

Регистрационный № 95517-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут ДТМ»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительные программно-технические «Азимут ДТМ» (далее - комплексы) предназначены для измерений в автоматическом режиме скорости движения транспортных средств (далее - ТС) в зоне контроля и на контролируемом участке по видеокадрам; значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени UTC(SU), измерения интервалов времени; измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС по видеокадрам основан на автоматическом измерении расстояния, пройденного ТС, и интервала времени, за которое это расстояние пройдено.

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении расстояния, пройденного ТС от точки фиксации в зоне контроля на въезде до точки фиксации в зоне контроля на выезде с участка, а также измерения интервала времени между моментами фиксации ТС в зоне контроля на въезде и зоне контроля на выезде с контролируемого участка. Для измерения скорости движения ТС на контролируемом участке необходимо минимум два комплекса, в состав каждого из которых входит минимум один ТВ датчик тип 1 (детализирующий).

Принцип действия комплексов при измерении значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU) и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексом.

Принцип действия комплексов в части измерения интервалов времени основан на вычислении разницы между метками времени, присвоенными начальному и конечному кадру.

Функционально комплексы применяются для фиксации следующих событий:

- проезд без совершения нарушения;
- превышение установленной скорости движения ТС;
- пересечение в нарушение ПДД линий разметки проезжей части дороги;
- проезд на запрещающий сигнал светофора;
- невыполнение требования об остановке перед стоп-линией;
- несоблюдение требований (предписанных дорожными знаками), запрещающими движение грузовых ТС;

- выезд в нарушение ПДД на обочину (газоны, пешеходные тротуары, велослорожки, полосы для реверсивного движения, полосы для движения маршрутных ТС, трамвайные пути);
- выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения;
- движение задним ходом в запрещенных местах;
- движение задним ходом по автомагистрали;
- нарушение правил пользования внешними световыми приборами;
- нарушение правил применения ремней безопасности или мотошлемов;
- несоблюдение требований, запрещающих остановку или стоянку ТС;
- нарушение правил пользования телефоном водителем ТС;
- движение ТС во встречном направлении по дороге с односторонним движением;
- невыполнение требования ПДД уступить дорогу пешеходам (велосипедистам или иным участникам дорожного движения);
- нарушение скоростного режима на протяженном участке дороги;
- движение автомобиля с разрешенной массой ТС по полосам в нарушение ПДД;
- нарушение требований об обязательном прохождении технического осмотра или обязательном страховании гражданской ответственности владельцев ТС;
- нарушение правил, установленных для движения ТС в жилых зонах;
- нарушение требований ПДД, лицами использующих для передвижения средства индивидуальной мобильности (СИМ);
- нарушение правил перевозки опасных грузов;
- нарушение требований в области охраны окружающей среды;
- нарушение требований лесного законодательства об учете древесины и сделок с ней;
- нарушения требований в сфере благоустройства, связанные с размещением ТС на платных и бесплатных парковках, на зеленых насаждениях;
- нарушения требований пожарной безопасности об обеспечении проходов и проездов к зданиям и сооружениям;
- нарушения требований в области благоустройства территорий, предусмотренных законами (нормативно-правовыми актами) субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления;
- нарушения требований в области охраны окружающей среды, предусмотренных законами (нормативно-правовыми актами) субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления;
- отсутствие лицензий такси, разрешения проезда по выделенной полосе для маршрутного ТС и т.д.

Фиксация событий осуществляется для приближающихся и удаляющихся ТС, двигающихся в плотном потоке во всей зоне контроля с формированием пакета данных и траектории движения (трекинг) по каждому ТС с внесением в пакет данных координат установки систем и времени фиксации ТС.

Алгоритм выявления и фиксации нарушений ПДД основан на перечисленных выше принципах действия, и реализован за счет автоматического сопоставления распознанного ГРЗ ТС, данных измерений, фото - и видеоматериалов, а также, при необходимости, другой информации (результатов работы нейросетевых алгоритмов обработки видеоряда, результатов запросов к внешним источникам данных).

Режим работы комплексов круглосуточный. Комплексы применяются в стационарном размещении.

Решение измерительных задач, определенных назначением, и выявление нарушений правил дорожного движения комплексы производят в автоматическом режиме без участия человека.

Комплексы конструктивно могут включать в свой состав до двух ТВ датчиков тип 1 (детализирующий) в любой комбинации или до четырех ТВ датчиков тип 2 (поворотный), или один ТВ датчик тип 1 (детализирующий) и до двух ТВ датчиков тип 2 (поворотный) и вычислительного модуля, а также вспомогательного оборудования, не влияющего на метрологические характеристики и выполняющего функции распределения питания и обеспечения связи между компонентами комплекса, обеспечения связи с внешними информационными системами, включая программно-технические элементы защиты информации (аккумуляторные батареи, вводно-распределительное устройство (ВРУ), шкаф питания и связи (ШПС), модуль синхронизации с контроллером светофорного объекта (МСКСО) и пр.); обеспечения полноты доказательной базы (обзорные ТВ датчики (ТВДО) и пр.); обеспечения фиксации и крепежа системы и его компонентов (устройства позиционирования, кронштейны, треноги, ручки и пр.), выполняющее сервисные функции (информационный дисплей, индикаторная панель, отображающие параметры состояния системы согласно Руководству по эксплуатации и пр.).

В состав каждого вычислительного модуля входит управляющий контроллер, аппаратура навигационная потребителей глобальных навигационных спутниковых систем ГЛОНАСС/GPS, блок питания, специализированное программное обеспечение (ПО).

Комплексы соответствуют требованиям Технического регламента Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011) и Технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011).

Общий вид комплексов, место пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1- 3.



Рисунок 1 – Общий вид вычислительного модуля



Рисунок 2 – ТВ датчик тип 1 (детализирующий)



Рисунок 3 –ТВ датчик тип 2 (поворотный)

Корпуса вычислительного модуля и ТВ датчиков могут изготавливаться следующих цветов: белый, серый, серебристый, черный, коричневый и их оттенков.

Пример маркировки комплексов с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведен на рисунке 4.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

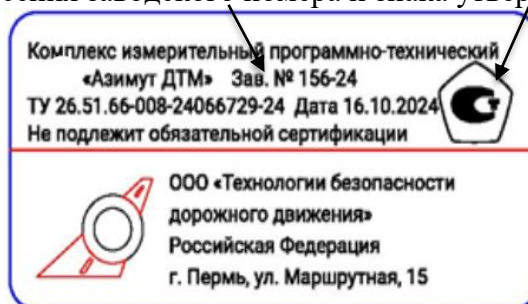


Рисунок 4 – Пример маркировки комплексов

Знак поверки на комплексы не наносится. Заводской номер наносится на прямоугольную самоклеющуюся этикетку, расположенную на боковой части вычислительного модуля. Формат нанесения заводского номера цифровой.

Программное обеспечение

Функционирование комплексов осуществляется под управлением специализированного программного обеспечения Азимут 4.

Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании метрологических характеристик. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Азимут 4
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 4.0.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости движения ТС в зоне контроля и на контролируемом участке (ТВ датчики тип 1), км/ч	от 0 до 350 включ.
Пределы допускаемой погрешности измерений скорости движения ТС в зоне контроля и на контролируемом участке (ТВ датчики тип 1): – абсолютной в диапазоне от 0 до 100 км/ч включ., км/ч – относительной в диапазоне св. 100 км/ч до 350 км/ч включ., %	± 2 ± 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени UTC(SU), мкс	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокадру, мс	± 50
Диапазон измерений интервалов времени, с	от 1 до 86400
Пределы допускаемой погрешности измерений интервалов времени, с	± 1
Границы допускаемой абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат в плане*, м	± 5
* - метрологическая характеристика нормирована для значений геометрического фактора PDOP расположения спутников GPS и ГЛОНАСС, сигналы которых принимаются одновременно, не превышающих 3	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	70
Напряжение питания сети переменного тока (частота 50 ± 1 Гц), В	от 90 до 300
Напряжение питания сети постоянного тока, В	от 9 до 36
Рабочие условия применения: – температура окружающей среды, °C – относительная влажность воздуха при 30 °C, % – относительная влажность воздуха при 25 °C, %	от -70 до +70 до 95 до 98
Масса без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, кг, не более: – вычислительный модуль – ТВ датчик тип 1 (детализирующий) – ТВ датчик тип 2 (поворотный)	3,4 3,2 4,7
Габаритные размеры без крепежных, установочных, съемных элементов и блоков питания, мм, не более: – вычислительный модуль – длина – ширина – высота – ТВ датчик тип 1 (детализирующий) – длина – ширина – высота – ТВ датчик тип 2 (поворотный) – диаметр – высота	168 201 325 430 120 140 190 332

Знак утверждения типа

наносится на этикетку, расположенную на боковой части вычислительного модуля, в виде наклейки и типографским способом на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Количество
Комплекс измерительный программно-технический в составе: – вычислительный модуль – ТВ датчик тип 1 (детализирующий) – ТВ датчики тип 2 (поворотный) – Вспомогательное оборудование	«Азимут ДТМ»	1 шт. по заказу по заказу по заказу
Руководство по эксплуатации *	ТБДД.466534.070 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТБДД.466534.070 ПС	1 экз.
Руководство оператора *	ТБДД.466534.070 РО1	1 экз.
Методика поверки *	-	1 экз.
* - данная документация поставляется в электронном виде на CD или DVD диске		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложены в разделе «Описание и работа изделия» документа ТБДД.466534.070 РЭ «Комплексы измерительные программно-технические «Азимут ДТМ». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (в части пп. 12.1.2, 12.42.1, 12.42.2, 12.43)

ГОСТ Р 57144-2016 «Специальные технические средства, работающие в автоматическом режиме и имеющие функции фото- и киносъемки, видеозаписи, для обеспечения контроля за дорожным движением. Общие технические требования» (в части пп. 5.3, 5.4, 5.5)

ТУ 26.51.66-008-24066729-24 «Комплекс измерительный программно-технический «Азимут ДТМ». Технические условия

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения»

(ООО «ТБДД»)

ИНН 5904286923

Юридический адрес: 614990, г. Пермь, ул. Маршрутная, д. 15

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Технологии безопасности дорожного движения»

(ООО «ТБДД»)

ИНН 5904286923

Адрес: 614990, г. Пермь, ул. Маршрутная, д.15

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13

Регистрационный № 86309-22

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200»

Назначение средства измерений

Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200» (далее расходомеры) предназначены для измерений объема (массы) и объемного (массового) расхода жидкостей, газов, насыщенного и перегретого пара, а также объема и объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на измерении частоты колебаний, возникающих в потоке в процессе вихреобразования. В результате воздействия потока измеряемой среды на тело обтекания, на его боковых гранях возникают чередующиеся вихри с областью пониженного давления, в центре каждого завихрения. Частота отрыва вихрей фиксируется датчиком и преобразуется в электрический сигнал, который далее обрабатывается электронным преобразователем. Частота образования вихрей пропорциональна объемному расходу измеряемой среды.

Расходомеры состоят из первичного преобразователя и электронного блока.

Первичный преобразователь представляет собой корпус с фланцами или без для присоединения к трубопроводу, в котором установлено тело обтекания. За телом обтекания расположен чувствительный элемент (сенсор). Сенсор представляет собой устройство, воспринимающее воздействие вихрей, поочередно образующихся с двух сторон после тела обтекания при прохождении измеряемой среды через корпус первичного преобразователя, и преобразующее частоту образования вихрей в электрический сигнал.

Электронный блок обеспечивает прием и обработку сигнала от первичного преобразователя и в зависимости от конфигурации формирует токовый, импульсный, частотный и цифровой выходные сигналы. Электронный блок может оснащаться встроенным индикатором и входами для подключения внешних или встроенных в корпус расходомера датчиков давления и температуры.

Расходомеры выпускаются в двух модификациях ЭВ-200 (первичный преобразователь в виде корпуса с фланцами или без) и ЭВ-205 (первичный преобразователь погружного типа для измерения локальной скорости потока).

Расходомеры модификации ЭВ-200 выпускаются в моделях:

- ЭВ-200 - базовая;
- ЭВ-200-ППД - для применения в системах поддержания пластового давления;
- ЭВ-200-СКВ - для применения в нефтяных и водонагревательных скважинах.

Расходомеры могут иметь следующие исполнения:

- по присоединению к трубопроводу - фланцевое «Ф» и типа «сэндвич» «С»;
- по присоединению электронного блока - интегральное и дистанционное «Д»;

- по конструктивному исполнению модели ЭВ-200-ППД – стандартное и конструктивное исполнение 2;
- по наличию индикатора - без индикатора, с индикатором;
- по типу взрывозащиты - общепромышленное (без взрывозащиты) и взрывозащищенное (искробезопасная электрическая цепь, взрывонепроницаемая оболочка, рудничное, с защитой от воспламенения пыли оболочками «t»);
- по классам точности – исполнения «АА», «А0», «А», «Б» и «В» (в соответствии с таблицей 3).
- по метрологическим характеристикам токового выхода - исполнение «А» и исполнение «А1».
- по конструктивному исполнению:
 - базовое,
 - с дополнительным электронным блоком и сенсором,
 - со встроенным термопреобразователем Pt100/100П,
 - со встроенным термопреобразователем Pt100/100П и внешним датчиком давления¹,
 - с внешним датчиком давления и (или) термопреобразователем Pt100/100П/50М.
- по версии электронного блока - базовая, расширенная и с вычислителем «ВВ».

Версия электронного блока с вычислителем имеет входы для подключения датчика давления с токовым выходным сигналом 4...20 мА и термопреобразователя сопротивления классов АА, А, и В по ГОСТ 6651-2009 и обеспечивает прием и обработку сигналов с этих датчиков, вычисление накопленного и мгновенного массового расхода воды и пара в соответствии с ГСССД МР 147-2008, накопленного и мгновенного объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям в соответствии с ГОСТ 2939-63 по методам, изложенным в ГСССД 8-79, ГСССД МР 113-03, ГСССД МР 118-05, ГОСТ 30319 (2,3)-2015, ГОСТ Р 8.662-2009, ГОСТ Р 8.770-2011, ГСССД МР 134-2007. Для иных сред вычисление массового расхода (массы) среды, а также объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, выполняется при внесении в электронный блок данных о плотности среды и коэффициенте сжимаемости (для газов).

Общий вид расходомера-счетчика вихревого «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификаций ЭВ-200 приведен на рисунке 1, модификации ЭВ-200-ППД - на рисунке 2, модификации ЭВ-205 - на рисунке 3, модели ЭВ-200-СКВ - на рисунке 4, ЭВ-200 с установленными на корпусе расходомера датчиками давления и температуры - на рисунке 5.

¹ В качестве внешних датчиков могут применяться датчики абсолютного и избыточного давления, а также термопреобразователи Pt100/100П/50М, внесенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Внешние датчики давления и (или) температуры могут быть смонтированы как на корпусе расходомера, так и на трубопроводе.

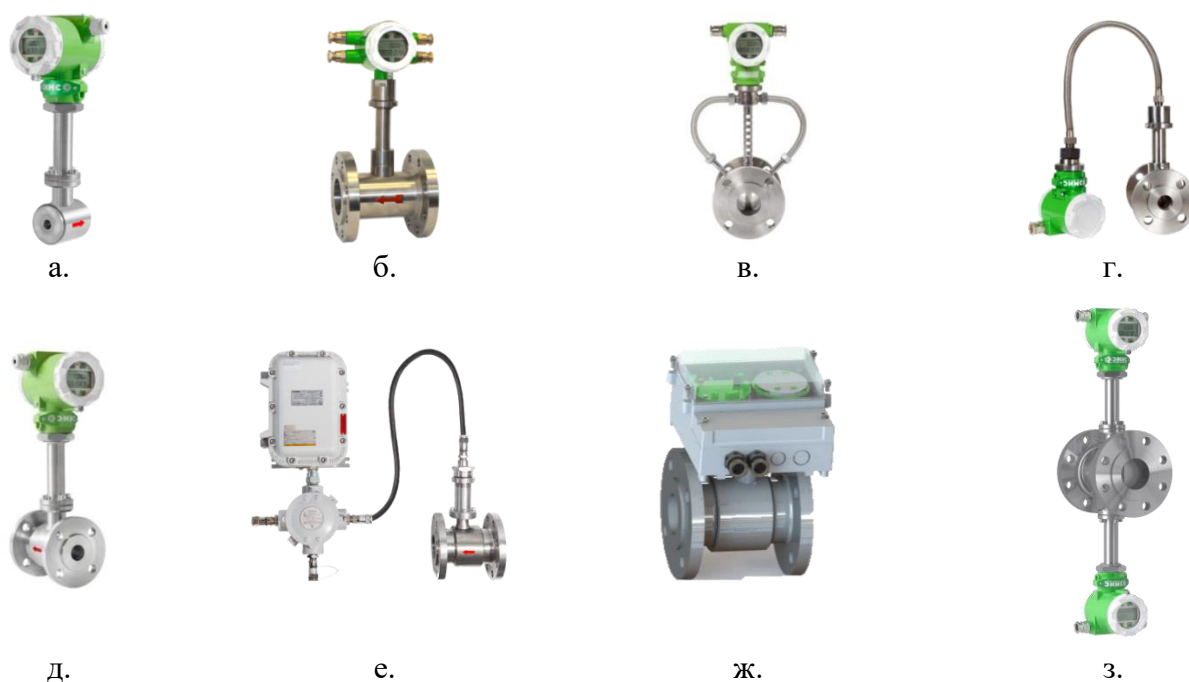


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-200 (а. исполнение сэндвич; б. фланцевое исполнение с электронным блоком с 4-мя кабельными вводами; в. высокотемпературное исполнение (для температуры измеряемой среды свыше 320 °С); г. дистанционное исполнение; д. фланцевое исполнение с электронным блоком с 2-мя кабельными вводами; е. рудничное исполнение; ж. исполнение с пластиковым корпусом электронного блока; з. с дополнительным электронным блоком и сенсором)



Рисунок 2 – Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-200-ППД (а. стандартное исполнение; б. конструктивное исполнение 2)



Рисунок 3 – Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-205 (а. интегральное исполнение; б. дистанционное исполнение)



Рисунок 4 – Общий вид расходомеров-счетчиков вихревых «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модели ЭВ-200-СКВ



Рисунок 5 – Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-200 с установленными на корпусе расходомера датчиками давления и/или температуры (а. исполнение с внешним датчиком давления и внешним термопреобразователем, смонтированными на корпус расходомера; б. исполнение с внешним датчиком давления и встроенным термопреобразователем)

Места нанесения защитных пломб представлены на рисунке 6. Наименование расходомеров, их заводские номера, основные технические характеристики указываются на маркировочных табличках с помощью металлографической печати (металлографии) или гравировки. Маркировочные таблички крепятся на корпусе электронного блока. Заводские номера расходомеров состоят из арабских цифр нарастающим итогом по системе нумерации предприятия изготовителя. Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 7.

Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования



Место пломбирования



Рисунок 6 – Места нанесения защитных пломб

○	EAC	АО «ЭМИС» РАСХОДОМЕР-СЧЕТЧИК ВИХРЕВОЙ «ЭМИС-ВИХРЬ 200»	○		○
IP		Ду			
		мм			
Pmax		Qmin-Qmax		м³/ч	
Tmax		Вых. сиг.		°C	
Дата изг.		Зав. №			

Рисунок 7 – Пример маркировочной таблички

Программное обеспечение

Расходомеры имеют встроенное и внешнее программное обеспечение.

Встроенное программное обеспечение предназначено для обработки сигналов, выполнения математической обработки результатов измерений, обеспечения взаимодействия с периферийными устройствами, хранения в энергонезависимой памяти результатов измерений и вывода их на устройства индикации.

Внешнее программное обеспечение предназначено для настройки и поверки расходомеров и отображения информации на персональном компьютере.

Внешнее программное обеспечение ЭМИС-Интегратор защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа.

Встроенное программное обеспечение защищено от преднамеренных и непреднамеренных изменений посредством ввода пароля доступа и механическим пломбированием.

Защита внешнего программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Защита встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение разделено на метрологически значимую часть и метрологически незначимую часть. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-205 и модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200, ЭВ-200-ППД	
Идентификационное наименование ПО	EV200
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 5*
Цифровой идентификатор ПО	_*
Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200» модификации ЭВ-200 моделей ЭВ-200-СКВ	
Идентификационное наименование ПО	EV200-SKV
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1*
Цифровой идентификатор ПО	_*
ЭМИС-Интегратор	
Идентификационное наименование ПО	Integrator
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.2.17*
* номер версии программного обеспечения указывается в паспорте расходомера. ** цифровой идентификатор ПО встроенного программного обеспечения указывается в паспорте расходомера.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода, м³/ч - ЭВ-200: - для жидкости - для газа и пара - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205: - для жидкости (для датчика расхода) - для газа и пара (для датчика расхода) - для жидкости (для трубопровода) - для газа и пара (для трубопровода)	от 0,3 до 2680 от 3,2 до 20000 от 0,15 до 540 от 0,3 до 250 от 1 до 28 от 11 до 210 от 8 до 98000 от 86 до 734300
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому исполнению «А1», δ , %	приведены в таблицах 3 и 4
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода по токовому выходу для исполнения "А", δ_A , %	$\pm \left(\delta + 0,05 \cdot \frac{Q_{I\max}}{Q} \right)^{1)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала температуры измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta(t)$, %	$\pm 0,3$
Пределы допускаемой основной приведенной к диапазону измерения погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ» при температуре окружающего воздуха плюс 20 °С, $\gamma_B(P)$, %	$\pm 0,05$
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к диапазону измерения погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ», вызванной отклонением температуры окружающего воздуха от плюс 20 °С, γ_d , %	$\pm 0,1$ на каждые 10 °С
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования и вычисления значений давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta_B(P)$, %	$\frac{P_{\max} - P_0}{P_{\min}} \cdot \sqrt{\gamma_B^2 + \gamma_d^2}^{2)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала давления измеряемой среды, для исполнения «ВВ», $\delta(P)$, %	$\pm \sqrt{\delta_{\Pi}(P)^2 + \delta_B(P)^2}^{3)}$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления плотности измеряемой среды для исполнения «ВВ», $\delta_B(\rho)$, %	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям; массового расхода (массы) газа, массового расхода (массы) перегретого пара для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %	$\pm \sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) насыщенного водяного пара для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %: - при измерении давления насыщенного пара - при измерении температуры насыщенного пара	$\pm\sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(P)^2 + \delta^2};$ $\pm\sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}.$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерительного канала массового расхода (массы) жидкости для исполнения «ВВ», $\delta(V, M)$, %	$\pm\sqrt{\delta_B(\rho)^2 + \delta(t)^2 + \delta^2}$
Примечания: 1) Q – текущее значение объемного расхода, м ³ /ч. $Q_{I\text{макс}}$ – значение объемного расхода, соответствующее 20 мА, м ³ /ч. 2) P_{max} – верхний установленный предел диапазона измерений датчика давления. P_0 – нижний установленный предел диапазона измерений датчика давления. P_{min} – нижний предел диапазона измерений измерительного канала давления преобразователя расхода. 3) $\delta_{\Pi}(P)$ – относительная погрешность внешнего измерительного преобразователя давления, %.	

Таблица 3 – Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения «А1», δ , %

Модель или модификация расходомерасчетчика	Измеряемая среда	Пределы погрешности для классов точности АА, А0, А, Б, В, %***									
		$Q_{п}^{**} \leq Q \leq Q_{наиб}^{**}$					$Q_{наим}^{**} \leq Q < Q_{п}^{**}$				
		АА	А0	А	Б	В	АА	А0	А	Б	В
ЭВ-200	жидкость	-	±0,5	±0,5	±1,0	±1,5	-	±0,5	±1,0	±1,5	±2,5
	газ, пар	±0,7 (±0,5)*	±1,0	±1,0	±1,5	±2,0	±1,0	±1,0	±2,0	±2,5	±3,5
ЭВ-200-ППД	жидкость	-	-	±0,5	±1,0	±1,5	-	-	±1,0	±1,5	±2,5
ЭВ-200-СКВ	жидкость	-	-	-	±1,5	-	-	-	-	±5,0	-
ЭВ-205	жидкость	-	-	±0,5	±1,0	±1,5	-	-	±1,0	±1,5	±2,5
	газ, пар	-	-	±1,0	±1,5	±2,0	-	-	±2,0	±2,5	±3,5

* спец. исполнение;

** $Q_{наим}$ - значение наименьшего объемного расхода, м³/ч;
 $Q_{наиб}$ - значение наибольшего объемного расхода, м³/ч;
 $Q_{п}$ - значение переходного объемного расхода (определяется в соответствии с руководством по эксплуатации), м³/ч;

*** при имитационной поверке пределы допускаемой относительной погрешности $|\delta| + 0,2, \%$.

Таблица 4 – Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объемного расхода и объема по индикатору, частотному выходу, импульсному выходу, цифровому выходу, токовому выходу исполнения «А1» для расходомеров модели ЭВ-200 и ЭВ-200-ППД конструктивного исполнения 2, δ , %

Измеряемая среда	Пределы допускаемой относительной погрешности, %**		
	$Q_1^* \leq Q \leq Q_{\text{наиб}}$	$Q_2^* < Q < Q_1^*$	$Q_{\text{наим}} \leq Q \leq Q_2^*$
жидкость	± 1	$\pm 1,5$	$\pm 3,0$
* значения объемных расходов Q_1 и Q_2 определяются в соответствии с руководством по эксплуатации; ** при имитационной поверке пределы допускаемой относительной погрешности $\delta + 0,2$ %.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Типоразмер присоединяемого трубопровода, DN: - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от 15 до 300 от 50 до 150 от 15 до 100 от 100 до 2000
Диапазон температуры измеряемой среды, °С - ЭВ-200, - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	от - 200 до + 450 * от 0 до + 100 от - 20 до + 100 * от - 40 до + 250 *
Давление измеряемой среды, МПа, не более - ЭВ-200 - ЭВ-200-ППД - ЭВ-200-СКВ - ЭВ-205	1,6; 2,5; 4; 6,3; 10; 16; 25; 30 16; 20; 25; 30 50 2,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха при температуре плюс 35 °С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от - 60 до + 70 95 (без конденсации влаги) от 84 до 106,7
Параметры электрического питания - напряжение постоянного тока, В	от 12 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	10,4
Параметры выходных сигналов - импульсный, цена импульса, л/имп - частотный, частота сигнала, Гц - аналоговый постоянного тока, мА - цифровой выход, протокол - дискретный	от 0,0025 до 5000 от 0 до 1000 или от 0 до 10000 от 4 до 20 Modbus RTU, Modbus ASCII, Modbus TCP, HART, Profibus-PA, Manchester-2 или Foundation FieldBus H1 типа «сухой контакт»
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - длина	приведены в руководстве по эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	20
Маркировка взрывозащиты**	- искробезопасная электрическая цепь уровня «ia», «ib»; - взрывонепроницаемая оболочка уровня «d»; - комбинированная взрывозащита; - рудничное исполнение; - с защитой от воспламенения пыли оболочками «t»
* предельные значения температуры в зависимости от исполнения выбираются из ряда: - 200; - 60; - 40; - 20; 0; +70; +80; +85; +100; +135; +200; +250; +300; +320; +350; +450. ** значение маркировки взрывозащиты определяется в соответствии с действующим сертификатом ТР ТС 012 и указывается в паспорте.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку на корпусе электронного блока и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации расходомера методом фотолитографии или методом, принятым у изготовителя.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Расходомер-счетчик вихревой	«ЭМИС-ВИХРЬ 200»	1 шт.	В зависимости от заказа
Руководство по эксплуатации	ЭВ-200.000.100.000.00 РЭ	1 экз.	
Паспорт	ЭВ-200.000.100.000.00 ПС	1 экз.	
Датчик давления*	—*	1 шт.	по заказу
Датчик температуры*	—*	1 шт.	по заказу
Комплект монтажных частей	—	1 шт.	по заказу
* только для исполнения «ВВ». Характеристики датчиков в зависимости от заказа.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ЭВ-200.000.100.000.00 РЭ в разделе «Методика выполнения измерений».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26.09.2022 №2356 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости

Приказ Росстандарта от 11.05.2022 г. № 1133 Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа

ТУ 26.51.52.094-14145564-2021 Расходомеры-счетчики вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200». Технические условия

Правообладатель

Акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы»
(АО «ЭМИС»)
ИНН 7729428453
Юридический адрес: 454112, Челябинская обл., г.о. Челябинский,
вн. р-н Курчатовский, г. Челябинск, пр-кт Комсомольский, д. 29, стр. 7
Телефон: (351) 729-99-12, факс 729-99-13
E-mail: inform@emis-kip.ru, сайт: emis-kip.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Электронные и механические измерительные системы»
(АО «ЭМИС»)
ИНН 7729428453
Юридический адрес: 454112, Челябинская обл., г.о. Челябинский,
вн. р-н Курчатовский, г. Челябинск, пр-кт Комсомольский, д. 29, стр. 7
Адрес места осуществления деятельности: 456518, Челябинская обл., Сосновский р-н,
д. Казанцево, ул. Производственная, 7/1
Телефон: (351) 729-99-12, факс 729-99-13
E-mail: inform@emis-kip.ru, сайт: emis-kip.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»
(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)
Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 544-00-00
Web-сайт: www.rostest.ru
E-mail: info@rostest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

Регистрационный № 35615-14

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы учета энергоносителей ТЭКОН-20К

Назначение средства измерений

Комплексы учета энергоносителей ТЭКОН-20К (далее – комплексы) предназначены для измерений расхода, давления, температуры, массы и объема жидкостей, пара, газов и газовых смесей (среды), измерений тепловой энергии в закрытых и открытых системах теплоснабжения, системах охлаждения и в отдельных трубопроводах при определении расхода с помощью сужающих устройств (СУ) – диафрагм и сопел ИСА 1932, специальных сужающих устройств (ССУ) по РД 50-411-83, осредняющих напорных трубок TORBAR и ANNUBAR 485 или расходомерами с унифицированными токовыми, импульсными, частотными и цифровыми интерфейсными выходами, контроля измеряемых параметров среды, а также для измерений электрической энергии, в том числе по двухтарифной схеме.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на измерении расхода, давления, температуры, массы и объема среды в рабочих и стандартных условиях, тепловой и электрической энергии измерительными каналами (ИК) с отображением результатов измерений на дисплее и передачей их на персональный компьютер (ПК) по цифровым каналам связи.

Комплексы выпускаются:

в 5 исполнениях для газов и газовых смесей (А, Б, В, Г₁, Г₂),

в 3 исполнениях для измерения тепловой энергии в закрытых водяных системах теплоснабжения (класс 1, 2, 3),

различающихся уровнем точности измерений и не различаются по исполнениям для других энергоносителей.

Комплексы состоят из следующих компонентов (средств измерений (СИ) утвержденных типов, зарегистрированных в Госреестре СИ):

- преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б;
- измерительных преобразователей (ИП) расхода с токовым, частотным, импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности при измерении расхода жидкости в интервале $\pm 2,0$ %; при измерении расхода пара в интервале $\pm 2,5$ %; при измерении расхода газа и газовых смесей – в соответствии с таблицей 1;
- счетчиков электрической энергии с импульсным или цифровым интерфейсным выходом, имеющих пределы допускаемой относительной погрешности в интервале $\pm 2,0$ %;

- измерительных преобразователей абсолютного и избыточного давления с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;
- измерительных преобразователей разности давления с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, имеющих класс точности не ниже 0,5;
- измерительных преобразователей температуры класса С и выше (в соответствии с ГОСТ 6651-2009), в том числе, с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом;
- барьеров искрозащиты, имеющих пределы допускаемой относительной (приведенной) погрешности в интервале $\pm 0,1$ %.

В качестве ИП могут использоваться многофункциональные (многопараметрические) ИП с вышеперечисленными измеряемыми величинами и характеристиками точности.

Комплексы каждого исполнения выпускается в двух вариантах – основном и «Т», различающимися вариантом исполнения преобразователей расчетно-измерительных по условиям эксплуатации (основном или «Т» соответственно).

Комплексы имеют ИК массы, объема (расхода) – до 64 шт.; ИК давления – до 64 шт.; ИК разности давления – до 64 шт.; ИК температуры – до 64 шт.; ИК электрической энергии – до 64 шт.; ИК тепловой энергии – до 64 шт.

В ИК расхода, массы и объема используются расходомеры объемного расхода с унифицированными выходными сигналами, в том числе турбинные, ротационные или вихревые расходомеры или счетчики в соответствии с ГОСТ Р 8.740-2023, счетчики диафрагменные в соответствии с ГОСТ Р 8.915-2016, ультразвуковые преобразователи расхода газа в соответствии с ГОСТ 8.611-2024, МИ 3213-2009, мембранные и струйные счетчики газа в соответствии с ГОСТ Р 8.995-2023, электромагнитные расходомеры, диафрагмы и сопла ИСА 1932 в соответствии с ГОСТ 8.586.5-2005, специальные сужающие устройства в соответствии с РД 50-411-83 или осредняющие напорные трубки TORBAR и ANNUBAR 485 в соответствии с МИ 3173-2008, МИ 2667-2011, а также кориолисовые расходомеры.

Таблица 1 – Классы точности ИП в ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей

Наименование характеристики	Диапазон измерений ИП	Значение характеристики для уровня точности измерений, не ниже				
		А	Б	В	Г ₁	Г ₂
Класс ИП температуры по ГОСТ 6651-2009	от –73,15 до +226 °С	А	А	А	В	В
	от –64 до +226 °С	А	А	В	В	С
	от –50 до +151,85 °С	А	В	В	С	С
Класс точности ИП давления при температуре окружающего воздуха (20±10) °С	от 30 до 100 %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,5
	от 50 до 100 %	0,075	0,15	0,25	0,5	0,5
	от 70 до 100 %	0,15	0,25	0,5	0,5	0,5
Класс точности ИП разности давления при температуре окружающего воздуха (20±10) °С	от 15 до 100 %	0,05	0,075	0,075	0,15	0,15
	от 20 до 100 %	0,075	0,075	0,15	0,25	0,25
	от 30 до 100 %	0,15	0,15	0,25	0,5	0,5
Класс точности ИП давления при условиях эксплуатации в соответствии с описанием типа на ИП	от 70 до 100 %	0,05	0,075	0,075	0,25	0,5

Наименование характеристики	Диапазон измерений ИП	Значение характеристики для уровня точности измерений, не ниже				
		А	Б	В	Г ₁	Г ₂
Класс точности ИП разности давления при условиях эксплуатации в соответствии с описанием типа на ИП	от 30 до 100 %	0,05	0,05	0,075	0,25	0,25
	от 70 до 100 %	0,075	0,075	0,25	0,5	0,5
Пределы допускаемой относительной погрешности ИП расхода, %	от 5 до 100 %	± 0,5	± 0,75	± 1,0	± 2,0	± 1,5

ИК расхода и массы воды, нефти и нефтепродуктов осуществляют измерения в соответствии с МИ 2412-97, Р 50.2.076-2010, ГОСТ 8.587-2019.

ИК расхода, массы и объема газов и газовых смесей, в том числе природного и влажного нефтяного газа, кислорода, диоксида углерода, азота, аргона, водорода, ацетилен, аммиака в рабочих условиях, а также приведенных к стандартным условиям, осуществляют измерения в соответствии с ГОСТ 30319.1-3-2015, ГОСТ Р 8.733-2011, ГСССД МР 113-03, ГСССД МР 118-05, ГСССД МР 134-07, ГСССД 8-79, ГСССД 109-87.

В ИК температуры, давления, расхода, массы и объема газов и газовых смесей используются ИП расхода, температуры, давления и разности давлений в соответствии с таблицей 1 в зависимости от уровня точности и диапазонов измерений и преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б с программным обеспечением в соответствии с таблицей 2.

ИК тепловой энергии осуществляют измерения в соответствии «Правилами коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя», утвержденными постановлением правительства РФ №1034 от 18.11.2013.

В ИК тепловой энергии используются ИП, соответствующие обязательным требованиям нормативных документов (НД), предъявляемым к теплосчетчикам и их составным частям.

В ИК давления, массы воды и тепловой энергии водяных систем теплоснабжения используются ИП температуры не ниже класса В (в соответствии с ГОСТ 6651-2009), в том числе, с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, ИП разности давления класса точности не ниже 0,25 при измерении с помощью СУ или ИП объемного расхода, имеющие пределы допускаемой относительной погрешности (от ±0,5 до ±2,0) % в диапазоне расхода (от 4 до 100) % верхнего предела измерений ИП.

В ИК давления, массы пара и тепловой энергии паровых систем теплоснабжения используются ИП температуры не ниже класса А (в соответствии с ГОСТ 6651-2009), в том числе, с унифицированным токовым или цифровым интерфейсным выходом, ИП давления и разности давления класса точности не ниже 0,25.

Комплексы обеспечивают обмен данными с ПК для конфигурирования, ввода в ручном и автоматическом режимах значений условно-постоянных параметров газа (полный и неполный компонентный состав, плотность при стандартных условиях, атмосферное давление) и передачи данных об измеренных значениях по цифровым интерфейсам RS485, RS-232, Ethernet, GSM/GPRS через интерфейс CAN-BUS, соответствующие адаптеры, выпускаемые предприятием-изготовителем, и коммуникационное оборудование информационных каналов связи.

Во время работы комплексы проводят измерение текущего времени, времени исправной и неисправной работы, суммирование нарастающим итогом тепловой энергии, массы и объема среды, а также рассчитывают средние по времени и средневзвешенные по расходу значения

температуры и давления среды в трубопроводе и хранят их в виде интервальных, почасовых, суточных и месячных архивов.

Конструкцией комплексов не предусмотрена возможность пломбировки и нанесения знака поверки. Заводской номер заносится в руководство по эксплуатации и имеет числовой формат.

Общий вид комплексов представлен на рисунке 1.



место нанесения знака утверждения типа

Рисунок 1 – Общий вид комплексов

Программное обеспечение

В комплексах используется программное обеспечение преобразователей расчетно-измерительных ТЭКОН-19, ТЭКОН-19Б, состоящее из метрологически значимой и метрологически не значимой частей. Идентификационные данные метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Доступ к изменению параметров и конфигурации комплексов защищен паролями, являющимися 8-разрядными шестнадцатеричными числами.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение соответствует требованиям ГОСТ Р 8.654-2015.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение			
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН19-М1 T10.06.292-05	ТЭКОН19-М1 T10.06.292-06	ТЭКОН19-М2 T10.06.362-05	ТЭКОН19-М2 T10.06.362-06
Номер версии (идентификационный номер) ПО	05.xx	06.xx	05.xx	06.xx

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные	Значение		
Идентификационное наименование ПО	ТЭКОН19-11 T10.06.170	ТЭКОН-19Б-01 T10.06.204	ТЭКОН-19Б-02 T10.06.225
Номер версии (идентификационный номер) ПО	xx.03	02.xx	02.xx

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Диапазоны измерений

Среда (жидкость, пар, газ)	Диапазоны измерений			
	Температура, °C	Давление, МПа (абсолютное)	Разность давлений на СУ, ССУ кПа	Расход, м³/ч Масса, кг; Объем, м³
Вода	от 0 до 200	от 0,1 до 6,0	от 0,01 до 5000	от 10 ⁻³ до 10 ⁶
Пар	от 100 до 600	от 0,1 до 30,0	от 0,01 до 5000	
Природный газ	от -23,15 до +76,85	от 0,1 до 30,0	от 0,01 до 3000	
Нефтяной газ	от -10 до +226	от 0,1 до 15,0	от 0,01 до 3000	
Воздух	от -50 до +120	от 0,1 до 20,0	от 0,01 до 5000	
Кислород, азот, аргон, водород, аммиак	от -73,15 до +151,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	
Диоксид углерода, ацетилен	от -53,15 до +151,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	
Смесь газов	от -73,15 до +126,85	от 0,1 до 10,0	от 0,01 до 2500	
Нефть и нефтепродукты	от -50 до +100	от 0,1 до 10,0	–	

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Пределы допускаемой погрешности (абсолютной (Δ), приведенной (γ), относительной погрешности (δ))	Значение
ИК температуры жидкостей и пара (Δ_t), °C	$\pm(0,6+0,004 \cdot t)$
ИК давления (γ_p) и разности давления ($\gamma_{\Delta p}$) жидкостей от верхнего предела ИК, %	± 2
ИК давления (γ_p) и разности давления ($\gamma_{\Delta p}$) пара от верхнего предела ИК, %	± 1
ИК массового и объемного расхода жидкости в диапазоне от 4 % до 100 % верхнего предела ИК расхода ($\delta_{ик}$), %	± 2
ИК массового расхода пара в диапазоне от 10 % до 100 % верхнего предела ИК расхода ($\delta_{ик}$), %	± 3

Пределы допускаемой погрешности (абсолютной (Δ), приведенной (γ), относительной погрешности (δ))	Значение
ИК тепловой энергии открытых водяных систем теплоснабжения при измерении расхода в подающем и обратном трубопроводах ($\delta_{\text{ИК}}$), %: - при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,5$, в диапазоне Δt от 3 до 20 включ. °С - при отношении $m_{\text{обр}}/m_{\text{под}} \leq 0,95$, в диапазоне Δt св. 20 до 200 °С, где $m_{\text{под}}$ и $m_{\text{обр}}$ – масса воды в подающем и обратном трубопроводах.	± 5 ± 4
ИК тепловой энергии в отдельных трубопроводах воды ($\delta_{\text{ИК}}$), %	± 3
ИК тепловой энергии закрытых водяных систем, а также открытых водяных систем теплоснабжения ($\delta_{\text{ИК}}$), %, при измерении расхода в подающем (или обратном) трубопроводе и в трубопроводе ГВС (подпитки) при разности температур в обратном трубопроводе ($t_{\text{обр}}$) и трубопроводе подпитки ($t_{\text{хи}}$) ≥ 1 °С, и разности температур (Δt) в подающем и обратном трубопроводах в диапазоне (от 3 до 200) °С, где Q_{min} и Q_{max} – пределы диапазона измерений расхода в подающем трубопроводе. 1 класса 2 класса 3 класса	$\pm(2+12/\Delta t + 0,01 \cdot Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}})$ $\pm(3+12/\Delta t + 0,02 \cdot Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}})$ $\pm(4+12/\Delta t + 0,05 \cdot Q_{\text{max}}/Q_{\text{min}})$
ИК тепловой энергии паровых систем теплоснабжения и систем охлаждения ($\delta_{\text{ИК}}$), %	± 3
ИК электроэнергии ($\delta_{\text{ИК}}$), %	± 2
Пределы допускаемого суточного хода часов ($\Delta\tau$), с	± 9
Пределы допускаемой погрешности ИК массы и объема теплоносителя соответствуют пределам допускаемой погрешности ИК массового и объемного расхода	

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК газов и газовых смесей

Наименование измерительного канала (для газов и газовых смесей)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для уровня точности измерений				
	А	Б	В	Γ_1	Γ_2
ИК термодинамической температуры	$\pm 0,2$	$\pm 0,25$	$\pm 0,3$	$\pm 0,5$	$\pm 0,6$
ИК абсолютного давления	$\pm 0,3$	$\pm 0,45$	$\pm 0,85$	$\pm 1,2$	$\pm 1,7$
ИК массы, расхода и объема в рабочих условиях при измерении расходомерами массового и объемного расхода соответственно	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,5$
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении расходомерами объемного расхода	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении с помощью СУ	$\pm 0,5$	$\pm 0,75$	$\pm 1,0$	$\pm 1,5$	$\pm 2,0$

Наименование измерительного канала (для газов и газовых смесей)	Пределы допускаемой относительной погрешности, %, для уровня точности измерений				
	А	Б	В	Г ₁	Г ₂
ИК массы, расхода и объема, приведенных к стандартным условиям при измерении с помощью ССУ	-	-	± 1,0	± 1,5	± 2,0
Пределы допускаемой погрешности ИК массы и объема газа соответствуют пределам допускаемой погрешности ИК массового и объемного расхода					

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Напряжение питания комплекса, В: - внешний источник постоянного тока - внешний источник постоянного тока для питания пассивных выходных сигналов ИП расхода - литиевая батарея	от 18 до 36 от 12 до 28 от 3,1 до 3,7
Габаритные размеры, масса и потребляемая мощность	определяются составом комплекса
Условия эксплуатации: преобразователей расчетно-измерительных: - температура окружающего воздуха для основного варианта исполнения, °С - температура окружающего воздуха для варианта исполнения «Т», °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность при температуре 35 °С, % измерительных преобразователей	от –10 до +50 от –40 до +70 от 84 до 106,7 не более 95 в соответствии с описанием типа на ИП
Средняя наработка на отказ, ч	70000
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом, а также на лицевую панель комплекса методом трафаретной печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность комплексов

Наименование	Обозначение	Кол.
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19	ТУ 4213-060-44147075-02	1-16 шт.
Преобразователи расчетно-измерительные ТЭКОН-19Б	ТУ 4213-091-44147075-07	1-16 шт.
ИП расхода и счетчики электрической энергии	-	0-64 шт.
ИП температуры	-	0-64 шт.
ИП абсолютного и избыточного давления	-	0-64 шт.

Наименование	Обозначение	Кол.
ИП разности давления	-	0-64 шт.
Барьеры искрозащиты	-	0-256 шт.
Руководство по эксплуатации	T10.00.93 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Методы измерений» руководства по эксплуатации T10.00.93 РЭ.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам учета энергоносителей ТЭКОН-20К

ТР ТС 020/2011 Технический регламент Таможенного союза «Электромагнитная совместимость технических средств»

Постановление Правительства РФ №1034 от 18.11.2013 «О коммерческом учете тепловой энергии, теплоносителя»

Постановление Правительства РФ №776 от 04.09.2013 «Об утверждении Правил организации коммерческого учета воды, сточных вод»

Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2013 №961 «Об утверждении Правил учета газа»

Приказ Минстроя РФ от 17.03.2014 №99/пр «Об утверждении Методики осуществления коммерческого учета тепловой энергии, теплоносителя»

ГОСТ Р ЕН 1434-1-2011 Теплосчетчики. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р ЕН 1434-4-2011 Теплосчетчики. Часть 4. Испытания в целях утверждения типа

ГОСТ Р 8.592-2002 ГСИ. Тепловая энергия, потребленная абонентами водяных систем теплоснабжения. Типовая методика выполнения измерений

ГОСТ 8.632-2013 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем узлов учета тепловой энергии. Основные положения

ГОСТ Р 8.728-2010 ГСИ. Оценивание погрешностей измерений тепловой энергии и массы теплоносителя в водяных системах теплоснабжения

ГОСТ Р 8.778-2011 ГСИ. Средства измерений тепловой энергии для водяных систем теплоснабжения. Метрологическое обеспечение. Основные положения

ГОСТ Р 51649-2014 Теплосчетчики для водяных систем теплоснабжения. Общие технические условия

ГОСТ 8.586.5-2005 ГСИ. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Методика выполнения измерений

ГОСТ Р 8.740-2023 ГСИ. Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением турбинных, ротационных и вихревых расходомеров и счетчиков

ГОСТ Р 8.741-2019 ГСИ. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений

ГОСТ 34770-2021 Газ природный. Стандартные условия измерения и вычисления физико-химических свойств

ГОСТ 8.611-2024 ГСИ. Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода

ГОСТ Р 8.995-2023 ГСИ. Объемный расход и объем природного газа. Методика (метод) измерений с применением мембранных и струйных счетчиков газа

МИ 3213-2009 ГСИ. Расход и объем газа. Методика выполнения измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода

МИ 3173-2008 ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика выполнения измерений с помощью осредняющих трубок «Torbar»

МИ 2667-2011 ГСИ. Расход и количество жидкостей и газов. Методика измерений с помощью осредняющих напорных трубок «ANNUBAR DIAMOND II+», «ANNUBAR 285», «ANNUBAR 485» и «ANNUBAR 585». Основные положения

ТУ 4218-093-44147075-07 Комплекс учета энергоносителей ТЭКОН-20К. Технические условия

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «КРЕЙТ»

(ООО «КРЕЙТ»)

ИНН 6659039392

Адрес: 620146, г. Екатеринбург, пр-д Решетникова, 22а

Юридический адрес: 620027, г. Екатеринбург, ул. Луначарского, 48-60

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-внедренческое предприятие КРЕЙТ»

(ООО «ИВП КРЕЙТ»)

ИНН 6659141519

Адрес: 620146, г. Екатеринбург, пр-д Решетникова, 22а

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии им. Д.И.Менделеева»

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц УНИИМ – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» RA.RU.311373 по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа

Регистрационный № 93078-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Источники питания постоянного тока АКИП-1175-4К

Назначение средства измерений

Источники питания постоянного тока АКИП-1175-4К (далее – источники) предназначены для воспроизведения напряжения и силы постоянного тока по четырем независимым каналам.

Описание средства измерений

По принципу действия источники относятся к программируемым импульсным источникам питания. Принцип формирования постоянного напряжения построен на высокочастотном преобразователе. Источники имеют четыре изолированных и независимых канала в одном корпусе и набор режимов и функций в каждом канале: стабилизация тока, стабилизация напряжения, защита от перенапряжения, защита от перегрузки по току. Управление и контроль режимов работы каждого канала источников осуществляется встроенным микроконтроллером. Установка выходных параметров осуществляется с помощью функциональных клавиш и поворотного регулятора, расположенных на лицевой панели источников.

Конструктивно источники выполнены в металлических корпусах 19” форм-фактора высотой 2U для монтажа в приборную стойку.

Модификации источников отличаются выходной мощностью и диапазонами установки выходных параметров – напряжения и силы тока, представленных в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации источников

Модификация	Число каналов	Выходное напряжение на канал, В	Выходной ток на канал, А	Мощность на канал, Вт
АКИП-1175-4К-32-6	4	от 0 до 32	от 0 до 6	192
АКИП-1175-4К-32-10	4	от 0 до 32	от 0 до 10	320
АКИП-1175-4К-60-5	4	от 0 до 60	от 0 до 5	300
АКИП-1175-4К-80-6	4	от 0 до 80	от 0 до 6	150
АКИП-1175-4К-80-10	4	от 0 до 80	от 0 до 10	300
АКИП-1175-4К-150-5	4	от 0 до 150	от 0 до 5	300

Источники оснащены цифровыми измерителями напряжения и силы тока, позволяющими контролировать одновременно оба параметра. Имеется функция создания и воспроизведения тестовых последовательностей (выходных профилей) без использования ПК. Для подключения удаленной нагрузки по 4-проводной схеме предусмотрен вход обратной связи на передней панели.

На передней панели источников расположены: кнопка включения питания, дисплей для отображения значений напряжения и силы тока на выходе, кнопка включения/отключения выхода, функциональные кнопки, вращающийся регулятор для установки выходных параметров.

На задней панели источников расположены: винт заземления, интерфейс дистанционного управления RS-232 и разъем сети питания.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр источников, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится на корпус при помощи наклейки, размещаемой на боковой стороне корпуса.

Корпус источников позволяет нанесение знака поверки в виде оттиска клейма или наклейки с изображением знака поверки, которые могут наноситься на свободном от надписей пространстве на верхней панели прибора.

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям источников пломбируются крепежные винты на боковой стороне корпуса. Пломба может устанавливаться производителем, ремонтной организацией, поверяющей организацией или организацией, эксплуатирующей данное средство измерений, в виде наклейки, мастичной или сургучной печати.

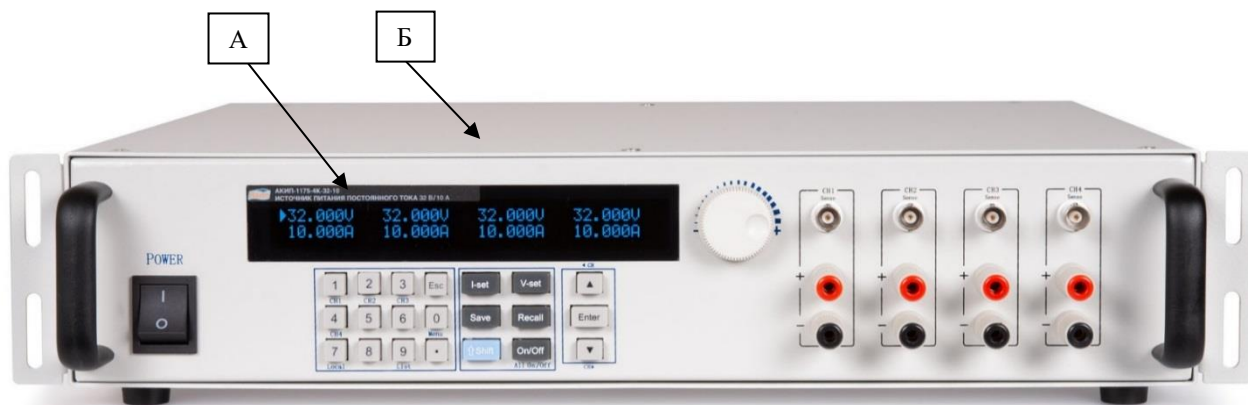


Рисунок 1 – Общий вид источников с местами нанесения знака утверждения типа (А), знака поверки (Б)



Рисунок 2 – Вид боковой панели источников с местами нанесения серийного номера (В) и пломбировки от несанкционированного доступа (Г)



Рисунок 3 – Вид задней панели источников

Цвет корпуса источников может отличаться от представленного на рисунках.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Пределы допускаемой погрешности установки и измерения выходного напряжения источников

Модификация	Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки напряжения, В	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения напряжения, В
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,001 \cdot U_{уст}^{1})+0,008)$	$\pm(0,001 \cdot U_{изм}^{2})+0,008)$
АКИП-1175-4К-32-10		
АКИП-1175-4К-60-5		
АКИП-1175-4К-80-6		
АКИП-1175-4К-80-10		
АКИП-1175-4К-150-5		
Примечание:		
1) $U_{уст}$ – значение напряжения постоянного тока, установленное на источнике, В		
2) $U_{изм}$ – значение напряжения постоянного тока, измеренное источником, В		

Таблица 3 – Пределы допускаемой погрешности установки и измерения силы выходного тока источников

Модификация	Пределы допускаемой абсолютной погрешности установки силы тока, А	Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения силы тока, А
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,002 \cdot I_{уст}^{1})+0,002)$	$\pm(0,002 \cdot I_{изм}^{2})+0,002)$
АКИП-1175-4К-32-10		
АКИП-1175-4К-60-5		
АКИП-1175-4К-80-6		
АКИП-1175-4К-80-10		
АКИП-1175-4К-150-5		
Примечание:		
1) $I_{уст}$ – значение силы постоянного тока, установленное на источнике, А		
2) $I_{изм}$ – значение силы постоянного тока, измеренное источником, А		

Таблица 4 – Допускаемые значения уровня пульсаций выходного напряжения источников

Модификация	Уровень пульсаций выходного напряжения (скз), мВ
АКИП-1175-4К-32-6	8
АКИП-1175-4К-32-10	
АКИП-1175-4К-60-5	
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	10

Таблица 5 – Допускаемые значения уровня пульсаций выходного тока источников

Модификация	Уровень пульсаций выходного тока (скз), мА
АКИП-1175-4К-32-6	3
АКИП-1175-4К-32-10	
АКИП-1175-4К-60-5	
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	5

Таблица 6 – Допускаемые значения нестабильности выходного напряжения при изменении тока нагрузки источников

Модификация	Нестабильность напряжения при изменении тока нагрузки, В
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст} + 0,005)$
АКИП-1175-4К-32-10	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст} + 0,008)$
АКИП-1175-4К-60-5	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст} + 0,005)$
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	
Примечание: $U_{уст}$ – значение напряжения постоянного тока, установленное на источнике, В	

Таблица 7 – Допускаемые значения нестабильности выходного тока при изменении напряжения на нагрузке источников

Модификация	Нестабильность силы тока при изменении напряжения на нагрузке, А
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,0002 \cdot I_{уст}+0,005)$
АКИП-1175-4К-32-10	
АКИП-1175-4К-60-5	
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	
Примечание: $I_{уст}$ – значение силы постоянного тока, установленное на источнике, А	

Таблица 8 – Допускаемые значения нестабильности выходного напряжения при изменении напряжения питания источников

Модификация	Нестабильность напряжения при изменении напряжения питания, В
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст}+0,005)$
АКИП-1175-4К-32-10	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст}+0,008)$
АКИП-1175-4К-60-5	$\pm(0,0002 \cdot U_{уст}+0,005)$
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	
Примечание: $U_{уст}$ – значение напряжения постоянного тока, установленное на источнике, В	

Таблица 9 – Допускаемые значения нестабильности выходного тока при изменении напряжения питания источников

Модификация	Нестабильность силы тока при изменении напряжения питания, А
АКИП-1175-4К-32-6	$\pm(0,0002 \cdot I_{уст}+0,005)$
АКИП-1175-4К-32-10	
АКИП-1175-4К-60-5	
АКИП-1175-4К-80-6	
АКИП-1175-4К-80-10	
АКИП-1175-4К-150-5	
Примечание: $I_{уст}$ – значение силы постоянного тока, установленное на источнике, А	

Таблица 10 – Основные технические характеристики источников питания

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания, В	от 99 до 121 от 198 до 242
Частота напряжения питания, Гц	50
Масса, кг, не более	9
Габаритные размеры (ширина×высота×глубина), мм, не более	484×105×345
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность, %, не более	от 0 до +40 80

Таблица 11 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет	5
Средняя наработка на отказ, ч	10000

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель источников методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 12 – Комплектность источников питания

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Источник питания постоянного тока	АКИП-1175-4К ¹⁾	1
Кабель питания	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
¹⁾ В зависимости от модификации		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «ПОРЯДОК РАБОТЫ» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Росстандарта от 28.07.2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Стандарт предприятия «Источники питания постоянного тока АКИП-1175-4К»

Правообладатель

«MATRIX TECHNOLOGY INC.», Китай

Адрес: 508, Building D, Huachuangda Culture and Technology Industrial Park, Haihui Road, Bao'an 49th District, Shenzhen, Guangdong

Телефон: 0086 755 2836 4276

E-mail: lillian.wang@szmatrix.com

Web-сайт: <http://www.szmatrix.com/>

Изготовитель

«MATRIX TECHNOLOGY INC.», Китай

Адрес: 508, Building D, Huachuangda Culture and Technology Industrial Park, Haihui Road, Bao'an 49th District, Shenzhen, Guangdong

Телефон: 0086 755 2836 4276

E-mail: lillian.wang@szmatrix.com

Web-сайт: <http://www.szmatrix.com/>

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля»

(АО «ПриСТ»)

Адрес: 111141, Россия, г. Москва, ул. Плеханова, д. 15А

Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

E-mail: prist@prist.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU.314740

Регистрационный № 91232-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерительные CONTROL MASTER M

Назначение средства измерений

Системы измерительные CONTROL MASTER M (далее – системы) предназначены для измерений объёма, массы и температуры нефтепродукта и регистрации измеренных значений при наливе.

Описание средства измерений

Принцип действия систем основан на динамическом методе измерений в потоке количества нефтепродуктов с применением расходомера массового, а также измерении температуры.

Системы реализуют прямой метод динамических измерений массы нефтепродукта по ГОСТ 8.587-2019.

В состав системы входят:

- дозирующий контроллер;
- расходомер массовый;
- датчик температуры (опционально);
- программно-аппаратный модуль (опционально).

Схема обозначения систем измерительных CONTROL MASTER M при заказе и в документации:

Система измерительная CONTROL MASTER M X₁ X₂ X₃, X₄ где:

- X₁ – буквенное обозначение используемого расходомера массового:

CG06:

- номинальный диаметр: DN 6;
- расход: от 0,12 до 1,2 т/ч.

CG15:

- номинальный диаметр: DN 15;
- расход: от 0,3 до 3 т/ч.

CG25:

- номинальный диаметр: DN 25;
- расход: от 1,2 до 12 т/ч.

CG50:

- номинальный диаметр: DN 50;
- расход: от 6 до 60 т/ч.

CG80:

- номинальный диаметр: DN 80;
- расход: от 18 до 180 т/ч.
- X₂ – буквенное обозначение используемого дозирующего контроллера:
 - 202 – дозирующий контроллер
- X₃ – буквенное обозначение используемого датчика температуры:
 - Т – с внешним датчиком температуры;
 - 0 – без датчика температуры.
- X₄ – буквенное обозначение используемого программно-аппаратного модуля:
 - А – с внешним программно-аппаратным модулем;
 - 0 – без программно-аппаратного модуля.

Импульсный сигнал от расходомера массового и измерительная информация по интерфейсу RS-485 (Modbus RTU) поступает на дозирующий контроллер, на котором происходит отображение измеренной информации, вычисление массы и дальнейшая передача информации во внешние системы.

Дозировочный контроллер Atlas Master 100Ex L, изготавливаемый ИП Офицеров В.С., г. Реутов, устанавливается отдельно и подключается к расходомеру массовому с использованием соответствующей коммуникационной линии.

В качестве преобразователя массового расхода в составе систем применяются расходомеры массовые RUMass&Mer-CG, изготавливаемые ООО «Туполев Сервис», г. Жуковский Московской обл.

В качестве внешнего датчика температуры в составе системы применяют термопреобразователи универсальные ТПУ 0304, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 50519-17, изготавливаемые ООО НПП «ЭЛЕМЕР», г. Москва, г. Зеленоград.

В качестве внешнего программно-аппаратного модуля в составе системы применяется программно-аппаратный модуль, изготавливаемый ИП Офицеров В.С., г. Реутов, состоящий из контроллера SFAuto, принтера и роутера GSM.

Контроллер SFAuto – может использоваться совместно с дозирующим контроллером Atlas Master 100Ex L или самостоятельно. Используется для сбора и обработки исходных данных и данных, полученных в процессе выполнения операций, получения заданий и подготовки первичных документов и их печати.

Контроллер SFAuto имеет вид монитора, на котором расположены кнопка включения, USB-порты для подключения периферийных устройств и питания внешних устройств. Также на лицевой стороне контроллера может располагаться панель для считывания бесконтактных идентификационных карт.

Система позволяет регистрировать объём, массу, температуру и плотность отпущенного нефтепродукта. Система может выдавать управляющие и аварийные сигналы, формировать отчёты и выдавать их на печать.

Результаты измерений объёма/массы продукта используются для пуска, регулировки расхода и окончания операции налива с помощью электроуправляемых клапанов малого и большого расхода.

Система регистрирует объём и массу при каждом наливе.

Измеренная и вычисленная информация может храниться в контроллере SFAuto и может быть передана по интерфейсу RS-485.

Общий вид комплектующих системы представлен на рисунках 1 – 4.

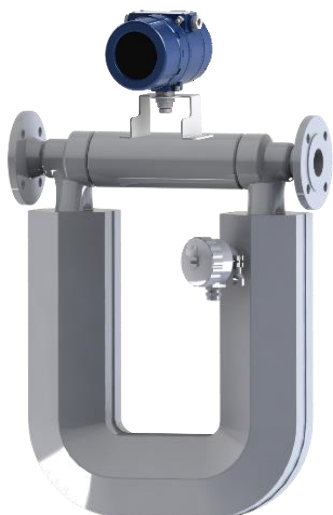


Рисунок 1 – Расходомер массовый
RUMass&Mer-CG (от Ду 50)



Рисунок 2 – Расходомер массовый
RUMass&Mer-CG (до Ду 50)



Рисунок 3 – Общий вид дозирующего контроллера Atlas Master 100Ex L



Рисунок 4 – Общий вид модуля с контроллером SFAuto и принтером

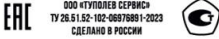
	
CONTROL MASTER M C680 202 0 РАСХОД ОТ 18 ДО 180 Т/Ч ПГ МАССА $\pm 0,25 \%$ ПГ ОБЪЕМ $\pm 0,15 \%$ НОМИНАЛЬНЫЙ ДИАМЕТР DN 80 ТЕМП. ЖИДК. $-40^{\circ}\text{C} \leq T_a \leq +70^{\circ}\text{C}$	ЗАВ. № M230002 МАССА НЕ БОЛЕЕ 120 КГ НАПРЯЖЕНИЕ ПИТАНИЯ 24 В ПОТРЕБЛЯЕМЫЙ ТОК $\leq 3 \text{ А}$ ТЕМП. $-40^{\circ}\text{C} \leq T_a \leq +50^{\circ}\text{C}$

Рисунок 5 – Пример маркировочной таблички

Схемы пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки на дозирующий контроллер приведена на рисунке 6. Для пломбирования контрольная проволока продевается через центральный винт и проушину, расположенные с правой стороны корпуса дозирующего контроллера.

На термопреобразователи универсальные знак поверки наносится в соответствии с описанием типа средства измерений.



Место установки пломбы на дозирующем контроллере

Рисунок 6 – Обозначение мест пломбировки с нанесением знака поверки

Заводской номер, состоящий из буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на маркировочную табличку лазерным способом, методом гравировки или сублимационной печати. Маркировочная табличка с указанием мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера приведена на рисунке 5. Маркировочная табличка прикрепляется на верхнюю поверхность дозирующего контроллера системы.

Программное обеспечение

Программное обеспечение предназначено для сбора, отображения и регистрирования измерительной информации, получаемой от средств измерений, математической обработки результатов измерений.

Доступ для внесения изменений в метрологически значимые характеристики расходомера массового защищен паролем (указан в руководстве по эксплуатации).

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики системы.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	am100-230501.elf
Номер версии (идентификационный номер) ПО	230501
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Таблица 1а – Идентификационные данные ПО SFAuto

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SFAuto
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.xx
Цифровой идентификатор ПО	не отображается

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Диаметр условного прохода, мм	6; 15; 25; 50; 80
Диапазон массового расхода жидкости, т/ч	от 0,12 до 180
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма жидкости ¹⁾ , %	$\pm 0,15$; $\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы жидкости, %	$\pm 0,25$
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от -40 до +70
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении температуры жидкости ²⁾ , °С	$\pm 0,3$; $\pm 0,5$; $\pm 1,0$
¹⁾ Указывается на маркировочной табличке и в паспорте.	
²⁾ В зависимости от применяемого датчика температуры.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значения характеристик
Количество измерительных линий, шт.	1
Минимальный объём продукта, дм ³	2000
Диапазон плотности жидкости, кг/м ³	от 650 до 1100
Диапазон температуры окружающей среды, °С	от -40 до +50
Потребляемый ток, А, не более	3
Напряжение питания постоянного тока, В	24 $\pm$ 15 %

Таблица 4 – Показатели надёжности

Наименование параметра	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	15
Наработка на отказ, ч, не менее	20000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закреплённую на дозирующем контроллере системы, лазерным способом, методом гравировки или сублимационной печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерительная	CONTROL MASTER M	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ-26.51.6-101-06976891-2023	1 экз.
Паспорт	ПС-26.51.6-101-06976891-2023	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 9 руководства по эксплуатации РЭ-26.51.6-101-06976891-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, утверждённый постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объёма жидкости в потоке, объёма жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объёмного расходов жидкости»

ТУ 26.51.52-102-06976891-2023 «Системы измерительные CONTROL MASTER М. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Туполев Сервис»

(ООО «Туполев Сервис»)

ИНН: 5040147270

Юридический адрес: 140187, Московская обл., г. Жуковский, ул. Мяснищева, д. 1, помещ. 403

Телефон: +7 (985) 180-33-00

E-mail: info@tupolevservis.ru

Web-сайт: www.tupolevservice.ru

Изготовители

Индивидуальный предприниматель Офицеров Владислав Сергеевич

(ИП Офицеров В.С.)

ИНН: 553902943935

Юридический адрес: Московская обл., г. Реутов, ул. Реутовских ополченцев, д. 6, кв. 209

Адрес места осуществления деятельности: 140181, Московская обл., г. Жуковский, Кооперативная ул., 14

Телефон: +7 (977) 769-17-05

Web-сайт: www.ofitseroff-tech.ru

E-mail: ovs@ofitseroff-tech.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Туполев Сервис»

(ООО «Туполев Сервис»)

ИНН: 5040147270

Адрес: 140187, Московская обл., г. Жуковский, ул. Мяснищева, д. 1, помещ. 403

Телефон: +7 (985) 180-33-00

E-mail: info@tupolevservis.ru

Web-сайт: www.tupolevservice.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озёрная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13

Регистрационный № 49360-12

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4)

Назначение средства измерений

Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4) (далее счетчик) предназначены для измерений объема газа низкого давления в жилищно-коммунальном хозяйстве и быту (природный газ ГОСТ 5542–2022, газовая фаза сжиженного газа ГОСТ 34858–2022, нефтяной газ, крекинг-газ).

Описание средства измерений

Принцип действия счетчика основан на преобразовании перепада давления газа, проходящего через счетчик, в поступательное движение мембран.

Счетчик состоит из корпуса, измерительного и отсчетного устройства (сумматора).

Газонепроницаемый корпус изготавливается из листовой стали холодной штамповкой. В корпус помещено измерительное устройство. На корпусе установлен сумматор.

Измерительное устройство состоит из камер со встроенными газонепроницаемыми мембранами, которые перемещаются за счет разности давлений газа на входе и выходе счетчика. Мембраны изготавливаются из резино-полиэфирной ткани. Возвратно-поступательное движение мембран, через кривошипный механизм преобразуется во вращательное движение, которое через приводной вал передается на механический сумматор барабанного типа.

В зависимости от расхода газа счетчики имеют типоразмеры: G1,6; G2,5; G4.

Счетчики имеют исполнения присоединительных штуцеров G1¼-B; G1-B; G¾-B; G½-B; M30×2.

Счетчики в зависимости от направления прохождения через них газа выпускаются левостороннего и правостороннего исполнения.

Счетчики изготавливаются на двух производственных площадках АО «Газдевайс» и АО «Северус» и имеют соответствующие исполнения ГАЗДЕВАЙС и СЕВЕРУС. Счетчики, изготовленные АО «Северус», имеют различные исполнения отсчетного устройства: с датчиком импульсов, без датчика импульсов, с прозрачной или серой крышкой.

Общий вид счетчика в исполнении ГАЗДЕВАЙС, представлен на рисунках 1–2. Общий вид основных исполнений счетчиков в исполнении СЕВЕРУС представлен на рисунке 3.

Счетчики имеют исполнение с гнездом на лицевой стороне отсчетного устройства для установки датчика импульсов. Для автоматического снятия показаний со счетчика с помощью датчика импульсов первичный барабан сумматора снабжен магнитом.

Датчик импульсов служит для дистанционного считывания информации при работе счетчика в централизованной автоматизированной системе учета расхода газа, является самостоятельным устройством и поставляется по дополнительному заказу. Общий вид счетчика с подключенным датчиком импульсов показан на рисунке 2.

Датчик импульсов представляет собой электронное устройство с магниторезистором для формирования счетных импульсов в момент прохождения магнитного поля магнита,

закрепленного на первичном барабане сумматора. Количество выходных сигналов датчика импульсов пропорционально объему газа, прошедшего через счетчик. После установки в счетчик, датчик импульсов пломбируется в месте подключения организацией по эксплуатации газового хозяйства.

Маркировка счетчика осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ 26828–86 в двух вариантах: нанесением на табличку методом печати (рисунок 4) или на корпус сумматора лазерным способом (рисунок 5). Маркировка содержит следующие данные:

- знак утверждения типа средства измерений;
- наименование и товарный знак предприятия-изготовителя;
- наименование типа и типоразмер счетчика;
- наибольшее избыточное рабочее давление $P_{\max}$, кПа;
- максимальный расход $Q_{\max}$, м³/ч;
- минимальный расход $Q_{\min}$, м³/ч;
- циклический объем V , дм³;
- порядковый номер счетчика по системе нумерации предприятия-изготовителя (заводской серийный номер);
- год изготовления.

Заводской серийный номер счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС состоит из 7 цифр, в исполнении СЕВЕРУС состоит из 11 цифр, год изготовления состоит из 4 цифр.

На корпусе счетчика сверху между штуцерами стрелкой обозначено направление потока газа.

Ограничение доступа к сумматору осуществляется пломбой, закрывающей винт крепления сумматора, с нанесенными на пломбу сумматора методом давления отисков заводского клейма и знака поверки. Схема пломбирования от несанкционированного доступа счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС: обозначение мест нанесения знака поверки и заводского клейма приведено на рисунке 6, мест нанесения логотипа АО «Газдевайс» – на рисунке 7, места пломбирования датчиков импульсов – на рисунке 8.

Пломбировку счетчиков в исполнении СЕВЕРУС от несанкционированного доступа осуществляют нанесением знака поверки давлением клейма на пломбу. Схема пломбировки от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знака поверки и заводского клейма, заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 9.



Рисунок 1 – Общий вид счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с датчиком импульсов счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС



Вариант рамки отсчетного устройства

Рисунок 3 – Общий вид счетчиков в исполнении СЕВЕРУС



Рисунок 4 – Маркировка нанесена на табличку



Рисунок 5 – Маркировка нанесена на корпус сумматора



Рисунок 6 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения знака поверки и заводского клейма.

Лицевая сторона пломбы

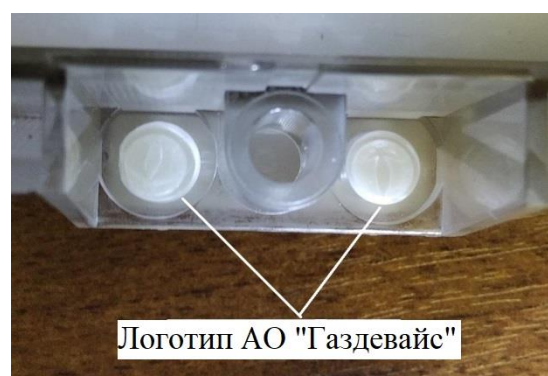


Рисунок 7 – Пломбирование от несанкционированного доступа, обозначение мест нанесения логотипа АО «Газдевайс».

Обратная сторона пломбы



Рисунок 8 – Место пломбирования датчика импульсов

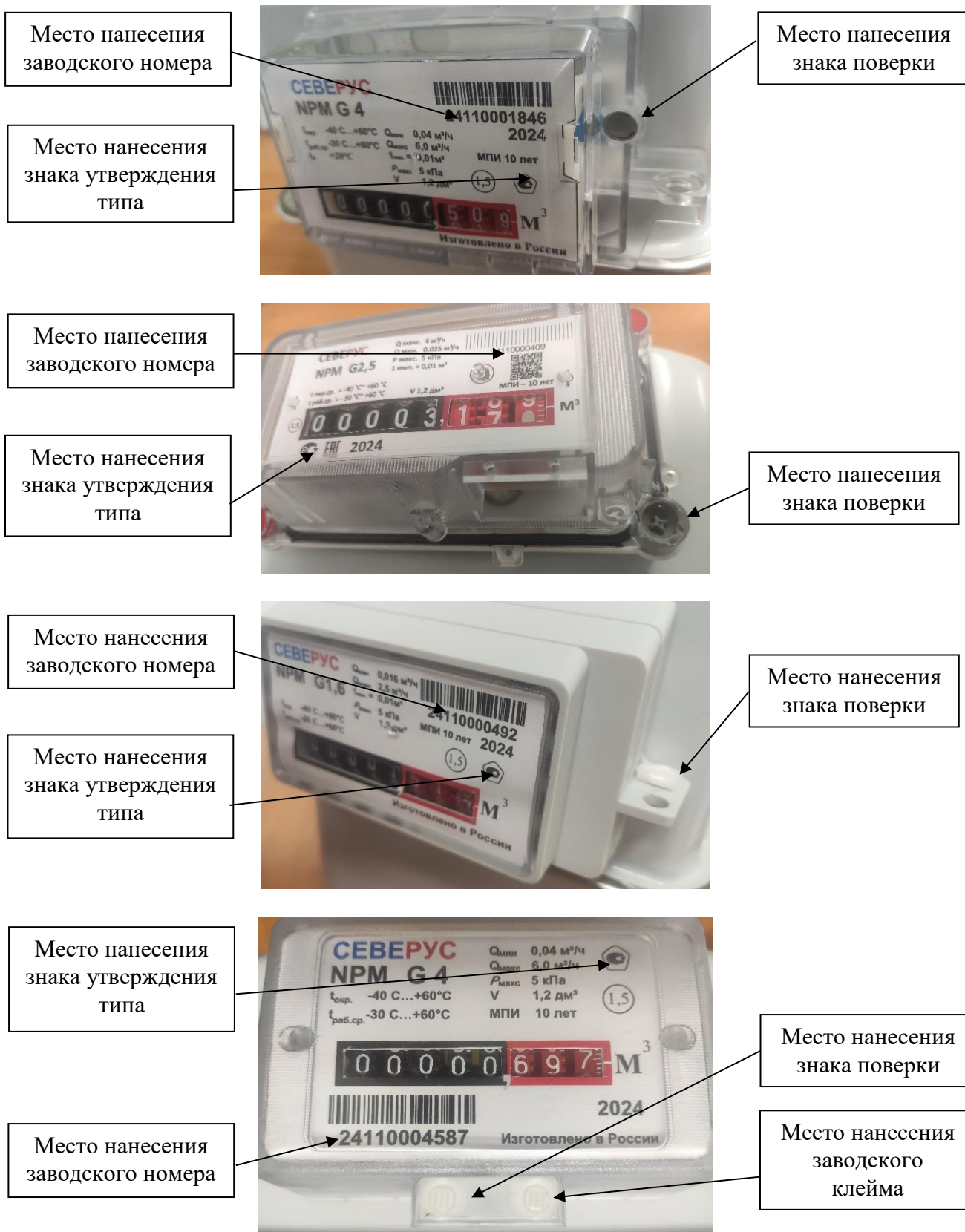


Рисунок 9 – Место нанесения знака утверждения типа, заводского номера, знака поверки и заводского клейма счетчиков в исполнении СЕВЕРУС

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
Типоразмер счетчика	G1,6	G2,5	G4
Максимальный расход $Q_{\max}$, м ³ /ч	2,5	4,0	6,0
Номинальный расход Q_{nom} , м ³ /ч	1,6	2,5	4,0
Минимальный расход $Q_{\min}$, м ³ /ч	0,016	0,025	0,040
Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне расходов при температуре газа плюс 20 °С, %: – от $Q_{\min}$ до $0,1 \cdot Q_{\text{nom}}$ – от $0,1 \cdot Q_{\text{nom}}$ до $Q_{\max}$ включительно	±3,0 ±1,5		
Дополнительная относительная погрешность счетчиков в исполнении ГАЗДЕВАЙС, вызванная отклонением температуры измеряемого объема газа от стандартной, при изменении температуры на 1 °С, %, не более	±0,45		
Изменение относительной погрешности счетчиков, в исполнении СЕВЕРУС, вызванное отклонением температуры измеряемой среды от нормальной, на каждые 10 °С, %	±0,4		
Нормальные условия измерений: температура измеряемой среды, °С	от +15 до +25		
Максимальное избыточное рабочее давление, кПа	5		
Допускаемая потеря давления, при $Q_{\max}$, Па, не более	200		
Циклический объем, дм ³	1,2		
Емкость отсчетного устройства, м ³	99999,999		
Порог чувствительности счетчика, м ³ /ч, не более	$0,002 \cdot Q_{\text{nom}}$		
Диапазон температур окружающей среды, °С	от -40 до +60		
Диапазон температур рабочей среды, °С: – исполнение ГАЗДЕВАЙС – исполнение СЕВЕРУС	от -40 до +60 от -30 до +60		
Параметры датчика импульсов*: – напряжение, В – ток потребления, мкА, не более – вес одного импульса, м ³	от 2,4 до 3,6 20 0,01		
Габаритные размеры, мм: – высота – ширина – длина	218/221,5 188/205 163/165		
Межцентровое расстояние между штуцерами, мм	110±0,2		
Обозначение резьбы входного и выходного штуцеров	G1¼-B; G1-B; G¾-B; G½-B; M30×2		
Масса, кг, не более	1,8/2,5		
* Датчик импульсов поставляется по дополнительному заказу.			

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится на заводскую маркировочную табличку счетчика методом печати или на корпус сумматора лазерным способом и на эксплуатационную документацию типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик газа объемный диафрагменный	NPM	1 шт.
Фильтр-сетка	—	1 шт.
Колпачок штуцера	—	2 шт.
Датчик импульсов	ГЮНК.428825.001	1 шт.*
Паспорт	ГЮНК.407260.004 ПС ГЮНК.407260.004 ПС Ч2**	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ГЮНК.407260.004 РЭ	1 экз.*
* Поставляется по дополнительному заказу. ** Для счетчиков в исполнении СЕВЕРУС.		

Сведения о методиках (методах) измерений

изложена в п. 1.3 Руководства по эксплуатации ГЮНК.407260.004 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»

ТУ 4213-004-45737844-01 «Счетчики газа объемные диафрагменные NPM (G1,6; G2,5; G4). Технические условия»

Изготовители

Акционерное общество «Газдевайс»

(АО «Газдевайс»)

ИНН 5003024552

Адрес: 142715, Московская обл., г. Видное, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Телефон: (498) 657-81-42

E-mail: secretar@gazdevice.ru

Акционерное общество «Северус»

(АО «Северус»)

ИНН 5003166331

Адрес: 142715, Московская обл., г.о. Ленинский, п. совхоза им. Ленина, тер. Восточная промзона, влд. 3, стр. 1

Телефон: 800-550-16-01

Испытательные центры

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии - Ростест»

(ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

Юридический адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Адрес места осуществления деятельности: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: www.rostest.ru

E-mail: info@rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»

(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229

Регистрационный № 71645-18

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X (далее - газоанализаторы) предназначены для автоматического непрерывного измерения объемной доли или массовой концентрации компонентов в воздухе рабочей зоны и газовых средах.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на непрерывном преобразовании сигналов, поступающих с газочувствительных измерительных преобразователей (сенсоров), в аналоговую или в цифровую форму, с последующей обработкой встроенным микропроцессором и выводом результатов измерений на цифровой индикатор газоанализатора и (или) передачу их внешнему компьютеру и другим регистрирующим устройствам или исполнительным механизмам.

Газоанализаторы могут комплектоваться сенсорами следующих типов: оптический, полупроводниковый, термокаталитический, фотоионизационный, электрохимический.

Газоанализаторы имеют диффузионный способ отбора пробы.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение объемной доли или массовой концентрации определяемого компонента;
- сигнализацию о превышении заданных пороговых значений определяемого компонента;
- самодиагностику;
- сохранение журнала событий, включая пиковые значения концентрации определяемого компонента, тип и длительность события, время, прошедшее с момента регистрации тревоги.

Газоанализаторы выпускаются в модификациях в зависимости от функционального исполнения и контролируемых газов, и имеют следующее обозначение Бинар-XX-XXX-X, где первая цифра (-XX-) это обозначение определяемого компонента согласно таблице 3, вторая цифра (-XXX-) функциональное исполнение прибора согласно таблице 1, третья цифра (-X-) тип корпуса (А – алюминий, Н – нержавеющая сталь).

Таблица 1 – Функциональное исполнение газоанализаторов

Обозначение	Функциональное исполнение
Бинар-XX-000-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Функциональное исполнение
Бинар-XX-001-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-010-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-100-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-011-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus
Бинар-XX-111-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-110-X	Контроль и индикация контролируемого газа на LED-индикаторе, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»
Бинар-XX-101-X	Измерение концентрации контролируемого газа без индикации, наличие аккумуляторного блока питания, выдача унифицированного сигнала от 4 до 20 мА об объемной доле контролируемого газа (по отдельному заказу с HART протоколом) или RS-485 протокол ModBus, наличие управляющих контактов типа наличие управляющего контакта типа «Сухой контакт»

Газоанализатор любой модификации при производстве может быть оснащен цифровым выходом с протоколом HART.

Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера приведен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится термографическим способом или лазерной гравировкой на маркировочную табличку в месте, указанном на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, заводского номера

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют защиту программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства посредством установки системы защиты микроконтроллера от чтения и записи.

Уровень защиты встроенного программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - высокий.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Binar
Номер версии (идентификационный номер ПО):	не ниже 7.3
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Аммиак (NH_3)	ЭХ	120	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 71 мг/м^3)	от 0 до 10 млн^{-1} включ.	$\pm 2 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 10 до 100 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Аммиак (NH_3)	ФИ	40	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 71 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1}	$\pm 10 \text{ млн}^{-1}$	-
Аммиак (NH_3)	ЭХ	120	от 0 до 1000 млн^{-1} (от 0 до 710 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} включ.	$\pm 15 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 млн^{-1}	-	$\pm 15 \%$
Аммиак (NH_3)	ФИ	40	от 0 до 1000 млн^{-1} (от 0 до 710 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} включ.	$\pm 20 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Арсин (AsH_3)	ЭХ	30	от 0 до 1 млн^{-1} (от 0 до 3,24 мг/м^3)	от 0 до 0,5 млн^{-1} включ.	$\pm 0,1 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 0,5 до 1 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Ацетилен (C_2H_2)	ФИ	60	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 216,5 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 10 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Ацетилен (C_2H_2)	ТК, ИК	40	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Ацетилен (C_2H_2)	ТК, ИК	40	от 0 до 1,15 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Ацетон (C_3H_6O)	ФИ	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 483 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	±10 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 200 $млн^{-1}$	-	±20 %
Ацетон (C_3H_6O)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Ацетон (C_3H_6O)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,25 % об.д.		±0,1 % об.д.	-
Бензол (C_6H_6)	ФИ, ЭХ	20	от 0 до 20 $млн^{-1}$ (от 0 до 65 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	±1 $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 20 $млн^{-1}$	-	±20 %
Бензол (C_6H_6)	ФИ, ЭХ	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 650 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	±15 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 200 $млн^{-1}$	-	±15 %
Бензол (C_6H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Бензол (C_6H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,6 % об. д.		±0,06 % об. д.	-
Бензол (C_6H_6)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Бензол (C_6H_6)	ИК	20	от 0 до 1,2 % об.д.	от 0 до 0,6 % об. д. включ.	±0,06 % об. д.	-
				св. 0,6 до 1,2 % об.д.	-	±10 %
Бутан (C_4H_{10})	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Бутан (C_4H_{10})	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,04 % об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Бутан (C_4H_{10})	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	$\pm 3\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 5\%$
Бутан (C_4H_{10})	ИК	20	от 0 до 1,4 % об. д.	от 0 до 0,7 % об. д. включ.	$\pm 0,04\%$ об. д.	-
				св. 0,7 до 1,4 % об. д.	-	$\pm 5\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 84 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 15 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	$\pm 15\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 2000 $млн^{-1}$ (от 0 до 167,6 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 20 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 2000 $млн^{-1}$	-	$\pm 20\%$
Водород (H_2)	ЭХ	20	от 0 до 4000 $млн^{-1}$ (от 0 до 335 $мг/м^3$)	от 0 до 200 $млн^{-1}$ включ.	± 20 $млн^{-1}$	-
				св. 200 до 4000 $млн^{-1}$	-	$\pm 10\%$
Водород (H_2)	ТК, ЭХ	20	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Водород (H_2)	ТК, ЭХ	20	от 0 до 2 % об. д.		$\pm 0,2\%$ об. д.	-
Водород (H_2)	ЭХ	60	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	$\pm 5\%$ НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	$\pm 10\%$
Водород (H_2)	ЭХ	60	от 0 до 4 % об. д.	от 0 до 2 % об. д. включ.	$\pm 0,2\%$ об. д.	-
				св. 2 до 4 % об. д.	-	$\pm 10\%$
Гексан (C_6H_{14})	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Гексан (C_6H_{14})	ТК, ИК	20	от 0 до 0,5 % об. д.		$\pm 0,05\%$ об. д.	-
Гексан (C_6H_{14})	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Гексан (C ₆ H ₁₄)	ИК	20	от 0 до 1 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 833 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ФИ	20	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8330 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±20 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,55 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Гептан (C ₇ H ₁₆)	ИК	20	от 0 до 1,1 % об. д.	от 0 до 0,55 % об. д.	±0,05 % об. д.	-
				св. 0,55 до 1,1 % об. д.	-	±10 %
Горючие газы (ЕХ) ²⁾	ТК, ИК	30	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Горючие газы (ЕХ) ²⁾	ИК	30	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±5 %
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±20 %
Диоксид азота (NO ₂)	ЭХ	60	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 95,6 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Диоксид азота (NO_2)	ЭХ	60	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 190,8 мг/м^3)	от 0 до 20 млн^{-1} включ.	$\pm 4 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 20 до 100 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Диоксид азота (NO_2)	ЭХ	60	от 0 до 500 млн^{-1} (от 0 до 956 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} включ.	$\pm 10 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 100 до 500 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Диоксид серы (SO_2)	ЭХ	60	от 0 до 20 млн^{-1} (от 0 до 53 мг/м^3)	от 0 до 3,8 млн^{-1} включ.	$\pm 0,76 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 3,8 до 20 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Диоксид серы (SO_2)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 530 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Диоксид углерода (CO_2)	ИК	20	от 0 до 5 % об. д.	от 0 до 2,0 % об. д. включ.	$\pm 0,2 \%$ об. д.	-
				св. 2 до 5 % об. д.	-	$\pm 10 \%$
Изобутан ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$)	ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 483 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} включ.	$\pm 10 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 100 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Изобутан ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5 \%$ НКПР	-
Изобутан ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,65 % об. д.		$\pm 0,06 \%$ об. д.	-
Изобутилен ($i\text{-C}_4\text{H}_8$)	ФИ	20	от 0 до 20 млн^{-1} (от 0 до 46,6 мг/м^3)		$\pm 1 \text{ млн}^{-1}$	-
Изобутилен ($i\text{-C}_4\text{H}_8$)	ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 466 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Изобутилен ($i\text{-C}_4\text{H}_8$)	ФИ	20	от 0 до 1000 млн^{-1} (от 0 до 2332 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} включ.	$\pm 15 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 млн^{-1}	-	$\pm 15 \%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 4665 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	±30 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	±15 %
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 5000 млн ⁻¹ (от 0 до 11662 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ включ.	±75 млн ⁻¹	-
				св. 500 до 5000 млн ⁻¹	-	±15%
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ФИ	20	от 0 до 10000 млн ⁻¹ (от 0 до 23324 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ.	±150 млн ⁻¹	-
				св. 1000 до 10000 млн ⁻¹	-	±15%
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,9 % об. д.		±0,09 % об. д.	
Кислород (O ₂)	ЭХ, ИК	40	от 0 до 30 % об. д.		±0,6 % об. д.	-
Ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	ФИ	20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 88 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 5 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Ксилол (C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 880 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Метан (CH ₄)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Метан (CH ₄)	ТК, ИК	20	от 0 до 2,2 % об. д.		±0,1% об. д.	-
Метан (CH ₄)	ИК, ПП	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±5 %
Метан (CH ₄)	ИК, ПП	20	от 0 до 4,4 % об. д.	от 0 до 2,2% об. д. включ.	±0,1% об. д.	-
				св. 2,2 до 4,4 % об. д.	-	±5 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Метанол (CH_3OH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 20 млн^{-1} (от 0 до 26,6 мг/м^3)	от 0 до 5 млн^{-1} включ.	$\pm 1 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 5 до 20 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метанол (CH_3OH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 266 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метанол (CH_3OH)	ТК, ИК	40	от 0 до 50 % НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Метанол (CH_3OH)	ТК, ИК	40	от 0 до 3 % об. д.		$\pm 0,3 \%$ об. д.	-
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 15 млн^{-1} (от 0 до 30 мг/м^3)	от 0 до 3 млн^{-1} включ.	$\pm 0,6 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 3 до 15 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 200 млн^{-1} (от 0 до 400 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 200 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ТК, ИК	20	от 0 до 50% НКПР		$\pm 5\%$ НКПР	-
Метилмеркаптан (CH_3SH)	ТК, ИК	20	от 0 до 2,65 % об. д.		$\pm 0,3 \%$ об. д.	-
Озон (O_3)	ЭХ	60	от 0 до 1 млн^{-1} (от 0 до 2 мг/м^3)	от 0 до 0,1 млн^{-1} включ.	$\pm 0,02 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 0,1 до 1 млн^{-1}	-	$\pm 20 \%$
Оксид азота (NO)	ЭХ	60	от 0 до 25 млн^{-1} (от 0 до 31 мг/м^3)	от 0 до 10 млн^{-1} включ.	$\pm 1 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 10 до 25 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$
Оксид азота (NO)	ЭХ	60	от 0 до 250 млн^{-1} (от 0 до 310 мг/м^3)	от 0 до 50 млн^{-1} включ.	$\pm 5 \text{ млн}^{-1}$	-
				св. 50 до 250 млн^{-1}	-	$\pm 10 \%$

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 116 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 232 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 20 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1160 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±10 %
Оксид углерода (CO)	ЭХ	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2320 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±10 %
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,5 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ³⁾ (по гексану)	ИК	20	от 0 до 1 % об. д.		±0,05 % об. д.	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ⁴⁾ (по пропану)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C _x H _y) ⁴⁾ (по пропану)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,85 % об. д.		±0,085 % об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Пары нефтепродуктов (C_xH_y) ⁴⁾ (по пропану)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пары нефтепродуктов (C_xH_y) ⁴⁾ (по пропану)	ИК	20	от 0 до 1,7 % об. д.		±0,085 % об. д.	-
Пентан (C_5H_{12})	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Пентан (C_5H_{12})	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Пентан (C_5H_{12})	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Пентан (C_5H_{12})	ИК	20	от 0 до 1,4 % об. д.	от 0 до 0,7 % об. д. включ.	±0,07 % об. д.	-
				св. 0,7 до 1,4 % об. д.	-	±10 %
Пропан (C_3H_8)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±3 % НКПР	-
Пропан (C_3H_8)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,85 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Пропан (C_3H_8)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±3 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Пропан (C_3H_8)	ИК	20	от 0 до 1,7 % об. д.	от 0 до 0,85 % об. д. включ.	±0,07 % об. д.	-
				св. 0,85 до 1,7 % об. д.	-	±10 %
Пропилен (C_3H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 353,5 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	±10 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 200 $млн^{-1}$	-	±10 %
Пропилен (C_3H_6)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Пропилен (C_3H_6)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	± 5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	± 10 %
Пропилен (C_3H_6)	ИК	20	от 0 до 2 % об. д.	от 0 до 1 % об. д. включ.	$\pm 0,1$ % об. д.	-
				св. 1 до 2 % об. д.	-	± 10 %
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³)	от 0 до 2,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,5$ млн ⁻¹	-
				св. 2,5 до 7,1 млн ⁻¹	-	± 20 %
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 43 мг/м ³)	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 1,4$ млн ⁻¹	-
				св. 7,1 до 30 млн ⁻¹	-	± 20 %
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 283 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 10 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 200 млн ⁻¹	-	± 10 %
Сероводород (H_2S)	ЭХ	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2827,7 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-
				св. 200 до 2000 млн ⁻¹	-	± 10 %
Сероуглерод (CS_2)	ФИ	20	от 0 до 15 млн ⁻¹ (от 0 до 47 мг/м ³)	от 0 до 3,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,62$ млн ⁻¹	-
				св. 3,1 до 15 млн ⁻¹	-	± 20 %
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	60	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 3,4 мг/м ³)	от 0 до 0,6 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,12$ млн ⁻¹	-
				св. 0,6 до 3 млн ⁻¹	-	± 20 %
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 11,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %
Синильная кислота (HCN)	ЭХ	100	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 34 мг/м ³)	от 0 до 6 млн ⁻¹ включ.	$\pm 1,2$ млн ⁻¹	-
				св. 6 до 30 млн ⁻¹	-	± 20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Стирол (C_8H_8)	ФИ	20	от 0 до 20 $млн^{-1}$ (от 0 до 86,4 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 20 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Стирол (C_8H_8)	ФИ	20	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 864 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 10 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 200 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 20 $млн^{-1}$ (от 0 до 76,6 $мг/м^3$)	от 0 до 10 $млн^{-1}$ включ.	± 1 $млн^{-1}$	-
				св. 10 до 20 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Толуол ($C_6H_5CH_3$)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,55 % об. д.		$\pm 0,05$ % об. д.	-
Фенол (C_6H_6O)	ФИ	20	от 0 до 4 $млн^{-1}$ (от 0 до 15,6 $мг/м^3$)	от 0 до 0,8 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,16$ $млн^{-1}$	-
				св. 0,8 до 4 $млн^{-1}$	-	± 20 %
Формальдегид (H_2CO)	ЭХ	30	от 0 до 10 $млн^{-1}$ (от 0 до 12,5 $мг/м^3$)	от 0 до 2 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,4$ $млн^{-1}$	-
				св. 2 до 10 $млн^{-1}$	-	± 20 %
Формальдегид (H_2CO)	ЭХ	60	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 1247 $мг/м^3$)	от 0 до 200 $млн^{-1}$ включ.	± 20 $млн^{-1}$	-
				св. 200 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Фосген ($COCl_2$)	ЭХ	120	от 0 до 1 $млн^{-1}$ (от 0 до 4,1 $мг/м^3$)	от 0 до 0,2 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,04$ $млн^{-1}$	-
				св. 0,2 до 1 $млн^{-1}$	-	± 20 %
Фосфин (PH_3)	ЭХ	60	от 0 до 5 $млн^{-1}$ (от 0 до 7 $мг/м^3$)	от 0 до 2 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,3$ $млн^{-1}$	-
				св. 2 до 5 $млн^{-1}$	-	± 15 %
Фосфин (PH_3)	ЭХ	60	от 0 до 20 $млн^{-1}$ (от 0 до 28,3 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	± 1 $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 20 $млн^{-1}$	-	± 20 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний T _{0,9} , не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Фтороводород (HF)	ЭХ	90	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 29,5 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлор (Cl ₂)	ЭХ	60	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 147,5 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %
Хлороводород (HCL)	ЭХ	70	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 30,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-
				св. 2 до 20 млн ⁻¹	-	±10 %
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ФИ	20	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 686 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±10 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±20 %
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,6 % об. д.		±0,06 % об. д.	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	ТК, ИК	20	от 0 до 0,7 % об. д.		±0,07 % об. д.	-
Этан (C ₂ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Этан (C ₂ H ₆)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,2 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Этан (C ₂ H ₆)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50 % НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Этан (C ₂ H ₆)	ИК	20	от 0 до 2,4 % об. д.	от 0 до 1,2 % об. д. включ.	±0,1 % об. д.	-
				св. 1,2 до 2,4 % об. д.	-	±10 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Этанол (C_2H_5OH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 200 $млн^{-1}$ (от 0 до 383 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	± 5 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 200 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этанол (C_2H_5OH)	ИК, ТК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этанол (C_2H_5OH)	ИК, ТК	20	от 0 до 1,55 % об.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этилен (C_2H_4)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 10 $млн^{-1}$ (от 0 до 11,7 $мг/м^3$)	от 0 до 5 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 0,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 5 до 10 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этилен (C_2H_4)	ЭХ, ФИ	20	от 0 до 1500 $млн^{-1}$ (от 0 до 1755 $мг/м^3$)	от 0 до 250 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 250 до 1500 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этилен (C_2H_4)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этилен (C_2H_4)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,15 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этилен (C_2H_4)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этилен (C_2H_4)	ИК	20	от 0 до 2,3 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	140	от 0 до 10 $млн^{-1}$ (от 0 до 18,3 $мг/м^3$)		$\pm 0,1$ $млн^{-1}$	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	140	от 0 до 100 $млн^{-1}$ (от 0 до 183 $мг/м^3$)	от 0 до 50 $млн^{-1}$ включ.	± 5 $млн^{-1}$	-
				св. 50 до 100 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этиленоксид (C_2H_4O)	ЭХ	120	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 1830 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 10 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 10 %
Этиленоксид (C_2H_4O)	ТК, ИК	20	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР	-
Этиленоксид (C_2H_4O)	ТК, ИК	20	от 0 до 1,3 % об. д.		$\pm 0,1$ % об. д.	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Этиленоксид (C_2H_4O)	ИК	20	от 0 до 100 % НКПР	от 0 до 50% НКПР включ.	±5 % НКПР	-
				св. 50 до 100 % НКПР	-	±10 %
Этиленоксид (C_2H_4O)	ИК	20	от 0 до 2,6 % об. д.	от 0 до 1,3 % об. д. включ.	±0,1 % об. д.	-
				св. 1,3 до 2,6 % об. д.	-	±10 %
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,8 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-
				св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ЭХ, ФИ	60	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 516,6 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-
				св. 50 до 200 млн ⁻¹	-	±10 %
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ТК, ИК	60	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-
Этилмеркаптан (C_2H_5SH)	ТК, ИК	60	от 0 до 1,4 % об. д.		±0,1 % об. д.	-
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 360 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2,5 млн ⁻¹	-
				св. 10 до 100 млн ⁻¹ включ.	-	±25 %
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3600 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±25 %
Хлордифторметан ($CHClF_2$, Хладон R22)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 7200 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±25 %
Пентафторэтан (C_2HF_5 , Хладон R125)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 10000 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	±25 млн ⁻¹	-
				св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	±25 %

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 $млн^{-1}$ (от 0 до 424 $мг/м^3$)	от 0 до 10 $млн^{-1}$ включ.	$\pm 2,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 10 до 100 $млн^{-1}$	-	± 25 %
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 4240 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
1,1,1,2-тетрафторэтан ($C_2H_2F_4$, Хладон R134a)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 $млн^{-1}$ (от 0 до 8480 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 2000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
1,1,1-трифторэтан ($C_2H_3F_3$, Хладон R143a)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 $млн^{-1}$ (от 0 до 7000 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 2000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R404a ($C_2HF_5 + C_2H_3F_3 + C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 $млн^{-1}$ (от 0 до 8480 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 2000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R407a ($CH_2F_2 + C_2HF_5 + C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 3850 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$ включ.	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R407c ($CH_2F_2 + C_2HF_5 + C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 $млн^{-1}$ (от 0 до 385 $мг/м^3$)	от 0 до 10 $млн^{-1}$	$\pm 2,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 10 до 100 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R407c ($CH_2F_2 + C_2HF_5 + C_2H_2F_4$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 3850 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R410a ($CH_2F_2 + C_2HF_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 100 $млн^{-1}$ (от 0 до 358 $мг/м^3$)	от 0 до 10 $млн^{-1}$	$\pm 2,5$ $млн^{-1}$	-
				св. 10 до 100 $млн^{-1}$	-	± 25 %
Хладон R410a ($CH_2F_2 + C_2HF_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 1000 $млн^{-1}$ (от 0 до 3580 $мг/м^3$)	от 0 до 100 $млн^{-1}$	± 25 $млн^{-1}$	-
				св. 100 до 1000 $млн^{-1}$	-	± 25 %

Окончание таблицы 3

Определяемый компонент	Тип применяемого сенсора ¹⁾	Время установления показаний $T_{0,9}$, не более, с	Диапазон измерений концентраций определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности	
					абсолютной	относительной
Хладон R410a ($\text{CH}_2\text{F}_2 + \text{C}_2\text{HF}_5$)	ПП, ИК	60	от 0 до 2000 млн^{-1} (от 0 до 7160 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1}	± 25 млн^{-1}	-
				св. 100 до 2000 млн^{-1}	-	± 25 %
Гексафторид серы (SF_6)	ИК	60	от 0 до 1000 млн^{-1} (от 0 до 6000 мг/м^3)	от 0 до 82,4 млн^{-1} включ.	$\pm 8,2$ млн^{-1}	-
				св. 82,4 до 1000 млн^{-1}	-	± 10 %

¹⁾ – Тип применяемого сенсора: ЭХ - электрохимический; ФИ - фотоионизационный; ТК - термокаталитический; ИК - инфракрасный оптический; ПП - полупроводниковый. Тип сенсора указывается вместе с диапазоном измерений на корпусе датчика;

²⁾ – Поверочным компонентом является один из следующих определяемых компонентов: метан (CH_4), бутан (C_4H_{10}), гексан (C_6H_{14}), водород (H_2), ацетилен (C_2H_2), этилен (C_2H_4), пропан (C_3H_8);

³⁾ – Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90. Поверочным компонентом является гексан (C_6H_{14});

⁴⁾ – Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013, уайт-спирит по ГОСТ 3134-78, топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86, бензин автомобильный в соответствии с техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013, газовый конденсат, бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002, керосин по ТУ 38.71-5810-90. Поверочным компонентом является пропан (C_3H_8).

Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020, для паров нефтепродуктов - в соответствии с государственными стандартами на нефтепродукты конкретного вида;

Пересчет в массовую концентрацию указан в нормальных условиях эксплуатации (20 °C и 760 мм рт. ст., 60 % отн. влажности).

Таблица 4 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °C, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализаторов от изменения относительной влажности в диапазоне рабочих условий, на каждые 10 %, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	24±6
Потребляемая мощность, Вт, не более: - стандартное исполнение - арктическое исполнение	1,5 5
Габаритные размеры, мм, не более: - высота - ширина - длина	183 143 107
Масса, кг, не более: - алюминиевый корпус - стальной корпус	2 3,5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность (при температуре +35 °С), %, не более - атмосферное давление, кПа	от -10 до +60 (Бинар-XX-XX1-X) от -40 до +60 (Бинар-XX-X1X-X, Бинар-XX-1XX-X) от -60 до +60 (арктическое исполнение) 95 от 87,8 до 119,7
Маркировка взрывозащиты	1Ex db [ib Gb] IIC T6 Gb X
Время прогрева, мин, не более: - для сенсоров фотоионизационного, термокаталитического, инфра-красного, полупроводникового - для электрохимических сенсоров	3 10

Таблица 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	15
Средняя наработка на отказ, ч	30000

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку термографическим способом или лазерной гравировкой и на титульный лист руководства по эксплуатации, паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор Бинар-XX-XXX-X	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	КДГА.413214.002.000 РЭ	1 экз. на поставку
Паспорт	КДГА.413214.002.000 ПС	1 экз.
Насадка для подачи газа	-	1 шт. на поставку
Программное обеспечение	-	по отдельному заказу
Козырек защиты от погодных условий	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа на трубу	-	по отдельному заказу
Комплект для монтажа в воздуховоде	-	по отдельному заказу
Кабельный ввод	-	по отдельному заказу
Магнитный ключ	-	по отдельному заказу

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и принцип работы» документа КДГА.413214.002.000 РЭ «Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от «31» декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»

Постановление Правительства Российской Федерации от «16» ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (п. 4.43)

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия

ГОСТ ИЕС 60079-29-1-2013 Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ТУ 4215-001-11425056-2015 с изм. 2 Газоанализаторы Бинар-XX-XXX-X Технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «АРТГАЗ»

(АО «АРТГАЗ»)

ИНН 7726703380

Юридический адрес: 111123, г. Москва, ш. Энтузиастов, д. 56, стр. 32, помещ. 282

Адрес места осуществления деятельности: 105187, г. Москва, 1-ая улица Измайловского Зверинца, д. 8

Тел.: +7 (495) 123-34-14

E-mail: info@art-gas.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Тел./факс: +7 (495) 437-55-77/437-56-66

Web сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц 30004-13

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»

(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Проспект Вернадского, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314164

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кстовских тепловых сетей филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кстовских тепловых сетей филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3, 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) Кстовских тепловых сетей филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени ИСС (далее – УСВ) и программное обеспечение (далее – ПО) АИИС Элдис.

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УСВ, на основе приемника сигналов точного времени от глобальной навигационной спутниковой системы (ГЛОНАСС/GPS). УСВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 3 с.

Факты синхронизации времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после синхронизации или величины синхронизации времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчика и сервера.

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

Заводской номер АИИС КУЭ: 1.

Нанесение знака поверки АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО АИИС Элдис, в состав которого входят модули, указанные в таблицах 1, 2. ПО АИИС Элдис обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО АИИС Элдис.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	АИИС Элдис
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 2020619446V2
Цифровой идентификатор ПО	См. Таблицу 2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC16

Таблица 2 – Цифровой идентификатор ПО

Тип счетчика	Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполнения кода)
Меркурий 203	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 203	Merkurii_203.dll	02.03.0486	0x3AC6
Меркурий 206	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 200 (206)	Merkurii_200_206.dll	01.01.1246	0xBCA5
Меркурий 230	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 230	Merkurii_230.dll	01.03.1944	0xF682
Меркурий 234	Драйвер счетчика электроэнергии Меркурий 234	Merkurii_234.dll	02.00.1542	0x43FD
Милур 107	Драйвер счетчика электроэнергии Милур 107	Milur_107.dll	01.00.0656	0xA134

ПО АИИС Элдис не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-1; ф-603 ПС Восточная, ТП-1127	-	-	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
2	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-2; ф-608 ПС Восточная, ТП-1123	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
3	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-3; ф-626 ПС Западная, ТП-1191	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
4	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-4 (Ввод №1); ф-603 ПС Восточная, ТП-46	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-4 (Ввод №2); ф-603 ПС Восточная, ТП- 47	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
6	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-5; ТП-1129, ТП-1197	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
7	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-6; ф-608 ПС Восточная, ТП-1132	-	-	Меркурий 234 ART-01 P Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
8	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-7; ф-604, 608 ПС Восточная, ТП- 1150	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
9	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-8; ф-504 ПС Восточная, ТП-1151	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
10	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-11 (Ввод №2); ф-623 ПС Западная, ТП- 47/7	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-11 (Ввод №1); ф-623 ПС Западная, ТП- 47/7	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
12	ОАО Мегафон (от ЦТП 11)	-	-	Меркурий 234 ARTM-01 POB.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
13	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-12 (Ввод №1); ф-608 ПС Восточная, ТП-9	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
14	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-12 (Ввод №2); ф-608 ПС Восточная, ТП-9	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
15	БССС Билайн (от ЦТП-12)	-	-	Меркурий 234 ARTM-01 POB.R Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
16	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-13 (Ввод №2); ф-611.624 ПС Рубин, ТП- 1185	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-13 (Ввод №1); ф-611.624 ПС Рубин, ТП- 1185	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 100/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G Кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
18	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-14 (Ввод №2); ТП-58	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
19	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-14 (Ввод №1); ТП-58	-	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
20	ПАО «Ростелеком» (от ЦТП-14)	-	-	Меркурий 203.2T RBO Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 55299-13		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
21	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-26 (Ввод №1); ф-618, 628 ПС Западная, ТП-1138	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7
22	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-26 (Ввод №2); ф-618, 628 ПС Западная, ТП-1138	ТТИ Кл. т. 0,5S Ктт 200/5 Рег. № 28139-12	-	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная	±1,0	±3,3
						реактивная	±2,4	±5,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ВРУ-0,4 кВ мастерской г.Кстово, ул. Чванова 2; ф- 625, 628 ПС Западная, ТП- 1105	-	-	Меркурий 234 ART-02 P Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 48266-11	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
24	ВРУ-0,4 кВ котельной ЦРБ. г.Кстово, ул. Зеленая; ф-626 ПС Западная, ТП-1190	Т-0,66 У3 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 71031-18	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
25	РУ-0,4 кВ ТП- 1099 (ОАО «Завод «Агат»); (ЦТП-10 ввод №1)	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
26	РУ-0,4 кВ ТП- 1099 (ОАО «Завод «Агат»); (ЦТП-10 ввод № 2)	Т-0,66 Кл. т. 0,5 КТТ 150/5 Рег. № 52667-13	-	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,0	±3,2
						реактивная	±2,4	±5,6
27	ВРУ-0,4 кВ ЦТП-12 (уличное освещение)	-	-	Меркурий 203.2T RBO Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 55299-13		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
28	ВРУ-0,22 кВ складских помещений. Г. Кстово. Ул. Шохина; ф-604 ПС Восточная, ТП-1144	-	-	Милур 107.22-Gr- 1L-D Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 76141-19	ИСС-1.3 Рег. № 71235-18	активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
29	ВРУ-0,4 кВ котельной, г. Кстово, ул. Зеленая; ТП- 1180	-	-	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 23345-07		активная	±1,1	±3,2
						реактивная	±2,4	±6,4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), (±Δ), с							±5	
Примечания 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд I=0,02(0,05)·I _{ном} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 29 от 0 до плюс 40 °С. 4 Допускается замена ТТ и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 5 Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. 6 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.								

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	29
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ, °C - температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для счетчиков Меркурий 203.2T RBO, Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN, Меркурий 234 ART-01 P, Меркурий 234 ART-02 P, Меркурий 234 ARTM-01 POB.R для счетчиков Меркурий 230 ART-01 PQRSIN, Меркурий 230 ART-02 PQRSIN, Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN для счетчиков Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R, Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G, Милур 107.22-GR-1L-D - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 150000 320000 2 70000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество , шт./экз.
Трансформатор тока	ТТИ	12
Трансформатор тока	T-0,66	6
Трансформатор тока	T-0,66 УЗ	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 203.2T RBO	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-01 PQRSIN	5
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN	9
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-01 P	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ART-02 P	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-01 POB.R	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM-02 PBR.R	1
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Меркурий 234 ARTM2-03 PBR.G	3
Счётчик электрической энергии многофункциональный	Милур 107.22-GR-1L-D	1
Устройство синхронизации времени	ИСС	1
Программное обеспечение	АИИС Элдис	1
Паспорт-Формуляр	К-ТП-1-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Кстовских тепловых сетей филиала «Нижегородский» ПАО «Т Плюс», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по аттестации методик измерений RA.RU.312236.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

Правообладатель

Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога «Балтия», км 26-й, д.5, стр. 3, офис 506.
Телефон: +7 (831) 257-71-11
Факс: +7 (831) 257-71-27
E-mail: info.nn@tplusgroup.ru

Изготовитель

Филиал «Нижегородский» Публичного акционерного общества «Т Плюс»
(Филиал «Нижегородский» ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946
Адрес места осуществления деятельности: 603950, г. Нижний Новгород, ул. Алексеевская, д. 10/16
Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, автодорога «Балтия», территория 26 км бизнес-центр «Рига-Ленд», стр. 3, оф. 506 филиал «Нижегородский»
Телефон: +7 (831) 257-71-11
Факс: +7 (831) 257-71-27
E-mail: info.nn@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»
(ООО «Спецэнергопроект»)
Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7
Телефон: +7 (495) 410-28-81
E-mail: info@sepenergo.ru
Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312429

Регистрационный № 76365-19

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические РГС-20 (далее – резервуары) предназначены для измерения объема, а также приема, хранения и отпуска нефти и нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на измерении объема жидких продуктов в зависимости от уровня наполнения.

Резервуары представляют собой горизонтальные цилиндрические емкости с плоскими днищами, состоящими из двух секций, разделенных теплоизолированной перегородкой. Снаружи резервуары теплоизолированы слоем минеральной ваты толщиной 100 мм и покрыты оцинкованными листами. Расположение резервуаров – наземное.

Каждый резервуар оборудован металлической лестницей с ограждением, двумя смотровыми люками, системой клапанов и загрузочными трубами для нефти или нефтепродуктов. Фундамент резервуаров представляет собой металлические стоечные опоры прямоугольного сечения.

Заводские номера наносятся на маркировочную табличку в виде цифрового кода любым технологическим способом.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на резервуары не предусмотрено.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров РГС-20

Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 2.

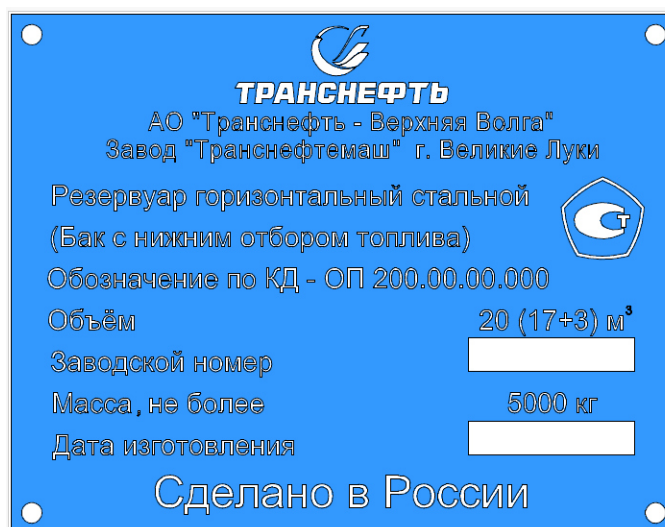


Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РГС-20
Номинальная вместимость, м ³	20
- 1 секция	17
- 2 секция	3
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (объемный метод), %	± 0,25

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	РГС-20
Габаритные размеры, мм - длина - диаметр	7380 2200
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа	от -60 до +50 от 84,0 до 106,7

Таблица 3 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист технического паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной горизонтальный цилиндрический	РГС-20	1 шт.
Технический паспорт резервуара	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	2 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

ФР.1.29.2021.40081 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтепродуктов. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

ФР.1.29.2021.40086 «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в горизонтальных резервуарах»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2356 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости»

ГОСТ 17032-2010 «Резервуары стальные горизонтальные для нефтепродуктов. Технические условия»

ТУ 3116-004-05762252-98 «Установка котельная водонагрейная транспортабельная «УВТ-4,0-95/115». Технические условия»

Изготовитель

Великолукский завод «Транснефтемаш» АО «Транснефть – Верхняя Волга»

ИНН 5260900725

Адрес: 182115, Псковская обл., г. Великие Луки, ул. Гоголя, д. 2

Телефон: (81153) 9-31-58

E-mail: referent-tnm@tvv.transneft.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Рязанской области»
(ФБУ «Рязанский ЦСМ»)

Адрес: 390011, Рязанская обл., г. Рязань, пр-д Старообрядческий, д. 5

Телефон: (4912) 55-00-01, 44-55-84, факс: (4912) 44-55-84

Web-сайт: <http://rscsm-ryazan.ru>

E-mail: asu@rscsm-ryazan.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Рязанский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.311204 от 10.08.2015 г.

В части вносимых изменений

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»

(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

ИНН: 7723107453

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: +7 (495) 950-87-00

E-mail: TAM@transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994