



# Системы измерительные **ИСТОК**

Руководство по эксплуатации  
АМСК.426485.140 РЭ

Методика поверки  
МП.МН 1360-2004



**EAC**

ВИТЕБСК



**Научно-производственный центр  
«Спецсистема»**

**Республика Беларусь**

**210004, г. Витебск, ул. Ломоносова, 22**

**☎ (тел/факс) (+375 212) 61-79-93; 36-04-04; 36-19-19; 36-28-28**

**☎ (моб. тел.) (+375 29) 624-29-16; 624-29-11; 819-29-12**

**E-mail: [info@spsys.net](mailto:info@spsys.net), [sales@spsys.net](mailto:sales@spsys.net)**

**[www.spsys.net](http://www.spsys.net)**

Изм. 6. Март 2019 г.

Актуальная версия руководства по эксплуатации **СИ ИСТОК**  
всегда доступна на сайте изготовителя по адресу [www.spsys.net](http://www.spsys.net)

## Содержание

|                                                                                                      |                                                      |           |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|-----------|
| 1                                                                                                    | Описание и работа.....                               | 4         |
| 2                                                                                                    | Технические характеристики .....                     | 10        |
| 3                                                                                                    | Состав СИ ИСТОК .....                                | 15        |
| 4                                                                                                    | Устройство и работа .....                            | 17        |
| 5                                                                                                    | Маркировка и пломбирование .....                     | 17        |
| 6                                                                                                    | Упаковка.....                                        | 17        |
| 7                                                                                                    | Гарантийные обязательства .....                      | 17        |
| 8                                                                                                    | Меры безопасности .....                              | 17        |
| 9                                                                                                    | Подготовка к работе .....                            | 18        |
| 10                                                                                                   | Порядок работы СИ ИСТОК.....                         | 21        |
| 11                                                                                                   | Техническое обслуживание .....                       | 22        |
| 12                                                                                                   | Поверка.....                                         | 22        |
| 13                                                                                                   | Возможные неисправности и методы их устранения ..... | 22        |
| 14                                                                                                   | Хранение и транспортирование .....                   | 23        |
| 15                                                                                                   | Утилизация .....                                     | 23        |
| <b>Приложение А. ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА И ВОДЫ.....</b>                  |                                                      | <b>25</b> |
| <b>Приложение В. ОСРЕДНЯЮЩИЕ НАПОРНЫЕ ТРУБКИ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА И ВОДЫ.....</b>           |                                                      | <b>29</b> |
| <b>Приложение С. СТАНДАРТНЫЕ СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА (ССУ). ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА И ВОДЫ.....</b> |                                                      | <b>33</b> |
| <b>Приложение D. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ ГАЗА .....</b>                                          |                                                      | <b>38</b> |
| <b>Приложение Е. УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ .....</b>                             |                                                      | <b>42</b> |
| <b>Приложение F. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ .....</b>                                                     |                                                      | <b>45</b> |
| <b>Приложение G. ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИК ИСТОК .....</b>                                            |                                                      | <b>49</b> |
| Методика поверки СИ ИСТОК МП.МН 1360 – 2004 .....                                                    |                                                      | 53        |

Настоящее руководство по эксплуатации (далее руководство) предназначено для специалистов, осуществляющих монтаж и обслуживание систем измерительных ИСТОК (далее - **СИ ИСТОК**). Руководство содержит основные сведения по составу, характеристикам, устройству и работе системы в целом, необходимые для полного использования возможностей системы, правильной эксплуатации и обслуживания.

**Данное руководство не заменяет эксплуатационную документацию на применяемые средства измерения. При проектировании и эксплуатации СИ ИСТОК следует дополнительно руководствоваться эксплуатационной документацией, поставляемой с применяемыми средствами измерения.**

**СИ ИСТОК** - это комплексные измерительные системы (узлы учета) предназначенные для измерения и регистрации объема газообразных или массы жидких сред и теплоносителя и их параметров в системах газо- и теплоснабжения (в т.ч. сложных, многомагистральных), по показаниям которых энергоснабжающая организация и абонент с требуемой точностью определяют объем и количество потребленных ресурсов, производят контроль и регистрацию параметров ресурсов, осуществляют коммерческие расчеты за их потребление.

**Измерительный комплекс (ИК) ИСТОК** — это совокупность приборов учета (расходомеров, датчиков, вычислителей и т.п.), выполняющих функции преобразования и измерения, накопления, хранения и отображения информации об измеряемой среде, о расходе, количестве тепловой энергии, температуре, давлении и т.д.

Функционируя как единое целое, **ИК ИСТОК** выполняет основные прикладные задачи **систем учета (узлов учета)** газообразных и жидких сред.

**СИ ИСТОК**, внесены в Государственные реестры средств измерений и допущены к применению:

**Республика Беларусь:** Сертификат об утверждении типа средств измерений № 10941 от 28.02.2017, Госреестр № РБ 03 10 2072 17;

**Российская Федерация:** Свидетельство ВУ.С.34.999.А № 67381 от 29.09.2017, Госреестр № 30240-17.

**СИ ИСТОК** соответствует требованиям ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования» и ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств». Номер декларации о соответствии: ЕАЭС № ВУ/112 11.01. ТР004 003 20622 от 16.02.2017 г.

## **1 Описание и работа**

1.1 **СИ ИСТОК** применяется в различных отраслях промышленности, энергетике, коммунальном и сельском хозяйствах.

1.2 **СИ ИСТОК** предназначена для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя в закрытых и открытых водяных и паровых системах теплоснабжения, для измерения расхода природного и других газов, умеренно-сжатых газовых смесей, для измерения расхода элек-



тропроводящих жидкостей, пульп и суспензий, а также для обработки, регистрации, накопления, хранения, отображения и передачи информации о параметрах измеряемой среды.

1.3 В состав **СИ ИСТОК** входят: первичные преобразователи расхода (далее - ППР или расходомеры), датчики давления (далее - ДД), датчики температуры (далее - ДТ), преобразователи измерительные многофункциональные **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** (далее - вычислитель) и вспомогательные технические средства. При необходимости, для увеличения количества измерительных входов вычислителя **ИСТОК-ТМз** применяется преобразователь измерительный многофункциональный **ИСТОК-ТМр** (далее - расширитель).

1.4 Вычислитель, расширитель (при необходимости), вспомогательные технические средства и схемная кроссировка измерительных и интерфейсных линий связи **СИ ИСТОК** конструктивно расположены в монтажном шкафу.

1.5 Принцип действия **СИ ИСТОК** основан на выполнении следующих основных функций:

1) измерение при помощи ППР объемного расхода природного и других газов и массового расхода электропроводящих жидкостей и теплоносителя (теплофикационная вода, пар), прошедших через поперечное сечение трубопровода за единицу времени. Измерение при помощи ДД, ДТ давления и температуры среды в пределах измерительного участка трубопровода. Формирование ППР, ДД, ДТ выходных унифицированных сигналов, пропорциональных измеренным расходам, температуре и давлению измеряемой среды;

2) измерение и преобразование вычислителем унифицированных электрических сигналов от ППР, ДД, ДТ (для **ИСТОК-ТМз** также полученных по интерфейсным каналам связи оцифрованных значений сигналов от расширителя **ИСТОК-ТМр** или удаленного вычислителя **ИСТОК-ТМз**) в математические эквиваленты физических параметров измеряемой среды (плотность, энтальпия, динамическая вязкость, коэффициент сжимаемости, масса, тепловая энергия и др.);

3) выполнение вычислителем алгоритма программной обработки согласно нормативным требованиям, регистрация и хранение исходных и вычисленных значений в энергонезависимой памяти вычислителя, отображение исходных и вычисленных значений на жидкокристаллическом дисплее вычислителя и передача запрашиваемых данных о параметрах измеряемой среды во внешние сети

1.6 В ППР газов, жидкостей и пара **СИ ИСТОК** используются следующие методы измерения расхода:

1) метод переменного перепада давления:

- на базе стандартных сужающих устройств (далее - ССУ);

- на базе осредняющих напорных трубок (далее - ОНТ).

Перепад давления между камерой высокого и низкого давления ССУ или ОНТ измеряют датчиками перепада давления, давление и температуру среды в пределах измерительного участка трубопровода измеряют ДД и ДТ;

2) вихревой, ультразвуковой, магнитоиндукционный и тахометрический методы измерения расхода. Давление и температуру среды в пределах измерительного участка трубопровода измеряют ДД и ДТ.

1.7 В зависимости от вида измеряемой среды, используемого метода измерения расхода, диапазона измерения, обеспечения минимальной погрешности измерения в качестве составных компонентов системы используются следующие измерительные приборы:

1.7.1 Расходомеры с импульсным (частотным) или унифицированным токовым выходным сигналом от 0 (4) до 20 мА (в том числе и с наложенным на него цифровым сигналом по HART протоколу):

- 1) ППР ССУ по ГОСТ 8.586.1 - ГОСТ 8.586.5 в составе с ДД;
- 2) ППР ITABAR серий IB и FT в составе с ДД;
- 3) ППР Annubar в составе с ДД;
- 4) расходомеры Метран-150RFA;
- 5) расходомеры электромагнитные серии 8700;
- 6) расходомеры электромагнитные Promag;
- 7) расходомеры-счетчики электромагнитные PCM-05;
- 8) счетчики электромагнитные ВИРС-М;
- 9) расходомеры вихревые серии 8800;
- 10) расходомеры вихревые digital YEWFLO серии DY;
- 11) расходомеры вихревые FS;
- 12) расходомеры вихревые SITRANS FX300;
- 13) расходомеры вихревые PROWIRL;
- 14) преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200);
- 15) счетчики ультразвуковые ВИРС-У;
- 16) расходомеры-счетчики ультразвуковые SITRANS F US;
- 17) счетчики жидкости и количества теплоты ультразвуковые СНТ2;
- 18) счетчики газа СГ;
- 19) счетчики газа ротационные RVG;
- 20) счетчики газа ротационные RABO.

Примечание - Допускается применение в составе СИ ИСТОК первичных преобразователей расхода (расходомеров, счетчиков) в диапазоне измерений расхода, обеспечивающем погрешности измерения системой расхода и тепловой энергии, не превышающих предельные значения, указанные в таблице 2.

1.7.2 Датчики перепада давления по ГОСТ 22520 с унифицированным токовым выходным сигналом от 0 (4) до 20 мА (в том числе и с цифровым интерфейсом), с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,4 \%$ .

1.7.3 Датчики давления по ГОСТ 22520 с унифицированным токовым выходным сигналом от 0 до 20 мА или от 4 до 20 мА или с цифровым интерфейсом, с максимально допускаемой приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,5 \%$ .

1.7.4 Датчики температуры (или комплект датчиков температуры) с номинальным сопротивлением  $R_0 = (50, 100) \text{ Ом}$ , класс допуска АА, А и В по ГОСТ 6651, СТБ EN 60751, ГОСТ 30232.

1.7.5 Вычислитель **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз**. При необходимости, для увеличения количества измерительных входов вычислителя **ИСТОК-ТМз**, дополнительно применяется расширитель **ИСТОК-ТМр**, который может устанавливаться в одном монтажном шкафу с вычислителем **ИСТОК-ТМз** или отдельно, в индивидуальном монтажном шкафу.

Примечание - Допускается применение в составе системы других средств измерений расхода, внесенных в описание типа на «Системы измерительные ИСТОК» и обеспечивающих погрешности измерения системой расхода и тепловой энергии, не превышающих предельные значения, установленные в технических требованиях на **СИ ИСТОК**.

Внешний вид **СИ ИСТОК** представлен на рисунке 1.

Функциональная схема **ИК ИСТОК** приведена на рисунках 2 и 3.



а)



б)

а) Компоновка монтажного шкафа **СИ ИСТОК-ПАР-07**  
на базе вычислителя **ИСТОК-ТМз**

б) Комплект поставки **СИ ИСТОК** (две СИ ИСТОК-ПАР-07 на разные Ду)

Рисунок 1 – Внешний вид и комплект поставки **СИ ИСТОК**

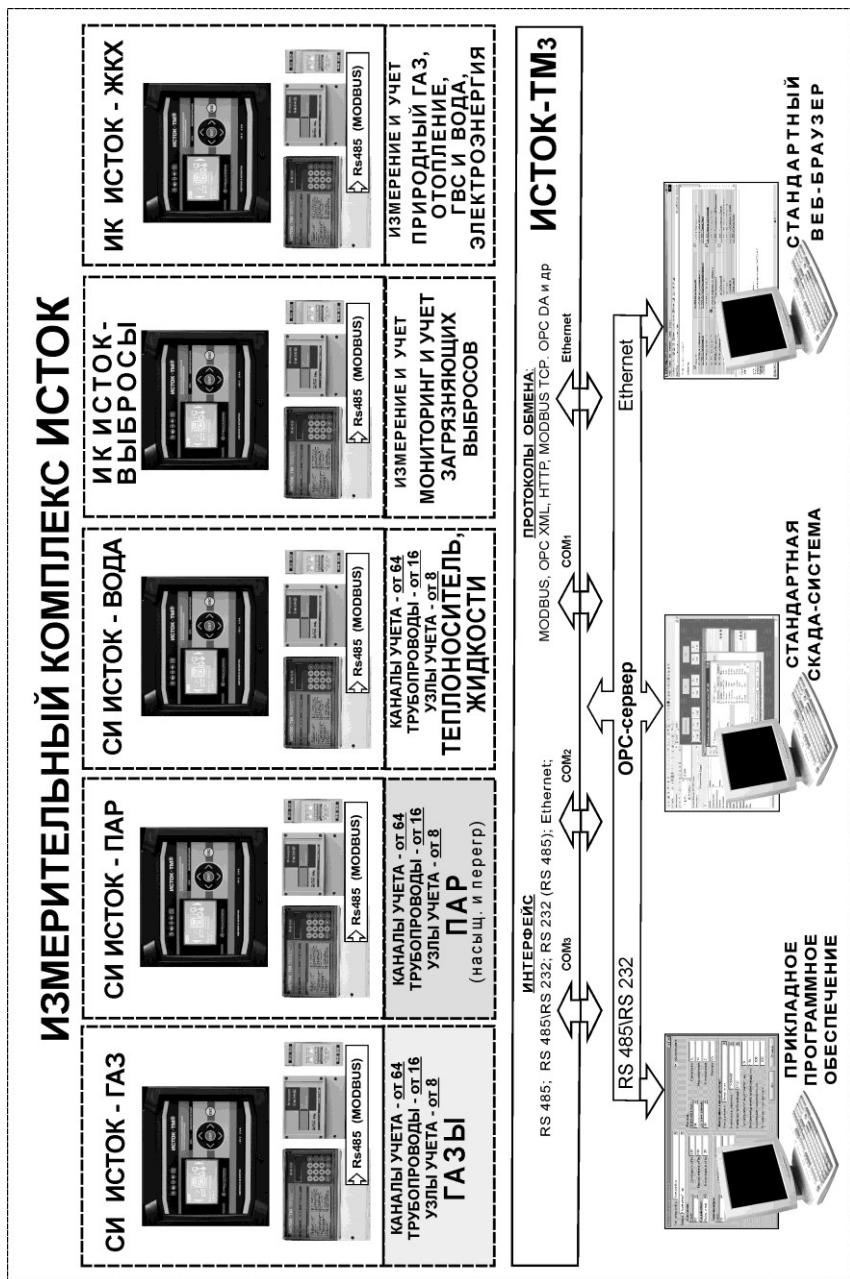


Рисунок 2 – Функциональная схема **ИК ИСТОК** на базе вычислителя **ИСТОК-ТМЗ**

# ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК

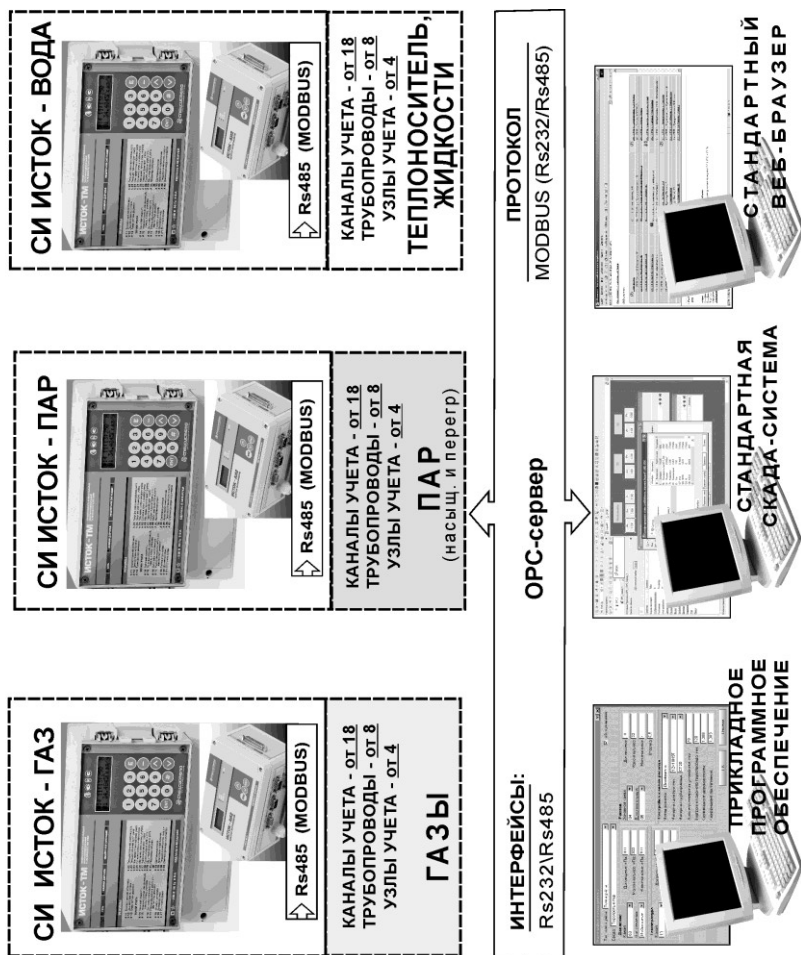


Рисунок 3 – Функциональная схема **ИК ИСТОК** на базе вычислителя **ИСТОК-ТМ**

1.8 Алгоритмы вычисления объёмного расхода природного и других газов, газовых смесей, массового расхода электропроводящих жидкостей и пара, их теплофизические характеристики определяются **СИ ИСТОК** в соответствии с техническими нормативными правовыми актами (ТНПА): ГОСТ 30319.(1-3)–2015, ГОСТ 8.586.(1-5)–2005, ГОСТ Р 8.740–2011, МИ 2451–98, МИ 2667–11, МИ 2412–97, ГОСТ EN 1434–1–2018, ГСССД МР 112–03, ГСССД МР 134–07, ГСССД МР 118–05, ГСССД МР 147–2008.

1.9 СИ ИСТОК имеет следующие модификации и исполнения:

1.9.1 Модификация **СИ ИСТОК-ГАЗ**.

Исполнения: **ИСТОК-ГАЗ-01; ИСТОК-ГАЗ-02; ИСТОК-ГАЗ-03; ИСТОК-ГАЗ-04** предназначены для измерения (в рабочих и стандартных условиях) объёмного расхода природного и других газов (*воздух, азот, аргон, аммиак, ацетилен, водород, двуокись углерода, кислород, а также умеренно-сжатые газовые смеси – на базе вычислителя ИСТОК-ТМз*) в узлах учета систем газоснабжения;

1.9.2 Модификация **СИ ИСТОК-ПАР**.

Исполнения: **ИСТОК-ПАР-05; ИСТОК-ПАР-06; ИСТОК-ПАР-07** предназначены для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя (насыщенный или перегретый водяной пар) в узлах учета паровых системах теплоснабжения;

1.9.3 Модификация **СИ ИСТОК-ВОДА**.

Исполнения: **ИСТОК-ВОДА-08; ИСТОК-ВОДА-09; ИСТОК-ВОДА-10; ИСТОК-ВОДА-11; ИСТОК-ВОДА-12** предназначены для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя (воды), количества электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий в узлах учета водяных систем теплоснабжения, водопользования, водообработки и очистки промышленных, сточных и канализационных вод.

1.10 На базе одного вычислителя **ИСТОК-ТМ** допускается комплектование и выпуск в обращение до *четырех*, а для вычислителя **ИСТОК-ТМз** до *трех систем* различных модификаций и исполнений. При использовании совместно с вычислителем **ИСТОК-ТМз** расширителя **ИСТОК-ТМр** максимальное число комплектуемых систем – *шесть*.

## 2 Технические характеристики

2.1 Форма отображения настроечных данных и регистрируемых параметров в единицах измерения, представлена в таблице 1.

Таблица 1

| Наименование параметра | Единица измерения |
|------------------------|-------------------|
| 1                      | 2                 |
| Время                  | ч, мин, с         |
| Диаметр                | мм                |
| Масса                  | кг, т             |
| Температура            | °С                |

Продолжение таблицы 1

| 1                          | 2                                     |
|----------------------------|---------------------------------------|
| Давление, Перепад давления | кПа (кгс/см <sup>2</sup> )            |
| Объем                      | м <sup>3</sup> , тысяч м <sup>3</sup> |
| Объемный расход            | м <sup>3</sup> /ч                     |
| Массовый расход            | кг/ч (т/ч)                            |
| Тепловая мощность          | ГДж/ч (Гкал/ч)                        |
| Тепловая энергия           | ГДж (Гкал)                            |
| Плотность                  | кг/м <sup>3</sup>                     |
| Энтальпия                  | кДж/кг (ккал/кг)                      |
| Влажность                  | %                                     |
| Процентное содержание      | %                                     |
| Сила тока                  | мА                                    |
| Активное сопротивление     | Ом                                    |
| Частота                    | Гц                                    |

2.2 Основные метрологические и технические характеристики **СИ ИСТОК** представлены в таблице 2.

Таблица 2

| Наименование параметра                                                                                                                                 | Значение                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------|
| 1                                                                                                                                                      | 2                        |
| Вид среды                                                                                                                                              | газы, жидкости, пар      |
| Температура измеряемой среды                                                                                                                           | от минус 40 °С до 80 °С  |
| – газы                                                                                                                                                 | от минус 40 °С до 750 °С |
| – жидкости                                                                                                                                             | от минус 40 °С до 750 °С |
| – насыщенный пар                                                                                                                                       | до 370 °С                |
| – перегретый пар                                                                                                                                       | до 750 °С                |
| Абсолютное давление среды, МПа                                                                                                                         | от 0,1 до 30,0           |
| – газы                                                                                                                                                 | от 0,1 до 30,0           |
| – жидкости                                                                                                                                             | до 21,0                  |
| – насыщенный пар                                                                                                                                       | до 30,0                  |
| – перегретый пар                                                                                                                                       |                          |
| Динамический диапазон, не менее                                                                                                                        | 1:10                     |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИ ИСТОК-ГАЗ при измерении расхода природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, % | ± 1,5                    |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИ ИСТОК-ВОДА (СИ ИСТОК-ПАР) при измерении расхода жидкости (пара), %                                    | ± 2,0                    |

Продолжение таблицы 2

| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 2                                            |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИ ИСТОК-ПАР при измерении тепловой энергии (количества теплоты), %                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | $\pm 2,5$                                    |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИ ИСТОК-ВОДА при измерении тепловой энергии (количества теплоты) в единичном трубопроводе, %                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | $\pm 2,5$                                    |
| Пределы допускаемой относительной погрешности СИ ИСТОК-ВОДА при измерении тепловой энергии (количества теплоты) в закрытом теплообменном контуре, %                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 2-й класс точности по ГОСТ EN 1434-1-2018    |
| Время установления рабочего режима, не более, мин                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 | 15                                           |
| Степень защиты, обеспечиваемая оболочками по ГОСТ 14254-2015:<br>- составные части СИ ИСТОК<br>- вычислитель                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | в соответствии с ТНПА;<br>IP 54, категория 2 |
| По безопасности система в целом соответствует требованиям ГОСТ 12.2.091-2012 для оборудования категории перенапряжения II и степени загрязнения 2.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                              |
| По уровню электромагнитных излучений система соответствует требованиям ГОСТ Р 51522.1-2011 для оборудования класса А.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                              |
| По электромагнитной совместимости система соответствует требованиям ГОСТ Р 51522.1-2011 и устойчива к следующим видам электромагнитных помех для оборудования класса А:<br><ul style="list-style-type: none"> <li>– наносекундным импульсным помехам с критерием качества функционирования «В»;</li> <li>– микросекундным импульсным помехам большой энергии с критерием качества функционирования «В»;</li> <li>– радиочастотным электромагнитным полям с критерием качества функционирования «А»;</li> <li>– кондуктивным помехам, наведенными радиочастотными электромагнитными полями с критерием качества функционирования «А»;</li> <li>– электростатическому разряду с критерием качества функционирования «В».</li> </ul> |                                              |



Продолжение таблицы 2

| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | 2                                        |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| Питание средств измерения, входящих в состав СИ ИСТОК от сети постоянного тока, В<br>- составные части СИ ИСТОК<br>- вычислитель                                                                                                                                                                       | в соответствии с<br>ТНПА;<br>от 19 до 29 |
| Средний срок службы, лет,<br>- составные части СИ ИСТОК<br>- вычислитель                                                                                                                                                                                                                               | в соответствии с<br>ТНПА;<br>12          |
| Средняя наработка на отказ, ч,<br>- составные части СИ ИСТОК<br>- вычислитель                                                                                                                                                                                                                          | в соответствии с<br>ТНПА;<br>75 000      |
| <b>Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-01 (-ПАР-05; -ВОДА-08)</b>                                                                                                                                                                                                                                          |                                          |
| ППР на базе ССУ, датчик разности давлений, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз*                                                       |                                          |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                | от 50 до 1000                            |
| Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, МПа                                                                                                                                                                                                                                                  | По ГОСТ 8.586.5-2005                     |
| Длина измерительного участка (ИУ), Ду**:<br>- до ППР<br>- после ППР                                                                                                                                                                                                                                    | от 5 до 100<br>от 4 до 8                 |
| Максимальная потеря давления, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                      | По ГОСТ 8.586.5                          |
| <b>Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-02 (-ПАР-06; -ВОДА-09)</b>                                                                                                                                                                                                                                          |                                          |
| Расходомер Метран-150RFA или ППР Annubar или ППР ITABAR серий IB и FT, датчик разности давлений, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз* |                                          |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                | от 50 до 1800                            |
| Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, МПа                                                                                                                                                                                                                                                  | По расчету                               |
| Длина измерительного участка, Ду**<br>- до ППР<br>- после ППР                                                                                                                                                                                                                                          | от 8 до 30<br>4                          |
| Длина ИУ со струевыпрямителем, Ду**)<br>- до ППР<br>- после ППР                                                                                                                                                                                                                                        | 8<br>4                                   |
| Максимальная потеря давления, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                      | 0,01                                     |

## Продолжение таблицы 2

| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                    | 2                                 |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------|
| <b>Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-03 (-ПАР-07; -ВОДА-10)</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                               |                                                    |                                   |
| Расходомеры вихревые серии 8800 или SITRANS FX300 или digital YEWFlo серии DY или FS или PROWIRL или преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз* |                                                    |                                   |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                    | от 15 до 350                      |
| Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | серия 8800, ЭМИС-ВИХРЬ 200                         | 0,1                               |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | SITRANS FX300 FS, PROWIRL, digital YEWFlo серии DY | По расчету                        |
| Длина ИУ, Ду**, - до расходометра<br>- после расходометра                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |                                                    | от 15 до 50<br>5                  |
| Длина ИУ со струевыпрямителем, Ду**<br>- до расходометра<br>- после расходометра                                                                                                                                                                                                                                                                            |                                                    | 8<br>5                            |
| Максимальная потеря давления, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                    | 0,01                              |
| <b>Система измерительная ИСТОК - ГАЗ-04</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |                                                    |                                   |
| Счетчики газа ротационные RVG или СГ или RABO, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз*                                                                                                        |                                                    |                                   |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | RVG, RABO                                          | от 50 до 100                      |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | СГ                                                 | от 50 до 200                      |
| Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                                       | RVG, RABO                                          | 0,1                               |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | СГ                                                 |                                   |
| Длина ИУ, Ду**                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | RVG, RABO                                          | не требуется                      |
| Длина ИУ Ду**, - до расходомера<br>- после расходомера                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | СГ                                                 | 5<br>3                            |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                    | Максимальная потеря давления, МПа |
| <b>Система измерительная ИСТОК - ВОДА-11</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |                                                    |                                   |
| Счетчики ультразвуковые ВИРС-У или SITRANS F US или СНТ2; датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз*                                                                                             |                                                    |                                   |
| Температура измеряемой среды                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                | СНТ2                                               | от 0 °С до 160 °С                 |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | SITRANS F US                                       | от 0 °С до 200 °С                 |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | ВИРС-У                                             | от 0 °С до 150 °С                 |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     | СНТ2                                               | от 25 до 1000                     |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | SITRANS F US                                       | от 150 до 4000                    |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | ВИРС-У                                             | от 15 до 1200                     |
| Длина ИУ до расходомера, Ду**;                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | СНТ2, ВИРС-У                                       | от 5 до 20                        |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             | SITRANS F US                                       | от 10 до 40                       |
| Длина ИУ после расходомера, Ду**;                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | СНТ2, ВИРС-У<br>SITRANS F US                       | 5                                 |
| Максимальная потеря давления, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                                                                           |                                                    | 0,01                              |

## Продолжение таблицы 2

| 1                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                | 2                        |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|--------------------------|
| <b>Система измерительная ИСТОК-ВОДА-12</b>                                                                                                                                                                                                                                                                |                |                          |
| Расходомеры электромагнитные серии 8700 или Promag или счетчики электромагнитные РСМ-05 или ВИРС-М; датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , $\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ ), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз* |                |                          |
| Температура измеряемой среды                                                                                                                                                                                                                                                                              | Серии 8700     | от минус 29 °С до 177 °С |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Promag         | от минус 20 °С до 130 °С |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | РСМ-05, ВИРС-М | от 0 °С до 150 °С        |
| Номинальный диаметр трубопровода Ду, мм                                                                                                                                                                                                                                                                   | Серии 8700     | от 4 до 900              |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | Promag         | от 15 до 2000            |
|                                                                                                                                                                                                                                                                                                           | РСМ-05, ВИРС-М | от 15 до 150             |
| Длина ИУ, Ду**, - до расходомера                                                                                                                                                                                                                                                                          |                | 5                        |
| - после расходомера                                                                                                                                                                                                                                                                                       |                | 3                        |
| Максимальная потеря давления, МПа                                                                                                                                                                                                                                                                         |                | 0,01                     |
| * – при необходимости, для увеличения количества измерительных входов вычислителя ИСТОК-ТМз применяется расширитель ИСТОК-ТМр, который может устанавливаться в одном с ним монтажном шкафу или отдельно, в индивидуальном монтажном шкафу;                                                                |                |                          |
| ** – длина измерительного участка в номинальных диаметрах трубопровода.                                                                                                                                                                                                                                   |                |                          |

**3 Состав СИ ИСТОК**3.1 Комплект поставки **СИ ИСТОК** в соответствии с таблицей 3.

Таблица 3

| Модификации СИ ИСТОК                                        | <b>ИСТОК-ГАЗ</b>             |                    |     |     | <b>ИСТОК-ПАР</b> |                 |     |     | <b>ИСТОК-ВОДА</b> |     |     |                 |
|-------------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------|-----|-----|------------------|-----------------|-----|-----|-------------------|-----|-----|-----------------|
| Исполнения СИ ИСТОК                                         | -01                          | -02                | -03 | -04 | -05              | -06             | -07 | -08 | -09               | -10 | -11 | -12             |
| Наименование средства измерения                             | Применяемость по исполнениям |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     |                 |
| 1                                                           | 2                            | 3                  | 4   | 5   | 6                | 7               | 8   | 9   | 10                | 11  | 12  | 13              |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМ  | 1 <sup>1)</sup>              |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     |                 |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМз | 1 <sup>1)</sup>              |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     |                 |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМр | 1 <sup>1)</sup>              |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     |                 |
| ППР ССУ по ГОСТ 8.586.(1-5)                                 | 1                            |                    |     |     | 1                |                 |     | 1   |                   |     |     |                 |
| Трубки осредняющие напорные (ОНТ) Annubar                   |                              | 1 <sup>1)</sup>    |     |     |                  | 1 <sup>1)</sup> |     |     | 1 <sup>1)</sup>   |     |     |                 |
| ОНТ ITABAR серий IB и FT                                    |                              | 1 <sup>1),2)</sup> |     |     |                  | 1 <sup>1)</sup> |     |     | 1 <sup>1)</sup>   |     |     |                 |
| Расходомеры Метран-150RFA                                   |                              | 1 <sup>1)</sup>    |     |     |                  | 1 <sup>1)</sup> |     |     | 1 <sup>1)</sup>   |     |     |                 |
| Расходомеры электромагнитные серии 8700                     |                              |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     | 1 <sup>1)</sup> |
| Расходомеры электромагнитные Promag                         |                              |                    |     |     |                  |                 |     |     |                   |     |     | 1 <sup>1)</sup> |

Продолжение таблицы 3

| 1                                                                  | 2               | 3 | 4               | 5               | 6 | 7               | 8               | 9                                   | 10              | 11              | 12              | 13              |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|-------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Расходомеры-счетчики электромагнитные РСМ-05                       |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 | 1 <sup>1)</sup> |
| Счетчики электромагнитные ВРС-М                                    |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 | 1 <sup>1)</sup> |
| Расходомеры вихревые серии 8800                                    |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Расходомеры вихревые digital YEWFO серии DY                        |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Расходомеры вихревые FS                                            |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Расходомеры вихревые SITRANS FX300                                 |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Расходомеры вихревые PROWIRL                                       |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Преобразователи расхода вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)           |                 |   | 1 <sup>1)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |                                     |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |                 |
| Счетчики ультразвуковые ВРС-У                                      |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |
| Расходомеры-счетчики ультразвуковые SITRANS F US                   |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |
| Счетчики жидкости ультразвуковые СНТ2                              |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 | 1 <sup>1)</sup> |                 |
| Счетчики газа СГ                                                   |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 |                 |
| Счетчики газа ротационные RVG                                      |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 |                 |
| Счетчики газа ротационные RABO                                     |                 |   |                 | 1 <sup>1)</sup> |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 |                 |
| Датчики перепада давления                                          | 1 <sup>3)</sup> |   |                 |                 |   | 1 <sup>3)</sup> |                 |                                     | 1 <sup>3)</sup> |                 |                 |                 |
| Датчики давления                                                   | 1 <sup>4)</sup> |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 |                 |
| Датчики температуры платиновые                                     | 1 <sup>5)</sup> |   |                 |                 |   |                 |                 | 1 <sup>5)</sup> или 1 <sup>6)</sup> |                 |                 |                 |                 |
| Датчики температуры платиновые с унифицированным выходным сигналом |                 |   |                 |                 |   |                 |                 |                                     |                 |                 |                 |                 |

<sup>1)</sup> – комплектность системы определяется заказом;

<sup>2)</sup> – ОНТ ИТАВАР серий IB и FT не используются для природного газа;

<sup>3)</sup> – датчики перепада давления по ГОСТ 22520-85 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,4 \%$ , внесенные в Государственный реестр средств измерений;

<sup>4)</sup> – датчики давления по ГОСТ 22520-85 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,5 \%$ , внесенные в Государственный реестр средств измерений;

<sup>5)</sup> – датчики температуры платиновые  $R_0 = (50, 100) \text{ Ом}$ , класс AA, A и B по ГОСТ 6651-2009, ГОСТ 30232-94, СТБ EN 60751-2011, внесенные в Государственный реестр средств измерений;

<sup>6)</sup> – комплект датчиков температуры платиновых  $R_0 = (50, 100) \text{ Ом}$ , класс AA, A и B по ГОСТ 6651-2009, ГОСТ 30232-94, СТБ EN 60751-2011, внесенные в Государственный реестр средств измерений.

Примечание - Допускается применение в составе СИ ИСТОК первичных преобразователей расхода (расходомеров, счетчиков) в диапазоне измерений расхода, обеспечивающем погрешности измерения системой расхода и тепловой энергии, не превышающих предельные значения, указанные в таблице 2.

## 4 Устройство и работа

4.1 **СИ ИСТОК** является составным изделием и его конкретное исполнение определяется заказом.

4.2 Краткое описание средств измерения, входящих в состав **СИ ИСТОК**, приведены в приложениях А - Г и в эксплуатационной документации (ЭД) на эти составные части.

## 5 Маркировка и пломбирование

5.1 Маркировка средств измерений, входящих в состав **СИ ИСТОК**, приведена в их ЭД.

5.2 ППР, ДД и ДТ, входящие в состав **СИ ИСТОК**, защищены от несанкционированного вмешательства и опломбированы в соответствии с их ЭД.

5.3 Для обеспечения целостности **СИ ИСТОК** и защиты от несанкционированного доступа монтажный шкаф **СИ ИСТОК** пломбируется.

### **ВНИМАНИЕ!**

**В случае нарушения или несанкционированного снятия потребителем пломб предприятия-изготовителя со средств измерения, входящих в состав СИ ИСТОК, изготовитель аннулирует гарантийные обязательства на данный комплект СИ ИСТОК.**

## 6 Упаковка

6.1 Упаковка составных частей **СИ ИСТОК** в соответствии с требованиями ЭД на эти составные части.

## 7 Гарантийные обязательства

7.1 При соблюдении правил монтажа, эксплуатации, транспортирования и хранения гарантийный срок эксплуатации – минимальный срок гарантии средств измерений, входящих в состав системы, но не менее 12 мес со дня ввода в эксплуатацию. Гарантийный срок хранения – 6 мес со момента изготовления **СИ ИСТОК**.

## 8 Меры безопасности

8.1 При работе со средствами измерений, входящих в состав **СИ ИСТОК**, опасным производственным фактором является измеряемая среда, находящаяся под давлением - до 30 МПа, а в некоторых случаях и высокая температура - до 600 °С.

8.2 При монтаже, эксплуатации, обслуживании и проведении испытаний **СИ ИСТОК** необходимо:

- соблюдать требования безопасности, установленные в ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», эксплуатационной документации на составные части системы, инструкциях по эксплуатации, прилагаемых к средствам измерений, используемым при измерениях;

- обеспечивать герметичность фланцевых или резьбовых соединений датчиков с трубопроводом.

8.3 К эксплуатации системы допускаются лица, достигшие 18 лет, имеющие группу по электробезопасности не ниже II, удостоверение на право работы с электроустановками до 1000 В и прошедшие инструктаж на рабочем месте.

## 9 Подготовка к работе

### 9.1 Общие положения

9.1.1 Установка монтажного шкафа и средств измерений, входящих в состав **СИ ИСТОК**, должны производиться квалифицированными специалистами в строгом соответствии с настоящим руководством и ЭД на средства измерения, входящие в состав **СИ ИСТОК**.

9.1.2 Распаковку средств измерения, входящих в состав **СИ ИСТОК**, следует производить согласно указаниям, содержащимися на транспортной таре. При вскрытии тары необходимо пользоваться инструментом, не производящим сильных сотрясений.

9.1.3 После вскрытия упаковки следует проверить комплектность **СИ ИСТОК** на соответствие ЭД.

9.1.4 После вскрытия упаковки составные части **СИ ИСТОК** следует выдерживать при нормальных условиях не менее суток, а затем вводить в эксплуатацию.

9.1.5 Выбор места для установки составных части **СИ ИСТОК** следует производить согласно требованиям ЭД на эти составные части.

9.1.6 Недопустимо наличие в воздухе паров кислот, щелочей, примесей аммиака, сернистых и других агрессивных газов, вызывающих коррозию.

9.1.7 Электронные блоки средств измерения не следует устанавливать на месте, подверженном вибрации частотой более 25 Гц, амплитудой более 0,1 мм и вблизи источников мощных электрических полей.

### 9.2 Монтаж средств измерения, входящих в состав системы

9.2.1 Установка монтажного шкафа необходимо производить на стене или щите, защищенных от вибрации, согласно комплекту ЭД.

9.2.2 Способ установки монтажного шкафа – настенный, с креплением в четырех точках. Рабочее положение – вертикальное. При установке необходимо обеспечить удобный доступ к монтажной части и кабельным вводам. Рекомендуется устанавливать монтажного шкафа на высоте от 1200 до 1800 мм над уровнем пола. При этом обеспечивается наилучшее восприятие зрительной информации, выводимой на индикатор вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз**.

9.3 Монтаж первичных преобразователей расхода или перепада давления.

9.3.1 Преобразователи расхода, как правило, состоят из первичного преобразователя и электронного блока. Первичный преобразователь может быть установлен на подающий, обратный или иной трубопровод.

9.3.2 Первичные преобразователи могут быть установлены на горизонтальном или наклонном трубопроводе при условии, что весь объем трубы преобразователя заполнен теплоносителем. При установке необходимо следить, чтобы направление стрелки совпадало с направлением движения теплоносителя в трубопроводе.

При монтаже первичных преобразователей в разрыв трубопровода необходимо обеспечить прямолинейный участок трубы заданной длины до и после преобразователя. Минимально допустимые длины участков указаны в ЭД на преобразователи.

9.3.3 Требования к монтажу первичных преобразователей расхода и перепада давления приведены в ЭД на данные средства измерений, входящие в состав системы и ГОСТ 8.586.(1-2)-2005.

#### 9.4 Монтаж термопреобразователей

9.4.1 Место установки термопреобразователей должно быть выбрано, по возможности, вблизи ввода трубопроводов на объект. Места установки термопреобразователей на трубопроводе и выступающие металлические части самих термопреобразователей должны быть термоизолированы.

9.4.2 Для защиты термопреобразователей от механического воздействия на них со стороны теплоносителя, они должны монтироваться в специальных защитных гильзах. Термопреобразователи должны устанавливаться так, чтоб их чувствительные элементы пересекали ось потока.

9.4.3 Требования к монтажу термопреобразователей приведены в ЭД на данные средства измерений.

#### 9.5 Монтаж датчиков давления

9.5.1 Соединительные трубки от места отбора давления к ДД должны быть проложены по кратчайшему пути, но достаточной для того, чтобы температура теплоносителя, поступающего в ДД, не отличалась от температуры окружающего воздуха. Рекомендуемая длина линии не более 15 м.

9.5.2 Соединительные линии должны иметь односторонний уклон не менее 1:10 вниз от места отбора давления. В нижних точках соединительных линий рекомендуется устанавливать отстойные сосуды. В соединительных линиях должны предусматриваться самостоятельные устройства для их продувки.

9.5.3 В соединительной линии от места отбора давления к ДД рекомендуется установить два вентиля или трехходовой кран для отключения ДД от линии и соединения его с атмосферой с тем, чтобы упростить поверку нуля.

#### 9.6 Монтаж электрических цепей

9.6.1 Монтаж электрических цепей между средствами измерения, а также между отдельными блоками средств измерения (ППР, ДД) и подключение кабелей питания следует производить в соответствии с ЭД этих составных частей и проектом на узел учета.

9.6.2 При монтаже электрических цепей должны быть учтены следующие общие положения:

- Во избежание дополнительных помех и наводок от близко расположенных силовых кабелей или другого оборудования, а также для защиты от механического повреждения размещения всех кабелей должно быть выполнено в стальных заземленных трубах или металлорукавах, возможно применение экранированных кабелей и витых пар;

- Не допускается прокладка измерительных цепей в одной трубе с силовыми цепями напряжением 230/380 В. Согласно требованиям ПУЭ и «Ведомственные нормы технологического проектирования. Проводные средства связи. Линейно-кабельные сооружения Минсвязи. ВНТП-116-80» расстояние кабелей связи до силовых цепей 230/380 В должно быть не менее 500 мм;

- Для обеспечения требований по точности измерений необходимо выполнить рабочее заземление средств измерения **СИ ИСТОК** согласно ЭД на эти составные части;

- Экраны линий связи датчиков рекомендуется заземлять в одной точке со стороны вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** или расширителя **ИСТОК-ТМр**. Со стороны датчиков экраны следует отключить как от шин заземления (зануления), так и от корпусов датчиков.

9.7 Демонтаж **СИ ИСТОК** следует осуществлять в следующем порядке:

- Отключить питание средств измерения **СИ ИСТОК**;

- Перед демонтажем датчиков необходимо перекрыть поток в трубопроводе в месте установки датчиков и убедиться в том, что на участке, где установлен датчик, отсутствует давление;

- Отсоединить кабели связи от средств измерения **СИ ИСТОК**. Отсоединить от вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** или расширителя **ИСТОК-ТМр** линии интерфейса, линии входа и выхода (при их наличии);

- Отсоединить от датчика заземляющие шины;

- Демонтировать датчик;

- Демонтировать вычислитель **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** или расширитель **ИСТОК-ТМр**.

9.8 Комплексная проверка готовности **СИ ИСТОК** к работе

9.8.1 Проверка монтажа электрических цепей, соединяющих средства измерения **СИ ИСТОК**. Проверка герметичности закрытия корпусных крышек датчиков во избежание попадания в них влаги или грязи.

9.8.2 Подать поток среды в трубопровод под рабочим давлением и проверить герметичность соединения датчиков с трубопроводом; течь и просачивание не допускаются.

9.8.3 Включить питание датчика и вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** или расширителя **ИСТОК-ТМр**. На дисплее вычислителя наблюдать параметры контролируемой среды по обслуживаемым трубопроводам. Порядок значений должен совпадать с расчетными значениями согласно проекта на узел учета.



## **ВНИМАНИЕ!**

1. Подключение датчиков к входным клеммам вычислителя и расширителя, замена и устранение дефектов в линиях связи допускается только при отключенном питающем напряжении как датчика, так и вычислителя и расширителя.

2. Во избежание попадания пыли и других посторонних частиц внутрь вычислителя и расширителя, подключение измерительных и информационных линий связи к клеммным соединителям выполнять только с использованием гермовводов, входящих в комплект ЗИП вычислителя и расширителя.

В рабочем состоянии крышка клеммного отсека должна быть закрыта, неиспользуемые отверстия в корпусе должны быть закрыты заглушками.

3. Запрещается подключать к вычислителю и расширителю неисправные датчики или датчик с выходной характеристикой, не соответствующей требованиям ЭД.

4. При проверке целостности информационных линий связи не допускать попадания на них электрических напряжений, не предусмотренных ЭД на средств измерения, входящих в **СИ ИСТОК**, и нормативной документацией на устройства связи.

5. При проведении сварочных работ на трубопроводах, на которых установлены датчики, последние необходимо обесточить и отключить от вычислителя и расширителя.

## **10 Порядок работы СИ ИСТОК**

10.1 К работе допускается **СИ ИСТОК**, составные части которой не имеют повреждений внешнего вида, нарушения пломб изготовителей средств измерения и контролирующих органов и подготовленная к работе в соответствии с разделом 9 настоящего руководства.

10.2 В процессе эксплуатации **СИ ИСТОК** пользователь производит снятие показаний учетных и контролируемых параметров с дисплея вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** или с ПК.

10.3 Вычислитель имеет два режима работы - режим измерения и режим «Программирование» («Конфигурирование» - для вычислителя **ИСТОК-ТМз**).

В режиме измерения на дисплее отображаются полученные данные по результатам вычислений и текущих измерений. Подробное описание режимов индикации, используемых в режиме измерения, приведено в руководстве по эксплуатации вычислителя.

Настройка вычислителя на конкретные условия применения сводится к вводу в него значений параметров, описывающих датчики и схемы энергоснабжения по каждому трубопроводу (поток) в соответствии с общепринятыми правилами и нормами в режиме «Программирование».

В вычислителе **ИСТОК-ТМз** реализован метод **быстрой установки параметров с помощью «Шаблонов конфигурирования»**, размещенных в меню «Сервис». Этот способ существенно облегчает процесс ввода настроечных данных по типовым конфигурациям учета водяных, газовых и паровых сред.

Подробное описание режима «Конфигурирование» приведено в руководстве по эксплуатации вычислителя **ИСТОК-ТМз**.

10.4 Расширитель **ИСТОК-ТМр** выполняет функцию измерения входных электрических сигналов постоянного тока, омического сопротивления, частоты и импульсов от датчиков потока или расходомера, датчиков давления или датчиков перепада давления, датчиков температуры и передачи результатов измерения по интерфейсному каналу RS-485 ведущему устройству, например вычислителю **ИСТОК-ТМз** или в ПК с установленным специализированным программным обеспечением для дальнейшей программно-математической обработки.

10.5 После окончания ввода настроечных данных крышка клемного отсека вычислителя и расширителя подлежит опломбированию. Опломбирование производит представитель государственного надзорного органа или лица, ответственного за работу системы.

## 11 Техническое обслуживание

11.1 Порядок обслуживания **СИ ИСТОК** приведен в ЭД средств измерений, входящих в состав системы.

## 12 Поверка

12.1 **СИ ИСТОК** подвергается государственной поверке при выпуске из производства, после ремонта, при эксплуатации и хранении в соответствии с «Системы измерительные ИСТОК. Методика поверки. МП. МН 1360 – 2004».

12.2 Для **СИ ИСТОК** установлен поэлементный *расчетный* метод поверки. Средства измерений, входящие в состав системы, подвергаются поверке отдельно в соответствии с утвержденными методиками поверки соответствующих средств измерения, входящих в состав системы.

**Межповерочный интервал СИ ИСТОК – не более наименьшего межповерочного интервала средства измерения, входящего в состав системы конкретной комплектации.**

## 13 Возможные неисправности и методы их устранения

13.1 Функциональные ресурсы вычислителя **ИСТОК-ТМ** или **ИСТОК-ТМз** дают возможность постоянно контролировать работоспособность всех составных частей системы. Анализ состояния самого вычислителя выполняется с помощью встроенных тестов, а правильность работы датчиков оценивается по критерию соответствия текущих значений входных сигналов, пропорциональных расходу, объему, температуре и давлению теплоносителя, допустимым диапазонам их изменения.

13.2 Возможные неисправности и методы их устранения приведены в ЭД средств измерений, входящих в состав системы.

## 14 Хранение и транспортирование

14.1 Хранение **СИ ИСТОК** на складах должно производиться в закрытых отапливаемых помещениях в условиях 1 (Л) по ГОСТ 15150-69. Хранение средств измерений, входящих в состав системы, производится в закрытых вентилируемых помещениях при температуре окружающего воздуха от 15 °С до 40 °С и относительной влажности не более 80 % при отсутствии в воздухе агрессивных примесей.

14.2 Распаковку **СИ ИСТОК** в зимнее время следует производить только при нормальных условиях, предварительно выдержав средства измерений, входящие в состав системы, не распакованными в нормальных условиях не менее 6 ч.

14.3 **СИ ИСТОК**, упакованная в соответствии с требованиями ЭД, может транспортироваться на любое расстояние автомобильным, железнодорожным транспортом и в герметизированных отсеках самолетов. Условия транспортирования должны соответствовать условиям хранения 3 по ГОСТ 15150-69.

14.4 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.

14.5 Масса грузовых мест составных частей системы в соответствии с ЭД на средства измерений, входящие в состав системы.

14.6 Срок хранения **СИ ИСТОК** в упаковке изготовителя – 6 месяцев с даты изготовления.

## 15 Утилизация

15.1 После окончания срока службы (эксплуатации) средства измерений, входящие в состав **СИ ИСТОК**, направляют на утилизацию, при этом отделяют комплектующие изделия, содержащие драгметаллы и детали, содержащие цветные металлы, которые сдают на переработку.

Сведения об утилизации изложены в соответствующем руководстве по эксплуатации на изделие, входящее в состав системы.

**СИ ИСТОК-ГАЗ-03, ИСТОК-ПАР-07, ИСТОК-ВОДА-10**  
на базе расходомеров **8800, ЭМИС ВИХРЬ-200**  
**YEWFO DY, SITRANS FX300, PROWIRL, FS**

**ИСТОК-ТМ3: МОДУЛЬ СБОРА И ОБРАБОТКИ**



**АНАЛОГОВЫЕ ИК (АИК)**  
8 ИК силы тока  
3 ИК омим. сопротивления  
2 ИК частоты

**ЦИФРОВЫЕ ИК (ЦИК)**  
**RS485 (MODBUS)**  
**ИСТОК-ТМР; ИСТОК-ТМ;  
ИСТОК-ТМ3**

**АИК** ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ  
**ЦИК** ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ  
ДАТЧИКИ РАСХОДА

**8800, ЭМИС-ВИХРЬ-200  
SITRANS FX300,  
PROWIRL,  
FS**

**64 КАНАЛА УЧЕТА  
16 ТРУБОПРОВОДОВ  
8 УЗЛОВ УЧЕТА**

**ГАЗЫ,  
ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ  
(ПАР, ВОДА),  
ЖИДКОСТИ**

**ИНТЕРФЕЙС**  
RS 485  
RS 485\RS 232;  
RS 232 (RS 485)  
Ethernet;  
COM3 COM2

**ПРОТОКОЛЫ ОБМЕНА:**  
MODBUS,  
OPC XML, HTTP,  
MODBUS TCP,  
OPC DA и др.  
COM1 Ethernet

**ВЫХОДНЫЕ КАНАЛЫ**  
**2 ВЫХ.: "ВКЛ"/"ВЫКЛ"**

**Принтер EPSON LX 350**  
**RS 232**  
**GSM модем**

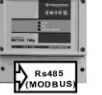
**ИСТОК-ТМ: МОДУЛЬ  
РАСШИРЕНИЯ**



**АНАЛОГОВЫЕ ИК** ДАТЧИКИ  
12 ИК силы тока РАСХОДА  
4 ИК омим. сопротив. ДАВЛЕНИЯ  
2 ИК частоты ТЕМПЕРАТУРЫ

Количество - по заказу

**ИСТОК-ТМР: МОДУЛЬ  
РАСШИРЕНИЯ**



**АНАЛОГОВЫЕ ИК** ДАТЧИКИ  
4 ИК силы тока РАСХОДА  
3 ИК омим. сопротив. ДАВЛЕНИЯ  
2 ИК частоты ТЕМПЕРАТУРЫ

Количество - по заказу

**ИСТОК-ТМa: модуль  
аналоговый**  
**Rs485 (MODBUS)**  
**ВЫХОДНЫЕ КАНАЛЫ**  
2 ВЫХ.: I1 →  
4 - 20 mA I2 →  
Количество - по заказу

**ИСТОК-ТМa: модуль  
аналоговый**  
**Rs485 (MODBUS)**  
**ВЫХОДНЫЕ КАНАЛЫ**  
2 ВЫХ.: I1 →  
4 - 20 mA I2 →  
Количество - по заказу

**АИК**  
ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ  
ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ  
ДАТЧИКИ РАСХОДА

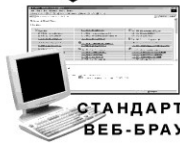
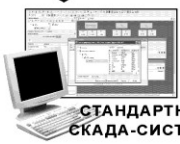
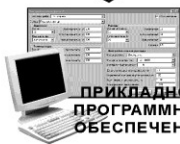
**ЦИК**

**RS 485 (ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КАНАЛЫ)**

**RS 485\RS 232**

**OPC-сервер**

**Ethernet**



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

## А. ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ

## А.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Вихревые расходомеры используют явление, названное "Испускание вихря", которое происходит в том случае, когда поток среды (пара, газа или жидкости) встречается с необтекаемым препятствием (вихреобразующим телом). Периферийные слои среды не могут обтекать определенные контуры вихреобразующего тела и отделяются от его поверхности, формируя вихри, которые движутся по направлению потока (так называемая «вихревая дорожка Кармана»). Вихри отделяются от «вихреобразующего тела» с частотой, пропорциональной средней скорости потока в трубе.

$$S_f = f d \mid V_0$$

Где:  $f$  = частота вихря;

$d$  = диаметр тела сопротивления;

$V_0$  = скорость среды.

Теоретическое обоснование вихревого расходомера состоит в том, что постоянная Струхала остается таковой для широкого диапазона чисел Рейнольдса (диапазона измерений). Частота образования вихрей не зависит от давления, температуры и плотности среды. Следовательно, один и тот же вихревой расходомер может применяться для измерения объемного расхода пара, газа и жидкостей.

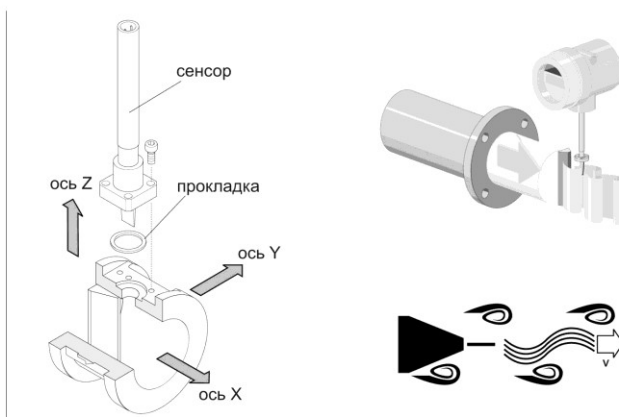


Рис. А.1 Структура и принцип действия вихревого расходомера

## А.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ГАЗ-03, ИСТОК-ПАР-07, ИСТОК-ВОДА-10, использующих вихревые расходомеры Серии 8800 или SITRANS FX300, или PROWIRL, или FS следует отнести:

- 1) широкий динамический диапазон измерения ( $G_{\max} / G_{\min} > 15$  по газообразным средам и  $> 35$  по воде);
- 2) высокая точность расходомера ( $\delta_a \geq 1\%$ ) и долговременная стабильность;
- 3) применим для жидкости, газов и пара (взаимозаменяемость одного расходомера под измерение различных сред);
- 4) низкие потери давления и низкую стоимость установки;
- 5) минимальное требование к метрологическому (КИПиА) обслуживанию, а, следовательно, минимальные эксплуатационные затраты.

К недостаткам вихревых расходомеров необходимо отнести:

- 1) уменьшение точности измерения при числе Рейнольдса  $Re < 20000$ ;
- 2) не применим для жидкостей с высокой вязкостью;
- 3) ограниченный диаметр условного прохода (применяется для  $D_u < 350$  мм).

### А.3 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для точного измерения вихревыми расходомерами расхода жидкостей, газов и пара в круглых трубопроводах (при любой их ориентации в пространстве), должны быть соблюдены два основных условия:

1) турбулентность (равномерность) потока. Это достигается обеспечением достаточной длины входных и выходных участков трубопровода (15 - 50 Ду до расходомера и до 5 Ду после). Если имеется два и более фактора, нарушающих поток, прямые участки должны быть увеличены. При ограниченном пространстве и большом диаметре трубопровода не всегда возможно выполнить упомянутые выше рекомендации. В этом случае следует применить струевыпрямитель потока, позволяющий уменьшить длину входного участка до 10 Ду. Струевыпрямитель потока устанавливается между двумя фланцами и центрируется фланцевыми болтами. Он эффективно выпрямляет профиль потока с низкой потерей давления.

2) внутренний диаметр трубопровода. Перед установкой прибора необходимо убедиться, что диаметр его условного прохода соответствует типоразмеру трубопровода. Это обязательное требование, т.к. калибровка/проверка расходомера выполняется только под конкретный диаметр трубопровода.

Установка расходомера в вертикальных трубопроводах (Позиция А, рис. 2.2) и протекании жидкости снизу вверх гарантирует, что трубопровод всегда будет заполнен. При установке расходомеров на горизонтальных трубопроводах с высокотемпературным теплоносителем (позиции В, С и D, например пар), рекомендуемая установка расходомеров позиция С или D. Эти требования необходимы для недопущения перегрева электронной части расходомера.

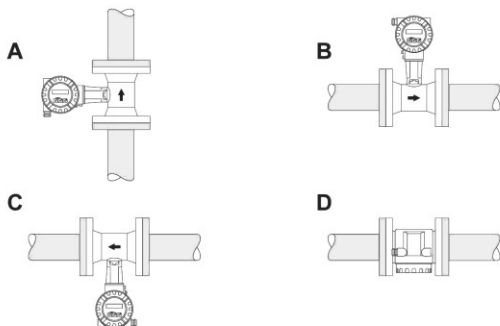


Рис. А.2 Рекомендуемые варианты установки вихревых расходомеров

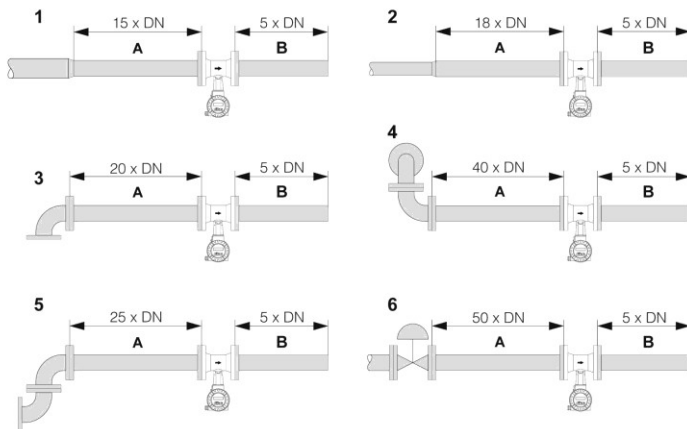


Рис. А.3 Требования к прямым участкам при монтаже вихревых расходомеров

При установке после расходомера точек измерения температуры и давления, должны быть соблюдены следующие расстояния:

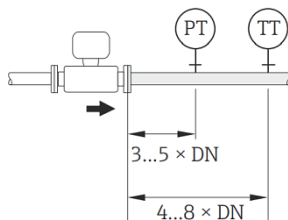
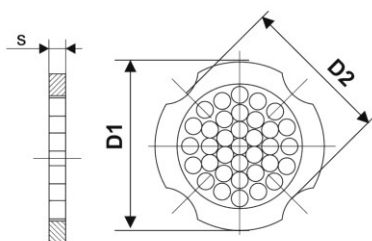


Рис. А.4 Измерительные участки для установки датчиков давления и температуры

При ограниченном пространстве и большом диаметре трубопровода не всегда возможно выполнить упомянутые выше рекомендации. В этом случае следует применить выпрямитель потока позволяющего уменьшить длину входного участка до 10 ДУ. Выпрямитель потока устанавливается между двумя фланцами и центрируется фланцевыми болтами. Он эффективно выпрямляет профиль потока с низкой потерей давления.



**D1:** Выпрямитель потока центрируется по наружному диаметру шпильки  
**D2:** Выпрямитель потока центрируется шпильками по углублениям

Рис. А.5 Перфорированный выпрямитель потока

**ПРИМЕР РАСЧЕТА ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ НА ВЫПРЯМИТЕЛЕ ПОТОКА:**  
 Потеря давления на выпрямителе потока рассчитывается по формуле:

$$\Delta P [\text{мбар}] = 0,0085 \times \rho [\text{кг/м}^3] \times v [\text{м/с}]$$

1. Пример для пара

$P = 10 \text{ бар абс}; t = 240^\circ\text{C};$

$\rho = 4.39 \text{ кг/м}^3; v = 40 \text{ м/с};$

$\Delta P = 0,0085 \times 4,39 \times 40 = 59,7 \text{ мбар}$

2. Пример для конденсата  $\text{H}_2\text{O}$  ( $80^\circ\text{C}$ )

$\rho = 965 \text{ кг/м}^3; v = 2.5 \text{ м/с}$

$\Delta P = 0,0085 \times 965 \times 2,5 = 51,3 \text{ мбар}$

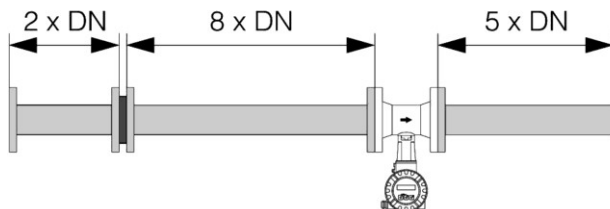


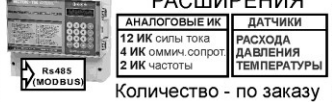
Рис. А.6 Измерительные участки при установке перфорированного выпрямителя потока

**СИ ИСТОК-ГАЗ-02, ИСТОК-ПАР-06, ИСТОК-ВОДА-09**  
на базе расходомеров **Метран-150RFA, Annubar, ITABAR**

**ИСТОК-ТМ3: МОДУЛЬ СБОРА И ОБРАБОТКИ**



**ИСТОК-ТМ: МОДУЛЬ РАСШИРЕНИЯ**



**ИСТОК-ТМр: МОДУЛЬ РАСШИРЕНИЯ**

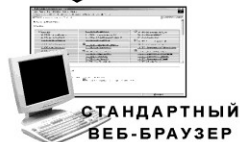
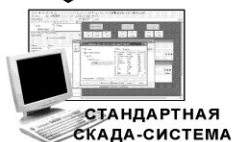
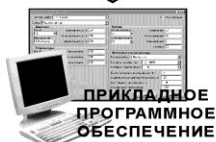


RS 485 (ЦИФРОВЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ КАНАЛЫ)

RS 485\RS 232

ОПС-сервер

Ethernet





## Приложение В

### В. ОСРЕДНЯЮЩИЕ НАПОРНЫЕ ТРУБКИ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА И ВОДЫ

#### В.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Напорные устройства создают перепад давления ( $\Delta P$ ), зависящий от динамического давления потока, т.е. в зависимости от скорости потока, существующей в месте их установки.

Создаваемый в осредняющих напорных трубках (ОНТ) перепад давления, в соответствии с теоремой Бернулли, пропорционален квадрату скорости течения в трубе. В общем виде формула расчета объемного расхода при применении **ОНТ** имеет следующий вид:

$$Q = K \sqrt{\Delta P}$$

где: К коэффициент расхода ОНТ.

**ОНТ** встраивается по диаметру трубы в протекающий поток. Падение давления на **ОНТ** минимально, поскольку она очень мало ограничивает поток. Сенсорные отверстия расположены на двух сторонах первичного элемента расхода, как против течения, так и по нему. Эти отверстия соединены со сдвоенными усредняющими камерами. Число отверстий пропорционально диаметру трубы. Отверстия, направленные против течения, и соответствующая камера, воспроизводят среднее давление скоростного напора. Отверстия, направленные по течению, и соответствующая камера, воспроизводят среднее опорное давление. Их разность дает точный и стабильный сигнал перепада давления, который пропорционален расходу. **ОНТ** обеспечивают точность  $\pm 1\%$  от значения расхода при изменении потока в диапазоне **10:1**.

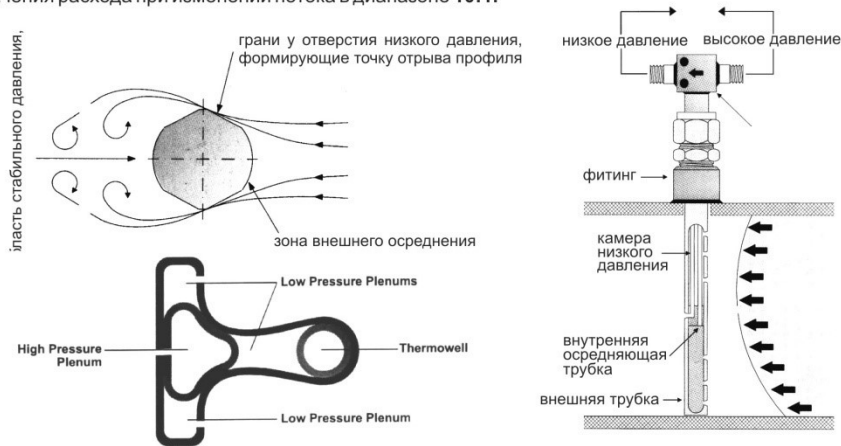


Рис. В.1 Структура и принцип действия ОНТ и Т-образный конструктив Rosemount 485 Annubar

#### В.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ГАЗ-02, ИСТОК-ПАР-06, ИСТОК-ВОДА-09, использующих **ОНТ**, следует отнести:

- 1) широкий динамический диапазон измерения ( $G_{\max}/G_{\min} > 8$  по газообразным средам и  $> 30$  по воде);
- 2) высокая точность **ОНТ** ( $\delta_q > 1\%$ ) и долговременная стабильность;
- 3) применим для жидкости, газов и пара;
- 4) возможность установки и замены без остановки потока;
- 5) простая методика поверки **ОНТ**;
- 6) низкие потери давления, простая, а, следовательно, низкая стоимость установки. Это одно из самых существенных достоинств **ОНТ**, которое наиболее очевидно при установке на трубопроводы от 200 мм и более!

К недостаткам осредняющих напорных трубок необходимо отнести:

- 1) уменьшение точности измерения при числе Рейнольдса  $Re < 20000$  ( $Re < 15000$  для больших диаметров);

### В.3 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Максимально допустимые температура, давление, дифференциальное давление указываются на металлических ярлычках, прикрепляемых к **ОНТ**. Эксплуатация с превышением любого из максимальных параметров расхода может привести к повреждению воспринимающего элемента расхода и окружающих системных компонентов.

Для получения от **ОНТ** точных и воспроизводимых измерений расхода следует учитывать следующее:

- 1) при измерениях воздуха и газа дифференциальное давление должно превышать 5 мм водяного столба (49,05 Па) при минимальном расходе;
- 2) при измерениях жидкостей дифференциальное давление должно превышать 25 мм водяного столба (245,5 Па) при минимальном расходе;
- 3) **ОНТ** не будет выполнять точные измерения для двухфазных потоков или для пара ниже температуры насыщения;
- 4) при измерениях пара дифференциальное давление должно превышать 50 мм водяного столба (490,5 Па) при минимальном расходе.

Положение **ОНТ** в пульсирующем потоке вызывает шумы в сигнале. Вибрация также искажает выходной сигнал и подвергает риску конструкционные пределы **ОНТ**. Устанавливать **ОНТ** необходимо на надежном участке трубы как можно дальше от источников пульсаций, например, запорных клапанов, поршневых компрессоров или насосов и регулирующих клапанов. Если имеются более длинные прямые участки трубы, то располагать **ОНТ** необходимо там, где 80% участка расположены вверх по потоку от датчика и 20% вниз.

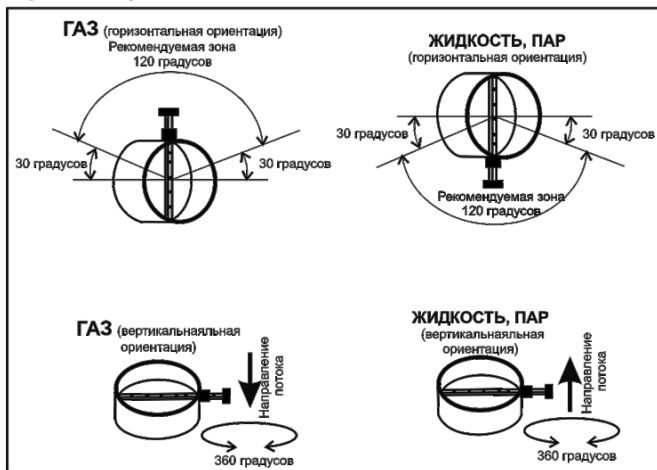


Рис. В.2 Основные правила монтажа ОНТ

Правила монтажа датчиков дифференциального давления. Прежде чем выбирать место для **ОНТ**, необходимо учесть расположение датчика дифференциального давления. При использовании в жидкостях датчик располагают ниже уровня соединений **ОНТ**. При использовании в воздухе и газах датчик располагают выше уровня соединений **ОНТ**.

Соединительные линии должны быть как можно более короткими, однако иметь достаточную длину для того, чтобы охладить технологическую жидкость до температурных пределов датчика. Датчик и соединительные линии должны монтироваться в стабильной, свободной от вибрации среде.

Правила монтажа соединительных трубок. Следующие требования должны тщательно соблюдаться при использовании в условиях высоких температур:

- соединительные трубки должны быть рассчитаны на рабочие условия и должны быть достаточно длинными, чтобы обеспечить температуру на датчике дифференциального давления менее 90 °С;

- наружная установка требует локализации тепла для предотвращения замерзания соединительных трубок. Соединительные трубки должны иметь уклон к горизонтали не менее 1:10 и должны поддерживаться на опорах во избежание провисания и вибрации;

-соединительные трубки не должны иметь вершин, провалов, петель и резких изгибов. Изгибы должны иметь минимальный радиус равный трем наружным диаметрам трубной обвязки;

-соединительные трубки должны быть расположены тесно друг к другу для поддержания равной температуры. Прокладывать соединительные трубки необходимо в защищенных местах, например, желобах, швеллерах, двутавровых или уголковых профилях, либо по стенкам и потолку.

Требования к входным и выходным участкам приведены на рис. В.3. Важное значение имеет правильное расположение ОНТ в нитке трубопровода, так как возмущения потока могут повлиять на точность измерения. При наличии нарушающих поток сужений, расширений, изгибов труб, механизмов, регулирующих или управляющих устройств находящихся выше по потоку от места установки прибора, необходимо обеспечить соответствующую длину входного участка трубопровода. По возможности такие устройства следует разместить ниже по потоку от места установки расходомера.

Основные конструктивные исполнения приведены на рис. В.4. ОНТ выпускаются в большом числе разнообразных моделей. Каждая из моделей рассчитана на разнообразные применения в процессе измерения расхода и обеспечивает высокую, долгосрочную точность, низкую постоянную потерю давления, низкие расходы по монтажу и малые эксплуатационные расходы. Модели выпускаются для трубопроводов диаметром от 12,7 мм до 9 м и более.



Рис. В.3 Требование к прямым участкам при монтаже ОНТ

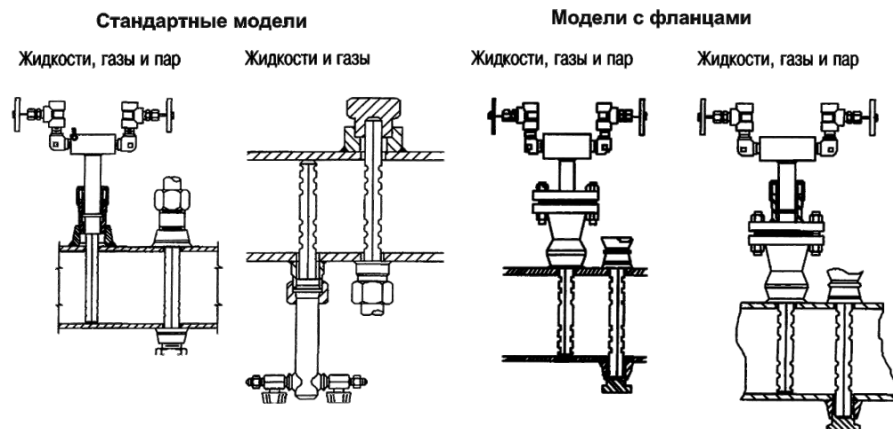
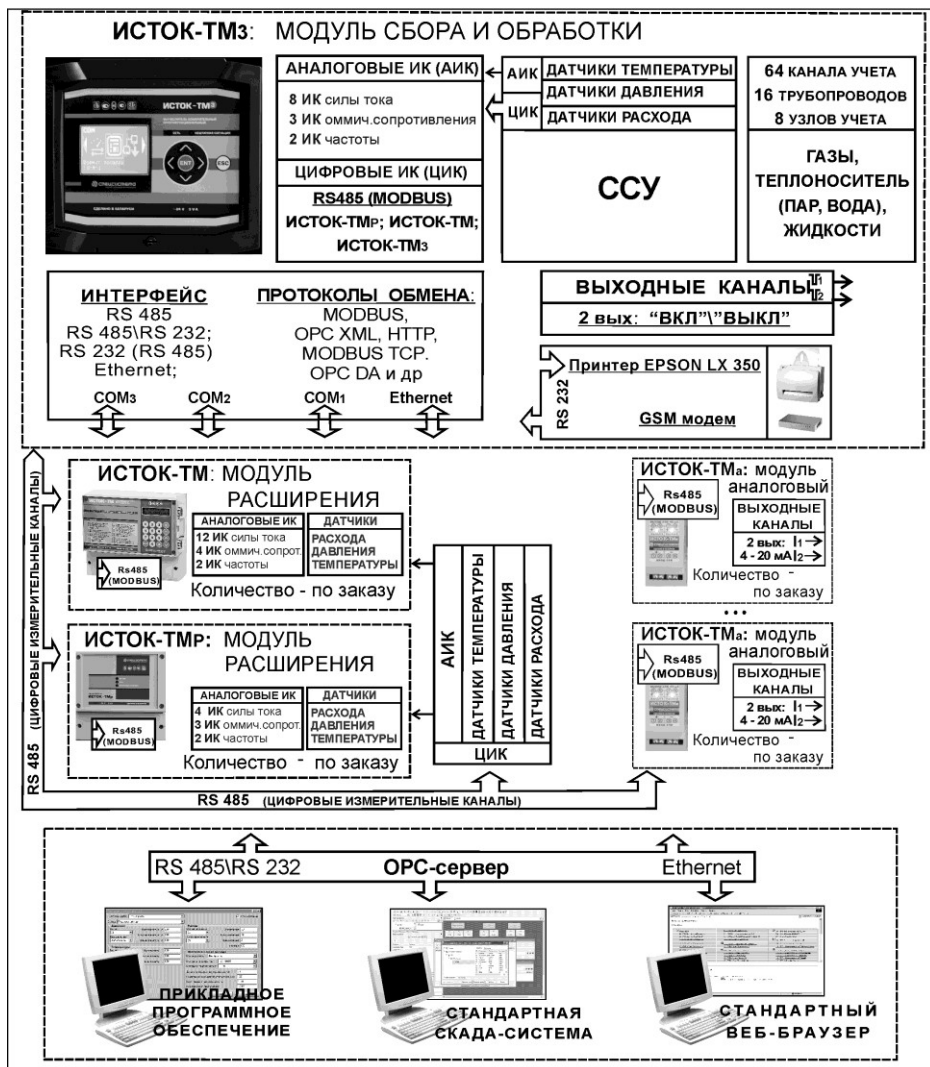


Рис. В.4. Основные конструктивные исполнения ОНТ

# СИ ИСТОК-ГАЗ-01, ИСТОК-ПАР-05, ИСТОК-ВОДА-08

на базе стандартных сужающих устройств



## ПРИЛОЖЕНИЕ С

## С. СТАНДАРТНЫЕ СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА (ССУ). ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА И ВОДЫ

## С.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Данный принцип измерения основывается на том, что при протекании потока через сужающее устройство скорость потока повышается по сравнению со скоростью до сужения, а статическое давление падает. По измеренному перепаду давления  $\Delta P$  в соответствии с градуировочной характеристикой  $\Delta P = f(g)$  определяется расход потока вещества.

Стандартными сужающими устройствами называются сужающие устройства, геометрические характеристики и условия применения которых регламентированы в соответствии с руководящими нормативными документами: **ГОСТ 8.586.(1-5)-2005**. Градуировочная характеристика ССУ определяется расчетным путем без индивидуальных тарировок.

Комплекс межгосударственных стандартов ГОСТ 8.586.(1-5)-2005 состоит из следующих частей:

- Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования;
- Часть 2. Диафрагмы. Технические требования;
- Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования;
- Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования;
- Часть 5. Методика выполнения измерений.

Комплекс стандартов распространяется на измерение расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления при применении следующих типов сужающих устройств: диафрагмы, сопла ИСА 1932, эллипсного сопла, сопла Вентури и трубы Вентури.

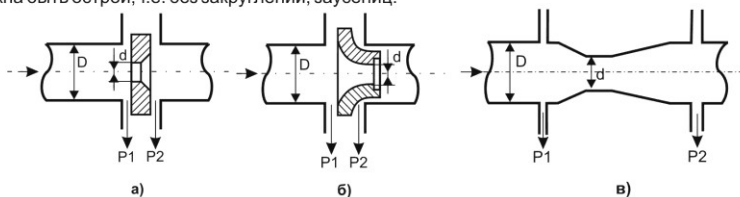
Комплекс стандартов устанавливает требования к геометрическим размерам и условиям применения сужающих устройств, используемых в трубопроводах круглого сечения, полностью заполненных однофазной (жидкой или газообразной) средой, скорость течения которой менее скорости звука в этой среде.

В первой части приведены термины и определения, условные обозначения, принцип метода измерений, установлены общие требования к условиям измерений при применении всех типов сужающих устройств.

Вторая, третья и четвертая части устанавливают технические требования к конкретным типам сужающих устройств: вторая часть к диафрагмам, третья к соплам ИСА 1932, эллипсным соплам и соплам Вентури, четвертая к трубам Вентури.

В пятой части приведена методика выполнения измерений с помощью указанных типов сужающих устройств.

Все эти устройства схематично показаны на рис. 4.1. Диафрагма (рис. 4.1; а) чаще всего представляет собой относительно тонкий диск с центральным круглым отверстием, ось которого обязана совпадать с осью трубы. Передняя (входная) часть отверстия должна иметь цилиндрическую форму, а затем переходить в коническое расширение. Передняя кромка отверстия должна быть острой, т.е. без закруглений, заусениц.



**Рис. С.1 Стандартные сужающие устройства: а) диафрагма; б) сопло; в) труба Вентури**

Стандартные диафрагмы рассчитываются для трубопроводов диаметром **не менее 50 мм**. Сопло (рис. С.1,б) имеет профилированную входную часть, которая плавно переходит в цилиндрический участок диаметром  $d$ . Выходная цилиндрическая часть сопла имеет цилиндрическую выточку диаметром чуть большим  $d$ , служащую для предохранения измерительной части сопла от повреждений. Стандартные сопла устанавливаются на трубопроводах диаметром **не менее 50 мм** при измерениях расхода газов и **не менее 30 мм** для жидкостей. Различают несколько типов стандартных сопел. **Сопло ИСА 1932**: Сопло, у которого плавно сужающаяся часть на входе образована дугами двух радиусов, сопрягающимися по касательной. **Эллипсное сопло**: Сопло, у которого плавно сужающаяся часть на входе имеет в радиальном сечении профиль в виде четвертой части эллипса. **Сопло Вентури**: Сопло, которое состоит из входной части в виде сопла ИСА 1932, горловины и выходной части в виде расходящегося конуса (диффузора). Минимальным диаметром трубопроводов, в которых могут устанавливаться стандартные сопла Вентури, является **65 мм**.

Тип стандартного сужающего устройства, которое состоит из входного цилиндрического участка, сходящейся конической части (конфузора), горловины и расходящейся конической части (диффузора) называется **труба Вентури** (рис. С.1, в).

На рис. С.1 символы **P1** и **P2** соответствуют точкам отбора давления и подключения к дифманометру, причем **P1 > P2**.

Рассматриваемый метод измерения требует выполнения комплекса определенных условий:

1) фазовое состояние потока не должно изменяться при прохождении сужающего устройства;  
 2) характер движения потока до и после сужающего устройства должен быть турбулентным и стационарным. При наличии нарушающих поток сужений, расширений, изгибов труб, механизмов, регулирующих или управляющих устройств, с учетом величины модуля ССУ соответствующая длина входного участка трубопровода до ССУ может составлять 80 ÷ 100 Ду и 10 Ду после;

3) поток должен полностью заполнять все сечение трубопровода;

4) на поверхности сужающего устройства не должны образовываться отложения, изменяющие его геометрию;

5) если в процессе эксплуатации происходит загрязнение трубопровода, отложение осадков перед сужающим устройством, то несмотря на хорошее изготовление и правильный монтаж может возникнуть значительная погрешность измерения.

При загрязнении или зарастании трубопровода уменьшается его сечение, что увеличивает коэффициент скорости входа и возрастание шероховатости. То и другое вызывает появление отрицательной ошибки, которая может достигнуть значительной величины.

## С.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

*Несомненным достоинством СИ ИСТОК-ГАЗ-01, ИСТОК-ПАР-05, ИСТОК-ВОДА-08, использующих стандартные сужающие устройства, является то, что данный метод является самым надежным, апробированным и распространенным для любых технологических процессов. Эта тенденция прослеживается не только на рынках стран СНГ, но и на рынках западных стран, что подтверждается западными промышленными экспертами. Несмотря на то, что внедряются более новые способы измерения расхода, имеющие преимущества для определенных применений, расходомеры по перепаду давления остаются наиболее популярными по следующему ряду причин:*

- 1) стабильная повторяемость результатов измерения;
- 2) испытанная надежность и точность при правильной установке и применении;
- 3) прямая установка в процесс;
- 4) простота калибровки, поверки и обнаружения неисправностей устройства;
- 5) распространенные во всем мире промышленные стандарты (имеются теоретические и эмпирические данные);

*К недостаткам метода измерения расхода при помощи ССУ необходимо отнести:*

- 1) небольшой (**1:3,5**) диапазон измерения расхода в связи квадратичной зависимостью расхода от перепада давления:

$$G_m = (\pi d^2/4) K_{ш} K_n EC \varepsilon (2\rho \Delta P)^{0.5}.$$

Датчики перепада давления, как правило, характеризуются значением приведенной погрешности-  $\gamma$ , параметры которой определяются по верхней границе диапазона измерения. Поэтому диапазон измерения, в котором нормируется относительная погрешность-  $\delta$ , используется обычно в интервале от 30 до 100% максимального измеряемого расхода. Так, при уменьшении расхода в 4 раза по сравнению с максимальным, перепад давления на сужающем устройстве уменьшится в: **4<sup>2</sup>=16 раз**, а при уменьшении расхода в 10 раз соответственно в 100 раз, при этом относительная погрешность измерения перепада давления увеличится в тех же соотношениях.

Несколько лучшие результаты измерения имеют датчики перепада давления с корнеизвлекающей выходной характеристикой. Заданная точность измерения перепада давления при использовании такого датчика гарантируется в пределах от 15% до 100% шкалы.

- 2) высокие потери давления у диафрагм;
- 3) индивидуальное изготовление для конкретных параметров среды и потока;
- 4) сопла являются сложным в изготовлении;
- 5) требуют постоянного метрологического (КИПиА) обслуживания.

### **С.3 ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ГАЗА**

При измерении расхода газа дифманометр преимущественно рекомендуется устанавливать (рис. С.2, а) выше сужающего устройства, чтобы конденсат, образующийся в импульсных линиях, мог стекать в трубопровод и, главное, не перекрывать их сечение, внося при этом существенную погрешность в точность измерения.

Соединительные (импульсные) линии нужно подключать через запорные (отсечные) вентили к верхней части сужающего устройства, их прокладку необходимо проводить, избегая горизонтальных или с отрицательным уклоном участков, если невозможна строго вертикальная.

Соединительные линии на всем протяжении должны иметь односторонний уклон. Если же односторонний уклон соединительных линий невозможен, в низших точках отдельных участков (ступеней) линий следует устанавливать отстойные сосуды.

В случае установки дифманометра ниже сужающего устройства (рис. С.2,б) в низших точках линий должны быть помещены отстойные сосуды (для улавливания конденсата и др.).

Для горизонтальных и наклонных трубопроводов соединительные линии должны подключаться к верхней половине сужающего устройства.

### **С.4 ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ И УРАВНИТЕЛЬНЫХ СОСУДОВ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ПАРА**

При измерении расхода пара дифманометр преимущественно располагают ниже сужающего устройства и уравнительных сосудов (рис. С.3,а) для облегчения удаления воздуха из импульсных линий.

Для стабилизации уровней конденсата в импульсных линиях около сужающего устройства устанавливаются так называемые уравнительные конденсационные сосуды - горизонтально расположенные.

Оба сосуда должны находится на одной высоте: для вертикальных и наклонных трубопроводов боковые отверстия в сосудах должны располагаться в плоскости верхнего отверстия для отбора давления в сужающем устройстве.

Трубки, соединяющие сужающее устройство с сосудами на участках вблизи сосудов, должны располагаться горизонтально и на одном уровне.

При расположении дифманометра выше сужающего устройства, то в таком случае необходимо устанавливать газосборники (рис. С.3, б). Неупомянутая арматура выполняет те же функции, что и при измерении расхода жидкости или газа.

Сосуды уравнительные конденсационные предназначены для поддержания постоянства и равенства уровней конденсата в системе, передающей перепад давления от диафрагмы к дифманометрам при измерении расхода водяного пара (рис. С.4).

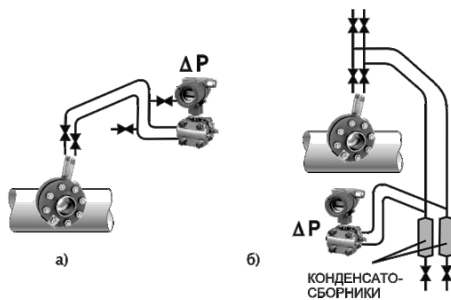
### **С.5 ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПРИ ИЗМЕРЕНИИ ОБЪЕМНОГО РАСХОДА ВОДЫ**

При измерении расхода жидкости дифманометр рекомендуется устанавливать ниже сужающего устройства (рис. С.5,а). При этом легко обеспечивается возможность удаления с трубопровода воздуха и газов, оказавшихся в соединительных трубах.

Чтобы избежать попадания в импульсные линии и камеры дифманометра газов, растворенных в жидкости. Дифманометры подключаются через группы запорных (отсечных) вентилей, но не к самой нижней точке трубопровода, а немного ( $5-7^\circ$ ) выше во избежание попадания и засорения импульсных линий осадками из протекающей жидкости (рис. С.5, а). В этом случае вентиль предназначается для продувки импульсных линий. Необходимо отметить, что как плюсовая, так и минусовая камеры дифманометров имеют специальные заглушки для их продувок, т.е. удаления газовых пробок, вносящих очень существенную погрешность в точность измерения расхода.

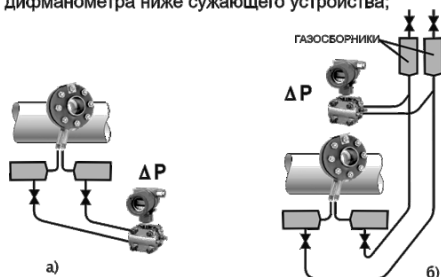
В случае расположения дифманометра выше сужающего устройства в высших точках линий необходимо помещать газосборники с продувочной арматурой (рис. С.5, б). При установке дифманометра выше сужающего устройства импульсные трубки под последним располагаются с U-образным уклоном, опускающимся ниже точек подключения не менее чем на  $(0,5+0,7)$  м для снижения возможности попадания газа из протекающей жидкости в импульсные линии.

Для горизонтальных и наклонных трубопроводов соединительные линии должны подключаться к нижней половине сужающего устройства.

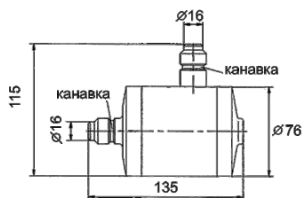


**Рис. С.2** Схемы подключения дифманометров при измерении расхода газа:

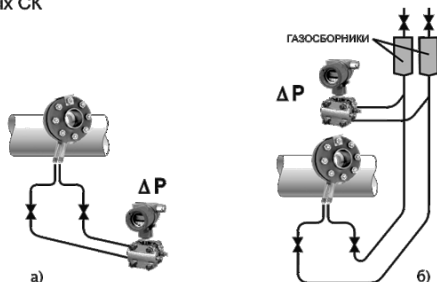
- а) с установкой дифманометра выше сужающего устройства;  
б) с установкой дифманометра ниже сужающего устройства;



**Рис. С.3** Схема подключения дифманометра к сужающим устройствам при измерении расхода пара и установке дифманометра ниже (а) и выше (б) сужающего устройства



**Рис. С.4** Габаритные и присоединительные размеры сосудов уравнивающих конденсационных СК



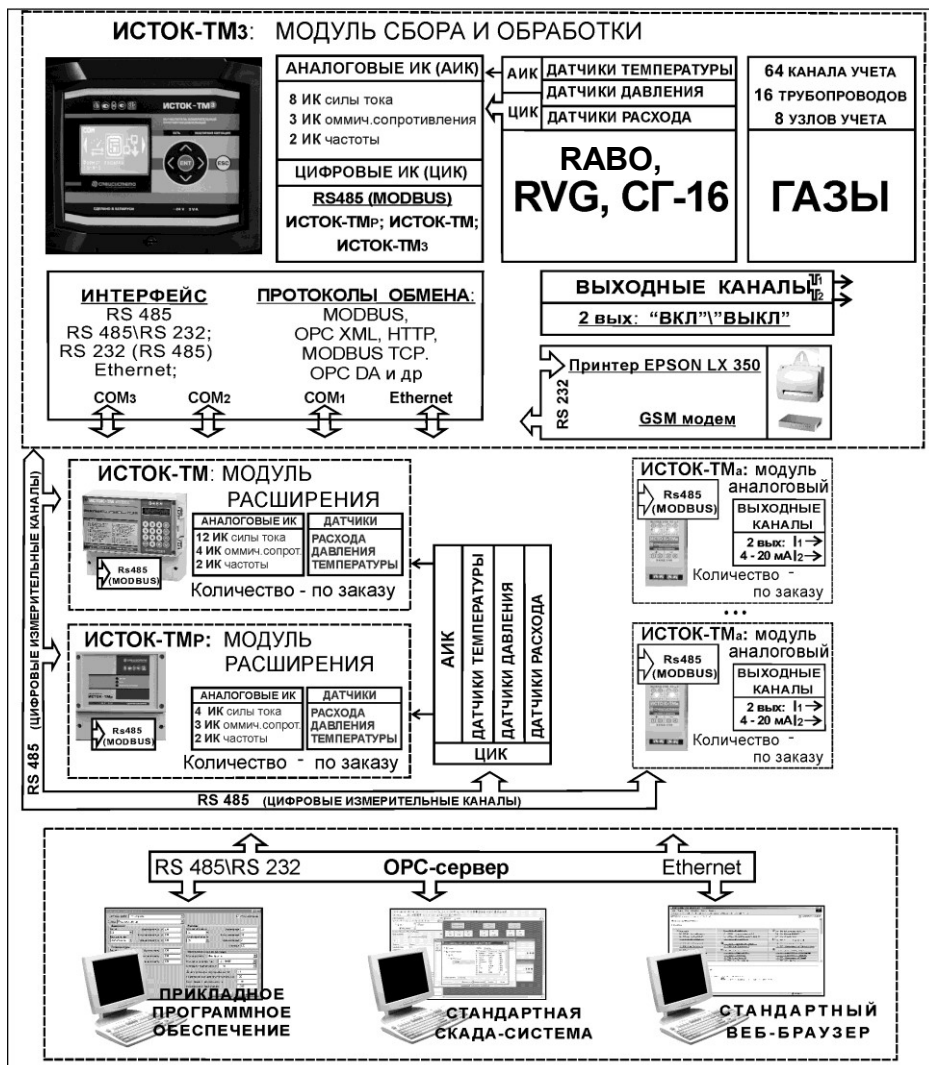
**Рис. С.5** Схемы подключения дифманометров при измерении расхода жидкостей:

- а) дифманометр (ДМ) ниже сужающего устройства;  
б) дифманометр выше сужающего устройства;



## СИ СТОК-ГАЗ-04

на базе счетчиков газа СГ-16 (75), RVG, РАВО



## ПРИЛОЖЕНИЕ D

## D. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ ГАЗА

## D.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Тахометрическими называются расходомеры, в которых преобразователи расхода (турбинка, шарик и т.д.) вращаются со скоростью, пропорциональной объемному расходу измеряемой среды. В зависимости от конструкции тахометрические расходомеры подразделяются на турбинные, ротационные (камерные) и др.

Расходомеры снабжаются тахометрическими преобразователями частоты вращения рабочего устройства (турбинки и т.д.) в электрический сигнал, измеряемый затем показывающим прибором. Тахометрические устройства измеряют объемные расходы в реальных объемных единицах. Для пересчета объемного расхода в нормальных объемных единицах необходимо знать температуру  $T$ , давление  $P$  и коэффициент сжимаемости измеряемой среды  $K_{сж}$ . С этой целью после первичного преобразователя расхода устанавливаются термометр сопротивления и датчик давления, связанные с вычислительным устройством. Для всех газообразных сред существует конкретная зависимость:  $G_e = f(T, G_o, P, K_{сж})$ . В вычислительном устройстве ИСТОК-ТМ эта зависимость заложена в виде аналитического уравнения:

$$G_e = (293,15 G_o P) \sqrt{101,325 (273,15 + t) K_{сж}}$$

Турбинные счетчики газа СГ-16 (75)М применяются для измерения расходов и объемов плавного меняющихся потоков сухих, очищенных одно и многокомпонентных неагрессивных газов в условиях среднего и высокого давлений (до 75 бар). Они реализуют косвенный метод измерения. Газ, проходящий через расходомер, приводит во вращение находящуюся в его потоке турбину. Число обо-Яротов турбины в широком диапазоне его расходов прямопропорционально протекающему объему газа. Вращательное движение турбины посредством многоступенчатого редуктора передается на счетный механизм, регистрирующий рабочий объем прошедшего газа.

В отличие от турбинных, ротационные счетчики газа RVG реализуют прямой метод измерения, что и обуславливает их преимущества. Принцип работы расходомеров газа RVG основан на вытеснении газа роторами. При подаче газа увеличивается перепад давления между входом и выходом счётчика. Это вызывает вращение роторов, которые соединены с помощью высокоточных син-хронизирующих зубчатых колёс. Роторы вращаются во взаимно противоположных направлениях. Контакт металла с металлом между роторами и корпусом счётчика нет. В процессе работы счет-чика, измерительная камера, образованная пространством между ротором и корпусом, периодически наполняется газом и опорожняется. Вращение роторов с помощью редуктора передаётся че-рез магнитную муфту на 8-ми разрядную счётную головку, которая регистрирует объём газа при рабочих условиях.

## D.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ГАЗ-04, использующих счетчики газа СГ-16М и RVG, следует отнести:

- 1) широкий динамический диапазон измерения ( $G_{max}/G_{min} > 20$ );
- 2) высокая точность измерения ( $\delta_q \geq 1\%$ );
- 3) низкие потери давления;
- 4) малая инерционность механической системы счетчика RVG и, следовательно, низкая погрешность измерения объема газа в прерывистом режиме работы счетчика, что особенно важно при использовании в автономных газовых котельных;

К недостаткам ротационных и турбинных расходомеров газа необходимо отнести:

- 1) требование регулярного контроля уровня масла и применения фильтров;
- 2) ограниченный верхний диапазон расхода до 400 м³/ч (для ротационных расходомеров);
- 3) требование наличия прямых участков (для турбинных расходомеров), а также инерционность при работе данных расходомеров газа в импульсном режиме, которая характеризуется занижением фактического объема при разгоне и завышением при остановке турбинного колеса. Так возникает динамическая ошибка турбинного расходомера газа при работе его в импульсном ре-жиме. Эта ошибка тем больше, чем больше пульсация потока газа (чаще срабатывает отсечной клапан).

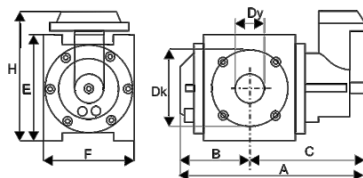
**D.3 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ****D.3.1 РОТАЦИОННЫЕ СЧЕТЧИКИ ГАЗА RVG**

Применение роторных счетчиков газа также имеет ряд специфических особенностей:

- 1) при монтаже счетчиков газа **RVG** не требуется прямых участков трубопровода и монтаж может производиться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода;
- 2) необходим регулярный контроль уровня масла. При эксплуатации рекомендуется применять фильтры или коническое сито для улавливания частиц размерами больше чем 0,25 мм. Если газ очень загрязнен, то необходимо применять добавочный фильтр, который улавливает частицы размерами больше чем 0,05 мм;
- 3) диапазон измерения до 1:100 (от 0,8 м³/ч до 400 м³/ч);
- 4) максимальное рабочее давление: 1,6 МПа (16 бар);
- 5) размер трубопровода, Ду: от 50 мм до 100 мм;
- 6) диапазон температуры окружающей среды (от **-30 до +70**) °С, измеряемой среды (от **-20 до +60**) °С;
- 7) допустимая основная относительная погрешность расходомера газа при выпуске из производства и после ремонта не превышает: **± 2 %** в диапазоне расходов от  $Q_{\text{порог}}$  до  $0,1 Q_{\text{max}}$  и **± 1 %** в диапазоне расходов от  $0,1 Q_{\text{max}}$  до  $Q_{\text{max}}$ .

**D.3.2 УСТАНОВОЧНЫЕ РАЗМЕРЫ СЧЕТЧИКА ГАЗА RVG**

Габаритные размеры и вес счетчиков газа **RVG** приведены в таблице D.1.

**Таблица D.1**

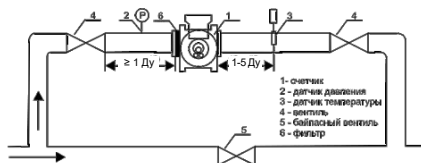
| Тип счетчика             |     |     |     |     |     |     |       |     |     |     |     | Вес (кг) |
|--------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|-----|----------|
|                          | Dy  | A   | B   | C   | H   | Dk  | DI    | E   | K   | L   | F   |          |
| G16, G25, G40, G65, G100 | 50  | 303 | 115 | 189 | 238 | 125 | 4xM16 | 180 | 240 | 144 | 171 | 13       |
| G100                     | 80  | 403 | 165 | 239 | 238 | 160 | 8xM16 | 180 | 290 | 144 | 171 | 17       |
| G160                     | 80  | 436 | 189 | 247 | 278 | 160 | 8xM16 | 220 | 298 | 168 | 241 | 27       |
| G250                     | 100 | 496 | 219 | 277 | 278 | 160 | 8xM16 | 220 | 328 | 168 | 241 | 37       |

Диапазон измерений расхода  $Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}}$  счетчиков газа **RVG** в зависимости от диаметра условного прохода Ду (мм) приведен в таблице 5.2.

**Таблица D.2**

| Тип счетчика | Диаметр условного прохода Ду (мм) | Порог чувствительности (м³/ч) | Диапазон измерений расхода $Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}}$ | $Q_{\text{max}}$ (м³/ч) | EI (имп/м³) серийно |
|--------------|-----------------------------------|-------------------------------|------------------------------------------------------------|-------------------------|---------------------|
| G 16         | 50                                | 0.1                           | 1:20                                                       | 25                      | 10                  |
| G 25         | 50                                | 0.1                           | 1:20; 1:50                                                 | 40                      | 10                  |
| G 40         | 50                                | 0.1                           | 1:20; 1:50                                                 | 65                      | 10                  |
| G 65         | 50                                | 0.1                           | 1:20; 1:50; 1:100                                          | 100                     | 10                  |
| G 100        | 50                                | 0.1                           | 1:20; 1:50; 1:100; 1:160                                   | 160                     | 10                  |
| G 100        | 80                                | 0.16                          | 1:20; 1:50; 1:100                                          | 160                     | 1                   |
| G 160        | 80                                | 0.25                          | 1:20; 1:50; 1:100                                          | 250                     | 1                   |
| G 250        | 100                               | 0.40                          | 1:20; 1:50; 1:100                                          | 400                     | 1                   |

Благодаря своему принципу действия при монтаже счетчиков газа **RVG** не требуется прямых участков трубопровода. Монтаж может производиться как на горизонтальном, так и на вертикальном участке газопровода.



**Рис. Д.1** Схема монтажа расходомера газа RVG

### Д.3.3 ТУРБИННЫЕ СЧЕТЧИКИ ГАЗА СГ-16М (СГ-75М)

Применение турбинных счетчиков газа **СГ-16М** имеет ряд специфических особенностей:

1) точность измерения зависит от характера потока газа. Требуемая точность измерения для каждого типоразмера турбинного расходомера обеспечивается только в условиях ламинарного (равномерного и безвихревого) потока газа в измеряемом трубопроводе. Для формирования требуемого характера потока газа в соответствии с «Методикой выполнения измерений с помощью турбинных и ротационных счетчиков ПР50.2.019» для турбинных расходомеров необходимы прямолинейные участки до и после счетчика величиной от 5 Ду и 3 Ду соответственно;

2) диапазон измерения до 1:20 (от 100 м³/ч до 2500 м³/ч);

3) максимальное рабочее давление: 1,6 МПа (7,5 МПа для СГ-75М);

4) размер трубопровода, Ду: от 50 мм до 200 мм;

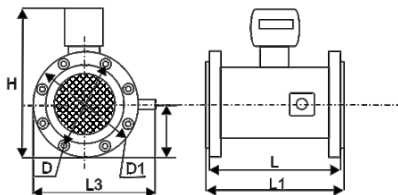
5) необходим регулярный контроль уровня масла;

6) диапазон температуры окружающей среды (от -30 до +70) °С, измеряемой среды (от -20 до +60) °С;

7) допустимая основная относительная погрешность расходомера газа при выпуске из производства и после ремонта не превышает: ± 2 % в диапазоне расходов (от 10% до 20%)  $Q_{max}$  и ± 1 % в диапазоне расходов (от 20% до 100%)  $Q_{max}$ .

### Д.3.4 УСТАНОВОЧНЫЕ РАЗМЕРЫ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА СГ-16 (75)М

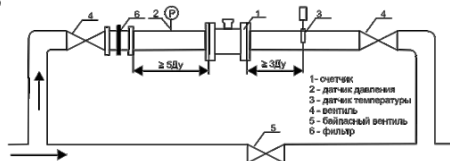
Габаритные размеры и вес счетчиков газа **СГ-16М** приведены в таблице Д.3.



**Таблица Д.3**

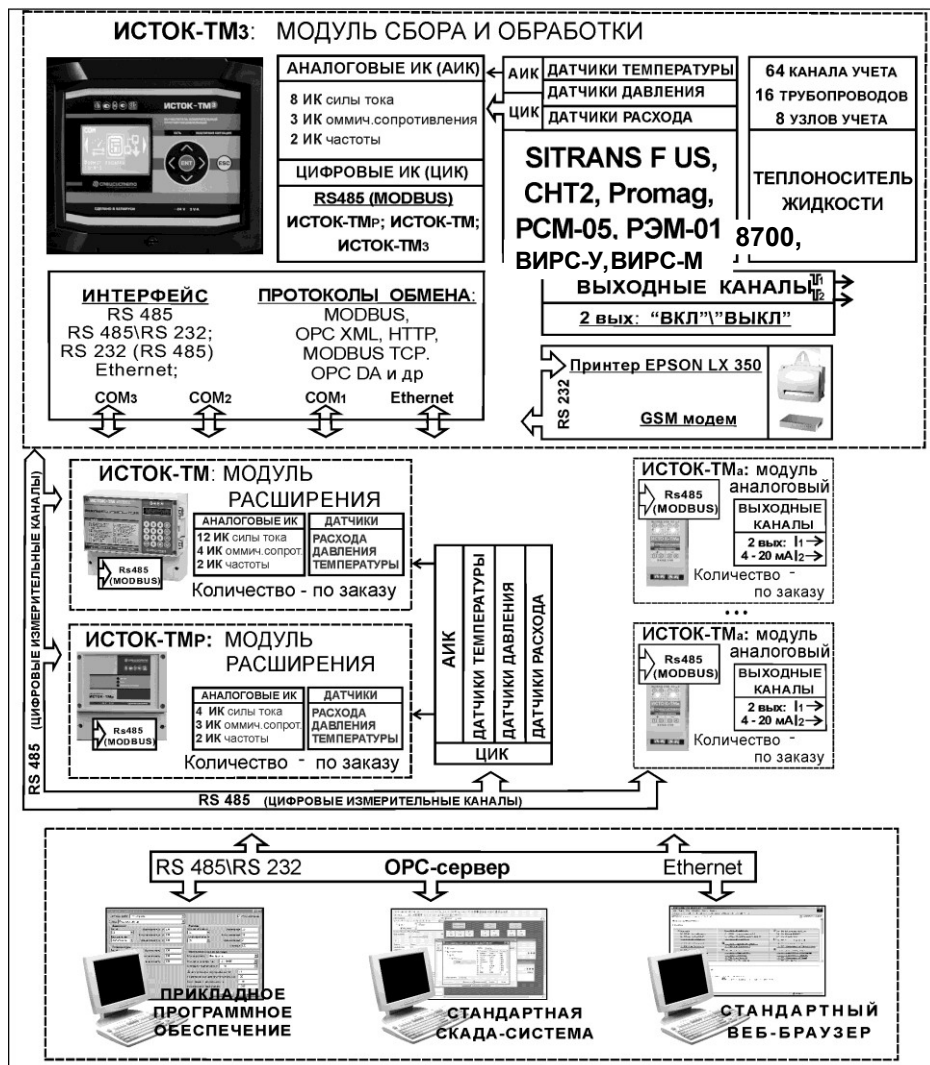
| Обозначение | Q <sub>max</sub><br>м³/час | Q <sub>min</sub><br>м³/час | Размеры, мм    |     |     |     |       |     |     |     |
|-------------|----------------------------|----------------------------|----------------|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|
|             |                            |                            | Д <sub>у</sub> | D   | D1  | D2  | d/n   | L   | H   | L3  |
| СГ16М-200   | 200                        | 20                         | 80             | 195 | 160 | 133 | 18/8  | 240 | 335 | 270 |
| СГ16М-400   | 400                        | 40                         | 100            | 215 | 180 | 158 | 18/8  | 300 |     | 390 |
| СГ16М-800   | 800                        | 80                         | 150            | 280 | 240 | 212 | 22/8  | 450 | 430 | 345 |
| СГ16М-1000  | 1000                       | 100                        |                |     |     |     |       |     |     |     |
| СГ16М-1600  | 1600                       | 160                        | 200            | 335 | 295 | 268 | 22/12 | 450 | 510 | 445 |
| СГ16М-2500  | 2500                       | 250                        |                |     |     |     |       |     |     |     |

Для формирования требуемого характера потока газа для турбинных счетчиков газа **СГ-16М** необходимые прямолинейные участки до и после их установки (от 5 Ду и 3 Ду соответственно), приведены на рисунке Д.2;



**Рис. Д.2** Схема монтажа расходомера газа СГ-16(75)М

СИ ИСТОК-ВОДА-11 и СИ ИСТОК-ВОДА-12 ВИРС-У, ВИРС-М,  
на базе датчиков потока SITRANS F US, CHT2, Promag, РСМ-05, РЭМ-01, 8700



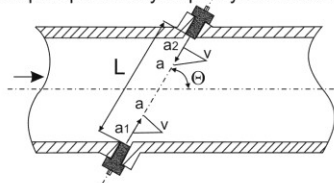
## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

## Е. УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

## Е.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Принцип действия ультразвуковых расходомеров основан на зависимости скорости распространения ультразвука относительно трубы от скорости потока. При движении жидкости происходит снос ультразвуковой волны, который приводит к изменению полного времени распространения ультразвукового сигнала (УЗС) между электроакустическими преобразователями: по потоку время распространения уменьшается, а против потока возрастает. Таким образом, ультразвуковые преобразователи осуществляют измерение разности времени распространения УЗС по потоку и против него. Данная величина пропорциональна скорости и, следовательно, расходу.

Необходимо подчеркнуть, что в основном ультразвуковые расходомеры применяются для измерения расходов жидких сред, так как в газовой среде коэффициент поглощения ультразвука велик, а интенсивность распространения ультразвуковой волны мала.



Скорость распространения звуковой волны в перемещающейся жидкости зависит от скорости жидкости:

$$\alpha_1 = \alpha + V_m \times \cos \Theta = L/t_1;$$

$$\alpha_2 = \alpha - V_m \times \cos \Theta = L/t_2,$$

где:

$\alpha_1$  - скорость распространения звука по направлению потока жидкости для приемопередатчика;

$\alpha_2$  - скорость распространения звука против направления потока жидкости для приемопередатчика;

$\alpha$  - скорость распространения звука в жидкости (для воды - 1500 м/с);

$\Theta$  - угол между осью приемопередатчиков и осью направления потока;

$V_m$  - средняя скорость потока по дорожке от А до В;

$L$  - расстояние между приемопередатчиками;

$t_1$  - время сигнала вниз по течению потока;

$t_2$  - время сигнала вверх по течению потока.

## Е.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ВОДА-11, использующих ультразвуковые расходомеры следует отнести:

1) возможность использования на трубопроводах широкого диапазона диаметров (от 25 мм до 4000 мм);

2) возможность бесконтактного измерения расходов любых жидких сред, в том числе и неэлектропроводных;

3) широкий динамический диапазон измерения;

4) высокая точность измерения ( $\delta_q \geq 0,5 - 2,0 \%$ );

5) низкие потери давления;

К недостаткам ультразвуковых расходомеров необходимо отнести:

1) наиболее существенным из них является сильная зависимость показаний расходомера от профиля скоростей в потоке, формирующегося и изменяющегося по мере изменения (увеличения или уменьшения) расхода;

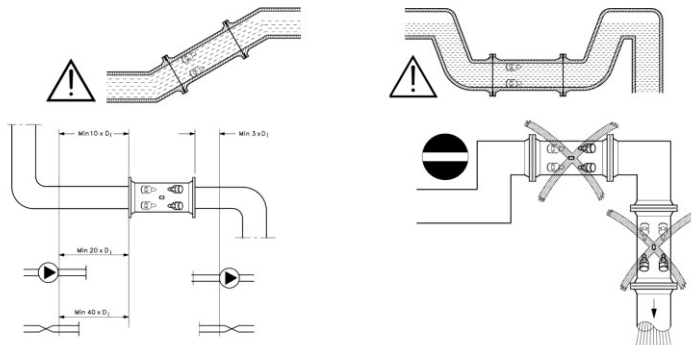
2) погрешность особенно сильно увеличивается при искаженном профиле скоростей вследствие наличия, например, вблизи первичного преобразователя местных сопротивлений;

3) значительное влияние на показания расходомера изменения физико-химических свойств контролируемой среды, ее температуры и давления, оказывающих влияние на скорость ультразвука.

### Е.3 ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Основные требования по установке ультразвуковых расходомеров следующие:

- 1) ультразвуковые преобразователи всегда должны быть полностью заполнены жидкостью;
- 2) следует избегать установок ультразвуковых преобразователей в наивысшей точке трубопровода и в вертикальных трубах со свободным выходом;
- 3) при частичном заполнении труб или в трубах со свободным выходом ультразвуковые преобразователи должны быть размещены в U-образной трубе;
- 4) ультразвуковые преобразователи следует размещать в горизонтальной плоскости (при монтаже на горизонтальном трубопроводе).



Расходомер **SITRANS F US SONOFLO** состоит из монтажного комплекта с двумя парами ультразвуковых преобразователей SONO 3200 и вторичного преобразователя SONO 3000. Ультразвуковые преобразователи врезаются в стенку действующего трубопровода, выполненного из стали, чугуна или бетона.

Расходомер **SITRANS F US SONOFLO** имеет ряд особенностей:

- 1) монтаж ультразвуковых преобразователей может производиться на трубопровод с жидкостью под рабочим давлением;
- 2) две пары ультразвуковых преобразователей обеспечивают более надежное измерение расхода, учитывающее возможное искажение профиля скорости потока. Прибор обеспечивает работу и с одной парой преобразователей;

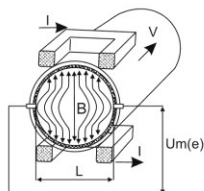
### Е.4 ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

#### Е.4.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Принцип действия электромагнитных расходомеров базируется на законе электромагнитной индукции Фарадея, в соответствии с которым в электропроводной жидкости, пересекающей магнитное поле, индуцируется ЭДС (электродвижущая сила), пропорциональная скорости движения жидкости. В конструкции для приборно-технической реализации этого измерительного принципа электропроводящая рабочая среда протекает в трубе, в которой создается магнитное поле с силовыми линиями, перпендикулярными направлению потока. Индуцированное в рабочей среде напряжение снимается двумя диаметрально установленными электродами. Величина этого напряжения пропорциональна величине магнитной индукции  $B$ , расстоянию между электродами  $L$ , а также средней скорости потока  $V$ .

$$U_e = B \times L \times V$$

Т.к. магнитная индукция и расстояние между электродами являются постоянными величинами, то величина измеренного на электродах напряжения пропорциональна средней скорости потока и, для определенного диаметра условного прохода, объемному расходу.



#### Е.4.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

**К достоинствам СИ ИСТОК-ВОДА-12**, использующих электромагнитные расходомеры следует отнести:

1) как при турбулентном, так и при ламинарном течении потока показания электромагнитного расходомера при одном и том же расходе и осесимметричном потоке одинаковы.

*Это основное преимущество расходомеров электромагнитного типа.*

2) независимость показаний от вязкости и плотности жидкости, расход которой регистрируется. Возможность применения фактически в трубопроводах любых диаметров.

3) отсутствие падения давления на измерительном участке и линейность измерительной шкалы;

4) высокое быстродействие расходомеров, возможность измерения расходов агрессивных, а также с включением абразивных составляющих жидкостей;

5) работоспособность при высоких давлениях потока (до 100 МПа);

6) высокая точность ( $\delta_q \geq 0,5 - 1,0\%$ ) и достаточно широкий диапазон измерений: **1:20** и даже **1:100**;

7) независимость показаний измерения от изменения профиля скоростей потока при наличии вблизи (ближе 15Ду до и 5Ду после) расходомера местных сопротивлений либо при быстром увеличении и уменьшении расхода.

8) измерение расхода питьевой, необработанной, морской и грунтовой воды, промышленных и канализационных стоков, шламов в узлах учета водяных систем теплоснабжения, водопользования, водообработки и очистки сточных вод

**К недостаткам** электромагнитных расходомеров необходимо отнести отложения магнетита (при его присутствии в воде) на внутренней (изолированной) поверхности преобразователя расхода, что приводит к систематической погрешности в измерении расхода. Обычно изменение в точности измерения расхода происходит в сторону его занижения на 10-20% в течение межповерочного интервала.



## Ф. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

### Ф.1 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Стандарт ГОСТ 6651-2009 устанавливает общие технические требования и методы испытаний для технических термометров сопротивления (далее - ТС), чувствительные элементы (далее - ЧЭ) которых изготовлены из платины, меди и никеля. Требования к классу допуска и стабильности распространяются также на ЧЭ ТС. Стандарт распространяется на ТС, предназначенные для измерения температуры от минус 200 °С до плюс 850 °С или в части данного диапазона.

### Ф.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

**Термометр сопротивления;** ТС: Средство измерений температуры, состоящее из одного или нескольких термочувствительных элементов (далее - ЧЭ) сопротивления и внутренних соединительных проводов, помещенных в герметичный защитный корпус, внешних клемм или выводов, предназначенных для подключения к измерительному прибору

**Чувствительный элемент термометра сопротивления;** ЧЭ: Резистор, выполненный из металлической проволоки или пленки с выводами для крепления соединительных проводов, имеющий известную зависимость электрического сопротивления от температуры и предназначенный для использования в термометре сопротивления.

**Защитный корпус:** Конструктивный элемент ТС, обеспечивающий его механическую прочность и устойчивость к воздействию внешней среды, как правило представляющий собой заваренную с одной стороны металлическую трубку с приспособлениями для монтажа ТС или без них.

**Длина монтажной части термометра сопротивления:** Для ТС с неподвижным штуцером или фланцем - расстояние от рабочего конца защитного корпуса до опорной плоскости штуцера или фланца, для ТС с подвижным штуцером или фланцем, а также без штуцера или фланца - расстояние от рабочего конца защитной арматуры до головки, а при ее отсутствии - до мест заделки выводов проводников.

**Длина погружаемой части термометра сопротивления:** Максимально возможная глубина погружения ТС в среду при температуре верхнего предела рабочего диапазона без нарушения работоспособности ТС. (Примечание - Для ТС с монтажными элементами длина погружаемой части ТС равна длине монтажной части ТС.

**Минимальная глубина погружения термометра сопротивления:** Глубина погружения ТС в среду с однородным распределением температуры, такая что при дальнейшем погружении показания ТС не изменяются более чем на 1/5 допуска соответствующего класса, сопротивление ТС при этом остается в пределах допуска.

**Диапазон измерений термометра сопротивления:** Диапазон температур, в котором выполняется нормированная в соответствии с настоящим стандартом зависимость сопротивления ТС от температуры в пределах соответствующего класса допуска.

**Рабочий диапазон температур термометра сопротивления:** Диапазон температур, находящийся внутри диапазона измерений или равный ему, в пределах которого изготовителем установлены показатели надежности ТС.

**Номинальная температура применения термометра сопротивления:** Температура эксплуатации ТС, для которой нормированы показатели надежности и долговечности (Примечание - Номинальная температура применения ТС может быть установлена равной верхнему пределу рабочего диапазона температур ТС и (или) определена как одно или несколько наиболее вероятных значений внутри рабочего диапазона)

**Номинальное сопротивление термометра сопротивления R<sub>0</sub>, Ом:** Нормированное изготовителем сопротивление ТС при 0 °С, округленное до целых единиц, указанное в его маркировке и рекомендуемое для выбора из ряда: 10; 50; 100; 500; 1000 Ом.

**Номинальная статическая характеристика; HСХ:** Зависимость сопротивления ТС или ЧЭ от температуры, рассчитанная по формулам с конкретным значением R<sub>0</sub> (Примечание - Условное обозначение HСХ состоит из значения номинального сопротивления ТС или ЧЭ R<sub>0</sub> и обозначения типа. Русское обозначение типа приводит за значением номинального сопротивления, латинское обозначение - перед значением номинального сопротивления. Например: 100 П означает HСХ для платинового ТС (или ЧЭ) с  $\alpha = 0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$  и R<sub>0</sub> = 100 Ом; Pt 100 означает HСХ для платинового ТС (или ЧЭ) с  $\alpha = 0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$  и R<sub>0</sub> = 100 Ом.

**Температурный коэффициент термометра сопротивления  $\alpha$ , °С<sup>-1</sup>:** Коэффициент, определяемый по формуле, где R<sub>100</sub>, R<sub>0</sub> значения сопротивления ТС по HСХ соответственно при 100 °С и 0 °С, и округленный до пятого знака после запятой.

**Ф.3 КЛАССИФИКАЦИЯ**

Типы ТС и ЧЭ, на которые распространяется настоящий стандарт, приведены в таблице Ф.1.

**Таблица Ф.1** Обозначения типа, температурные коэффициенты и классы допуска термометров сопротивления и чувствительных элементов

| Тип ТС     | Обозначение типа ТС | $\alpha, ^\circ\text{C}^{-1}$ | Класс допуска               |                             |             |
|------------|---------------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------|
|            |                     |                               | для проволочных ЧЭ          | для пленочных ЧЭ            | для ТС      |
| Платиновый | Pt                  | 0,00385                       | W 0.1, W 0.15, W 0.3, W 0.6 | F 0.1, F 0.15, F 0.3, F 0.6 | AA, A, B, C |
|            | П                   | 0,00391                       | AA, A, B, C                 | AA, A, B, C                 | AA, A, B, C |
| Медный     | M                   | 0,00428                       | A, B, C                     | ---                         | A, B, C     |
| Никелевый  | N                   | 0,00617                       | C                           | ----                        | C           |

**Ф.4 НОМИНАЛЬНАЯ СТАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И КЛАССЫ ДОПУСКА**

Метрологические характеристики, нормируемые в соответствии со стандартом, распространяются на ЧЭ ТС при подключении непосредственно к их выводам и на ТС при подключении к клеммам головки в соответствии с указанной изготовителем схемой. Если на корпусе ТС с двухпроводной схемой указано значение сопротивления внутренних проводов, то оно должно быть вычтено из значения измеренного сопротивления ТС (Примечание. При подключении двухпроводного ТС к измерительной установке с помощью двух соединительных проводов их сопротивление входит в состав измеренного сопротивления ТС и должно быть вычтено из результата измерения).

Ф.4.1 Формулы для расчета номинальной статической характеристики НСХ ТС и ЧЭ в пределах диапазона измерений рассчитывают по следующим формулам:

**Платиновые ТС и ЧЭ,  $\alpha = 0,00385\ ^\circ\text{C}^{-1}$**

Для диапазона измерений от минус 200 °C до 0 °C :

$$R_t = R_0[1 + At + Bt^2 + C(t - 100\ ^\circ\text{C})t^3].$$

Для диапазона измерений от 0 °C до 850 °C :

$$R_t = R_0(1 + At + Bt^2),$$

где  $R_t$  сопротивление ТС, Ом, при температуре  $t, ^\circ\text{C}$ ,

$R_0$  номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °C.

Значения постоянных следующие:

$$A = 3,9083 \cdot 10^{-3}\ ^\circ\text{C}^{-1};$$

$$B = -5,775 \cdot 10^{-7}\ ^\circ\text{C}^{-2};$$

$$C = -4,183 \cdot 10^{-12}\ ^\circ\text{C}^{-4}.$$

**Платиновые ТС и ЧЭ,  $\alpha = 0,00391\ ^\circ\text{C}^{-1}$**

Для диапазона измерений от минус 200 °C до 0 °C :

$$R_t = R_0[1 + At + Bt^2 + C(t - 100\ ^\circ\text{C})t^3].$$

Для диапазона измерений от 0 °C до 850 °C :

$$R_t = R_0(1 + At + Bt^2),$$

где  $R_t$  сопротивление ТС, Ом, при температуре  $t, ^\circ\text{C}$ ,

$R_0$  номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °C.

Значения постоянных следующие:

$$A = 3,9690 \cdot 10^{-3}\ ^\circ\text{C}^{-1};$$

$$B = -5,841 \cdot 10^{-7}\ ^\circ\text{C}^{-2};$$

$$C = -4,330 \cdot 10^{-12}\ ^\circ\text{C}^{-4}.$$

**Медные ТС и ЧЭ,  $\alpha = 0,00428\ ^\circ\text{C}^{-1}$**

Для диапазона измерений от минус 180 °C до 0 °C :

$$R_t = R_0[1 + At + Bt(t + 6,7\ ^\circ\text{C}) + Ct^2].$$

Для диапазона от 0 °C до 200 °C:

$$R_t = R_0[1 + At],$$

где  $R_t$  сопротивление ТС, Ом, при температуре  $t, ^\circ\text{C}$ ;

$R_0$  номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °C.

Значения постоянных следующие:

$$A = 4,28 \cdot 10^{-3}\ ^\circ\text{C}^{-1};$$

$$B = -6,2032 \cdot 10^{-7}\ ^\circ\text{C}^{-2};$$

$$C = 8,5154 \cdot 10^{-10}\ ^\circ\text{C}^{-3}.$$

**F.5 КЛАССЫ ДОПУСКА**

Допуски и диапазоны измерений для ТС и ЧЭ представлены в таблице F.2. Данные допуски выполнены для ТС и ЧЭ с любым номинальным значением сопротивления.

**Таблица F.2** Классы допуска и диапазоны измерений для термометров сопротивления и чувствительных элементов

| Класс допуска         | Допуск, °C                 | Диапазон измерений, °C |                |                 |                  |
|-----------------------|----------------------------|------------------------|----------------|-----------------|------------------|
|                       |                            | Платиновый ТС, ЧЭ,     |                | Медный ТС, ЧЭ   | Никелевый ТС, ЧЭ |
|                       |                            | проволочный            | плёночный      |                 |                  |
| AA<br>W 0.1<br>F 0.1  | $\pm (0,1 + 0,0017   t  )$ | От -50 до +250         | От -50 до +250 | --              | --               |
| A<br>W 0.15<br>F 0.15 | $\pm (0,15 + 0,002   t  )$ | От -100 до +450        | От -50 до +450 | От -50 до +120  | --               |
| B<br>W 0.3<br>F 0.3   | $\pm (0,3 + 0,005   t  )$  | От -196 до +660        | От -50 до +600 | От -50 до +200  | --               |
| C<br>W 0.6<br>F 0.6   | $\pm (0,6 + 0,01   t  )$   | От -196 до +660        | От -50 до +600 | От -180 до +200 | От -60 до +180   |

Примечание -  $| t |$  - абсолютное значение температуры, °C, без учета знака.

Допуски ТС и ЧЭ по сопротивлению при температуре  $t$  получают умножением допусков из таблицы F.2 на коэффициент чувствительности  $dR/dt$ , Ом/°C, при температуре  $t$ , определенный по интерполяционным уравнениям F.4.1. Для примера, таблице F.3 приведены допуски по сопротивлению платинового ТС номинальным сопротивлением 100 Ом при температурах 0 °C и 100 °C.

**Таблица F. 3** – Допуски по сопротивлению платинового термометра сопротивления ( $\alpha = 0,00391 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ) номинальным сопротивлением 100 Ом

| Класс допуска | Допуск, Ом |            |
|---------------|------------|------------|
|               | при 0 °C   | при 100 °C |
| AA            | $\pm 0,04$ | $\pm 0,10$ |
| A             | $\pm 0,06$ | $\pm 0,13$ |
| B             | $\pm 0,12$ | $\pm 0,31$ |
| C             | $\pm 0,24$ | $\pm 0,62$ |

Для платиновых ТС, требования к точности которых отличны от требований стандарта ГОСТ 6651-2009 и установлены в технических документах на ТС конкретного типа, рекомендуется классы допуска и диапазоны нормировать, опираясь на допуск класса B. Например, «1/5 В, диапазон 0/100» означает допуск  $\pm (0,06 \text{ } ^\circ\text{C} + 0,001 | t |)$  в диапазоне температуры от 0 °C до 100 °C.

**F.6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ТРУБОПРОВОДЕ**

ГОСТ 8.586. - нормативный документ, регламентирующий измерение температуры среды.

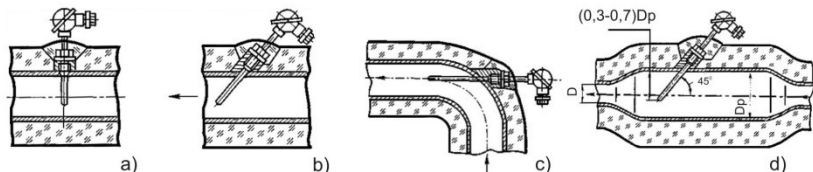
Наилучшим способом установки термопреобразователя (рис.F.1а) является его радиальное расположение на теплоизолированном расходомерном участке. Допускается наклонная установка термопреобразователя или его установка в колене, как показано на рис.F.1b, г и G.1c.

Измерение температуры среды проводят на прямом участке расходомерного узла (ПУ). Предпочтение следует отдавать измерениям температуры за расходомерным устройством. При установке термопреобразователя или его гильзы за расходомерным устройством расстояние от места их расположения до расходомерного устройства должно быть не менее **5 D** и не более **15 D**.

При установке термопреобразователя или его гильзы перед расходомерным устройством расстояние от места их расположения до расходомерного устройства выбирают в соответствии с требованиями ГОСТ 8.586.

Термопреобразователь погружают в РУ на глубину  $(0,3 - 0,7) D$ . В случае измерения расхода пара рекомендуется термопреобразователь погружать в трубопровод на глубину  $(0,5 - 0,7) D$ . Если диаметр термопреобразователя превышает  $0,13 D$ , то допускается при его установке применять расширитель (рис. F.1г, где  $D_p$  диаметр расширителя).

Термопреобразователь устанавливают непосредственно в трубопровод или в гильзу. При установке в гильзу, ее заполняют жидким маслом для обеспечения надёжного теплового контакта. Часть термопреобразователя, выступающая над трубопроводом, должна иметь термоизоляцию, если температура потока отличается от температуры окружающей среды более чем на  $40^\circ\text{C}$ .



**Рис. F.1** Способ установки термопреобразователя в трубопроводе:

**а) радиальное расположение; б) установка в колене; в) и д) наклонная установка**

### **F.7 ОСОБЕННОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТЕРМОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ**

Для соединительных проводов должны использоваться непрерывные провода. В случае сочленения подводящих проводов их концы должны быть аккуратно разделаны (т.е. соединение проводов должно производиться только под винт).

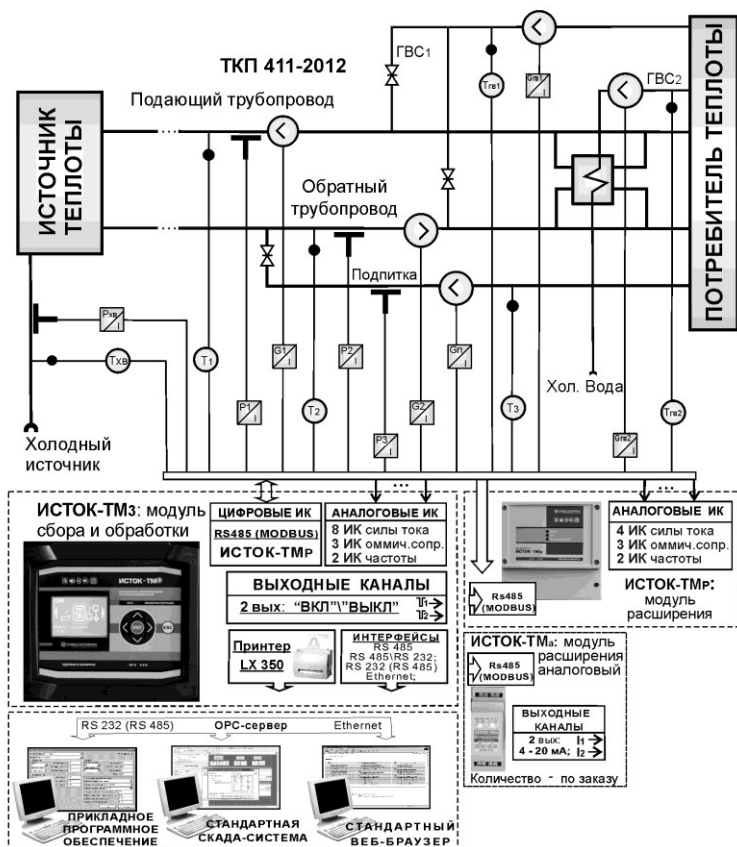
Спаивать покрытие концов подводящих проводов, предохраняющих от их срачивания, не рекомендуется. Для экранированных кабелей, используемых для датчиков температуры, не должно быть связи экрана и защитного кожуха.

## Г. ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ИСТОК

### Г.1 ПРИМЕР 1. УЗЕЛ УЧЕТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ВОДЯНОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ У ПОТРЕБИТЕЛЯ

В соответствии с приведенной схемой в вычислителе ИСТОК-ТМ производится измерение и учет по узлу учета тепловой энергии (5 трубопроводов: прямая, обратка, ГВС1, ГВС2, подпитка, канал учета температуры холодного источника).

1. Трубопровод №1 (ПОДАЧА) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, полученной потребителем.
2. Трубопровод №2 (ОБРАТКА) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, возвращенное источнику теплоты.
3. Трубопровод №3 (ПОДПИТКА) - измерение массы холодного источника и количества тепловой энергии, используемой на подпитку.
4. Трубопровод №4 (ГВС 1) измерения расхода теплоносителя, используемого на ГВС1.
5. Трубопровод №5 (ГВС 2) измерения расхода теплоносителя, используемого на ГВС2.
6. Канал учета температуры холодного источника.
7. Канал учета давления холодного источника.



## Г.2 ПРИМЕР 2. УЗЕЛ УЧЕТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ПАРОВОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ

В соответствии с приведенной схемой в вычислителе ИСТОК-ТМ производится измерение и учет по узлу учета тепловой энергии (4 трубопровода: паропровод, обратка, гвс, подпитка, каналы учета температуры и давления холодного источника).

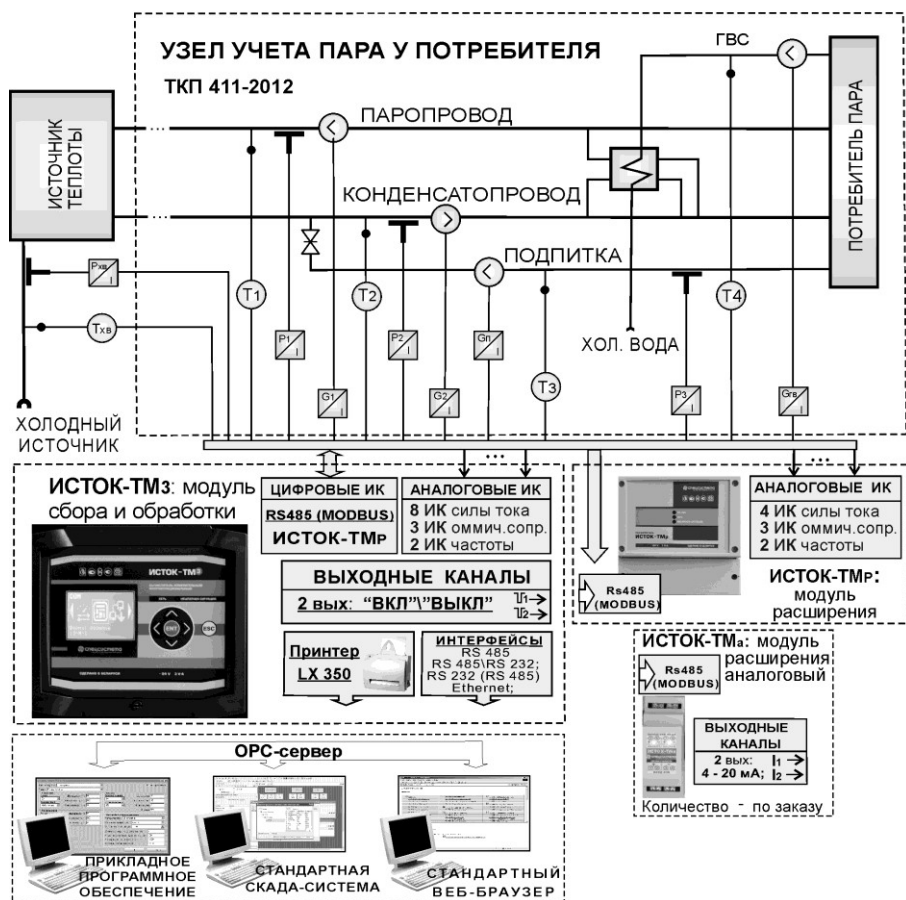
1. Трубопровод №1 (ПАР) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, полученной потребителем.

2. Трубопровод №2 (КОНДЕНСАТ) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, возвращенное источнику теплоты.

3. Трубопровод №3 (ХОЛОД. ИСТ.) - измерение массы холодного источника и количества тепловой энергии, используемой на подпитку.

4. Трубопровод №4 (ГВС) - измерение массы теплоносителя и количества теплоты, используемых на ГВС.

5. Каналы учета параметров холодного источника.

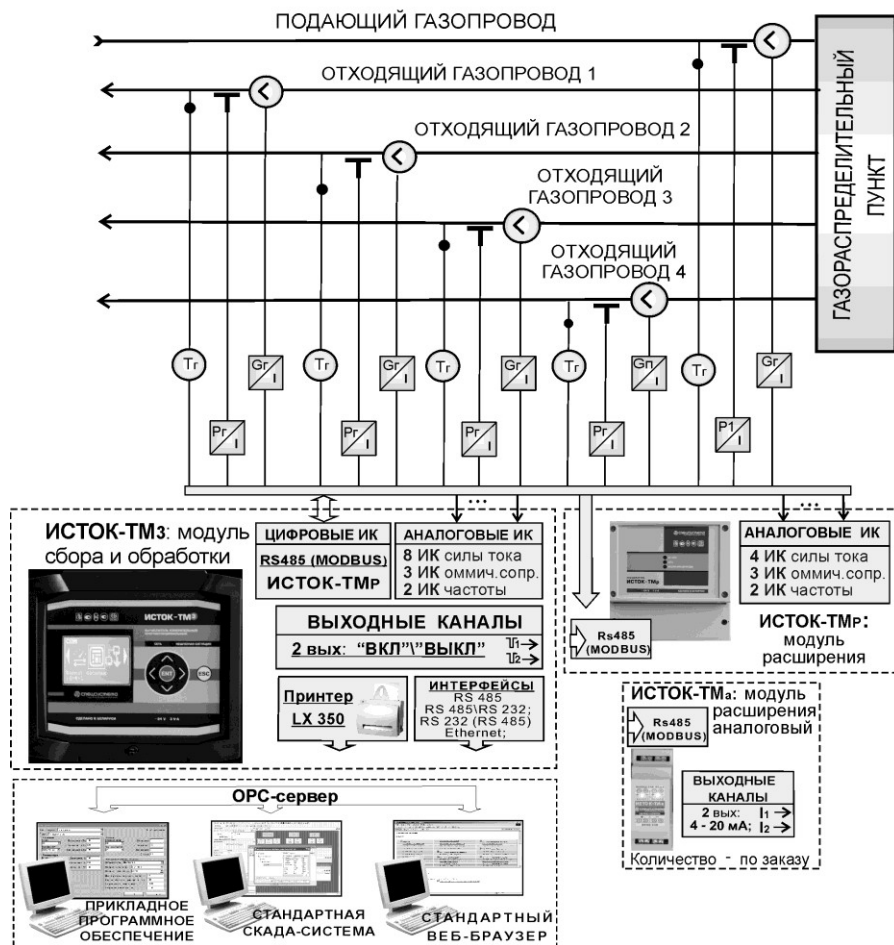


### Г.3 ПРИМЕР 3. УЗЕЛ УЧЕТА ГАЗОВОЙ СМЕСИ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ГРУППОВЫМ ОТБОРОМ ГАЗА

В соответствии с приведенной схемой в вычислителе ИСТОК-ТМ производится измерение и учет по узлу учета объемного расхода ГАЗОВОЙ СМЕСИ по 5-м трубопроводам.

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

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



Система обеспечения единства измерений  
Республики Беларусь

СИСТЕМЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ  
ИСТОК

Методика поверки

МП.МН 1360 -2004



## Содержание

|                                                                 |    |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| Введение .....                                                  | 3  |
| 1 Операции и средства поверки .....                             | 5  |
| 2 Требования к квалификации поверителей .....                   | 6  |
| 3 Требования безопасности .....                                 | 6  |
| 4 Условия поверки .....                                         | 6  |
| 5 Подготовка к поверке .....                                    | 6  |
| 6 Проведение поверки .....                                      | 6  |
| 7 Оформление результатов поверки .....                          | 11 |
| Приложение А (рекомендуемое)                                    |    |
| Форма протокола поверки Системы измерительной ИСТОК-ГАЗ .....   | 12 |
| Формы протоколов поверки Системы измерительной ИСТОК-ВОДА ..... | 13 |
| Форма протоколов поверки Системы измерительной ИСТОК-ПАР .....  | 15 |

|         |         |              |       |            |                                                    |      |  |      |        |
|---------|---------|--------------|-------|------------|----------------------------------------------------|------|--|------|--------|
|         |         |              |       |            | МП.МН 1360 - 2004                                  |      |  |      |        |
| 7       | Зам     | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 |                                                    |      |  |      |        |
| Изм     | Лист    | № докум.     | Подп. | Дата       | Системы измерительные<br>ИСТОК<br>Методика поверки | Лит. |  | Лист | Листов |
| Разраб. | Ананьев |              |       |            |                                                    | А    |  |      |        |
| Провер. | Хабаров |              |       |            |                                                    |      |  | 2    | 15     |
| Т.контр |         |              |       |            |                                                    |      |  |      |        |
| Н.контр | Дубовец |              |       |            |                                                    |      |  |      |        |
| Утв.    |         |              |       |            | УЧП «НПЦ «Спецсистема»                             |      |  |      |        |

Настоящая методика распространяется на системы измерительные ИСТОК (в дальнейшем система), которые предназначены для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя в закрытых и открытых водяных и паровых системах теплоснабжения, для измерения расхода природного и других газов, умеренно-сжатых газовых смесей, для измерения расхода электропроводящих жидкостей, пульпы и суспензий и устанавливает содержание и методику проведения их поверки.

Система представляет собой комплекс средств, состоящий из первичных преобразователей расхода (далее ППР или расходомер), датчиков давления (далее ДД), датчиков температуры (далее ДТ), преобразователя измерительного многофункционального ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз (далее вычислитель) и вспомогательных технических средств. При необходимости, для увеличения количества измерительных входов вычислителя ИСТОК-ТМз применяется преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМр (далее - расширитель).

Вычислитель, расширитель (при необходимости), вспомогательные технические средства и схемная кроссировка измерительных и интерфейсных линий связи системы (конкретного исполнения в соответствии с заказом) конструктивно расположены в монтажном шкафу. Расширитель может устанавливаться в одном монтажном шкафу с вычислителем ИСТОК-ТМз или отдельно, в индивидуальном монтажном шкафу.

Для системы установлен расчетный метод поверки. Средства измерения, входящие в состав системы, подвергаются поверке отдельно в соответствии с утвержденными методиками поверки на данные средства измерения.

Межповерочный интервал системы составляет не более наименьшего межповерочного интервала средства измерения, входящего в состав системы конкретной комплектации.

Модификации, исполнения и состав системы представлены в таблице 1.

Таблица 1

| Модификации системы                                                           | ИСТОК – ГАЗ                  |                 |     |     | ИСТОК – ПАР |                 |     |     | ИСТОК – ВОДА    |     |     |                 |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-----------------|-----|-----|-------------|-----------------|-----|-----|-----------------|-----|-----|-----------------|
| Исполнения системы                                                            | -01                          | -02             | -03 | -04 | -05         | -06             | -07 | -08 | -09             | -10 | -11 | -12             |
| Наименование средства измерения                                               | Применяемость по исполнениям |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     |                 |
| 1                                                                             | 2                            | 3               | 4   | 5   | 6           | 7               | 8   | 9   | 10              | 11  | 12  | 13              |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМ; РБ 03 10 1214 17  | 1 <sup>1)</sup>              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     |                 |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМз; РБ 03 10 1214 17 | 1 <sup>1)</sup>              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     |                 |
| Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМр; РБ 03 10 1214 17 | 1 <sup>1)</sup>              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     |                 |
| ППР ССУ по ГОСТ 8.586                                                         | 1                            |                 |     |     | 1           |                 |     | 1   |                 |     |     |                 |
| Датчики расхода Annubar РБ 03 07 0511 11                                      |                              | 1 <sup>2)</sup> |     |     |             | 1 <sup>2)</sup> |     |     | 1 <sup>2)</sup> |     |     |                 |
| ППР ITABAR; РБ 03 07 4080 13                                                  |                              | 1 <sup>2)</sup> |     |     |             | 1 <sup>2)</sup> |     |     | 1 <sup>2)</sup> |     |     |                 |
| Расходомеры Метран-150RFA; РБ 03 07 4827 12                                   |                              | 1 <sup>2)</sup> |     |     |             | 1 <sup>2)</sup> |     |     | 1 <sup>2)</sup> |     |     |                 |
| Расходомеры электромагнитные серии 8700; РБ 03 07 1846 12                     |                              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     | 1 <sup>3)</sup> |
| Расходомеры электромагнитные Promag; РБ 03 07 0184 15                         |                              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     | 1 <sup>3)</sup> |
| Расходомеры-счетчики электромагнитные РСМ-05; РБ 03 07 1020 14                |                              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     | 1 <sup>3)</sup> |
| Расходомеры-счетчики электромагнитные ВИРС-М; РБ 03 07 6017 16                |                              |                 |     |     |             |                 |     |     |                 |     |     | 1 <sup>3)</sup> |

|     |      |              |            |
|-----|------|--------------|------------|
| 8   | Зам. | АМСК 08-1360 | 19.12.2017 |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп.      |

МП.МН 1360-2004

Лист

3

Продолжение таблицы 1

| 1                                                                  | 2               | 3 | 4               | 5               | 6 | 7               | 8                                    | 9               | 10 | 11              | 12              | 13 |
|--------------------------------------------------------------------|-----------------|---|-----------------|-----------------|---|-----------------|--------------------------------------|-----------------|----|-----------------|-----------------|----|
| Расходомеры вихревые серии 8800; РБ 03 07 1813 14                  |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры вихревые YEWFO DY; РБ 03 07 0399 17                    |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры вихревые FS; РБ 03 07 5744 15                          |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры-счетчики вихревые SITRANS FX300; РБ 03 07 5114 13      |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры вихревые PROWIRL; РБ 03 07 0183 11                     |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры вихревые ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200); РБ 03 07 5867 15     |                 |   | 1 <sup>4)</sup> |                 |   |                 | 1 <sup>4)</sup>                      |                 |    | 1 <sup>4)</sup> |                 |    |
| Расходомеры-счетчики ультразвуковые ВИРС-У; РБ 03 07 6018 16       |                 |   |                 |                 |   |                 |                                      |                 |    |                 | 1 <sup>5)</sup> |    |
| Расходомеры-счетчики ультразвуковые SITRANS F US; РБ 03 07 0253 11 |                 |   |                 |                 |   |                 |                                      |                 |    |                 | 1 <sup>5)</sup> |    |
| Счетчики жидкости ультразвуковые СНТ2; РБ 03 07 1871 12            |                 |   |                 |                 |   |                 |                                      |                 |    |                 | 1 <sup>5)</sup> |    |
| Счетчики газа СГ; РБ 03 07 0623 16                                 |                 |   |                 | 1 <sup>6)</sup> |   |                 |                                      |                 |    |                 |                 |    |
| Счетчики газа ротационные RABO; РБ 03 07 5641 15                   |                 |   |                 | 1 <sup>6)</sup> |   |                 |                                      |                 |    |                 |                 |    |
| Счетчики газа ротационные RVG; РБ 03 07 1072 15                    |                 |   |                 | 1 <sup>6)</sup> |   |                 |                                      |                 |    |                 |                 |    |
| Датчики перепада давления                                          | 1 <sup>7)</sup> |   |                 |                 |   | 1 <sup>7)</sup> |                                      | 1 <sup>7)</sup> |    |                 |                 |    |
| Датчики давления                                                   | 1 <sup>8)</sup> |   |                 |                 |   |                 |                                      |                 |    |                 |                 |    |
| Датчики температуры платиновые                                     | 1 <sup>9)</sup> |   |                 |                 |   |                 | 1 <sup>9)</sup> или 1 <sup>10)</sup> |                 |    |                 |                 |    |
| Датчики температуры платиновые с унифицированным выходным сигналом |                 |   |                 |                 |   |                 |                                      |                 |    |                 |                 |    |

- 1) – преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМ или ИСТОК-ТМз и, при необходимости увеличения количества измерительных входов ИСТОК-ТМз, преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМр - устанавливаемый в одном монтажном шкафу с ИСТОК-ТМз или отдельно, в индивидуальном монтажном шкафу;
- 2) – датчики расхода Annubar или Метран-150RFA или ППР ITABAR. ППР ITABAR не используется для природного газа;
- 3) – расходомеры серии 8700 или Promag или PCM-05 или ВИРС-М;
- 4) – расходомеры серии 8800 или YEWFO DY или FS или SITRANS FX300 или PROWIRL или ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200);
- 5) – расходомеры ВИРС-У или SITRANS F US или СНТ2;
- 6) – расходомеры СГ или RABO или RVG;
- 7) – датчики перепада давления по ГОСТ 22520 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,4\%$ , внесенные в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь (РБ);
- 8) – датчики давления по ГОСТ 22520 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления не более  $\pm 0,5\%$ , внесенные в Государственный реестр средств измерений РБ;
- 9) – датчики температуры платиновые  $R_0 = (50, 100)$  Ом, класс AA, A и B по ГОСТ 6651; ГОСТ 30232; СТБ EN 60751, внесенные в Государственный реестр средств измерений РБ;
- 10) – комплект датчиков температуры платиновых  $R_0 = (50, 100)$  Ом, класс AA, A и B по ГОСТ 6651; ГОСТ 30232; СТБ EN 60751, внесенных в Государственный реестр средств измерений РБ.

Примечание – Допускается применение в составе СИ ИСТОК первичных преобразователей расхода в диапазоне измерений расхода, обеспечивающем погрешности измерения расхода и тепловой энергии, не превышающие предельные значения, установленные в технических требованиях на систему.

|     |      |              |       |            |                 |           |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|-----------|
| 8   | Зам. | АМСК 08-1360 |       | 19.12.2017 | МП.МН 1360-2004 | Лист<br>4 |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 |           |

**1 Операции и средства поверки**

1.1 При проведении поверки должны быть выполнены следующие операции

1.1.1 Определение диапазона измерения расходомеров, ДД, ДТ в составе системы в соответствии с применяемым методом измерения расхода электропроводящих жидкостей, пульп, суспензий, измерения объемного расхода природного и других газов.

1.1.2 Определение относительной погрешности измерения системой расхода электропроводящих жидкостей, пульп, суспензий.

1.1.3 Определение относительной погрешности измерения системой объемного расхода природного и других газов, приведенных к стандартным условиям.

1.1.4 Определение относительной погрешности измерения системой тепловой энергии и массы теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения.

Перечень выполняемых операций при проведении поверки представлен в таблице 2.

Таблица 2

| Наименование операции                                                                                                                                    | Номер пункта методики | Обязательность проведения операции при  |                         |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------------|-------------------------|
|                                                                                                                                                          |                       | выпуске из производства и после ремонта | эксплуатации и хранении |
| Поверка средств измерений, входящих в состав системы                                                                                                     | 6.1                   | Да                                      | Да*                     |
| Внешний осмотр                                                                                                                                           | 6.2                   | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации объемного расхода природного и других газов системой ИСТОК-ГАЗ                             | 6.4.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации массового расхода теплоносителя (пара) системой ИСТОК-ПАР                                  | 6.4.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации массового расхода электропроводящих жидкостей системой ИСТОК-ВОДА в единичном трубопроводе | 6.4.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации массового расхода теплоносителя системой ИСТОК-ВОДА в закрытом теплообменном контуре       | 6.4.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации тепловой энергии теплоносителя (пара) системой ИСТОК-ПАР                                   | 6.5.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации тепловой энергии теплоносителя системой ИСТОК-ВОДА в единичном трубопроводе                | 6.5.1                 | Да                                      | Да                      |
| Определение относительной погрешности измерения и регистрации тепловой энергии теплоносителя системой ИСТОК-ВОДА в закрытом теплообменном контуре        | 6.5.3                 | Да                                      | Да                      |

\*. подлежат новой поверке средства измерений, входящие в состав системы, по истечению половины их межповерочного интервала при вводе данных средств измерений в эксплуатацию

1.2 При проведении поверки средств измерений, входящих в состав системы, применяют образцовые средства измерения и вспомогательное оборудование, указанные в методиках поверки составных частей системы.

|     |      |              |            |                 |      |
|-----|------|--------------|------------|-----------------|------|
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп.      | Дата            |      |
|     |      |              |            |                 | 5    |

1.3 При проведении поверки все средства измерений, входящие в состав системы, должны иметь действующие свидетельства о поверке или свидетельства о метрологической аттестации.

## 2 Требования к квалификации поверителей

2.1 К проведению измерений при поверке и (или) обработке результатов измерений допускаются лица, изучившие эксплуатационную документацию на образцовые средства поверки и составные части системы, имеющие опыт поверки средств измерения подобного назначения и аттестованные в установленном порядке в качестве поверителей.

## 3 Требования безопасности

3.1 При проведении поверки должны быть соблюдены требования безопасности, установленные в ТКП 181 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

## 4 Условия поверки

4.1 При проведении поверки системы должны быть соблюдены следующие условия:

- температура окружающего воздуха ( $20 \pm 5$ ) °С;
- относительная влажность окружающего воздуха от 30 до 80 %;
- атмосферное давление от 630 до 795 мм рт. ст. (от 84 до 106,7 кПа);
- напряжение питания от сети постоянного тока ( $24 \pm 5$ ) В;
- отсутствие внешних электрических и магнитных полей, кроме поля Земли;
- отсутствие вибрации и тряски, влияющих на работу составных частей системы.

## 5 Подготовка к поверке

5.1 До проведения поверки должны быть выполнены следующие подготовительные работы:

- проверено наличие на средствах измерения, входящих в состав системы поверительных клейм и отметок (клейм) о поверке в эксплуатационных документах или Свидетельств о поверке;
- подготовлены бланки протоколов поверки (см. приложение А);
- подготовлены средства поверки.

## 6 Проведение поверки

6.1 Поверка составных частей системы

6.1.1 Поверку производят в соответствии с требованиями 1.2.

6.1.2 Поверку ППР ITABAR проводят по методике поверки, приведенной в приложении Б.

6.1.3 Средства измерения, входящие в состав системы, считают годными, если в эксплуатационных документах или в Свидетельствах о поверке этих средств измерения имеются действующие, с датой поверки не более половины их межповерочного интервала, отметки (клейма) о поверке.

6.2 Внешний осмотр

6.2.1 При внешнем осмотре должно быть выполнено:

- 1) проверка комплектности эксплуатационных документов на систему в соответствии с указанным в паспорте перечнем;
- 2) проверка наличия на средства измерений, входящих в состав системы, эксплуатационных документов или Свидетельств о поверке с действующими, с датой поверки не более половины их межповерочного интервала, отметками (клеймами) о поверке;
- 3) проверка наличия и целостности пломб изготовителя, а также пломб и клейм поверителя;
- 4) проверка отсутствия механических повреждений, влияющих на работоспособность средств измерений, входящих в состав системы.

6.3 Определение диапазона измерения.

6.3.1 Диапазон измерения расхода среды определяют в соответствии с применяемым методом измерения расхода:

- 1) при использовании ППР на базе ССУ - программным комплексом (далее ПК) «Расходомер-ИСО»;
- 2) при использовании ППР на базе ОНТ Метран-150RFA или Annubar - программным пакетом «Toolkit» фирмы Emerson Process Management, США;

|     |      |              |       |            |                 |  |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|--|
|     |      |              |       |            | Лист            |  |
| 8   | Зам. | АМСК 08-1360 |       | 19.12.2017 | МП.МН 1360-2004 |  |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 |  |
|     |      |              |       |            | 6               |  |

3) при использовании ППР на базе ОНТ ITABAR - программным пакетом «Winflow» фирмы Intra-Automation GmbH, Германия;

4) при использовании объемных расходомеров серии 8700, серии 8800, YEWFO DY, SITRANS F US, PROWIRL, SITRANS FX300, FS, ЭМИС-ВИХРЬ 200, Promag, PCM-05, ВИРС-У, ВИРС-М, СНТ2, СГ, RABO, RVG - по действующим ТНПА на данные средства измерения;

5) диапазоны измерения других средств измерения, входящих в состав системы, определяют по их действующим ТНПА.

6.3.2 Метрологические характеристики системы рассчитывают поэлементным методом. Для расчета метрологических характеристик системы применяют:

а) погрешности средств измерения, входящих в состав системы;

б) исходные данные для расчета. В соответствии с применяемым методом измерения расхода используют следующие исходные данные:

1)  $\Delta P_{\min}$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta P_{\max}$  – значения минимального, номинального и максимального перепада давления измеряемой среды при использовании ППР на базе ССУ, ОНТ Annubar или ОНТ ITABAR, кПа;

2)  $V_{\min}$ ,  $V$ ,  $V_{\max}$  – значения минимального, номинального и максимального объемного расхода измеряемой среды в рабочих условиях, м<sup>3</sup>/ч;

3)  $G_{\min}$ ,  $G$ ,  $G_{\max}$  – значения минимального, номинального и максимального массового расхода измеряемой среды, кг/ч (т/ч);

4)  $P_{\min}$ ,  $P$ ,  $P_{\max}$  – значения минимального, номинального и максимального абсолютного давления измеряемой среды, кПа;

5)  $I_{\min}$ ,  $I_{\max}$  – значение силы тока датчиков давления и ППР, соответствующие  $P_{\min}$  ( $\Delta P_{\min}$ ,  $G_{\min}$ ),  $P_{\max}$  ( $\Delta P_{\max}$ ,  $G_{\max}$ ), мА;

6)  $t_p$  – номинальное рабочее значение температуры измеряемой среды, °С;

7)  $\Delta T_{\min}$ ,  $\Delta T$ ,  $\Delta T_{\max}$  – значения минимальной, номинальной и максимальной разности температуры теплоносителя, °С;

8)  $\rho$  – плотность измеряемой среды, кг/м<sup>3</sup>.

6.4 Определение относительной погрешности измерения и регистрации объемного и массового расхода измеряемой среды системой.

6.4.1 Определение относительной погрешности измерения и регистрации объемного расхода природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, системой ИСТОК-ГАЗ, массового расхода теплоносителя и электропроводящих жидкостей системами ИСТОК-ПАР и ИСТОК-ВОДА в соответствии с используемым методом измерения расхода:

1) при использовании ППР на базе ССУ относительную погрешность измерения объемного расхода природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, и массового расхода теплоносителя и электропроводящих жидкостей определяют ПК «Расходомер-ИСО» или другим сертифицированным программным пакетом;

2) при использовании ППР на базе ОНТ Annubar или ОНТ ITABAR относительную погрешность измерения объемного расхода природного газа (кроме ОНТ ITABAR) и других газов, приведенного к стандартным условиям, и массового расхода теплоносителя и электропроводящих жидкостей определяют по формуле

$$\delta_G = \pm \sqrt{\delta_\alpha^2 + 4 \cdot \delta_D^2 + \delta_e^2 + 0,25 \cdot (\delta_p^2 + \delta_{BG}^2) + \delta_{BG}^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_\alpha$  – относительная погрешность коэффициента расхода ОНТ, %. Определяют по действующим ТНПА на ОНТ;

$\delta_D$  – относительная погрешность измерения внутреннего диаметра трубопровода. Принимают равной  $\pm 0,4$  %;

$\delta_{BG}$  – относительная погрешность вычисления расхода вычислителем, %. Определяют по действующим ТНПА на вычислитель;

$\delta_e$  – относительная погрешность коэффициента расширения газа или пара, %. Определяют по формуле:

|     |      |              |       |            |                 |      |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|------|
| 8   | Зам. | АМСК 08-1360 |       | 19.12.2017 | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 | 7    |

$$\delta_e = 0,15 \cdot \frac{\Delta P}{P} \cdot \sqrt{\delta_{Bk}^2 + \delta_p^2 + \delta_{dP}^2}, \quad (2)$$

где  $\delta_{Bk}$  – относительная погрешность расчета показателя адиабаты газов и пара вычислителем. Принимают равной  $\pm 5\%$ ;

$\delta_p$  – относительная погрешность измерения давления, %. Определяют по формуле

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_{dP}^2 + \delta_{kP}^2}, \quad (3)$$

где  $\delta_{dP}$  – относительная погрешность датчика давления, %. Определяют по формуле

$$\delta_{dP} = \gamma_{dP} \times \frac{P_{MAX}}{P}, \quad (4)$$

где  $\gamma_{dP}$  – приведенная погрешность датчика давления, %. Определяют по действующим ТНПА на датчик давления;

$\delta_{kP}$  – относительная погрешность канала измерения давления вычислителя, %. Определяют по формуле

$$\delta_{kP} = \frac{\gamma_{kP} \times 20}{\frac{P - P_{MIN}}{P_{MAX} - P_{MIN}} \times (I_{MAX} - I_{MIN}) + I_{MIN}}, \quad (5)$$

где  $\gamma_{kP}$  – приведенная погрешность канала измерения давления вычислителя (расширителя - при подключении датчика давления к расширителю), %. Определяют по действующим ТНПА на вычислитель или расширитель.

$\delta_{dP}$  – относительная погрешность измерения перепада давления, %. Определяют по формуле

$$\delta_{dP} = \pm \sqrt{\delta_{dAP}^2 + \delta_{kAP}^2}, \quad (6)$$

где  $\delta_{dAP}$  – относительная погрешность датчика перепада давления, %. Определяют по формуле

$$\delta_{dAP} = \gamma_{dAP} \times \frac{\Delta P_{MAX}}{\Delta P}, \quad (7)$$

где  $\gamma_{dAP}$  – приведенная погрешность датчика перепада давления, %. Определяют по действующим ТНПА на датчик перепада давления;

$\delta_{kAP}$  – относительная погрешность канала измерения перепада давления вычислителя, %. Определяют по формуле

$$\delta_{kAP} = \frac{\gamma_{kAP} \times 20}{\frac{\Delta P - \Delta P_{MIN}}{\Delta P_{MAX} - \Delta P_{MIN}} \times (I_{MAX} - I_{MIN}) + I_{MIN}}, \quad (8)$$

где  $\gamma_{kAP}$  – приведенная погрешность канала измерения перепада давления вычислителя (расширителя - при подключении датчика давления к расширителю), %. Определяют по действующему ТНПА на вычислитель или расширитель;

$\delta_p$  – относительная погрешность расчета плотности при рабочих условиях, %. Определяют по формуле

$$\delta_p = \pm \sqrt{\delta_{Bp}^2 + K_p^2 \delta_p^2 + K_T^2 \delta_T^2}, \quad (9)$$

где  $\delta_{Bp}$  – относительная погрешность метода расчета плотности. Принимают для воды, насыщенного и перегретого пара равной  $\pm 0,1\%$ , для природного газа  $\pm 0,4\%$ , для воздуха и азота  $\pm 0,02\%$ , для аргона  $\pm 0,03\%$ , для кислорода и аммиака  $\pm 0,1\%$ , для водорода и диоксида углерода ( $P < 5$  МПа)  $\pm 0,2\%$ , для диоксида углерода ( $P > 5$  МПа) и ацетилена ( $P \leq 5$  МПа)  $\pm 0,5\%$ , для ацетилена ( $P > 5$  МПа)  $\pm 1,3\%$ , для умеренно-сжатых газовых смесей  $\pm 0,6\%$  ( $P < 5$  МПа) и  $\pm 1,5\%$  ( $P \geq 5$  МПа);

$K_p$ ,  $K_T$  – коэффициенты влияния. Для различных видов сред значения  $K_p$  и  $K_T$  приведены в

|     |      |              |            |                 |  |      |
|-----|------|--------------|------------|-----------------|--|------|
|     |      |              |            | МП.МН 1360-2004 |  | Лист |
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 | 01.07.2016 |                 |  | 8    |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп.      | Дата            |  |      |

таблице 3. Для умеренно-сжатых газовых смесей расчет значений  $K_P$  и  $K_T$  производят, исходя из конкретной концентрации компонентов смеси, по формуле (10.12) ГОСТ 8.586.5-2005.

Таблица 3

| Коэффициент<br>влияния | Вид контролируемой среды |                   |                   |                  |        |      |          |          |                     |        |       |         |
|------------------------|--------------------------|-------------------|-------------------|------------------|--------|------|----------|----------|---------------------|--------|-------|---------|
|                        | Вода                     | Пар<br>насыщенный | Пар<br>перегретый | Природный<br>газ | Воздух | Азот | Ацетилен | Кислород | Диоксид<br>углерода | Аммиак | Аргон | Водород |
| $K_P$                  | 0                        | 1,00              | 1,05              | 1,05             | 1,00   | 1,00 | 1,10     | 1,01     | 1,08                | 1,21   | 1,01  | 1,00    |
| $K_T$                  | 0,43                     | 10,3              | 1,18              | 1,13             | 1,03   | 1,02 | 1,36     | 1,04     | 1,28                | 1,75   | 1,04  | 1,00    |

$\delta_T$  – относительная погрешность измерения температуры, %. Определяют по формуле:

$$\delta_T = \pm \sqrt{\delta_{dT}^2 + \delta_{kT}^2}, \tag{10}$$

где  $\delta_{dT}$  – относительная погрешность датчика температуры, %. Определяют по формуле:

$$\delta_{dT} = 100 \times \frac{\Delta_T}{273,15 + t_p}, \tag{11}$$

где  $\Delta_T$  – абсолютная погрешность датчика температуры %. Определяют по формуле:

- для датчика температуры класса АА

$$\Delta_T = \pm (0,1 + 0,0017 \times t_p); \tag{12}$$

- для датчика температуры класса А

$$\Delta_T = \pm (0,15 + 0,002 \times t_p); \tag{13}$$

- для датчика температуры класса В

$$\Delta_T = \pm (0,3 + 0,005 \times t_p); \tag{14}$$

$\delta_{kT}$  – относительная погрешность канала измерения температуры вычислителя, %, которую определяют по формуле:

а) Для вычислителя ИСТОК-ТМ:

$$\delta_{kT} = \gamma_{kT} \times \frac{T_0}{273,15 + t_p}, \tag{15}$$

где  $T_0$  – температура приведения. Значение  $T_0$  принимают равным:

$T_0 = 350\text{ }^\circ\text{C}$  для датчика температуры с номинальным значением сопротивления  $R_0 = 100\text{ Ом}$  при  $0\text{ }^\circ\text{C}$ ;

$T_0 = 500\text{ }^\circ\text{C}$  для датчика температуры с номинальным значением сопротивления  $R_0 = 50\text{ Ом}$  при  $0\text{ }^\circ\text{C}$ ;

$\gamma_{kT}$  – приведенная погрешность измерительного канала температуры вычислителя, %. Определяют по действующим ТНПА на вычислитель ИСТОК-ТМ.

б) Для вычислителя ИСТОК-ТМз:

$$\delta_{kT} = \frac{\Delta kT}{273,15 + t_p} \times 100\%, \tag{15.1}$$

где  $\Delta kT$  – абсолютная погрешность вычисления температуры вычислителем ИСТОК-ТМз по измеренному или полученному от расширителя значению сопротивления датчика температуры. Принимают равной  $0,46\text{ }^\circ\text{C}$  для датчика температуры с номинальным значением сопротивления  $R_0 = 100\text{ Ом}$  при  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и  $1,00\text{ }^\circ\text{C}$  для датчика температуры с номинальным значением сопротивления  $R_0 = 50\text{ Ом}$  при  $0\text{ }^\circ\text{C}$ .

Расчет относительной погрешности измерения расхода  $\delta_G$  проводят для трех значений перепада давления измеряемой среды:  $\Delta P_{MIN}$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta P_{MAX}$ ;

|     |      |              |       |            |                 |      |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|------|
|     |      |              |       |            | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 |                 |      |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 | 9    |



3) при использовании объемного расходомера относительную погрешность измерения объемного расхода природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, и массового расхода теплоносителя и электропроводящих жидкостей определяют по формуле:

$$\delta_G = \pm \sqrt{\delta_V^2 + K_P^2 \delta_P^2 + K_T^2 \delta_T^2 + \delta_{BG}^2}, \quad (16)$$

где  $\delta_V$  – относительная погрешность измерения объемного расхода в рабочих условиях, %.  
Определяют по формуле:

$$\delta_V = \pm \sqrt{\delta_{dV}^2 + \delta_{kV}^2}, \quad (17)$$

где  $\delta_{dV}$  – относительная погрешность расходомера, %. Определяют по действующим ТНПА на объемный расходомер;

$\delta_{kV}$  – относительная погрешность канала измерения расхода вычислителя, %. Определяют по формуле:

а) для измерительного канала силы тока вычислителя

$$\delta_{kV} = \frac{\gamma_{kV} \times 20}{\frac{G - G_{MIN}}{G_{MAX} - G_{MIN}} \times (I_{MAX} - I_{MIN}) + I_{MIN}}, \quad (18)$$

где  $\gamma_{kV}$  – приведенная погрешность канала измерения расхода вычислителя (расширителя - при подключении датчика расхода к расширителю), %. Определяют по действующим ТНПА на вычислитель или расширитель.

б) относительную погрешность  $\delta_{kV}$  для числительных измерительных каналов расхода вычислителя принимают равной относительной погрешности расчета объемного расхода вычислителем, равной 0,05 %.

Расчет относительной погрешности измерения расхода  $\delta_G$  проводят для трех значений объемного расхода измеряемой среды в рабочих условиях:  $V_{MIN}$ ,  $V$ ,  $V_{MAX}$ .

При определении параметров насыщенного пара системой ИСТОК-ПАР:

1) по давлению - относительную погрешность  $\delta_T$  принять равной нулю;

2) по температуре - относительную погрешность  $\delta_T$  принять равной нулю.

6.4.2 Систему считают годной, если относительная погрешность измерения и регистрации:

1) объемного расхода природного газа и других газов, приведенных к стандартным условиям, системой ИСТОК-ГАЗ не превышает  $\pm 1,5$  %;

2) массового расхода теплоносителя системой ИСТОК-ПАР не превышает  $\pm 2,0$  %;

3) массового расхода теплоносителя и электропроводящих жидкостей системой ИСТОК-ВОДА в единичном трубопроводе не превышает  $\pm 2,0$  %;

4) массового расхода теплоносителя системой ИСТОК-ВОДА в закрытом теплообменном контуре не превышает  $\pm 2,0$  %.

6.4.3 По требованию поставщика энергоресурсов для систем тепло- и газоснабжения, имеющих несколько отдельных трубопроводов, дополнительно рассчитывают средневзвешенную погрешность измерения расхода  $\delta_{\Sigma q}$ , %, по формуле (18а):

$$\delta_{\Sigma q} = \frac{\sum_{i=1}^n \delta_{qi} \times q_i}{\sum_{i=1}^n q_i}, \quad (18a)$$

где  $\delta_{qi}$  – погрешность измерения системой расхода в  $i$ -ом трубопроводе;

$q_i$  – массовый или объемный расход среды в  $i$ -ом трубопроводе;

$n$  – количество трубопроводов.

Расчет проводят для трех значений расхода измеряемой среды  $q_{MIN}$ ,  $q$ ,  $q_{MAX}$  и в качестве средневзвешенной погрешности измерения расхода  $\delta_{\Sigma q}$  принимают полученное максимальное значение.

Аналогично рассчитывают средневзвешенную погрешность измерения тепловой энергии  $\delta_{\Sigma Q}$ .

|     |      |              |       |            |                 |      |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|------|
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 | 10   |

6.5 Определение относительной погрешности измерения и регистрации тепловой энергии

6.5.1 Относительную погрешность измерения и регистрации тепловой энергии системой ИСТОК-ПАР или системой ИСТОК-ВОДА в единичном трубопроводе определяют по формуле:

$$\delta_Q = |\delta_G| + |\delta_T| + |\delta_h|, \quad (19)$$

где  $\delta_h$  - относительная погрешность метода расчета энтальпии. Принимают для воды равной  $\pm 0,2\%$ , для насыщенного пара равной  $\pm 0,03\%$ , для перегретого пара равной  $\pm 0,09\%$ .

Расчет относительной погрешности измерения тепловой энергии  $\delta_Q$  системой ИСТОК-ПАР и системой ИСТОК-ВОДА проводят для трех значений  $\delta_G$  по каждой системе, рассчитанных в соответствии с 6.4.1 перечисление 1), 2) и 3).

При определении параметров насыщенного пара по давлению в системе ИСТОК-ПАР вместо относительной погрешности измерения температуры ( $\delta_T$ ) к расчету принимают относительную погрешность измерения давления ( $\delta_P$ ).

6.5.2 Систему ИСТОК-ПАР или систему ИСТОК-ВОДА считают годной, если относительная погрешность измерения и регистрации тепловой энергии  $\delta_Q$  не превышает  $\pm 2,5\%$ .

6.5.3 Относительную погрешность измерения и регистрации тепловой энергии системой ИСТОК-ВОДА в закрытом теплообменном контуре определяют по формуле:

$$\delta_Q = |\delta_{dT}| + |\delta_{AT}| + |\delta_{BQ}|, \quad (20)$$

где  $\delta_{dT}$  - относительная погрешность комплекта датчиков температуры, %. Определяют по действующим ТНПА на комплект датчиков температуры;

$\delta_{BQ}$  - относительная погрешность измерения тепловой энергии вычислителем, %. Определяют по действующим ТНПА на вычислитель.

Расчет относительной погрешности измерения тепловой энергии  $\delta_Q$  системой ИСТОК-ВОДА в закрытом теплообменном контуре проводят для трех значений разности температуры теплоносителя:  $\Delta T_{MIN}$ ,  $\Delta T$ ,  $\Delta T_{MAX}$ .

6.5.4 Систему ИСТОК-ВОДА считают годной, если:

1) относительная погрешность измерения и регистрации системой тепловой энергии в закрытом теплообменном контуре не превышает значений, рассчитанных по формуле:

$$\delta_Q = \pm (3 + 4 \times \Delta T_{MIN} / \Delta T + 0,02 \times G_{MAX} / G_{MIN}), \quad (21)$$

2) относительная погрешность комплекта датчиков температуры не превышает значений, рассчитанных по формуле:

$$\delta_{AT} = \pm (0,5 + 3 \times \Delta T_{MIN} / \Delta T), \quad (22)$$

3) относительная погрешность расчета тепловой энергии вычислителем не превышает значений, рассчитанных по формуле:

$$\delta_{BQ} = \pm (0,5 + \Delta T_{MIN} / \Delta T). \quad (23)$$

## 7 Оформление результатов поверки

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

7.2 При положительных результатах первичной поверки в паспорте на систему производится запись о годности к применению, ставится отиск поверительного клейма, указывается дата поверки, ставится подпись лица, выполнившего поверку и выписывается свидетельство о поверке. При положительных результатах периодической поверки системы выписывается Свидетельство о поверке.

7.3 При отрицательных результатах поверки системы поверительное клеймо гасится, Свидетельство о поверке аннулируется. На систему выписывается Заключение о непригодности с описанием причин непригодности.

|     |      |              |       |            |                       |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------------|
|     |      |              |       |            | Лист                  |
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004<br>11 |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                       |

## Приложение А (рекомендуемое)

## ПРОТОКОЛ поверки № \_\_\_\_\_

## Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-\_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_ Заводской № \_\_\_\_\_

## Таблица А.1 Исходные данные в рабочих условиях

|                                                |                                       |  |
|------------------------------------------------|---------------------------------------|--|
| Вид среды <small>(ненужное зачеркнуть)</small> | природный газ <small>(др.газ)</small> |  |
| Внутренний диаметр трубопровода                | D, мм                                 |  |
| Абсолютное давление газа                       | Pa, кПа                               |  |
| Температура газа                               | t <sub>р</sub> , °C                   |  |
| Коэффициент сжимаемости                        | Z                                     |  |
| Плотность газа                                 | ρ <sub>г</sub> , кг/м <sup>3</sup>    |  |

## Результаты поверки

1. Поверка системы измерительной ИСТОК-ГАЗ-\_\_\_\_\_ в соответствии с МП.МН 1360-2004

## Таблица А.2

| Наименование и тип средств измерения, входящих в состав системы | Заводской номер | Дата поверки | Погрешность |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-------------|
| Вычислитель ИСТОК-ТМ _____                                      |                 |              |             |
| Датчик расхода _____                                            |                 |              |             |
| Датчик давления _____                                           |                 |              |             |
| Датчик температуры _____                                        |                 |              |             |
| Датчик перепад давления _____                                   |                 |              |             |

2. Внешний осмотр \_\_\_\_\_

3. Опробование \_\_\_\_\_

4. Диапазон измерения объемного расхода природного газа (др.газ) \_\_\_\_\_  
в соответствии с используемым методом измерения: $G_{V \text{ MIN}} = \text{_____ м}^3/\text{ч}$  $G_{V \text{ MAX}} = \text{_____ м}^3/\text{ч}$ 5. Диапазон измерения объемного расхода природного газа (др.газ) \_\_\_\_\_  
в стандартных условиях: $G_{N \text{ MIN}} = \text{_____ нм}^3/\text{ч}$  $G_{N \text{ MAX}} = \text{_____ нм}^3/\text{ч}$ 

## Таблица А.3

|                                                                                                                                             |             |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Относительная погрешность измерения СИ ИСТОК-ГАЗ-_____ объемного расхода природного газа <small>(др.газ)</small> _____), $\pm \delta_G$ , % |             |
| Фактическая                                                                                                                                 | Допускаемая |
|                                                                                                                                             | <b>1,5</b>  |

Результат поверки \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_

Оттиск поверительного клейма.



Свидетельство № \_\_\_\_\_

Дата поверки « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. Подпись поверителя \_\_\_\_\_

|     |      |              |            |                 |      |
|-----|------|--------------|------------|-----------------|------|
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп.      |                 | 12   |

ПРОТОКОЛ поверки № \_\_\_\_\_

Система измерительная ИСТОК-ВОДА-\_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_ Заводской № \_\_\_\_\_

Таблица А.4 Исходные данные в рабочих условиях

|                                                      |           |                       |
|------------------------------------------------------|-----------|-----------------------|
| Вид среды(ненужное зачеркнуть): Сетевая вода (_____) |           | Единичный трубопровод |
| Внутренний диаметр трубопровода                      | D, мм     |                       |
| Абсолютное давление теплоносителя (_____)            | Ра, кПа   |                       |
| Избыточное давление теплоносителя (_____)            | Ри, кПа   |                       |
| Температура теплоносителя (_____)                    | Т, °С     |                       |
| Плотность теплоносителя (_____)                      | ρв, кг/м³ |                       |

Результаты поверки

1. Поверка системы измерительной ИСТОК-ВОДА-\_\_\_ в соответствии с МП.МН 1360-2004

Таблица А.5

| Наименование и тип средств измерения, входящих в состав системы | Заводской номер | Дата поверки | Погрешность |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-------------|
| Вычислитель ИСТОК-ТМ _____                                      |                 |              |             |
| Датчик расхода _____                                            |                 |              |             |
| Датчик давления _____                                           |                 |              |             |
| Датчик температуры _____                                        |                 |              |             |
| Датчик перепад давления _____                                   |                 |              |             |

2. Внешний осмотр \_\_\_\_\_

3. Опробование \_\_\_\_\_

4. Диапазон измерения объемного расхода теплоносителя (\_\_\_\_\_):

Gv MIN = \_\_\_\_\_ м³ /ч

Gv MAX = \_\_\_\_\_ м³ /ч

5. Диапазон измерения массового расхода теплоносителя (\_\_\_\_\_):

Gn MIN = \_\_\_\_\_ т /ч

Gn MAX = \_\_\_\_\_ т /ч

Таблица А.6

|                                                                            |             |                                                               |             |
|----------------------------------------------------------------------------|-------------|---------------------------------------------------------------|-------------|
| Относительная погрешность измерения расхода теплоносителя (_____), ± δG, % |             | Относительная погрешность измерения тепловой энергии, ± δQ, % |             |
| Фактическая                                                                | Допускаемая | Фактическая                                                   | Допускаемая |
|                                                                            | 2,0         |                                                               | 2,5         |

Результат поверки \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_

Оттиск поверительного клейма.  Свидетельство № \_\_\_\_\_

Дата поверки « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. Подпись поверителя \_\_\_\_\_

|     |      |              |       |            |  |                 |      |
|-----|------|--------------|-------|------------|--|-----------------|------|
|     |      |              |       |            |  | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 |  |                 | 13   |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |  |                 |      |

## ПРОТОКОЛ поверки № \_\_\_\_\_

## Система измерительная ИСТОК-ВОДА-\_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_ Заводской № \_\_\_\_\_

Таблица А.7 Исходные данные в рабочих условиях

| Вид среды:                        | Сетевая вода                 | Закрытый теплообменный контур |
|-----------------------------------|------------------------------|-------------------------------|
| Внутренний диаметр трубопровода   | D, мм                        |                               |
| Абсолютное давление теплоносителя | Pa, кПа                      |                               |
| Избыточное давление теплоносителя | Pи, кПа                      |                               |
| Температура теплоносителя         | T, °C                        |                               |
| Плотность теплоносителя           | $\rho_B$ , кг/м <sup>3</sup> |                               |

## Результаты поверки

1. Поверка системы измерительной ИСТОК-ВОДА-\_\_\_\_\_ в соответствии с МП.МН 1360-2004

Таблица А.8

| Наименование и тип средств измерения, входящих в состав системы | Заводской номер | Дата поверки | Погрешность |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-------------|
| Вычислитель ИСТОК-ТМ _____                                      |                 |              |             |
| Датчик расхода _____                                            |                 |              |             |
| Датчик давления _____                                           |                 |              |             |
| Датчик температуры _____                                        |                 |              |             |
| Датчик перепад давления _____                                   |                 |              |             |

2. Внешний осмотр \_\_\_\_\_

3. Опробование \_\_\_\_\_

4. Диапазон измерения объемного расхода теплоносителя:

 $G_V \text{ MIN} = \text{_____ м}^3/\text{ч}$  $G_V \text{ MAX} = \text{_____ м}^3/\text{ч}$ 

5. Диапазон измерения массового расхода теплоносителя:

 $G_N \text{ MIN} = \text{_____ т/ч}$  $G_N \text{ MAX} = \text{_____ т/ч}$ 

Таблица А.9

| Относительная погрешность измерения расхода теплоносителя, $\pm \delta_G$ , % |             | Относительная погрешность измерения СИ ИСТОК-ВОДА-_____ параметров теплоносителя, %                            |             |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Фактическая                                                                   | Допускаемая | Допускаемая                                                                                                    | Фактическая |
|                                                                               | <b>2,0</b>  | $\delta_Q = \pm (3 + 4 \times \Delta T_{\text{MIN}} / \Delta T + 0,02 \times G_{\text{MAX}} / G_{\text{MIN}})$ |             |
|                                                                               |             | $\delta_{\Delta T} = \pm (0,5 + 3 \times \Delta T_{\text{MIN}} / \Delta T)$                                    |             |
|                                                                               |             | $\delta_{BQ} = \pm (0,5 + \Delta T_{\text{MIN}} / \Delta T)$                                                   |             |

Результат поверки \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_

Оттиск поверительного клейма.



Свидетельство № \_\_\_\_\_

Дата поверки « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. Подпись поверителя \_\_\_\_\_

|     |      |              |            |                 |      |
|-----|------|--------------|------------|-----------------|------|
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004 | Лист |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп.      |                 | 14   |

ПРОТОКОЛ поверки № \_\_\_\_\_

Система измерительная ИСТОК-ПАР- \_\_\_\_\_

Владелец \_\_\_\_\_ Заводской № \_\_\_\_\_

Таблица А.10 Исходные данные в рабочих условиях

|                                  |                                 |  |
|----------------------------------|---------------------------------|--|
| Вид среды (непущное зачеркнуть): | Перегретый пар / Насыщенный пар |  |
| Внутренний диаметр трубопровода  | D, мм                           |  |
| Абсолютное давление пара         | Pa, кПа                         |  |
| Избыточное давление пара         | Pи, кПа                         |  |
| Температура пара                 | T, °C                           |  |
| Плотность пара                   | ρп, кг/м³                       |  |

Результаты поверки

1. Поверка системы измерительной ИСТОК-ПАР- \_\_\_\_\_ в соответствии с МП.МН 1360-2004

Таблица А.11

|                                                                 |                 |              |             |
|-----------------------------------------------------------------|-----------------|--------------|-------------|
| Наименование и тип средств измерения, входящих в состав системы | Заводской номер | Дата поверки | Погрешность |
| Вычислитель ИСТОК-ТМ _____                                      |                 |              |             |
| Датчик расхода _____                                            |                 |              |             |
| Датчик давления _____                                           |                 |              |             |
| Датчик температуры _____                                        |                 |              |             |
| Датчик перепад давления _____                                   |                 |              |             |

2. Внешний осмотр \_\_\_\_\_

3. Опробование \_\_\_\_\_

4. Диапазон измерения объемного расхода теплоносителя:

G<sub>V</sub> MIN = \_\_\_\_\_ м³ /ч

G<sub>V</sub> MAX = \_\_\_\_\_ м³ /ч

5. Диапазон измерения массового расхода теплоносителя:

G<sub>N</sub> MIN = \_\_\_\_\_ т/ч

G<sub>N</sub> MAX = \_\_\_\_\_ т/ч

Таблица А.12

|                                                                                 |             |                                                                            |             |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------|----------------------------------------------------------------------------|-------------|
| Относительная погрешность измерения расхода теплоносителя, ± δ <sub>G</sub> , % |             | Относительная погрешность измерения тепловой энергии, ± δ <sub>Q</sub> , % |             |
| Фактическая                                                                     | Допускаемая | Фактическая                                                                | Допускаемая |
|                                                                                 | 2,0         |                                                                            | 2,5         |

Результат поверки \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_

Оттиск поверительного клейма.  Свидетельство № \_\_\_\_\_

Дата поверки « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г. Подпись поверителя \_\_\_\_\_

|     |      |              |       |            |                 |  |  |      |
|-----|------|--------------|-------|------------|-----------------|--|--|------|
|     |      |              |       |            |                 |  |  | Лист |
| 7   | Зам. | АМСК 07-1360 |       | 01.07.2016 | МП.МН 1360-2004 |  |  | 15   |
| Изм | Лист | № докум.     | Подп. | Дата       |                 |  |  |      |