

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ,
КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ГАЗООБРАЗНЫХ И ЖИДКИХ СРЕД

**“Только самые МУДРЫЕ и
самые ГЛУПЫЕ не поддаются обучению”**

Конфуций

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИК ИСТОК.....	5
1.4. МОДИФИКАЦИИ ИК ИСТОК.....	10
1.4.1 СИСТЕМА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ИСТОК-ГАЗ	10
1.4.2 СИСТЕМА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ИСТОК-ПАР.....	11
1.4.3 СИСТЕМА ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ ИСТОК-ВОДА.....	11
1.4.4 ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК-ВЫБРОСЫ.....	13
1.4.5 АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НА БАЗЕ ПО MASTER-SCADA.....	14
1.7 ПРИМЕРЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДАТЧИКОВ В СИ ИСТОК.....	17
1.8 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИ ИСТОК ПО ИСПОЛНЕНИЯМ.....	18
2. ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ.....	25
3. ОСРЕДНЯЮЩИЕ НАПОРНЫЕ ТРУБКИ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ.....	30
4. СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ.....	34
5. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ ГАЗА.....	38
6. УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ.....	42
7. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ.....	44
8. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ.....	46
9. ПАРАМЕТРЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА, СОСТАВ ВОЗДУХА.....	50
10. ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ	53
13. СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ.....	58
15. ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИК ИСТОК.....	67



СЕРТИФИКАТ

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

PATTERN APPROVAL CERTIFICATE
OF MEASURING INSTRUMENTS



НОМЕР СЕРТИФИКАТА:
CERTIFICATE NUMBER: 7881

ДЕЙСТВИТЕЛЕН ДО:
VALID TILL: 26 апреля 2017 г.

Настоящий сертификат удостоверяет, что на основании положительных результатов государственных испытаний утвержден тип средств измерений

"Преобразователи измерительные многофункциональные "ИСТОК-ТМ",
изготовитель - УЧП "НПЦ Спецсистема", г. Витебск,
Республика Беларусь (BY),

который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под номером РБ 03 10 1214 12 и допущен к применению в Республике Беларусь с 21 декабря 2000 г.

Описание типа средств измерений приведено в приложении и является неотъемлемой частью настоящего сертификата.

Заместитель Председателя комитета  С.А. Ивлев
26 апреля 2012 г.



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

BY.C.29.999.A № 57768

Срок действия до 06 февраля 2020 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
Преобразователи измерительные многофункциональные ИСТОК-ТМ

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
УЧП "НПЦ Спецсистема", г. Витебск, Республика Беларусь

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 21548-15

ДОКУМЕНТЫ НА ПОВЕРКУ
МП.ВТ.011-2000, МРБ МП.2418-2014

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 06 февраля 2015 г. № 148

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

С.С.Голубев



2015 г.

Серия СИ

№ 018843



КОМИТЕТ
ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И МЕТРОЛОГИИ
МИНИСТЕРСТВА ИНДУСТРИИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

СЕРТИФИКАТ №8832

о признании утверждения типа средств измерений

Зарегистрирован в реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан «21» ноября 2012 г. за № КЗ.02.03.04923-2012/РБ 03 10 1214 12 Действителен до «26» апреля 2017 г.

Настоящий сертификат удостоверяет, что тип

преобразователей измерительных многофункциональных

наименование средства измерения

«ИСТОК-ТМ»
обозначение типа

производимых

УЧП «НПЦ «Спецсистема»
наименование производителя

г. Витебск, Республика Беларусь
территориальное место расположения производства

допущен к применению в Республике Казахстан на основании признания результатов испытаний и утверждения данного типа, проведенных

Госстандартом Республики Беларусь
наименование национального органа по метрологии страны импортера



Заместитель Председателя

Г. Дугалов

004340

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ УКРАИНЫ ПО ВОПРОСАМ
ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И ПОТРЕБИТЕЛЬСКОЙ ПОЛИТИКИ

Серия Е

№ 002076



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о признании утверждения типа
средств измерительной техники

№ UA-MI/Зр-323-2010

Выдано 26 марта 2010 г.

Настоящее свидетельство, выданное УЧП "Научно-производственный центр "Спецсистема", Республика Беларусь, удостоверяет, что на основании "Соглашения о взаимном признании результатов государственных испытаний и утверждения типа, метрологической аттестации, поверки и калибровки средств измерений, а также результатов аккредитации лабораторий, осуществляющих испытания, поверку или калибровку средств измерений", подписанного 6 октября 1992 г. Госстандартом Украины, признаны результаты государственных испытаний и утверждения типа преобразователей измерительных многофункциональных ИСТОК-ТМ, проведенных Госстандартом Республики Беларусь.

Преобразователь измерительный многофункциональный ИСТОК-ТМ на основании решения Научно-технической комиссии по метрологии Государственного комитета Украины по вопросам технического регулирования и потребительской политики зарегистрирован в Государственном реестре средств измерительной техники под номером РБ 03 10 1214 08.

Преобразователи измерительные многофункциональные ИСТОК-ТМ подлежат поверке после ремонта и при эксплуатации.

Межповерочный интервал, установленный при признании утверждения типа преобразователей, - не более одного года.

Первый заместитель Председателя



В.И. Чекалини

НАЦИОНАЛЬНАЯ СИСТЕМА ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
 Орган по сертификации систем менеджмента
 Республиканское унитарное предприятие «Витебский центр стандартизации, метрологии и сертификации»
 Республика Беларусь, 210015, г. Витебск, ул. Б. Хмельницкого, 20.
 (аттестат аккредитации № ВУ/112 005.02, действителен до 26.11.2015 г.)

ВЦСМС

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

СТБ
ISO 9001

Зарегистрирован в реестре № ВУ/112 05.01. 005 02726

Дата регистрации 29 марта 2012 г.
 Дата подтверждения 29 марта 2015 г.
 Действителен до 29 марта 2018 г.

Настоящий сертификат соответствия выдан
 Унитарному частному предприятию
 «Научно-производственный центр
 «Спецсистема»
 (УНП 300047573)
 Республика Беларусь, 210004,
 г. Витебск, ул. Ламанова, 22

и удостоверяет, что система менеджмента качества применительно к разработке, производству и сервисному обслуживанию контрольно-измерительных приборов и систем для организации учета потребления, контроля и распределения энергоресурсов

соответствует требованиям СТБ ISO 9001-2009

Руководитель аккредитованного органа по сертификации  П.Л. ЯКОВЛЕВ

№ 0028145

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

STATE COMMITTEE FOR STANDARDIZATION OF THE REPUBLIC OF BELARUS

СЕРТИФИКАТ

ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

PATTERN APPROVAL CERTIFICATE OF MEASURING INSTRUMENTS

СТБ НОМЕР СЕРТИФИКАТА: CERTIFICATE NUMBER: 7723
 ДЕЙСТВИТЕЛЕН ДО: VALID TILL: 29 марта 2017 г.


Настоящий сертификат удостоверяет, что на основании положительных результатов государственных испытаний утвержден тип средств измерений

"Системы измерительные ИСТОК",
 изготовитель - УЧП "НПЦ "Спецсистема", г. Витебск, Республика Беларусь (ВУ),

который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под номером РБ 03 10 2072 12 и допущен к применению в Республике Беларусь с 2 декабря 2003 г.

Описание типа средств измерений приведено в приложении и является неотъемлемой частью настоящего сертификата.

Заместитель Председателя комитета  С.А. Ивлев
 29 марта 2012 г.




КОМИТЕТ ТЕХНИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И МЕТРОЛОГИИ МИНИСТЕРСТВА ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

СЕРТИФИКАТ №10225

о признании утверждения типа средств измерений

Зарегистрирован в реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан «05» февраля 2014 г. за № КЗ.02.03.05707-2014/РБ 03 10 2072 12. Действителен до «29» марта 2017 г.

Настоящий сертификат удостоверяет, что тип систем измерительных ИСТОК (в состав комплекса входят: преобразователи измерительные многофункциональные ИСТОК-ТМ, расходомеры Метран-150RFA, расходомеры электромагнитные Promag, расходомеры вихревые Yewflo DY, расходомеры вихревые FS4000, FV4000, расходомеры-счетчики вихревые SITRANS FX300, расходомеры вихревые PROWIRL, расходомеры вихревые серии 8800, расходомеры-счетчики ультразвуковые SITRANS FUS, счетчики газа СГ, счетчики газа ротационные RVG, датчики давления, датчики перепада давления, датчики температуры), производимых УЧП «НПЦ «Спецсистема», г. Витебск, Республика Беларусь допущен к применению в Республике Казахстан на основании признания результатов испытаний и утверждения данного типа, проведенных Госстандартом Республики Беларусь.

Заместитель Председателя  Г. Дугалов
 М.П. 005159

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

ВУ.С.32.999.А № 43170

Срок действия до 15 июля 2016 г.

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ
 Системы измерительные ИСТОК

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
 УЧП "НПЦ "Спецсистема", г. Витебск, Республика Беларусь

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 30240-11

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ
 МП 30240-11

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ Не более наименьшего МПИ средств измерений, входящих в состав системы конкретной комплектации

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 июля 2011 г. № 3542

Описание типа средств измерений является обязательным приложением к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя Федерального агентства  В.Н. Крутиков
 03.09.2011 г.

Серия СИ № 001093

1. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ИСТОК

1.1 Отличительные особенности ИК ИСТОК

Изложенный ниже материал - это краткая техническая информация о методах и средствах измерения, их достоинствах и недостатках. Основная цель данного проекта - ознакомление специалистов, осуществляющих проектирование, монтаж и эксплуатацию технических средств измерения расхода и регистрации:

- тепловой энергии и количества теплоносителя;
- природного и других газов;
- электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий;
- валового количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в соответствии с установленными нормативными документами РБ и РФ.

При проектировании узлов учета на базе СИ ИСТОК следует руководствоваться эксплуатационной документацией его составных частей.

Объективный товарный учет любых ресурсов - это точные измерения, достоверность которых гарантируется сертификацией и подтверждается калибровкой измерительных систем в процессе эксплуатации без нарушения их целостности. Без строгого соблюдения этих критериев достоверность учета находится под сомнением!

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.

Системы измерительные (*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.

ИК ИСТОК имеет **5 модификаций** и **38 исполнений** по видам контролируемых сред и методам измерения.

Отличительной особенностью *ИК ИСТОК* является унифицированное единообразие в выборе сертифицированных метрологических решений (выбор метода измерения расхода, расчет реального диапазона измерения и определение метрологической характеристики - погрешности в требуемом диапазоне измерения) для обширного набора газообразных и жидких сред, теплоносителя и т.п.

Основные критерии, обеспечивающие объективность товарного учета, следующие:

1. Во всех модификациях и исполнениях *СИ ИСТОК* используются только апробированные методы измерения расхода газообразных и жидких сред в соответствии с нормативными документами, право применяемость которых установлена в законодательном порядке.

2. Метрологические характеристики *СИ ИСТОК*, их соответствие нормативным документам и право на выпуск в обращение установлены по результатам положительных государственных испытаний. Все исполнения *СИ ИСТОК* по методам измерения прошли натурные испытания на аккредитованных поверочных установках.

3. *СИ ИСТОК* - это ряд сертифицированных метрологических решений как по методам измерения и технологии монтажа, так и по стоимости и срокам их поставки. Это обеспечивает оптимальный выбор технологического решения для измерения расхода среды в соотношении "цена - качество".

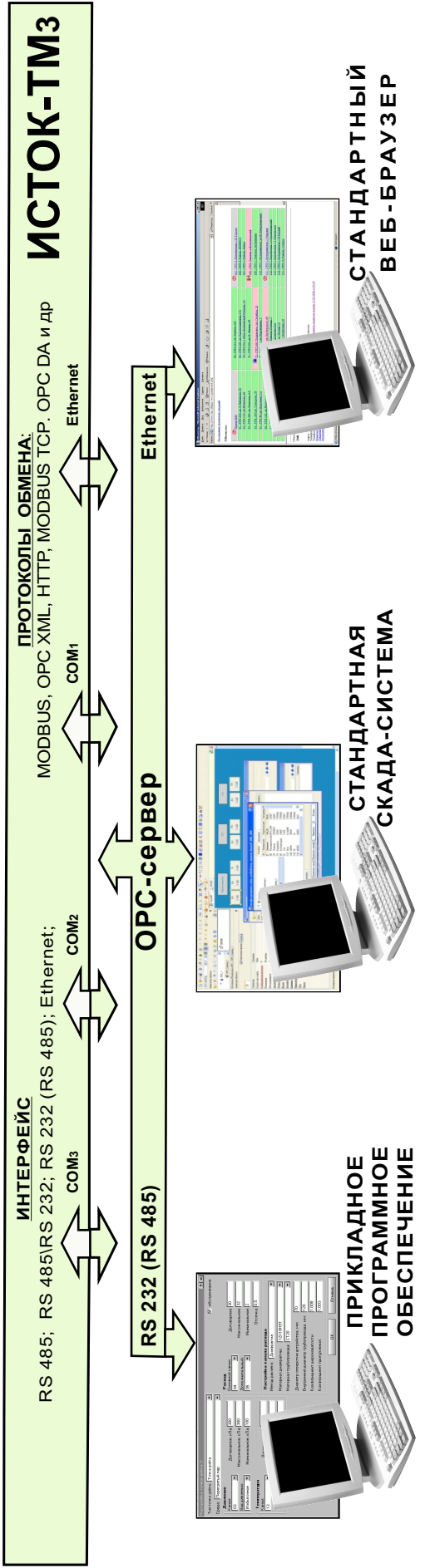
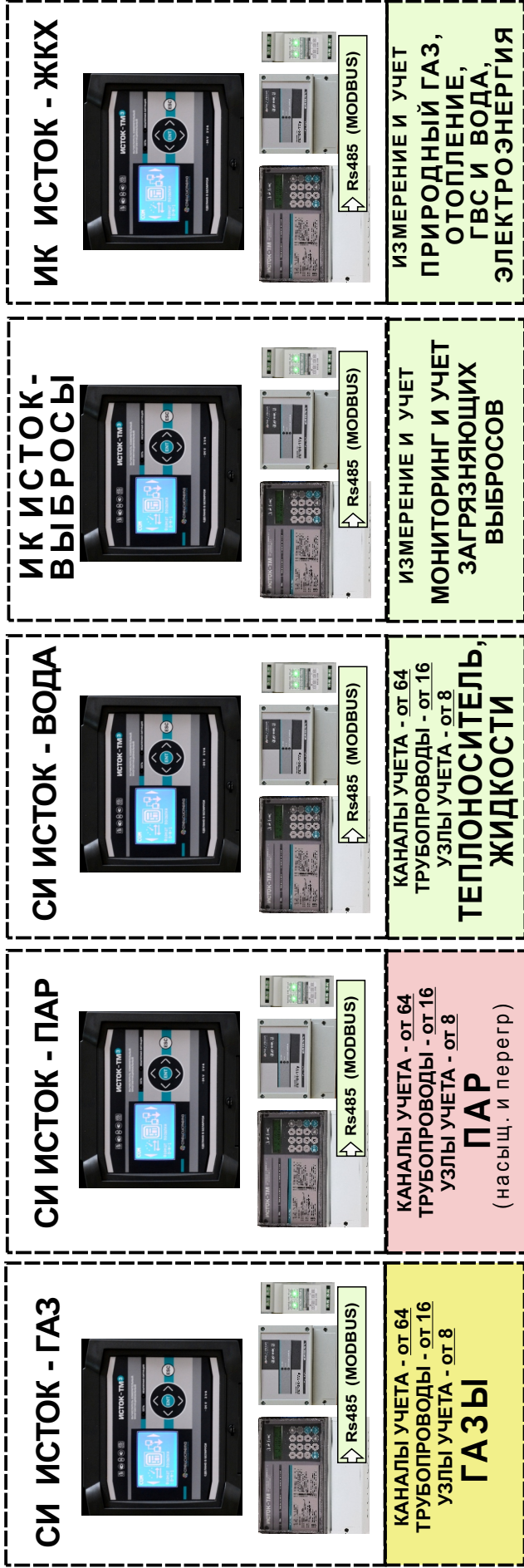
4. В *СИ ИСТОК* расчет диапазонов расхода и расчет погрешности измерения производится с учетом коррекции на взаимное влияние температуры, давления, линий связи и измерительных трактов всех составных частей. Эксплуатационная дисциплина гарантирует повторяемость метрологических характеристик измерительных комплексов.

5. При поставке все исполнения *СИ ИСТОК* обеспечиваются метрологическим сертификатом, аттестованной методикой поверки, аттестованным протоколом поверки и выполнены в законченном конструктивном исполнении.

6. Применение *СИ ИСТОК* обеспечивает потребителю существенную экономию средств в силу того, что снимается потребность:

- 1) в производстве метрологических расчетов по проектируемому узлу учета;
- 2) в разработке и согласовании методики поверки на конкретный проектируемый узел учета;
- 3) в аттестации узла учета аккредитованными метрологическими службами.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК



1.3 Основные функциональные характеристики ИК ИСТОК

Настоящая информация распространяется на преобразователи измерительные многофункциональные (ПИМ) *ИСТОК-ТМ* следующих исполнений: *ПИМ ИСТОК-ТМ* и *ПИМ ИСТОК-ТМз*, далее - вычислитель, *ПИМ ИСТОК-ТМр*, далее - расширитель.

Принцип действия *ИК ИСТОК* основан на выполнении следующих основных функций:

1) измерение вычислителем *ИСТОК-ТМ* выходных унифицированных сигналов от ППР, ДТ, ДД, пропорциональных измеренным объемным расходам природного и других газов, электропроводящих жидкостей и теплоносителя (теплофикационная вода, пар), прошедших через поперечное сечение трубопровода за единицу времени, их температуре и давлению в пределах измерительного участка трубопровода;

2) преобразование вычислителем *ИСТОК-ТМ* измеренных унифицированных электрических сигналов от ППР, ДД, ДТ в математические эквиваленты физических параметров измеряемой среды (плотность, энтальпия, динамическая вязкость, коэффициент сжимаемости, масса, тепловая энергия и др.);

3) выполнение вычислителем *ИСТОК-ТМ* алгоритма программной обработки полученных данных согласно нормативным требованиям с учетом взаимного влияния температуры, давления, линий связи и измерительных трактов всех составных частей, регистрацию и хранение исходных и вычисленных значений в энергонезависимой памяти вычислителя, отображение исходных и вычисленных значений на графическом дисплее вычислителя и передачу запрашиваемых данных о параметрах измеряемой среды во внешние сети.

1.3.1 Измерительный модуль СИ ИСТОК

СИ ИСТОК функционально законченное метрологическое решение, обеспечивающее измерение и учет тепловой энергии, массового расхода теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения; объемный расход однокомпонентных и многокомпонентных газовых сред в системах газоснабжения, на любых диаметрах трубопроводов, для разных расходов и давлений.

В *СИ ИСТОК* на базе вычислителя *ИСТОК-ТМз* выделены два обособленных структурных модуля:

1) модуль сбора и обработки на базе вычислителя *ИСТОК-ТМз* - новое, функционально законченное метрологическое решение, позволяющее строить любые пространственно разнесенные измерительные комплексы различного функционала;

2) модуль расширения на базе расширителя *ИСТОК-ТМр* и вычислителей *ИСТОК-ТМз* и *ИСТОК-ТМ*.

Применение расширителей позволяет организовать комплексное измерение с пространственно разнесенных измерительных датчиков, обеспечивая надежную гальваническую развязку, максимальную помехозащищенность аналоговых цепей, устойчивую передачу полученных данных и существенное сокращение затрат на кабельную продукцию и монтаж удаленных средств измерения.

Вычислитель *ИСТОК-ТМ* и *СИ ИСТОК* внесены в Госреестры средств измерений: Республики Беларусь, Российской Федерации, Украины и Республики Казахстан.

Межповерочный интервал до 4-х (четыре) лет в соответствии с исполнением.

1.3.2 Основные функциональные характеристики предлагаемого решения

СИ ИСТОК на базе вычислителя *ИСТОК-ТМз* в штатном режиме обеспечивает:

- измерение и учет: расхода природного и других газов (азот, аргон, аммиак, ацетилен, водород, двуокись углерода, кислород, сжатый воздух и др.), тепловой энергии и количества теплоносителя в закрытых и открытых водяных и паровых системах теплоснабжения (ТКП 411-2012), расхода и количества электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий;

- измерение и учет по двум типам измерительных каналов (ИК): аналоговым и цифровым.

Аналоговые и цифровые ИК вычислителя *ИСТОК-ТМз* (интеллектуальные расширители *ИСТОК-ТМр*, ведомые вычислители *ИСТОК-ТМ* и *ИСТОК-ТМз*) обеспечивают измерение и учет по 64 каналам учета, 16-ти измерительным трубопроводам и 8-ми узла учета.

- формирование в системы телеметрии или регулирования аналоговых сигналов (4-20 мА, через расширитель *ИСТОК-ТМа*) об уровне измеренных значений контролируемых параметров в реальном масштабе времени (количество расширителей *ИСТОК-ТМа* по заказу);

- формирование в системы телеметрии или регулирования двух сигналов телесигнализации ("ВКЛ" "ВЫКЛ") достижения уровня "УСТАВКОК" контролируемых параметров;

- управление печатью установленного шаблона отчетных данных на матричном принтере;

- обмен данными с внешними информационными сетями в режиме GSM-модема;

- одновременный обмен данными по четырем независимым интерфейсам: Rs232, Rs485, Rs232\Rs485 (переключаемый) и Ethernet (обмен данными по сетевому IP-адресу в соответствии со спецификациями протоколов OPC XML, http, Modbus/TCP).

Последовательные интерфейсы обеспечивают устойчивую максимальную скорость обмена данными (до 230 400 бод).

Применение http сервера обеспечивает доступ к ресурсам вычислителя *ИСТОК-ТМз* через обычный Интернет браузер из локальной сети или посредством стандартных IT-технологий. Доступ к таким ресурсам защищен специальной системой паролей.

Погрешность измерения входных сигналов по ИК силы тока и ИК омического сопротивления, не более $\pm 0,05\%$; по частотно-импульсным ИК, не более $\pm 0,04\%$.

Установка настроечных данных в вычислителе *ИСТОК-ТМз* производится двумя способами:

- методом последовательного установки настроечных данных по КИ, КУ, Тр, УУТ и УП;
- методом ускоренной установки с помощью «шаблонов конфигурирования», размещенных в меню «Сервис». Это облегченный процесс ввода настроечных данных по типовым конфигурациям ТР и УУТ.

Метод ускоренной установки шаблонов применяется:

1) для типовых принципиальных схем учета тепловой энергии и теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения (ТКП 411-2012 и т.п.);

2) для типовых схем учета газообразных сред расчет коэффициента сжимаемости по уравнениям состояния «Nх19мод.», «GERG-91мод.», «AGA8-92DCC» или «ВНИЦ СМВ»;

3) для ускорения и упрощения процесса проведения поверки (в соответствии с методикой поверки) при метрологической аттестации вычислителя *ИСТОК-ТМз*.

Расширитель ИСТОК-ТМр обеспечивает измерение сигналов силы постоянного тока, омического сопротивления и частоты {токовые ИК (0 5мА; 0 20 мА; 4 20 мА); ИК термосопротивления $R_0 = (50, 100, 500)$ Ом, класс допуска АА, А и В по ГОСТ 6651-2009, частотно-импульсные ИК (от 0,1 до 3000Гц)}, преобразование измеренных сигналов в цифровой код и передачу цифровой информации по интерфейсу RS-485 (Modbus Slave);

Расширитель *ИСТОК-ТМр* имеет 9 ИК, выбор функционального исполнения входных ИК определяется при заказе изделия: пример - расширитель *ИСТОК-ТМр* (4i-3t-2h)

где, i - количество ИК силы постоянного тока;

t - количество ИК омического сопротивления;

h - количество ИК частотно-импульсных сигналов;

Выбор сетевого адреса расширителя производится при помощи движкового переключателя.

Расширитель аналоговый ИСТОК-ТМа предназначен для обеспечения телекоммуникационных функций вычислителя *ИСТОК-ТМз* и является устройством, обеспечивающим формирование и передачу телеметрической информации различного рода по требованию потребителя.

расширитель аналоговый *ИСТОК-ТМа* обеспечивает:

- передачу в системы телеметрии или регулирования по двум токовым каналам (4-20 мА) измеренных значений контролируемых параметров (на выбор) в реальном масштабе времени;

- обмен данными с вычислителем *ИСТОК-ТМз* по интерфейсу Rs485 (Modbus Slave) на скорости 230 400 бод;

Питание от сети постоянного тока напряжением 24 В.

Ввод настроечных данных для *ИСТОК-ТМа* производится вычислителем *ИСТОК-ТМз*.

Количество расширителей аналоговых *ИСТОК-ТМа*, подключаемых к вычислителю *ИСТОК-ТМз*, определяется функциональной нагрузкой технологического комплекса.

1.3.3 Измерительный модуль на базе вычислителя ИСТОК-ТМ2

СИ ИСТОК, построенная на базе **вычислителя ИСТОК-ТМ** (вторая версия), обеспечивает измерение и учет тепловой энергии, массового расхода теплоносителя в водяных и паровых системах теплоснабжения; объемный расход газа, сжатого воздуха и кислорода в системах газоснабжения, применяются на любых диаметрах трубопроводов, для разных расходов и давлений.

СИ ИСТОК на базе **вычислителя ИСТОК-ТМ** (вторая версия) - это обновленное техническое решение.

Прибор обладает двумя независимыми интерфейсами RS 485 (RS 232).

Для обеспечения интеграции прибора в унифицированные программные комплексы и SCADA-системы разработан OPC сервер, который распространяется бесплатно.

Адаптер ИСТОК-АИ2 предназначен для расширения функциональных возможностей одного вычислителя *ИСТОК-ТМ* (вторая версия) и обеспечивает передачу требуемой информации в локальные и удаленные системы сбора и обработки данных.

Адаптер ИСТОК-АИ2 обеспечивает:

- интерфейс обмена с вычислителем *ИСТОК-ТМ* (вторая версия) по (COM1) RS-232 (или RS-485, или ИРПС-ТП по заказу) по протоколу Modbus RTU на скорости до 115 200 бод;

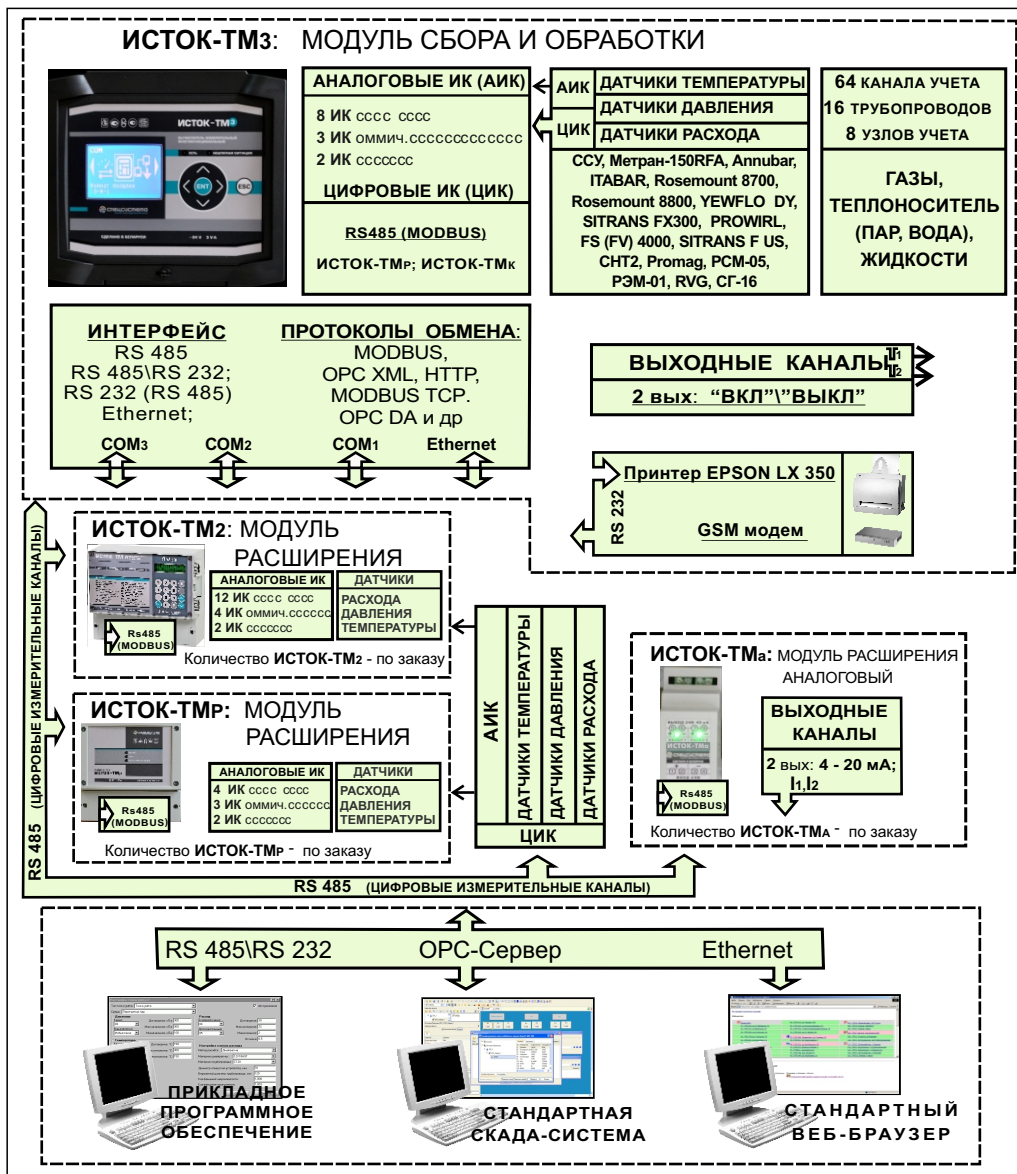
- интерфейс обмена COM2 (RS-232) с ПК или модемом;

- передачу в системы телеметрии или регулирования по двум токовым каналам (4-20 мА) любых измеренных значений контролируемых параметров в реальном масштабе времени;

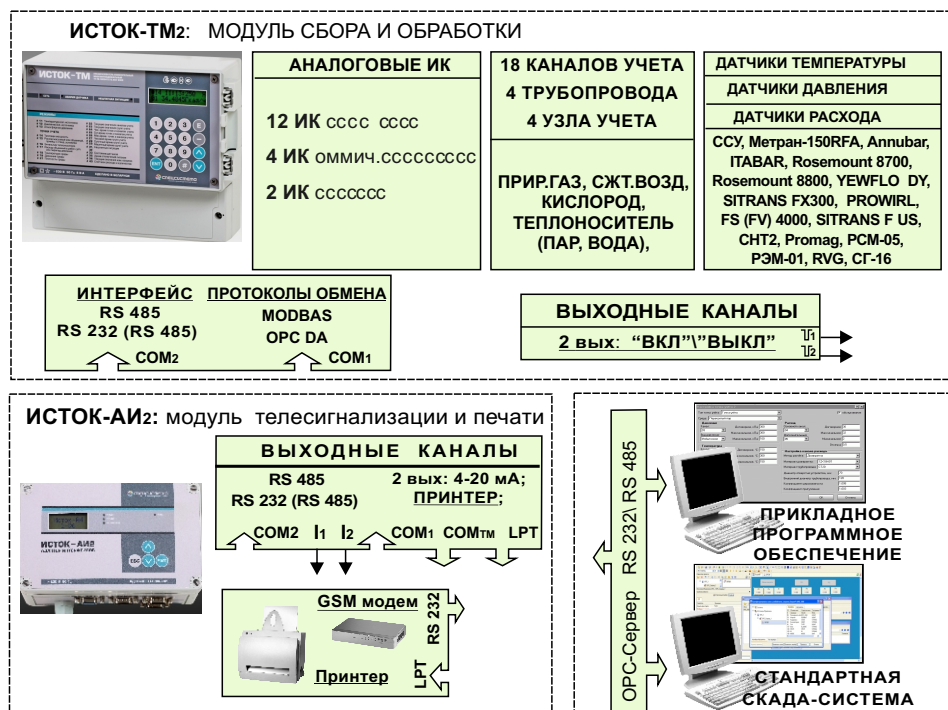
- передачу данных в симплексную линию связи;

- управление печатью матричного принтера установленного шаблона отчетных данных;

СИ ИСТОК-ГАЗ, СИ ИСТОК-ПАР, СИ ИСТОК-ВОДА на базе вычислителя ИСТОК-ТМ3



СИ ИСТОК-ГАЗ, СИ ИСТОК-ПАР, СИ ИСТОК-ВОДА на базе вычислителя ИСТОК-ТМ



1.3 Нормативные характеристики ИКИСТОК

СИ ИСТОК и ее составные части зарегистрированы в Государственных реестрах средств измерений и допущены к применению:

- Республика Беларусь: Сертификат № 7723 от 29.03.2012 г.; РБ 03 10 2072 13;
- Российская Федерация: Свидетельство № 43170 от 03.08.2011г.; РФ № 30240-11.
- Республика Казахстан: Сертификат № 10225 от 05.02.2014; KZ. 02. 03. 05707 - 2014.,

1.4 Модификации ИКИСТОК

1.4.1 Система измерительная ИСТОК-ГАЗ.

СИ ИСТОК-ГАЗ предназначена для измерения (в рабочих и стандарт-ных условиях) объемного расхода и объема природного и других газов (азот, аргон, аммиак, ацетилен, водород, двуокись углерода, кислород, сжатый воздух и других газов) в узлах учета систем газоснабжения;

СИ ИСТОК-ГАЗ имеет 4 модификации и 14 исполнений по методам измерения:

СИ ИСТОК-ГАЗ-01 (на базе ССУ);

СИ ИСТОК-ГАЗ-02 (на базе ОНТ - Метран-150RFA или ОНТ Annubar, или ОНТ Itabar);

СИ ИСТОК-ГАЗ-03 (на базе вихревых расх.- Rosemount 8800 ,Yewflo, Sitrans FX, Prowirl, FS 4000);

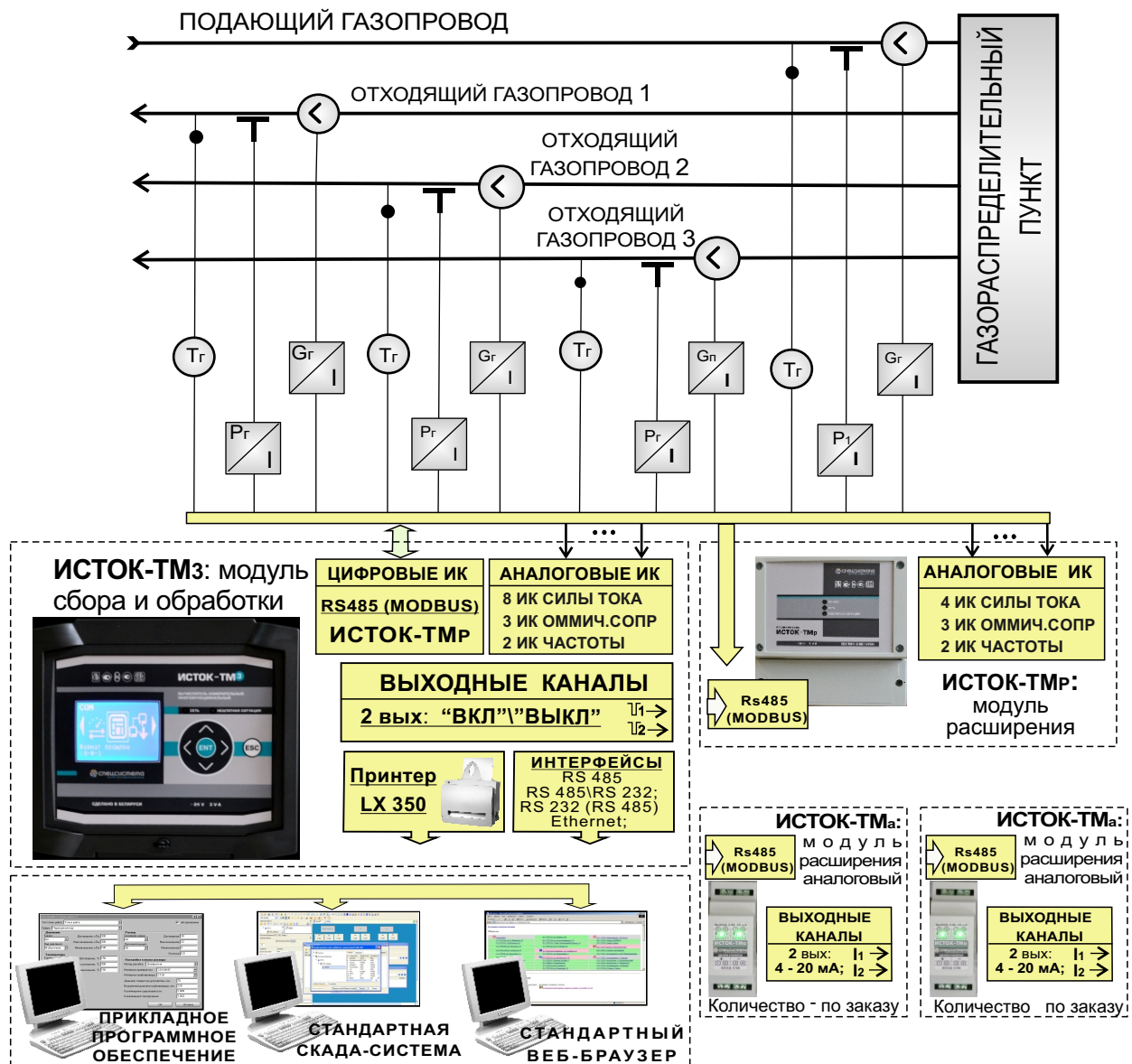
СИ ИСТОК-ГАЗ-04 (на базе расходомеров RVG и СГ).

Вычисление физических параметров одно- и многокомпонентных газообразных сред производится в соответствии с ГОСТ 8.586.(2-4); МИ 2667; ГОСТ Р 8.740, ГОСТ 30319; ГСССД МР 112; ГСССД МР 118; ГСССД МР 134.

Расчет коэффициента сжимаемости газовой смеси по NX-19, GERG-91, AGA8-92DC, ВНИЦ СМВ.

Погрешность измерения расхода (все исполнения) **СИ ИСТОК-ГАЗ: не более $\pm 1,5\%$.**

Пример построения схемы узла учета газовой смеси на газораспределительной станции с групповым отбором газа для систем газоснабжения базе СИ ИСТОК



1.4.2 Система измерительная ИСТОК-ПАР

СИ ИСТОК-ПАР предназначена для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя (насыщенный или перегретый водяной пар) в узлах учета паровых систем теплоснабжения;

СИ ИСТОК-ПАР имеет 3 модификации и 11 исполнений по методам измерения:

СИ ИСТОК-ПАР-05 (на базе ССУ);

СИ ИСТОК-ПАР-06 (на базе ОНТ - Метран-150RFA или ОНТ Annubar, или ОНТ Itabar);

СИ ИСТОК-ПАР-07 (на базе расх. - Rosemount 8800, Yewflo, Sitrans FX, Prowirl, FS 4000);

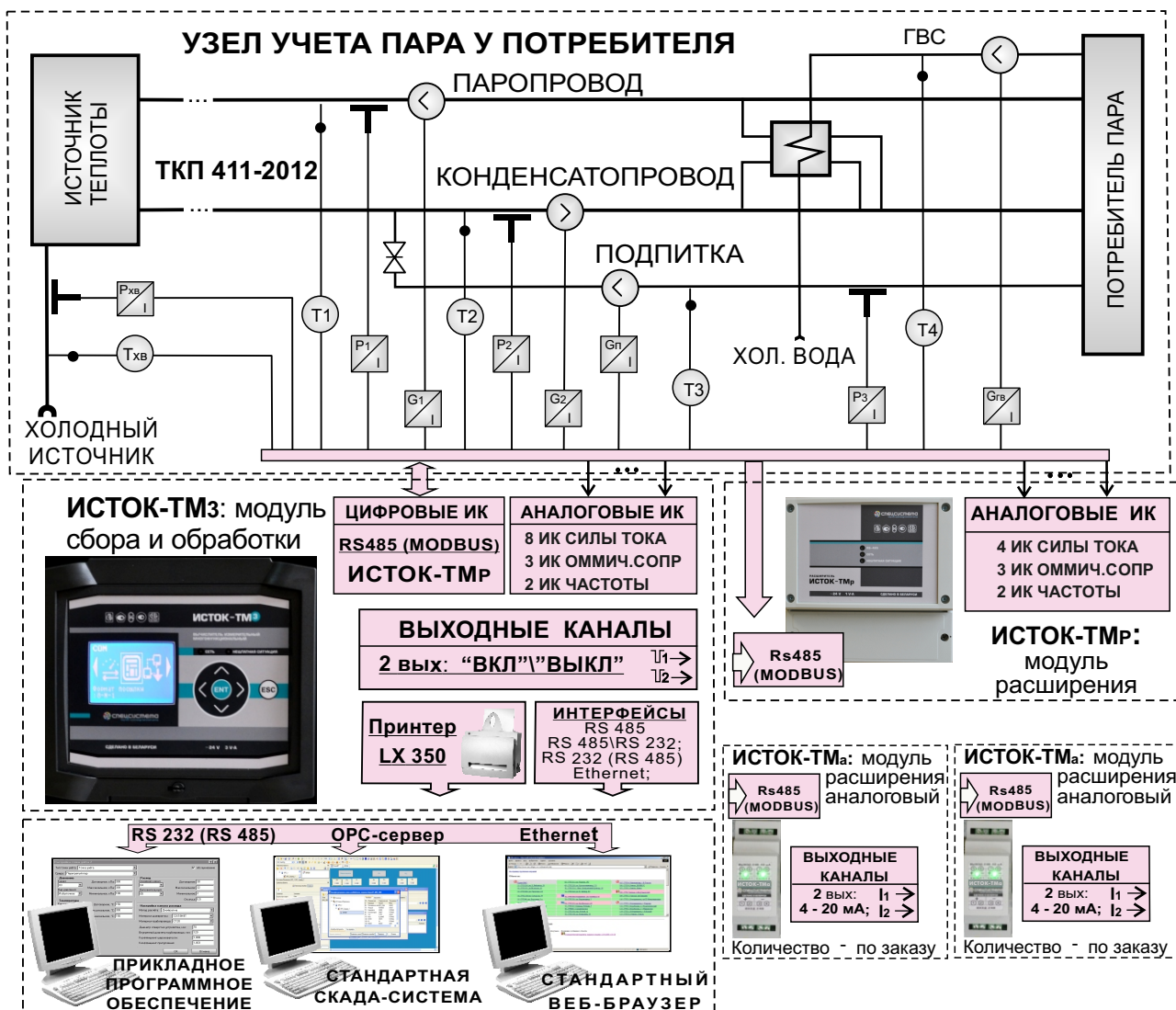
Вычисление физических параметров водяного пара в соответствии ГОСТ 8.586; МИ 2667; ГСССД МР 147.

Полное соответствие требованиям **ТКП 411-2012 (РД 34.09.102)** «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя»

Погрешность измерения расхода теплоносителя (все исполнения) **СИ ИСТОК-ПАР: $\pm 2,0\%$.**

Погрешность измерения тепловой энергии (все исполнения) **СИ ИСТОК-ПАР: $\pm 2,5\%$.**

Пример построения схемы узла учета теплоносителя на теплоисточнике с групповыми трубопроводами возврата конденсата для паровых систем теплоснабжения базе **ИК ИСТОК**



1.4.3 Система измерительная ИСТОК-ВОДА

СИ ИСТОК-ВОДА предназначена для измерения тепловой энергии и количества теплоносителя (теплофикационная вода), количества электропроводящих жидкостей, пульп и суспензий в узлах учета водяных систем теплоснабжения, водопользования, водообработки и очистки промышленных, сточных и канализационных вод;

СИ ИСТОК-ВОДА имеет 5 модификаций и 18 исполнений по методам измерения:

СИ ИСТОК-ВОДА-08 (на базе ССУ);

СИ ИСТОК-ВОДА-09 (на базе ОНТ - Метран-150RFA или ОНТ Annubar, или ОНТ Itabar);-

СИ ИСТОК-ВОДА -10 (на базе расх. - Rosemount 8800 , Yewflo, Sitrans FX, Prowirl, FS 4000);

СИ ИСТОК-ВОДА -11 (на базе расх. - Sitrans FUS и др.);

СИ ИСТОК-ВОДА -12 (на базе расх. - Promag, PCM-05 и др.).

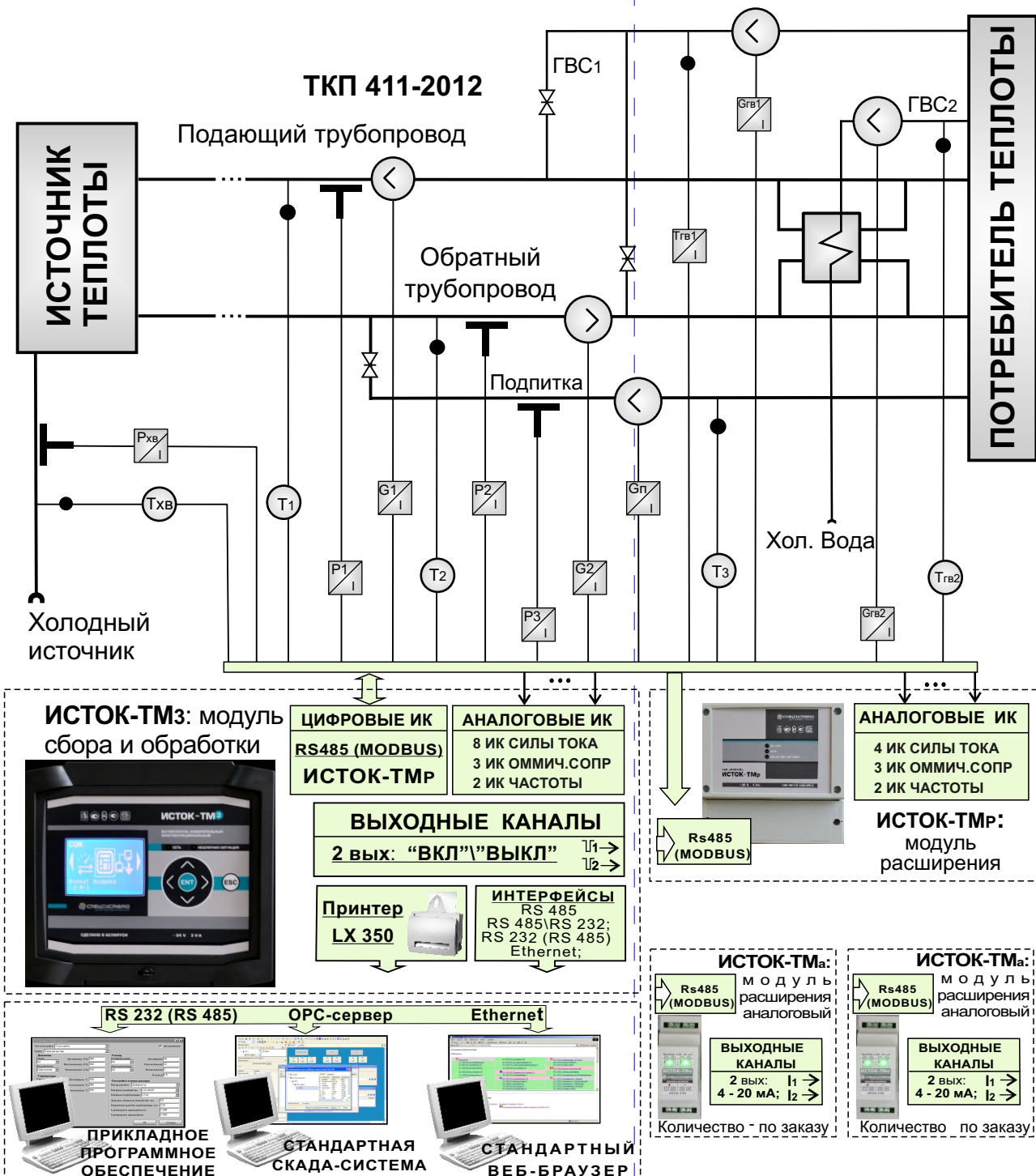
СИ ИСТОК- ВОДА обеспечивает вычисление физических параметров теплоносителя и жидких сред в соответствии **ГОСТ 8.586; МИ 2667; ГСССД МР 147; СТБ ЕН 1434.**

Полное соответствие требованиям **ТКП 411-2012 (РД 34.09.102) «Правила учета тепловой энергии и теплоносителя».**

Погрешность измерения расхода теплоносителя (все исполнения) **СИ ИСТОК-ВОДА: ± 2,0 %.**

Погрешность измерения тепловой энергии (все исполнения) **СИ ИСТОК-ВОДА: ± 2,5 %.**

Пример построения принципиальной схемы узла учета теплоносителя с групповой подпиткой для водяных систем теплоснабжения на базе **ИК ИСТОК**



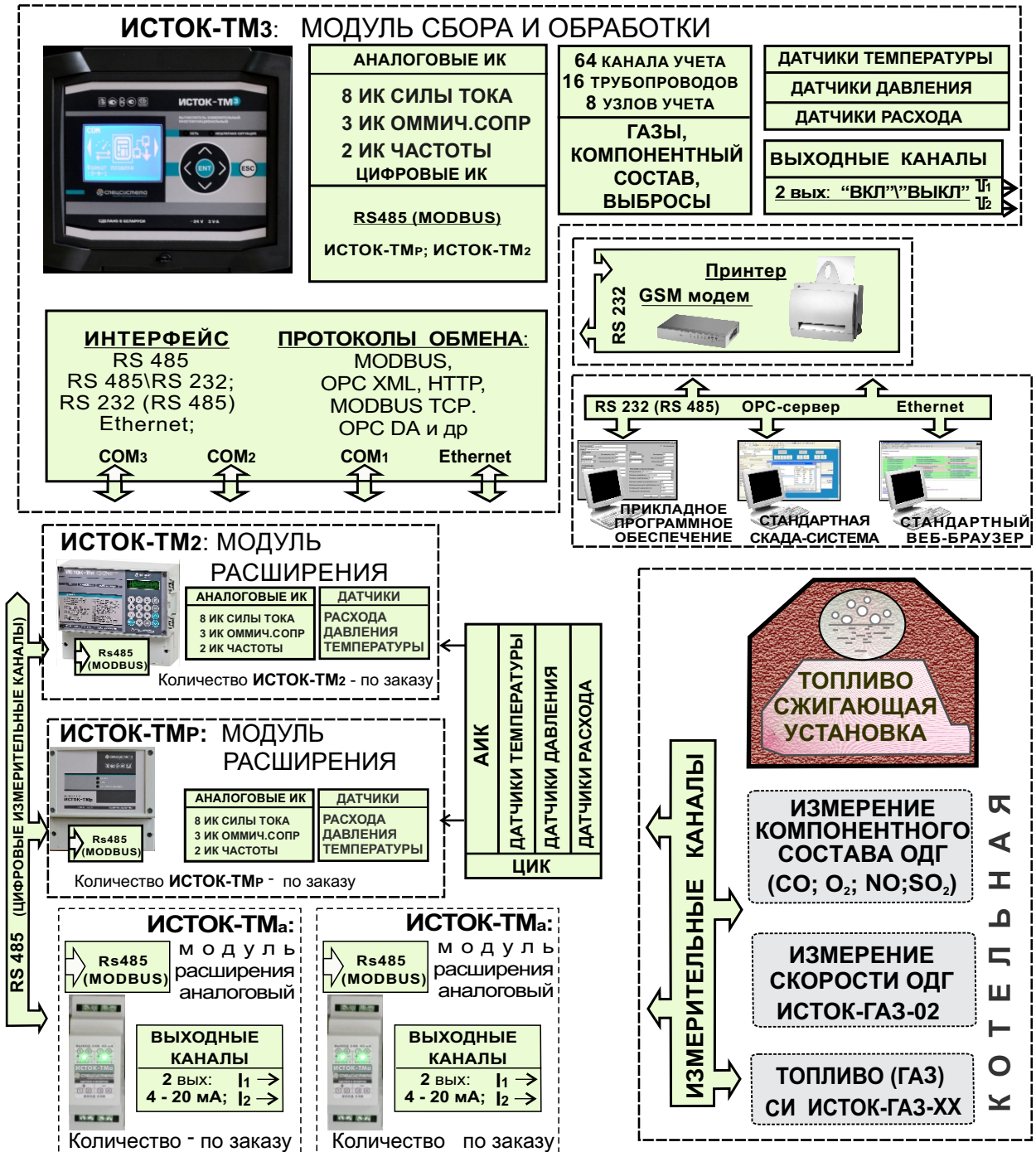
1.4.4 ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК-ВЫБРОСЫ

ИК ИСТОК-ВЫБРОСЫ обеспечивает мониторинг, измерение и регистрацию валового количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах тепловых электростанций, котельных промышленных предприятий различного профиля и жилищно-коммунальных хозяйств соответствии с установленными нормативными документами Республики Беларусь и Российской Федерации.

Мониторинг выбросов загрязняющих веществ **ИК ИСТОК-ВЫБРОСЫ** производится по двум методикам расчета расхода отходящих дымовых газов (ОДГ):

- по методу измерения расхода топлива;
- по методу измерения скорости ОДГ.

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ИСТОК - ВЫБРОСЫ (пример)



1.4.5 АВТОМАТИЗАЦИЯ СБОРА И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ НА БАЗЕ ПО MASTER-SCADA

Бесплатный программный продукт для измерительного комплекса ИСТОК создан на основе ПО «MasterSCADA Rt32». Для пользователей доступен только режим исполнения. Ограничение в данной версии основано только на обработке не более 32 параметров во всем временном диапазоне работы.

ПО «MasterSCADA RT32» обеспечивает прием и отображение оперативных данных с каналов учета измерительного трубопровода одного вычислителя ИСТОК ТМз или ИСТОК ТМ по учетным газообразным или жидким средам: (расход массовый, температура, тепловая энергия, энтальпия, плотность и т.д.).

Оперативные или архивные данные в ПО «MasterSCADA Rt32» представляются как в виде таблиц, так и в виде графиков. Получаемые с приборов данные, можно сохранять в виде файлов с расширением «.csv». Графики режимов работы сохраняются в виде графических файлов или выводятся на печать.

При возникновении внештатных ситуаций обеспечивается вывод предупреждающих сообщений, которые заносятся в журнал и выводятся на печать.

Доступ и работа ПО реализованы на основе парольной иерархии.

Использование ПО «MasterScada» позволяет использовать данные измерительного комплекса ИСТОК для прикладных программных продуктов на базе АСУТП, MES, задач учета и диспетчеризации объектов промышленности, ЖКХ и других объектов практически любой сложности.

Сформированная база данных обеспечивает создание единого проекта для всех контроллеров, серверов ввода/вывода, клиентских компьютеров и архивных серверов.

ПО «MasterScada» обеспечивает автоматизированной системе учета возможность формирования центра интеграции систем автоматизации предприятия благодаря следующим функциям:

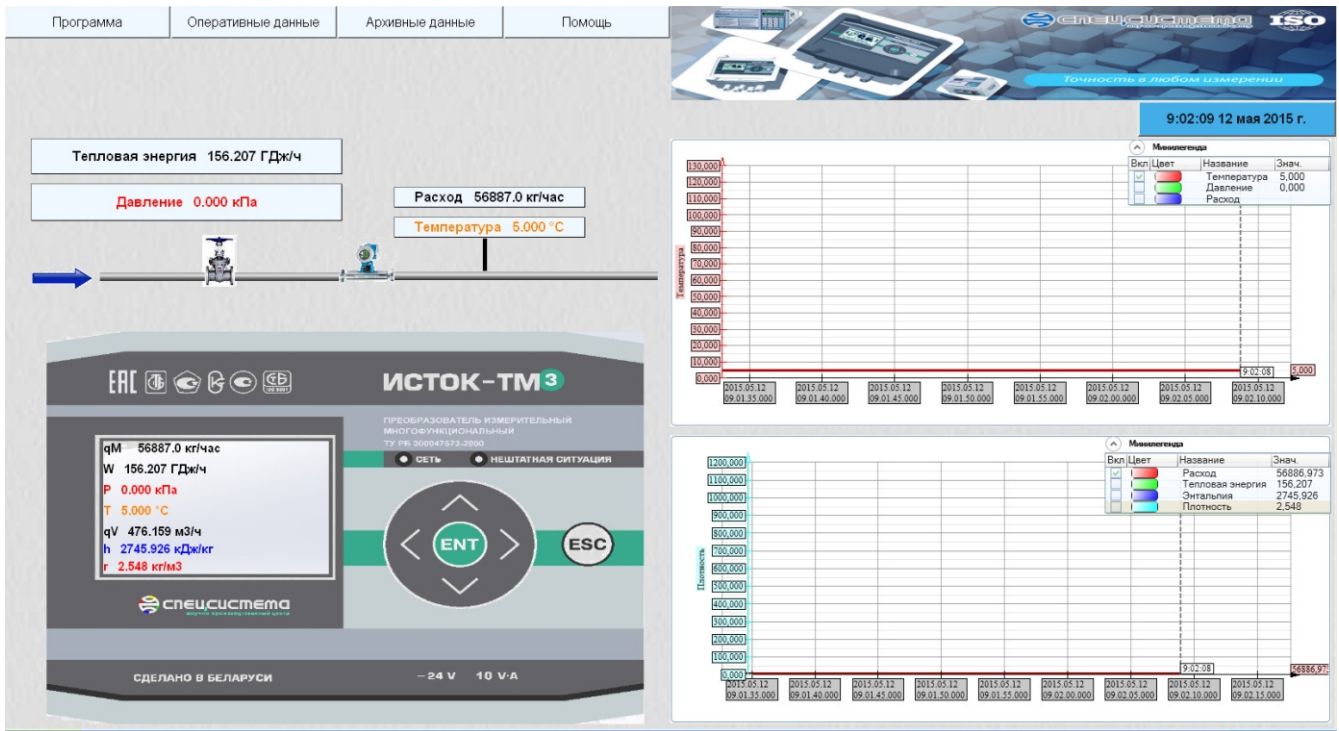
- визуализация данных из разных систем;
- создание коммерческих и аналитических отчетов для всех систем предприятия с помощью встроенного универсального генератора отчетов;
- создание системы диспетчеризации, которая информирует диспетчера о возникновении нештатных ситуаций, отображает ход технологического процесса энергоснабжения в реальном времени (текущие параметры энергоносителя в трубопроводе, давление пожарно-хозяйственной воды и сжатого воздуха, количество технологических жидкостей и газов и их соответствие технологическим требованиям и т.д.).
- при возникновении потребности может быть задействован модуль "Паспортизация оборудования", позволяющий организовать паспортизацию оборудования, используемого в системе учета, контроль его наработки, расписаний обслуживания и ремонта.

The screenshot displays the MasterSCADA software interface. At the top, there are navigation tabs: "Программа", "Оперативные данные", "Архивные данные", and "Помощь". A banner for "СЕРВИСНАЯ ПОДДЕРЖКА ИСО" is visible, along with the slogan "Точность в любом измерении". The current time is shown as 9:35:12 12 мая 2015 г.

The main interface is divided into three sections for archiving data:

- Часовые архивы (Hourly Archives):** Shows a table of data for the current day (02.05.2015) from 09:00:00 to 03:05:00. Columns include: Дата/Время, Канал1 кПа, Канал2 м3/ч, Канал3 °С, Давление кПа, Расход т, Температура °С, and Тепловая энергия ГДж.
- Суточные архивы (Daily Archives):** Shows a table of data for the current day (17.04.2015) from 00:00:00 to 04:05:00. Columns include: Дата/Время, Канал1 кПа, Канал2 м3/ч, Канал3 °С, Давление кПа, Расход т, Температура °С, and Тепловая энергия ГДж.
- Месячные архивы (Monthly Archives):** Shows a table of data for the current month (01.05.2015) from 00:00:00 to 15:06:00. Columns include: Дата/Время, Расход т, and Тепловая энергия ГДж.

Each section includes a legend, a play button for data refresh, and a time selection control at the bottom.

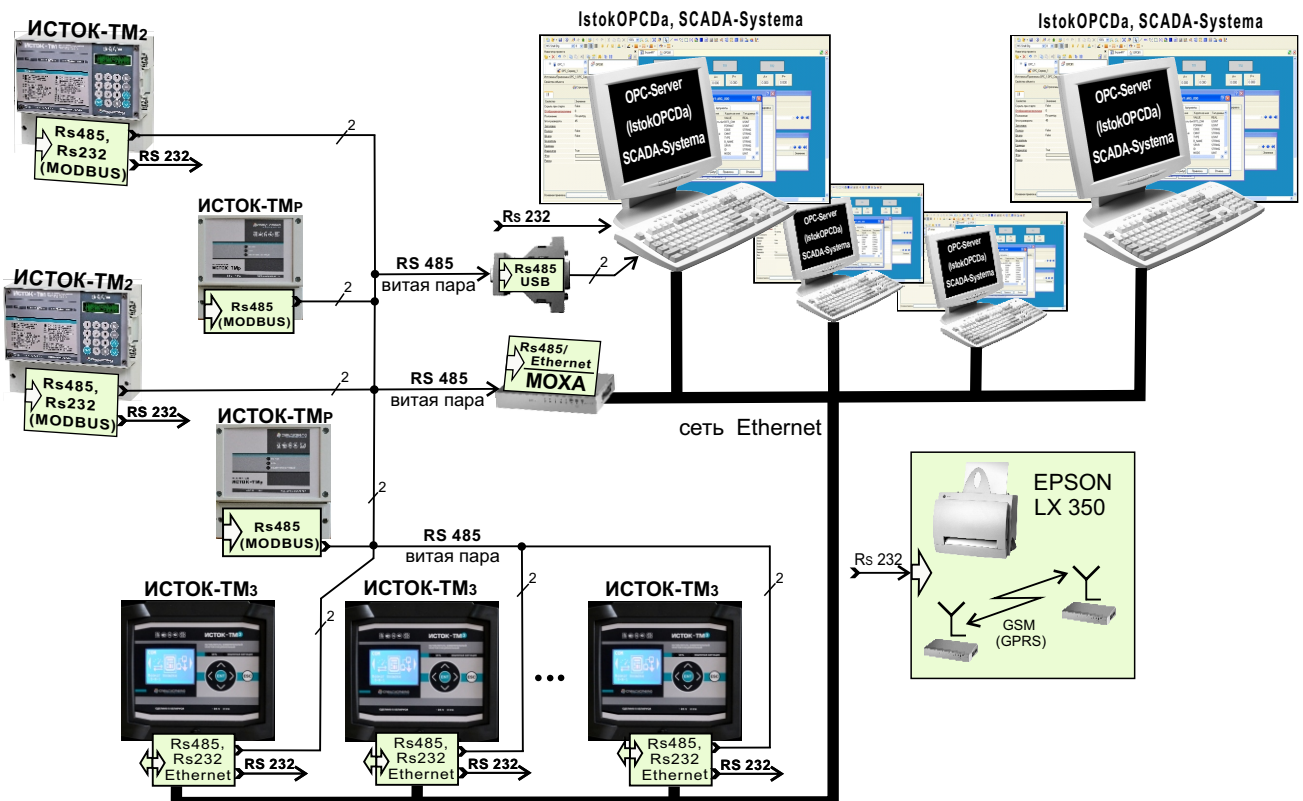


1.5 ИНТЕРФЕЙСНОЕ ОФОРМЛЕНИЕ СИ ИСТОК

СИ ИСТОК обеспечивает передачу данных по унифицированным протоколам, производя одновременный обмен данными по четырем независимым интерфейсам: Rs232, Rs485, Rs232\Rs485 (переключаемый) и Ethernet (обмен данными по сетевому IP-адресу в соответствии со спецификациями протоколов OPC XML, http, Modbus/TCP).

Применение http сервера обеспечивает доступ к ресурсам вычислителя ИСТОК-ТМ3 через обычный Интернет браузер из локальной сети или посредством стандартных IT-технологий. Интеграция вычислителей ИСТОК-ТМ в автоматизированные программные комплексы на промышленных и энергетических объектах производится либо по интерфейсным каналам связи RS232/RS485 (протокол ModBus RTU) либо по Ethernet (протокол TCP/ModBus). В качестве вспомогательного ПО для сопряжения с программными продуктами пользователя применяется OPC сервер.

Пример интерфейсного подключения составных частей ИК ИСТОК



1.6 ПРЕИМУЩЕСТВА ДЛЯ ЗАКАЗЧИКА (ПОТРЕБИТЕЛЯ)

Объективный товарный учет любых ресурсов - это точные измерения, достоверность которых гарантируется сертификацией и подтверждается калибровкой измерительных систем в процессе эксплуатации без нарушения их целостности. Без строгого соблюдения этих критериев достоверность учета находится под сомнением!

Сравнительный анализ метрологических характеристик различных средств измерения состоит только на основе актов экспертных испытаний, актов как первичной, так и повторных метрологических аттестаций (проливки) расходомерной части измерительных комплексов в соответствии с декларируемыми диапазонами измерения.

Применяя для учета ресурсов СИ ИСТОК, Потребитель получает следующие преимущества:

Во-первых, сертифицированный измерительный комплекс с аттестованным диапазоном расхода измеряемой среды и нормированной погрешностью, что является основным критерием устранения причин небаланса в местах разграничения финансовой ответственности и цивилизованным способом разрешения спорных ситуаций;

Во-вторых, компактное конструктивное исполнение, гарантирующее его целостность в процессе эксплуатации;

В-третьих, однотипную приборную базу для всех модификаций измерительных систем, что существенно упрощает эксплуатацию и уменьшает стоимость эксплуатационных затрат.

Вспомогательные технические средства и схемная кроссировка измерительных и интерфейсных линий связи СИ ИСТОК (конкретное исполнение в соответствии с заказом) конструктивно расположены в монтажном шкафу. Для обеспечения целостности СИ ИСТОК и его защиты от несанкционированного доступа монтажный шкаф пломбируется.



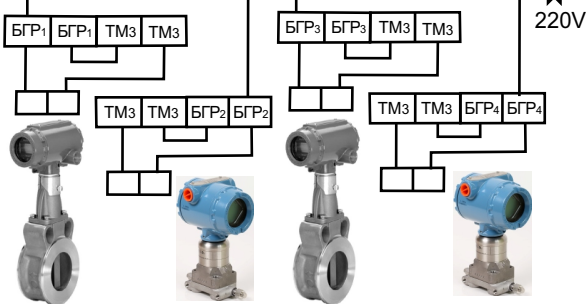
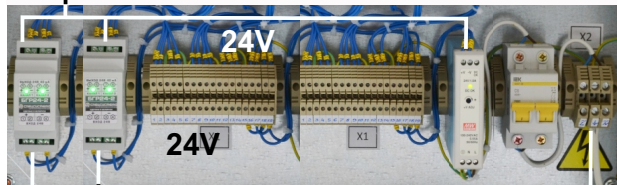
Рис 1 СИ ИСТОК-ПАР-07, пример внутренней компоновки монтажных шкафов вычислителя ИСТОК-ТМз и расширителя ИСТОК-ТМР

1.7 ПРИМЕРЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ДАТЧИКОВ В СИ ИСТОК

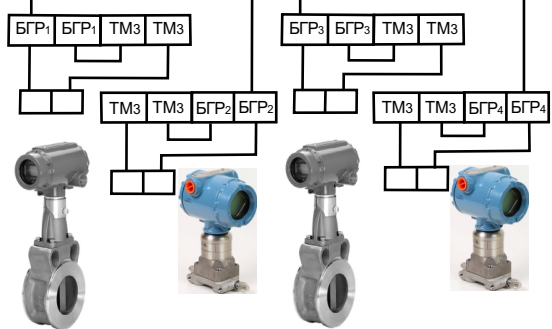
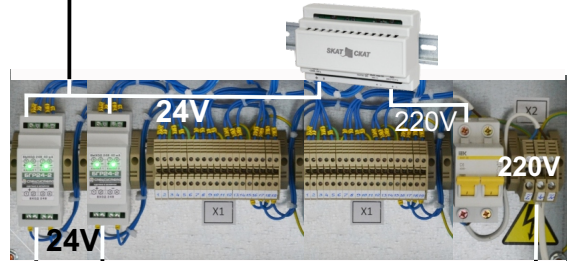




ПРИМЕР организации
питания токовых
датчиков в монтажном
шкафу **СИ ИСТОК**



ПРИМЕР организации
питания токовых
датчиков в монтажном
шкафу **СИ ИСТОК**
(с бесперебойником)



Блок гальванической
развязки (24V\24V)
ИСТОК - БГР 24-2 (2 x 40 мА),
ИСТОК - БГР 24-С (100 мА)



Блок питания(220\24)
MDR 20(40VA)-24V



Аккумуляторная батарея
(бесперебойник)
SKAT-24-2,0 DIN

1.8 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИ ИСТОК по исполнениям

Таблица 1.8.1

Наименование характеристики		Значение
1		2
Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-01 (-ПАР-05; -ВОДА-08)		
Датчик расхода ССУ, датчик разности давлений, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$, класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Диаметр трубопровода, мм	от 50 до 1000	
Измерительный участок (ИУ), Ду ¹⁾ :		
- до датчика расхода	от 5 до 100	
- после датчика расхода	от 4 до 8	
Максимальная потеря давления, МПа	По ГОСТ 8.586.5-2005	
Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-02 (-ПАР-06; -ВОДА-09)		
Расходомер Метран-150RFA или Метран-350, или ППР Annubar, или ППР ITABAR; датчик разности давлений, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Диаметр трубопровода, мм	от 50 до 1800	
Длина ИУ, Ду ¹⁾ : - до датчика расхода	от 8 до 30	
- после датчика расхода	4	
Длина ИУ со струевыпрямителем, Ду ¹⁾ : - до датчика расхода	8	
- после датчика расхода	4	
Максимальная потеря давления, МПа	0,01	
Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-03 (-ПАР-07; -ВОДА-10)		
Расходомеры серии 8800 или SITRANS FX300, или YEWFLOW DY, или FS 4000 (FV 4000), или PROWIRL, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Диаметр трубопровода, мм	от 15 до 350	
Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, МПа	SITRANS FX300	1,5
	Серия 8800, YEWFLOW DY	2,5
	FS (FV) 4000, PROWIRL	
Длина ИУ, Ду ¹⁾ , - до расходомера	от 15 до 50	
- после расходомера	5	
Длина ИУ со струевыпрямителем, Ду ¹⁾		
- до расходомера	8	
- после расходомера	5	
Максимальная потеря давления, МПа	0,01	
Система измерительная ИСТОК-ГАЗ-04		
Расходомеры RVG или СГ, датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$), класс АА, А, В; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Диаметр трубопровода, мм	RVG	от 50 до 100
	СГ	от 80 до 200
Минимальное абсолютное давление измеряемой среды, Мпа	RVG	0,1
	СГ	
Длина ИУ, Ду ¹⁾	RVG	не требуется
Длина ИУ СГ, Ду ¹⁾ , - до расходомера - после расходомера	СГ	5
		3
Максимальная потеря давления, МПа	0,01	

Продолжение таблицы 1.8.1

1	2	
Система измерительная ИСТОК-ВОДА-11		
Расходомеры SITRANS F US или CHT2, или UFM 3030; датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$), класс AA, A, B; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Температура измеряемой среды	CHT2	от 0 °С до 160 °С
	SITRANS F US	от 0 °С до 200 °С
	UFM 3030	от минус 25 °С до 220 °С
Диаметр трубопровода, мм	CHT2	от 25 до 1000
	SITRANS F US	от 150 до 4000
	UFM 3030	от 25 до 2000
Длина ИУ до расходомера, Ду ¹⁾	CHT2	от 5 до 20
	SITRANS F US	от 10 до 40
	UFM 3030	от 10
Длина ИУ после расходомера, Ду ¹⁾	CHT2	5
	SITRANS F US	
	UFM 3030	
Максимальная потеря давления, МПа		0,01
Система измерительная ИСТОК-ВОДА-12		
Расходомеры серии 8700 или Promag, или РСМ-05, или РЭМ-01; датчик давления, датчик температуры (50П, 100П с $a=0,00391^{\circ}\text{C}^{-1}$, $a=0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$), класс AA, A, B; вычислитель ИСТОК-ТМ		
Температура измеряемой среды	Серия 8700	от минус 29 °С до 177 °С
	Promag	от минус 20 °С до 130 °С
	РСМ-05	от 0 °С до 160 °С
	РЭМ-01	
Диаметр трубопровода, мм	Серия 8700	от 4 до 900
	Promag	от 15 до 2000
	РСМ-05	от 15 до 150
	РЭМ-01	от 15 до 100
Длина ИУ, Ду ¹⁾ , - до расходомера		5
- после расходомера		3
Максимальная потеря давления, МПа		0,01
1) – длина измерительного участка в диаметрах условного прохода трубопровода		

1.9 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ И МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СИ ИСТОК

Таблица 1.9.1

Наименование характеристики	Значение
1	2
Вид среды	газы, жидкости, пар
Температура измеряемой среды:	
- газы	от минус 40 °С до 80 °С
- жидкости	от минус 40 °С до 750 °С
- насыщенный пар	до 370 °С
- перегретый пар	до 750 °С
Абсолютное давление измеряемой среды, МПа:	
- жидкости	от 0,1 до 30,0
- газы	от 0,1 до 12,0
- насыщенный пар	до 21,0
- перегретый пар	до 30,0

Продолжение таблицы 1.9.1

Относительная погрешность измерения расхода газов жидкости, пара, %	
- в системе измерительной ИСТОК-ГАЗ	±1,5
- в системе измерительной ИСТОК-ПАР	±2,0
- в системе измерительной ИСТОК-ВОДА	±2,0
Относительная погрешность измерения тепловой энергии (количества теплоты) в системе измерительной ИСТОК-ПАР, %	±2,5
Относительная погрешность измерения тепловой энергии (количества теплоты) в системе измерительной ИСТОК-ВОДА, в единичном трубопроводе, %	±2,5
Относительная погрешность измерения тепловой энергии (количества теплоты) в системе измерительной ИСТОК-ВОДА, в закрытом теплообменном контуре, %	класс 2 по СТБ ЕН 1434–2011
Время установления рабочего режима, мин, не более	
- составных частей, входящих в состав системы	в соответствии с ТНПА на составные части;
- вычислителя	15
Степень защиты, обеспечиваемая оболочками по ГОСТ 14254-96:	ГОСТ
- составных частей, входящих в состав системы	в соответствии с ТНПА на составные части;
- вычислителя	IP 54, категория 2
Напряжение питания средств измерения, входящих в состав СИ ИСТОК, от сети постоянного тока	от 12 до 36 В
Средний срок службы, лет, не менее:	
- составных частей, входящих в состав системы	в соответствии с ТНПА на составные части;
- вычислителя	12
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	
- составных частей, входящих в состав системы	в соответствии с ТНПА на составные части;
- вычислителя	75000

1.10 МОДИФИКАЦИИ И КОМПЛЕКТНОСТЬ СИ ИСТОК

Таблица 1.10.1

Модификации СИ ИСТОК	ИСТОК–ГАЗ				ИСТОК– ПАР				ИСТОК–ВОДА			
Исполнения СИ ИСТОК	-01	-02	-03	-04	-05	-06	-07	-08	-09	-10	-11	-12
Наименование средства	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 12 РФ: 21548-09 KZ.02.03.04923-2012 UA:РБ 03 10 1214 08	1											
Датчики потока на базе ССУ, ГОСТ 8.586.(1-5)-2005	1				1			1				
Датчики расхода Annubar РБ 03 07 0511 11 UA: У823-08		1 ¹⁾				1 ¹⁾			1 ¹⁾			
Расходомеры Метран-150RFA; РБ 03 07 4827 12 РФ: 43124-09 KZ.02.03.04143-2011		1 ¹⁾				1 ¹⁾			1 ¹⁾			

Продолжение таблицы 1.10.1

Модификации СИ ИСТОК	ИСТОК–ГАЗ				ИСТОК– ПАР			ИСТОК–ВОДА				
	-01	-02	-03	-04	-05	-06	-07	-08	-09	-10	-11	-12
Исполнения СИ ИСТОК	Применяемость по исполнениям											
Наименование средства	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
Расходомеры Метран-350; РФ: 25407-05		1 ¹⁾				1 ¹⁾			1 ¹⁾			
ОНТ ИТАВАР; РБ 03 07 4080 09 РФ: 49161-12		1 ¹⁾				1 ¹⁾			1 ¹⁾			
Расходомеры электромагнитные серии 8700; РБ 03 07 1846 12 РФ:14660-08 KZ.02.02.00488-2005 UA: У816-08												1 ²⁾
Расходомеры электромагнитные Promag; РБ 03 07 0184 10 РФ: 14589-09 KZ.02.02.00517-2005 UA: У1106-12												1 ²⁾
Расходомеры электромагнитные РЭМ–01; РБ 03 07 1393 05												1 ²⁾
Расходомеры-счетчики электромагнитные РСМ-05; РБ 03 07 1020 09 РФ: 48755-11												1 ²⁾
Расходомеры вихревые YEWFL0 DY; РБ 03 07 0399 11 РФ: 17675-09 KZ.02.02.02580-2011 UA: У1900-07			1 ³⁾				1 ³⁾			1 ³⁾		
Расходомеры вихревые FS 4000, FV 4000; РБ 03 07 3781 12 РФ: 41988-09 KZ.02.02.02957-2012 UA: У2368-06			1 ³⁾				1 ³⁾			1 ³⁾		
Расходомеры-счетчики вихревые SITRANS FX300; РБ 03 07 5114 13 РФ: 45086-10 KZ.02.02.02372-2011			1 ³⁾				1 ³⁾			1 ³⁾		
Расходомеры вихревые PROWIRL; РБ 03 07 0183 11 РФ: 15202-09 KZ.02.02.01989-2010 UA: У1108-12			1 ³⁾				1 ³⁾			1 ³⁾		
Расходомеры вихревые серии 8800; РБ 03 07 1813 12 РФ: 14663-06 KZ.02.02.01470-2008 UA: У815-08			1 ³⁾				1 ³⁾			1 ³⁾		
Расходомеры-счетчики ультразвуковые SITRANS F US; РБ 03 07 0253 11 РФ: 35025-07 KZ.02.02.02325-2011 UA: У472-09												1 ⁴⁾
Счетчики жидкости ультразвуковые СНТ2; РБ 03 07 1871 12												1 ⁴⁾

Продолжение таблицы 1.10.1

Модификации СИ ИСТОК	ИСТОК–ГАЗ				ИСТОК– ПАР			ИСТОК–ВОДА				
	-01	-02	-03	-04	-05	-06	-07	-08	-09	-10	-11	-12
Исполнения СИ ИСТОК	Применяемость по исполнениям											
Наименование средства	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1												
Расходомеры ультразвуковые UFM 3030 РФ: 48218-11											1 ⁴⁾	
Счетчики газа СГ; РБ 03 07 0623 10 РФ: 14124-09 KZ.02.03.02558-2008				1 ⁵⁾								
Счетчики газа ротационные RVG; РБ 03 07 1072 11 РФ: 16422-10 KZ.02.03.03995-2011 UA: У562-09				1 ⁵⁾								
Датчики перепада давления	1 ⁶⁾				1 ⁶⁾			1 ⁶⁾				
Датчики давления	1 ⁷⁾											
Датчики температуры платиновые	1 ⁸⁾						1 ⁸⁾ или 1 ⁹⁾					

1) – расходомер Метран-150RFA или Метран-350, или ППР Annubar, или ППР ITABAR;
 2) – расходомеры серии 8700 или Promag, или PCM-05, или РЭМ-01;
 3) – расходомеры серии 8800 или YEWFLOW DY, или SITRANS FX300, или PROWIRL, или FS (FV) 4000;
 4) – расходомеры SITRANS F US или CHT2, или UFM 3030;
 5) – расходомеры СГ или RVG;
 6) – датчики перепада давления по ГОСТ 22520-85 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления 0,15%;
 7) – датчики давления по ГОСТ 22520-85 с приведенной погрешностью в диапазоне измерения давления 0,25%;
 8) – датчики температуры платиновые R₀ = (50, 100) Ом, класс AA, A и B по ГОСТ 6651-2009; ГОСТ 30232-94; СТБ ЕН 60751-2011
 9) – комплект датчиков температуры платиновых R₀ = (50, 100) Ом, класс AA, A и B по ГОСТ 6651-2009; ГОСТ 30232-94; СТБ ЕН 60751-2011

1.11 ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ИЗМЕРЯЕМЫХ СРЕД. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Основные понятия физических свойств вещества в потоке:

ДАВЛЕНИЕ - это сила, приложенная к единице площади поверхности жидкости. В английской системе единиц наиболее распространенными единицами давления являются фунт силы на квадратный дюйм (**lbf/in²** или **psi**). В метрической системе: **кгс/см²**.

Во многих расчетах потоков (особенно газовых) фигурирует абсолютное давление. Однако большинство манометров измеряют избыточное давление. Избыточное давление всегда измеряется по отношению к атмосферному. Чтобы получить абсолютное давление, к избыточному давлению следует добавить атмосферное.

Перепад давлений полностью соответствует своему названию и равен перепаду давлений. Обычно перепад давлений измеряется при помощи водного, ртутного, спиртового, или масляного манометра.

Промышленные приборы, измеряющие и отображающие перепад давлений, могут быть различных типов: "сухие" или сильфонные, с переменным магнитным или емкостным сопротивлением, тензодатчики и т.д. Эти приборы обычно дают истинные значения перепада давлений без дополнительной коррекции.

ТЕМПЕРАТУРА - это мера степени тепла и холода вещества. В системе СИ чаще всего пользуются температурной шкалой Цельсия.

Абсолютной температурой вещества называется температура, отсчитанная от "абсолютного нуля". В рамках кинетической теории при температуре "абсолютного нуля" прекращается движение молекул. "Абсолютный нуль" температуры равен **273.15 °С**.

ПЛОТНОСТЬ определяется как *масса вещества в единице объема*. В метрической системе единиц плотность обычно выражается как килограмм массы, деленный на кубический метр (**кг/м³**). В этой системе единиц плотность вещества не зависит от его местоположения.

Удельный вес определяется как *вес, обусловленный земным притяжением, единицы объема вещества*. В метрической системе единиц удельный вес обычно выражается как килограмм-силы, деленный на кубический метр (**кгс/м³**).

Заметим, что **удельный вес** и **плотность вещества** не одно и то же. Только в тех местах, где локальное ускорение свободного падения равно нормальному ($g_e = 9.80665 \text{ м/с}^2$), численные значения удельного веса и плотности вещества равны.

Относительная плотность определяется, как *отношение плотности одного вещества к плотности второго (или опорного) вещества*. Выбор опорного вещества зависит от того, в какой среде проводятся измерения в жидкости или газе.

Для жидкостей **опорным веществом служит вода при 20°C (15°C)**. Плотность дистиллированной воды при **20°C (15°C)** составляет **999.1 кг/м³**. Относительную плотность ($S_p \text{ gr}$) можно определить, сравнивая вес одинаковых объемов жидкости и воды. Если требуется, при измерениях можно ввести коррекцию на выталкивающую силу воздуха или на температурные эффекты. Для большинства промышленных нужд относительную плотность жидкости определяют ареометром.

Для газов в качестве опорного вещества используют воздух. Однако идеальная относительная плотность газа определяется как *отношение молекулярного веса газа к молекулярному весу воздуха*, а не отношение плотностей. Молекулярный вес воздуха равен **28,9644**.

Отношение плотностей не используется в газовых измерениях из-за значительного влияния давления и температуры на плотность газа и газовых смесей. Поэтому даже в том случае, если измерения проводились при очень схожих внешних условиях и результирующая величина была приведена к общему значению давления и температуры, вычисления могут оказаться ошибочными, если полученное отношение используется при несколько других условиях. Величина этой ошибки возрастает по мере расхождения с начальными условиями. С другой стороны, если состав газа не меняется, отношение молекулярных весов остается постоянным, независимо от давления, температуры, местоположения.

АБСОЛЮТНАЯ ВЯЗКОСТЬ определяется как сопротивление движению в потоке жидкости или газа. Это свойство жидкости или газа, которое мешает одной частице двигаться быстрее, чем другая. Иными словами, это сопротивление к изменению скорости между соседними частицами.

Вязкость большинства жидкостей уменьшается с повышением температуры, а вязкость газов, наоборот, увеличивается. В системе единиц СИ за единицу абсолютной вязкости принимается Паскаль, умноженный на секунды (Пас). В качестве единицы измерения динамической вязкости (μ) широко используются пуаз ($\text{П} = 0,1 \text{ Пас}$) или сантипуаз ($1 \text{ пуаз} = 100 \text{ сантипуаз}$).

В качестве единицы кинематической вязкости (ν) широко используется стокс ($1 \text{ Ст} = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$). Это отношение абсолютной вязкости, деленной на плотность вещества при той же температуре.

1.12 ТИПЫ ПОТОКОВ

Потоки жидких и газообразных сред в зависимости от величины скорости потока можно разделить на три типа: ламинарный, переходной и турбулентный.

Классический эксперимент с введением красящего вещества в движущийся поток был впервые проведен Рейнольдсом в **1883** году. Эксперимент заключался в следующем: в поток жидкости впрыскивалась тонкая струйка красителя, а затем рассматривалось ее поведение в разных сечениях от точки инъекции. На рисунке **1.1** показаны три типа потока с инжектированным красителем.



Ламинарный поток имеет место при малой скорости потока. Струйка красителя остается прямой, как показано на рисунке 1.1.

Переходный поток имеет место, когда скорость течения слегка превышает скорость ламинарного потока. Струя красителя не остается прямой, но и не распространяется по всей трубе.

Турбулентный поток возникает при скоростях, превышающих скорость переходного потока. Краситель распространяется по всей трубе, как это показано на рисунке. Этот тип потока наиболее важен для рассмотрения, так как именно он наиболее часто встречается в применениях.

Средняя скорость. Под средней скоростью понимается средняя скорость вещества в трубопроводе, независящая от типа потока. Средняя скорость определяется из уравнения непрерывности для установившегося потока:

$$Q = \rho \times F \times V$$

Это уравнение показывает, что для установившегося потока расход **Q** (кг/сек) в любой точке трубы может быть вычислен как произведение плотности ρ (кг/м³), площади поперечного сечения трубы **F** (м²) и средней скорости **V** (м/сек).

1.13 ЧИСЛО РЕЙНОЛЬДСА

Число Рейнольдса **Re** это безразмерная величина, являющаяся *отношением сил энергии потока к силам вязкого трения в нем*. Вид потока в трубе определяется следующими параметрами: диаметром трубы **D** (м), плотностью ρ (кг/м³), вязкостью μ (кг/мсек) и скоростью **V**(м/сек):

$$Re = \frac{D \cdot V \cdot \rho}{\mu} = \frac{(m)(m/c)(kg/m^3)}{(kg/m \cdot c)}$$

Величина числа Рейнольдса может характеризовать тип потока:

- при значениях числа Рейнольдса не превышающем **2000**, течение обычно имеет ламинарный характер;

- при значениях числа Рейнольдса от **2000** до **4000** обычно переходной поток.

Однако эти граничные величины не являются точно фиксированными. Ламинарность течения может нарушаться уже при величине числа Рейнольдса **1200** или сохраняться до значений **13000** в зависимости от гладкости трубы. Если к трубе осуществляется подвод тепла, ламинарное течение сохраняется даже при больших числах Рейнольдса.

Поскольку математическое выражение числа Рейнольдса является безразмерной величиной, его численное значение остается неизменным при заданных условиях, если все сомножители выражены в согласованной системе единиц. Это свойство делает число Рейнольдса идеальным параметром, характеризующим поток. Поэтому характеристики потока в расходомерах обычно выражаются как функции числа Рейнольдса.

1.14 ИСХОДНАЯ ТЕРМИНОЛОГИЯ И ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ

1.14.1 РЕАЛЬНЫЙ И НОРМАЛЬНЫЙ ОБЪЕМНЫЙ РАСХОД ГАЗА

Наиболее распространенной единицей измерения объема в системе СИ является кубический метр (м³). Конечно, имеются и другие единицы измерения, но они обычно выражаются через доли кубического метра.

Для газов, особенно топливных, кубический метр все еще является единицей измерения. Однако кубический метр как единица измерения не имеет физического смысла, пока не будет указана температура и давление газа, заполняющего емкость в **1** кубический метр. Здравый смысл подсказывает, что при давлении **0,5** МПа в одном кубическом метре поместится большая масса газа, чем при атмосферном давлении.

Поскольку при газовых измерениях главным является количество материи (массы), протекающей по трубам, объемный расход, как таковой, не может служить самодостаточной характеристикой расхода. Из-за невозможности сравнивать массовый расход газа при проведении измерений в реальных объемных единицах, была разработана система нормальных объемных единиц. Наиболее распространенной единицей для измерений расхода газа является нормальный кубический метр в час, при эталонном давлении **101.325** кПа и температуре **20**°С. Это сделано для того, чтобы конкретизировать количество (массу) газа, содержащегося в резервуаре объемом один кубический метр при давлении **101.325** кПа, температуре **20**°С.

Степень отклонения значений расхода газа в реальных и нормальных объемных единицах зависит от давления газа, температуры и состава газа. Это отклонение характеризует *коэффициент сжимаемости газа*.

1.14.2 ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ

При измерениях, связанных с учетом количества вещества, важнейшими понятиями являются расход (масса или объем за единицу времени) и количество (масса или объем за определенный промежуток времени).

Расход (массовый или объемный) определяется как количество перекачиваемого вещества (кг/с, кг/ч, т/ч или л/с, м³/с, м³/ч), протекающего через заданное (определенное) сечение трубопровода в единицу времени. Следует отметить, что единицы массового расхода (количества) дают более объективную информацию о расходе или количестве вещества, чем единицы объема, так как объем вещества, особенно газов, сильно зависит от температуры и давления.

1.14.3 ИСХОДНАЯ ТЕРМИНОЛОГИЯ

В соответствии с общепринятыми положениями прибор или устройство, служащие для измерения расхода вещества, называются расходомерами, а прибор или устройство, служащие для измерения количества вещества счетчиками количества (счетчиками).

Приборы учета - расходомеры, датчики, счетчики и т.п., которые выполняют одну или несколько функций: измерение, накопление, хранение, отображение информации о массе или объеме газообразных или жидких сред, количестве тепловой энергии, температуре и давлении газообразных или жидких сред.

2. ВИХРЕВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ

2.1 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.

$$f = St (v/d), \quad (1)$$

где f - частота образования вихрей Кармана,

St - число Строухала,

v - скорость потока среды,

d - ширина тела обтекания.

Число Строухала - эмпирическая величина, определенная геометрией расходомера и свойствами среды.

Известная величина в гидродинамике - число Рейнольдса позволяет привести все среды к одному безразмерному параметру, который характеризует турбулентность течения потока:

$$Re = (\rho v / \mu) / D, \quad (2)$$

где v - скорость среды

μ - ее вязкость;

ρ - плотность среды;

D - диаметр трубопровода.

При малом Re , порядка нескольких десятков, течение ламинарно, при $Re >$ нескольких тысяч устанавливается развитый турбулентный режим. В вихревых расходомерах используется тот эффект, что в определенном диапазоне чисел Рейнольдса число Строухала (St) практически равно константе (2), благодаря чему получается, что коэффициент преобразования скорости потока в частоту вихрей становится не зависящим ни от плотности, ни от вязкости измеряемой среды и одинаков для всех типов сред.

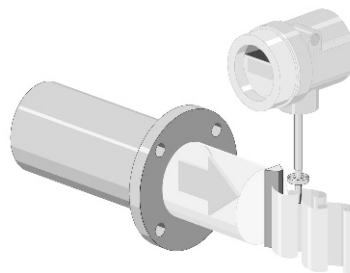
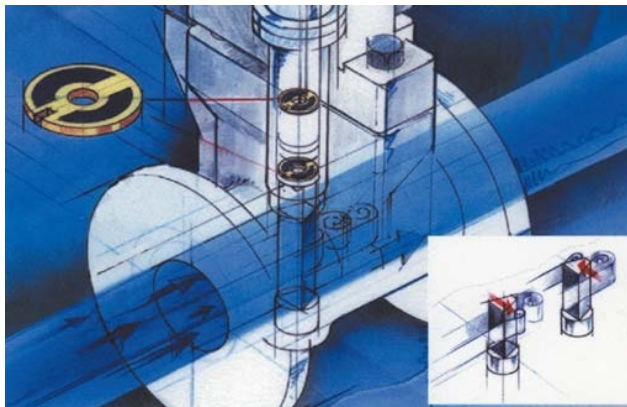


Рис. 2.1 Структура и принцип действия вихревого расходомера

При этом следует отметить, что в силу природы эффекта при числах Рейнольдса ниже 20000 вихревые расходомеры не гарантируют точность измерений, так как число Строухала в этом диапазоне значительно варьируется, хотя некоторые расходомеры, такие как digitalYEWFLOW имеют специальный инструмент для индивидуальной калибровки в диапазоне $5000 < Re < 20000$, чтобы измерять с хорошей точностью и здесь.

Кавитация

Вихревые расходомеры обычно применяются в технологических процессах с потоками, где скорости (числа Рейнольдса) в желаемом диапазоне измерений выше минимальных. В случае измерения расхода жидкости при локальном понижении давления после вихреобразователя ниже давления насыщенных паров жидкости возможно локальное образование газовой фазы.

Этот эффект называется кавитацией. При его возникновении измерения становятся невозможными, а также возникает опасность преждевременного разрушения расходомера. Поэтому каждый производитель также предоставляет формулы расчета условий возникновения кавитации для оценки применимости расходомера.

Основные существующие методы детектирования вихрей

При том, что все вихревые расходомеры используют в своей основе одно и то же физическое явление, расходомеры разных производителей имеют отличающиеся как технические характеристики, так и надежность и требования по установке. В основе этих отличий лежат в первую очередь разные принципы детектирования вихрей.

1) манометрический метод

Изменяющееся давление, приложенное к телу обтекания, измеряется встроенным датчиком давления. Датчики давления имеют непосредственный контакт с технологической средой.

2) ультразвуковой метод

Вихри, образующиеся вблизи тела обтекания, усиливаются и достигают своего развития ниже по потоку, где происходит их детектирование ультразвуковым методом. Ультразвуковой сигнал излучается с одной стороны трубопровода перпендикулярно течению среды и принимается с противоположной. Из анализа амплитудно модулированного ультразвукового сигнала определяется величина объемного расхода. Применение данного метода в газовых средах имеет определенные сложности из-за особенностей поглощения ультразвука газом.

3) ёмкостной метод

Ёмкостной датчик регистрирует изменение емкости за счет деформации чувствительного элемента. Этот продукт имеет сбалансированную схему с флажком с одной стороны и ёмкостным датчиком в противовесе флажку с другой стороны. Данный метод детектирования имеет хорошую чувствительность при измерениях малых расходов, а, следовательно, и большую чувствительность к неоднородностям распределения потока по сечению расходомера. Это выражается в более высоких требованиях по протяженности прямых участков до и после расходомера и в ограничении по коррозионным средам и давлениям.

4) метод изгибных напряжений

Суть этого метода заключается в том, что формирование вихрей на теле обтекания приводит к возникновению переменного давления, приложенного к телу обтекания, что приводит к возникновению переменной силы, которая приводит к возникновению малых изгибных напряжений в теле обтекания с той же самой частотой, что и частота образования вихрей. Эти изгибные напряжения регистрируются пьезодатчиками, расположенными в теле обтекания. Возникающая в момент срыва изгибающая сила регистрируется расположенными внутри него пьезодатчиками.

Достоинствами такого метода измерений являются:

- усреднение потока по сечению трубопровода;
- исключение контакта датчиков с процессом;
- возможность применения ультрастойких материалов в качестве вихреобразователя.

Кроме того, такая конструкция позволяет выделять и анализировать не связанные с основным сигналом шумы, благодаря чему эти расходомеры имеют мощные средства дополнительной диагностики.

2.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ГАЗ-03, ИСТОК-ПАР-07, ИСТОК-ВОДА-10, использующих вихревые расходомеры, следует отнести:

- 1) широкий динамический диапазон измерения ($G_{max}/G_{min} > 15$ по газообразным средам и > 35 по воде);
- 2) высокая точность расходомера ($\delta_q \geq 1\%$) 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) неустойчивая работа при $P_{атм} < 3$ кПа;
- 2) уменьшение точности измерения при числе Рейнольдса: $Re < 20000$;
- 3) не применим для жидкостей с высокой вязкостью;
- 4) ограниченный диаметр условного прохода (применяется для $D_u < 350$ мм).

2.3 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 D_u до расходомера и до 5 D_u 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 D_u . 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/поверка расходомера выполняется только под конкретный диаметр трубопровода.

2.3 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

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.

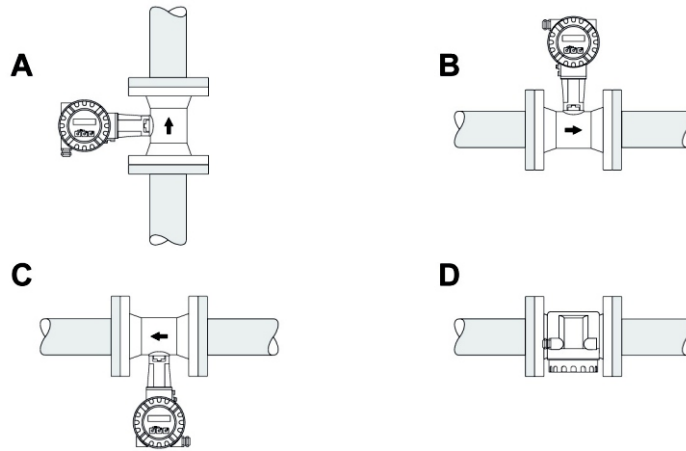


Рис. 2.2 Рекомендуемые варианты установки вихревых расходомеров

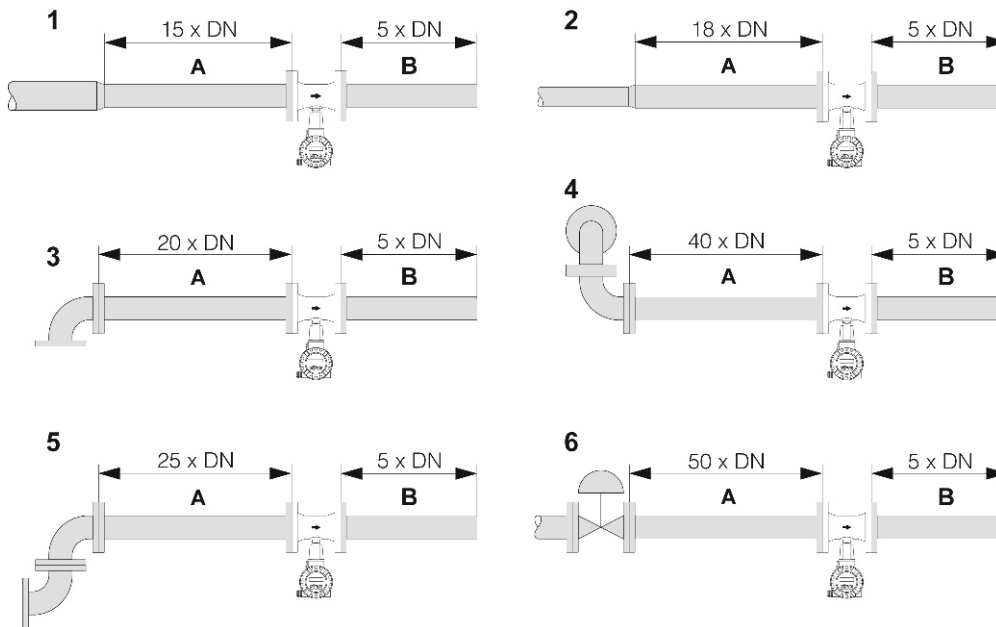


Рис. 2.3 Требования к прямым участкам при монтаже вихревых расходомеров

При установке датчиков температуры и давления, должны быть соблюдаться следующие расстояния:

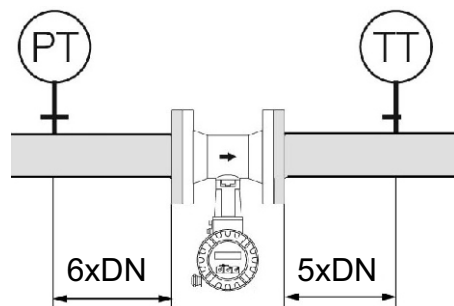
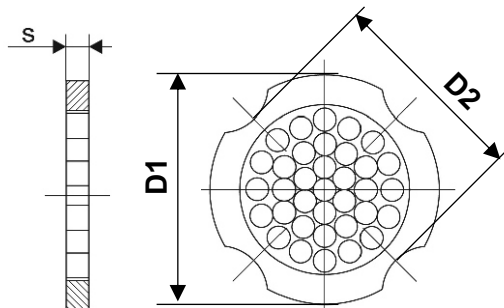


Рис. 2.4 Измерительные участки для установки датчиков давления и температуры

При ограниченном пространстве и большом диаметре трубопровода не всегда возможно выполнить упомянутые выше рекомендации. В этом случае следует применить выпрямитель пото-ка 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

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

$P = 10 \text{ бар абс}; t = 240 \text{ }^\circ\text{C};$
 $\rho = 4.39 \text{ кг/м}^3; v = 40 \text{ м/с};$
 $\Delta P = 0,0085 \times 4,39 \times 40 = 59,7 \text{ мбар}$

2. Пример для конденсата H₂O (80 °C)

$\rho = 965 \text{ кг/м}^3; v = 2.5 \text{ м/с}$
 $\Delta P = 0,0085 \times 965 \times 2,5 = 51,3 \text{ мбар}$

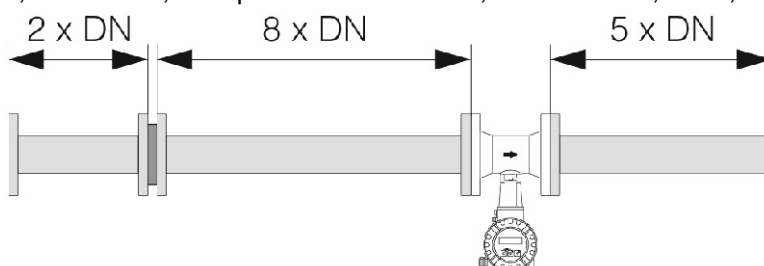
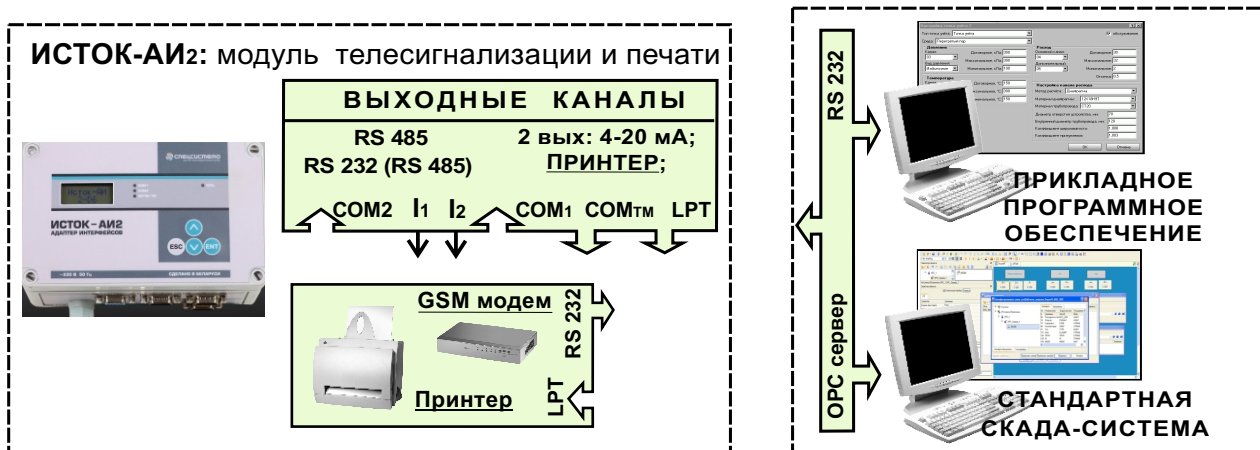
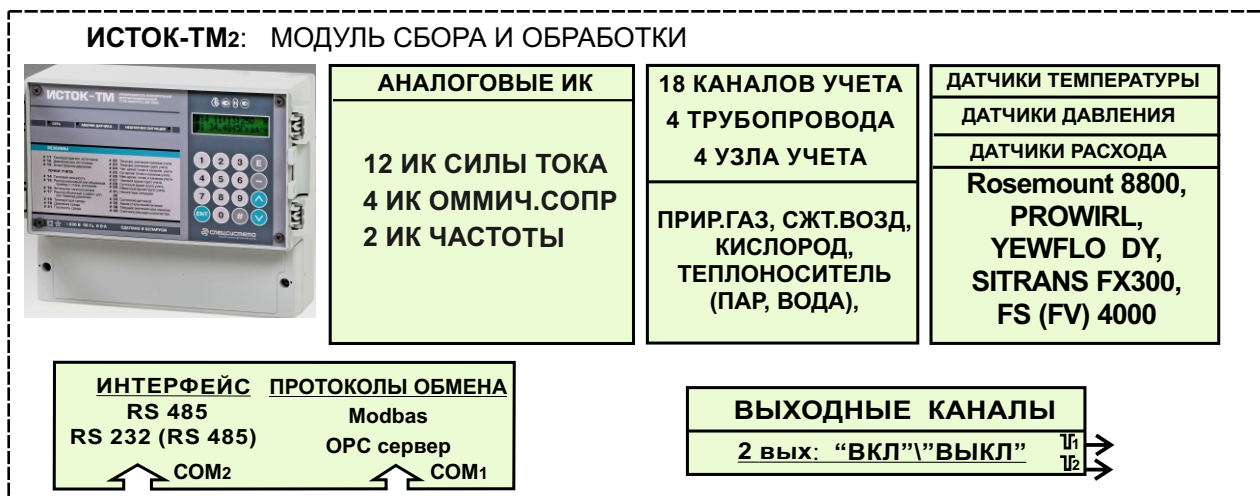
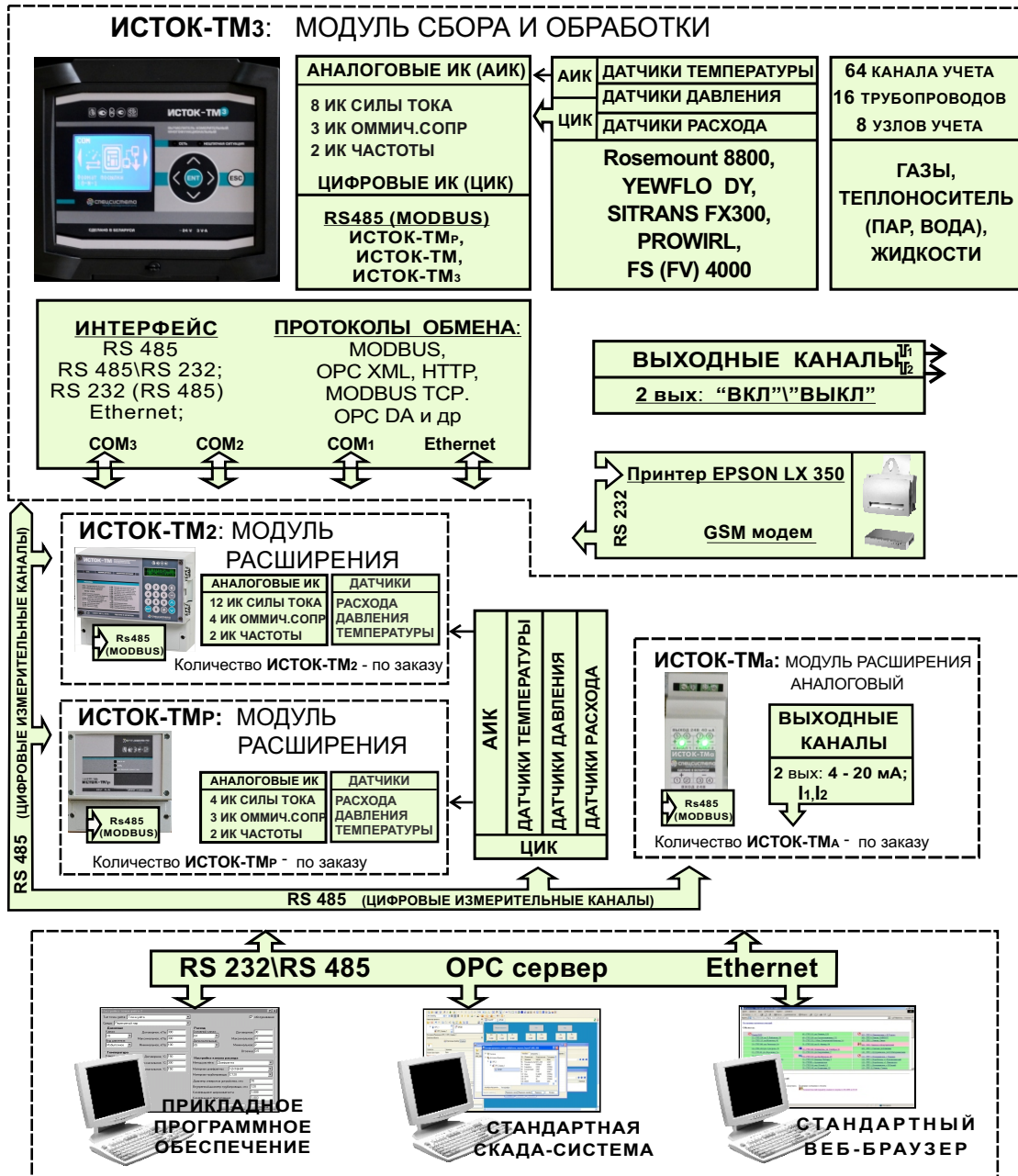


Рис. 2.6 Измерительные участки при установке перфорированного выпрямителя потока

ОБЩАЯ ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА СИ ИСТОК-ГАЗ-03, ИСТОК-ПАР-07, ИСТОК-ВОДА-10 на базе вычислителя ИСТОК-ТМ2



ОБЩАЯ ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СХЕМА
СИ ИСТОК-ГАЗ-03, ИСТОК-ПАР-07, ИСТОК-ВОДА-10 на базе вычислителя ИСТОК-ТМз



2.4 Пример конструктивного оформления СИ ИСТОК-ПАР-07 на базе вычислителя ИСТОК-ТМз



Рис 2.7 СИ ИСТОК-ПАР-07, пример внутренней компоновки монтажных шкафов на базе вычислителя ИСТОК-ТМз и расширителя ИСТОК-ТМр



Рис 2.8 СИ ИСТОК-ПАР-07, пример комплекта поставки

3. ОСРЕДНЯЮЩИЕ НАПОРНЫЕ ТРУБКИ. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ

3.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Напорные устройства создают перепад давления (ΔP), 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 жидкости в трубе. В общем виде формула расчета объемного расхода при применении **ОНТ** имеет следующий вид:

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

где: K 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**.

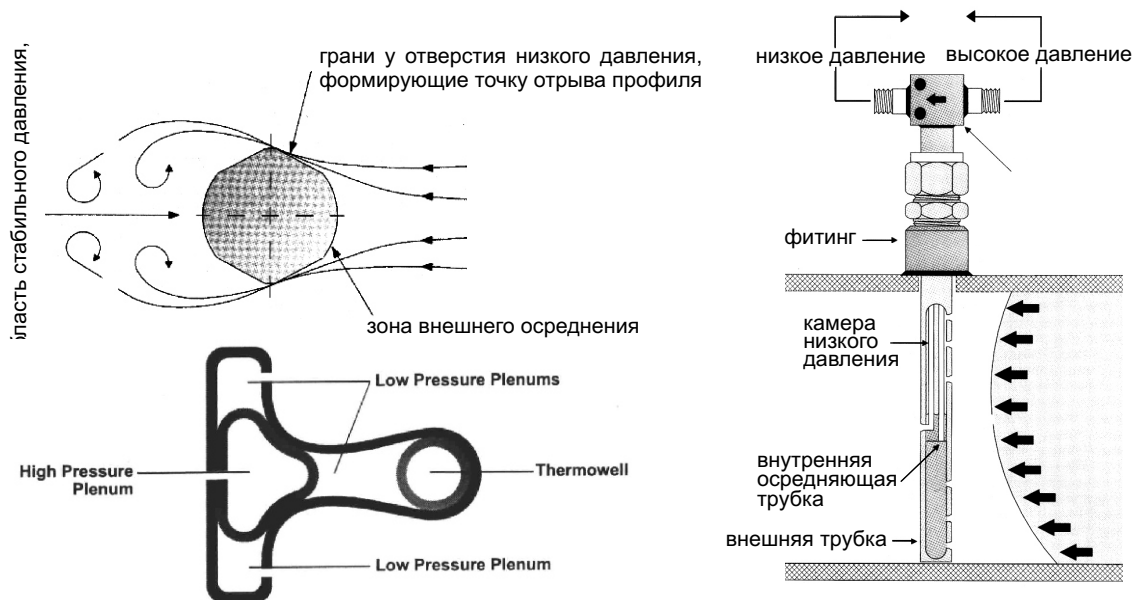


Рис. 3.1 Структура и принцип действия ОНТ и Т-образный конструктив Rosemount 485 Annubar

3.2 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 ($G_{\max} \setminus G_{\min} > 8$ 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);
- 2) не применим для жидкостей с высокой вязкостью;
- 3) индивидуальное изготовление для конкретных параметров среды и потока;
- 4) требование постоянного метрологического (КИПиА) обслуживания.

3.3 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 обеспечивает точные измерения для двухфазных потоков или для пара при температуре пара ниже точки 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 преждевременному износу **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.

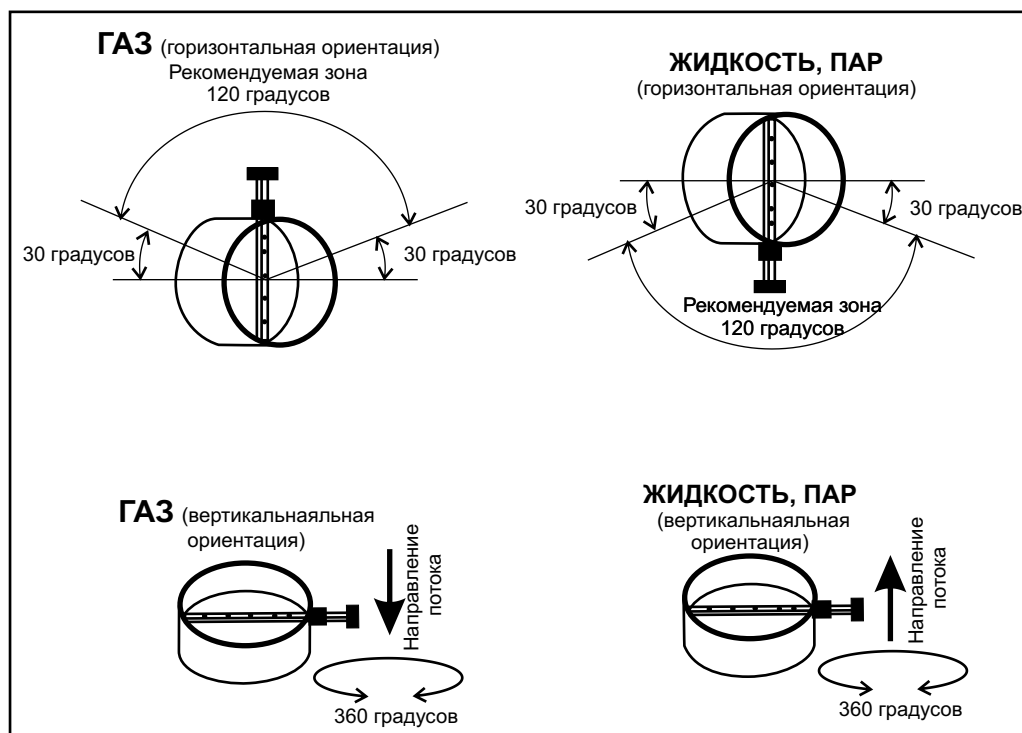


Рис. 3.2 Основные правила монтажа ОНТ

Правила монтажа датчиков дифференциального давления. Прежде чем выбрать 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 труб. Данные требования должны обязательно соблюдаться при использовании **ОНТ** в условиях высоких температур:

- соединительные трубы должны быть рассчитаны на рабочие условия и иметь достаточную длину, чтобы обеспечить температуру на датчике дифференциального давления менее 90 °С;
- наружная установка требует локализации тепла для предотвращения замерзания соединительных труб. Соединительные трубы 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, на-пример, желобах, швеллерах, двутавровых или уголковых профилях, либо по стенкам и потолку.

Требования к входным и выходным участкам приведены на рис. 3.3. Важное значение имеет правильное расположение **ОНТ** в нитке трубопровода, так как возмущения потока влияют 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. 3.4. **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.

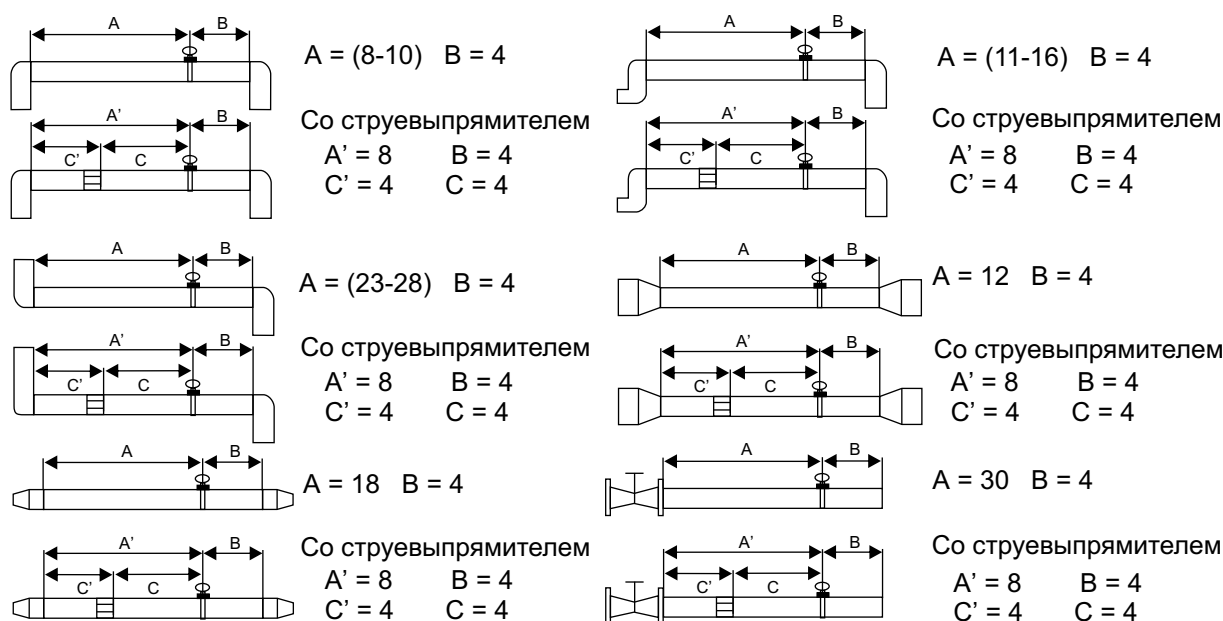


Рис. 3.3 Требования к прямым участкам при монтаже ОНТ

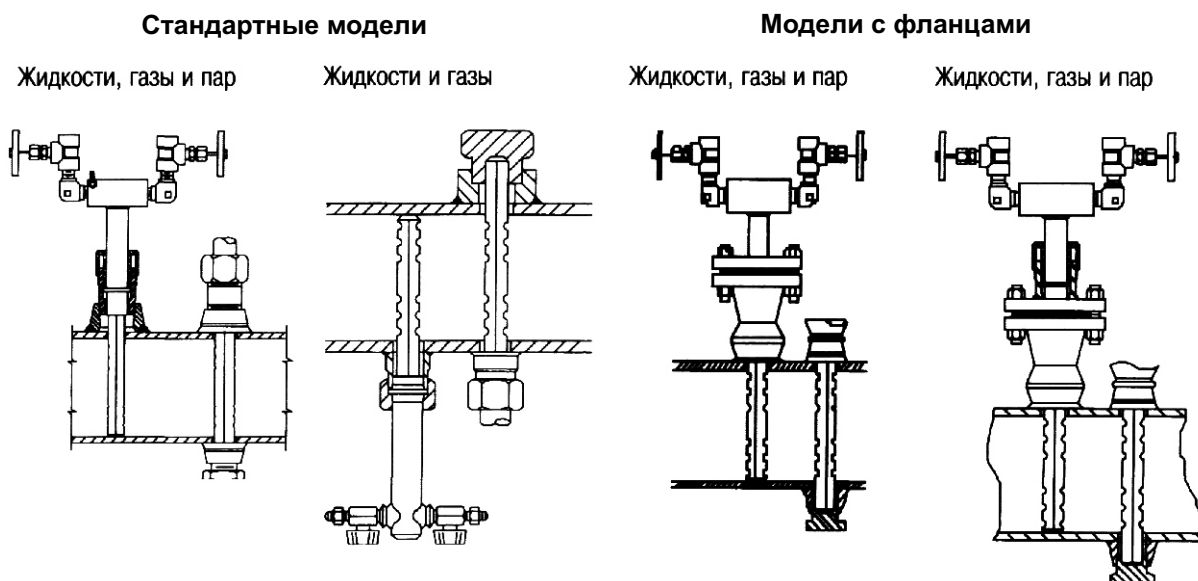


Рис. 3.4. Основные конструктивные исполнения ОНТ

**ОБЩАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА
СИ ИСТОК-ГАЗ-02, ИСТОК-ПАР-06, ИСТОК-ВОДА-09
на базе вычислителя ИСТОК-ТМ3**

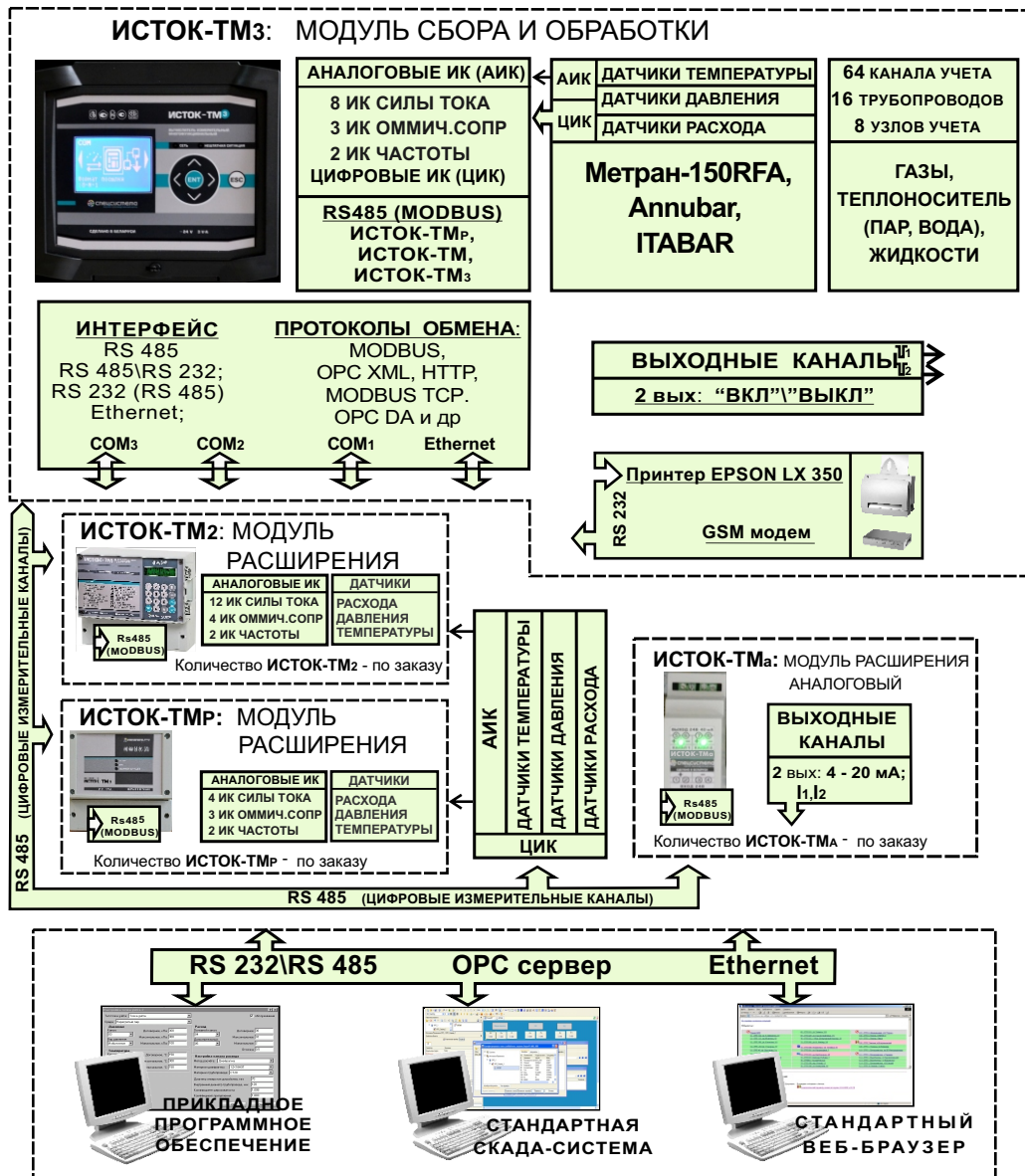


Рис 3.5 СИ ИСТОК-ПАР-06 пример комплекта поставки

4. СУЖАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА. ИЗМЕРЕНИЕ РАСХОДА ГАЗА, ПАРА, ВОДЫ

4.1 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 ΔP в соответствии с градуировочной характеристикой $\Delta P = f(G)$ определяется расход потока вещества.

Стандартными сужающими устройствами (ССУ) 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.

ССУ 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.

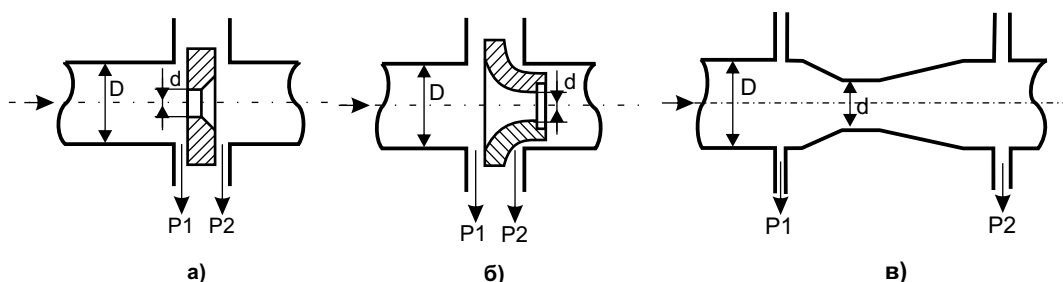


Рис. 4.1 Стандартные сужающие устройства: а) диафрагма; б) сопло; в) труба Вентури

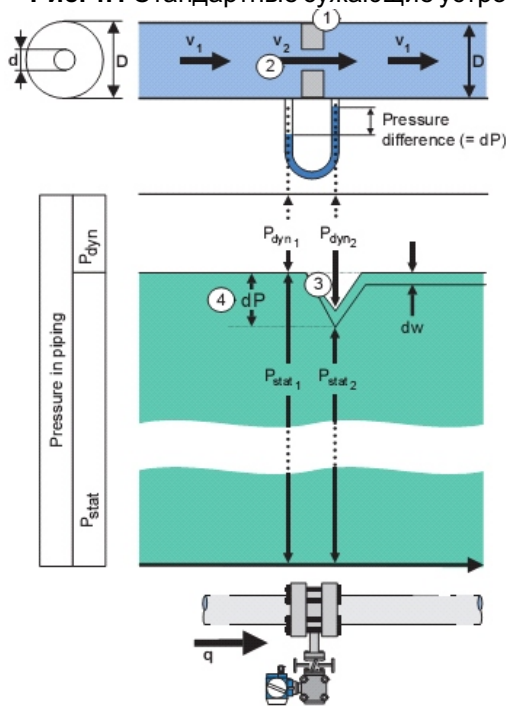


Рис. 4.2

Стандартные диафрагмы рассчитываются для трубопроводов диаметром **не менее 50 мм**. Сопло (рис. 4.1,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. 4.1, в).

На рис. 4.1, 4.2 символы **P1** и **P2** соответствуют точкам отбора давления и подключения к дифма-нометру, причем **P1 > P2**.

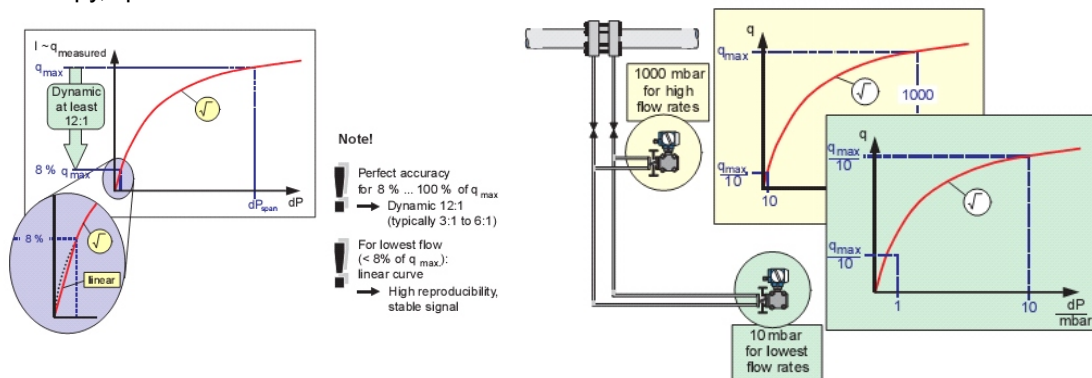


Рис. 4.3 Динамический диапазон измерения ССУ

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.

4.2 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:

$$G_m = (\pi d^2 / 4) K_{\text{ш}} K_n \epsilon C \varepsilon (2\rho \Delta P)^{0,5}.$$

Датчики перепада давления, как правило, характеризуются значением приведенной погрешности γ , параметры которой определяются по верхней границе диапазона измерения. Поэтому диапазон измерения, в котором нормируется относительная погрешность δ , 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: **4²=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.

- 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.

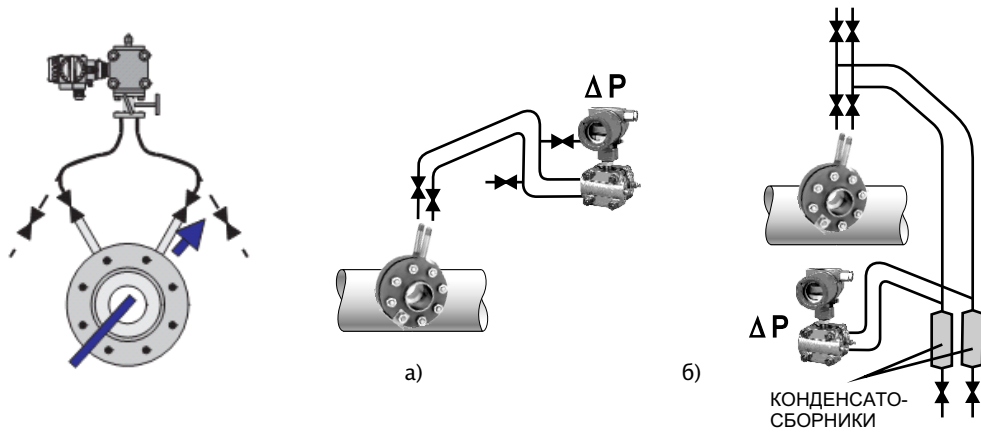


Рис . 4.4 Схемы подключения дифманометров при измерении расхода газа:
 а) с установкой дифманометра выше сужающего устройства;
 б) с установкой дифманометра ниже сужающего устройства;

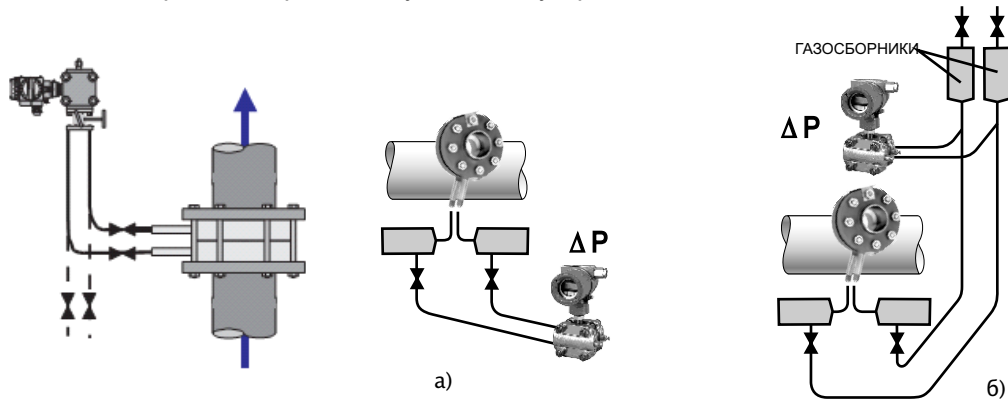


Рис. 4.5 Схема подключения дифманометра к сужающим устройствам при измерении расхода пара и установке дифманометра ниже (а) и выше (б) сужающего устройства

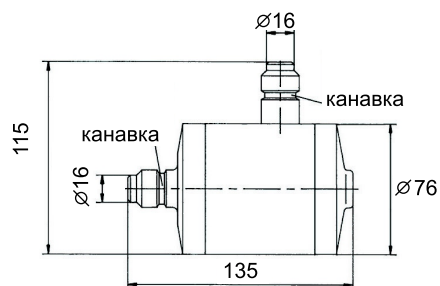


Рис. 4.4 Габаритные и присоединительные размеры сосудов уравнивающих конденсационных СК

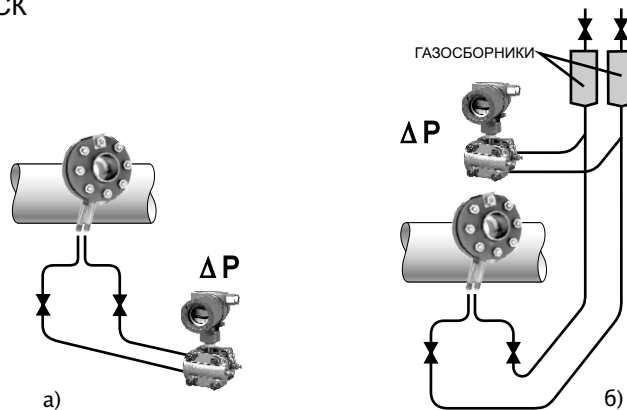


Рис. 4.6 Схемы подключения дифманометров при измерении расхода жидкостей:
 а) дифманометр (ДМ) ниже сужающего устройства;
 б) дифманометр выше сужающего устройства;

**ОБЩАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА
СИ ИСТОК-ГАЗ-01, ИСТОК-ПАР-05, ИСТОК-ВОДА-08
на базе вычислителя ИСТОК-ТМ3**

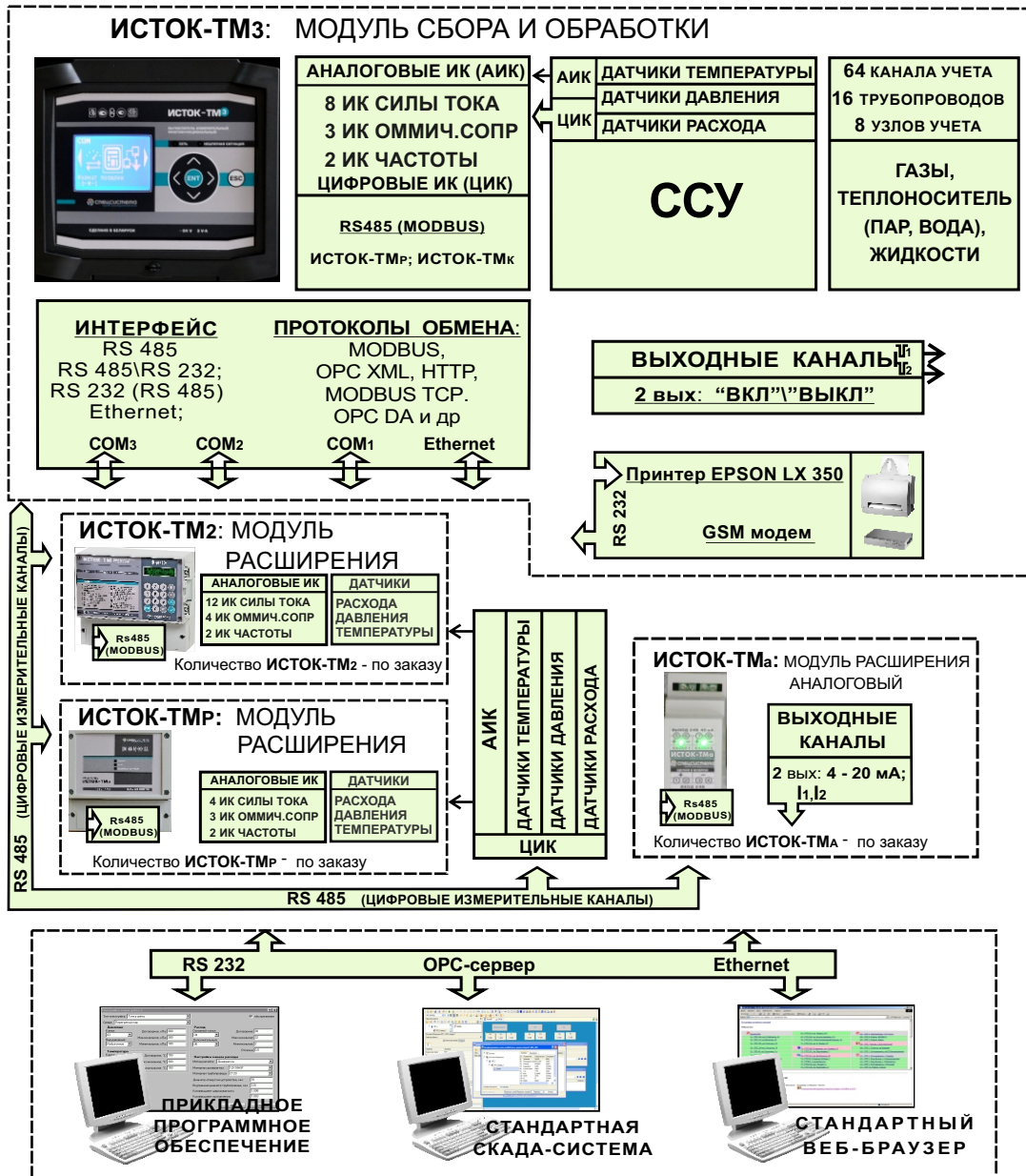


Рис 4.7 СИ ИСТОК-ПАР-05 пример комплекта поставки

5. ТАХОМЕТРИЧЕСКИЕ РАСХОДОМЕРЫ ГАЗА

5.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Тахометрическими называются расходомеры, в которых преобразователи расхода (турбинка, шарик и т.п.) вращаются со скоростью, пропорциональной объемному расходу измеряемой среды. Наиболее распространены турбинные и ротационные (камерные) конструкции тахометрических расходомеров.

Турбинные и ротационные расходомеры измеряют объемные расходы в реальных (рабочих) объемных единицах. Для приведения рабочего объемного расхода к нормализованным объемным единицам необходимо знать температуру T , давление P и коэффициент сжимаемости измеряемой газовой среды $K_{сж}$. С этой целью перед первичным преобразователем расхода устанавливается датчик давления, а после - датчик температуры, выходные измерительные каналы которых под-ключаются к вычислительному устройству.

Для всех газообразных сред существует конкретная зависимость: $G_r = f(T, G_o, P, K_{сж})$. В вычислителе **ИСТОК-ТМ** эта зависимость определяется в виде аналитического уравнения:

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

Турбинные счетчики газа СГ-16 (75)М применяются для измерения расходов и объемов плавно 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 оборотов турбины в широком диапазоне его расходов прямо пропорционально 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 синхронизированных зубчатых колёс. Роторы вращаются во взаимно противоположных направлениях. Контакт металла с металлом между роторами и корпусом счётчика нет. В процессе работы счётчика, измерительная камера, образованная пространством между ротором и корпусом, периодически наполняется газом и опорожняется. Вращение роторов с помощью редуктора передается через магнитную муфту на 8-ми разрядную счётную головку, которая регистрирует объём газа при рабочих условиях.

5.2 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 счётчика **RVG** и, следовательно, низкая погрешность измерения объема газа в прерывистом режиме работы счётчика, 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 $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ (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 режиме. Эта ошибка тем больше, чем больше пульсация потока газа (чаще срабатывает отсечной клапан).

5.3 ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИ ИСТОК-ГАЗ-04

5.3.1 СИ ИСТОК-ГАЗ-04.1. 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: $\pm 2\%$ в диапазоне расходов от $Q_{\text{порог}}$ до $0,1 Q_{\text{max}}$ и $\pm 1\%$ в диапазоне расходов от $0,1 Q_{\text{max}}$ до Q_{max} .

5.3.2 УСТАНОВОЧНЫЕ РАЗМЕРЫ СЧЕТЧИКА ГАЗА RVG

Габаритные размеры и вес счетчиков газа **RVG** приведены в таблице 5.1.

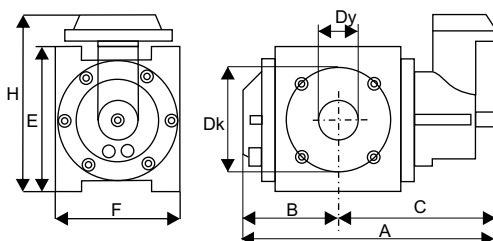


Таблица 5.1

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 Dy (мм) приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Тип счетчика	Диаметр условного прохода Dy (мм)	Порог чувствительности (м ³ /ч)	Диапазон измерений расхода $Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}}$	Q_{max} (м ³ /ч)	EI (имп/м ³) 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.

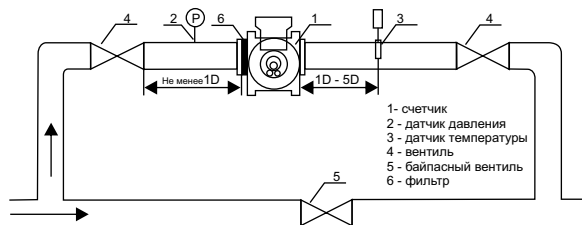


Рис. 5.1 Схема монтажа расходомера газа RVG

5.3.3 СИ ИСТОК-ГАЗ-04.2. 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} *

5.3.4 УСТАНОВОЧНЫЕ РАЗМЕРЫ СЧЕТЧИКОВ ГАЗА СГ-16 (75)М

Габаритные размеры и вес счетчиков газа **СГ-16М** приведены в таблице 5.3.

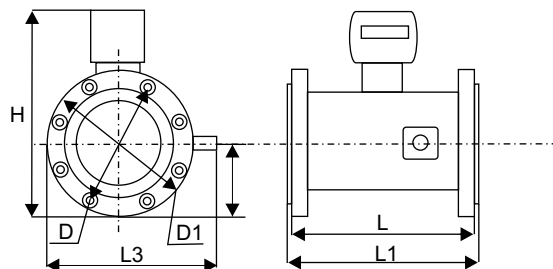


Таблица 5.3

Обозначение	Q_{max} м ³ /час	Q_{min} м ³ /час	Размеры, мм							
			Dy	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 5.2;

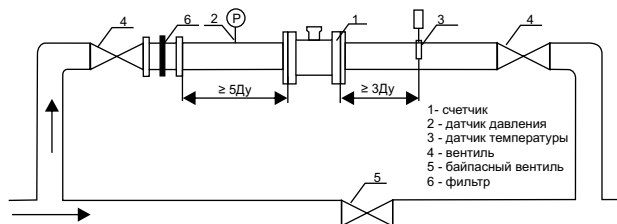


Рис. 5.2 Схема монтажа расходомера газа СГ-16(75)М

**ОБЩАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА
СИ ИСТОК-ГАЗ-04 на базе вычислителя ИСТОК-ТМз**

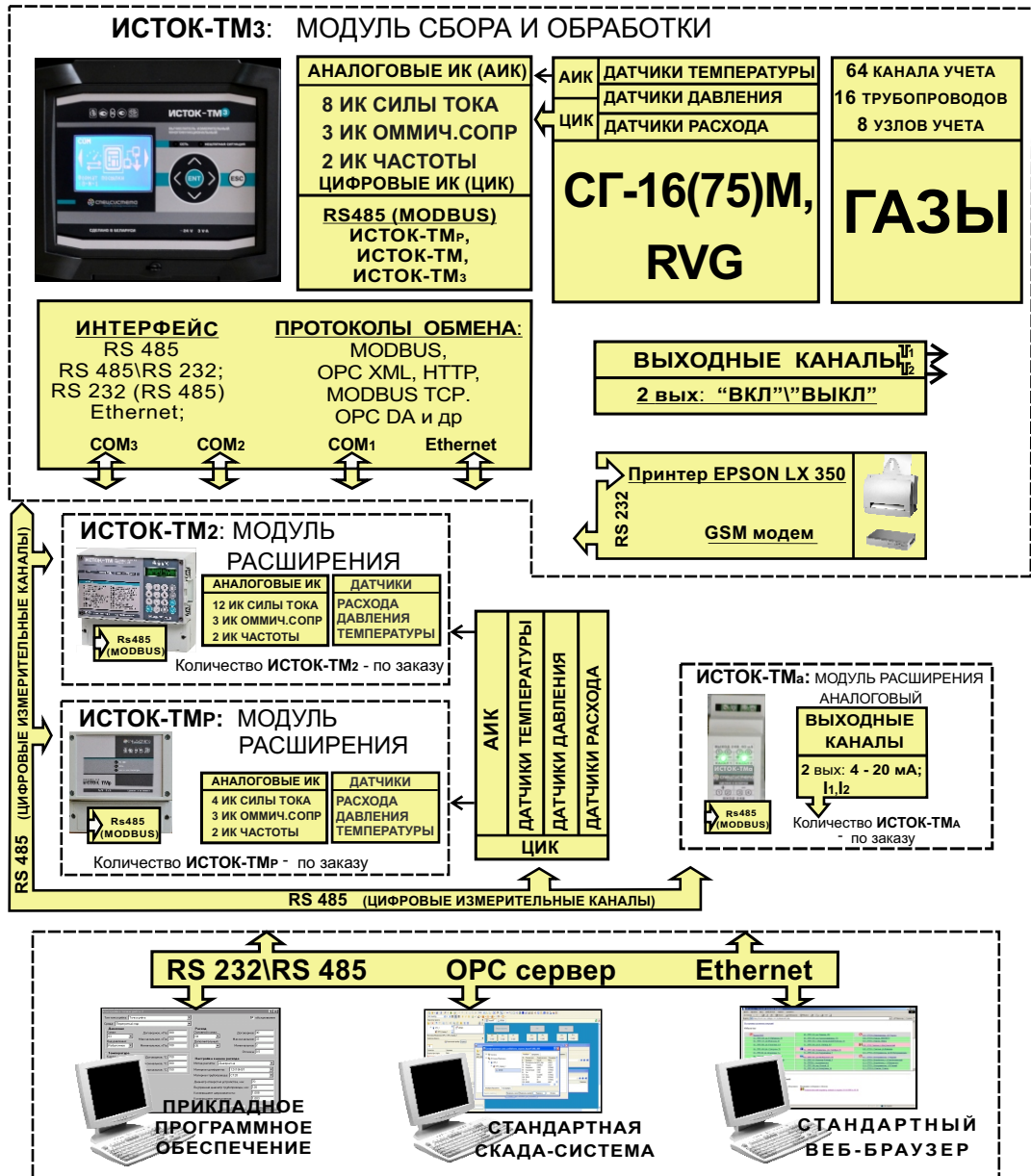


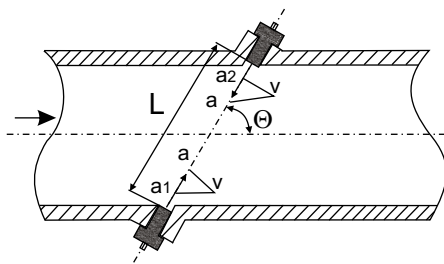
Рис 5.3 СИ ИСТОК-ГАЗ-04 пример комплекта поставки

6. УЛЬТРАЗВУКОВЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

6.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

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:

α_1 - скорость распространения звука по направлению потока жидкости для приемопередатчика;

α_2 - скорость распространения звука против направления потока жидкости для приемопередатчика;

α - скорость распространения звука в жидкости (для воды - 1500 м/с);

Θ - 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.

6.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ВОДА-11, использующих ультразвуковые расходомеры SITRANS F US SONOFLO и другие 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;

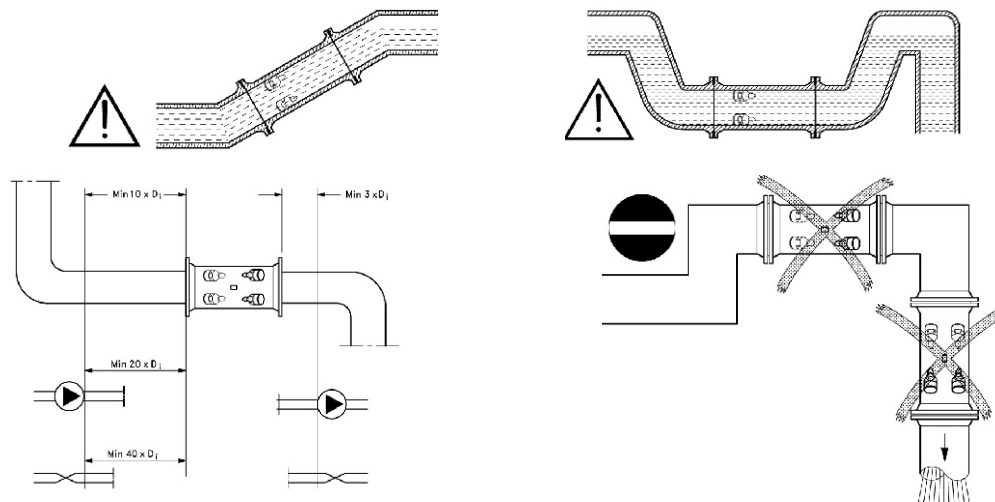
2) погрешность особенно сильно увеличивается при искаженном профиле скоростей вследствие наличия, например, вблизи первичного преобразователя местных сопротивлений;

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

6.3 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;
- 3) минимальная длина прямого участка до первичного преобразователя - 10 Ду. После насоса или клапана длина прямого участка от 20 Ду до 40 Ду. После первичного преобразователя прямой участок - 3 Ду;
- 4) диапазон измерения до 470000 м³/ч при скорости потока 10 м/с;
- 5) максимальное рабочее давление: 5,0 МПа (50 бар);
- 6) размер трубопровода, Ду: от 80 мм до 4000 мм;
- 7) температура окружающей среды:
от -40 °С до +55 °С, измеряемой среды от -20 °С до +200 °С;
- 8) предел допускаемой относительной погрешности измерений в диапазоне расхода в зависимости от диаметра трубопровода и количества излучателей: 0,5%, 0,75%; 1,0%; 1,5% и 2,0%.

7. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ РАСХОДОМЕРЫ

7.1 ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ

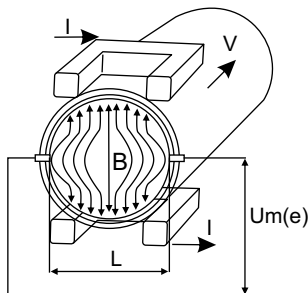
Принцип действия электромагнитных расходомеров базируется на законе электромагнитной индукции Фарадея, в соответствии с которым в электропроводной жидкости, пересекающей магнитное поле, индуцируется ЭДС (электродвижущая сила), пропорциональная скорости движения жидкости. В конструкции для приборно-технической 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.

7.2 ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ МЕТОДА

К достоинствам СИ ИСТОК-ВОДА-12, использующих электромагнитные расходомеры **Promag**, **PCM-05** и др. 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.

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.

7.3 ОБЩИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ РАСХОДОМЕРОВ

Расходомеры **Promag**, **PCM-05** и др. обеспечивают:

1) длина прямого участка 5 Ду до установки расходомера и 2 Ду после ППР;

2) длина линии связи между ППР и электронным блоком должна быть не более 100 м при электропроводимости жидкости в диапазоне (от 10 до 0,01) См/м и не более 30 м при электропроводимости жидкости в диапазоне (от 0,01 до 0,001) См/м. При этом суммарное значение величины сопротивлений катушки индуктора ППР и соединительного кабеля не должно превышать 64 Ом.,

3) диапазон измерения : От 50 дм³/мин до 110 000 м³/ч;

4) максимальное рабочее давление до 40,0 МПа;

5) размер трубопровода, Ду: от 15 мм до 1200 мм;

6) предел допускаемой относительной погрешности измерений расхода: от $\pm 1,0\%$ в диапазоне расхода (от 4 % до 100 %) до $\pm 0,5\%$ во всем диапазоне расхода;

7) искробезопасное исполнение для расходомеров **Promag**.

ОБЩАЯ СТРУКТУРНАЯ СХЕМА
ИСТОК-ВОДА-11, ИСТОК-ВОДА-12 на базе вычислителя ИСТОК-ТМ3

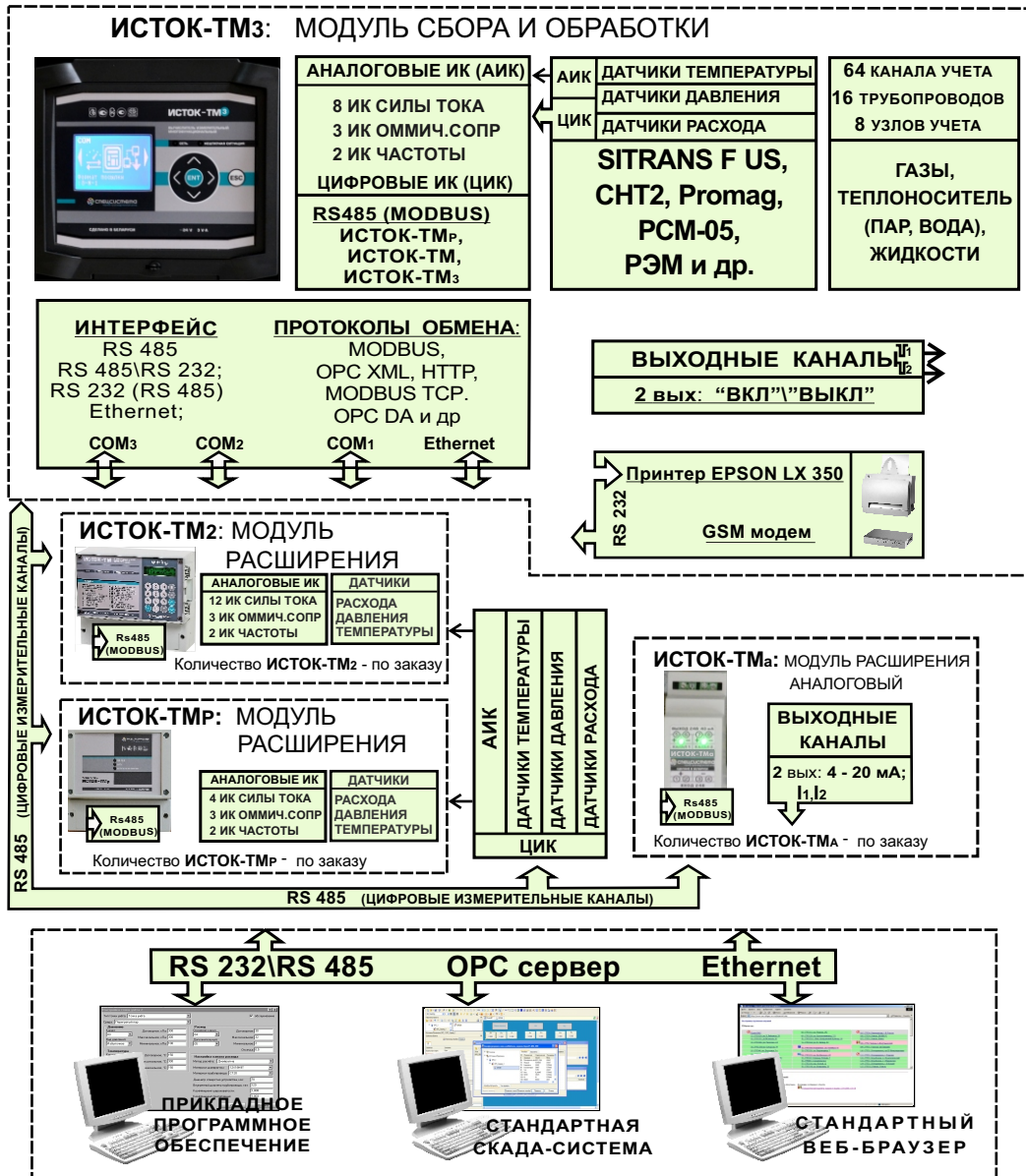


Рис 7.1 СИ ИСТОК-ВОДА-11 и СИ ИСТОК-ВОДА-12 пример комплекта поставки

8. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ

8.1 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.

8.2 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В стандарте ГОСТ 6651-2009 используются следующие 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 R₀, 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 R₀ (Примечание - Условное обозначение HСХ состоит из значения номинального сопротивления ТС или ЧЭ R₀ и обозначения типа. Русское обозначение типа приводят 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 R₀ = 100 Ом; Pt 100 означает HСХ для платинового ТС (или ЧЭ) с $\alpha = 0,00385 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ и R₀ = 100 Ом.

Температурный коэффициент термометра сопротивления α , °С⁻¹: Коэффициент, определяемый по формуле, где R₁₀₀, R₀ значения сопротивления ТС по HСХ соответственно при 100 °С и 0 °С, и округленный до пятого знака после запятой.

8.3 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.

8.3.1 Формулы для расчета номинальной статической характеристики HСХ ТС и ЧЭ в пределах диапазона измерений рассчитывают по следующим формулам:

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

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

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

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

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

где R_t сопротивление ТС, Ом, при температуре t , °С,

R_0 номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °С.

Значения постоянных следующие:

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

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

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

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

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

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

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

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

где R_t сопротивление ТС, Ом, при температуре t , °С,

R_0 номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °С.

Значения постоянных следующие:

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

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

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

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

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

$$R_t = R_0[1 + At + Bt(t+6,7 \text{ } ^\circ\text{C}) + Ct^3].$$

Для диапазона от 0 °С до 200 °С:

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

где R_t сопротивление ТС, Ом, при температуре t , °С;

R_0 номинальное сопротивление ТС, Ом, при температуре 0 °С.

Значения постоянных следующие:

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

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

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

8.4 КЛАССИФИКАЦИЯ

Типы ТС и ЧЭ, на которые распространяется настоящий стандарт, приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 Обозначения типа, температурные коэффициенты и классы допуска термометров сопротивления и чувствительных элементов

Тип ТС	Обозначение типа ТС	$\alpha, \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$	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

8.5 КЛАССЫ ДОПУСКА

Допуски, соответствующие классам допуска по классификации таблицы 8.1, и диапазоны измерений для ТС и ЧЭ приведены в таблице 8.2. Данные допуски выполнены для ТС и ЧЭ с любым номинальным значением сопротивления.

Допуски ТС и ЧЭ по сопротивлению при температуре t получают умножением допусков из таблицы 8.2 на коэффициент чувствительности dR/dt , Ом/°С, при температуре t , определенный по интерполяционным уравнениям 8.4.1. Для примера, таблице 8.3 приведены допуски по сопротивлению платинового ТС номинальным сопротивлением 100 Ом при температурах 0 °С и 100 °С.

Таблица 8.2 Классы допуска и диапазоны измерений для термометров сопротивления и чувствительных элементов

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

Таблица 8.3 – Допуски по сопротивлению платинового ТС ($\alpha = 0,00391 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$)

Класс допуска	Допуск, Ом	
	при 0 °С	при 100 °С
AA	$\pm 0,04$	$\pm 0,10$
A	$\pm 0,06$	$\pm 0,13$
B	$\pm 0,12$	$\pm 0,31$

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

8.6 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ИЗМЕРЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В ТРУБОПРОВОДЕ

ГОСТ 8.586 - нормативный документ, регламентирующий измерение температуры среды.

Наилучшим способом установки термопреобразователя (рис.8.1а) является его радиальное расположение на теплоизолированном расходомерном участке. Допускается наклонная установка термопреобразователя или его установка в колене, как показано на рис.8.1б, г и 8.1в.

Измерение температуры среды проводят на прямом участке расходомерного узла (РУ). 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.

ТС погружают в трубопровод на глубину **(0,3 - 0,7) D**. В случае измерения расхода пара рекомендуется ТС погружать в трубопровод на глубину **(0,5 - 0,7) D**.

Если диаметр бобышки ТС превышает **0,13 D**, то допускается при его установке применять расширитель (рис. 8.1г, где D_p диаметр расширителя).

ТС устанавливают непосредственно в трубопровод или в гильзу. При установке в гильзу, ее заполняют жидким маслом для обеспечения надежного теплового контакта. Часть термопреобразователя, выступающая над трубопроводом, должна иметь термоизоляцию, если температура потока отличается от температуры окружающей среды более чем на 40 °С.

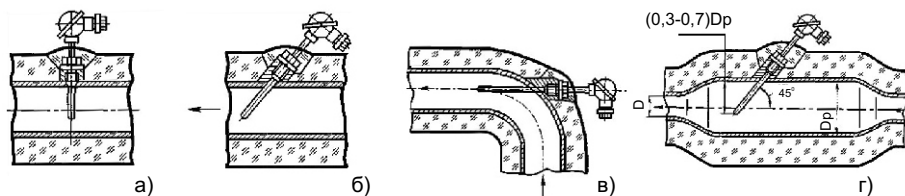


Рис. 8.1 Способ установки термопреобразователя в трубопроводе:
а) радиальное расположение; в) установка в колене; б) и г) наклонная установка

8.7 ОСОБЕННОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ТС

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

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

9. ПАРАМЕТРЫ ГОРЕНИЯ ТОПЛИВА, СОСТАВ ВОЗДУХА

9.1 Теплота сгорания топлива

При сгорании топлива выделяется теплота. За единицу измерения количества теплоты (работы и энергии) в системе СИ принимают джоуль ($дж = н \cdot м$).

Джоуль определяется как работа, производимая силой в 1 ньютон (1 н) при перемещении точки приложения этой силы на 1 метр (1 м) по ее направлению ($1 дж = 1 н \cdot м$).

Широкое распространение в науке и технике получила международная калория (кал).

$$1 \text{ кал} = 4,187 \text{ дж.}$$

Горение элементов топлива может быть полным и неполным. При полном сгорании образуются конечные продукты углекислый газ и водяной пар и выделяется максимум тепла.

Количество тепла, которое выделяется при полном сгорании единицы топлива (1 кг или 1 м³), называется теплотой сгорания.

Естественно, что теплота сгорания при условии образования H₂O в виде жидкости выше, т.к. при конденсации пара в воду выделяется скрытая теплота парообразования 2260 кдж/кг. Так возникает понятие о высшей и низшей теплоте сгорания.

Максимальная теплота сгорания с учетом теплоты конденсации водяных паров называется высшей и обозначается $W_{в}$. **Количество теплоты, выделяющееся при сгорании единицы топлива без конденсации водяных паров, называется низшей теплотой сгорания**, обозначается $W_{н}$.

Стехиометрический состав - это теоретически верное соотношение топлива и воздуха, при котором в процессе горения кислород воздуха и топливо будут израсходованы полностью без остатка.

Примерная оценка стехиометрического расхода воздуха:

$$Q_{в}^{\circ} = \frac{W_{н} \times 2,6}{10^4}, \text{ м}^3/\text{кг} \text{ (м}^3/\text{м}^3)$$

где: $W_{н}$ - низшая теплота сгорания топлива
кдж\кг, кдж\м³

9.2 Связь между высшей и низшей теплотой сгорания

В продуктах сгорания твердых и жидких топлив водяные пары образуются при сгорании водорода топлива, а также при испарении начальной влаги топлива. Если в рабочем топливе содержится H^p кг водорода, то образуется $9H^p$ кг водяного пара и разница между высшей и низшей теплотой сгорания составит $2500(W^p + 9H^p)$ кдж/кг.

Число 2500 кдж/кг является приблизительной разницей между высшей и низшей теплотой сгорания на 1 кг H₂O.

При сжигании газообразного топлива водяные пары в продуктах сгорания образуются при горении водорода и углеводородов, а также переходят из влаги топлива и воздуха.

9.3 Расчетный метод определения теплоты сгорания

Теплоту сгорания газообразного топлива можно рассчитать, если известны тепловые эффекты реакций горения и химический состав топлива по следующей формуле

$$W_{н} = 127,7CO + 108H_2 + 358CH_4 + 590C_2H_4 + 555C_2H_2 + 636C_2H_6 + 913C_3H_8 + 1185C_4H_{10} + 1465C_5H_{12} + 234H_2S \text{ кдж/м}^3,$$

где: 127,7; 108 и т. д тепло, выделяемое при сгорании 1 % CO; H₂ и т. д;

CO; H₂ и т. д содержание горючих составляющих топлива, %.

Следует отметить, что расчетная величина теплоты сгорания может немного отличаться от опытной, т.к. в газе содержатся пыль и смолы.

Нахождение *теплоты сгорания твердого и жидкого топлив* расчетным способом носит приближенный характер, т.к. это топливо анализируют не по химическим соединениям, а лишь по химическим элементам.

9.4 Условное топливо

Каждое топливо имеет различную теплоту сгорания. Для удобства учета, сравнения и пересчета с одного топлива на другое было предложено принять за единицу учета такое топливо, теплота сгорания которого составляет 29,3 Мдж/кг (7000 ккал/кг), и назвать его условным. Пересчеты можно производить для любого топлива твердого, жидкого и газообразного. Условное топливо очень удобно для сравнения экономичности работы печей, работающих на различном топливе. При сравнении определяют расход условного топлива на единицу нагреваемого в печи материала (кг/т).

9.5 Состав воздуха

В теплотехнических расчетах принимают следующий состав сухого атмосферного воздуха: 79% N₂ и 21% O₂. С целью упрощения инертные газы, а также углекислый газ, содержащийся в небольших количествах (1%), объединяют с азотом. На одну объемную единицу кислорода, поступающего для горения из воздуха, вводят $79/21 = 3,762$ объемных единиц азота.

9.6 Коэффициент избытка воздуха

Чтобы обеспечить более быстрое и полное сгорание топлива, вводят избыточный воздух в некотором количестве сверх теоретического, зависящее от вида топлива и организации процесса его сжигания. **Отношение объема избыточного воздуха к теоретическому объемному расходу воздуха носит название коэффициента избытка воздуха, и обозначают буквой "α"**

Воздух в количестве, которое практически вводят для полного сгорания единицы топлива, называют действительным расходом воздуха. Отношение действительного расхода воздуха к теоретически необходимому носит название коэффициента расхода воздуха. Этот коэффициент обозначают буквой "η".

$$\alpha = \frac{V_{\text{возд}}}{V_{\text{возд стех}}} \cong \frac{CO_{2\text{ макс}}}{CO_{2\text{ изм}}} \cong \frac{21\%}{21\% - O_{2\text{ изм}}}$$

$$\alpha = 1 + \left(\frac{CO_{2\text{ макс}}}{CO_{2\text{ изм}}} - 1 \right) \times \frac{V_{\text{возд стех}}}{V_{\text{сух стех}}}$$

$$\alpha = 1 + \left(\frac{O_2}{21 - O_2} \right) \times \frac{V_{\text{сух стех}}}{V_{\text{возд стех}}}$$

Исходные данные для $V_{\text{сух стех}} / V_{\text{возд стех}}$

	Вода	Природный газ	Пропан	Диз.топливо	Мазут
$V_{\text{сух стех}}$	0,79	0,91	0,93	0,93	0,94
$V_{\text{возд стех}}$					

Фактический объем сухих продуктов сгорания топлива

$$V_{\text{сух}} \cong V_{\text{сух стех}} + (\alpha - 1) \times V_{\text{возд стех}}$$

Фактический объем влажных продуктов сгорания топлива

$$V_{\text{влаж}} \cong V_{\text{влаж стех}} + (\alpha - 1) \times V_{\text{возд стех}}$$

α - коэффициент избытка топлива;

$V_{\text{возд}}$ - фактический объем воздуха в нормальных условиях $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

$V_{\text{возд стех}}$ - стехиометрический объем воздуха в нормальных условиях $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

V_f - фактический объем продуктов сгорания в нормальных условиях $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

$CO_{2\text{ макс}}$ - максимальная объемная концентрация CO_2 при стехиометрическом сжигании топлива в %;

$CO_{2\text{ изм}}$ - объемная измеренная концентрация CO_2 при стехиометрическом сжигании топлива в %;

$V_{\text{сух стех}}$ - стехиометрический объем сухих продуктов сгорания в нормальных условиях $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

$$\alpha = \frac{V_B}{V_B^0} + \frac{RO_{2\text{ макс}}}{RO_2} = \frac{21}{21 - O_2} \quad RO_2 = CO_2 + SO_2$$

$$V_{\text{ПГ}} = V_{\text{СГ}} + V_{\text{H}_2\text{O}} \quad V_{\text{СГ}} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 + (\alpha - 1) \times V_B^0$$

$$V_{\text{H}_2\text{O}} = V_{\text{H}_2\text{O}}^0 + (\alpha - 1) \times V_B^0 \times \frac{d_B \times 10^3}{0,804}$$

α - коэффициент избытка топлива;

V_B^0, V_B - фактический и действительный расходы объем воздуха, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

$V_{\text{ПГ}}$ - объем продуктов горения топлива, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

CO_2, SO_2, NO_2 - измеренная содержание CO_2, SO_2, NO_2 в продуктах горения топлива, об.%,

$CO_{2\text{ изм}}$ - объемная измеренная концентрация CO_2 при стехиометрическом сжигании топлива в %;

$V_{\text{СГ}}, V_{\text{H}_2\text{O}}$ - объем сухих продуктов горения и объем водяных паров в продуктах горения, $\text{м}^3/\text{кг}$ ($\text{м}^3/\text{м}^3$ газа);

d_B - влажность воздуха, подаваемого на горение топлива;

9.7 Пример подбора внутреннего диаметра трубы по величине расхода среды

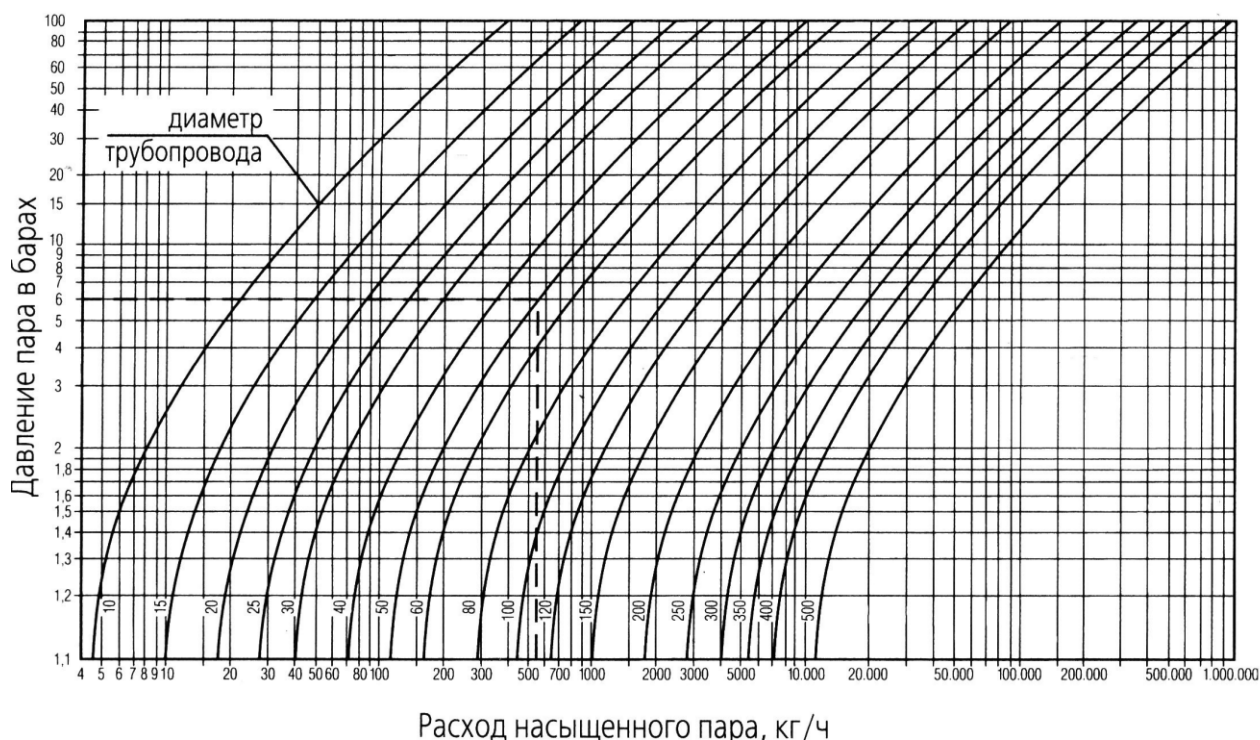
Номинал диаметр, Ду, мм	Наружн диаметр Днар, мм	Толщина стенок, мм	Внутр диаметр Двн, мм	Вес трубы, кг/м	Объ. расход при V=1м/с Q, м³/ч
10	17,2	1,8	13,6	0,684	0,52
15	21,3	2,0	17,3	0,952	0,85
20	26,9	2,3	22,3	1,4	1,4
25	33,7	2,6	28,5	1,99	2,3
32	42,4	2,6	37,2	2,55	3,92
40	48,3	2,6	43,1	2,93	5,25
50	60,3	2,9	54,5	4,1	8,4
65	76,1	2,9	70,3	5,24	14,0
80	88,9	3,2	82,5	6,76	19,3
100	114,3	3,6	107,1	9,83	32,4
125	139,7	4,0	131,7	13,4	49,0
150	168,3	4,5	159,3	18,2	71,8
200	219,1	6,3	206,5	33,1	122,0
250	273	6,3	260,4	41,4	192,0
300	323,9	7,1	309,7	55,5	270,0
350	355,6	8,0	339,6	68,6	327,0
400	406,4	8,8	488,6	86,3	426,0

$$D_{\text{вн}} = \left(0,354 \times \frac{Q_{\text{об.}}}{V_{\text{пот}}}\right)^{1/2}$$

Пример. Расход воды Q = 5250 л/ч при скорости потока V_{пот} = 1 м/с;

Определено: D_{вн} = 43,1 мм или D_у = 40 мм

9.8 Выбор конструктивных параметров трубопроводов насыщенного пара

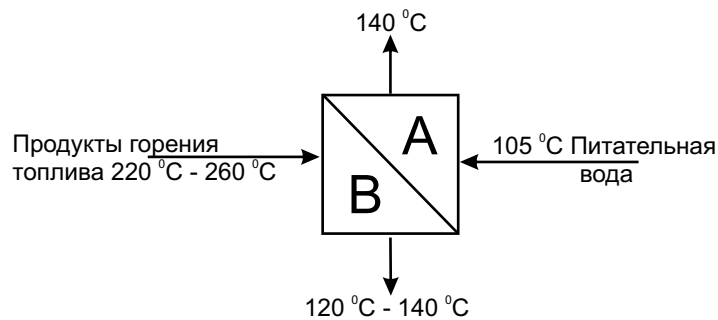


Пример:

Дано: Давление пара - 6 бар; Расход насыщенного пара - 550 кг/ч.

Определено: Внутренний диаметр - 50 мм; Последующий стандартный размер- Ду 50.

9.9 Влияние экономайзера на показатели работы котельного агрегата



А - вход-выход питательной воды;

В - вход-выход продуктов горения топлива

Ориентировочная оценка влияния установки экономайзера на показатели котла.

Понижение температуры продуктов горения на 30 °С увеличивает КПД котла приблизительно на 1%. В результате применения экономайзера КПД котла повышается обычно на 4⁰С - 5⁰С.

Предельные параметры продуктов горения топлива для теплофикационного водогрейного котла.

минимальная температура обратной воды при работе на газе - более 60⁰С;

минимальная температура обратной воды при работе на мазуте - более 65⁰С.

10. ВРЕДНЫЕ ВЫБРОСЫ

10.1 Предельные параметры вредных выбросов для топочных установок

Дизельное топливо / Жидкие виды топлива								
		NOx мг/м ³	NOx мг/кВт ч	СО мг/м ³	SO ₂ мг/м ³	пыль мг/м ³	Показатель дымности	Примечания
1-е предприятие BimSchV, 14. 08.2003г	<120 кВт	-	120 ²⁾	-	-	-	1	
	>120 кВт - <10МВт	¹⁾	-	-	-	-	1	
	>10 - < 20 МВт	180	-	50	-	-	1	Рабоч темп < 110 °С
		200	-	50	-	-	1	Рабоч темп 110 °С - 210 °С
4-е предприятие BimSchV, 14. 08.2003г (ТА-воздух)	>20 - < 50 МВт	0,18г/м ^{3 2)}	-	50	-	-	1	Рабоч темп < 110 °С
		0,2 г/м ^{3 2)}	-	50	-	-	1	Рабоч темп 110 °С - 210 °С
	>1(5) - < 50 МВт	0,25г/м ^{3 2)}	-	50	-	-	-	Рабоч темп > 210 °С
		0,35г/м ^{3 2)}	-	50	0,85г/м ^{3 2)}	50	-	Любое жидкое котельное топливо кроме дизельного
13-е предприятие BimSchV, 20. 07.2004г	>50 - 100 МВт	200	-	50	-	50	-	Дизельное котельное топливо по 3-му предписанию BimSchV
	> 100 МВт	200	-	50	-	50	-	
	>50 - 100 МВт	150	-	50	850	50	-	Любое жидкое котельное топливо кроме дизельного по 3-му предписанию BimSchV
	>100 - 300 МВт	200	-	50	400-200 ⁴⁾	50	-	
	> 300 МВт	150	-	50	200	50	-	

¹⁾ - в соответствии с уровнем техники;

²⁾ - Вредные выбросы NOx на дизельном топливе соотносятся на содержание 140 мг/кг по Европейскому стандарту EN 267;

³⁾ - При теплотемпературе 5 Мвт/м³ выбросы по SO₂ не должны выше, чем с дизельным топливом;

⁴⁾ - Линейное уменьшение.

Указанные линейные параметры по вредным выбросам соотносятся на остаточное содержание кислорода в продуктах горения, равное 3% O_{2сух}.

Твердые или жидкие отходы							
	NOx мг/м ³	NOx мг/кВт ч	СО мг/м ³	SO ₂ мг/м ³	пыль мг/м ³	Показатель дымности	Примечания
7-е предприятие BimSchV, 14. 08.2003г	200	-	50	50	10	10	Среднесуточное значение
	400	-	100	200	30	20	Мах разовое значение

Указанные предельные параметры по вредным выбросам соотносятся на остаточное содержание кислорода в продуктах горения, равное 11% O_{2сух}.

Природный газ / другие газообразные виды топлива								
		NOx мг/м ³	NOx мг/кВт ч	CO мг/м ³	SO ₂ мг/м ³	пыль мг/м ³	Показатель дымности	Примечания
1-е предприятие BimSchV, 14. 08.2003г	<120 кВт	-	120 ²⁾	-	-	-	0	
	>120 кВт - <10МВт	1) ¹⁾	-	-	-	-	0	
	>10 - < 20 МВт	100	-	50	-	-	0	Рабоч темп < 110 °С
		110	-	50	-	-	0	Рабоч темп 110 °С - 210 °С
4-е предприятие BimSchV, 14. 08.2003г (ТА-воздух)	>20 - < 50 МВт	0,1 г/м ^{3 2)}	-	50	10	5	0	Рабоч темп < 110 °С
		0,11 г/м ^{3 2)}	-	50	10	5	0	Рабоч темп 110 °С - 210 °С
		0,15г/м ^{3 2)}	-	50	10	5	0	Рабоч темп > 210 °С
13-е предприятие BimSchV, 20. 07.2004г	>50 - 300 МВт	100 ²⁾	-	50 ³⁾	35 ⁴⁾	5 ⁵⁾	-	Рабоч темп < 110 °С
	> 100 МВт	110 ²⁾	-	50 ³⁾	35 ⁴⁾	5 ⁵⁾	-	Рабоч темп 110 °С - 210 °С
	>50 - 100 МВт	150 ²⁾	-	50 ³⁾	35 ⁴⁾	5 ⁵⁾	-	Рабоч темп > 210 °С
	>100 - 300 МВт	100	-	50 ³⁾	35 ⁴⁾	5 ⁵⁾	-	

1) - в соответствии с уровнем техники;

2) - 200 мг/м³ по в случае с другими газообразными видами топлива;

3) - 80 мг/м³ по в случае с другими газообразными видами топлива; 100 мг/м³ по в случае с колошниковым или коксовым газом;

4) - 5 мг/м³ по в случае применения жидкого газа; 200 мг/м³ по в случае колошниковым газом с низкой теплотой сгорания или 350 мг/м³ по в случае коксовым газом с низкой теплотой сгорания;

5) - 10 мг/м³ в случае применения колошникового или коксового газа;

Указанные предельные параметры по вредным выбросам соотносятся на остаточное содержание кислорода в продуктах горения, равное 3% O_{2сух}.

10.2 Пересчет параметров вредных выбросов

В зависимости от типа топлива и конструкции топочной камеры параметры вредных выбросов соотносятся на определенную концентрацию кислорода в сжих продуктах горения (O_{2сух}, % (объемные)).

Пересчет значений концентрации с ppm на мг/м³, при соотнесении на заданное значение содержания O₂, осуществляется в две операции.

10.2.1 Пересчет концентрации вредного выброса на эталонное значение содержания O₂

$$E = \frac{21 - X}{21 - O_{2\text{изм}}} \times E_{\text{изм}}$$

E - вредный выброс, соотнесенный на эталонное значение содержания кислорода X, % (объемные) O₂ (например NO, SO₂, CO);

X - значение кислорода O₂, на которое ведется пересчет, % (объемные);

O₂ - фактическое количество кислорода, O_{2изм}*

10.2.2 Пересчет концентрации вредного выброса с ppm на мг/м³

$$\begin{aligned} 1 \text{ ppm CO} &= 1,25 \text{ мг CO / м}^3; \\ 1 \text{ ppm NO} &= 2,05 \text{ мг NO}_2 \text{ / м}^3; * \\ 1 \text{ ppm NO} &= 1,34 \text{ мг NO / м}^3; \\ 1 \text{ ppm SO}_2 &= 2,93 \text{ мг SO}_2 \text{ / м}^3 \end{aligned}$$

* - под оксидами NO₂ имеется в виду смесь из монооксида (NO) и двуокиси азота (NO₂).

Концентрация оксидов азота NO₂ рассчитывается мг NO₂/м³

10.2.3 Пересчет измеренных значений концентрации оксидов азота в продуктах горения на заданные условия (температура и влажность воздуха)

$$NO_{\text{х скор}} = NO_{\text{х изм}} + \left[\frac{0,02 \times NO_{\text{х изм}} \times 0,34}{1 - 0,02 \times (h_{\text{изм}} - 10)} \right] \times (h_{\text{изм}} - 10) + [0,85 \times (20 - t_{\text{изм}})]$$

NO_{х изм} - содержание оксидов азота NO_х в продуктах горения, мг/кВт ч, измеренное при h_{изм} и t_{изм} (в диапазоне 0-50 мг/кВт ч до 300 мг/кВт ч);

h_{изм} - влажность воздуха г/кг при измерении концентрации оксидов азота (в диапазоне 5 - 15 г/кг);

t_{изм} - температура воздуха °С при измерении концентрации оксидов азота;

NO_{х скор} - скорректированное значение концентрации оксидов азота NO_х в продуктах горения, мг/кВт ч при h_{изм} = 10 г/кг и температуре воздуха t_{изм} = 20 °С;

Температура $t_{изм}$, °С при подобных расчетах должна находиться в пределах узкого диапазона:

для дизельного топлива - между 15 °С - 30 °С;

для газов от коммунального поставщика - между 15 °С - 25 °С.

10.2.4 Корректировка влияния содержания азота в жидком котельном топливе на выбросы оксидов азота NO_x (по европейскому стандарту EN 267)

Для корректировки содержания оксидов азота NO_x, необходимо знать фактическое содержание азота N_{изм} в топливе.

$$NO_{x(EN267)} = NO_{xскор} + (N_{изм} - N_{сравн}) \times 0,2$$

NO_{x EN267} - содержание оксидов азота NO_x, мг/кВт ч, скорректированное на сравнительное значение по азоту в топливе (140 мг/кг);

NO_{xскор} - содержание оксидов азота NO_x, мг/кВт ч, определенное в соответствии с п. [10.2.3];

N_{изм} - измеренное содержание азота в топливе, мг/кг;

N_{сравн} - сравнительное содержание азота в топливе (140 мг/кг).

10.3 Температура точки росы и минимальные температуры уходящих продуктов горения топлива

	Точка росы	Минимальная температура уходящих газов, °С
Природный газ	около 55 °С	> 100 °С
Дизельное топливо	около 120 °С	> 150 °С
Мазут (содержание серы 1%)	около 55 °С	> 155 °С

10.4 Расчет выбросов оксида азота

	ppmv 0%O ₂ в сухом состоянии	ppmv 3% O ₂ в сухом состоянии	мг NO _x /кг топлива	мг NO _x /м ³ (в норм состоянии топлива)	мг NO _x /м ³ (в норм сост продукт горен 3%O ₂ в сух сост)	мг NO _x /МДж (W _B)	мг NO _x /кВт ч
ppmv 0%O ₂ в сухом состоянии	1	0,87	23,39	19,84	1,78	0,49	1,76
ppmv 3% O ₂ в сухом состоянии	1,15	1,0	27,29	23,15	2,05	0,57	2,05
мг NO _x /кг топлива	0,043	0,037	1,0	0,85	13,29	0,021	0,075
мг NO _x /м ³ (в норм состоянии топлива)	0,05	0,043	1,18	1,0	0,089	0,025	0,089
мг NO _x /МДж (W _H)	0,562	0,4	0,075	1,24	1,0	0,28	1,0
мг NO _x /МДж (W _B)	2,045	1,754	47,62	40,0	3,6	1,0	3,6
мг NO _x /кВт ч	0,568	0,487	13,30	1,2	1,0	0,28	1,0

11. РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

11.1 Расчет инвестиций (статический способ)

При оценке того или иного вида инвестиций (например на модернизацию установки) необходимо рассчитать ряд показателей. Ниже будет приведен упрощенный алгоритм расчета, но для примерной оценки он вполне может быть использован.

1. Определение основных данных

Затраты на топливо в год, имеющие место настоящего момента.

Экономия затрат на топливо [В] в год.

Оценка инвестиций на установку [К].

2. Расчет платежей по нетоварным операциям [KD], инвестиции [K]* -(принятая процентная ставка на капитал, 10 %).

* - Рассчитывается упрощенно до среднего размера капиталовложений

$$KD = \frac{K}{2} = \frac{10\%}{100\%}$$

3. Расчет амортизационных отчислений (AfA) инвестиции K на срок службы (например на 10 лет)

$$AfA = \frac{K}{10}$$

4. Расчет ежегодной экономии средств по затратам (S)

$$S = B + KD + AfA$$

5. Расчет ежегодного обратного притока капитала (KR) (окупаемости капитала/денежного потока)

$$KR = S + AfA$$

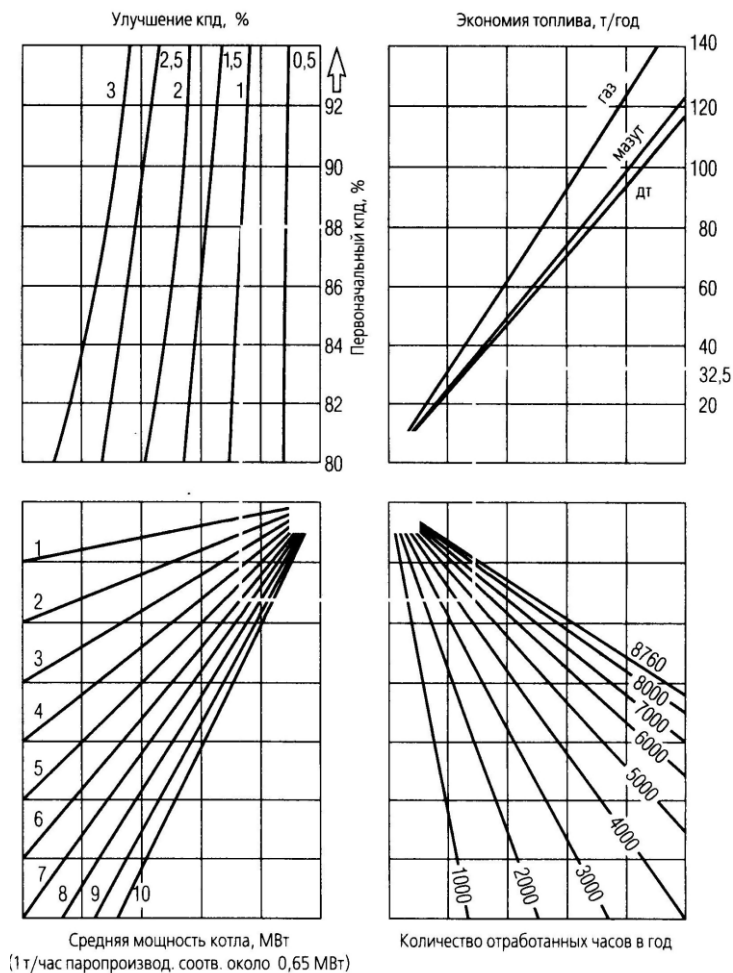
6. Расчет амортизации / срока обратного потока капитала / срока полной оплаты / возврата средств

$$PB = \frac{K}{KR}$$

7. Расчет показателя возврата инвестиций

$$RO = \frac{S}{K}$$

11.2 Оценка экономии топлива топочных установок при регулировании подачи кислорода



Пример:

- Первоначальный КПД установки - 88 %;
- Улучшение КПД путем регулирования подачи O₂ - 1 %;
- Средняя мощность котла - 6 МВт;
- Количество отработанных часов в год - 5 000 ч.

По графику экономия дизельного топлива составит 32,5 тонны в год.

11.2 Расчет цены тепла нетто и брутто

$$\text{Цена тепла брутто (евро/ГДж)} = \frac{\text{Цена весовой (объемной) единицы топлива (евро/100л) или (евро/м}^3\text{)} \times \text{теплота сгорания весовой (объемной) единицы топлива (кДж/кг) или (кДж/м}^3\text{)}}{\text{теплота сгорания весовой (объемной) единицы топлива (кДж/кг) или (кДж/м}^3\text{)}}$$

Среднегодовой тепловой КПД теплогенерирующей установки*, работающей

- на дизельном топливе 82 %;
- на мазуте 81 %;
- на природном или сжиженном газе 83 %

* - условием является КПД топки

Пример расчета:

Топливо дизельное- $W_n = 42\,700 \text{ кДж/кг}$;

Цена - 85 евро/100л;

Плотность - 0,83 кг/л

$$\text{Цена тепла брутто} = \frac{85 \text{ евро/100л} \times 10^5 \text{ кДж/кг}}{42\,700 \text{ кДж/кг} \times 0,83 \text{ кг/л}} = 23,98 \text{ евро/ГДж}$$

$$\text{Цена тепла нетто} = \frac{23,98 \times 0,83 \text{ кг/л}}{0,82} = 39,56 \text{ евро/ГДж}$$

12. ОБОЗНАЧЕНИЕ ЗОН ВЗРЫВОЗАЩИТЫ И МАРКИРОВКА ОБОРУДОВАНИЯ


12.1 Определение зон взрывозащиты

Имеется взрывчатая смесь	Зона для газов	Зона частиц пыли
Постоянно, на протяжении длительных временных промежутков или часто	Зона 0	Зона 20
Временно, в нормальном режиме	Зона 1	Зона 21
Обычно нет или же только кратковременно	Зона 2	Зона 22

12.2 Выбор категории оборудования

Взрывозащита по газам		Взрывозащита по частицам пыли	
Зона	Категория	Зона	Категория
0	1G	20	1D
1	1G или 2G	21	1D или 2D
2	1G, 2G или 3G	22	1D, 2D или 3D

12.3 Маркировка производственного оборудования

Сведения об изготовителе	Наименование, адрес изготовителя, тип, серийный номер, год изготовления
СЕ - знак	СЕ - знак с номером официально назначенного органа
ЕХ - знак	
Группа оборудования	I - горные предприятия (метан, частицы пыли) II - все прочие взрывоопасные зоны
Категория	1D, 2D или 3D или 1G, 2G или 3G для зон 20, 21, 22 или для зон 0, 1, 2

12.4 Обозначение групп взрывозащиты

Группа взрывозащиты	Пример продукта	Допустимый зазор
1	Метан	Ширина зазора > 1,1мм
A	Пропан	Ширина зазора > 0,9мм
B	Этилен	Ширина зазора > 0,5мм
C	Водород	Ширина зазора > 0,5мм

12.5 Степень защиты от возгорания

Маркировка	Степень защиты от возгорания	Примеры применения
EExр	Капюлирование для защиты от избыточного давления	Вентилируемый шкаф управления
EExс	Обеспечение безопасности конструктивными средствами	Новое неэлектрическое оборудование
EExd	Ударопрочное капюлирование	В особенности для двигателей
EExde	Ударопрочное капюлирование с повышенной безопасностью при подключении	Пульт управления по месту
EExia	С внутренней самозащитой от электрических перегрузок для зоны 0	Комплект приборного оборудования
EExib	С внутренней самозащитой от электрических перегрузок для зон 1 и 2	Комплект приборного оборудования
EEx em	Капюлирование в литом корпусе	Управляющие клапаны
EExb	Контроль источников воспламенения	Новое неэлектрическое оборудование
Eex k	Капюлирование для обеспечения герметичности жидкости	Трансформаторы
Eexn	Обеспечение безопасностью конструктивными средствами на электродвигателях	Электродвигатели

13. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, СПОСОБЫ ПЕРЕСЧЕТА (по материалам фирмы SAACKE GmbH, Германия)

13.1 Таблица образования десятичных, кратных и дольных единиц

Кратные				Дольные			
приставка	обозн. СИ	обозн. RU	множитель	приставка	обозн. СИ	обозн. RU	множитель
экса	E	Э	10 ¹⁸	деци	d	д	10 ⁻¹
пета	P	П	10 ¹⁵	санти	c	с	10 ⁻²
тера	T	Т	10 ¹²	мили	m	м	10 ⁻³
гига	G	Г	10 ⁹	микро	μ	мк	10 ⁻⁶
мега	M	М	10 ⁶	нано	n	н	10 ⁻⁹
кило	k	к	10 ³	пико	p	п	10 ⁻¹²
гекта	h	г	10 ²	фемто	f	ф	10 ⁻¹⁵
декта	da	да	10	атто	a	а	10 ⁻¹⁸

13.2 Формулы пересчета теплотехнических характеристик

13.2.1 Таблица пересчета формул теплоты сгорания

$1 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{кг}(\text{м}^3)} = 3600 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}(\text{м}^3)}$
$1 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}(\text{м}^3)} = 4,187 \frac{\text{кДж}}{\text{кг}(\text{м}^3)}$
$1 \frac{\text{ккал}}{\text{кг}(\text{м}^3)} = 0,00163 \frac{\text{кВт}\cdot\text{ч}}{\text{кг}(\text{м}^3)}$

Величины относятся к 1 кг твердого или жидкого топлива, или к 1 м³ газообразного топлива при нормальных условиях (t = 0 °С, P = 750 мм.рт.ст.)

13.2.2 Таблица пересчета температурных шкал по Цельсию (°С) и Френгейту (°F)

$t^{\circ}\text{C} = \frac{5}{9} \cdot (n^{\circ}\text{F} - 32)$
$n^{\circ}\text{F} = 1,8 \cdot t^{\circ}\text{C} + 32$

n - число градусов по шкале Фарентгейта
 0 °С = 32 °F
 100 °С = 212 °F

13.3 ТАБЛИЦЫ ПЕРЕСЧЕТА

13.3.1 Таблица пересчета массы

		пересчитывается В				
		МГ	КГ	Т	фунт	длин. т
пересчитывается С	МГ	1	1 × 10 ⁶	1 × 10 ⁹	2,2 × 10 ⁻³	9,84 × 10 ⁻¹⁰
	КГ	1 × 10 ⁶	1	1 × 10 ⁻³	2,2	9,84 × 10 ⁻⁴
	Т	1 × 10 ⁹	1 × 10 ³	1	2204,6	0,984
	фунт	0,454 × 10 ⁶	0,454	0,454 × 10 ⁻³	1	4,46 × 10 ⁻⁴
	длин. т	1,016 × 10 ⁹	1016,05	1,016	2240	1

длин. т - длинная тонна

13.3.2 Таблица пересчета силы

		пересчитывается В				
		Н	дН	кН	кгс	фунт-сила
пересчитывается С	Н	1	0,1	1 × 10 ⁻³	2,2 × 10 ⁻³	0,225
	дН	10	1	1 × 10 ⁻²	2,2	2,25
	кН	1000	100	1	2204,6	225
	кгс	9,8	9,8 × 10 ⁻¹	9,8 × 10 ⁻³	1	2,2
	фунт-сила	4,45	0,445	4,45 × 10 ⁻³	2240	1

13.3.3 Таблица пересчета давления

		пересчитывается В						
		Па	мм.вод.ст	кгс\м ²	кгс\см ²	мбар	бар	psi
пересчитывается С	Па	1	0,102	0,102	$1,02 \times 10^{-5}$	0,01	1×10^{-5}	$0,16 \times 10^{-3}$
	мм.вод.ст	9,81	1	1	1×10^{-4}	$9,81 \times 10^{-2}$	$9,81 \times 10^{-5}$	$1,42 \times 10^{-3}$
	кгс\м ²	9,81	1	1	1×10^4	$9,81 \times 10^{-2}$	$9,81 \times 10^{-5}$	$1,42 \times 10^{-3}$
	кгс\см ²	$9,81 \times 10^4$	1×10^4	1×10^4	1	980,7	0,981	14,2
	мбар	100	10,2	10,2	$10,2 \times 10^4$	1	1×10^{-3}	$14,5 \times 10^{-3}$
	бар	1×10^5	$10,2 \times 10^3$	$10,2 \times 10^3$	1,02	1×10^3	1	14,5
	psi	$6,89 \times 10^3$	702,7	702,7	$7,03 \times 10^{-2}$	68,9	$6,89 \times 10^{-2}$	1

psi - pound-force per square inch - фунт на квадратный дюйм

13.3.4 Таблица пересчета Энергии и Работы

		пересчитывается В			
		Дж	ккал	Вт*ч	BTU
пересчитывается С	Дж	1	$0,2388 \times 10^{-3}$	$0,2778 \times 10^{-3}$	$0,9478 \times 10^{-3}$
	ккал	4,168	1	1,163	3,97
	Вт*ч	3600	86,05	1	3,412
	BTU	1055	0,252	2,93	1

13.3.5 Таблица пересчета мощности

		пересчитывается В				
		кВт	МВт	ккал/ч	л.с.	BTU/ч
пересчитывается С	кВт	1	1×10^{-3}	860	1,36	$3,412 \times 10^3$
	МВт	1000	1	$8,6 \times 10^5$	1360	$3,412 \times 10^6$
	ккал/ч	$1,16 \times 10^{-3}$	$1,16 \times 10^{-6}$	1	$1,58 \times 10^{-3}$	3,97
	л.с.	0,736	$7,36 \times 10^{-4}$	632	1	$2,51 \times 10^{-3}$
	BTU/ч	$0,293 \times 10^{-3}$	$0,293 \times 10^{-6}$	0,252	$0,398 \times 10^{-3}$	1

13.4 Давление, температура и плотность воздуха (стандартная атмосфера) при различных высотах

13.4.1 Таблица параметров стандартной атмосферы

Высота, М над нормальным уровнем NN	Давление, mbar	Плотность, кг/м ³	Температура, °C
0	1013	1,226	15,0
250	983	1,196	13,4
500	955	1,168	11,8
1000	899	1,112	8,5
1500	846	1,058	5,3

13.4.2 Таблица плотности стандартной атмосферы при разной температуре

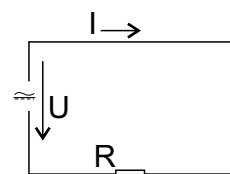
Высота, М над нормальным	Давление, mbar	Плотность, кг/м ³		
		при 10 °C	при 25 °C	при 40 °C
0	1013	1,25	1,18	1,13
250	983	1,21	1,15	1,09
500	955	1,17	1,11	1,06
1000	899	1,1	1,05	1,0
1500	846	1,03	0,98	0,93

13.5 Таблица для пересчета англо-американских единиц измерения

Длина	1 дюйм (inch. in) = 25,4 мм 1 фут (foot. ft) = 12 дюймов = 0,3048 м 1 ярд (yd) = 3 фута = 0,9144 м	1 мм = 0,03937 дюйма 1 м = 3,281 фута 1 м = 1,094 ярда
Площадь	1 дюйм ² (in ²) = 6,452 см ² 1 фут ² (ft ²) = 144 in ² = 0,0929 м ² 1 ярд ² (yd ²) = 9 ft ² = 0,8361 м ² 1 sq.mile (mile ²) = 640 акров = 2,59 км ²	1 см ² = 0,155 дюйма ² 1 м ² = 10,764 фута ² 1 м ² = 1,196 ярда ² 1 км ² = 0,386 мили ²
Объемный расход	1 фут ³ /с = 102 м ³ /ч 1 фут ³ /мин = 1,699 м ³ /ч 1 англ.галон/м (imp gmp) = 0,0758 л/с = 0,273 м ³ /ч 1 галон США/м (US gmp) = 0,063 л/с = 0,277 м ³ /ч	1 м ³ /ч = 0,00981 фут ³ /с 1 м ³ /ч = 0,5886 фут ³ /мин 1 м ³ /ч = 3,86 англ гал/с 1 м ³ /ч = 4,4 галлона/мин
Массовый расход	1 фунт/с = 0,4536 кг/с = 1,633 т/ч 1 корот.т/ч = 907,2 кг/ч 1 длин.т/ч = 1016 кг/ч	1 т/ч = 0,6124 фунта/с 1 кг/с = 2,2046 фунта/с 1 кг/ч = 1,102 10 ⁻³ корот.т/ч 1 кг/ч = 0,984 10 ⁻³ дл.т/ч
Сила	1 фунт-сила (lbf) = 4,4492 Н 1 тонна-сила (tonf) = 2240 фунт-сил = 9,964 кН	1 Н = 0,2248 фунта-силы 1 кН = 224,8 фунта-силы 1 МН = 100,4 тонна-силы
Давление	1 фунт-сила/дюйм ² (psi) = 6895 Па = 0,06895 бар 1 фут-сила/фут (psf) = 47,88 Па = 0,04788 кПа 1 дюйм.рт.ст.(in/Hg) = 3386 Па 1 дюйм.вод.ст.(in/H ₂ O) = 249,1 Па	1 бар = 14,5 фунта-сила/дюйм ² 1 кПа = 0,2953 фунт-сила/дюйм ² 1 кПа = 20,89 дюйм рт.ст. 1 кПа = 4,15 дюйм вод.ст.

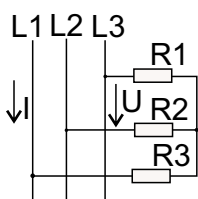
13.6 Параметры электрической мощности

13.6.1 Постоянный и безиндукционный переменный и трехфазный ток



$P = U \cdot I$
$P = I^2 \cdot R$
$P = \frac{U^2}{R}$

← Мощность при постоянном и переменном токе

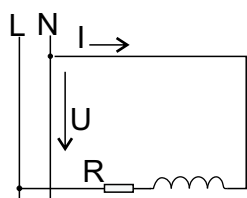


$P = 3^{0,5} U \cdot I$

← Мощность при трехфазном токе

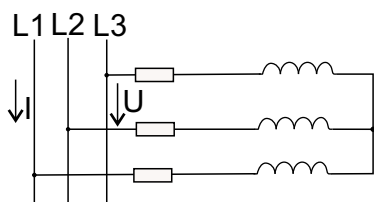
P - электрическая мощность, Вт;
U - напряжение в линейной и многофазной системах, В;
I - сила тока, А;
R - омическое сопротивление, Ом

13.6.2 Переменный и трехфазный ток с индукционной составляющей



$$P = U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

← Активная мощность при переменном токе



$$P = 3^{0.5} U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

← Активная мощность при трехфазном токе

P - электрическая мощность, Вт;

U - напряжение в линейной и многофазной системах, В;

I - сила тока, А;

cos φ - индуктивная составляющая электрической мощности

η - кпд двигателя, %

P_N - механическая мощность двигателя, Вт

ПРИМЕР:

Трехфазный ток: **U** = 400В; **I** = 21,5А; **cos φ** = 0,85; **P** = ?

$$P = 3^{0.5} U \cdot I \cdot \cos \varphi = 1,732 \cdot 400 \cdot 21,5 \cdot 0,85 = 12661 \text{ W} = \mathbf{12,7 \text{ кВт}}$$

Механическая мощность (мощность вала), отдаваемая на валу двигателя, меньше активной мощности

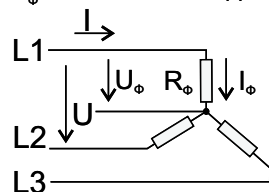
$$P_N = P \cdot \eta$$

ПРИМЕР: **P** = 12,7 кВт, **η** = 87%

$$P_N = 12,7 \cdot 0,87 = \mathbf{11,0 \text{ кВт}}$$

13.6.3 Соединение звездой и треугольником при трехфазном переменном токе

U_φ = 230 В Соединение звездой



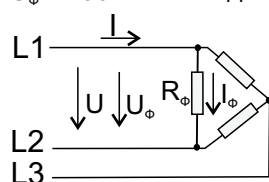
$$I = I_\phi$$

← Ток в проводе

$$U = 3^{0.5} U_\phi$$

← Линейное напряжение многофазной системы

U_φ = 400 В Соединение треугольником



$$U = U_\phi$$

← Линейное напряжение многофазной системы

$$I = 3^{0.5} \cdot I_\phi$$

← Ток в проводе

$$I_\phi = \frac{U_\phi}{R_\phi}$$

← Фазный ток

$$P = 3^{0.5} U \cdot I$$

← Активная мощность при трехфазном токе

$$P = 3^{0.5} U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

← Мощность при трехфазном токе с индуктивной составляющей

U - линейное напряжение многофазной системы, В;

I - ток в проводнике, А;

U_φ - фазное напряжение, В;

I_φ - фазный ток, А;

R_φ - фазное сопротивление, Ом

3^{0.5} - коэффициент сопряжения фаз;

P - активная мощность, Вт;

cos φ - индуктивная составляющая электрической мощности

14. ПАРАМЕТРЫ МОЩНОСТИ, КОЭФФИЦИЕНТЫ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ, ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СОСТОЯНИЯ ВОДЫ И ПАРА.

14.1 Паропроизводительность котла- количество пара , вырабатываемого котельным агрегатом в единицу времени

1т/час насыщенного пара примерно соответствует 0,65 МВт паропроизводительности котла (при давлении 1,2 МПа и температуре питательной воды 102 °С)

1 кг жидкого топлива позволяет выработать около 16 кг пара

1 кг жкт или 1 м³ газа позволяет выработать следующее количество насыщенного пара в кг:

$$\frac{\text{Нисшая теплота сгорания топлива } W_i, \text{ кДж/кг или кДж/м}^3 \times \text{кпд, \%}}{234000}$$

Для выработки 1 тонны насыщенного пара требуется следующее количество жкт (в кг) или газа (в м³):

$$\frac{2,34 \cdot 10^8}{\text{Нисшая теплота сгорания топлива } W_i, \text{ кДж/кг или кДж/м}^3 \times \text{кпд, \%}}$$

14.2 Паропроизводительность котла, мощность горелки и расход топлива в зависимости КПД котла

Паропроизводительность и мощность котла		КПД котла	Мощность горелки	Расход мазута	Расход дизтоплива
т\ч	МВт				
1	0,65	85	0,77	67,5	64,5
1	0,65	88	0,74	65,5	62,5
1	0,65	90	0,72	64,0	61,0
1	0,65	92	0,71	62,5	59,5

14.3 Термодинамические свойства воды и водяного пара в состоянии насыщения по температуре (табл.3.3.1) и давлению (табл.3.3.2)

Список основных условных обозначений

- t_s – температура насыщения, °С
- h' – удельная энтальпия насыщенной воды, кДж/кг;
- h'' – удельная энтальпия сухого пара, кДж/кг;
- p – абсолютное давление, кПа;
- r – удельная теплота парообразования, кДж/кг;
- s' – удельная энтропия насыщенной воды, кДж/(кг·К);
- s'' – удельная энтропия сухого пара, кДж/(кг·К);
- v' – удельный объем насыщенной воды, м³/кг;
- v'' – удельный объем сухого пара, м³/кг

Таблица 14.3.1 Термодинамические свойства воды и водяного пара в состоянии насыщения по температуре

t_s °C	p кПа	v' м ³ /кг	v'' м ³ /кг	h' кДж/кг	h'' кДж/кг	g кДж/кг	s' кДж/(кг·К)	s'' кДж/(кг·К)
0	0,6108	0,0010002	206,32	-0,04	2501,0	2501,0	-0,0002	9,1565
5	0,8718	0,0010000	147,17	21,01	2510,2	2489,2	0,0762	9,0258
10	1,2271	0,0010003	106,419	41,99	2519,4	2477,4	0,1510	8,9009
15	1,7041	0,0010008	77,970	62,94	2528,6	2465,7	0,2243	8,7815
20	2,3368	0,0010017	57,833	83,86	2537,7	2453,8	0,2963	8,6674
25	3,1663	0,0010030	43,399	104,77	2546,8	2442,0	0,3670	8,5583
30	4,2417	0,0010043	32,929	125,66	2555,9	2430,2	0,4365	8,4537
35	5,6217	0,001060	25,246	146,56	2565,0	2418,4	0,5049	8,3536
40	7,3749	0,0010078	19,548	167,45	2404,2	2406,5	0,5721	8,2389
45	9,5817	0,0010099	15,278	188,35	2394,5	2394,5	0,6383	8,1655
50	12,335	0,0010121	12,048	209,26	2382,5	2382,5	0,7035	8,0771
55	15,740	0,0010145	9,5812	230,17	2600,7	2370,5	0,7677	7,9922
60	19,919	0,00101712	7,6807	251,09	2609,5	2358,4	0,8310	7,9106
65	25,008	0,0010199	6,2042	272,02	2618,2	2346,2	0,8933	7,8320
70	31,161	0,0010228	5,0479	292,97	2626,8	2333,8	0,9548	7,7565
75	36,963	0,0010253	4,3015	309,74	2633,6	2323,9	1,0034	7,6980
80	47,359	0,0010292	3,4104	334,92	2643,8	2308,9	1,0752	7,6135
85	57,803	0,0010326	2,8300	355,92	2652,1	2296,2	1,1343	7,5459
90	70,108	0,0010361	2,3624	376,94	2660,3	2283,4	1,1925	7,7805
95	84,525	0,0010398	1,9832	397,99	2668,4	2270,4	1,2500	7,4174
100	101,325	0,0010434	1,6738	419,06	2676,3	2257,2	1,3069	7,73564
105	120,80	0,0010477	1,4200	440,17	2684,1	2243,9	1,3630	7,2974
110	143,26	0,0010519	1,2106	461,32	2691,8	2230,5	1,4185	7,2402
115	169,05	0,0010562	1,0369	482,50	2699,3	2216,8	1,4733	7,1848
120	198,54	0,0010606	0,8920	503,7	2706,6	2209,9	1,5276	7,1310
125	232,09	0,0010652	0,77067	525,0	2713,8	2188,8	1,5813	7,0788
130	270,12	0,0010700	0,66851	546,3	2720,7	2174,4	1,6344	7,0281
140	361,36	0,0010801	0,50875	589,1	2734,0	2144,9	1,7390	6,9307
145	415,50	0,0010853	0,44618	610,6	2740,3	2129,7	1,7906	6,8838
150	475,97	0,0010908	0,39261	632,2	2746,3	2114,1	1,8416	6,8381
155	543,31	0,0010964	0,34656	653,8	2752,1	2098,3	1,8923	6,7934
160	618,0	0,0011022	0,30685	675,5	2757,7	2082,2	1,9425	6,7498
170	792,02	0,0011145	0,24259	719,1	2768,0	2048,9	2,0416	6,6652
175	892,46	0,0011209	0,21656	741,1	2772,7	2031,6	2,0906	6,6241
180	1002,7	0,0011275	0,19381	763,1	2777,1	2014,0	2,1393	6,5838
185	1123,4	0,0011344	0,17385	785,3	2781,2	1995,9	2,1876	6,5441
190	1255,2	0,00114	0,15631	807,5	2784,9	1977,4	2,2356	6,5052
195	1398,9	0,0011489	0,14082	829,9	2788,3	1958,4	2,2833	6,4667
205	1724,5	0,0011644	0,11500	875,0	2794,1	1919,1	2,3778	6,3915
215	2106,3	0,0011811	0,09460	920,6	2798,4	1877,8	2,4714	6,3181
225	2550,4	0,0011992	0,07833	966,9	2801,0	1834,1	2,5641	6,2460
235	3063,5	0,0012186	0,06523	1013,9	2801,9	1788,0	2,6562	6,1749
245	3652,4	0,0012399	0,05459	1061,6	2800,8	1739,2	2,7479	6,1045
255	4324,5	0,0012632	0,04588	1110,3	2797,7	1687,4	2,8393	6,0341
265	5087,2	0,0012887	0,03870	1160,0	2792,1	1632,1	2,9308	5,9635
275	5948,7	0,0013170	0,03272	1211,0	2783,8	1572,8	3,0226	5,8918
285	6917,4	0,0013487	0,02771	1263,4	2772,4	1509,0	3,1150	5,8186
295	8002,5	0,0013844	0,02348	1317,6	2757,5	1439,9	3,2085	5,7428
305	9213,6	0,0014252	0,01989	1373,9	2738,3	1364,4	3,3037	5,6637
315	10561	0,0014726	0,01681	1432,7	2714,0	1281,3	3,4013	5,5798
325	12057	0,0015289	0,01416	1494,9	2683,6	1188,7	3,5023	5,4896
330	12865	0,0015614	0,01296	1527,5	2665,5	1138,0	3,5546	5,4414
335	13714	0,0015977	0,01184	1561,4	2645,4	1084,0	3,6084	5,3908
340	14608	0,0016390	0,01078	1596,8	2622,3	1025,5	3,6638	5,3363
345	15548	0,0016859	0,009779	1633,7	2596,2	962,5	3,7211	5,2782
350	16537	0,0017407	0,00882	1672,9	2566,1	893,2	3,7816	5,2149
355	17577	0,0018073	0,007895	1715,5	2530,5	815,0	3,8467	5,1442
360	18674	0,0018930	0,006970	1763,1	2485,7	722,6	3,9189	5,0603
365	19830	0,002015	0,006013	1819,5	2424,2	604,7	4,0041	4,9517
370	21053	0,002231	0,004958	1896,2	2335,7	439,5	4,1198	4,8031
374,12	22115	0,003147	0,003147	2095,2	2095,2	0	4,4237	4,4237

Таблица 14.3.2 Термодинамические свойства воды и водяного пара в состоянии насыщения по давлению

p	t _s	v'	v''	h'	h''	г	s'	s''
кПа	°С	м ³ /кг	м ³ /кг	кДж/кг	кДж/кг	кДж/кг	кДж/(кг·К)	кДж/(кг·К)
20	58,98	0,0010166	8,0288	246,83	2607,7	2360,9	0,8182	7,9269
50	81,35	0,0010301	3,2415	340,57	2646,0	2305,4	1,0912	7,5951
100	99,63	0,0010434	1,6946	417,51	2675,7	2258,2	1,3027	7,3608
200	120,23	0,0010608	0,88592	504,7	2706,9	2202,2	1,5301	7,1286
300	133,54	0,0010735	0,60586	561,4	2725,5	2164,1	1,6717	6,9930
400	143,62	0,0010839	0,4624	604,7	2738,5	2133,8	1,7764	6,8966
500	151,85	0,0010928	0,37481	640,1	2748,5	2108,4	1,8604	6,8215
600	158,84	0,0011009	0,31566	670,4	2756,4	2086,0	1,9368	6,7598
700	164,96	0,0011082	0,27274	697,1	2762,9	2065,8	1,9918	6,7074
800	170,42	0,0011150	0,24030	720,9	2768,4	2047,5	2,0457	6,6618
900	175,36	0,0011213	0,2148	742,6	2773,0	2030,4	2,0941	6,6212
1000	179,88	0,0011274	0,19430	762,6	2777,0	2014,4	2,1382	6,5847
1200	187,96	0,0011386	0,1632	798,4	2783,4	1985,0	2,2160	6,5210
1400	195,04	0,0011489	0,1407	830,1	2788,4	1958,3	2,2836	6,4665
1600	201,37	0,0011586	0,12368	858,6	2792,2	1933,6	2,3436	6,4187
1800	207,10	0,0011678	0,11031	884,6	2795,1	1910,5	2,3976	6,3759
3500	242,54	0,0012342	0,05702	1049,8	2801,3	1751,5	2,7253	6,1218
4000	250,33	0,0012521	0,04974	1087,5	2799,4	1711,9	2,7967	6,0670
4500	257,41	0,0012691	0,04402	1122,2	2796,5	1674,3	2,8614	6,0171
5000	263,92	0,0012858	0,03941	1154,6	2792,8	1638,2	2,9209	5,9712
6000	275,56	0,0013187	0,03241	1213,9	2783,3	1569,4	3,0277	5,8878
7000	285,80	0,0013514	0,02734	1267,7	2771,4	1503,7	3,1225	5,8126
8000	294,98	0,0013843	0,02349	1317,5	2757,5	1440,0	3,2083	5,7430
9000	303,31	0,0014179	0,02046	1364,2	2741,8	1377,6	3,2875	5,6773
9700	308,73	0,0014420	0,01869	1395,5	2729,8	1334,3	3,3398	5,6330
9900	310,22	0,0014490	0,01822	1404,3	2726,2	1321,9	3,3544	5,6205
10000	310,96	0,0014526	0,01800	1408,6	2724,4	1315,8	3,3616	5,6143
10200	312,42	0,0014597	0,01756	1417,3	2720,8	1303,5	3,3759	5,6019
10500	314,57	0,0014704	0,01694	1430,1	2715,2	1285,1	3,3970	5,5835
10800	316,67	0,0014813	0,01635	1442,8	2709,4	1266,6	3,4179	5,5653
11000	318,04	0,0014887	0,01597	1451,2	2705,4	1254,2	3,4316	5,5531
11200	319,40	0,0014961	0,01560	1459,6	2701,5	1241,9	3,4452	5,5411
11500	321,39	0,0015074	0,01507	1472,1	2695,3	1223,2	3,4654	5,5229
12000	324,64	0,0015267	0,01425	1492,6	2684,4	1192,2	3,4986	5,4930
12500	327,77	0,0015465	0,01348	1512,9	2673,8	1160,9	3,5312	5,4631
13000	330,81	0,0015670	0,01277	1533,0	2662,4	1129,4	3,5633	5,4333
13500	333,76	0,0015883	0,01211	1552,9	2650,6	1097,7	3,5949	5,4035
14000	336,63	0,0016104	0,01149	1572,8	2638,3	1065,5	3,6262	5,3737
14500	339,41	0,0016335	0,01091	1592,6	2625,5	1032,9	3,6573	5,3435
15000	342,12	0,0016580	0,01035	1612,2	2611,6	999,4	3,6877	5,3122
15200	343,18	0,0016680	0,01014	1620,0	2606,1	986,1	3,6999	5,2999
15400	344,23	0,0016782	0,009930	1627,9	2600,4	972,5	3,7121	5,2874
15500	344,75	0,0016834	0,009827	1631,8	2597,5	965,7	3,7181	5,2812
15700	345,78	0,0016939	0,009625	1639,7	2591,7	952,0	3,7303	5,2686
15800	346,30	0,0016992	0,009526	1643,6	2588,7	945,1	3,7364	5,2623
15900	346,81	0,0017046	0,009428	1647,6	2585,8	938,2	3,7425	5,2560
16000	347,32	0,0017101	0,009330	1651,5	2582,7	931,2	3,7486	5,2496
16100	347,82	0,0017156	0,009234	1655,5	2579,7	924,2	3,7547	5,2432
16300	348,82	0,0017269	0,009043	1663,4	2573,5	910,1	3,7670	5,2303
16500	349,82	0,0017385	0,008856	1671,4	2567,2	895,8	3,7793	5,2173
16600	350,31	0,0017444	0,008763	1675,4	2564,0	888,6	3,7855	5,2108
16700	350,80	0,0017504	0,008672	1679,5	2560,8	881,3	3,7916	5,2042
16800	351,29	0,0017565	0,008581	1683,5	2557,5	874,0	3,7978	5,1975
16900	351,77	0,0017627	0,008490	1687,6	2554,2	866,6	3,8040	5,1908
17000	352,26	0,0017690	0,008401	1691,6	2550,8	859,2	3,8103	5,1841
18000	356,96	0,0018380	0,007534	1733,4	2514,4	781,0	3,8739	5,1135
19000	361,44	0,0019231	0,006700	1778,2	2470,1	691,9	3,9417	5,0321
20000	365,71	0,002038	0,005873	1828,8	2413,8	585,0	4,0181	4,9338
21000	369,79	0,002218	0,005006	1892,2	2340,2	448,0	4,1137	4,8106
22000	373,68	0,002675	0,003757	2007,7	2192,5	184,8	4,2891	4,5748

Таблица 14.3.3 Удельная энтальпия перегретого пара

Абс. давление, бар	Температура °С						
	200	250	300	350	400	450	500
	h (кДж/кг)						
1	2875,4	2974,5	3074,5	3175,6	3278,2	3382,4	3488,1
5	2855,1	2961,1	3064,8	3168,1	3272,1	3377,2	3483,8
10	2826,8	2943,0	3052,1	3158,5	3264,4	3370,8	3478,3
15	2791,3	2921,5	3037,6	3147,7	3255,8	3363,7	3472,2
20	852,6	2902,4	3025,0	3138,6	3248,7	3357,8	3467,3
25	852,8	2879,5	3010,4	3128,2	3240,7	3351,3	3461,7
30	853,0	2854,8	2995,1	3117,5	3232,5	3344,6	3456,2
35	853,2	2828,1	2979,0	3106,5	3224,2	3338,0	3450,6
40	853,4	1085,8	2962,0	3095,1	3215,7	3331,2	3445,0
45	853,6	1085,8	2944,2	3083,3	3207,1	3324,4	3439,3
50	853,8	1085,8	2925,5	3071,2	3198,3	3317,5	3433,7
60	854,2	1085,8	2885,0	3045,8	3180,1	3303,05	3422,2
70	854,6	1085,8	2839,4	3018,7	3161,2	3289,1	3410,6
80	855,1	1085,8	2786,8	2989,9	3141,6	3274,3	3398,8
90	855,5	1085,8	1344,5	2959,0	3121,2	3259,2	3386,8
100	855,9	1085,8	1343,4	2925,8	3099,9	3243,6	3374,6
120	856,8	1085,9	1341,2	2849,7	3054,8	3211,4	3349,6
140	857,7	1086,1	1339,2	2754,2	3005,6	3177,4	3323,8
160	858,6	1086,3	1337,4	2620,8	2951,3	3141,6	3297,1
180	859,5	1086,5	1335,7	1659,8	2890,3	3104,0	3269,6
200	860,4	1086,7	1343,3	1647,2	2820,5	3064,3	3241,1
250	862,8	1087,5	1331,1	1625,1	2582,0	2954,3	3165,9
300	865,2	1084,4	1328,7	1610,0	2161,8	2825,6	3085,0
350	867,7	1089,5	1326,8	1598,7	1993,1	2676,4	2998,3
400	870,2	1090,8	1325,4	1589,7	1934,1	2515,6	2906,8
500	875,4	1093,6	1323,7	1576,4	1877,7	2293,2	2723,0
600	880,8	1096,9	1323,2	1567,1	1847,3	2187,1	2570,6
800	891,9	1104,4	1324,7	1555,9	1814,2	2094,1	2397,4

Таблица 14.3.4 Удельная энтальпия воды ниже точки кипения

Абс. давл., бар	Температура °С													
	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280	300	320	340	360
	h (кДж/кг)													
2	419,1	503,7												
5	419,4	503,9	589,2											
10	419,7	504,3	589,5	675,7										
20	420,5	505,0	590,2	676,3	763,6	852,6								
40	422,0	506,4	591,5	677,5	764,6	853,4	944,1	1037,7						
60	423,5	507,8	592,8	678,6	765,7	854,2	944,7	1037,9	1134,7					
80	425,0	509,2	594,1	679,8	766,7	855,1	945,3	1038,1	1134,5	1236,0				
100	426,5	510,6	595,4	681,0	767,8	855,9	945,9	1038,4	1134,2	1235,0	1343,4			
120	428,0	512,1	596,7	682,2	768,8	856,8	946,6	1038,7	1134,1	1234,1	1341,2	1460,8		
140	429,5	513,5	598,0	683,4	769,9	857,7	947,2	1039,1	1134,0	1233,3	1339,2	1456,3		
160	431,0	514,9	599,4	684,6	771,0	858,6	947,9	1039,4	1133,9	1232,6	1337,4	1452,4	1588,3	
180	432,5	516,3	600,7	685,9	772,0	859,5	948,6	1039,8	1133,9	1232,0	1335,7	1448,8	1579,7	
200	434,0	517,7	602,0	687,1	773,1	860,4	949,3	1040,3	1134,0	1231,4	1334,3	1445,6	1572,5	1742,9
220	435,6	519,2	603,4	688,2	774,2	861,4	950,0	1040,7	1134,0	1230,9	1332,9	1442,7	1566,2	1722,0
240	437,1	520,6	604,7	689,5	775,3	862,3	950,8	1041,2	1134,1	1230,5	1331,7	1440,1	1560,8	1707,2
260	438,6	522,0	606,0	690,8	776,4	863,3	951,5	1041,7	1134,3	1230,2	1330,6	1437,8	1555,9	1695,6
280	440,1	523,5	607,4	692,0	777,6	864,2	952,3	1042,2	1134,5	1229,9	1329,6	1435,6	1551,6	1686,1
300	441,6	524,9	608,7	693,3	778,7	865,2	953,1	1042,8	1134,7	1229,7	1328,7	1433,6	1547,7	1678,0
400	449,2	532,1	615,5	699,6	784,4	870,2	957,2	1045,8	1136,3	1229,2	1325,4	1425,9	1532,9	1650,5

14.4 Степени защиты корпуса (IP - код) по стандарту EN 60529

Pxy

х		у	
0	Без защиты от касания, без защиты от попадания твердых, чужеродных предметов	0	Без защиты от попадания воды
1	Защита от касания рукой на большей части поверхности, защита от попадания чужеродных предметов, диаметром более 50 мм	1	Защита от вертикально падающих капель
2	Защита от касания пальцами, защита от попадания чужеродных предметов, диаметром более 12 мм	2	Защита от наклонно падающих капель, под любым углом, вплоть до 15° от вертикальной линии
3	Защита от касания инструментом, проводами и т. п. диаметром более 2,5 мм, защита от попадания чужеродных предметов, диаметром более 2,5 мм	3	Защита от наклонно падающих капель, под любым углом, вплоть до 60° от вертикальной линии
4	Защита от касания инструментом, проводами и т. п. диаметром более 1,0 мм, защита от попадания чужеродных предметов, диаметром более 1,0 мм	4	Защита от попадания брызг со всех сторон
5	Защита от касания, защита от попадания пыли внутри корпуса	5	Защита от прямой струи (из форсунки) под любым углом наклона
6	Полная защита от касания, защита от попадания пыли	6	Защита от проникновения воды при кратковременном затоплении
		7	Защита от проникновения воды при временном погружении
		8	Защита от проникновения воды при долговременном погружении под воду

14.5 Пересчет объема воздуха или газа из нормального состояния в рабочий режим

$$V_{\text{рреж}} = V_{\text{нреж}} \times \frac{1013}{1013 + p} \times \frac{273 + t}{273}$$

$V_{\text{нРЕЖ}}$, $V_{\text{рРЕЖ}}$ - расход воздуха в нормальном и рабочем режимах, м³/ч;

t - температура воздуха или газа в рабочем режиме, °С;

p - давление воздуха или газа в рабочем режиме, мбар

14.6 Перепад давления (сопротивление) потока жидкости или газа при движении в канале (трубе)

$$\Delta P_{\text{тр}} = \lambda \times \frac{l}{d} \times \rho \times \frac{V^2}{2} \qquad \Delta P_{\text{м}} = \xi \times \frac{\rho}{2} \times V^2$$

$\Delta P_{\text{тр}}$ - сопротивление трения при движении потока в канале (трубе), Па;

$\Delta P_{\text{м}}$ - перепад давления на местном сопротивлении, Па;

V - скорость потока, м/с;

ρ - плотность потока, кг/м³;

λ - коэффициент гидравлического трения (зависит от характера движения потока шероховатости стен канала (трубы));

ξ - коэффициент местного сопротивления (зависит от вида местного сопротивления);

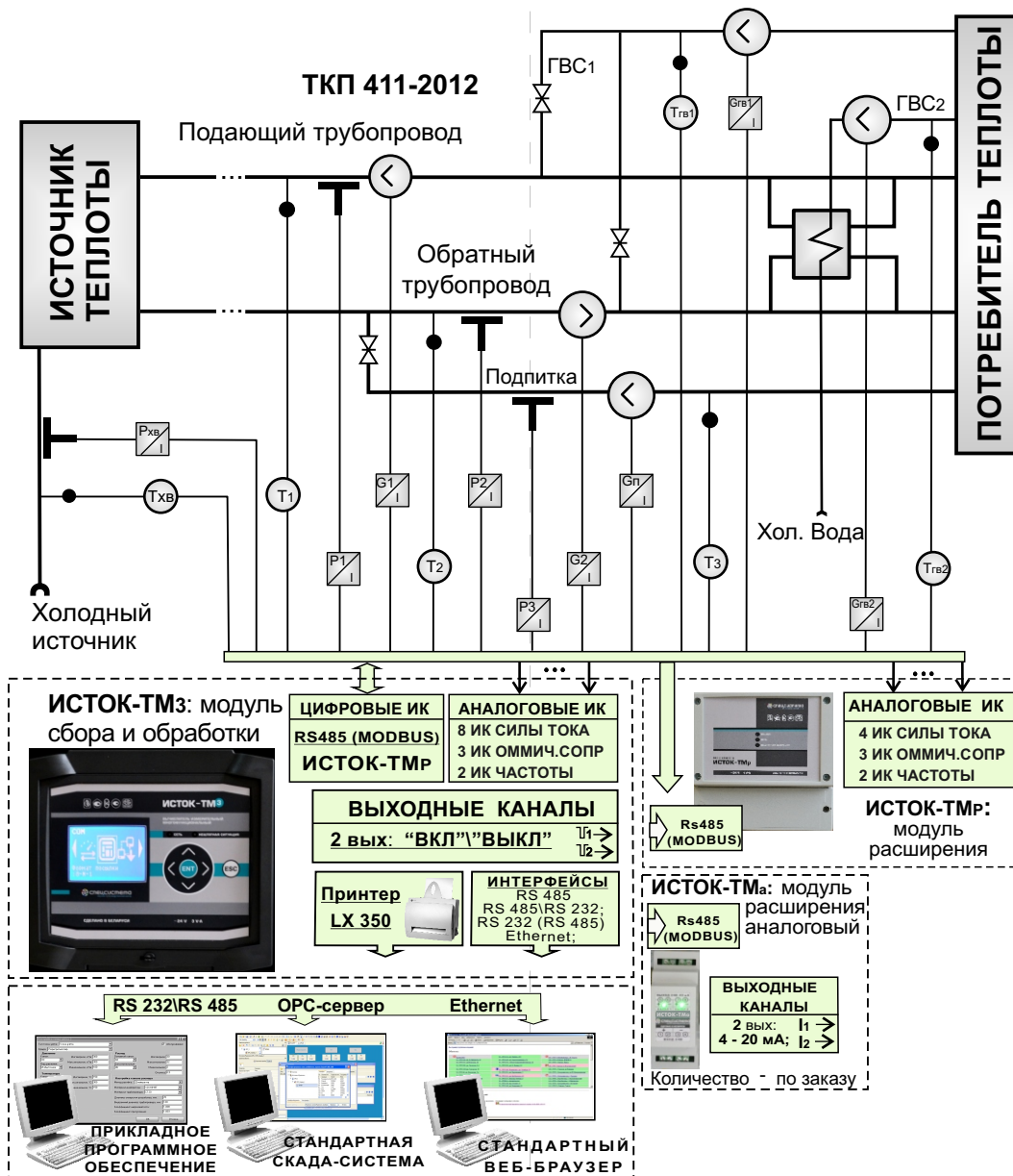
l и d - длина и внутренний диаметр канала (трубы) соответственно;

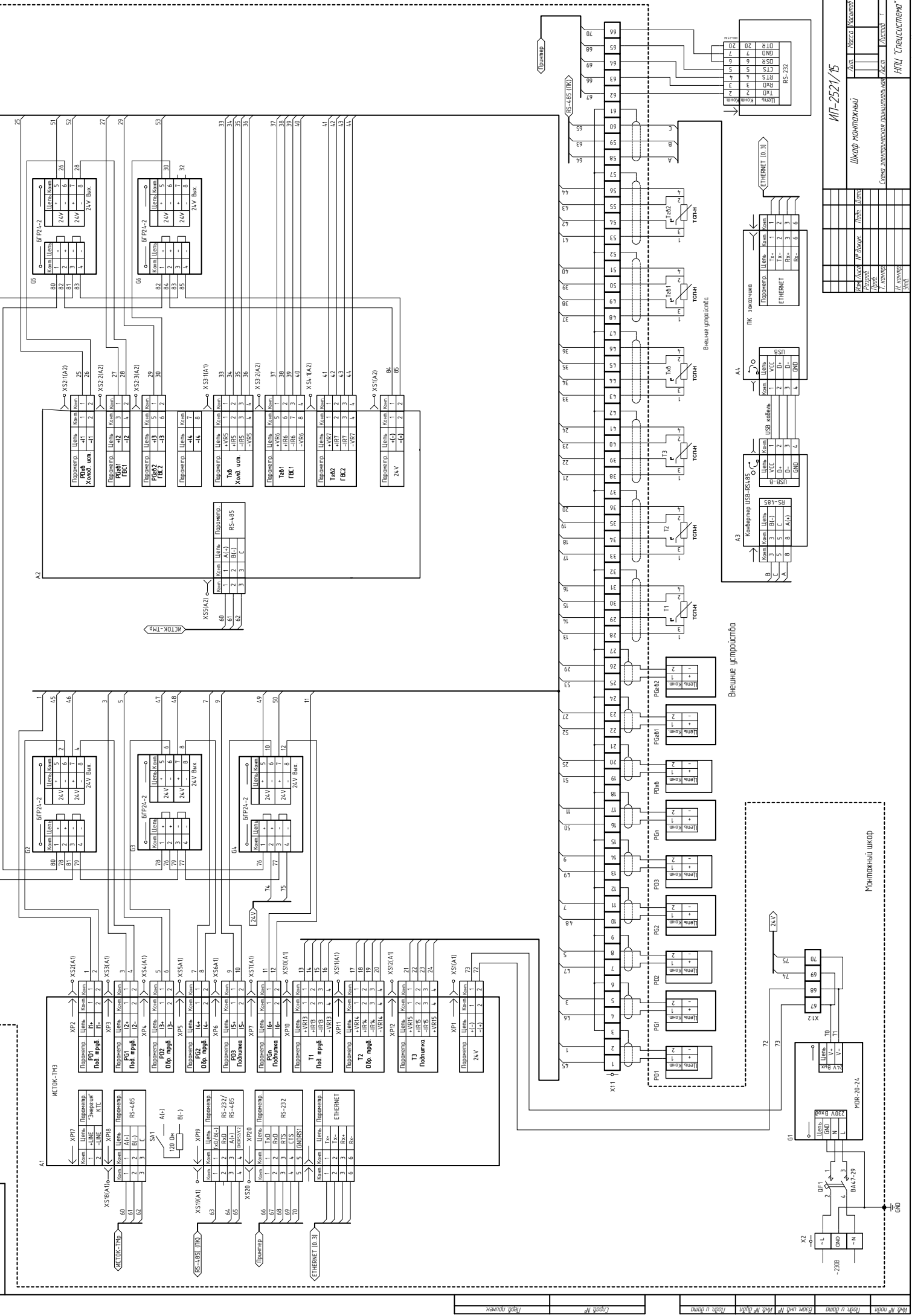
15. ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ИСТОК

15.1 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.



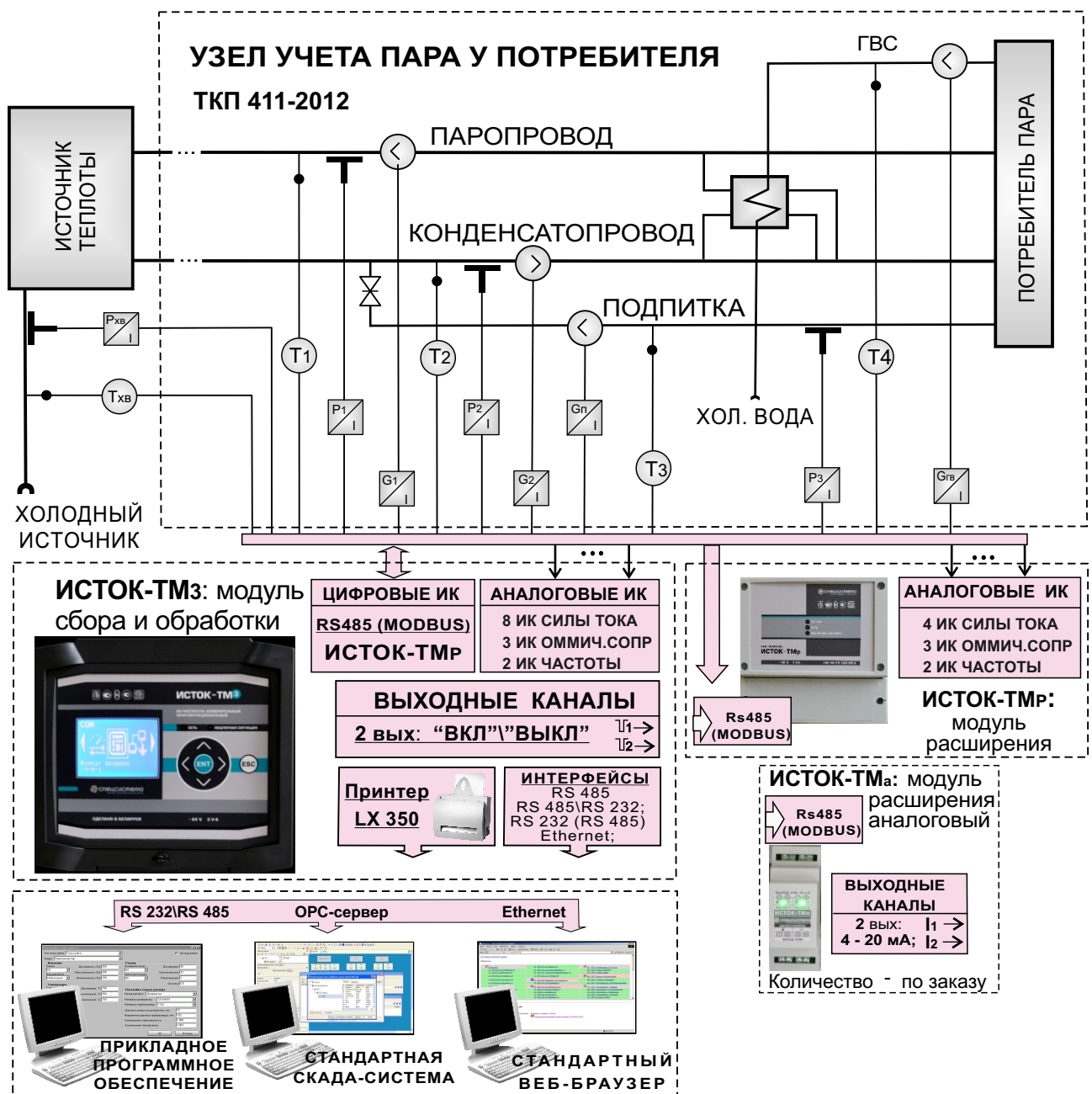


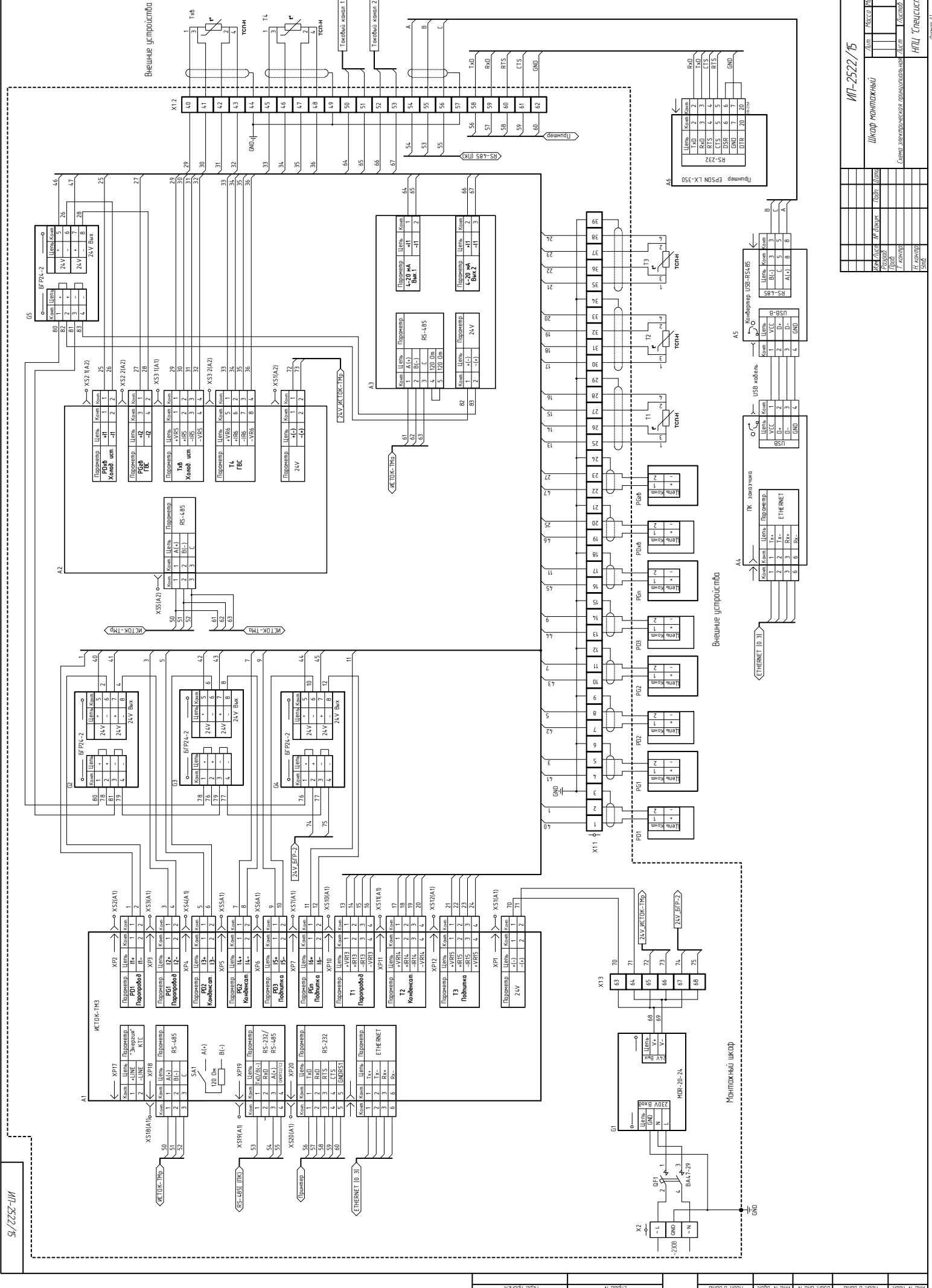
№ п/п	№ разъем	Внеш. кабель	№ разъем	№ п/п	№ разъем	Внеш. кабель	№ разъем
1	1	RS-485	1	1	1	RS-485	1
2	2	RS-485	2	2	2	RS-485	2
3	3	ETHERNET	3	3	3	ETHERNET	3
4	4	ETHERNET	4	4	4	ETHERNET	4
5	5	ETHERNET	5	5	5	ETHERNET	5
6	6	ETHERNET	6	6	6	ETHERNET	6
7	7	ETHERNET	7	7	7	ETHERNET	7
8	8	ETHERNET	8	8	8	ETHERNET	8
9	9	ETHERNET	9	9	9	ETHERNET	9
10	10	ETHERNET	10	10	10	ETHERNET	10
11	11	ETHERNET	11	11	11	ETHERNET	11

15.2 ПРИМЕР 2. УЗЛУЧЕТА ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ТЕПЛОЙ 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.





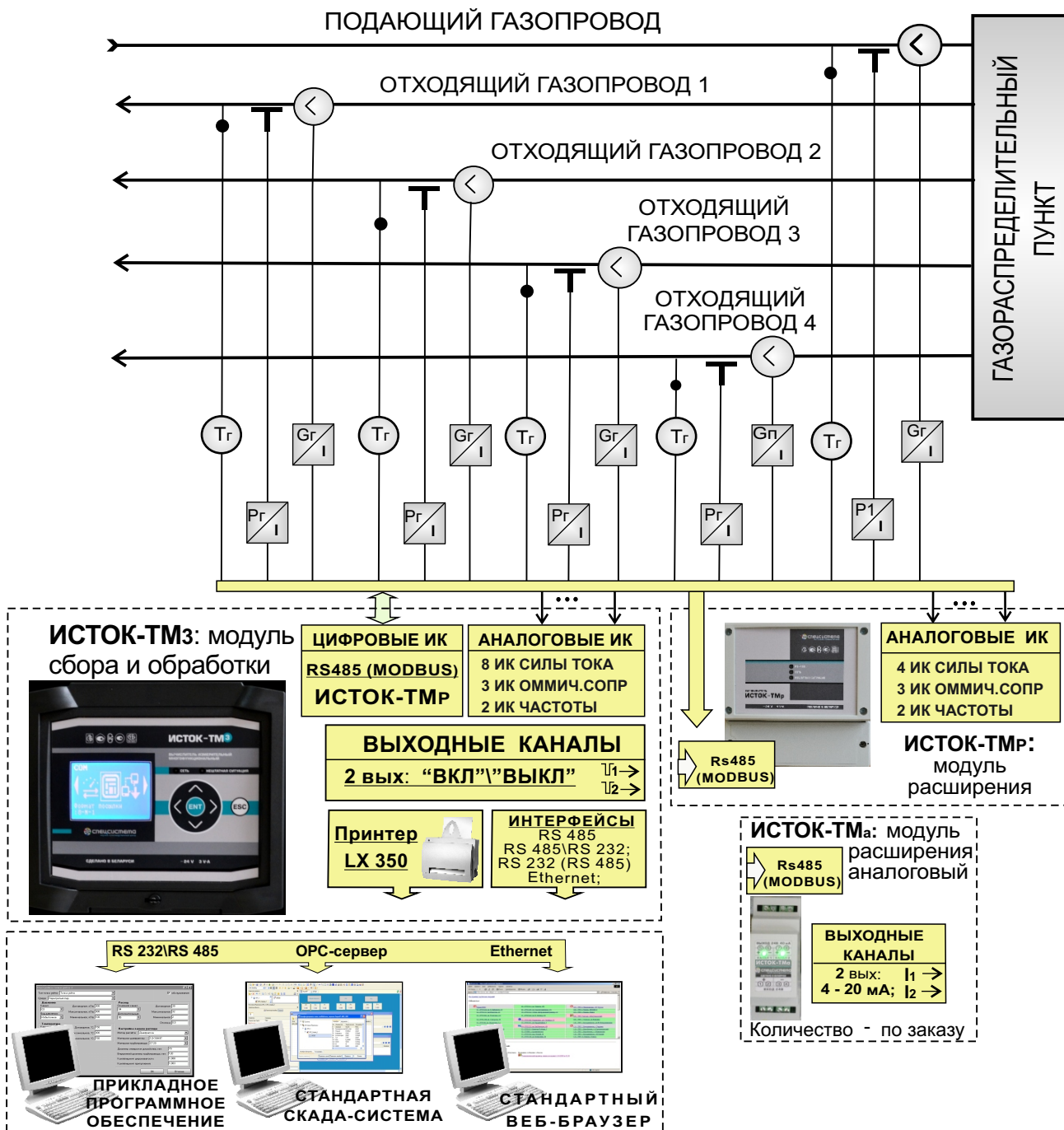
ИИ-2522/15	
Шкаф монтажный	
Исполн.	И.И.И.
Провер.	И.И.И.
Согласов.	И.И.И.
Модерн.	И.И.И.
Контр.	И.И.И.
Сборка	И.И.И.
Контроль	И.И.И.
Оформление	И.И.И.
Упаковка	И.И.И.

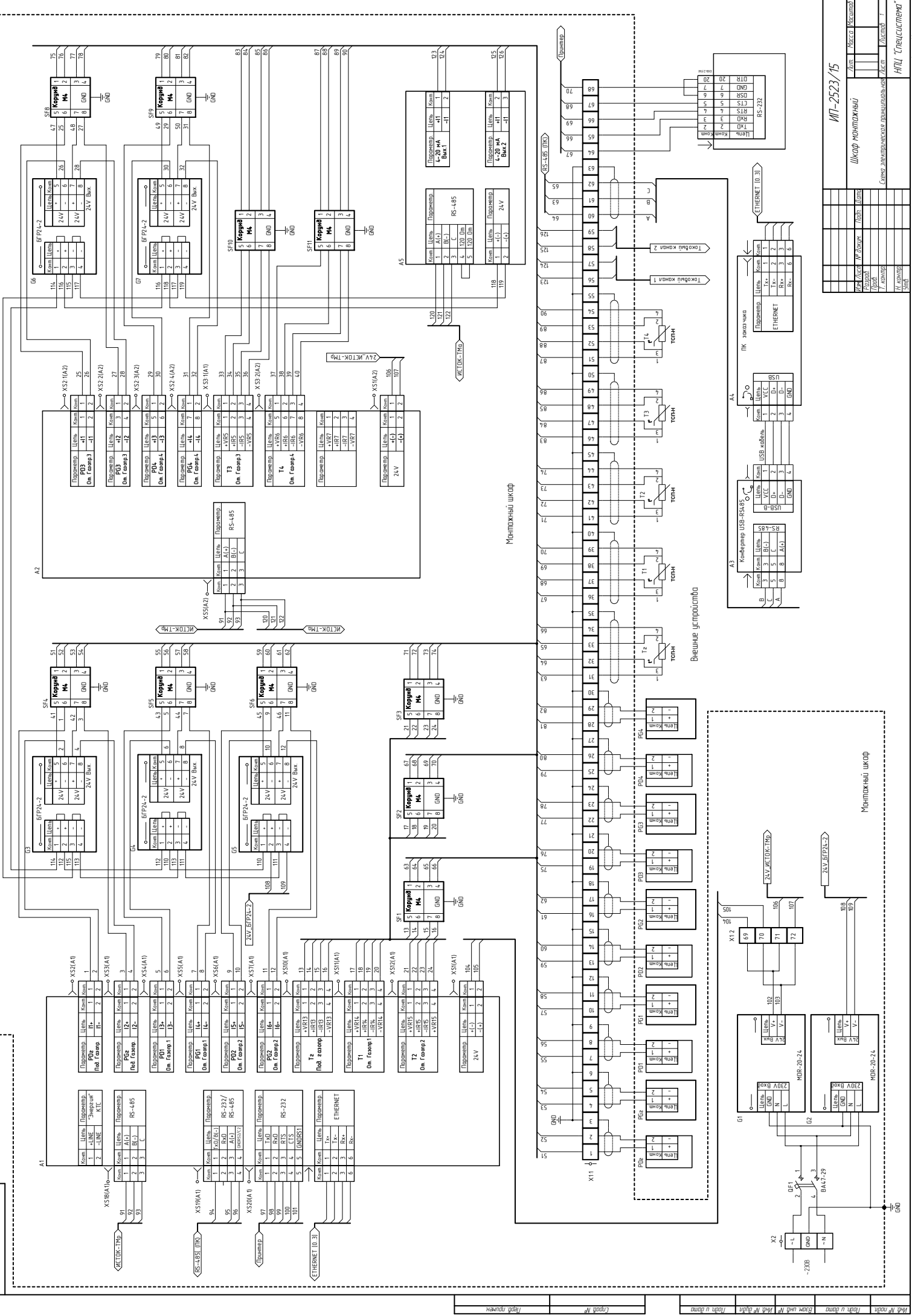
15.3 ПРИМЕР 3. УЗЕЛ УЧЕТА ГАЗОВОЙ СМЕСИ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СТАНЦИИ С ГРУППОВЫМ ОТБОРОМ ГАЗА

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;





ИП-252/15

Шкаф монтажный

Исполнитель	Место	Исполнитель
Должность	Должность	Должность
Подпись	Подпись	Подпись
Дата	Дата	Дата

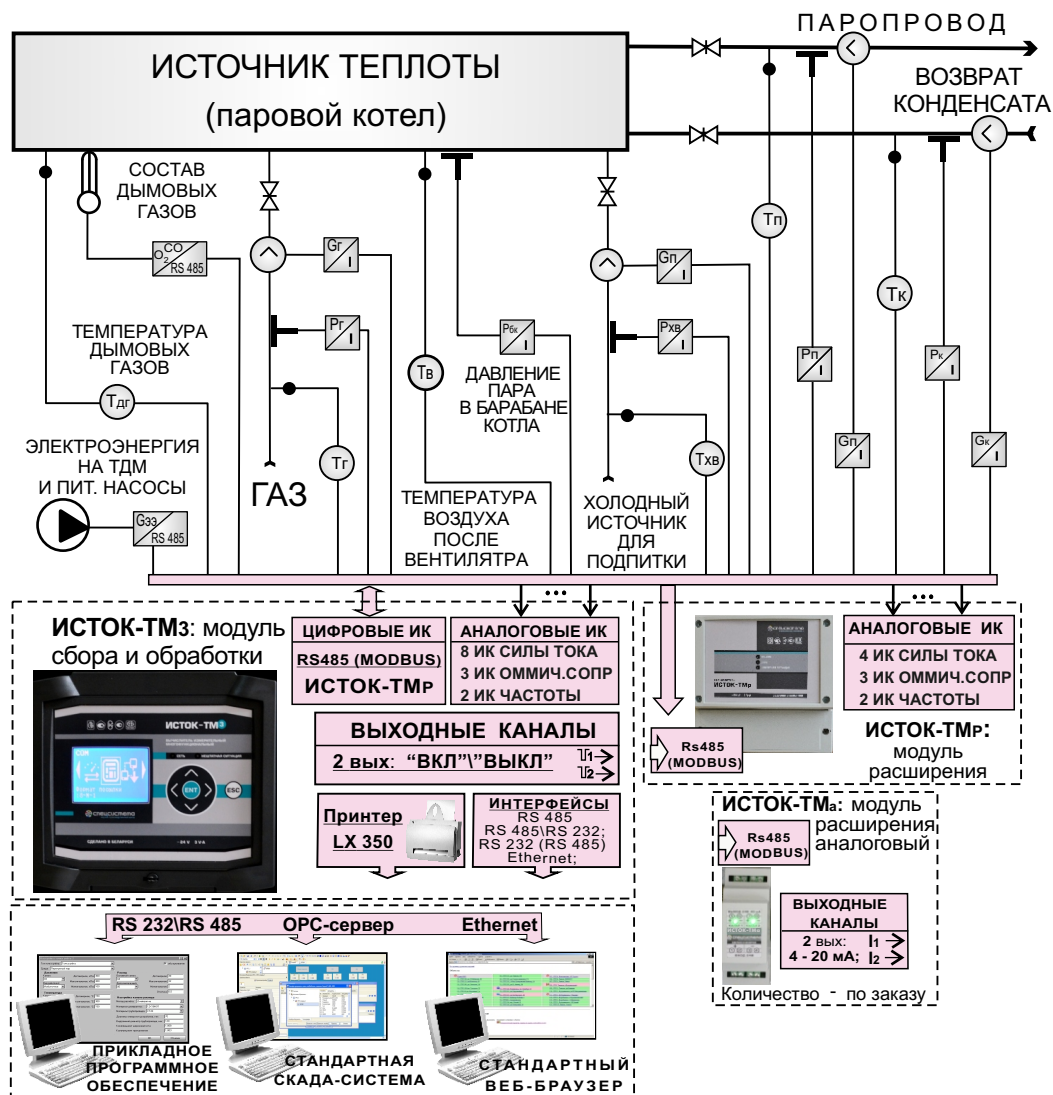
ИПЦ "Специалтех"

Монтажный шкаф

Монтажный шкаф

Внешние устройства

15.4 ПРИМЕР 4. УЗЛУЧЕТА НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОТЫ (ПАРОВОМ КОТЛЕ)



В соответствии с приведенной схемой в вычислителе ИСТОК-ТМ, организованы измерения и учет по 4 трубопроводам и одному узлу учета тепловой энергии:

Трубопровод №1 (ПАР) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, отпущенной потребителю по подающему паропроводу;

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

Трубопровод №3 (ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ ВОДА) - измерение массы холодного источника и количества тепловой энергии, используемой на подпитку;

Трубопровод №4 (ГАЗ) - измерение объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям и используемого на выработку тепловой энергии;

Узел учета тепловой энергии, выработанной источником теплоты;

Каналы учета среднечасового и среднесуточного давления теплоносителя в подающем и обратном теплопроводах.

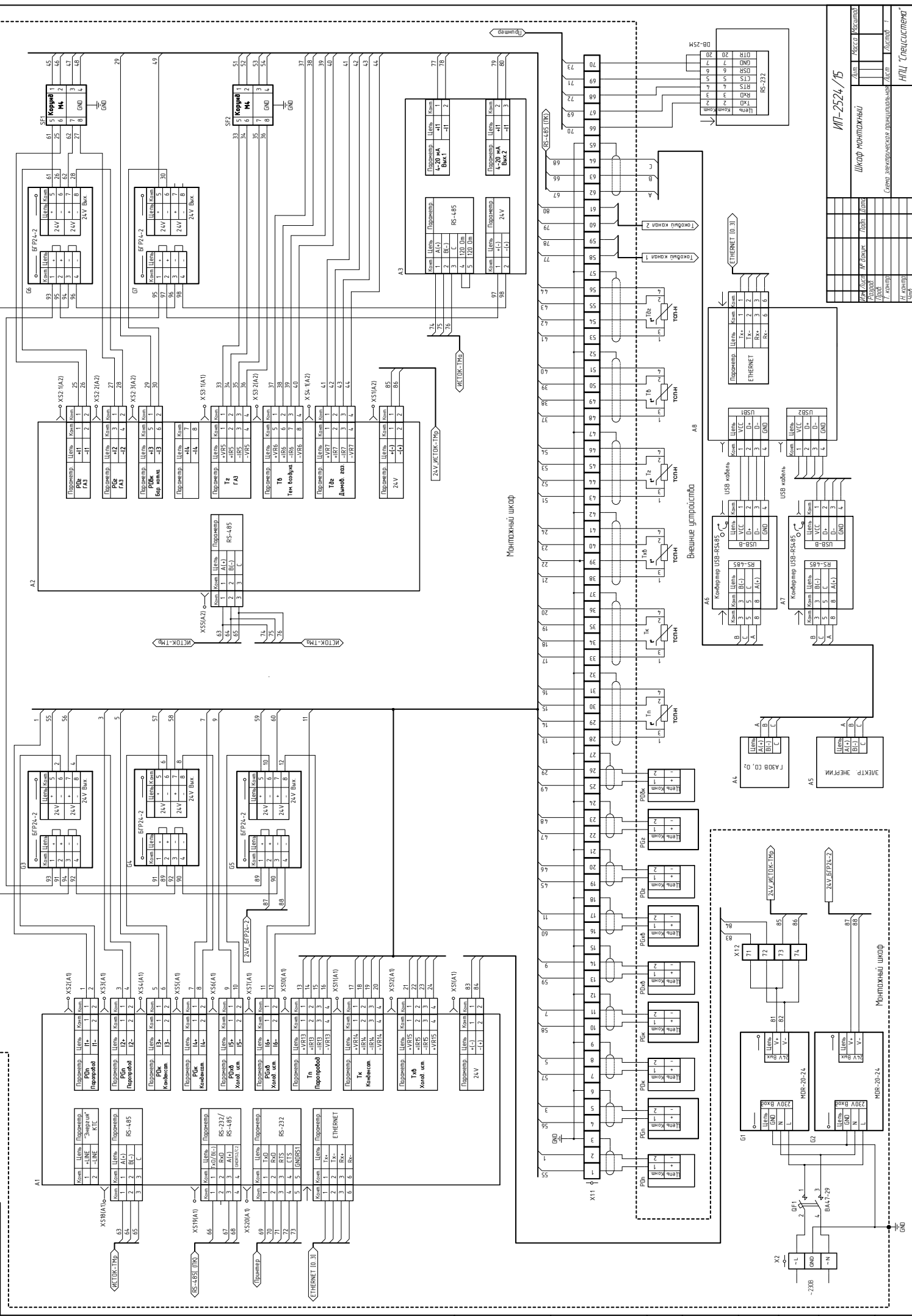
Каналы учета температуры дымовых газов и воздуха после вентилятора.

Каналы учета состава дымовых газ (CO, O₂, NO др.) другие параметры в соответствии с режимно-наладочными картами на котельную установку.

Прикладное ПО (SCADA-система) ведет вычисление и регистрацию следующих основных параметров котельной установки в реальном масштабе времени:

- 1) теплопроизводительность котлоагрегата - Q_c (ГДж/ч);
- 2) паропроизводительность котельной установки с учетом непрерывной продувки - D_c' (кг/ч);
- 3) теплопроизводительность котельной установки за вычетом тепла непрерывной продувки - Q_c' (ГДж/ч);
- 4) коэффициент избытка воздуха - α ;
- 5) потери тепла с продувочной водой - $q_{пр}$, %;
- 6) потери тепла с уходящими газами - q_2 , %;
- 7) потери тепла с химическим недожогом;

СИ/ИЭСЗ-ИИ



№ табл.	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ рис.	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение
№ детали	Изд. и дата	Взвешивание	№ проекта	Исполнение

ИИ-2524/15	
Исполнитель	ИИ-2524/15
Проверен	
Утвержден	
Спецификация	

- 8) потери тепла в окружающую среду - $q_5, \%$;
- 9) коэффициент полезного действия "брутто" - $\eta_{к}^{бр}, \%$;
- 10) коэффициент полезного действия с учетом непрерывной продувки - $\eta'_{к}^{бр}, \%$;
- 11) часовой расход условного топлива - $V_{ч}^{усп}, (кг\ у.т./ГДж)$;
- 12) удельный расход топлива на выработку 1 ГДж тепла - $V_{гkал}^{усп}, (кг\ у.т./ГДж)$.

15.5 ПРИМЕР 5. УЗЕЛ УЧЕТА НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОТЫ (ВОДОГРЕЙНОМ КОТЛЕ)

В соответствии с приведенной схемой в вычислителе **ИСТОК-ТМ**, организованы измерения и учет по 4 трубопроводам и одному узлу учета тепловой энергии.

Трубопровод №1 (ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ) - измерение массы теплоносителя и количества тепловой энергии, отпущенной потребителю по подающему трубопроводу;

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

Трубопровод №3 (ПОДПИТКА) - измерение массы холодного источника и количества теплоты, используемой на подпитку;

Трубопровод №4 (ГАЗ) - измерение объемного расхода газа, приведенного к нормальным условиям, используемого на выработку тепловой энергии;

Узел учета №1 тепловой энергии, выработанной источником теплоты;

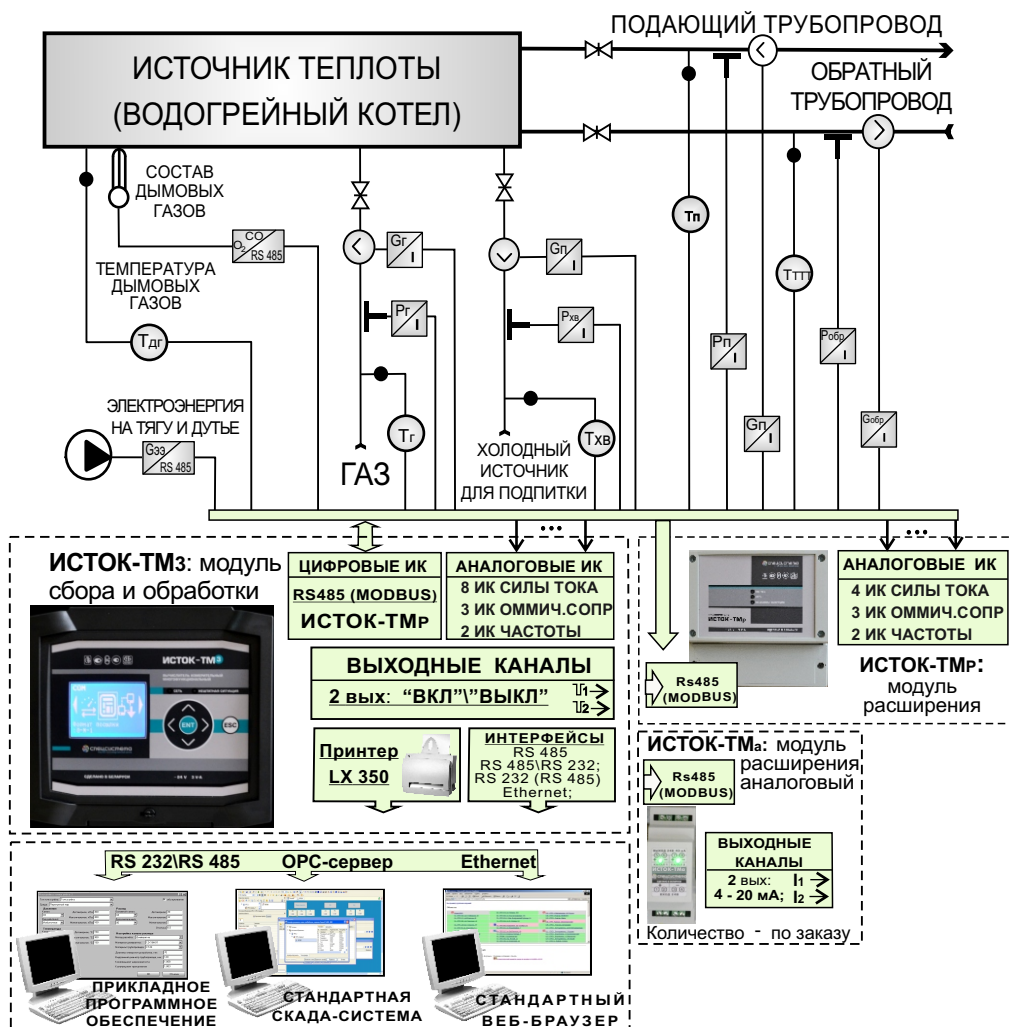
Каналы учета среднечасового и среднесуточного давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах.

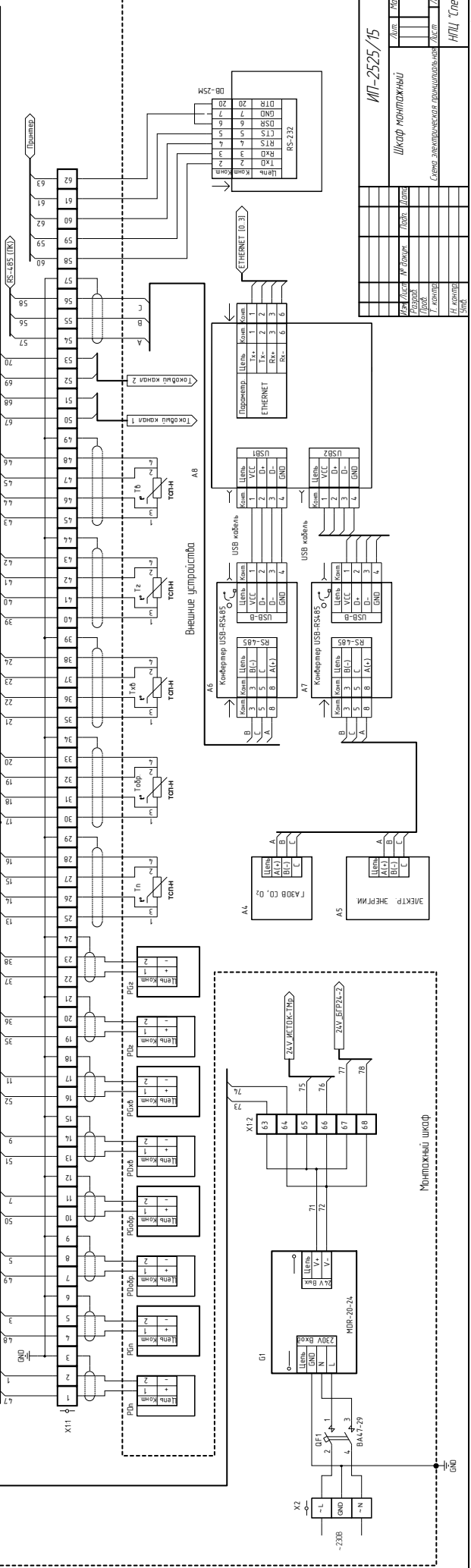
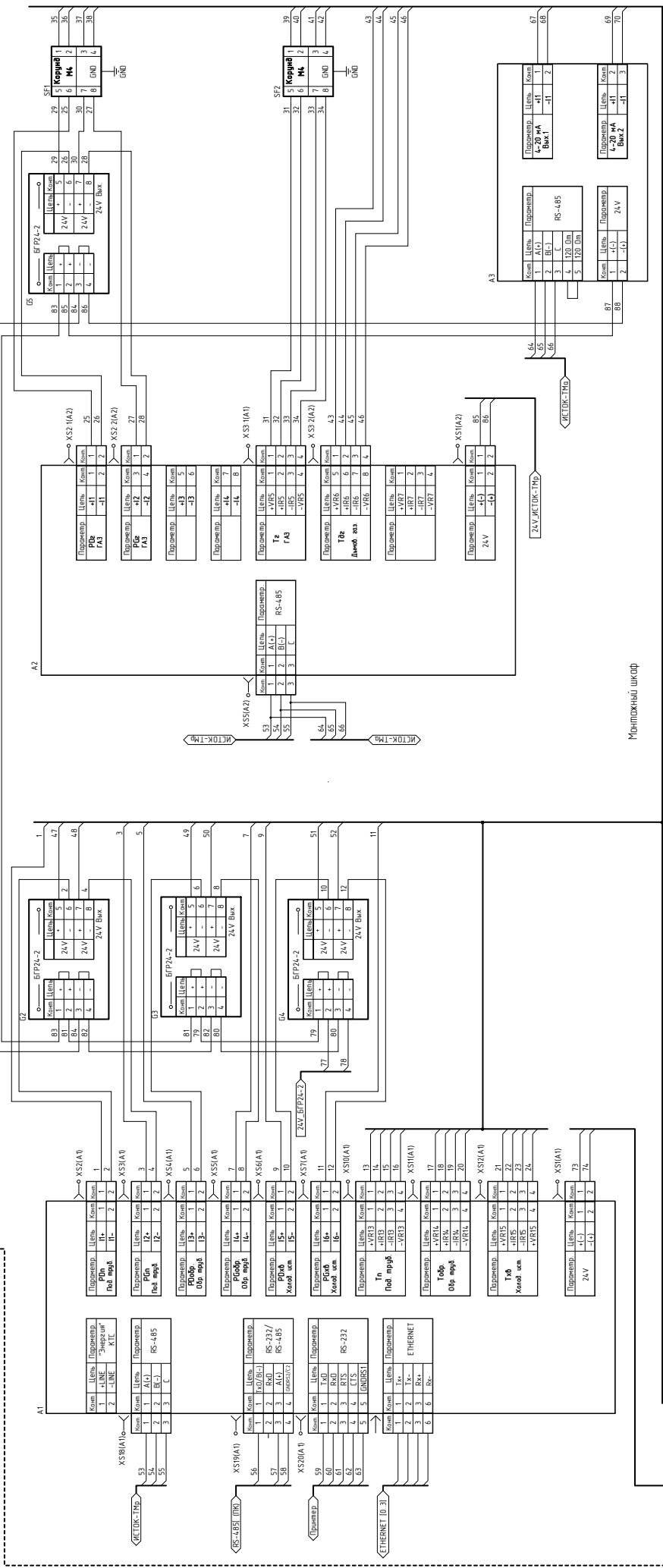
Каналы учета температуры дымовых газов.

Каналы учета компонентного состава дымовых газов (CO, O_2, NO) и другие энергетические параметры в соответствии с режимно-наладочными картами на котельную установку.

Прикладное ПО (SCADA-система) ведет вычисление и регистрацию следующих основных параметров котельной установки в реальном масштабе времени:

- 1) теплопроизводительность котлоагрегата - $Q_{ч} (ГДж/ч)$;
- 2) расход сетевой воды на выходе водяного котла - $D_{ч}' (кг/ч)$;
- 3) коэффициент избытка воздуха - a ;
- 4) потери тепла с уходящими газами - $q_2, \%$;
- 5) потери тепла с химическим недожогом;
- 6) потери тепла в окружающую среду - $q_5, \%$;
- 7) коэффициент полезного действия "брутто" - $\eta_{к}^{бр}, \%$;
- 8) часовой расход условного топлива - $V_{ч}^{усп}, (кг\ у.т./ГДж)$;
- 9) удельный расход топлива на выработку 1 Гкал тепла - $V_{гkал}^{усп}, (кг\ у.т./ГДж)$.





ИП-2525/15

Исполнитель	ИП-2525/15
Шкаф монтажный	ИП-2525/15
Схема электрическая принципиальная	ИП-2525/15
Лист	Итого листов
ИПЦ	Специалист

ОПРОСНЫЙ ЛИСТ № _____

для комплектования системы измерительной ИСТОК

ПРЕДПРИЯТИЕ (организация):			
Адрес; Расч.счет УНН, ОКПО:			
Контактное лицо (ФИО, должность, тел./факс):			
<i>Информация об измеряемой среде:</i>			
ИЗМЕРЯЕМАЯ СРЕДА, фазовое состояние *: ГАЗ, ПАР, ЖИДКОСТЬ			
Для природного, попутного газа или смеси плотность при стандартных усл. (20° С и 101,325 кПа абс) *: кг/м ³			
Полный состав в молярных долях (для природного, попутного газа или смеси), %			
Название узла учета			
<i>Информация о процессе</i>			
	МИН	НОМ	МАКС
Измеряемый расход *, (нужное подчеркнуть) ст. м ³ /ч; м ³ /ч; кг/ч			
Избыточное давление *, (нужное подчеркнуть) кгс/см ² МПа кПа			
Температура измеряемой среды *, °С			
Температура холодного источника а *, °С			
Плотность измеряемой среды *, кг/м ³			
Вязкость *, (нужное подчеркнуть) сП сСт			
Относительная влажность газа (пара) при раб. усл., в долях единицы			
<i>Информация о трубопроводе в месте установки расходомера</i>			
Внутренний диаметр трубопровода *: мм;	_____		
Толщина стенки *: мм;	_____		
Материал (марка стали) *	_____		
Ориентация трубопровода *, горизонтальный / вертикальный	_____		
Направление потока *, вверх / вниз	_____		
Длины прямых участков трубопровода в месте установки *: м, до расходомера	_____		
	м, после расходомера		
Местные сопротивления до расходомера * (нужное подчеркнуть)	одиночное колено, группа колен в одной плоскости/разных плоскостях, задвижка полнопроходная/неполнопроходная, сужение/расширение трубопровода		
Наличие расходомера			
Предпочтительный тип (марка) расходомера			
Требуемая относительная погрешность измерения расхода не более, %	_____		
Требуемая относительная погрешность измерения давления не более, %	_____		
Требуемая относительная погрешность измерения температуры не более, %	_____		
Температура окружающей среды: от до °С	_____		
Исполнение по взрывозащите: (нужное подчеркнуть)	без взрывозащиты взрывонепр. оболочка искробезопасная цепь		
Эксплуатация расходомера: (нужное подчеркнуть)	отдельно в составе узла учета (тип: коммерческий, технологический)		

* Поля, обязательные для заполнения!

Другие условия: _____

Измерительный трубопровод - совокупность первичных измерительных преобразователей и констант, обеспечивающих измерение требуемых характеристик конкретного измеряемого потока (измеряемой среды).

Для каждого измерительного трубопровода составляется своя номенклатура исходных данных.

Заполнил _____

(Ф.И.О., подпись, дата)

