналам интерфейса в составе КТС.

Ввод номера осуществляется после нажатия клавиши **«✱»**. Дисплей имеет вид:



5.13 **Программа «П07»** - установка пароля пользователя. Режим предназначен, чтобы не допустить несанкционированное изменение условно постоянных параметров, устанавливаемых пользователем в режиме измерения (например, молярной концентрации азота и углекислого газа).

```
П07 Пароль:
    --------
```

Ввод пароля осуществляется путем набора любого 8-значного числа. Изменение условно постоянных параметров в режиме индикации *«#41»* возможно только после ввода этого пароля.

5.14 **Программа «П08»** - удаление пароля пользователя.

```
П08 Для удаления
пароля нажмите ✱
```

При нажатии клавиши ***«✱»*** происходит удаление ранее введенного пароля.

5.15 **Программа «П09»** - пуск по точке учета. Программа «Пуск» выполняется для удаления накопленной ранее информации по данной точке учета.

После ввода номера точки учета при нажатию клавиши **«✱»** происходит удаление накопленной информации по заданной точке. Эту программу необходимо выполнить при первом программировании точек учета.

Если программирование ТУ завершается без выполнения программы **«П09»**, то удаления информации не происходит.

```
П09 ТочкаN 01
    ПУСК!!!
```

5.16 **Программа «П10»** - пуск по группе учета. Программа аналогична по своему назначению программе **«П09»**. Выполняется для групп учета.

5.17 **Программа «П38»** - выбор режима работы внешнего интерфейса.

ИСТОК-ТМ может работать в одном из двух режимов:

1) обмен данными с КТС верхнего уровня по протоколу ModBus RTU. Скорость обмена 1200 - 38400 бит/с;
2) обмен данными с КТС «ЭНЕРГИЯ+» по симплексной двухпроводной линии связи на скорости 100 бит/с (каждые 15 с выполняется две посылки, в которых может быть от 1 до 16 информационных байт). Скорость обмена 100 бит/с

После инициализации программы выбор режима производится клавишами «С» или «D», выбор скорости – клавишей **«✱»**.

Описание протокола обмена ModBus RTU приведено в приложении Е.

5.18 **Программа «П39»** – программирование массива данных, передаваемых в симплексную линию для КТС «ЭНЕРГИЯ+».

В программе производится установка оперативных параметров передаваемых в линию (до 16-ти параметров) в следующем порядке:

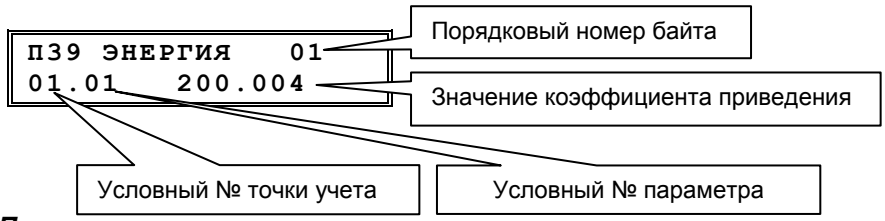
1) ввод условного номера точки и номера параметра;
2) ввод значения коэффициента приведения *KU* (цена младшего разряда передаваемого значения).

Т.к. значение каждого оперативного параметра передается в виде одного информационного байта, то для восстановления на приемной стороне его истинного значения необходимо передаваемое значение этого параметра умножить на коэффициент приведения *KU.*

Коэффициент приведения *KU* определяется следующим образом:

1) выбирается максимально возможное значение передаваемого параметра в соответствии с номинальным диапазоном измерения – *Ymax (ΔP, Q, G и др.);*
2) выбранное максимальное значение *Ymax* делится на число 250, разность от деления есть *KU* (число 250 выбрано для обеспечения запаса по переполнению для передаваемого байта).

Запись одного параметра на дисплее ИСТОК-ТМ имеет вид:



***Пример**: максимальное значение массового расхода насыщенного пара по точке учета **{01*}**: Gmax = 32650 кг/ч:*

KU = Gmax / 250 = 32650 / 250 = 130,6.

П39	01
01.02	130.6

Условные номера точек, групп учета, измерительных каналов и соответствующие им параметры идентичны приведенным в п. 5.10.2.

Дополнительно могут быть передан параметр с условным номером 39 в следующем формате:

39.n <*число*>,

где n – номер ИК;

<*число*> не имеет значения.

Такая запись соответствует передаче сообщения об ошибке измерительного канала n (только для каналов ТС каналов измерения силы тока 4 – 20 мА). При таком программировании в КТС «ЭНЕРГИЯ+» будет передаваться значение «1» - при отсутствии ошибки и значение «0» - при ошибке ИК.

Переход к вводу следующей записи (следующего параметра) производится нажатием клавиши ***«C»*** (возврат к предыдущей - клавиши ***«D»***).

Если количество передаваемых параметров меньше 16, то после установки необходимого количества параметров, в следующей записи следует ввести значение *«00»* в качестве параметра, что свидетельствует об окончании процесса формирования информационной посылки. Остальные значения этой записи могут быть произвольными.

Пример*:* Нужно запрограммировать только десять передаваемых параметров. После установки десятого параметра, одиннадцатый параметр можно запрограммировать следующим образом:

П39	11
12.00	145.3

Интерфейс КТС «ЭНЕРГИЯ+» не предназначен для передачи отрицательных значений. Если передаваемый параметр имеет отрицательное значение, то вместо него передается 0.

Для обеспечения возможности передачи отрицательных значений температуры, измеренных ИСТОК-ТМ, при передаче в КТС «ЭНЕРГИЯ+» эти значения увеличиваются на *50 °C*. На приемной стороне в КТС «ЭНЕРГИЯ+» эти значения необходимо нормализовать введением коэффициента *KR = – 50.*

Пример*:* Максимальное значение температуры газа по точке учета ***{03*}****: Tmax = 75 °C*.

KU = (Tmax + 50) / 250 = 125 / 250 = 0,5; Тизм = 25 °C

Целая часть числового значения температуры, передаваемая в канал связи, формируется следующим образом:

Тпер = (Тизм + 50) / KU = (25 + 50) / 0,5 = 150

Восстановление реального значения температуры на приемной стороне (в КТС «ЭНЕРГИЯ+») должно быть получено следующим образом: Тпр = Тпер x KU + KR = 150 x 0,5 – 50 = 25 °C.

5.19 **Программа «П50»** – установка массива поверки и восстановление рабочего массива.

Программа используется при проведении метрологической поверки ИСТОК-ТМ для уменьшения времени ввода поверочного массива констант. При первой инициализации этого режима ИСТОК-ТМ предлагает записать массив поверки. Запись производится по нажатию клавиши **«✱»**.

После окончания проведения поверки (при повторной инициализации программы **«П50»**) на экране дисплея отобразится сообщение «*Восстановить рабочий массив*». После нажатия клавиши **«✱»** область настроечных данных точек учета ИСТОК-ТМ восстанавливается из сохраненного рабочего массива.

5.20 **Программа «П60»** - выбор единиц измерения. Программа активна и в режиме измерения (режим индикации **«#60»**). После инициализации программы, производится выбор единиц измерения:

Клавишами **«C»** и **«D»** производится выбор типа параметра (тепловая энергия, давление, массовый расход). Клавишей **«✱»** производится выбор единиц измерения параметра:

- единица измерения тепловой энергии: *ГДж или Гкал*;
- единица давления: *кПа или кгс/см*^{2};
- единица расхода: *кг/ч или т/ч*.

Примечание: Выбор единиц измерения оказывает влияние только на значения, отображаемые на индикаторе преобразователя. Во внутреннем представлении значения всегда имеют следующий формат:

- единица измерения тепловой энергии - *Гкал*;
- единица давления - *кПа*;
- единица расхода - *кг/ч*.

5.21 **Программа «П61»** - выбор единиц измерения расхода архивных значений. Программа предназначена для выбора веса единиц измерения расхода (тысячи или единицы).

Клавишами **«C»** или **«D»** производится выбор номер точки учета (***{01}*** – ***{16}***, ***{01*}*** – ***{04*}***). Клавишей **«✱»** осуществляется выбор единиц измерения (Тысячи/Единицы). При выборе единиц измерения расхода «Тысячи» в режиме **#15** для КТУ, в режиме **#22** для ТУ расхода и в режиме **#43** – «Показания счетчиков» единицы измерения расхода преобразовываются в значения Тонн/ч или Тыс. м^3/ч.

ВНИМАНИЕ! При использовании единиц «Тысячи» в режимах **#15**, **#22**и **#43** значения расхода отображаются в тысячах и во внутреннем представлении ИСТОК-ТМ имеют такое же значение. Поэтому изменения в программе **П61** необходимо производить только при вводе в эксплуатацию перед выполнением программ ПУСК **П09** и **П10**.

6 Режим «Измерение»

6.1 В выполнении измерений ИСТОК-ТМ может находится в одном из следующих режимов:

«#01» Контрактное времени;
«#02» Запрограммированные данные ТУ и КТУ;
«#03» Обслуживание КТУ;
«#04» Запрограммированные данные ГрУ;
«#05» Коррекция времени;
«#06» Версия ПО и сетевой номер;
«#11» Температура ХИ;
«#12» Давление ХИ;
«#13» Атмосферное давление;
«#14» Тепловая энергия КТУ*;
«#15» Расход при стандартных условиях КТУ*;
«#16» Энтальпия КТУ*;
«#17» Значение параметров «ΔP» или «Go» КТУ*;
«#18» Температура КТУ*;
«#19» Избыточное давление КТУ*;
«#20» Влажность КТУ*;
«#21» Плотность КТУ*;
«#22» Текущее значение ТУ;
«#23» Текущее значение ГрУ;
«#24» Часовой архив ТУ и КУ;
«#25» Суточный архив КУ и ТУ;
«#26» Месячный архив КУ и ТУ;
«#27» Часовой архив ГрУ;
«#28» Суточный архив ГрУ;
«#29» Месячный архив ГрУ;
«#30» Таймер наработки в режиме измерения;
«#31» Текущие нештатные ситуации;
«#32» Архив нештатных ситуаций;
«#33» Статус датчиков (НС - «Обрыв датчика»);
«#34» Архив изменения оперативных параметров;
«#35» Архив отключений/включений питания;
«#36» Значения параметров сигналов на входе ИК;
«#38» Режим интерфейса связи;
«#39» Запрограммированные данные КТС «ЭНЕРГИЯ»;
«#40» Запрограммированные данные ИК;
«#41» Изменение оперативных параметров;
«#42» Архив выхода из режима «Программирование»;
«#43» Выбор единиц измерения;
«#60» Единицы измерения;
«#61» Единицы измерения расхода.

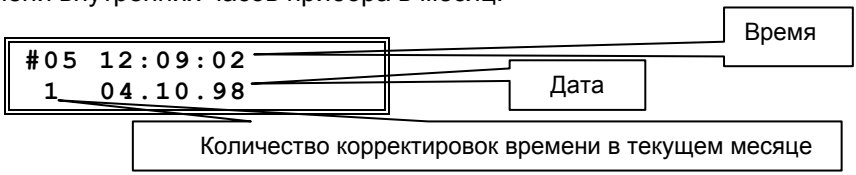
*Примечание. Значения режимов **#14** - **#21** при программировании КТУ

для расчета парового или водогрейного котла приведены в приложении F.

6.2 **Режимы индикации «#01»** - **«#04»**, **«#06»**, **«#40»**, **«#61»** – аналогичны программам **«П01»** - **«П04»**, **«П06»**, **«П40»**, **«П61»** но без возможности изменения данных Режим **«#60»** полностью аналогичен **«П60»**.

Выбор режима производится либо последовательным нажатием клавиш: например, **«#»**, **«0»**, **«5»**, либо по нажатию клавиши **«✱»** (выполняется последовательный выбор точек учета). Клавиши **«C»** и **«D»** используются для перехода к следующему или предыдущему режимам индикации.

6.3 **Режим индикации «#05»** – Коррекция времени. При работе ИСТОК-ТМ в режиме измерения допускается до пяти корректировок текущего времени внутренних часов прибора в месяц.

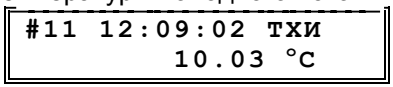


Для обнуления значения секунд необходимо дважды нажать клавишу **«✱».** Значение минут остается прежним, если значение секунд менее 30, если более 30 - увеличивается на 1.

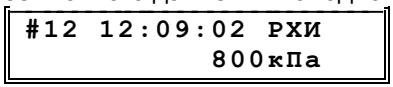
Переход на зимнее время осуществляется автоматически переводом времени прибора на 1 час назад в 03 часа последнего воскресенья октября (усреднение и накопление за час 02 происходит за оба часа). Переход на летнее время выполняется в 02 часа последнего воскресенья марта – на 1 час вперед (интегральные накопления за час 02 равны 0, значения усредняемых параметров равны последнему измеренному перед переводом).

Календарь перевода на зимнее/летнее время (текущий год плюс девять последующих) можно изменить при помощи программы «ИСТОК-Сервис», распространяемой вместе с эксплуатационной документацией.

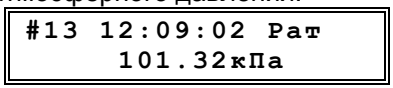
6.4 **Режим индикации «#11»** используется для отображения значения температуры холодного источника.



6.5 **Режим индикации «#12»** используется для отображения значения избыточного давления холодного источника.

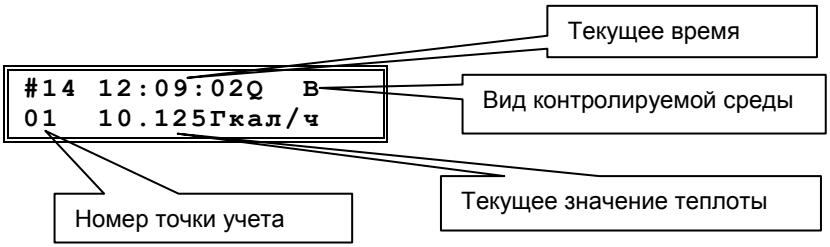


6.6 **Режим индикации «#13»** используется для отображения значения атмосферного давления.



6.7 **Режим индикации «#14»** используется для отображения текущего расчетного значения количества тепловой энергии по заданной комплекс-

ной точке учета. Для газа - количество тепловой энергии, которое должно быть получено при сгорании измеренного объема газа при условии, что введены значения удельной теплотворности газа. Для воздуха значение количества теплоты не отображается.



Если точка учета не обслуживается, то на дисплее ИСТОК-ТМ в данном режиме отображается:

```
#14 12:09:02Q  B
01 Не обслужив.
```

Если точка учета отсутствует, то на дисплее ИСТОК-ТМ в данном режиме отображается:

```
#14 12:09:02Q
04 Отсутствует
```

Внимание! При некорректно введенных исходных данных (нулевое значение температуры, диаметра отверстия сужающего устройства и т.п.) во время вычислений может возникнуть исключительная ситуация (например, деление на 0) в результате расчета количества теплоты. При этом на дисплей выводится сообщение об ошибке – «Error». В данном случае необходимо тщательно перепроверить правильность ввода исходных данных.

6.8 **Режим индикации «#15»** используется для отображения текущего рассчитанного значения массового или приведенного к стандартным условиям объемного (для газа и сжатого воздуха) расхода энергоносителя.

```
#15 12:09:02G  B
01     10000кг/ч
```

6.9 **Режим индикации «#16»** используется для отображения текущего рассчитанного значения энтальпии теплоносителя. Значения для газа и воздуха в этом режиме не отображаются.

```
#16 12:09:02h  B
01  650.2ккал/кг
```

6.10 **Режим индикации «#17»** используется для отображения измеренных значений перепада давления или объемного расхода (в зависимости от используемого ПИП).

При отсутствии нештатных ситуаций по точке учета, эти значения соответствуют измеренным. При использовании датчика перепада давления отображается текущее значение перепада давления. Дисплей ИСТОК-ТМ имеет следующий вид:

```
#17 12:09:02ΔP B
01      10.117кПа
```

При использовании объемного расходомера отображается удельное значение объемного расхода в *м³/ч*. Дисплей ИСТОК-ТМ имеет следующий вид:

```
#17 12:09:02 G B
01      1.223м³/ч
```

6.11 **Режим индикации «#18»** используется для отображения измеренного значения температуры энергоносителя по точке учета.

При отсутствии нештатных ситуаций точке учета, эти значения соответствуют измеренным.

```
#18 12:09:02T  B
01         110 °C
```

6.12 **Режим индикации «#19»** используется для отображения измеренного значения избыточного давления энергоносителя в трубопроводе по данной точке учета.

При отсутствии нештатных ситуаций по точке учета, эти значения соответствуют измеренным.

```
#19 12:09:02Ри B
01          6 кПа
```

6.13 **Режим индикации «#20»** используется для отображения измеренного значения влажности энергоносителя по точке учета. Значения для перегретого пара и воды в этом режиме не отображаются.

```
#20 12:09:02V  O
01          1.3 %
```

6.14 **Режим индикации «#21»** используется для отображения текущего расчетного значения плотности энергоносителя.

```
#21 12:09:02ρ B
01 0.101100кг/м³
```

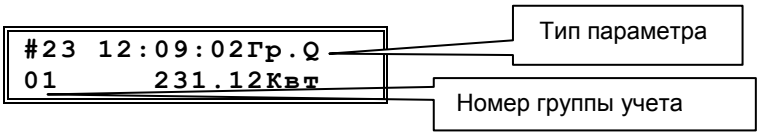
6.15 **Режим индикации «#22»** используется для отображения измеренных значений физических параметров одноканальных точек учета.

Для канала учета температуры дисплей ИСТОК-ТМ имеет вид:

```
#22 12:09:02   T
05        21.1 °C
```

Выбор номера точки учета осуществляется либо прямым вводом номера точки учета при помощи цифровых клавиш, либо последовательным перебором при помощи клавиши **«✱»**.

6.16 **Режим индикации «#23»** используется для отображения текущего рассчитанного значения параметра выбранной группы учета.



6.17 **Режим индикации «#24»** используется для отображения часовой ретроспективы параметров точек учета в следующей последовательности:

1) цифровыми клавишами вводится номер точки учета ***{01*}*** - ***{04*}***, ***{00}*** - ***{16}***;
2) клавишей **«✱»** или клавишами **«C»** и **«D»** выбирается контролируемый параметр (температура, давление и т.д.), часовые значения которого необходимо контролировать;
3) клавишей **«✱»** производится вывод на индикатор числовых значений контролируемого параметра, начиная с предыдущего часа на момент начала просмотра;
4) клавишами **«C»** и **«D»** производится просмотр ретроспективы часовых значений контролируемого параметра.

Внимание! Для значений температуры и давления контролируемого энергоносителя на экран дисплея выводятся их среднечасовые значения.

Для точки учета «Котел» в режиме **#24** выбираются для индикации следующие параметры:

- теплопроизводительность котла, Гкал;
- паропроизводительность котла с учетом с учетом непрерывной продувки, тонн;
- КПД котла брутто, %;
- потери тепла в окружающую среду, %.

Алгоритм просмотра режимов индикации **«#25»** - **«#29»** аналогичен режиму **«#24»**.

6.18 **Режим индикации «#25»** используется для отображения суточной ретроспективы параметров точек учета.

6.19 **Режим индикации «#26»** используется для отображения месячной ретроспективы параметров точек учета.

6.20 **Режим индикации «#27»** используется для отображения часовой ретроспективы параметров групп учета.

6.21 **Режим индикации «#28»** используется для отображения суточной ретроспективы параметров групп учета.

6.22 **Режим индикации «#29»** используется для отображения месячной ретроспективы параметров групп учета

6.23 **Режим индикации «#30»** используется для отображения времени бесперебойной работы ИСТОК-ТМ в режиме измерения в часах и минутах. При отключении питания или при переходе в режим программирования таймер останавливается.

6.24 **Режим индикации «#31»** используется для отображения информации о нештатных (сбойных) ситуациях на текущий момент времени.

6.25 В процессе измерения и расчета физических параметров точек учета ***{01*}*** - ***{04*}*** ИСТОК-ТМ автоматически осуществляет контроль номинального диапазона измерений, характеризующегося установленными верхним и нижним допустимыми пределами диапазона измерения (T_{max}, T_{min}; P_{max}, P_{min}; ΔP_{max}, ΔP_{min}; G_{max}, G_{min}; ΔP_{omc}; G_{omc}). Выход значения какого-либо из измеряемых параметров за верхний или нижний предел номинального диапазона измерений рассматривается как «*Нештатная ситуация*». В момент возникновения этой нештатной ситуации начинает прерывистое свечение индикатор «*Авария*». ИСТОК-ТМ для расчета параметров измеряемой среды использует максимальные или минимальные значения, которые были введены при программировании. ИСТОК-ТМ автоматически запоминает время возникновения, окончания и тип нештатной ситуации, и номер точки учета. После устранения нештатной ситуации ИСТОК-ТМ автоматически переходит в режим расчета по измеренным значениям (см. рис. 6,2).

6.25.1 В случае выхода соотношения давления Р и температуры Т контролируемой среды за допустимый диапазон, который является пороговым для данного вида измеряемой среды, возникает внештатная ситуация - «*Ошибка среды*». В момент возникновения этой внештатной ситуации начинает прерывистое свечение индикатор «*Авария*». ИСТОК-ТМ переходит в режим счета по договорным значениям давления и температуры (см. рис. 6,4), запоминает время возникновения и окончания данной нештатной ситуации. После устранения нештатной ситуации осуществляется переход в режим расчета по измеренным значениям.

Нештатная ситуация «*Ошибка среды*» наблюдается в случае перехода «линии насыщения» при выполнении расчета физических параметров перегретого пара или горячей воды по соотношению давления Р и температуры Т. Например, в процессе расчета измеренные значения давления и температуры горячей воды переходят границу насыщения (в точке насыщения вода переходит в парообразное состояние). В этот момент времени фиксируется ошибка датчика температуры, датчика давления и нештатная ситуация – «Ошибка среды» по данной точке учета.

6.25.2 При отключении сетевого питания на время не более 10 мин, ИСТОК-ТМ продолжает выполнять расчет физических параметров измеряемой среды по КТУ ***{01*}*** - ***{04*}*** по последним измеренным значениям. При отключении сетевого питания на время более 10 мин расчет параметров измеряемой среды производится по договорным значениям.

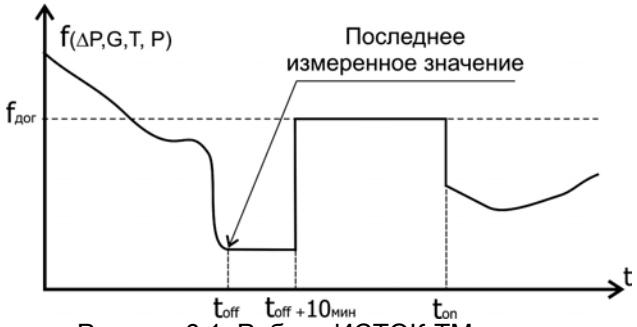


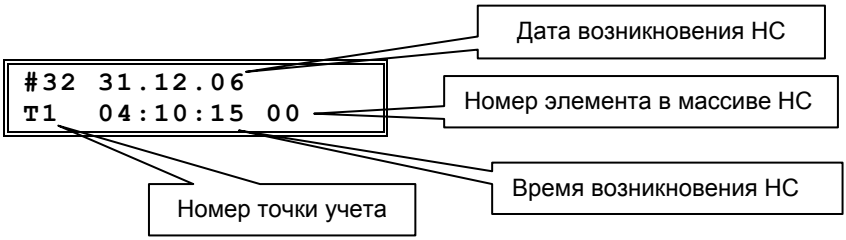
Рисунок 6.1 Работа ИСТОК-ТМ в режиме нештатной ситуации - «*Отключение сетевого питания*»

6.26 **Режим индикации «#32»** используется для отображения ретроспективы массива нештатных (сбойных) ситуаций по точкам учета (см. табл. 6.1). На момент возникновения нештатной ситуации ИСТОК-ТМ формирует байт статуса нештатных ситуаций, характеризующий данную нештатную ситуацию по виду возникших сбоев и запоминает время и дату их возникновения на глубину до 64 записей.

Таблица 6.1 Отображения ретроспективы массива нештатных ситуаций

Пример	Значение параметра	Значения для расчета	Байт статуса НС	Индикатор «Авария»
Рис. 6.2	$T>T_{max}$	$T=T_{max}$	*0 0 0 0 0 0 1 0*	«горит»
	$T<T_{min}$	$T=T_{min}$	*0 0 0 0 0 0 0 1*	«горит»
	$P>P_{max}$	$P=P_{max}$	*0 0 0 0 1 0 0 0*	«горит»
	$P<P_{min}$	$P=P_{min}$	*0 0 0 0 0 1 0 0*	«горит»
Рис. 6.3	$\Delta P> \Delta P_{max}$ ($G> G_{max}$)	$\Delta P=\Delta P_{max}$ ($G=G_{max}$)	*0 0 1 0 0 0 0 0*	«горит»
	$\Delta P_{отс}<\Delta P<\Delta P_{min}$ ($G_{отс}<G<G_{min}$)	$\Delta P=\Delta P_{min}$ ($G=G_{min}$)	*0 0 0 1 0 0 0 0*	«горит»
	$\Delta P< \Delta P_{отс}$ ($G< G_{отс}$)	$\Delta P=0$ ($G=0$)	*0 0 0 0 0 0 0 0*	«не горит»
Рис. 6.4	Ошибка среды *	$T=T_{дог}$; $P=P_{дог}$	*0 1 0 0 0 0 0 0*	«горит»
Рис. 6.5	Обрыв датчика	**Знач.=($T_{дог}$, $P_{дог}$,$\Delta P_{дог}$, $G_{дог}$)**	**«гор.» инд. «Обр. датч.»**	

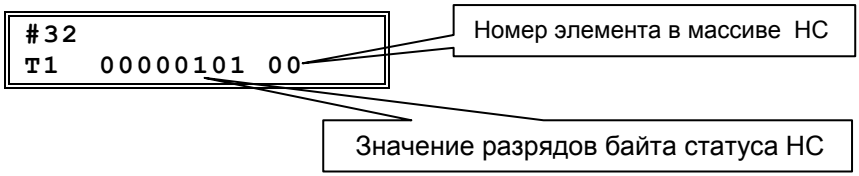
В этом режиме дисплей имеет следующий вид:



Клавишами **«C»** и **«D»** выполняется просмотр ретроспективы, а по нажатию клавиши **«✱»** - отображается байт статуса.

В данном случае на дисплее ИСТОК-ТМ отображаются дата и время возникновения НС и номер элемента массива (записи). Нумерация элементов начинается с 00 и заканчивается 63. После нажатия на клавишу **«✱»,** отображается информация о последней нештатной ситуации по точке ***{01*}***.

6.26.1 ИСТОК-ТМ запоминает номер точки учета, время возникновения, байт статуса НС и его состояние. Клавишами **«С»** и **«D»** производится просмотр ретроспективы, а по нажатию клавиши **«✱»** - отображается байт статуса. Байт статуса, например, имеет вид:



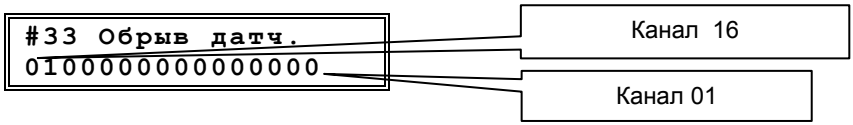
6.27 **Режим индикации «#33»** используется как сервисная функция для отображения информации о нештатной ситуации – «*Обрыв датчика*». Эта нештатная ситуация фиксируется при условии:

1) если по токовым измерительным каналам ***«01»*** - ***«12»*** используются датчики с выходным сигналом силы тока (4 – 20) мА и введено ненулевое значение силы тока аварии. Например, значение силы тока аварии при программировании канала учета с использованием ПИП, имеющего выходной сигнал (4-20) мА, может быть равно от 0 до 3,9 мА;
2) если по измерительным каналам температуры ***«13»*** - ***«15»*** введено аварийное (договорное) значение сопротивления датчика.

Визуально возникновение этой нештатной ситуации на любом измерительном входе ИСТОК-ТМ обозначается прерывистым свечением индикатора «*Обрыв датчика*», расположенным на лицевой панели. Этот режим позволяет определить на каком измерительном канале в текущий момент времени возникла эта нештатная ситуация. На дисплее ИСТОК-ТМ в этом режиме отображается шестнадцатиразрядное двоичное число, где число «0» - обозначает нормальный режим работы датчика, а число «1» – обрыв.

В нештатной ситуации «*Обрыв датчика*» ИСТОК-ТМ производит расчет физических параметров измеряемой среды по договорным значениям «проблемного» датчика. Фиксация времени возникновения нештатной ситуации «*Обрыв датчика*» не производится.

Дисплей ИСТОК-ТМ в режиме **«#33»** имеет следующий вид:



При условии отказа от нештатной ситуации «Обрыв датчика» применяют ПИП с выходным сигналом 0-5 мА, либо назначают измерительный канал как токовый канал с датчиком силы тока 0-20 мА для датчика с выход-

ным сигналом 4-20 мА.

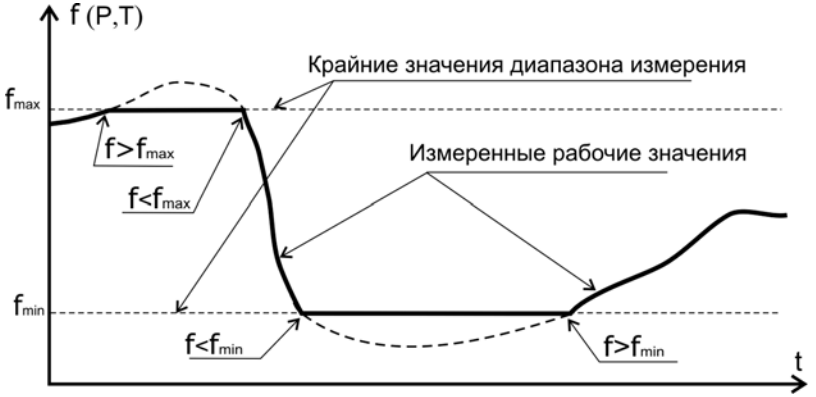


Рисунок 6.2 Работа ИСТОК-ТМ в режиме НС
по значениям температуры и давления

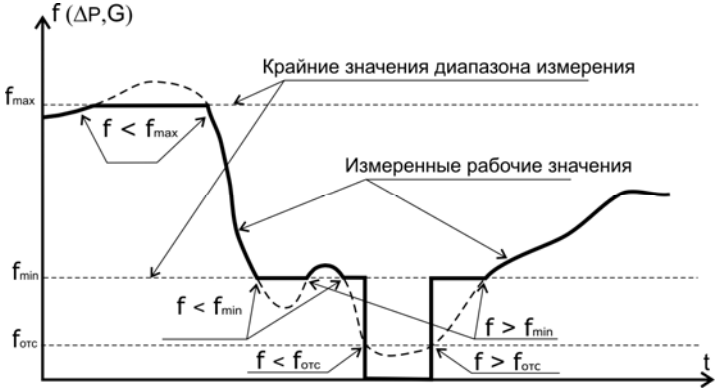


Рисунок 6.3 Работа ИСТОК-ТМ в режиме НС
по значениям расхода

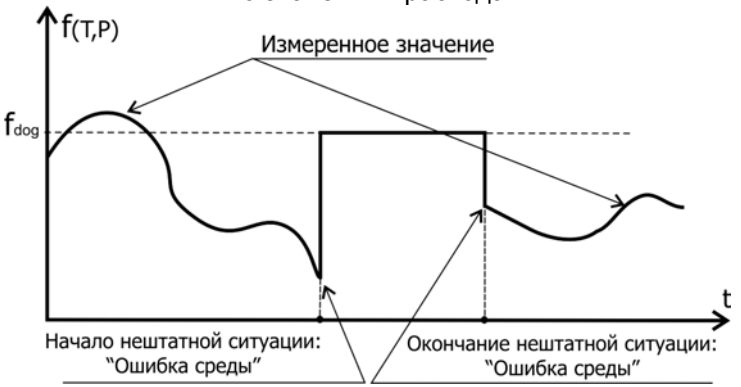


Рисунок 6.4 Работа ИСТОК-ТМ в режиме
нештатной ситуации - «*Ошибка среды*»

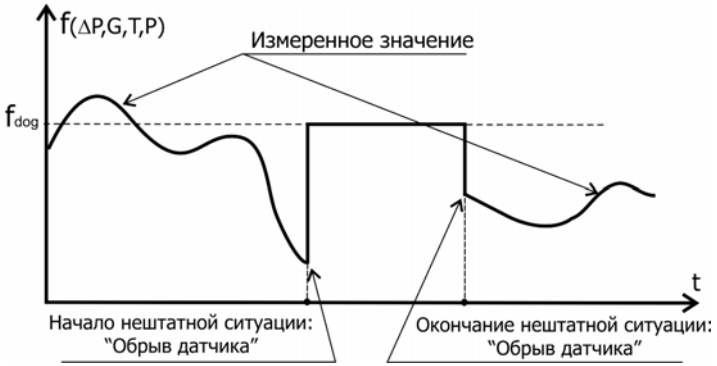
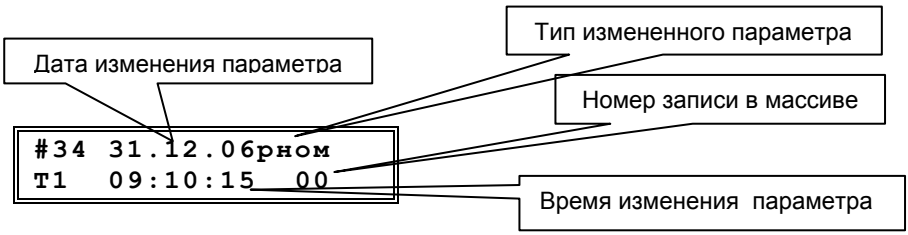


Рисунок 6.5 Работа ИСТОК-ТМ в режиме нештатной ситуации - «*Обрыв датчика*»

6.28 **Режим индикации «#34»** используется для отображения ретроспективы изменений условно-постоянных параметров по КТУ ***{01*}*** - ***{04*}***. При инициализации режима на дисплее ИСТОК-ТМ отображаются:

1) время и дата проведения корректировки значений условно-постоянных параметров;
2) тип и значение параметра, который был изменен;
3) номер точки учета;
4) номер записи в массиве.

После нажатия на клавишу **«✱»** на верхней строке дисплея отображается предыдущее значение параметра, на нижней строке - введенное значение параметра на момент записи. Клавишами **«C»** и **«D»** производится просмотр ретроспективы.



6.29 **Режим индикации «#35»** используется для отображения ретроспективы отключений и включений напряжения питания ИСТОК-ТМ (провалов по питанию). При инициализации данного режима на дисплее ИСТОК-ТМ отображаются:

1) время и дата отключения (включения) электропитания;
2) номер записи в массиве.

После нажатия на клавишу **«✱»** отображаются дата и время последнего включения питания. Клавишами **«C»** и **«D»** производится просмотр ретроспективы.

6.30 **Режим индикации «#36»** используется для отображения численного значения измеряемого параметра либо в физических величинах давления, температуры, расхода и т.д., либо в соответствующих им электрических величинах силы тока, активного сопротивления, частоты и количества импульсов.

6.30.1 С помощью цифровых клавиш производится выбор измерительного канала ***«01»*** - ***«15»***, ***«17»***, ***«18»***. После нажатия на «✱» происходит изменение режима отображения.

6.31 **Режим индикации «#41»** используется для корректировки числовых значений условно-постоянных параметров. Условно постоянные параметры представляют собой некоторый набор констант, которые допускается изменять в режиме измерения без использования кнопки "PRG". К таким параметрам относятся значения давления, температуры, влажности, перепада давления (объемного расхода), атмосферного давления, температуры и давления холодного источника, если для этих параметров не используется измерительный канал ИСТОК-ТМ.

Например, если температура холодного источника не измеряется, а введена как постоянное значение, то эта константа является условно-постоянным параметром. При измерении расхода природного газа и воздуха условно-постоянными параметрами считаются:

1) *плотность газа при нормальных условиях* $\rho_{ном}$;
2) *молярная концентрация азота* N_2;
3) *молярная концентрация углекислого газа* CO_2.

Если при программировании ИСТОК-ТМ был введен пароль (программа **«П07»**), то при инициализации режима **«#41»** необходимо набрать при помощи цифровых клавиш значение введенного пароля. После выполнения процедуры парольного доступа необходимо ввести номер точки, параметры которой требуется изменить и нажать клавишу **«✱»**. Для ввода условно постоянных параметров холодного источника или атмосферного давления выбирается точка ***{00}***. Клавишей **«✱»** осуществляется переход от одного параметра к другому.

6.32 **Режим индикации «#42»** используется для отображения ретроспективы выхода из режима «Программирование». При инициализации этого режима на дисплее отображается дата и время момента окончания последнего программирования прибора. При помощи клавиш **«C»** и **«D»** производится просмотр ретроспективы.

6.33 **Режим индикации «#43»** показания счетчиков. Используется для отображения информации о накоплениях тепловой энергии (Q) и расхода (G) для комплексных точек учета и интегральных параметров для одноканальных точек учета. Номер точки вводится при помощи цифровых клавиш или перебором при помощи клавиши **«✱»**. Выбор вида счетчика (тепловая энергии или расход) осуществляется клавишами **«C»** или **«D».** Показания счетчиков имеют семь десятичных разрядов и обнуляются при выполнении программы **«П09»** «Пуск по точке учета» в режиме «Программирование».

7 Схемы подключения ИСТОК-ТМ

7.1 ИСТОК-ТМ обеспечивает передачу данных в КТС ИСТОК, КТС «Энергия +» или другие системы верхнего уровня по интерфейсным каналам: ИРПС-ТП (RS-232, RS-485) и «Симплексная линия». Установка необходимых модулей производится по предварительной заявке.

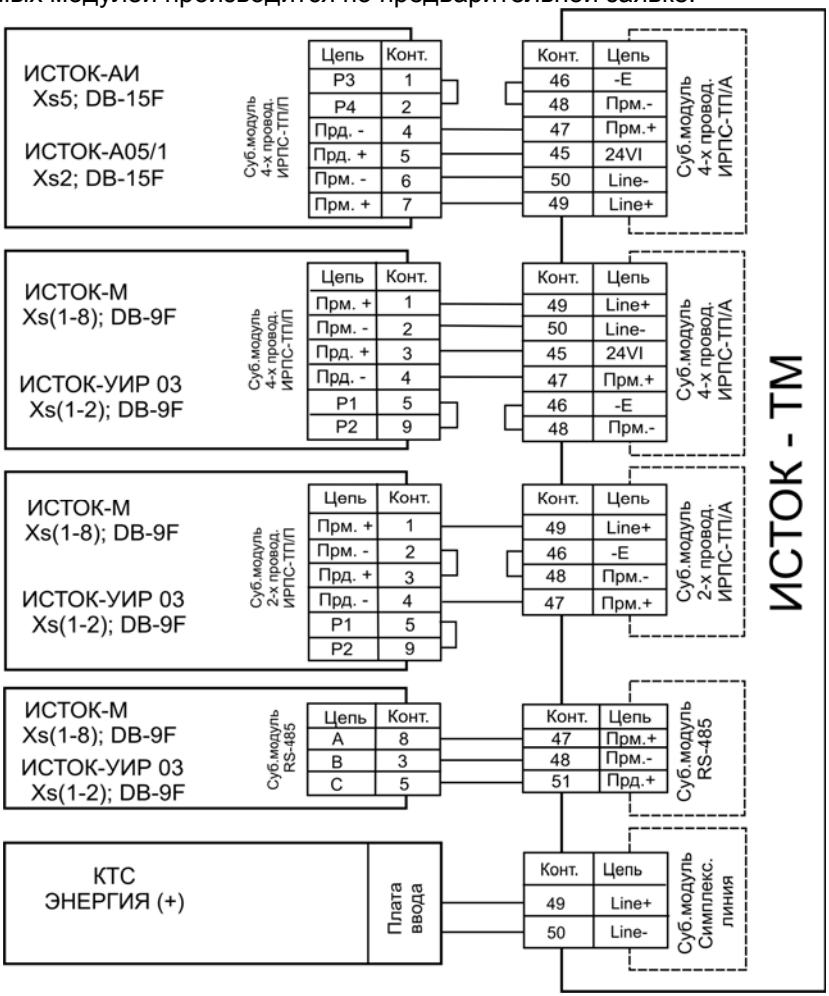


Рисунок 7.1 Схемы подключения ИСТОК-ТМ
к приборам КТС верхнего уровня

7.2 Схемы подключения ИСТОК-ТМ к ПК через адаптеры ИСТОК-А05/1, ИСТОК–АИ, мультиплексор ИСТОК-М или универсальный интерфейсный разветвитель ИСТОК-УИР03 показаны на рисунке 7.2

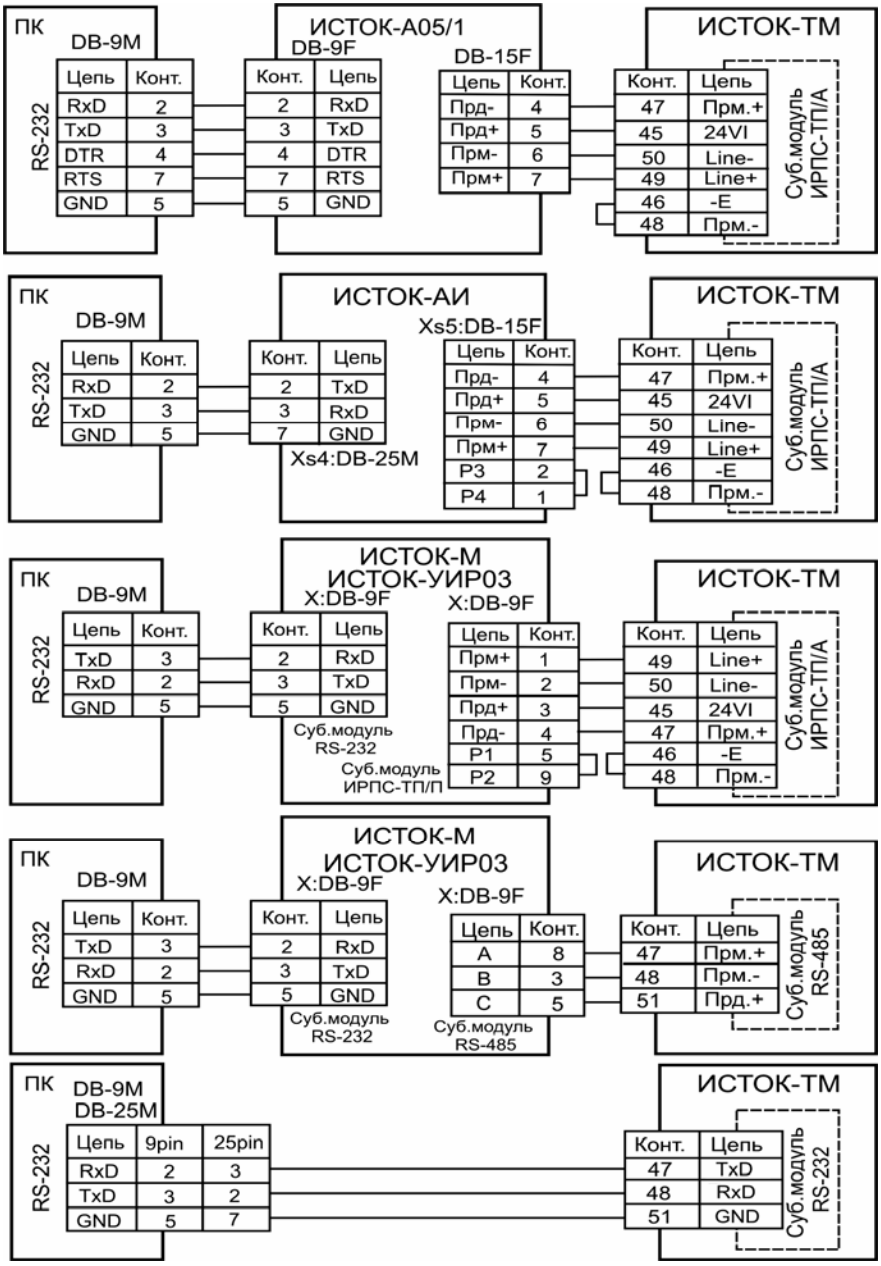


Рисунок 7.2 Варианты схем подключения ИСТОК-ТМ к ПК

7.3 Схема подключения ИСТОК-ТМ через интерфейс ИРПС-ТП к внешним устройствам, имеющим пассивные интерфейсные цепи (ПК и др.) приведена на рисунке 7.3. Источником тока в линиях приема и передачи является ИСТОК-ТМ.

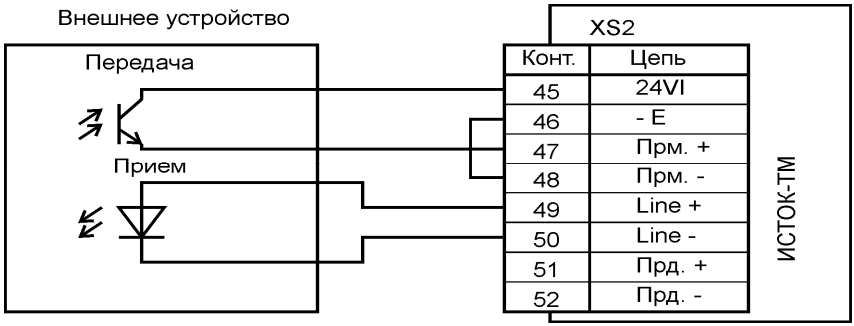


Рисунок 7.3 Схема подключения ИСТОК-ТМ
к «пассивному» внешнему устройству

7.4 Схема подключения ИСТОК-ТМ через интерфейс ИРПС-ТП к внешним устройствам, имеющим активные интерфейсные цепи, приведена на рисунке 7.4, где I_1, I_2 – источники тока (15 мА).

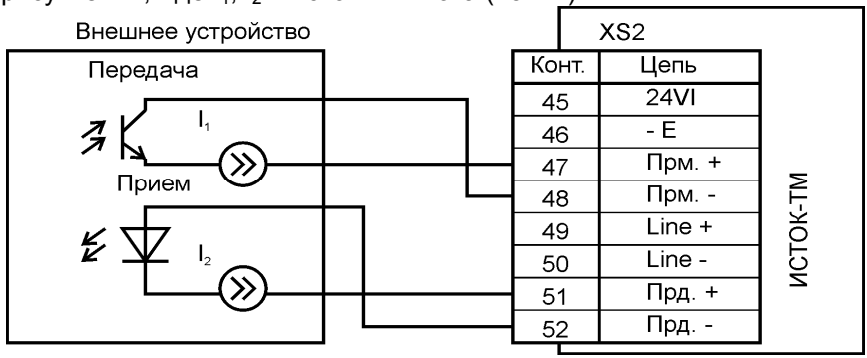


Рисунок 7.4 Схема подключения ИСТОК-ТМ
к «активному» внешнему устройству

7.5 Увеличить длину интерфейсной линии связи между ПК и другими устройствами КТС ИСТОК возможно при использовании каскадного соединения одного или нескольких адаптеров ИСТОК-УИР03, как показано на рисунке 7.5. Каждый ИСТОК-УИР03 увеличивает длину линии связи на 1200 м и обеспечивает согласование интерфейсов ИРПС-ТП, RS-232 или RS-485 на физическом уровне при помощи соответствующих интерфейсных модулей, имеющих оптронную гальваническую развязку.

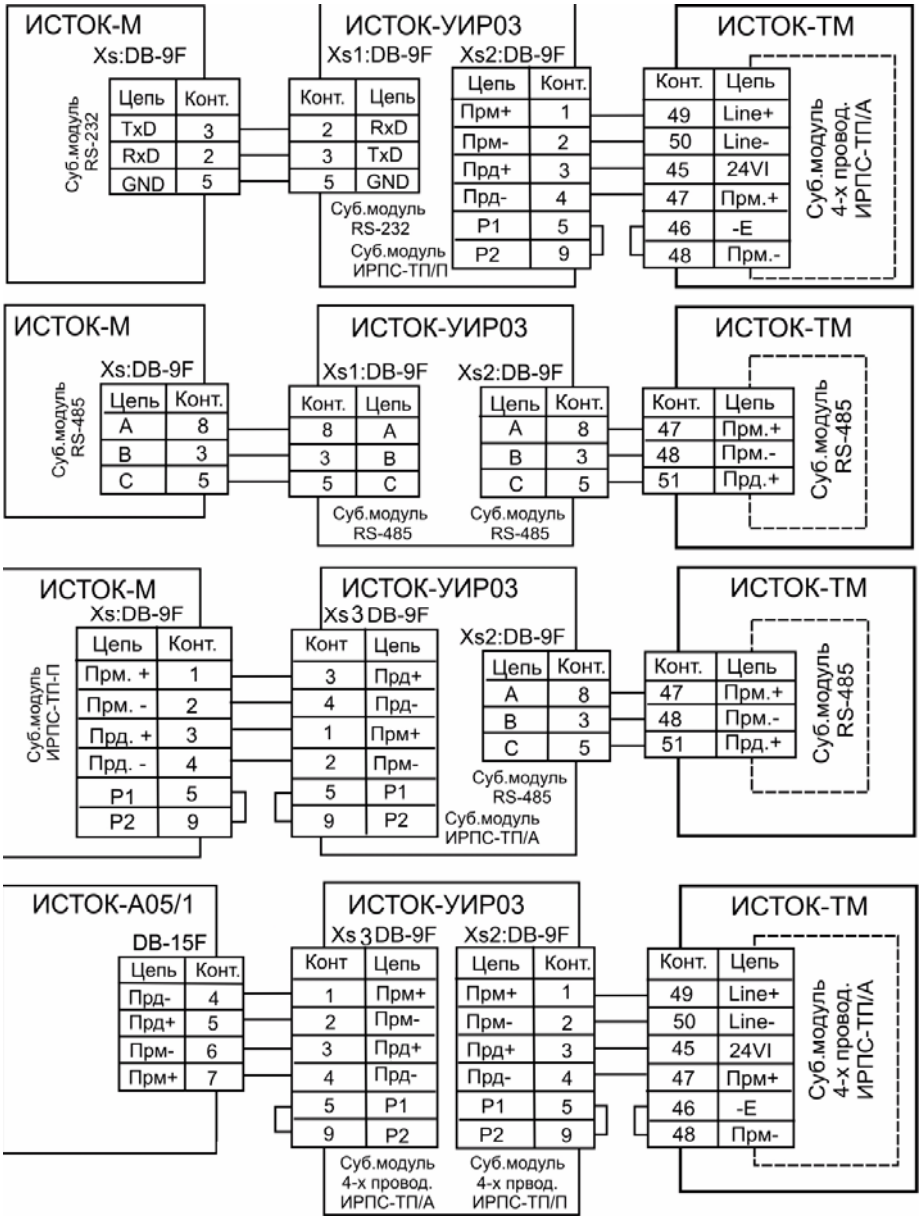


Рисунок 7.5 Схема подключения ИСТОК-ТМ к УИР ИСТОК-УИР03 для увеличения длины линии связи.

7.6 Подключение ИСТОК-ТМ к принтеру через адаптер ИСТОК-АИ приведено на рисунке 7.6. Это обеспечивает формирование твердых копий протоколов данных, накопленных в ИСТОК-ТМ. Допускается использование

любого принтера с EPSON-совместимой системой команд и кодовой страницей 886. Принтер подключается к адаптеру стандартным интерфейсным кабелем Centronics длиной, не более, 15 м. Адаптер ИСТОК-АИ обеспечивает локальное или удаленное подключение принтера к ИСТОК-ТМ. При удаленном подключении адаптер располагается непосредственно возле принтера, а ИСТОК-ТМ может быть удален на расстояние до 1500 м от него.

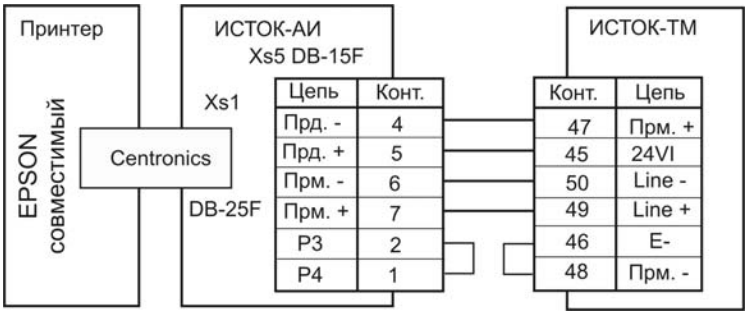


Рисунок 7.6 Схема подключения ИСТОК-ТМ к принтеру

7.7 Схема подключения ИСТОК-ТМ через адаптер ИСТОК-АИ к удаленному компьютеру с использованием модемной связи приведена на рисунке 7.7.

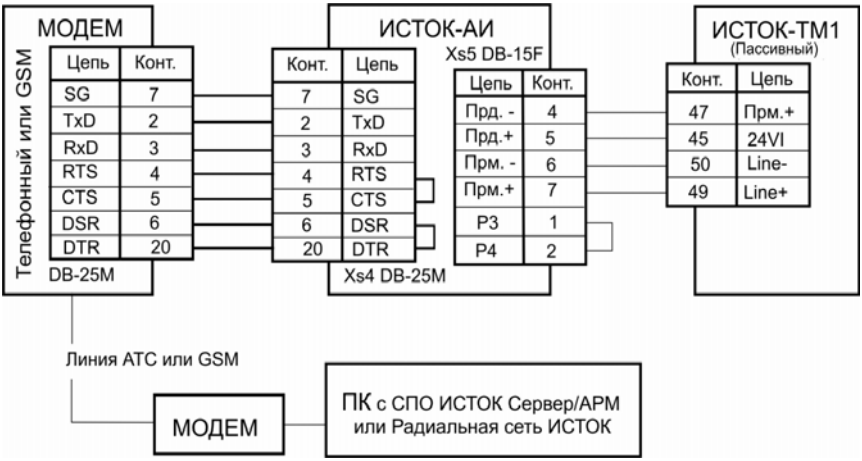


Рисунок 7.7 Схема подключения ИСТОК-ТМ
к удаленному ПК с использованием модемной связи

7.8 Подключение ИСТОК-ТМ к техническим средствам КТС «Энергия +» через интерфейс «симплексная линия» производится при помощи контактов 49 (Line+) и 50 (Line-) клеммного соединителя прибора.

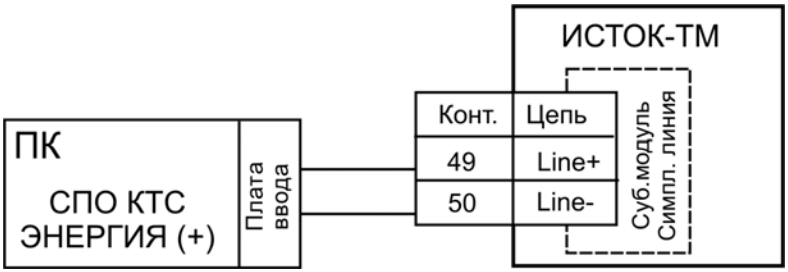


Рисунок 7.8 Схема подключения ИСТОК-ТМ к КТС «Энергия +»

7.9 Схема подключения ИСТОК-ТМ через адаптер АДАМ 4570 к локальной сети Ethernet с использованием интерфейсных модулей RS-485, имеющих оптронную гальваническую развязку приведена на рисунке 7.9.

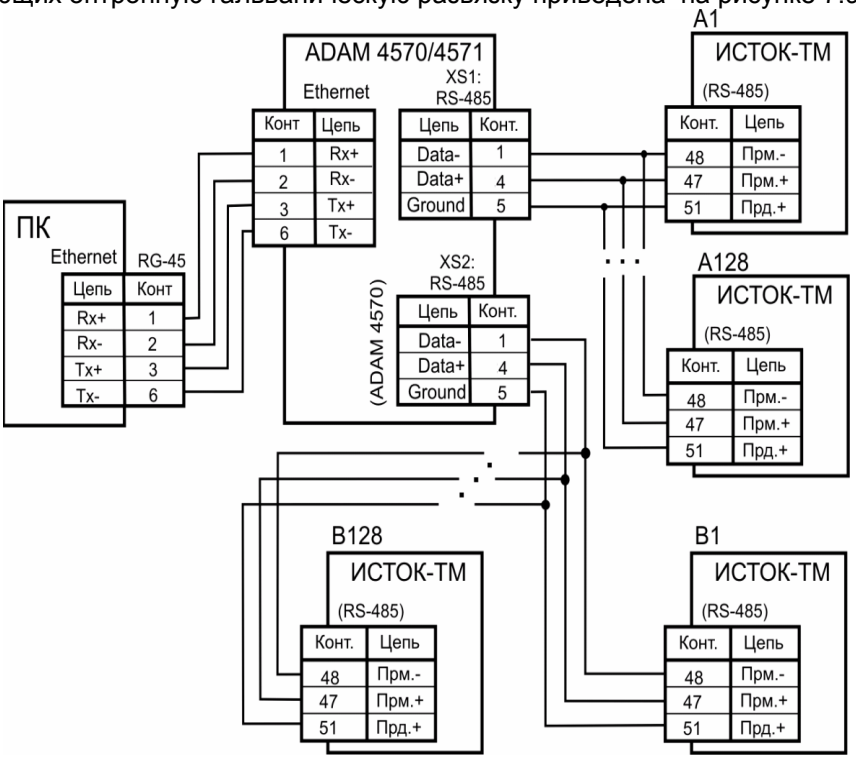


Рисунок 7.9 Схема подключения ИСТОК-ТМ к локальной сети Ethernet

7.10 К измерительным каналам ИСТОК-ТМ допускается подключение ТС, частотно-импульсных и токовых выходов ПИП:

7.10.1 Подключение ТС к измерительным каналам ***«13»***, ***«14»***, и ***«15»*** ИСТОК-ТМ осуществляется по четырехпроводной схеме (см. рисунок 7.10). Для питания термопреобразователей используется внутренний коммутируемый источник постоянного тока.

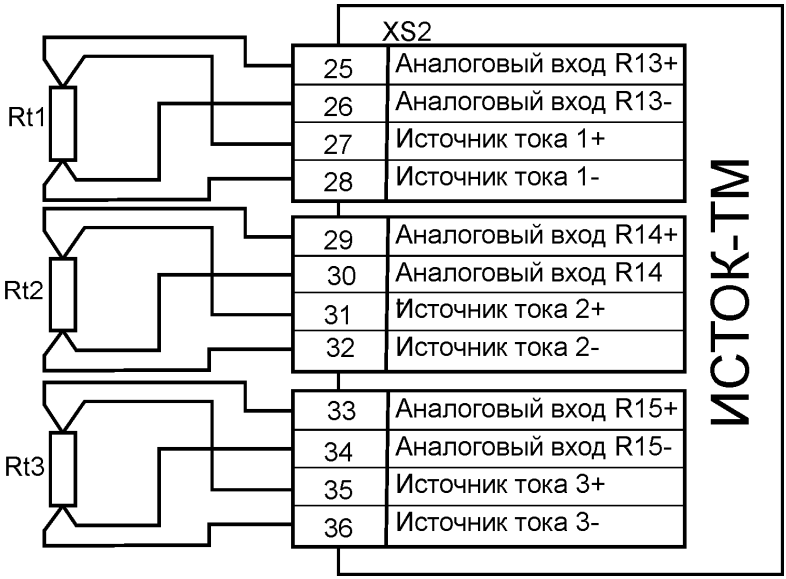


Рисунок 7.10 Схема подключения к ИСТОК-ТМ трех ТС по четырехпроводной схеме

7.10.2 Подключение к частотно-импульсным каналам ***«17»***, ***«18»*** ПИП, имеющих двухпозиционные пассивные токовые ключи. Источником тока в цепи является ИСТОК-ТМ, а ПИП должен модулировать этот ток со следующими параметрами:

- токовый сигнал высокого уровня 12±2,0 мА;
- токовый сигнал низкого уровня, не более 2,5 мА.

При этом следует учитывать, что напряжение на разомкнутых контактах 37 – 38 и 39 – 40 равно (12±1,0) В. Схема подключения таких ПИП приведена на рисунке 7.11. При использовании ПИП с герметизированным выходным контактом (геркон) возможно возникновение дребезга контактов реле и, как следствие, неправильные показания прибора.

7.10.3 Подключение к частотно-импульсным каналам ***«17»***, ***«18»*** ПИП, имеющих выходные сигналы в виде импульсного напряжения (частоты). В этом случае источником напряжения в цепи служит ПИП. Схема подключения таких ПИП приведена на рисунке 7.12.

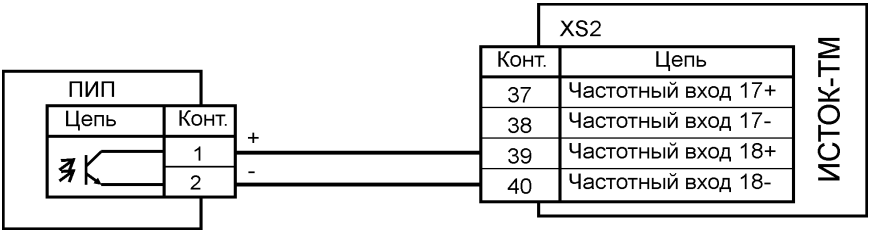


Рисунок 7.11 - Схема подключения ИСТОК-ТМ к ПИП
с пассивным частотно-импульсным выходным каналом

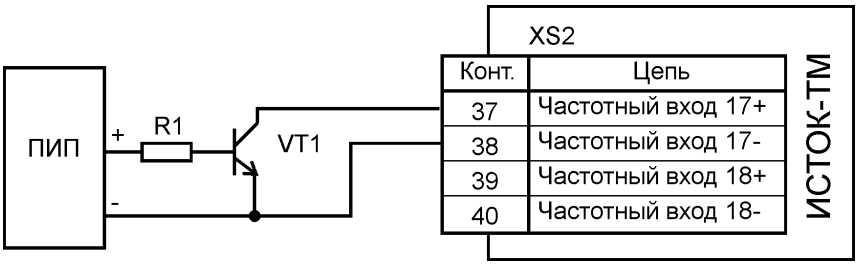


Рисунок 7.12 - Схема подключения ИСТОК-ТМ к ПИП
с активным частотно-импульсным выходным каналом
(например: R1 – Резистор 1 кОм; VT1 – транзистор КТ315А)

7.11 При возникновении в процессе работы ИСТОК-ТМ нештатной ситуации типа «*Ошибка среды*» или «*Обрыв датчика*» на контактах выходного канала «Авария» (контакты 41, 42 разъема XS2 клеммного соединителя) формируется сигнал аварии (скачкообразно уменьшается сопротивление оптронного выходного ключа с «открытым коллектором»):

- максимальное напряжение коллектор-эмиттер - 25 В;
- максимальный ток нагрузки - 25 мА.

Схема подключения выходного канала «*Авария*» ИСТОК-ТМ приведена на рисунке 7.13.

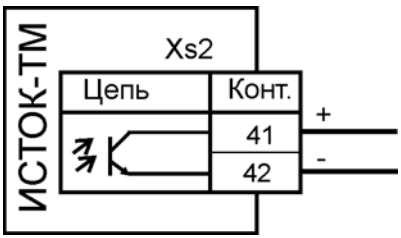


Рисунок 7.13 Схема подключения выходного канала «*Авария*»

8 Подготовка к работе

8.1 Монтаж и установка ИСТОК-ТМ должны производиться квалифицированными специалистами в строгом соответствии с настоящим руководством.

8.2 При распаковке следует руководствоваться надписями, содержащимися на транспортной таре. После вскрытия упаковки необходимо проверить комплектность на соответствие паспорту. После распаковки в зимнее время ИСТОК-ТМ следует выдержать при нормальных условиях не менее 2 часов до начала эксплуатации.

8.3 На месте эксплуатации недопустимо наличие в воздухе паров кислот, щелочей, примесей аммиака, сернистых и других агрессивных газов, вызывающих коррозию. ИСТОК-ТМ не следует устанавливать на месте, подверженном вибрации частотой более 25 Гц, амплитудой более 0,1 мм и вблизи источников мощных электрических полей. ИСТОК-ТМ должен эксплуатироваться в закрытых помещениях.

8.4 ИСТОК-ТМ монтируется, как правило, в монтажном шкафу или щите с креплением в трех точках (приложение А). При установке необходимо обеспечить удобный доступ к монтажной части прибора и кабельным вводам. Рекомендуется устанавливать ИСТОК-ТМ вертикально на высоте от 1200 до 1800 мм над уровнем пола. При этом обеспечивается наилучшее восприятие зрительной информации, выводимой на индикатор прибора. Подключение электрических цепей к клеммным соединителям прибора рекомендуется производить через блок наборных зажимов, установленных на DIN-рейке в монтажном шкафу.

8.5 Корпус ИСТОК-ТМ не имеет токопроводящих частей, защитное и рабочее заземление не предусмотрено. Расположение розетки питающей сети должно обеспечивать свободное освобождение вилки шнура питания ИСТОК-ТМ.

8.6 Монтаж электрических цепей между ИСТОК-ТМ и ПИП, а также подключение кабелей питания следует производить в соответствии с технической документацией на ПИП и проектом на узел учета. Монтаж проводить проводом, обеспечивающим напряжение пробоя изоляции не ниже 2,3 кВ.

При использовании на узлах учета газа ИСТОК-ТМ должен располагаться во взрывобезопасной зоне, а подключение датчиков и вторичных преобразователей расхода к прибору должно выполняться с использованием пассивных барьеров искрозащиты с напряжением ограничения от 13 до 24В. Например, - двухканальные барьеры искрозащиты серии «Корунд-М3» и «Корунд-М4».

8.7 При монтаже кабелей связи (сигнальных измерительных цепей и линий передачи данных) потребитель должен обеспечить практическое отсутствие помех на линиях связи, для этого необходимо выполнить следующие требования:

8.7.1 Во избежание наводок от близко расположенных силовых кабелей или другого сильноточного оборудования, а также для защиты от механического повреждения кабели связи необходимо размещать в отдельных стальных заземленных трубах или металлорукавах.

8.7.2 При удаленном подключении ПИП в условиях источников помех допускается прокладка экранированных кабелей без использования заземленных металлорукавов. При этом экранирующие оболочки кабелей связи необходимо соединять вместе только в одной точке со стороны подключения ПИП к ИСТОК-ТМ. Эту точку следует соединить с точкой компенсации помех (центральной клеммой колодки XS1, в клеммном отсеке прибора (см. приложение G) или заземлить. Вариант подключения экранирующих оболочек кабелей выбирается экспериментально в зависимости от условий применения прибора.

Со стороны подключения ПИП экранирующие оболочки кабелей связи следует отключить, как от шин заземления (зануления), так и от корпусов датчиков.

Корпуса вторичных преобразователей (датчиков расхода и др.), корпуса источников питания и всех других составных частей узла учета, питание которых осуществляется от сети переменного тока 230 В, должны быть соединены с точкой заземления экранов проводником сечением не менее 1,5 мм².

8.7.3 Согласно требованиям ПУЭ и «Ведомственные нормы технологического проектирования. Проводные средства связи. Линейно-кабельные сооружения Минсвязи СССР. ВНТП-116-80», расстояние кабелей связи до силовых цепей 220 В должно быть не менее 500 мм. Не допускается прокладка в одной трубе силовых и измерительных цепей без принятия специальных мер защиты.

8.7.4 Суммарное активное сопротивление пары проводников сигнальной измерительной цепи от ПИП, при его подключении к ИСТОК-ТМ, не должно превышать:

8.7.5 для измерительных каналов ***«17»***, ***«18»*** - 800 Ом;

8.7.6 для измерительных каналов ***«13» - «15»*** *- 50 Ом*.

Подключение датчиков термосопротивлений к измерительным каналам ***«13» - «15»*** необходимо выполнять цельным 4-х проводным кабелем, исключив возможность образования ЭДС в контактных соединениях.

8.7.7 Требования к прокладке кабелей связи для организации передачи данных от ИСТОК-ТМ в КТС верхнего уровня (КТС ИСТОК) по интерфейсу *ИРПС-ТП (токовая петля)* и КТС «Энергия +» аналогичны требованиям, предъявляемым к кабелям связи для сигнальных измерительных цепей.

При условии отсутствия источников индустриальных помех в качестве линий передачи данных могут применяться телефонные, контрольные и другие кабели связи.

Электрическое сопротивление одной медной жилы кабеля на длине 1 км в среднем составляет: для сечения *0,2 мм² –88 Ом*, для сечения *0,5 мм² – 34 Ом*.

Суммарное активное сопротивление каждой пары проводников интерфейсной линии передачи данных ИРПС-ТП должно быть не более 1200 Ом (при сопротивлении пары проводников не более 100 Ом/км с емкостью не более 100 нФ/км в экранированном кабеле обеспечивается дальность связи на скорости 1200 бит/с до 5 км).

Для двухпроводной симплексной линии связи емкость линии связи не должна превышать 100 нФ/км, а суммарное сопротивление пары проводников (шлейфа) – 1200 Ом, что соответствует длине линии связи 12 км при сопротивлении пары проводов кабеля (шлейфа) 100 Ом/км.

Требования к прокладке кабелей связи для обмена данными с КТС верхнего уровня по интерфейсу RS-485 соответствуют спецификации интерфейса.

Спецификация интерфейса *RS-485* рекомендует в качестве линии связи использовать витую пару с волновым сопротивлением *120 Ом* (например Balden 9841, 9842). Для согласования интерфейса с линией связи между клеммами *47 – 48* может быть установлен резистор сопротивлением *120 Ом*, если ИСТОК-ТМ является оконечным устройством на линии.

Ответвления от общего интерфейсного кабеля должны иметь минимальную длину.

При использовании геометрии кабеля точка-точка на расстояниях до *200 м* и скорости обмена 1200 ÷ 4800 бит/сек допускается применение не согласованного двух (трех) жильного кабеля с сопротивлением не более *100 Ом/км* и емкостью не более *100 нФ/км*. Линия С интерфейса предназначена для выравнивания потенциалов двух устройств и в условиях простой помеховой обстановки может не использоваться.

8.7.8 Подключение сигнальных измерительных цепей от ПИП к входным клеммам ИСТОК-ТМ должно производится монтажными проводами или другими кабелями согласно требованиям инструкций по монтажу соответствующих ПИП. Конструкция клеммных соединителей ИСТОК-ТМ допускает использование монтажного провода сечением не более *2,5 мм*^{2}. Назначение контактов клеммных соединителей ИСТОК-ТМ приведено в приложении G.

8.8 После установки ИСТОК-ТМ на месте эксплуатации, монтажа сигнальных измерительных цепей и линий передачи данных в соответствии с проектной документацией, подключают цепи питания 230В. Для этого используются контакты 1 и 2 клеммного соединителя XS1 и отдельный гермоввод меньшего диаметра из комплекта принадлежностей.

Подав на ИСТОК-ТМ питающее напряжение, необходимо убедиться в прохождении внутреннего теста проверки прибора. При правильном завершении теста в верхней строке на экране дисплея ИСТОК-ТМ высветится режим индикации *«#14»* и текущее время. Это означает, что ИСТОК-ТМ перешел в рабочий режим. Максимальное время с момента включения ИСТОК-ТМ в сеть и перехода в рабочий режим - 15 мин. При этом на дисплее появляется сообщение *«Ожидайте!!»*.

ВНИМАНИЕ!

1. *Подключение ПИП к входным клеммам ИСТОК-ТМ, замена и устранение дефектов в линиях связи допускается только при отключенном напряжении питания как ПИП, так и ИСТОК-ТМ.*
2. *Во избежание попадания пыли и других посторонних частиц внутрь прибора, подключение сигнальных измерительных цепей и линий передачи данных к клеммным соединителям ИСТОК-ТМ выполнять только с использованием гермовводов, входящих в комплект ЗИП.*
3. *В рабочем состоянии крышка клеммного отсека должна быть всегда закрыта, неиспользуемые отверстия в корпусе должны быть закрыты заглушками.*
4. *Запрещается подключать к ИСТОК-ТМ неисправные ПИП или ПИП с выходной характеристикой, не соответствующей параметрам входных характеристик прибора.*
5. *При проверке целостности сигнальных измерительных цепей и линий передачи данных не допускать попадания на них электрических напряжений, не предусмотренных данным руководством и нормативной документацией на устройства связи.*
6. *При проведении сварочных работ на трубопроводах, на которых установлены ПИП, последние необходимо обесточить и отключить от ИСТОК-ТМ.*

9 Тара и упаковка

9.1 ИСТОК-ТМ с комплектом ЗИП и эксплуатационными документами упаковывается в соответствии с ГОСТ 9.014-86, вариант упаковки ВУ-5.

9.2 В качестве транспортной тары применяются ящики типа Ш-1 по ГОСТ 2991-85.

9.3 Габаритные размеры грузового места ИСТОК-ТМ - не более 260x200x130 мм.

9.4 Масса грузового места не более 3,5 кг.

10 Указание мер безопасности

10.1 При работе с ИСТОК-ТМ, опасным производственным фактором является напряжение 230 В цепей питания. Поэтому к эксплуатации ИСТОК-ТМ допускаются лица имеющие удостоверение на право работы с электроустановками до 1000 В и прошедшие инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

10.2 При монтаже, эксплуатации, обслуживании и проведении испытаний ИСТОК-ТМ необходимо соблюдать "Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей", "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" и требования, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75.

10.3 Общие требования безопасности при проведении испытаний – по ГОСТ 12.3.019-80, требования безопасности при испытаниях изоляции - по ГОСТ 12.2.091-2002.

10.4 По способу защиты человека от поражения электрическим током ИСТОК-ТМ соответствует классу II по ГОСТ 12.2.007-0-75 и требованиям, предъявляемым ГОСТ 12.2.091-2002 (МЭК 61010-1:1990) к приборам с двойной или усиленной изоляцией, степенью загрязнения 1, категорией монтажа (категорией перенапряжения) II.

11 Возможные неисправности и методы их устранения

11.1 Возможные неисправности ИСТОК-ТМ и методы их устранения приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Наименование неисправности	Вероятная причина	Способ устранения
Нет напряжения питания, дисплей и индикатор"Сеть"не светятся	Вышел из строя сетевой предохранитель	Вскрыть крышку клеммного отсека и заменить предохранитель сети
Не работает последовательный интерфейс	1) обрыв линии связи	1) устранить обрыв
	2) вышел из строя приемник или передатчик последовательного интерфейса	2) обратиться на завод изготовитель или в уполномоченную организацию для ремонта
При нормальных режимах работы теплотехнических установок постоянно горит индикатор «Авария»	1) вышел из строя ПИП	1) заменить неисправный ПИП
	2) обрыв линии связи ПИП с ИСТОК-ТМ	2) устранить обрыв линии связи
После отключения от сети сбрасываются показания времени	Подлежит замене литиевый элемент питания	Обратиться на завод изготовитель или в уполномоченную организацию для замены элемента питания

12 Техническое обслуживание

12.1 Техническое обслуживание производится для поддержания ИСТОК-ТМ в постоянной готовности к работе с обеспечением требуемых параметров и технических характеристик.

12.2 Рекомендуемый состав обслуживающего персонала и основные выполняемые им функции для эксплуатации ИСТОК-ТМ приведены в таблице 12.1.

Таблица 12.1

Должность	Квалификация	Основные функции
Диспетчер	Техник	Контроль работоспособности по состоянию элементов индикации
Диспетчер	Техник	Проведение оперативного контроля потребляемых энергоресурсов

12.3 Ежедневно в процессе эксплуатации ИСТОК-ТМ должен производится контроль за работой ИСТОК-ТМ по состоянию элементов индикации и работоспособности клавиатуры.

12.4 Плановый осмотр производится один раз в месяц. В процессе осмотра выполнить следующие операции:

1) убедиться в отсутствии механических повреждений клеммных колодок, корпуса и дисплея;
2) убедиться в надежности подключения проводников к клеммам ИСТОК-ТМ;
3) убедиться в наличие пломб;
4) убедиться в исправности линий связи.

12.5 Ремонт ИСТОК-ТМ осуществляется на предприятии-изготовителе или в ближайшем центре технической поддержки.

13 Правила хранения и транспортирования

13.1 ИСТОК-ТМ, упакованный в соответствии с требованиями ГОСТ 9.014-86, вариант упаковки ВУ-5, может транспортироваться на любое расстояние автомобильным, железнодорожным транспортом и в герметизированных отсеках самолетов в условиях, установленных ГОСТ 12997 – 84 для группы 3.

13.2 При погрузочно-разгрузочных работах и транспортировании ящики не должны подвергаться резким ударам и воздействию атмосферных осадков. Способ укладки ящиков в транспортное средство должен исключать их перемещение при транспортировании.

13.3 Хранение на складах должно производиться в соответствии с ГОСТ 12997- 84 в закрытых отапливаемых помещениях в условиях 1 (Л) по ГОСТ 15150 - 69. Хранение производится в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 5 до 40 °С и относительной влажности не более 80 % при отсутствии в воздухе агрессивных примесей.

13.4 Распаковку в зимнее время следует производить только при нормальных условиях, предварительно выдержав прибор в не распакованном виде не менее 2 часов.

13.5 В местах хранения в окружающем воздухе должны отсутствовать кислотные, щелочные и другие агрессивные примеси.

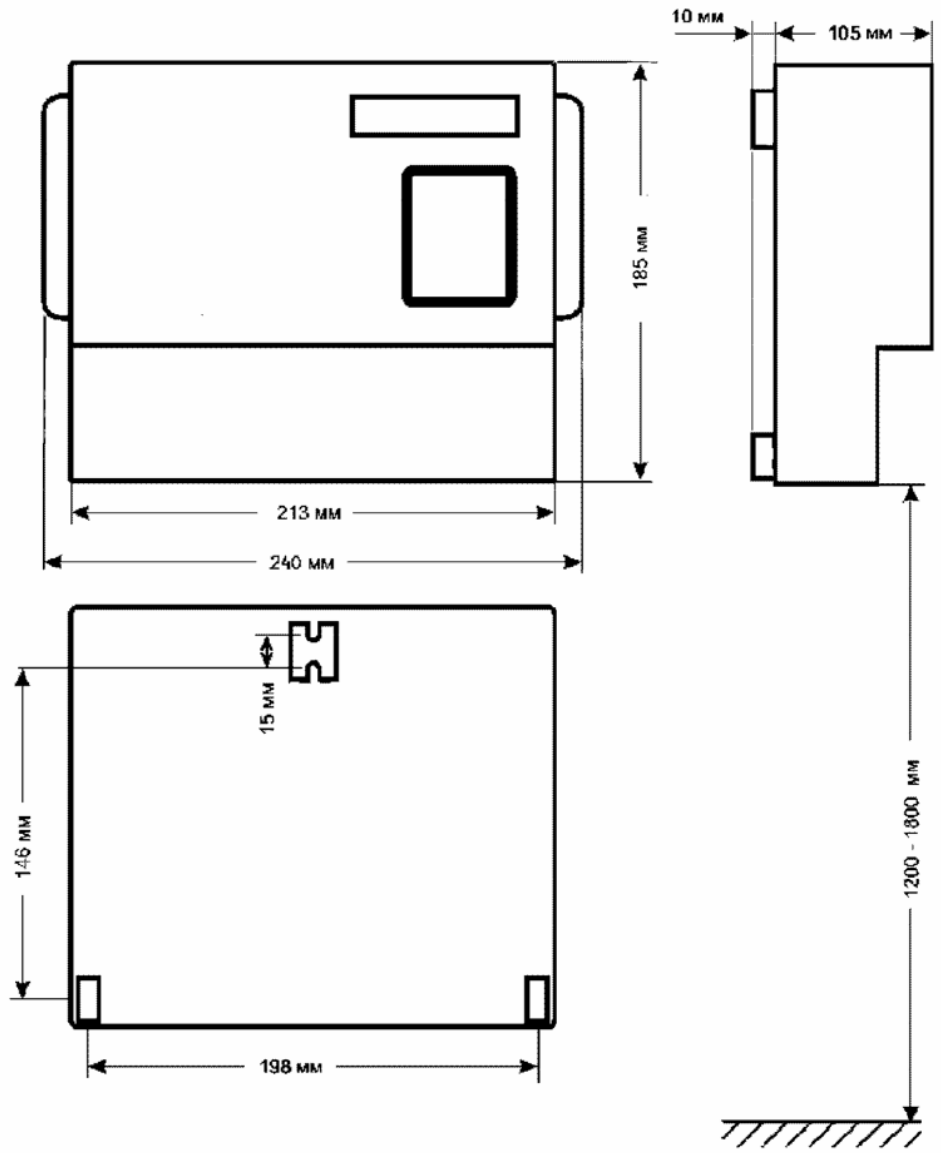
14 Поверка

14.1 Поверка ИСТОК-ТМ производится в соответствии с требованиями документа «СОЕИ РБ. Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМ. Методика поверки МП. ВТ 011-2000».

14.2 В случаях ввода в эксплуатацию по истечении гарантийного срока хранения, должна проводиться внеочередная поверка.

Межповерочный интервал – 4 года (повторная поверка проводится один раз в четыре года).

Приложение А (справочное). Габаритные и установочные размеры ИСТОК-ТМ



Приложение В (рекомендуемое). Примерный перечень ПИП, используемых с ИСТОК – ТМ

Таблица В.1 – Термопреобразователи сопротивления

Тип ТС	Класс допуска	Номинальная статическая характеристика по ГОСТ 6651	Номинальное значение W_{100}	Предел допускаемой основной погрешности, C^{o}
Платиновый (ТСП)	A	50П, 100П	1,3910 1,3850	$\pm$(0,15 + 0,002|t|)
	B			$\pm$ (0,30 + 0,005|t|)
	C			$\pm$ (0,60 + 0,008|t|)
Медный (ТСМ)	A	50М, 100М	1,4280	$\pm$ (0,25 + 0,0020|t|)
	B			$\pm$ (0,25 + 0,0035|t|)
	C			$\pm$ (0,50 + 0,0065|t|)
Примечание – допускается использование других ТС по ГОСТ 6651				

Таблица В.2 - Преобразователи давления и перепада давления

Наименование	Выходной сигнал, мА	Предел допустимой основной погрешности %
Метран-100 (ДА, ДИ, ДД)	0-5; 0-20; 4-20	±(0,1 ÷ 0,25)
CERABAR, DELTABAR	0-5; 0-20; 4-20	±0,075
ST3000 (STD, STF, STR, STG)	0-5; 0-20; 4-20	±0,075
PC-28, PR-28	0-5; 0-20; 4-20	±0,25
Примечание - Допускается использование других преобразователей давления и перепада давления, разрешенных для применения, имеющих метрологические характеристики не хуже, приведенных в таблице.		

Таблица В.3 - Первичные измерительные приборы

Наименование	Предел допустимой основной Погрешности, %
Расходомер Prowirl (Endress+Hauser)	±1,0
Счетчики газа СГ-16; RVG (РФ)	±1,0
Расходомеры РЭМ-01;РСМ-05;SKU-02 (РБ)	±1,0
Расходомер Метран-300 ПР (РФ)	±1,0
Расходомеры SONOFLO (Simens)	±(0,5 ÷ 1,0)
Расходомеры UMF-001 (РФ)	±1,0
Сопла и трубы ИСА и Вентури	±(1,0 ÷1,2)
Стандартное сужающее устройство	±(0,6 ÷ 1,2)
Сенсор ANNUBAR (Dieterich Standart)	±1,0
Сенсор TORBAR – (TORBAR Flowmeters)	±1,0
Примечание - Допускается использование других расходомеров, разрешенных для применения, имеющих метрологические характеристики не хуже, приведенных в таблице.	

Приложение С (справочное) Примеры программирования расчета котельных установок.

Пример 1. Программирование парового котла.

Для выполнения расчета параметров энергетических показателей котла: η', $G^{ут}$, $B_{гкал}{}^{у}$, α необходимо провести программирование групп учета прибора (см. программу **П04**). Пример распределения групп учета приведен в таблице С1.

Таблица С1 Пример распределения групп учета для расчета энергетических показателей парового котла

Группа	Измеряемая величина	Обозначение
Группа учета [01]	Часовой расход условного топлива:	кг у.т./Гкал
	$B_ч^{усл} = (G_т Q^р_н) / 7000$	
	где: $G_т$ – часовой расход топлива, м^3/ч	
	$Q^р_н$ – низшая теплота сгорания топлива, ккал/м^3	
Группа учета [02]	Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал:	кг у.т./Гкал
	$B_{гкал}^{ут} = (142{,}86 / \eta) 100\%$	
	где: $G_т$ – часовой расход топлива, м^3/ч	
	η- коэффициент полезного действия "брутто", %	
Группа учета [03]	КПД с учетом непрерывной продувки:	%
	$\eta' = \eta (1 - q_{пр} / 100\%)$	
	где: $q_{пр}$ - потери тепла с продувочной водой, %	
или расчет α - коэффициента избытка воздуха, для которого требуется использование 2-х групп учета, одна из которых вместо: ($B_ч^{усл}$; $B_{гкал}^{ут}$ или η')		
Группа учета [04]	Расчет разности:	%
	$k = (21 - O_2)$	
	где: O_2 - содержание кислорода в уходящих газах, %	
Группа учета [03]	Коэффициент избытка воздуха:	%
	$\alpha = 21 / k$	
	где: k - коэффициент, полученный в гр. учета [04]	

Пример программирования групп учета для расчета энергетических показателей котла приведен в таблице С2.

Таблица С2 Пример программирования групп учета для расчета энергетических показателей парового котла

Порядок ввода	Клавиши	Показания индикатора
Инициализация программы	**«#» «0» «4»**	П04 ГруппаN□□ □□□□□□□
Группа учета [01] для расчета часового расхода условного топлива, вычисляемого по формуле $B_ч^{усл} = (G_т Q^р_н) / 7000$		
Ввод номера группы учета [01]	**«0» «1» «✱»**	П04 ГруппаN01 □□□□□□□
Выбор вида накоплений (мгновенные)	**«C» или «D» «✱»**	П04 ГруппаN01 Мгнов.з.

Порядок ввода	Клавиши	Показания индикатора
Ввод единицы измерения	**«C\D» «✱» «C\D» … «C\D» «✱»**	П04 _ Единица: кгу/Гк
Ввод слагаемого: $(Q^{p}_{н} / 7000)G_m =$ $(17000/7000)\ G_m$	**«2» «✱» «4» «2» «9» «1» «0» «2» «0» «2» «1» «0» «0» «0» «0»**	П04 2.429 *02.02*00.00 01
Окончание программы	**«C» «0»…«0»**	П04 00000000 /00.00/00.00 02
Инициализация программы	**«#» «0» «4»**	П04 ГруппаN01 □□□□□□□□
Группа учета [02] для расчета удельного расхода топлива на выработку 1 Гкал, вычисляемого по формуле $B_{гкал}^{ут}=(142{,}86\ \eta)\ 100\%$		
Ввод номера группы учета [02]	**«0» «2»**	П04 ГруппаN02 □□□□□□□□
Выбор вида накоплений	**«C» или «D» «✱»**	П04 ГруппаN02 Мгнов.з.
Ввод единицы измерения	**«C\D» «✱» «C\D» … «C\D»«✱»**	П04 _ Единица:кгу/Гк
Ввод слагаемого: *(142,86 / η)100 = 14286 / η*	**«1» «4» «2» «8» «6» «✱» … «✱» «0» «0» «4» «0» «5» «1» «0» «0» «0» «0»**	П04 142.86 /04.05*00.00 01
Окончание программы	**«C» «0»…«0»**	П04 0.0000000 /00.00/00.00 02
Инициализация программы	**«#» «0» «4»**	П04 ГруппаN02 □□□□□□□□
2-е группы учета [03], [04] *для расчета коэффициента избытка воздуха, вычисляемого по формуле* $\alpha = 21/(21-O_2)$;		
Ввод номера группы учета [03]	**«0» «3»**	П04 ГруппаN03 □□□□□□□□
Выбор вида накоплений	**«C» или «D» «✱»**	П04 ГруппаN03 Мгнов.з.
Ввод единицы измерения	**«C\D» «✱»…«✱»**	П04 _ Единица: %
Ввод 1-го слагаемого: *21*	**«2» «1» «1» «0» «0» «0» «0» «1» «0» «0» «0» «0»**	П04 21 *00.00*00.00 01
Ввод 2-го слагаемого: $-O_2$	**«C» «B» «1» «1» «0» «8» «0» «1» «0» «0» «0» «0», «0»**	П04 -1 *08.01*00.00 02
Окончание программы	**«C» «0»…«0»**	П04 00000000 /00.00/00.00 03
Инициализация программы	**«#» «0» «4»**	П04 ГруппаN03 □□□□□□□□

Порядок ввода	Клавиши	Показания индикатора
Ввод номера группы учета [04]	**«0» «4»**	П04 ГруппаN04 □□□□□□□□
Выбор вида накоплений	**«C» или «D»**	П04 ГруппаN03 Мгнов.з.
Ввод единицы измерения	**«C\D» «✱» … «✱»**	П04 – Единица: %
Ввод 1 слагаемого: 21 / (параметр гр. *[03]*)	**«2» «1» «0» «1» «9» «0»** **«1» «0» «0» «0» «0»**	П04 21 /19.01*00.00 01
Окончание программы	**«C» «0»…«0»**	П04 0.0000000 /00.00/00.00 02

Пример 2. Программирование водогрейного котла.

Исходные данные для расчета параметров энергетических показателей водогрейного котла: η', $G^{ут}$, $B_{гкал}^{у}$, α и распределение групп учета приведены в таблице С3.

Таблица С3

Тип измерения	Измеряемая величина	Обозначение
Группа учета [01]	Часовой расход условного топлива:	кг у.т./Гкал
	$B_ч^{усл} = (G_т Q^р_н) / 7000$	
	где: $G_т$ – часовой расход топлива, м^3/ч	
	$Q^р_н$ – низшая теплота сгорания топлива, ккал/м^3	
Группа учета [02]	Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал:	кг у.т./Гкал
	$B_{гкал}^{ут} = (142{,}86 / \eta) 100\%$	
	где: $G_т$ – часовой расход топлива, м^3/ч	
	η- коэффициент полезного действия “брутто”, %	
	α - коэффициент избытка воздуха, для расчета требуется использование 2-х групп учета	
Группа учета [03]	Расчет разности:	%
	$k = (21-O_2)$	
	где: O_2 - содержание кислорода в уходящих газах, %	
Группа учета [04]	Коэффициент избытка воздуха:	%
	$\alpha = 21/ k$	
	где: k - коэффициент, полученный в гр. учета [04]	

Приложение D (справочное). СИ ИСТОК

СИ ИСТОК предназначена для измерения расхода и тепловой энергии энергоносителей в виде воды, и водяного пара (насыщенного или перегретого), измерения расхода природного газа и сжатого воздуха, а также для вычисления, накопления, хранения и отображения информации о параметрах измеряемой среды.

ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ КОМИТЕТА ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ СИ ИСТОК ВНЕСЕНЫ В РАЗДЕЛ 1 РЕКОМЕНДУЕМОГО ПЕРЕЧНЯ ПРИБОРОВ УЧЕТА.

Состав и основные технические характеристики СИ ИСТОК и ее модификаций приведены в таблице D.1.

Таблица D.1 Состав и основные технические характеристики СИ ИСТОК

Наименование параметра	Значение
СИ ИСТОК-ГАЗ-01	
ССУ по ГОСТ 8.586.(1-5)-2005, датчики разности давлений Метран-100 ДД*, датчики абсолютного давления Метран-100 ДА**; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	-40 ÷ 80
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 12,8
Диаметр трубопровода, не менее, мм	50 ÷ 1000
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до сужающего устройства - после сужающего устройства	 5 ÷ 100 4 ÷ 8
Максимальная потеря давления, МПа	ГОСТ 8.586
Динамический диапазон расхода, %: - с одним датчиком разности давлений: - с двумя датчиками разности давлений:	 15 ÷ 100 3 ÷ 100
СИ ИСТОК-ГАЗ-02	
Сенсор расхода ANNUBAR, датчики разности давлений Метран-100 ДД*, датчики абсолютного давления Метран-100 ДА**; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	-40 ÷ 80
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 12,8
Диаметр трубопровода, не менее, мм	50÷ 1800
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 ÷ 30 4

продолжение таблицы D.1

Длина прямого измерительного участка со струевыпрямителем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 4
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %	10 ÷ 100
СИ ИСТОК-ГАЗ-03	
Расходомер вихревой PROWIRL, датчики абсолютного давления Метран-100 ДА; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}= 1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	-40 ÷ 80
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 12,8
Диаметр трубопровода, мм	25 ÷ 350
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 15 ÷ 50 5
Длина прямого измерительного участка со струевыпрямителем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 5
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %	4 ÷ 100
СИ ИСТОК-ГАЗ-04.1	
Счетчик газа RVG, датчики абсолютного давления Метран-100 ДА; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	-40 ÷ 80
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 12,8
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 100
Длина прямого измерительного участка, Ду:	не треб.
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %	10 ÷ 100
СИ ИСТОК-ГАЗ-04.2	
Счетчик газа СГ-16(75), датчики абсолютного давления Метран-100 ДА; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	-40 ÷ 80
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 12,8
Диаметр трубопровода, мм	80 ÷ 200

продолжение таблицы D.1

Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 5 3
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %	20 ÷ 100
СИ ИСТОК-ПАР-05	
СУ по ГОСТ 8.586.1-5-2005, датчики разности давлений Метран-100 ДД, датчики давления Метран-100 (ДА, ДИ)***; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды (пар насыщенный или перегретый), °С	100 ÷ 650
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 96,0
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 1000
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до сужающего устройства - после сужающего устройства	 5 ÷ 100 4 ÷ 8
Максимальная потеря давления, МПа	ГОСТ 8.586
Динамический диапазон расхода, %: - с одним датчиком разности давлений: - с двумя датчиками разности давлений:	 15 ÷ 100 3 ÷ 100
СИ ИСТОК-ПАР-06	
Сенсор расхода ANNUBAR, датчики разности давлений Метран-100 ДД, датчики давления Метран-100 (ДА, ДИ); датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды (пар насыщенный или перегретый), °С	100 ÷ 650
Давление измеряемой среды, МПа	0,1÷ 96,0
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 1800
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 ÷ 30 4
Длина прямого измерительного участка со струевыпрямителем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 4
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	10 ÷ 100

продолжение таблицы D.1

СИ ИСТОК-ПАР-07	
Расходомер вихревой PROWIRL, датчики давления Метран-100 (ДА, ДИ); датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды (пар насыщенный или перегретый), °С	100 ÷ 650
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 96,0
Диаметр трубопровода, мм	15 ÷ 350
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 15 ÷ 50 5
Длина прямого измерительного участка со струевыпрями-телем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 5
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	4÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-08	
СУ по ГОСТ 8.586.1-5-2005.(1-3)-97, датчики разности давлений Метран-100 ДД, датчики давления Метран-100ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 280
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 19,0
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 1000
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до сужающего устройства - после сужающего устройства	 5 ÷ 100 4 ÷ 8
Максимальная потеря давления, МПа	ГОСТ 8.586
Динамический диапазон расхода, %: - с одним датчиком разности давлений: - с двумя датчиками разности давлений:	 15 ÷ 100 3 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-09	
Сенсор расхода ANNUBAR, датчики разности давлений Метран-100 ДД, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 280
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 19,0
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 1800

продолжение таблицы D.1

Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 ÷ 30 4
Длина прямого измерительного участка со струевыпрямителем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 8 4
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	10 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-10.1	
Расходомер вихревой PROWIRL, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 280
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 19,0
Диаметр трубопровода, мм	15 ÷ 350
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 15 ÷ 50 5
Длина прямого измерительного участка со струевыпрямителем, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 10 5
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	2,5 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-10.2	
Расходомер вихреаккустический Метран-300ПР, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}= 1,3910, W_{100}=1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 150
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 1,6
Диаметр трубопровода, мм	25 ÷ 300
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 10 5
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	10 ÷ 100

продолжение таблицы D.1

СИ ИСТОК-ВОДА-11.1	
Расходомер ультразвуковой SKU-02-F1(F2) , датчики давления РС-28 или Метран-100; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П) с номинальным значением W_{100}=1,391 или W_{100}=1,385; класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 160
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 1,6
Диаметр трубопровода, мм	25 ÷ 1000
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 5 ÷ 20 3
Динамический диапазон расхода, %:	10 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-11.2	
Расходомер ультразвуковой SONOKIT, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 200
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 5,0
Диаметр трубопровода, мм	150 ÷ 4000
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 10 ÷ 40 3
Динамический диапазон расхода, %:	3 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-11.3	
Расходомер ультразвуковой UFM 001, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	
Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 160
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 1,6
Диаметр трубопровода, мм	50 ÷ 1600
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 10 ÷ 30 5
Динамический диапазон расхода, %:	10 ÷ 100
СИ ИСТОК-ВОДА-12	
Расходомер электромагнитный РЭМ-01, датчики давления Метран-100 ДИ; датчики температуры типа ТСП (50П, 100П; W_{100}=1,3910, W_{100}= 1,3850), класс А, В; ИСТОК-ТМ	

продолжение таблицы D.1

Температура измеряемой среды, °С	0 ÷ 150
Давление измеряемой среды, МПа	0,1 ÷ 5,0
Диаметр трубопровода, мм	15 ÷ 100
Длина прямого измерительного участка, Ду: - до преобразователя расхода - после преобразователя расхода	 3 1
Максимальная потеря давления, МПа	0,01
Динамический диапазон расхода, %:	4 ÷ 100
Общесистемные параметры	
Время установления рабочего режима, не более, мин	15
Средний срок службы, не менее, лет	12
Средняя наработка на отказ, не менее, ч	35000
* - допускается использование преобразователя разности давлений измерительного Метран-100-ДД или PR-28; ** - допускается использование преобразователя давления измерительного Метран-100-ДА (-ДИ) или РС-28	

Приложение Е (справочное) Протокол обмена ModBus RTU

ВВЕДЕНИЕ В ПРОТОКОЛ MODBUS RTU ДЛЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЯ ИСТОК-ТМ

Встроенное ПО ИСТОК-ТМ предусмотрен обмен данными между ПО верхнего уровня и вычислителем в соответствии со спецификацией протокола ModBus RTU.

Физической средой локальной сети для скоростей обмена 9600 бод, 38400 бод, как правило, является согласованный электрический интерфейс стандарта RS-485. Для низких скоростей обмена 1200 бод, 4800 бод допускается использование токовых интерфейсов ИРПС-ТП с использованием не согласованных кабельных линий связи.

ИСТОК-ТМ и другие устройства могут объединяться в локальную сеть по технологии ведущий-подчиненный (Master-Slave), при которой только ведущий (как правило ПК) может инициировать передачу (делать запросы). Другие устройства сети, в том числе ИСТОК-ТМ, выполняют запрашиваемые действия или передают запрашиваемые данные ведущему.

Ведущий может адресоваться к конкретному устройству в сети, или может инициировать широковещательную передачу сообщения сразу на все подчиненные устройства (например, синхронизировать время в приборах). Во втором случае ведущий адресуется к подчиненным по нулевому адресу. Подчиненное устройство возвращает сообщение в ответ на запрос, адресуемый именно ему. При широковещательном запросе от ведущего, ответы подчиненными устройствами не инициируются.

***Поддерживаемый формат передаваемых данных**:*

- 1 стартовый бит;
- 8 бит данных, младший бит посылается первым;
- 1 стоповый бит.

Синхронизация процедур обмена в соответствии со спецификацией ModBus RTU осуществляется по временным интервалам между сообщениями. Это означает, что передаваемое сообщение должно следовать непрерывным потоком (задержка в передаче следующего байта в одном сообщении не должна превышать 1,5 временного интервала передачи одного байта). Интервал между двумя соседними сообщениями должен быть не менее 3,5 временного интервала передачи одного байта.

В общем случае цикл запрос-ответ представляется как:

Запрос от ведущего:

Адрес подчиненного устройства
Код функции
Байты данных

Контрольная сумма

Ответ подчиненного:

Адрес подчиненного устройства
Код функции
Байты данных
Контрольная сумма

Содержание посылок запросов и ответов:

Старт-пауза	Адрес	Функция	Данные	CRC	Стоп-пауза
t1	8 бит	8 бит	N x 8 бит	16 бит	t1

Запрос:

Физический адрес ИСТОК-ТМ в командно-информационной сети задается с помощью клавиатуры на передней панели в диапазоне 0 - 99.

Код функции в запросе определяется спецификацией протокола ModBus RTU и сообщает подчиненному устройству, какое действие необходимо выполнить. Например, код функции «03» определяет запрос на чтение содержимого регистров хранения подчиненного устройства.

Байты данных содержат информацию необходимую для выполнения запрошенной функции. При обмене с ИСТОК-ТМ максимальная длина сообщения вместе с заголовком и контрольной суммой не должна превышать 40 байт.

Циклическая контрольная сумма (CRC) состоит из двух байт. CRC вычисляется передающим устройством и добавляется в конец сообщения. Принимающее устройство вычисляет контрольную сумму после обнаружения интервала синхронизации посылки и сравнивает ее с полем CRC принятого сообщения.

Если подчиненный получил запрос без ошибок, код функции в ответе повторяет код функции в запросе. В байтах данных содержится затребованная информация.

Если подчиненный получил запрос, но обнаружена коммуникационная ошибка (ошибка контрольной суммы CRC), он не отвечает.

Если ИСТОК-ТМ получил запрос, но не может ответить, он информирует об этом ведущего специальным сообщением, где в коде функции устанавливается старший бит в «1» и следом передается байт кода ошибки.

Коды ошибок приведены в таблице Е.1.

Пример ошибочного запроса:

Запрос

№	Наименование	Зн.
0	Адрес ведомого	01
1	Функция	03
2	Начальный регистр ст.	00
3	Начальный регистр мл.	15
4	Кол-во регистров ст.	FF
5	Кол-во регистров мл.	02
6	CRC	3F
7	CRC	94

Ответ

№	Наименование	Зн.
0	Адрес ведомого	01
1	Функция	83
2	Код ошибки	03
3	CRC	Мл
4	CRC	Ст

Пример правильного запроса:

Запрос

Адрес ведомого	01
Функция	03
Начальный регистр ст.	00
Начальный регистр мл.	15
Кол-во регистров ст.	00
Кол-во регистров мл.	02
CRC	Мл
CRC	Ст

Ответ

Адрес ведомого	01
Функция	03
Кол-во байт	04
Значение регистра ст.	10
Значение регистра мл.	A0
Значение регистра ст.	00
Значение регистра мл.	01
CRC	Мл
CRC	Ст

Таблица Е.1

Код	Наименование ошибки	Описание
01	ILLEGAL FUNCTION	Принятый код функции не может быть обработан на подчиненном устройстве.
02	ILLEGAL DATA ADDRESS	Адрес данных указанный в запросе не доступен данному подчиненному.
03	ILLEGAL DATA VALUE	Величина содержащаяся в поле данных запроса является не допустимой величиной для подчиненного.
04	SLAVE DEVICE FAILURE	Невосстанавливаемая ошибка имела место пока подчиненный пытался выполнить затребованное действие.
05	ACKNOWLEDGE	Не поддерживается
06	SLAVE DEVICE BUSY	Подчиненный занят обработкой команды. Ведущий должен повторить сообщение позже, когда подчиненный освободится.
07	NEGATIVE ACKNOWLEDGE	Не поддерживается
08	MEMORY PARITY ERROR	Не поддерживается

Минимально адресуемая единица памяти подчиненного устройства - регистр (адресует 2 байта данных). Значения параметров представляются в виде чисел с плавающей точкой (тип Float) и адресуются двумя регистрами (4 байта).

РЕГИСТРЫ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ИСТОК-ТМ

Регистры общего назначения могут использоваться программой верхнего уровня (ведущим) для полнофункционального считывания данных с ИСТОК-ТМ.

Регистры специального назначения, используемые для настройки ИСТОК-ТМ от ПК и проведения его метрологической поверки, в документе не рассматриваются.

В таблице Е.2 столбец «Используемые функции ModBus» показывает, какие функции протокола применяются при обмене с указанными регистрами в режимах чтения и записи.

Таблица Е.2

Регистры общего назначения

№	Назначение регистров	Номер начального регистра	Адрес начального регистра (HEX)	Доступ	Используемые функции ModBus
Системные данные					
1	Идентификатор (статус) ИСТОК-ТМ	Нет	Нет	R	17
2	Текущее время и дата прибора		0010h	R/W	3 / 16
3	Заводской номер прибора		0020h	R	3
4	Версия программы		0030h	R	3
5	Статус точек учета		0040h	R	3
…	……..		…….	…	…
9	Буфер запроса		0080h	R/W	3 / 16
10	Буфер ответа		00A0h	R	3
11	Значения счетчиков (1 – 16)		0100h	R	3
Регистры настройки (РН)					
1	РН точек учета 1-4		1000h	R/W	3 / 16
2	РН каналов учета 5-16		10C0h	R/W	3 / 16
3	РН точки учета 0 (ХИ)		10F0h	R/W	3 / 16
4	РН измерительных каналов 1-16		10F8h	R/W	3 / 16
5	РН измерительных каналов 17,18		1178h	R/W	3 / 16
6	РН групп учета 1-4		1288h	R/W	3 / 16
7	Массив параметров для КТС «Энергия»		1190h	R/W	3 / 16
8	Оперативные данные		1400h	R	3

Содержание регистров приведено в таблице Е.3

Таблица Е.3

Адрес начального регистра	Кол-во регистров записи	Доступ	Содержание регистров ИСТОК-ТМ	Используемая функция
Системные параметры				
Нет	4	R	Идентификатор (статус) ИСТОК-ТМ (строка) 1. ст. байт Идентификатор – 0E3h. Идентификатор – 0E8h (для версии начиная с 31/10/07B00T) мл. байт – текущий режим работы: 00 – программирование; FF- измерение. 2. ст. байт статуса прибора (код ошибки) мл. байт обслуживание точек и групп учета 3. ст.байт – наличие точек учета 9 - 16 мл. байт – наличие точек учета 1 - 8 4. ст. байт статуса датчиков мл. байт статуса датчиков	17
0010h	3	R/W	Текущее время и дата Секунды, Минуты Час, День Месяц, Year	3 / 16
0020h	4	R	Заводской номер (строка) 1..4.	3
0030h	4	R	Версия программы (строка) 1..4.	3
0040h	2	R	Статус точек учета 1,2.	3
Регистры буфера запроса				
0080h	9	R/W	Описаны далее	3 / 16
Регистры буфера ответа				
00A0h	19	R	Описаны далее	3
Оперативные данные по точке 0 (BASE1=1400h)				
BASE1	2	R	Температура холодного источника, ° С	3
BASE1+2	2	R	Давление холодного источника, кПа	3
BASE1+4	2	R	Атмосферное давление, кПа	3
BASE1+6	2	R	Энтальпия холодного источника, ккал/кг	3
Оперативные данные по точкам n=1 - 4 (BASE2=1408h)				
BASE2 + (n-1)*16	2	R	Количество теплоты	3
BASE2 + 2 + (n-1)*16	2	R	Массовый (объемный расход при стандартных условиях)	3
BASE2 + 4 + (n-1)*16	2	R	Энтальпия	3
BASE2 + 6 + (n-1)*16	2	R	Перепад давления (объемный расход)	3
BASE2 + 8 + (n-1)*16	2	R	Температура	3
BASE2 + 10 + (n-1)*16	2	R	Избыточное давление	3

Адрес начального регистра	Кол-во регистров записи	Доступ	Содержание регистров ИСТОК-ТМ	Используемая функция
BASE2 + 12 + (n-1)*16	2	R	Влажность	3
BASE2 + 14 + (n-1)*16	2	R	Плотность	3
Оперативные данные по точкам n=5 – 16 (BASE3=1448h)				
BASE3+(n–5)*2	2	R	Для каждой точки два регистра	3
Оперативные данные по группам n=1 - 4 (BASE4=1460h)				
BASE4+(n–1)*2	2	R	Для каждой группы два регистра	3
Оперативные данные по измерительным каналам n = 1 – 18 (BASE5=14E0h)				
BASE5=(n-1)*2	36	R	Для каждого канала два регистра	3

Ответ Исток-ТМ на функцию 11h :статус точки учета

Исток ТМ отвечает в соответствии с протоколом ModBus RTU четырьмя регистрами:

Идентификатор (статус) ИСТОК-ТМ

1. ст. байт - идентификатор – 0xE3 или 0xE8 (в зависимости от версии)
   мл. байт – текущий режим работы:
   00 – программирование;
   0xFF- измерение.
2. ст. байт - статуса прибора (код ошибки)
   Бит 0 = 1 – первое включение;
   Бит 1 = 1 – был сбой питания;
   Бит 2 = 1 – сработал сторожевой таймер;
   Бит 6 = 1 – ошибка FLASH памяти;
   Бит 7 = 1 – работа в режиме «Авария».
   мл. байт - обслуживание точек и групп учета
   Бит 0 = 1 – обслуживание точки учета 4;
   Бит 1 = 1 – обслуживание точки учета 3;
   Бит 2 = 1 – обслуживание точки учета 2;
   Бит 3 = 1 – обслуживание точки учета 1;
   Бит 4 = 1 – наличие группы 4;
   Бит 5 = 1 – наличие группы 3;
   Бит 6 = 1 – наличие группы 2;
   Бит 7 = 1 – наличие группы 1.
3. ст.байт – наличие точек учета точек учета 9 – 16
   Бит 0 = 1 – наличие точки учета 09;
   Бит 1 = 1 – наличие точки учета 10;
   Бит 2 = 1 – наличие точки учета 11;
   Бит 3 = 1 – наличие точки учета 12;
   Бит 4 = 1 – наличие точки учета 13;
   Бит 5 = 1 – наличие точки учета 14;
   Бит 6 = 1 – наличие точки учета 15;
   Бит 7 = 1 – наличие точки учета 16.

мл. байт – наличие точек учета точек учета 1 – 8
Бит 0 = 1 – наличие точки учета 01;
Бит 1 = 1 – наличие точки учета 02;
Бит 2 = 1 – наличие точки учета 03;
Бит 3 = 1 – наличие точки учета 04;
Бит 4 = 1 – наличие точки учета 05;
Бит 5 = 1 – наличие точки учета 06;
Бит 6 = 1 – наличие точки учета 07;
Бит 7 = 1 – наличие точки учета 08.

4. ст. байт статуса датчиков
мл. байт статуса датчиков

Некоторые особенности считывания и установки данных

Установка текущего времени ИСТОК-ТМ выполняется, как правило, с клавиатуры в режиме программирования. Из программы верхнего уровня в режиме работы «Измерение» возможна только корректировка времени в пределах +/- 2 сек/сутки (используется для синхронизации времени в нескольких приборах при широковещательном запросе). Если в регистры 10h..12h занести время, отличающееся от текущего времени ИСТОК-ТМ более, чем на 15 сек, время не будет изменено.

Для считывания массивов текущих или накопленных данных предусмотрена процедура обмена с использованием регистров буферов запроса и ответа.

В процессе работы ИСТОК-ТМ в его памяти сохраняются массивы данных, приведенные в таблице Е.4, которые могут быть считаны ведущим устройством через буфер ответа.

Все массивы состоят из записей, специфицированных для каждого типа массива:

Таблица Е.4

№	Тип массива	Формат записи	Кол-во слов в записи	Макс. кол-во записей в буфере ответа
Массивы основных параметров учета				
1	значения оперативных параметров	Float	2	8
2	часовые архивы	Float	2	8
3	суточные архивы	Float	2	8
4	месячные архивы	Float	2	8
Массивы статистики служебных записей				
5	изменения параметров настройки	1. ст. - секунда мл. - минута 2. ст. - час мл. –день 3. ст. - месяц мл. - год 4. ст. – номер точки учета 0-4. мл. байт – тип параметра 5,6 – старое значение параметра 7,8 – новое значение параметра	8	2
6	нештатные ситуации	1. ст. - секунда мл. - минута 2. ст. - час мл. –день 3. ст. - месяц мл. - год 4. ст. – номер точки учета (0..4) мл. – тип ситуации	4	4
7	отключения питания	Питание отключено: 1. ст. - секунда мл. - минута 2. ст. - час мл. –день 3. ст. - месяц мл. - год Питание включено: 4. ст. - секунда мл. - минута 5. ст. - час мл. –день 6. ст. - месяц мл. - год	6	2
8	выход из режима программирования	1. ст. - секунда мл. - минута 2. ст. - час мл. –день 3. ст. - месяц мл. - год	3	5

Процедура считывания массива данных состоит в следующем:

1) **На первом шаге** ведущий посылает шаблон-запрос подчиненному, который направляется в регистры буфера запроса. В запросе

специфицируется тип и объем запрашиваемых данных. ИСТОК-ТМ, если запрос адресован ему, помещает шаблон-запрос в регистры буфера запроса.

2) **На втором шаге** ведущий посылает запрос на чтение регистров буфера ответа. ИСТОК-ТМ, получив запрос, подготавливает затребованные данные в соответствии с шаблон-запросом в регистрах буфера ответа (с адреса 00A0h) и передает эти данные ведущему через буфер передатчика. Если массив данных считан не полностью (объем буфера ограничен), ведущий посылает запрос на считывание очередных данных из буфера ответа (с адреса 00A0h). ИСТОК-ТМ, получив новый запрос на считывание буфера ответа, устанавливает в регистры буфера ответа новые данные и передает их ведущему. Так может продолжаться до тех пор, пока все затребованные данные не будут считаны. Каждый раз при считывании буфера ответа в первых регистрах ведущему передаются номер текущей записи (первой в буфере) и количество оставшихся записей для передачи.

   Если ведущий не получает ответ в течение 1 секунды, или получил ответ с коммуникационной ошибкой CRC, он должен перечитать буфер ответа со смещенного адреса 00A1h (признак повторного считывания для вычислителя). По результатам успешного ответа ведущий применяет следующие действия. Если полученная запись уже имеется у ведущего, он посылает запрос на считывание следующей записи из буфера ответа, указав базовый адрес 00A0h. Если такой записи у ведущего нет, он принимает эту запись, и последующие считывания продолжает выполнять с адреса 00A0h.

Запись в регистры настройки ИСТОК-ТМ возможна только в режиме работы преобразователя - «Программирование».

ОПИСАНИЕ БУФЕРОВ ЗАПРОСА И ОТВЕТА

Описанные ниже регистры зарезервированы под буферы запроса и ответа в области оперативной памяти ИСТОК-ТМ.

Буфер запроса – это 9 регистров с базовым адресом 0080h куда ведущий может поместить шаблон-запрос.

Буфер ответа – это 32 регистра с базовым адресом 00A0h откуда ведущий может считывать запрошенные данные.

Форматы буферов запроса и ответа для считывания записей основных параметров

Формат буфера запроса для считывания оперативных параметров

№	Адрес регистра	Данные

	(Hex)	
0	0080	Ст. 00
1		Мл. 01 тип данных – оперативные данные
2	0081	Ст. номер точки (канала, группы) учета-1 (NN)
3		Мл. номер параметра (NP)
4	0082	Ст. номер точки (канала, группы) учета-2
5		Мл. номер параметра
6	0083	Ст. номер точки (канала, группы) учета-3
7		Мл. номер параметра
8	0084	Ст. номер точки (канала, группы) учета-4
9		Мл. номер параметра
10	0085	Ст. номер точки (канала, группы) учета-5
11		Мл. номер параметра
12	0086	Ст. номер точки (канала, группы) учета-6
13		Мл. номер параметра
14	0087	Ст. номер точки (канала, группы) учета-7
15		Мл. номер параметра
16	0088	Ст. номер точки (канала, группы) учета-8
17		Мл. номер параметра

Если не все регистры используются при формировании запроса, после последнего заполненного данными регистра должен следовать регистр, заполненный нулями (0000h).

Максимальное количество запрашиваемых параметров -8.

Условные номера точек, каналов и групп учета указывается в соответствии с программой **П04**. Параметр соответствует параметру программы **П04** – 1.

Формат буфера ответа при считывании оперативных параметров

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. Количество чисел float
1		Мл. 01 тип данных – оперативные данные
2	00A1	Ст данные Float-1 (ст)
3		Мл данные Float-1
4	00A2	Ст данные Float-1
5		Мл данные Float-1(мл)
6	00A3-00A4	Данные Float-2
8		
10	00A5-00A6	Данные Float-3
12		
14	00A7-00A8	Данные Float-4
16		
18	00A9-00AA	Данные Float-5
20		
22	00AB-00AC	Данные Float-6
24		
26	00AD-00AE	Данные Float-7
28		
30	00AF-00B0	Данные Float-8
32		

Максимальное количество считываемых записей (параметров) -8.

Если данных по запросу не существует (точки, каналы, группы не обслуживаются), возвращаемые значения регистров - «0xFFFF».

Формат буфера запроса для считывания архивных параметров

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	0080	Ст. 00
1		Мл. тип данных – 2, 3, 4
2	0081	Ст. номер точки (канала, группы) учета
3		Мл. номер параметра точки учета
4	0082	Ст. начальные дата-время (секунда)
5		Мл. начальные дата-время (минута)
6	0083	Ст. начальные дата-время (час)
7		Мл. начальные дата день
8	0084	Ст. начальные дата месяц
9		Мл. начальная дата год

Предусматривается 3 типа доступных данных:

2 – данные часовой ретроспективы (до 719 записей);

3 – данные суточной ретроспективы (до 93 записей);

4 – данные месячной ретроспективы (до 24 записей);

Номера точек, каналов, групп и параметров учета указываются в соответствии с Руководством по эксплуатации преобразователя ИСТОК-ТМ.

Номер параметра точек учета:

1. Для точки 0 (0 – T, 1 – P, 2 – Pa).
2. Для точек 1 – 4 (0 – Q, 1 – G, 2 – T, 3 – Ри). Если эти точки являются точками типа 2, то необходимо запрашивать параметр 0.
3. Для точек 5 – 16 и для групп параметр не имеет значения.

Формат буфера ответа при считывании архивных значений параметров

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. 00 или признак повторного считывания «80h»
1		Мл. тип данных – 2, 3, 4
2	00A1	Количество элементов вместе с буфером
3		
4	00A2	Секунда
5		Минута
6	00A3	Час
7		День
8	00A4	Месяц
9		Год
10	00A5-00A6	Данные Float-1
11		
12		
13		
14	00A7-00A8	Данные Float-2
15		

16 17		
18 19 20 21	00A9-00AA	Данные Float-3
22 23 24 25	00AB-00AC	Данные Float-4
26 27 28 29	00AD-00AE	Данные Float-5
30 31 32 33	00AF-00B0	Данные Float-6
34 35 36 37	00B1-00B2	Данные Float-7
38 39 40 41	00B3-00B4	Данные Float-8
42 43 44 45	00B5-00B6	Данные Float-9
46 47 48 49	00B7-00B8	Данные Float-10
50 51 52 53	00B9-00BA	Данные Float-11
54 55 56 57	00BB-00BC	Данные Float-12
58 59 60 61	00BD-00BE	Данные Float-13

Формат буфера запроса для считывания записей служебных массивов

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	0080	Ст. 00
1		Мл. тип данных (5, 6, 7, 8)
2	0081	Ст. начальные дата-время (сек)

3		Мл. начальные дата-время (мин)
4	0082	Ст. начальные дата-время (час)
5		Мл. начальные дата-время (день)
6	0083	Ст. начальные дата-время (мес)
7		Мл. начальные дата-время (год)

Предусматривается 4 типа доступных данных:

5 – массив изменений оперативных параметров;

6 – массив включений (отключений) питания;

7 – массив нештатных ситуаций;

8 – массив входа в режим программирования.

Форматы буфера ответа с записями служебных массивов

Массив статистики изменения параметров настройки:

Максимальное кол-во записей в приборе – 64.

Максимальное кол-во записей в буфере ответа – 3.

Формат записи:

Регистр-0: ст. байт – секунда
мл. байт – минута

Регистр-1: ст. байт – час.
мл. байт – день

Регистр-2: ст. байт – месяц
мл. байт – год

Регистр-3: ст. байт – номер точки учета 0-4.
мл. байт – тип параметра

Типы параметров в соответствии со следующим описанием:

Точка 0:

1 - температура холодного источника;
2 - давление холодного источника;
3 - Атмосферное давление

Точки 01-04:

1 - расход/перепад давления;
2 - температура;
3 - давление;
4 - влажность;
16 - давление газа при нормальных условиях;
17 - N2;
18 - CO2;
19 - удельная теплота сгорания газа;

Одноканальные точки – параметр не имеет значения. Однако обычно параметры соответствуют следующим:

7 – температура;
8 – давление;
9 – перепад давления;
10 – процентное значение;
11 – массовый расход;

12 – объемный расход;
13 – электроэнергия.

Регистр-4,5: Старые данные (Float).
Регистр-6,7: Новые данные (Float).

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. 00 или признак повторного считывания «80h»
1		Мл. 05
2	00A1	Количество элементов вместе с буфером
3		
4	00A2-00A9	Запись-1 (16 байт)
12	00AA-00B1	Запись-2 (16 байт)
14	00B2-00B9	Запись-3 (16 байт)

Массив статистики последних отключений (включений) питания

Максимальное кол-во записей в приборе – 64.
Максимальное кол-во записей в буфере ответа – 4.
Формат записи:

Регистр-0: ст. байт – секунда
мл. байт – минута
Регистр-1: ст. байт – час.
мл. байт – день
Регистр-2: ст. байт – месяц
мл. байт – год
Регистр-3: ст.байт – секунда
мл. байт – минута
Регистр-4: ст. байт – час.
мл. байт – день
Регистр-5: ст. байт – месяц
мл. байт – год

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. 00 или признак повторного считывания «80h»
1		Мл. 06
2	00A1	Количество элементов вместе с буфером
3		
4	00A2-00A7	Запись-1
16	00A8-00AD	Запись-2
28	00AE-00B3	Запись-3
40	00B4-00B9	Запись-4

Массив статистики нештатных ситуаций

Максимальное кол-во записей в приборе – 64.
Максимальное кол-во записей в буфере ответа – 7.
Формат записи:

Регистр-0: ст. байт – секунда
мл. байт – минута
Регистр-1: ст. байт – час.

мл. байт – день
Регистр-2: ст. байт – месяц
мл. байт – год
Регистр-3: ст. байт – номер точки учета 0-4.
мл. байт – тип ситуации

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. 00 или признак повторного считывания «80h»
1		Мл. 07
2	00A1	Количество элементов вместе с буфером
3		
4	00A2-00A5	Запись-1
12	00A6-00A9	Запись-2
20	00AA-00AD	Запись-3
28	00AE-00B1	Запись-4
36	00B2-00B5	Запись-5
44	00B6-00B9	Запись-6
52	00BA-00BD	Запись-7

Массив включений в режим «Работа» из режима «Программирование»

Максимальное кол-во записей в приборе – 64.
Максимальное кол-во записей в буфере ответа – 9.
Формат записи:
Регистр-0: ст. байт – секунда
мл. байт – минута
Регистр-1: ст. байт – час.
мл. байт – день
Регистр-2: ст. байт – месяц
мл. байт – год

№	Адрес регистра (Hex)	Данные
0	00A0	Ст. 00 или признак повторного считывания «80h»
1		Мл. 08
2	00A1	Количество элементов вместе с буфером
3		
4	00A2- 00A4	Запись-1
10	00A5-00A7	Запись-2
16	00A8-00AA	Запись-3
22	00AB-00AD	Запись-4
28	00AE-00B0	Запись-5
34	00B1-00B3	Запись-6
40	00B4-00B6	Запись-7
46	00B7-00B9	Запись-8
52	00BC-00BE	Запись-9

Расчет контрольной суммы (CRC)

Контрольная сумма является результатом вычисления Cyclical Redundancy Check сделанного над содержанием сообщения.

Контрольная сумма CRC состоит из двух байт. Она вычисляется передающим устройством и добавляется в конец сообщения (поле CRC). Принимающее устройство вычисляет контрольную сумму в процессе приема и сравнивает ее с полем CRC принятого сообщения.

Счетчик контрольной суммы предварительно инициализируется числом FFFF hex. Только восемь бит данных используются для вычисления контрольной суммы CRC. Старт и стоп биты, бит паритета, если он используется, не учитываются в контрольной сумме.

Во время генерации CRC каждый байт сообщения складывается по исключающему ИЛИ с текущим содержимым младшего байта регистра контрольной суммы. Результат сдвигается в направлении младшего бита, с заполнением нулем старшего бита. Если выдвинутый бит равен 1, то производится исключающее ИЛИ содержимого регистра контрольной суммы и определенного числа. Если выдвинутый бит равен 0, то исключающее ИЛИ не делается.

Процесс сдвига повторяется восемь раз. После последнего (восьмого) сдвига, следующий байт складывается с текущей величиной регистра контрольной суммы, и процесс сдвига снова повторяется восемь раз как описано выше. Конечное содержание регистра и есть контрольная сумма CRC.

При передаче 16 бит контрольной суммы CRC в сообщении, сначала передается младший байт, затем старший.

Порядок расчета:

При запуске расчета CRC, сначала 16-битовый регистр CRC заполняется единицами.

1. CRC=0xFFFF.
2. CRC присваивается значение исключающего ИЛИ очередного байта запроса и CRClo.
3. Если (Бит 0 CRC) = 1, то a) Сдвиг CRC вправо на 1 бит
   b) Исключающее ИЛИ CRC и A001h
   Если (Бит 0 CRC) = 0, то Сдвиг CRC вправо на 1 бит
4. Пункт 3 повторить еще 7 раз.
5. Пункты 2 – 4 повторить для всех байтов запроса.

Приложение F (обязательное) Режимы #14 - #21 для точек учета котел

Точка учета паровой котел

Режим индикации #14. Теплопроизводительность котла $Q_ч$, Гкал/ч (ГДж/ч).

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$Q_ч=[G´(h_б - h_в.) + 0,01\ Pr\ G´\ (h_п - h_в.)]\ 10^{-6},$$

где $G´$ - паропроизводительность котла с учетом непрерывной продувки, кг/ч;

$h_б$ - энтальпия воды в барабане котла, ккал/кг (вычисляется в точке насыщения воды при измерении давления пара в барабане котла);

$h_в$ - энтальпия питательной воды, ккал/кг;

Pr- процент непрерывной продувки, % (определяется по результатам режимно-наладочных испытаний);

$h_п$ - энтальпия пара, ккал/кг.

Режим индикации #15. Паропроизводительность котла с учетом непрерывной продувки $G´$, кг/ч.

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$G´ = \frac{G\ (h_б - h_в.)}{(h_б - h_в.)+0,01\ Pr\ (h_п - h_в)},$$

где G - расход пара, кг/ч;

Режим индикации #16. Потери тепла с продувочной водой, $q_{пр}$, %.

Наблюдаемый параметр в оперативном контроле вычисляется по формуле

$$q_{пр}= \frac{Pr\ (h_п - h_в)}{(h_б - h_в.) + 0,01\ Pr\ (h_п - h_в.)},$$

Режим индикации #17. Потери тепла с уходящими газами, q_2, %.

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$q_2 = (K\ \alpha + C)\ [t_{ух} - \alpha / (\alpha + B)\ t_{вент}]\ 0,01\ A,$$

где α - коэффициент избытка воздуха, вычисляемый по формуле

$$\alpha = 21/(21-O_2);$$

$A = 1+ 0,013\ (t_{ух} – 150)/100;$

O_2 – содержание кислорода в уходящих газах, %;

$t_{ух}$ – температура уходящих газов, °С;

$t_{вент}$ – температура воздуха после вентилятора, °С;

$K=3,5;\ C=0,45;\ B=0,13$ для жидкого топлива;

$K=3,53;\ C=0,6;\ B=0,18$ для газообразного топлива.

Режим индикации #18. Коэффициент полезного действия “брутто” η, %.

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$\eta= 100 – q_2 – q_3 – q_5,$$

где q_2 - потери тепла с уходящими газами;

q_3 - потери тепла с химическим недожогом;

q_5 - потери тепла в окружающую среду;

Режим индикации #19. Потери тепла в окружающую среду, q_5, %.

Наблюдаемый параметр в оперативном контроле вычисляется по формуле

$$q_5 = q_5^н (G_{макс} / G'),$$

где $q_5^н = 0,05;$

$G_{макс}$ - максимальный массовый расход пара по паспортным данным котла.

Режим индикации #20. Теплопроизводительность котла за вычетом тепла непрерывной продувки $Q_ч'$, Гкал/час.

Наблюдаемый параметр в оперативном контроле вычисляется по формуле

$$Q_ч' = G'(h_б - h_в)\ 10^{-6},$$

Режим индикации #21. Потери тепла с химическим недожогом, q3, %.

Наблюдаемый параметр в оперативном контроле вычисляется по формуле

$$q_3 = E\ CO\ (\alpha - 0,05),$$

где *CO* – содержание оксида углерода в уходящих газах, %;

E=3,32 - для жидкого топлива;

E=3,35 **-** для газообразного топлива.

Точка учета водогрейный котел

Режим индикации #14. Теплопроизводительность котла $Q_ч$, Гкал/ч (ГДж/ч).

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$Q_ч = G_c\ (h_{с.вых} - h_{с.вх}) * 10^{-6},$$

где:

$h_{с.вых.}$ - энтальпия сетевой воды на выходе из котла, ккал/кг;

$h_{с.вх.}$ - энтальпия сетевой воды на входе в котел, ккал/кг;

G_c - расход сетевой воды на входе, кг/ч.

Режим индикации #15. Производительность котла G′, кг/ч.

Сохраняемый параметр в памяти прибора равен массовому расходу сетевой воды на выходе котла.

Режим индикации #16. В точке учета водогрейный котел не используется.

Режим индикации #17. Потери тепла с уходящими газами, q2, %.

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$q_2 = (K\ \alpha + C)\ [t_{ух} - \alpha / (\alpha + b)\ t_{вент}]\ 0,01\ A,$$

где α - коэффициент избытка воздуха, вычисляемый по формуле

$$\alpha = 21/(21-O_2);$$

$A = 1+ 0,013 (t_{ух} – 150)/100;$

O_2 – содержание кислорода в уходящих газах, %;

$t_{ух}$ – температура уходящих газов, °С;

$t_{вент}$ – температура воздуха после вентилятора, °С;

K=3,5; C=0,45; B=0,13 для жидкого топлива;

K=3,53; C=0,6; B=0,18 для газообразного топлива.

Режим индикации #18. Коэффициент полезного действия “брутто” η, *%*.

Сохраняемый параметр в архивах прибора вычисляется по формуле

$$\eta = 100 – q_2 – q_3 – q_5,$$

где q_2 - потери тепла с уходящими газами;

q_3 - потери тепла с химическим недожогом;

q_5 - потери тепла в окружающую среду;

Режим индикации #19. Потери тепла в окружающую среду.

$$q_5=const=0,05$$

Режим индикации #20. В точке учета водогрейный котел не используется.

Режим индикации #21. Потери тепла с химическим недожогом *q3*, %.

Наблюдаемый параметр в оперативном контроле вычисляется по формуле

$$q_3 = E\ CO\ (\alpha –0,05),$$

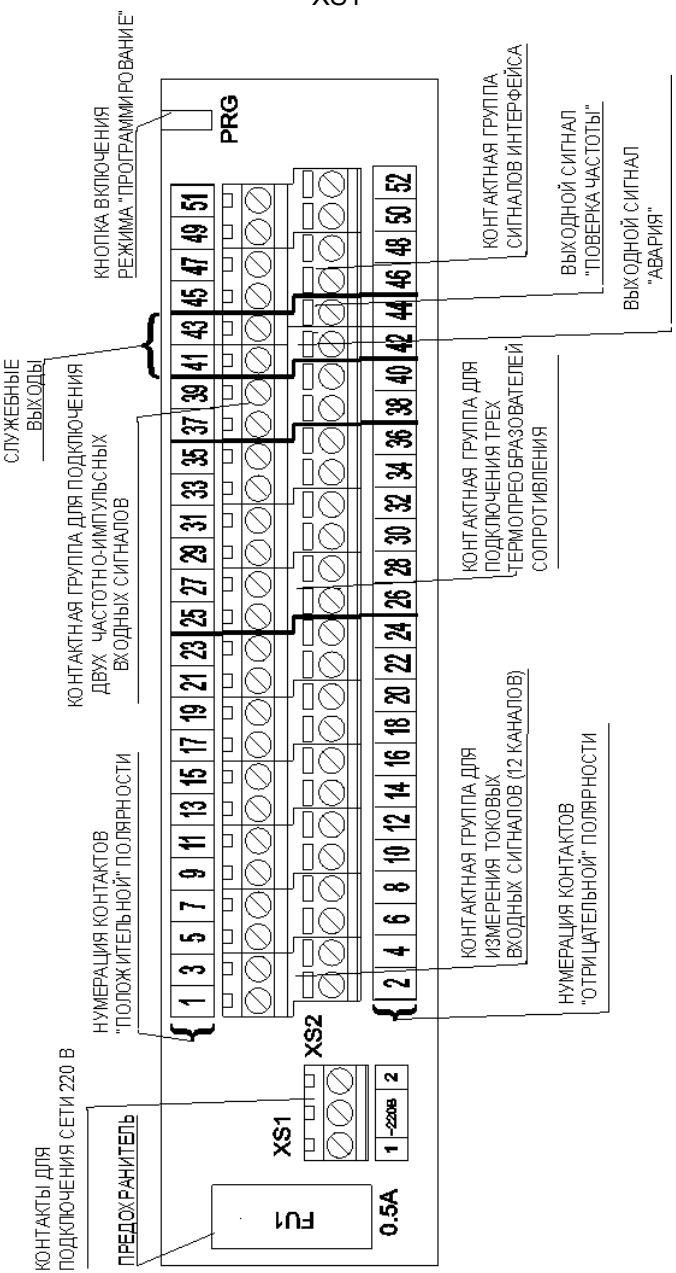
где *CO* – содержание оксида углерода в уходящих газах, %;

E=3,32 - для жидкого топлива;

E=3,35 - для газообразного топлива.

Приложение G (обязательное). Клеммные соединители ИСТОК-ТМ

XS1



Назначение контактов разъема XS2 приведено в таблице С.1.

Таблица С.1 Назначение контактов разъема XS2

Конт	Цепь	Конт	Цепь
1	Аналоговый вход 1+	27	Источник тока 1+
2	Аналоговый вход 1–	28	Источник тока 1–
3	Аналоговый вход 2 +	29	Аналоговый вход R14 +
4	Аналоговый вход 2–	30	Аналоговый вход R14–
5	Аналоговый вход 3 +	31	Источник тока 2 +
6	Аналоговый вход 3 –	32	Источник тока 2–
7	Аналоговый вход 4 +	33	Аналоговый вход R15 +
8	Аналоговый вход 4–	34	Аналоговый вход R15–
9	Аналоговый вход 5 +	35	Источник тока 3 +
10	Аналоговый вход 5–	36	Источник тока 3–
11	Аналоговый вход 6 +	37	Частотный вход 17 +
12	Аналоговый вход 6–	38	Частотный вход 17 –
13	Аналоговый вход 7 +	39	Частотный вход 18 +
14	Аналоговый вход 7–	40	Частотный вход 18 –
15	Аналоговый вход 8 +	41	Выход «Авария» +
16	Аналоговый вход 8–	42	Выход «Авария» –
17	Аналоговый вход 9 +	43	Выход «Поверка частоты» +
18	Аналоговый вход 9–	44	Выход «Поверка частоты» –
19	Аналоговый вход 10 +	45	24VI
20	Аналоговый вход 10–	46	– E
21	Аналоговый вход 11 +	47	Прм+ (A, RxD)
22	Аналоговый вход 11–	48	Прм– (B, TxD)
23	Аналоговый вход 12 +	49	Line+
24	Аналоговый вход 12–	50	Line–
25	Аналоговый вход R13 +	51	Прд+ (C, GND)
26	Аналоговый вход R13–	52	Прд–

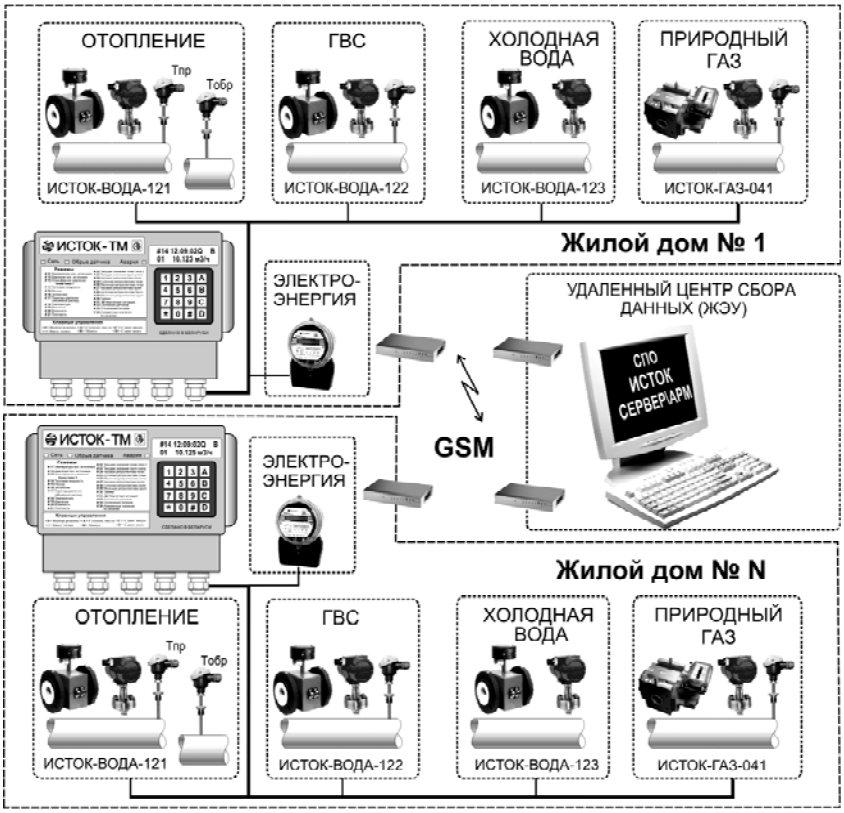
Приложение Н (справочное). Примеры использования КТС ИСТОК

Пример 1: АСКУЭр ИСТОК в ЖКХ

На рисунке представлен пример использования КТС ИСТОК в жилищно-коммунальном хозяйстве при организации коммерческого учета тепла, воды, газа и электроэнергии отдельно по каждому жилому дому и автоматизации сбора данных с группы домов, входящих в одно жилищно-эксплуатационное управление.

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы 4 СИ ИСТОК (точки учета): учет тепловой энергии на отопление, учет ГВС, учет газа, точка учета электроэнергии, точка учета холодного источника и группа учета общего количества тепловой энергии.

Второй уровень – это дополнительное оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным ПО ИСТОК-Сервер/АРМ, которое производит сбор информации от приборов ИСТОК-ТМ и ее обработку в реальном масштабе времени.



ПРИМЕР 2: АСКУЭр ИСТОК – КОТЕЛЬНАЯ (ПАРОВОЙ КОТЕЛ)

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы:

Точка учета №1 (СИ ИСТОК-ПАР) – учет теплоносителя (пара), отпущенного потребителю;

Точка учета №2 (СИ ИСТОК-ВОДА) – учет конденсата, возвращенного потребителем;

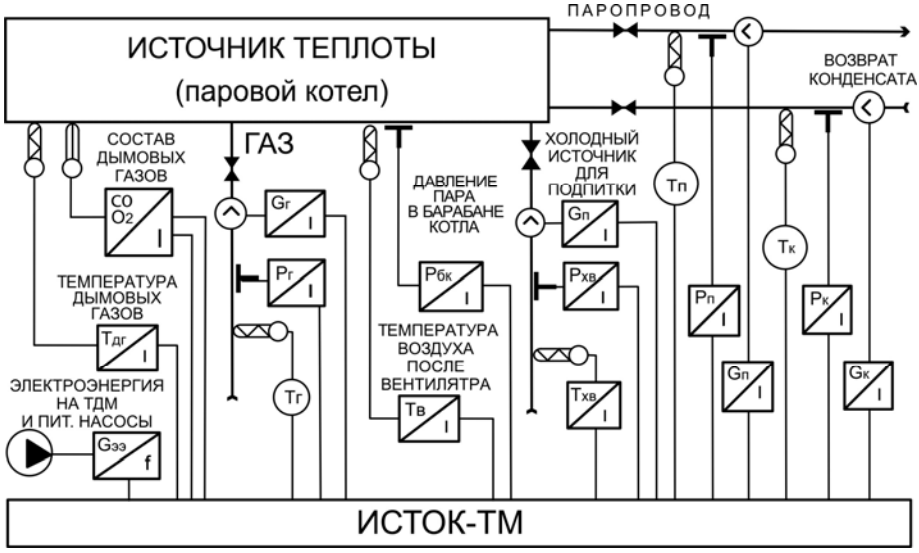
Точка учета №3 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет подпитки (холодный источник);

Точка учета №4 (СИ ИСТОК-ГАЗ) – учет природного газа, используемого на выработку тепловой энергии;

Группа учета тепловой энергии, выработанной источником теплоты;

Каналы учета среднечасового и среднесуточного давления теплоносителя в подающем и обратном теплопроводах. Каналы учета температуры дымовых газов и воздуха после вентилятора. Каналы учета состава дымовых газов (CO, O_2) и другие параметры в соответствии с режимно-наладочными картами на котельную установку.

Второй уровень – это оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным специализированным ПО ИСТОК-Котельная. АСКУЭр ИСТОК – КОТЕЛЬНАЯ осуществляет сбор и обработку информации об основных энергетических параметрах котельной установки в реальном масштабе времени с приборов ИСТОК-ТМ.



ПРИМЕР 3: АСКУЭр ИСТОК – КОТЕЛЬНАЯ (ВОДОГРЕЙНЫЙ КОТЕЛ)

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы:

Точка учета №1 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, отпущенного потребителю;

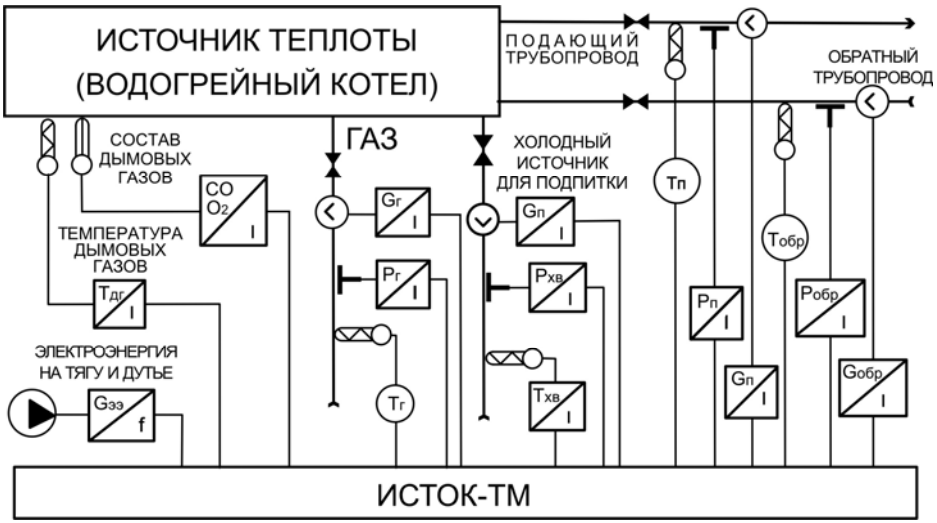
Точка учета №2 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, возвращенного потребителем;

Точка учета №3 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет холодного источника, используемого на подпитку;

Точка учета №4 (СИ ИСТОК-ГАЗ) - учет природного газа, используемого на выработку тепловой энергии;

Каналы учета среднечасового и среднесуточного давления, и температуры теплоносителя в подающем и обратном теплопроводах, температуры дымовых газов, состава дымовых газов (CO, O_2) и другие энергетические параметры котельной установки.

Второй уровень – это оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным специализированным ПО ИСТОК-Котельная. АСКУЭр ИСТОК – Котельная осуществляет сбор и обработку информации об основных энергетических параметрах котельной установки в реальном масштабе времени с приборов ИСТОК-ТМ.



ПРИМЕР 4: ОРГАНИЗАЦИЯ УЗЛА УЧЕТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ У ПОТРЕБИТЕЛЯ.

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы:

Точка учета №1 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, полученного потребителем;

Точка учета №2 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, возвращенного источнику по обратному теплопроводу.

Точка учета №3 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, используемого на подпитку.

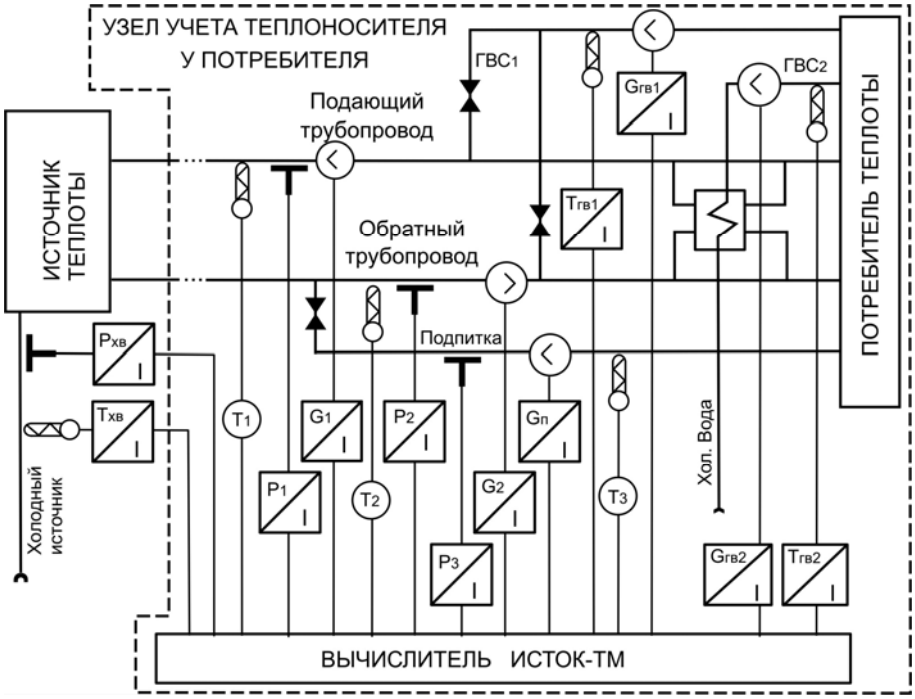
Точка учета параметров холодного источника.

Каналы учета расхода теплоносителя, используемого на ГВС;

Каналы учета температуры теплоносителя, используемого на ГВС.

Группа учета тепловой энергии, используемая потребителем;

Второй уровень – это оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным специализированным ПО ИСТОК-Сервер/АРМ, которое производит сбор информации от приборов ИСТОК-ТМ и ее обработку в реальном масштабе времени.



ПРИМЕР 5: ОРГАНИЗАЦИЯ УЗЛА УЧЕТА ПАРА У ПОТРЕБИТЕЛЯ.

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы:

Точка учета №1 (СИ ИСТОК-ПАР) - учет теплоносителя (пара), полученного потребителем;

Точка учета №2 (СИ ИСТОК-ВОДА) – учет конденсата, возвращенное источнику по обратному теплопроводу.

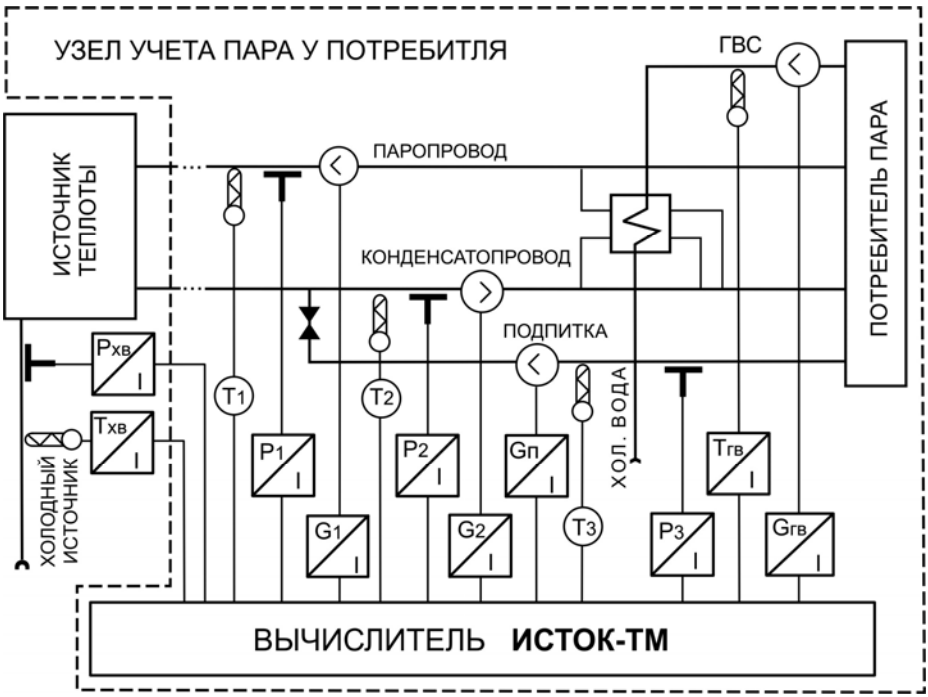
Точка учета №3 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, используемого на подпитку.

Точка учета №4 (СИ ИСТОК-ВОДА) - учет теплоносителя, используемого на ГВС.

Точка учета параметров холодного источника.

Группа учета тепловой энергии, используемой потребителем;

Второй уровень – это оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным специализированным ПО ИСТОК-Сервер/АРМ, которое производит сбор информации от приборов ИСТОК-ТМ и ее обработку в реальном масштабе времени.



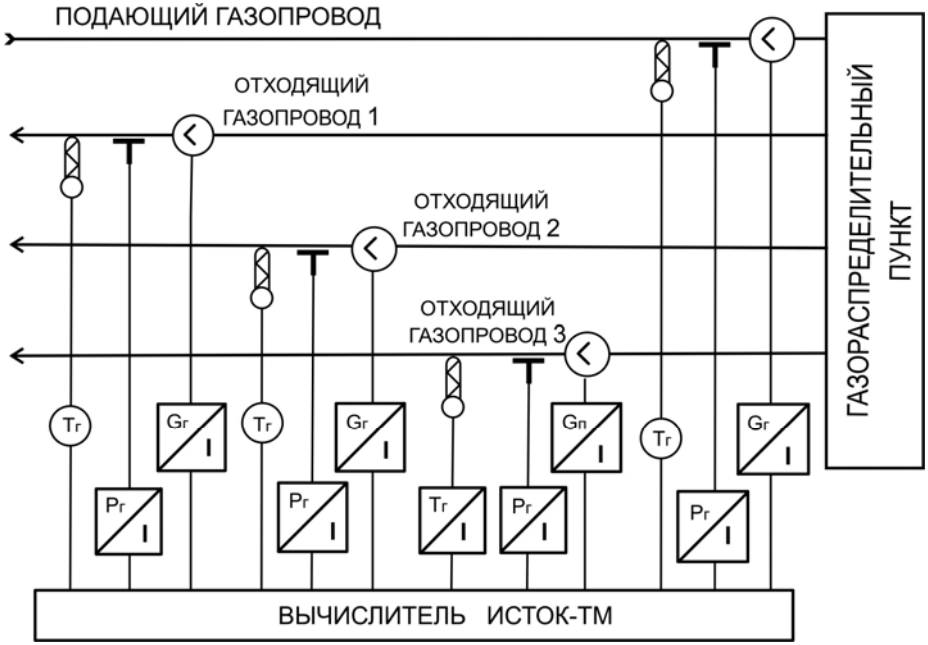
ПРИМЕР 6: ОРГАНИЗАЦИЯ УЗЛА ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЯ

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы 4 точки измерения объемного расхода природного газа по 4-м трубопроводам.

Точка учета №1 (СИ ИСТОК-ГАЗ) - измерение объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям, и отпущенных потребителю по подающему газопроводу.

Точки учета №№ 2-4 (СИ ИСТОК-ГАЗ) - измерение объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям, и используемого на собственные нужды потребителя;

Второй уровень – это дополнительное оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным ПО ИСТОК-Сервер/АРМ, которое производит сбор информации от приборов ИСТОК-ТМ и ее обработку в реальном масштабе времени.

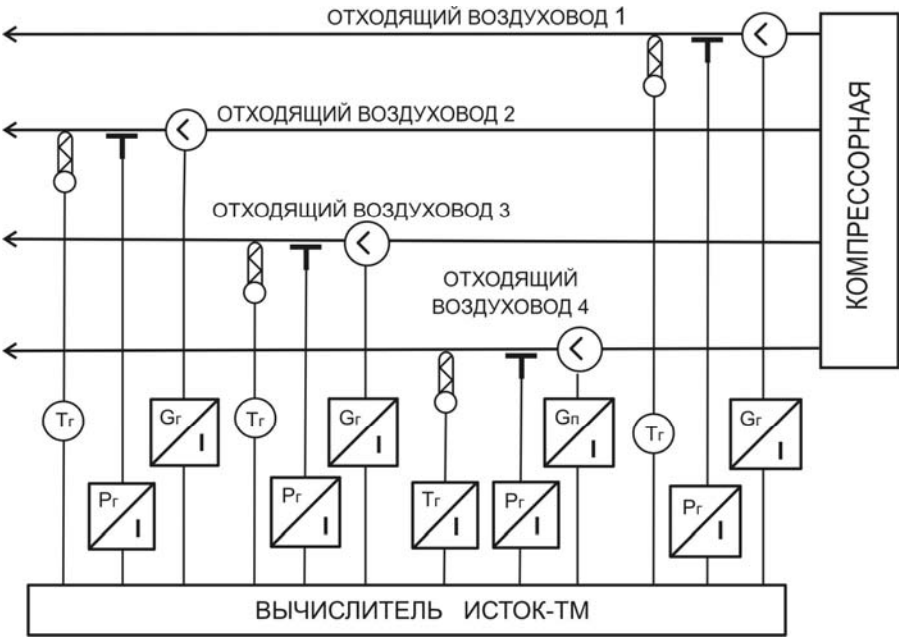


ПРИМЕР 7: ОРГАНИЗАЦИЯ УЗЛА ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА СЖАТОГО ВОЗДУХА НА КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ

Первый уровень - ИСТОК-ТМ, в котором организованы 4 точки измерения объемного расхода воздуха и группа учета общего потребления сжатого воздуха.

Точки учета №№ 1-4 (СИ ИСТОК-ГАЗ) - измерение объемного расхода сжатого воздуха, приведенного к нормальным условиям, и используемого на собственные нужды потребителя.

Второй уровень – это дополнительное оборудование КТС ИСТОК и ПК сменного мастера (главного энергетика) с установленным ПО ИСТОК-Сервер/АРМ, которое производит сбор информации от приборов ИСТОК-ТМ и ее обработку в реальном масштабе времени.



Приложение I (справочное). Краткая сводка режимов.

Таблица F1. Основные режимы работы.

№ программы	Основная функция	Режимы	
		Программирование	Измерение
01	Установка контрактного времени	+	+
02	Программирование точки учета	+	+
03	Постановка на обслуживание точки учета	+	+
04	Программирование группы учета	+	+
05	Встроенное время[1]	+	+
06	Версия, Заводской номер, Сетевой номер	+	+
07	Установка пароля	+	-
08	Удаление пароля	+	-
09	Пуск по точке учета (обнуление архивных данных)	+	-
10	Пуск по группе учета (обнуление архивных данных)	+	-
11	Температура холодного источника	-	+
12	Давление холодного источника	-	+
13	Атмосферное давление	-	+
14	Количество тепла по КТУ[2]	-	+
15	Расход по КТУ[2]	-	+
16	Энтальпия по КТУ[2]	-	+
17	Перепад давления / объемный расход по КТУ[2]	-	+
18	Температура по КТУ[3]	-	+
19	Избыточное давление по КТУ[2]	-	+
20	Влажность по КТУ[2]	-	+
21	Плотность по КТУ[2]	-	+
22	Значение одноканальной точки учета	-	+
23	Значение группы учета	-	+
24	Архив часовых накоплений по точке учета	-	+
25	Архив суточных накоплений по точке учета	-	+
26	Архив месячных накоплений по точке учета	-	+
27	Архив часовых накоплений по группе учета	-	+
28	Архив суточных накоплений по группе учета	-	+
29	Архив месячных накоплений по группе учета	-	+
30	Таймер наработки	+	+
31	Информация об аварийных ситуациях точек учета	-	+
32	Массив нештатных ситуаций	+	+
33	Информация об авариях датчиков	-	+
34	Массив изменения оперативных параметров	+	+
35	Массив последних включений/выключений	+	+
38	Выбор интерфейса связи, изменение скорости передачи[1]	+	+
39	Программирование КТС «Энергия»	+	+
40	Программирование каналов	+	+
41	Изменение оперативных параметров	-	+
42	Массив перехода из режима «Программирование»	-	+
43	Значения счетчиков	+	+
50	Установка массива поверки / восстановление рабочего массива	+	-
60	Выбор единиц измерения	+	+
61	Единицы измерения расхода архивных значений	+	+
90	Статус	+	+

Примечания -

1. Установка в режиме программирования, коррекция в режиме измерения
2. Значения режимов для точек учета типа паровой и водогрейный котел приведены в таблице Н.2.

Таблица F 2. Значения режимов для точек учета типа паровой и водогрейный котел.

№ программы	Основная функция	Режимы	
		Программирование	Измерение
14	Теплопроизводительность, $Q_ч$	-	+
15	Паропроизводительность с учетом непрерывной продувки, G'[1)]	-	+
16	Потери тепла с продувочной водой, $q_{пр}$[2)]	-	+
17	Потери тепла с уходящими газами, q_2	-	+
18	Коэффициент полезного действия брутто, η	-	+
19	Потери тепла в окружающую среду, q_5	-	+
20	Теплопроизводительность за вычетом тепла непрерывной продувки, $Q_ч'$[2)]	-	+
21	Потери тепла с химическим недожогом, q_3	-	+

Примечания -
[1)] - Для водогрейного котла массовый расход сетевой воды на выходе котла
[2)] - Для водогрейного котла параметр отсутствует

Приложение J (обязательное) Методка поверки

Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК – ТМ
Методика поверки
МП.ВТ.011-2000

Настоящая методика распространяется на преобразователи измерительные многофункциональные ИСТОК – ТМ (далее - преобразователи) и устанавливает методику их поверки при выпуске из производства, после ремонта, при эксплуатации и хранении.

Межповерочный интервал 4 года.

1 **Операции и средства поверки**

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1

Наименование операции	Номер пункта	Обязательность проведения операции при	
		выпуске из производства и после ремонта	эксплуатации и хранении
Внешний осмотр	6.1	Да	Да
Определение сопротивления изоляции	6.2	Да	Да
Проверка электрической прочности изоляции	6.2	Да	Нет
Опробование	6.3	Да	Да
Определение основной абсолютной погрешности измерения текущего времени	6.4	Да	Да
Определение основной приведенной погрешности измерения входных сигналов	6.5	Да	Да
Определение основной относительной погрешности вычисления расхода энергоносителей и тепловой энергии	6.6	Да	Да
Определение основной относительной погрешности измерения теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе	6.7	Да	Да

1.2 При проведении поверки должны быть применены средства поверки, указанные в таблице 2.

Таблица 2

	Наименование средств поверки	Основные технические характеристики
1	Генератор Г3-110	Диапазон установки частоты 0,01 Гц – 100 МГц,
2	Калибратор-вольтметр универсальный В1-28	Диапазон воспроизведения напряжения ±(0,1 мкВ-1000 В)
3	Вольтметр универсальный В7-73	Предел основной погрешности на диапазоне 2 В ± (0,015 % от U +50 мкВ)
4	Магазин сопротивлений Р4831 (2 шт.)	Класс точности 0,02, диапазон (0,1 – 1000) Ом
5	Катушка сопротивления образцовая Р331 (2 шт.)	Класс точности 0,01В
6	Частотомер Ч3 – 63	Диапазон измеряемой частоты 0,1Гц – 200 МГц, относительная погрешность по частоте $\pm 5 \cdot 10^{-7}$
7	Резистор С2–23 0.25 1кОм	
8	Транзистор КТ315А	
9	Мегаомметр Ф4101 Т	Выходное напряжение 500 В, кл. 1,5
10	Установка пробойная УПУ–10	Максимальное выходное напряжение 10 кВ

Примечание - Допускается применение других средств поверки, не ука-

занных в таблице 2, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых средств измерения с требуемой точностью.

2 Требования к квалификации поверителей

2.1 Поверку преобразователей проводят лица, аттестованные в установленном порядке в качестве Государственных поверителей.

3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные ГОСТ 12.2.007.0-75, ГОСТ 12.1.019-75, "Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей" и "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей".

4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки должны быть соблюдены следующие условия.

4.1.1 Температура окружающего воздуха (20±5) °С.;

4.1.2 Относительная влажность окружающего воздуха от 30 до 80 %;

4.1.3 Атмосферное давление от 630 до 795 мм рт. ст. (от 84 до 106,7 кПа);

4.1.4 Напряжение питающей сети 220^{+22}_{-33} В;

4.1.5 Частота питающей сети (50±1) Гц.

4.2 Преобразователь перед поверкой должен быть выдержан при соблюдении условий 4.1 не менее 2 ч.

5 Подготовка к поверке

5.1 Перед проведением поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

5.1.1 Подготовлены бланки протоколов поверки (см. приложение А);

5.1.2 Подготовлены средства поверки.

Примечание: При проведении поверки преобразователя снятие показаний с индикатора производить не менее чем через 20 с после изменения входных сигналов.

6 Проведение поверки

6.1 Внешний осмотр

При внешнем осмотре должно быть установлено соответствие преобразователя следующим требованиям:

6.1.1 Комплектность эксплуатационных документов должна соответст-

вовать перечню, указанному в паспорте;

6.1.2 Маркировка должна быть четко обозначена;

6.1.3 На корпусе преобразователя не должно быть механических повреждений;

6.1.4 Внутри преобразователя не должны находиться незакрепленные предметы.

6.2 Определение сопротивления изоляции. Проверка электрической прочности изоляции.

6.2.1 Сопротивление изоляции измерять мегаомметром при испытательном напряжении 500 В. Выводы сетевого провода соединить между собой.

6.2.2 Преобразователь покрыть сплошной, плотно прилегающей металлической фольгой таким образом, чтобы расстояние от нее до зажимов испытуемой цепи было не менее 20 мм.

6.2.3 Измерить сопротивление изоляции между фольгой и контактами сетевого провода.

6.2.4 Преобразователь считать годным, если сопротивление изоляции не менее 20 МОм.

6.2.5 Проверку электрической прочности проводить на испытательной установке мощностью 0,5 кВт. Выполнить 0. Испытательное напряжение 1500 В прикладывать между выводами сетевого провода и корпусом преобразователя в течение 1 мин.

6.2.6 Преобразователь считать годным, если не произошел пробой изоляции.

6.3 Опробование

6.3.1 Подать на преобразователь питающее напряжение 230 В и убедиться в прохождении теста. При правильном завершении теста в верхней строке на экране дисплея преобразователя высветится режим **«#14»** и текущее время. Это означает, что преобразователь перешел в рабочий режим. Время с момента включения и перехода в рабочий режим должно быть не более 15 мин.

6.4 Определение основной абсолютной погрешности измерения текущего времени

6.4.1 Подключить частотомер к контактам 43, 44 клеммной колодки преобразователя («Поверка частоты») и измерять частоту **fi** с точностью ± 0,01 Гц в течение 3 мин. Записать значение, имеющее наибольшее отклонение от номинального.

6.4.2 Рассчитать основную абсолютную погрешность измерения текущего времени в секундах в пересчете за сутки (с/сут) по формуле:

$$\Delta t = (fi - 4096) \cdot 21{,}09 = \frac{fi - 4096}{4096} \cdot 3600 \cdot 24, \qquad (1)$$

где fi – частота следования импульсов, Гц;

4096 – базовая частота, Гц;

21,09 – коэффициент пересчета, $с^2$/сут;

3600 – количество секунд в часе, с/ч;

24 – количество часов в сутках, ч/сут.

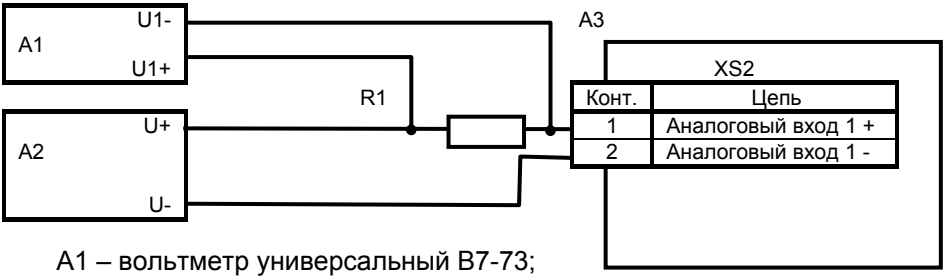
6.4.3 Для расчета основной абсолютной погрешности измерения текущего времени допускается измерять период следования [точность измерения ± 1 нс **(Ti)**]. В этом случае основная абсолютная погрешность измерения текущего времени в секундах в пересчете за сутки (с/сут) определяется по формуле:

$$\Delta t = (1/Ti - 4096) \cdot 21{,}09, \qquad (2)$$

где Ti – период следования импульсов, с.

6.4.4 Преобразователь считать годным, если основная абсолютная погрешность измерения текущего времени не более ± 2 с/сут.

6.5 Определение основной приведенной погрешности измерения входных сигналов



A1 – вольтметр универсальный В7-73;

A2 – вольтметр универсальный В1-28;

A3 – преобразователь;

R1 – катушка сопротивления образцовая 100 Ом

Рисунок 1.

6.5.1 Собрать схему, приведенную на рисунке 1.

6.5.2 Согласно руководству по эксплуатации ввести поверочный массив констант (программа **«П50»**, массив поверки 1), поставить на обслуживание комплексные точки учета {**01***} - {**04***} (программа **«П03»**). Сличить параметры программирования с поверочным массивом констант (таблицы В.1, В.2 приложения В).

6.5.3 Установить значение выходного напряжения вольтметра А2 **0.144 В**, что соответствует значению силы тока **1 мА** на аналоговом входе **1** (в дальнейшем канале) преобразователя. Изменяя величину выходного напряжения вольтмемтра А2, установить значение падения напряжения на катушке R1 **(100 ± 0,03) мВ** (см. таблицу 4). Измерять значение падения напряжения на катушке R1 с помощью вольтметра А1.

6.5.4 Войти в режим **«#36»** для канала **01** и записать измеренное зна-

чение силы тока в таблицу А.1 приложения А.

6.5.5 Измерение последующих значений силы входного тока в соответствии с таблицей 3 и таблицей 4 по каналу **01** повторить по методике 6.5.3, 6.5.4.

6.5.6 Измерение значений силы входного тока в соответствии с таблицей 3 и таблицей 4 по каналам **02-12** повторить по аналогии с методикой 6.5.3 – 6.5.5.

Таблица 3

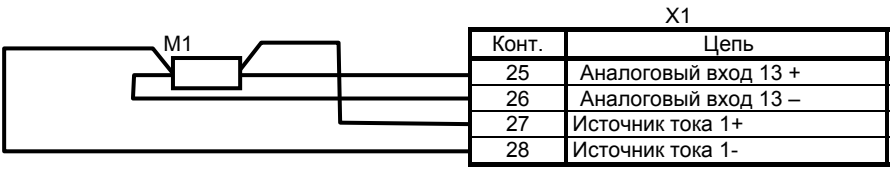
Номер канала	Входной сигнал		Измеряемый параметр	Диапазон допускаемых показаний	Нормирующее значение параметра
	Значение	Ед. изм.			
01	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 - 0,01 3,99 - 4,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
02	0 8 12 20	мА	Сила тока	-0,01 - 0,01 7,99 - 8,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
03	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 - 0,01 3,99 - 4,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
04	0 1 5 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 0,99 - 1,01 4,99 - 5,01 19,99 - 20,01	20 мА
05	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 3,99 - 4,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,0	20 мА
06	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 3,99 - 4,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
07	0 6 12 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 5,99 - 6,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
08	0 8 12 20	мА	Сила тока	-0,02 – 0,01 7,99 - 8,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
09	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 3,99 - 4,01 11,99 -12,01 19,99 – 20,01	20 мА
10	0 4 12 20	мА	Сила тока	-0,01 – 0,01 3,99 - 4,01 11,99 - 12,01 19,99 - 20,01	20 мА
11	0	мА	Сила тока	-0,01 - 0.01	20 мА

Номер канала	Входной сигнал		Измеряемый параметр	Диапазон допускаемых показаний	Нормирующее значение параметра
	Значение	Ед. изм.			
	4			3,99 - 4,01	
	12			11,99 - 12,01	
	20			19,99 - 20,01	
12	0	мА	Сила тока	-0,01 - 0.01	20 мА
	4			3,99 - 4,01	
	12			11,99 - 12,01	
	20			19,99 - 20,01	
13		Ом	Температура	99,542 – (99,717) - 99,892 109,94 – (110,115) –110,29 261,845 – (262,02) -262,195 350,439 – (350,614) – 350,789	350 °С
14		Ом	Температура	99,542 – (99,717) - 99,892 109,94 – (110,115) –110,29 261,845 – (262,02) -262,195 350,439 – (350,614) – 350,789	350 °С
15		Ом	Температура	-26,75 –(-26,40) – - 26,05 -0,35 – (0,00) – 0,35 99,65 – (100,00) – 100,35 195,91 – (196,26) –196,61	350 °С
17		Гц	Частота	299,5 – 300,5 999,5 – 1000,5 1999,5 – 2000,5 2999,5 – 3000,5	1000 Гц
18		Гц	Частота	299,5 – 300,5 999,5 – 1000,5 1999,5 – 2000,5 2999,5 – 3000,5	1000 Гц

Таблица 4

Значение силы выходного тока дифференциального вольтметра, мА	Значение выходного напряжение дифференциального вольтметра, В	Значение падения напряжения на катушке (100 Ом), В
1	0,144	0,1
2	0,288	0,2
3	0,432	0,3
4	0,576	0,4
5	0,720	0,5
6	0,864	0,6
8	1,152	0,8
10	1,440	1,0
12	1,728	1,2
16	2,304	1,6
18	2,592	1,8
20	2,880	2,0

6.5.7 Собрать схему, приведенную на рисунке 2.



М1 – Магазин сопротивлений;
А1 – Преобразователь.

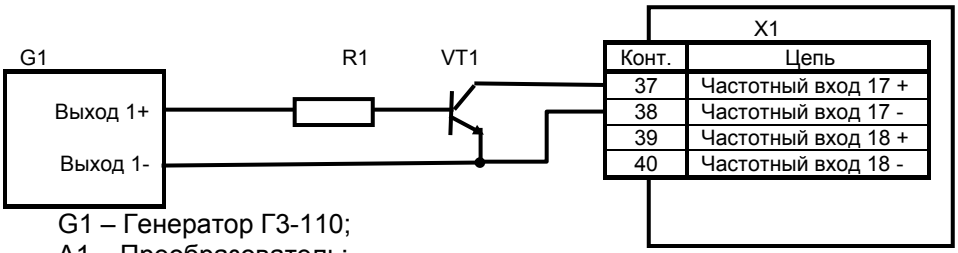
Рисунок 2.

6.5.8 Установить на магазине сопротивлений М1, в соответствии с таблицей 3, первоначальное значение сопротивления **139.0 Ом**. Войти в режим **«#36»** для канала **13** и записать измеренное значение температуры в таблицу А.1 приложения А.

6.5.9 Измерение последующих значений температуры в соответствии с таблицей 3 по каналу **13** повторить по методике 6.5.8.

6.5.10 Измерение значений температуры в соответствии с таблицей 3 по каналам **14** и **15** повторить по аналогии с методикой 6.5.7 – 6.5.9.

6.5.11 Собрать схему, приведенную на рисунке 3.



G1 – Генератор Г3-110;
А1 – Преобразователь;
R1 – Резистор 1 кОм;
VT1 – транзистор КТ315А.

Рисунок 3.

6.5.12 Установить на выходе генератора **G1** значение выходного сигнала с амплитудой **1,5 В** и частотой **f = 300 Гц**. Войти в режим «**#36**» для канала **17** и записать измеренное значение частоты в таблицу А.1 приложения А.

6.5.13 Измерение последующих входных сигналов в соответствии с таблицей 3 по каналу **17** повторить по методике 6.5.12.

6.5.14 Измерение входных сигналов в соответствии с таблицей 3 по каналу **18** повторить по аналогии с методикой 6.5.11 – 6.5.13.

6.5.15 Рассчитать основную приведенную погрешность измерения входных сигналов преобразователя по формуле

$$\delta_0 = \frac{Xi - Xp}{Xn} \cdot 100\ \% \qquad (3)$$

где Xi – измеренное значение параметра;
Xp – расчетное значение параметра;
Xn – нормирующее значение параметра.

6.6 Определение основной относительной погрешности вычисления расхода энергоносителей и тепловой энергии.

6.6.1 Для определения метрологических характеристик по точке учета **{01*}** перейти в режим #41 и для точки учета **{01*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 5 испытание 1.

Таблица 5

Номер испытания	Наименование	Значение параметра контролируемой среды
1	Давление	2000 кПа
	Перепад давления	90 кПа
2	Давление	2000 кПа
	Перепад давления	10 кПа
3	Давление	1400 кПа
	Перепад давления	60 кПа

6.6.2 Последовательно отображать на экране дисплея преобразователя режимы работы в соответствии с таблицей 6 и записать значения измеренных параметров в таблицу А.2 приложения А.

6.6.3 Рассчитать значение основной относительной погрешности δ_0, % по формуле

$$\delta_0 = \frac{X_i - X_p}{X_p} \cdot 100\ \% \qquad (4)$$

где Xi – измеренное значение параметра;
Xp – расчетное значение параметра.

6.6.4 Перейти в режим #41 и для точки учета **{01*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 5 (испытание 2 и испытание 3).

6.6.5 Повторить 6.6.1 – 6.6.3 для испытания 2 и испытания 3.

Таблица 6

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Значение параметра	
			Расчетное	Диапазон допускаемых значений
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	144,374	144,302 –144,446
	Массовый расход, кг/ч	#15	51635,85	51610,03 – 51661,67
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	48,2759	48,2518 – 48,3000
	Массовый расход, кг/ч	#15	17265,05	17256,42 – 17273,68
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	98,7769	98,7275 – 98,8263
	Массовый расход, кг/ч	#15	35450,45	35432,72 - 35468,18

6.6.6 Для определения метрологических характеристик по точке учета **{02*}** перейти в режим #41 и для точки учета **{02*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 7 испытание 1.

6.6.7 Последовательно отображать на экране дисплея преобразователя

режимы работы в соответствии с таблицей 8 и записать значения измеренных параметров в таблицу А.3 приложения А.

6.6.8 Рассчитать значение основной относительной погрешности по формуле (4).

6.6.9 Перейти в режим #41 и для точки учета {02∗} установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 7 (испытание 2 и испытание 3).

6.6.10 Повторить 6.6.6 – 6.6.8 для испытания 2 и испытания 3.

Таблица 7

Номер испытания	Наименование	Значение параметра контролируемой среды
1	Температура	350,00 °С
	Давление	3000 кПа
	Перепад давления	90 кПа
2	Температура	350,00 °С
	Давление	3000 кПа
	Перепад давления	10 кПа
3	Температура	240,00 °С
	Давление	2500 кПа
	Перепад давления	16 кПа

Таблица 8

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Значение параметра	
			Расчетное	Диапазон допускаемых значений
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	64,358	64,326 – 64,390
	Массовый расход, кг/ч	#15	20669,21	20658,9 – 20679,5
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	21,929	21,918 – 21,940
	Массовый расход, кг/ч	#15	7042,676	7039,155 – 7046,197
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	26,123	26,110 – 26,136
	Массовый расход, кг/ч	#15	9161,671	9157,090 – 9166,252

6.6.11 Для определения метрологических характеристик по точке учета {03∗} перейти в режим #41 и для точки учета **{03*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 9 испытание 1.

Таблица 9

Номер испытания	Наименование	Значение параметра контролируемой среды
1	Температура	150,00 °С
	Давление	2500 кПа
	Перепад давления	90 кПа
2	Температура	150,00 °С
	Давление	2000 кПа
	Перепад давления	10 кПа
3	Температура	60,00 °С
	Давление	2400 кПа
	Перепад давления	60 кПа

6.6.12 Последовательно отображать на экране дисплея преобразователя режимы работы в соответствии с таблицей 10 и записать значения измеренных параметров в таблицу А.4 приложения А.

Таблица 10

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Значение параметра	
			Расчетное	Диапазон допускаемых значений
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	121,392	121,331 – 121,453
	Массовый расход, кг/ч	#15	191654,03	191558,2 – 191749,9
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	40,5172	40,4969 – 40,5375
	Массовый расход, кг/ч	#15	64000,1	63968,1 – 64032,1
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	40,9605	40,9400 – 40,9810
	Массовый расход, кг/ч	#15	161822,6	161741,7 – 161903,5

6.6.13 Рассчитать значение основной относительной погрешности по формуле (4).

6.6.14 Перейти в режим #41 и для точки учета **{03*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 9 (испытание 2 и испытание 3).

6.6.15 Повторить 6.6.11 – 6.6.13 для испытания 2 и испытания 3.

6.6.16 Для определения метрологических характеристик по точке учета **{04*}** перейти в режим #41 и для точки учета **{04*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 11 испытание 1.

Таблица 11

Номер испытания	Наименование	Значение параметра контролируемой среды
1	Температура	38,00 °С
	Давление	3000 кПа
	Перепад давления	90 кПа
2	Температура	38,00 °С
	Давление	3000 кПа
	Перепад давления	10 кПа
3	Температура	0,00 °С
	Давление	2400 кПа
	Перепад давления	60 кПа

6.6.17 Последовательно отображать на экране дисплея преобразователя режимы работы в соответствии с таблицей 12 и записать значения измеренных параметров в таблицу А.5 приложения А.

6.6.18 Рассчитать значение основной относительной погрешности по формуле (4).

Таблица 12

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Значение параметра	
			Расчетное	Диапазон допускаемых значений
1	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	40852,97	40832,54 – 40873,40
2	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	13741,94	13735,07 – 13748,81
3	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	32092,26	32076,21 – 32108,31

6.6.19 Перейти в режим #41 и для точки учета **{04*}** установить значения измеряемых параметров в соответствии с таблицей 11 (испытание 2 и

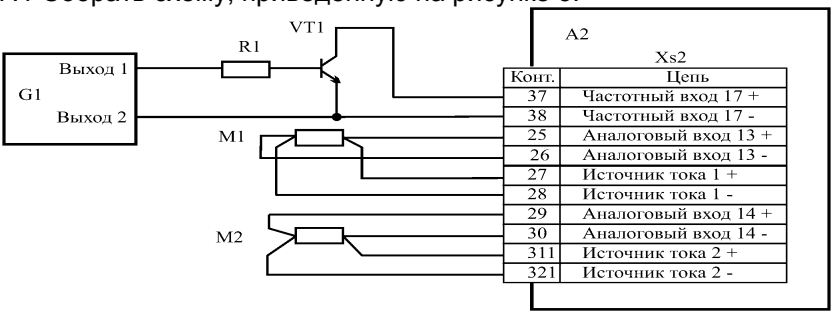
испытание 3).

6.6.20 Повторить 6.6.16 – 6.6.18 для испытания 2 и испытания 3.

Преобразователь считать годным, если рассчитанные значения погрешностей не превышают значений таблиц 6, 8, 10, 12, что соответствует пределу основной относительной погрешности вычисления расхода энергоносителей и тепловой энергии 0,05 %.

6.7 Определение относительной погрешности измерения количества теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе.

6.7.1 Собрать схему, приведенную на рисунке 5.



G1 – генератор Г3-110; A2 – преобразователь;

R1 – резистор 1 kOm; VT1 – транзистор КТ315А;

M1, M2 – магазин сопротивлений.

Рисунок 5

6.7.2 Согласно руководству по эксплуатации ввести поверочный массив констант (программа **«П50»**, массив поверки 2), поставить на обслуживание комплексные точки учета {**01***}, {**02***} (программа **«П03»**). Сличить параметры программирования с поверочным массивом констант (таблицы В.3, В.4 приложения В).

6.7.3 Подать на входы преобразователя сигналы согласно таблице 13, испытание 1. Установку значения сопротивления для канала 13 преобразователя производить магазином М1, для канала 14 – магазином М2. Установку частоты на входе 17 преобразователя осуществлять по 6.5.12 в соответствии с таблицей 13.

Таблица 13

Номер испытания	Канал	Измеряемый параметр	Значение, ед. изм.	Значение параметра контролируемой среды
1	13	Сопротивление (М1)	119,7 Ом	50,0 °С (температура)
	14	Сопротивление (М2)	118,5 Ом	46,9 °С (температура)
	17	Частота	3000 Гц	1000 м^3/ч (объемный расход)
2	13	Сопротивление (М1)	124,4 Ом	62,0 °С (температура)
	14	Сопротивление (М2)	118,5 Ом	46,9 °С (температура)
	01	Частота	1500 Гц	500 м^3/ч (объемный расход)
3	13	Сопротивление (М1)	158,5 Ом	150,7 °С (температура)
	14	Сопротивление (М2)	115 Ом	38,0 °С (температура)
	01	Частота	2400 Гц	800 м^3/ч (объемный расход)

6.7.4 Последовательно отображать на экране дисплея режимы в соответствии с таблицей 14 и записать значения измеренных параметров в таблицу А.6 приложения А.

Таблица 14

Номер испытания	Наименование параметра	Разность температур Δt, °С (режим #23,гр.02)	Значение параметра (режим #23, гр.01)		
			Расчетное, ГДж/ч	Диапазон допускаемых значений, ГДж/ч	Предел основной относительной погрешности, %
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	3,1	12,662	12,476 - 12,848	± 1,47
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	15,1	31,014	30,797 - 31,231	± 0,7
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	112,7	348,757	346,919 - 350,595	± 0,527

6.7.5 Повторить 6.7.3, 6.7.4 для испытаний 2, 3 таблицы 13.

6.7.6 Рассчитать основную относительную погрешность измерения количества теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе по формуле

$$\delta_0 = \frac{X_i - X_p}{X_p} \cdot 100\ \%. \qquad (5)$$

6.7.7 Преобразователь считать годным, если рассчитанные значения погрешностей не превышают значений таблицы 14, что соответствует пределу основной относительной погрешности измерения количества теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе Ес, %, определяемому по формуле

$$Ec = (0{,}5 + \Delta Tmin/\Delta T), \qquad (6)$$

где ΔT – разница температур в прямом и обратном трубопроводах, $\Delta Tmin = 3\ ^{o}C$.

7 Оформление результатов поверки

7.1 Результаты поверки преобразователя оформляются протоколом, приведенным в приложении А.

7.2 При положительных результатах первичной поверки в паспорте на преобразователь производится запись о годности к применению, ставится оттиск поверительного клейма, указывается дата поверки и ставится подпись лица, выполнившего поверку. Верхняя крышка преобразователя пломбируется клеймом поверителя. При положительных результатах периодической поверки выписывается свидетельство о поверке.

7.3 При отрицательных результатах поверки преобразователь бракуют и запрещают к дальнейшему применению. На преобразователь выдается извещение о непригодности с указанием причин брака, оттиск поверительного клейма гасят.

Приложение А
(рекомендуемое)

Протокол поверки преобразователя измерительного ИСТОК – ТМ

Дата поверки с _____ по_____

Предприятие-изготовитель:

Заводской номер _____

Используемые средства измерения:

_____

Условия проведения поверки:

_____

Результаты поверки преобразователя

1 Внешний осмотр _____

2 Сопротивление изоляции _____

3 Электрическая прочность изоляции _____

4 Опробование _____

5 Основная абсолютная погрешность измерения текущего времени:

Δt=_____

6 Основная приведенная погрешность измерения входных сигналов

Таблица А.1

Номер канала	Входной сигнал		Измеряемый параметр	Измеренное значение	Нормирующее значение	Погрешность
	Значение	Ед. изм.				
1	2	3	4	5	6	7
01	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
02	0	мА	Сила тока		20	
	8					
	12					
	20					
03	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
04	0	мА	Сила тока		20	
	1					
	5					
	20					
05	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
06	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
07	0	мА	Сила тока		20	
	6					
	12					
	20					

08	0	мА	Сила тока		20	
	8					
	12					
	20					
09	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
10	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
11	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
12	0	мА	Сила тока		20	
	4					
	12					
	20					
13	139,0/99,72	Ом/ °С	°С		350	
	143,0/110,11					
	200,0/262,02					
	232,0/350,61					
14	139,0/99,72	Ом/ °С	°С		350	
	143,0/110,11					
	200,0/262,02					
	232,0/350,61					
15	88,7/-26,40	Ом/ °С	°С		350	
	100,0/0					
	142,8/100					
	184,0/196,26					
17	300	Гц	Частота		1000	
	1000					
	2000					
	3000					
18	300	Гц	Частота		1000	
	1000					
	2000					
	3000					

7 Основная относительная погрешность вычисления расхода энергоносителей и тепловой энергии. Предел допускаемой погрешности 0,05 %.

Таблица А.2

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Расчетное значение	Измеренное значение	Погрешность
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	144,374		
	Массовый расход, кг/ч	#15	51635,85		
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	48,2759		
	Массовый расход, кг/ч	#15	17265,05		
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	98,7769		
	Массовый расход, кг/ч	#15	35450,45		

Таблица А.3

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Расчетное значение	Измеренное значение	Погрешность
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	64,358		
	Массовый расход, кг/ч	#15	20669,21		
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	21,929		
	Массовый расход, кг/ч	#15	7042,676		
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	26,123		
	Массовый расход, кг/ч	#15	9161,671		

Таблица А.4

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Расчетное значение	Измеренное значение	Погрешность
1	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	121,392		
	Массовый расход, кг/ч	#15	191654,03		
2	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	40,5172		
	Массовый расход, кг/ч	#15	64000,1		
3	Тепловая мощность, ГДж/ч	#14	40,9605		
	Массовый расход, кг/ч	#15	161822,6		

Таблица А.5

Номер испытания	Наименование параметра	Режим	Расчетное значение	Измеренное значение	Погрешность
1	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	40852,97		
2	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	13741,94		
3	Объемный расход, $м^3$/ч	#15	32092,26		

8 Основная относительная погрешность измерения количества теплоты (тепловой энергии) в замкнутой системе

Таблица А.6

Номер испытания	Разность температур Δt, °С (режим #23,гр.02)	Значение тепловой мощности, Гдж/ч (режим #23, гр.01)			Предел допускаемой погрешности, %
		Расчетное	Измеренное	Погрешность	
1	3,1	12,662			± 1,47
2	15,1	31,014			± 0,7
3	112,7	348,757			± 0,527

Результат поверки _____

Заключение:

_____

_____

_____

Оттиск поверительного клейма. Выписано свидетельство № _____.

Подпись поверителя _____.

Приложение В
(обязательное)

Массив констант программирования преобразователя ИСТОК – ТМ

Таблица В.1 Программа **«П40»**

Канал	Измеряемый параметр	Датчик	Значение датчика (М, R_0)	Значение датчика (M_0, F_m)	Прочие параметры программирования
01	Давление	Ток (0 - 20) мА	3000 кПа	0 кПа	
02	Перепад давления	Ток (0 – 20) мА	630 кПа	0 кПа	Линейная характеристика
03	Перепад давления	Ток (0 – 20) мА	100 кПа	0 кПа	Линейная характеристика
04	Расход массовый	Ток (0 – 5) мА	2000 кг/ч	0 кг/ч	
05	Расход массовый	Ток (0 – 20) мА	3000 кг/ч	0 кг/ч	
06	Расход объемный	Ток (0 – 20) мА	1000 $м^3$/ч	0 $м^3$/ч	
07	Перепад давления	Ток (0 – 20) мА	20000 кПа	0 кПа	Линейная характеристика
08	Давление	Ток (4 – 20) мА	10000 кПа	0 кПа	Iав = 0 мА
09	Перепад давления	Ток (0 – 20) мА	1000 кПа	0 кПа	Линейная характеристика
10	% значение	Ток (0 – 20) мА	100 %	0 %	
11	Давление	Ток (0 – 20) мА	15000 кПа	0 кПа	
12	Давление	Ток (0 – 20) мА	2000 кПа	0 кПа	
13	Температура	ТСП3910	R_0 = 100 Ом	-	Rав = 0 Ом
14	Температура	ТСП3910	R_0 = 100 Ом	-	Rав = 0 Ом
15	Температура	ТСМ	R_0 = 100 Ом	-	Rав = 0 Ом
17	Расход объемный	Частота	1000 $м^3$/ч	3000	
18	Расход объемный	Частота	1000 $м^3$/ч	3000	

Таблица В.2 Программа **«П02»**. Массив поверки 1

Номер точки учета	Наименование параметра	Значение и вид параметра
{**01***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Насыщенный пар
	Вид основного параметра контролируемой среды, («Основной датчик»)	Давление
	Вид измеряемого давления, («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления, («М, кПа»)	2000
	Номер измерительного канала датчика влажности («Канал»)	00
	Значение влажности насыщенного пара, («М, %»)	000,0000
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Annubar II
	Номер измерительного канала для первого датчика расхода (перепада давления) («Канал»)	00
	Значение перепада давления, («М, кПа»)	90

Номер точки учета	Наименование параметра	Значение и вид параметра
	Условный номер материала измерительного участка, («М.д»)	33
	Условный номер материала трубопровода, («М.т»)	11
	Диаметр проекции Annubar II, («$d_{20,}$ мм»)	25
	Диаметр трубопровода, («$D_{20,}$ мм»)	150
	Коэффициент датчика, («Кд»)	0,60320
{**02***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Перегретый пар
	Номер измерительного канала для датчика температуры, («Канал»)	00
	Значение температуры, («М, °С»)	350
	Вид измеряемого давления, («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления, («М, кПа»)	3000
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Сопло ИСА1932
	Номер измерительного канала для первого датчика расхода (перепада давления)	00
	Значение перепада давления, («М, кПа»)	90
	Условный номер материала диафрагмы, («М.д»)	32
	Условный номер материала трубопровода, («М.т»)	31
	Диаметр отверстия СУ, («$d_{20,}$ мм»)	69,789
	Диаметр трубопровода, («$D_{20,}$ мм»)	100,3
	Эквивалентная шероховатость (“Rш, мм”)	0,1
{**03***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Вода
	Номер измерительного канала для датчика температуры, («Канал»)	00
	Значение температуры, («М, °С»)	200
	Вид измеряемого давления, («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления, («М, кПа»)	3000
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Диафрагма с угловым способом отбора давления
	Номер измерительного канала для первого датчика расхода (перепада давления)	00
	Значение перепада давления, («М, кПа»)	90
	Условный номер материала диафрагмы, («М.д»)	31
	Условный номер материала трубопровода, («М.т»)	11
	Диаметр отверстия СУ, («$d_{20,}$ мм»)	90
	Диаметр трубопровода, («$D_{20,}$ мм»)	150
	Эквивалентная шероховатость, («Rш, мм»)	0,01
	Коэффициент притупления кромки диафрагмы, («Кп»)	1,000163
{**04***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Природный газ
	Номер измерительного канала для датчика температуры, («Канал»)	00
	Значение температуры, («М, °С»)	38
	Вид измеряемого давления, («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления, («М, кПа»)	3000

Номер точки учета	Наименование параметра	Значение и вид параметра
	Номер измерительного канала датчика влажности («Канал»)	00
	Значение влажности насыщенного пара, («М, %»)	0
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Диафрагма с фланцевым способом отбора давления
	Номер канала учета для первого датчика расхода (перепада давления)	00
	Значение перепада давления, («М, кПа»)	90
	Условный номер материала диафрагмы, («М.д.»)	09
	Условный номер материала трубопровода, («М.т.»)	11
{**04***}	Диаметр отверстия СУ, («$d_{20,}$ мм»)	90
	Диаметр трубопровода, («$D_{20,}$ мм»)	150
	Эквивалентная шероховатость, («Rш, мм»)	0,045
	Коэффициент притупления кромки диафрагмы, («Кп»)	1,000244
	Плотность при нормальных условиях, («рном, кг/м^3»)	0,6799
	Молярная концентрация азота, («N2, %»)	0,8858
	Молярная концентрация углекислого газа, («CO2, %»)	0,0668
	Удельная теплоемкость, («h, кДж/кг»)	0,0000
{**00**}	Номер измерительного канала датчика температуры холодного источника («Тхи»)	00
	Значение температуры холодного источника, («М, °С»)	0,0000
	Вид измеряемого давления холодного источника, («Вид Р»)	Избыточное
	Номер измерительного канала датчика давления холодного источника («Рхи»)	00
	Значение давления холодного источника («М, кПа»)	800
	Номер измерительного канала датчика атмосферного давления («Рат»)	18

Таблица В.3 Программа **«П02»**. Массив поверки 2

Номер точки учета	Наименование параметра	Значение и вид параметра
{**01***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Вода
	Номер измерительного канала температуры («Канал»)	13
	Максимально допустимое значение температуры «Max, °С»	220
	Минимально допустимое значение температуры «Min, °С»	25
	Договорное значение температуры «Дог, °С»	60
	Вид измеряемого давление («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления («М, кПа»)	2000
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Расходомер
	Номер измерительного канала для первого датчика расхода («Канал»)	17
	Номер измерительного канала для второго датчика расхода, («Канал»)	00
	Максимально допустимое значение расхода («Max, м^3/ч")	1010
	Минимально допустимое значение расхода («Min, м^3/ч")	100
	Договорное значение расхода («Дог, м^3/ч")	400
	Значение «отсечки» расхода («Отс, м^3/ч»)	50
{**02***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Вода
	Номер измерительного канала температуры («Канал»)	14
	Максимально допустимое значение температуры «Max, °С»	220
	Минимально допустимое значение температуры «Min, °С»	25
	Договорное значение температуры «Дог, °С»	40
	Вид измеряемого давление («Вид»)	Абсолютное
	Номер измерительного канала для датчика давления, («Канал»)	00
	Значение давления («М, кПа»)	2000
	Метод измерения расхода контролируемой среды, («Метод»)	Расходомер
	Номер измерительного канала для первого датчика расхода («Канал»)	17
	Номер измерительного канала для второго датчика расхода, («Канал»)	00
	Максимально допустимое значение расхода («Max, м^3/ч")	1010
	Минимально допустимое значение расхода («Min, м^3/ч")	100
	Договорное значение расхода («Дог, м^3/ч")	400
	Значение «отсечки» расхода («Отс, м^3/ч»)	50
{**03***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Отсутствует
{**04***}	Вид контролируемой среды («Среда»)	Отсутствует

Таблица В.4 Программа **«П04»**

Программируемый параметр	Значение параметра	
	Группа 01	Группа 02
Выбор вида группового параметра	«Интегр.з.» (Интегральное значение)	«Мгнов.з.» (Мгновенное значение)
Единица измерения	ГДж («ГДж»)	°С («гр.С»)
Первое слагаемое	4,187E-6*01.02*01.03	1*01.05*00.00
Параметры первого слагаемого	$4,187*10^{-6}$ – коэффициент перевода; 01.02 = Gm – массовый расход воды в закрытой системе, кг/ч; 01.03 = h_1 – энтальпия воды в подающем трубопроводе, ккал/кг.	1 – постоянный коэффициент; 01.05 = t_1 - температура воды в подающем трубопроводе, °С; 00.00 = 1 – постоянный коэффициент
1. Второе слагаемое	- 4,187E-6*01.02*02.03	- 1*02.05*00.00
Параметры второго слагаемого	$-4,187*10^{-6}$ – коэффициент перевода; 01.02 = Gm; 02.03 = h_2 – энтальпия воды в обратном трубопроводе, ккал/кг.	-1 – постоянный коэффициент; 02.05 = t_2 – температура воды в обратном трубопроводе, °С; 00.00 = 1 – постоянный коэффициент
Параметры, определяющие окончание программирования группы	0*00.00*00.00	0*00.00*00.00
Формула расчета	$q_И = 4,187*10^{-6}*G_m*h_1 - 4,187*10^{-6}*G_m*h_2$, где $q_И$ – тепловая мощность потребления, ГДж/ч	$\Delta t = t_1 - t_2$, где Δt – разность температур в подающем и обратном трубопроводах, °С

По вопросам продаж и поддержки обращайтесь:

Телефон: **(8452) 25-48-35**

E-mail: **zakaz@gazmashstroi.ru**