

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91825-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 60400 ЗБ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 60400 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллера измерительного ROC/FloBoss, модификации ROC 809 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 59616-15) (далее – ROC 809) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей давления, температуры, объемного расхода. Физические свойства воды рассчитываются по ГСССД МР 147–2008. По вычисленным значениям плотности воды и измеренным значениям объемного расхода воды ИС производит вычисление массового расхода воды.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- расходомер-счетчик вихревой объемный YEWFlo DY (регистрационный номер 17675-04) (далее – расходомер-счетчик) Ду 100 мм, выходной сигнал – импульсно-частотный;
- преобразователь давления измерительный EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A), выходной сигнал – от 4 до 20 мА;
- термопреобразователь сопротивления ТСП-0193 (регистрационный номер 56560-14) (далее – ТСП 0193), выходной сигнал – 100П;
- преобразователь измерительный серии УТА модели УТА70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – УТА70), выходной сигнал – от 4 до 20 мА.

Основные функции ИС:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений объемного расхода (объема) воды;
- вычисление плотности воды по ГСССД МР 147–2008;
- вычисление массового расхода (массы) воды по измеренным значениям объемного расхода (объема) воды, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений избыточно давления и температуры воды;
- ручной ввод условно-постоянных параметров с клавиатуры;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;

– обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Заводской № 60400 ИС нанесен типографским способом на маркировочную табличку и на титульный лист паспорта ИС. Маркировочная табличка ИС расположена на дверце шкафа, в месте установки ROC 809.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО ИС «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	06Q018
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода воды, м ³ /ч	от 7,461 до 248,770
Диапазон измерений массового расхода воды, кг/ч	от 6451,32 до 248941,20
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) воды, %	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) воды, %	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Вода
Избыточное давление воды, кгс/см ²	от 0 до 16
Температура воды, °С	от 0 до 200
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ROC 809 – в месте установки EJX 530A – в месте установки расходомера-счетчика, ТСП 0193, УТА70 б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 0 до +45 от -45 до +45 от 30 до 85 от 84 до 106
Параметры электрического питания: а) напряжение переменного тока, В б) частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта ИС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 60400 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 60400	—	1
Руководство по эксплуатации	—	1
Паспорт	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем и масса воды. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 60400 ЗБ АО «ТАИФ-НК», аттестованном ООО ЦМ «СТП», регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2023.45241.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта 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».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Юридический адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск,
ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

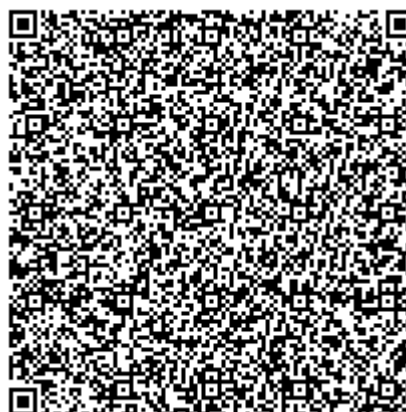
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5,
оф. 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91826-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30402 ЗБ АО «ТАИФ-НК»

Назначение средства измерений

Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30402 ЗБ АО «ТАИФ-НК» (далее – ИС) предназначена для измерений объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи контроллера измерительного ROC/FloBoss, модификации ROC 809 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 59616-15) (далее – ROC 809) входных сигналов, поступающих от первичных измерительных преобразователей давления, температуры, объемного расхода. Физические свойства воды рассчитываются по ГСССД МР 147–2008. По вычисленным значениям плотности воды и измеренным значениям объемного расхода воды ИС производит вычисление массового расхода воды.

В состав ИС входит одна измерительная линия, на которой установлены:

- расходомер-счетчик вихревой объемный YEWFlo DY (регистрационный номер 17675-04) (далее – расходомер-счетчик) Ду 40 мм, выходной сигнал – импульсно-частотный;
- преобразователь давления измерительный EJX (регистрационный номер 28456-04) модели EJX 530A (далее – EJX 530A), выходной сигнал – от 4 до 20 мА;
- термопреобразователь сопротивления ТСП-0193 (регистрационный номер 56560-14) (далее – ТСП 0193), выходной сигнал – 100П;
- преобразователь измерительный серии YTA модели YTA70 (регистрационный номер 26112-08) (далее – YTA70), выходной сигнал – от 4 до 20 мА.

Основные функции ИС:

- измерение в автоматическом режиме мгновенных значений объемного расхода (объема) воды;
- вычисление плотности воды по ГСССД МР 147–2008;
- вычисление массового расхода (массы) воды по измеренным значениям объемного расхода (объема) воды, их индикацию и сигнализацию предельных значений;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию и сигнализацию предельных значений избыточно давления и температуры воды;
- ручной ввод условно-постоянных параметров с клавиатуры;
- хранение и отображение на автоматизированном рабочем месте оператора измеренных и расчетных значений контролируемых параметров;

– обеспечение регистрации и хранения всех текущих значений аналоговых и дискретных переменных ввода/вывода в течение 12 месяцев.

Пломбирование ИС не предусмотрено.

Заводской № 30402 ИС нанесен типографским способом на маркировочную табличку и на титульный лист паспорта ИС. Маркировочная табличка ИС расположена на дверце шкафа, в месте установки ROC 809.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) ИС обеспечивает реализацию функций ИС.

Защита ПО ИС от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО ИС защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя, ведения доступного только для чтения журнала событий.

Уровень защиты ПО ИС «средний» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	06Q018
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.05
Цифровой идентификатор ПО	–

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода воды, м ³ /ч	от 0,57 до 18,67
Диапазон измерений массового расхода воды, кг/ч	от 554,3 до 18676,5
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) воды, %	±1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода (массы) воды, %	±1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Вода
Избыточное давление воды, кгс/см ²	от 0 до 10
Температура воды, °С	от 0 до 50
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: – в месте установки ROC 809 – в месте установки EJX 530A – в месте установки расходомера-счетчика, ТСП 0193, УТА70 б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 0 до +45 от -45 до +45 от 30 до 85 от 84 до 106
Параметры электрического питания: а) напряжение переменного тока, В б) частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1

Знак утверждения типа наносится на
титальный лист паспорта ИС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность ИС

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерительная объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30402 ЗБ АО «ТАИФ-НК», заводской № 30402	–	1
Руководство по эксплуатации	–	1
Паспорт	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Объем и масса воды. Методика измерений системой измерительной объемного расхода (объема) и массового расхода (массы) воды поз. 30402 ЗБ АО «ТАИФ-НК», аттестованном ООО ЦМ «СТП», регистрационный номер в ФИФ ОЕИ ФР.1.29.2023.45226.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта 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».

Правообладатель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Юридический адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ТАИФ-НК» (АО «ТАИФ-НК»)

ИНН 1651025328

Адрес: 423574, Республика Татарстан, Нижнекамский р-н, г. Нижнекамск, ул. Соболековская, зд. 45, оф. 108

Телефон: (8555) 38-16-16

Факс: (8555) 38-17-17

Web-сайт: www.taifnk.ru

E-mail: referent@taifnk.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

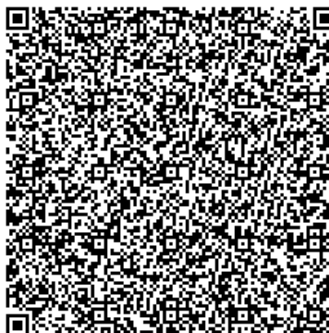
Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5,
оф. 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные КИП-МГ

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные КИП-МГ (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли, массовой и дозрывной концентрации токсичных, горючих, углеводородных газов в атмосферном воздухе, в воздухе рабочей зоны, в закрытых (замкнутых) и жилых помещениях, в промышленных выбросах и открытых пространствах промышленных объектов, воздуховодах, в атмосфере горных выработок, в шахтах и горно-обогатительных комбинатах с подачей предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- термокаталитические (ТК), основанные на беспламенном окислении горючих компонентов газовой смеси на поверхности катализатора;
- электрохимические (ЭХ), основанные на потенциостатической амперометрии, заключающейся в измерении тока при электрохимическом окислении вещества на рабочем электроде электрохимической ячейки;
- инфракрасные (ИК), основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- фотоионизационные (ФИД), основанные на измерении силы тока, вызванного ионизацией газов и паров, пропорциональной концентрации определяемого вещества.

Газоанализаторы представляют собой автоматические приборы непрерывного действия в переносном (портативном) исполнении.

Конструктивно имеют модульную конструкцию, состоящую из измерительной части (интеллектуального сенсора модуля) и интерфейсного модуля. Интеллектуальный сенсорный модуль — это газочувствительный сенсор с электронной платой, в которой происходит преобразование аналогового либо цифрового сигнала в электрический цифровой сигнал с сохранением в памяти градуировочных характеристик и значений термокомпенсации. Интерфейсный модуль преобразовывает полученные сигналы измеренной концентрации в требуемый сигнал для хранения, обработки и передачи данных.

Газоанализаторы изготавливаются в 4 модификациях – КИП-МГс, КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5, которые отличаются конструктивным исполнением, перечнем определяемых компонентов, диапазонами измерений, способом отбора пробы и наличием возможности дооснащением внешними устройствами пробоотбора

Способ отбора пробы - диффузионный либо принудительный с помощью встроенного насоса.

Газоанализаторы КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5 выполнены в корпусе из ударопрочного антистатичного обрезиненного пластика, с дисплеем, батареей и установленными внутри сенсорными модулями и электронной платой с интерфейсной частью.

На задней стенке корпуса расположены:

- шильд;
- самозачищающиеся контакты для заряда аккумулятора блока питания;
- крепление типа «крокодил».

Газоанализатор КИП-МГс выполнен в корпусе из металла либо пластика, без индикации показаний, с электрическим питанием от внешнего источника, и установленными внутри сенсорными модулями и электронной платой с интерфейсной частью.

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- непрерывное измерение концентрации определяемого компонента, цифровая индикация контролируемых компонентов, их диапазонов и пороговых значений с возможностью изменения единиц измерений;

- индикация и сигнализация (для газоанализаторов мод. КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5) о превышении установленных пороговых значений определяемых компонентов (звуковые, вибро- и световые прерывистые сигналы);

- индикация текущей даты и времени;
- индикация самодиагностики;
- индикация температуры окружающей среды;
- индикация и сигнализация неисправностей;
- индикация неподвижности газоанализатора (датчик положения);
- индикацией работы встроенного насоса;
- управление зарядом, индикация и сигнализация о разряде аккумулятора;
- сигнализация о включенном состоянии;
- непрерывная автоматическая запись информации о концентрации определяемого компонента и параметрах работы газоанализатора в режиме реального времени в архивную память с привязкой к реальному времени.

Газоанализаторы сохраняют в памяти результаты измерений и обеспечивают вывод данных на персональный компьютер при помощи USB-порта, ИК-порта и с помощью беспроводных модулей передачи данных 3G/4G/LTE, LoRaWAN, LoRa, E-WIRE (опционально), Bluetooth (опционально); модуль определения местоположения (GPS, ГЛОНАСС (опционально)).

Заводские установки порогов срабатывания сигнализации могут быть перенастроены пользователем в процессе эксплуатации в режиме установок газоанализатора.

Газоанализаторы могут использоваться в качестве самостоятельного изделия или в составе газоаналитических систем.

Результаты измерений могут быть представлены в пересчете на единицы массовой концентрации (мг/м^3), в объемных долях ($\%$, млн^{-1}) и $\%$ нижнего концентрационного предела распространения пламени ($\%$, НКПР).

Защита от несанкционированного доступа к настройкам газоанализаторов осуществляется посредством введения секретного кода (пароля).

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунках 1-4.

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения наносится типографским методом на идентификационную табличку (рисунки 1.1 – 1.4), закрепленную на панели прибора.



Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ1

Место нанесения
серийного номера

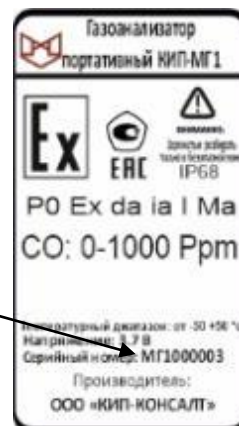


Рисунок 1.1 – Идентификационная табличка газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ1



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ4

Место нанесения
серийного номера

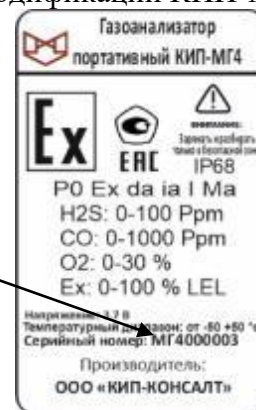


Рисунок 2.1 – Идентификационная табличка газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ4



Рисунок 3 – Общий вид газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ5

Место нанесения
серийного номера

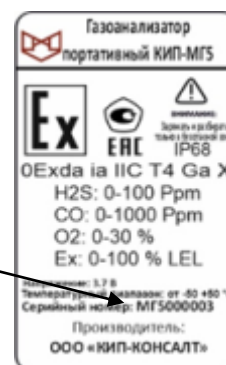


Рисунок 3.1 – Идентификационная табличка газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГ5



Рисунок 4 – Общий вид газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГс

Место нанесения
серийного номера

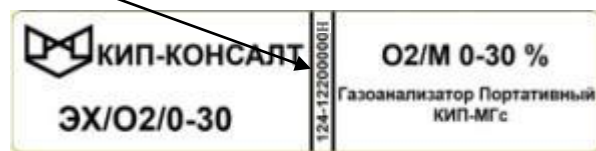


Рисунок 4.1 – Идентификационная табличка газоанализаторов портативных КИП-МГ модификации КИП-МГс

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее - ПО), разработанное для решения задач измерения содержания определяемого компонента в воздухе. Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Основной функцией ПО является снятие сигналов с газоанализаторов и расчет на основании этих данных концентраций контролируемых компонентов воздуха. ПО обеспечивает контроль показателей, определяющих работоспособность всех подсистем газоанализатора. В случае обнаружения отклонения какого-либо параметра от заданной нормы будет выведено сообщение об отказе. Для газоанализаторов мод. КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5 полученные данные выводятся на дисплей газоанализатора и в фоновом режиме записываются в кольцевой буфер. При нажатии на кнопки клавиатуры запускаются процедуры, выполняющие навигацию по пользовательскому меню. Для газоанализаторов мод. КИП-МГс полученные данные выводятся на экран персонального компьютера (ПК).

Встроенное ПО сохраняет в памяти информацию о датчике: измеряемое вещество, заводские и пользовательские настройки, результаты измерений, градуировочные характеристики и настройки термокомпенсации.

Защита программного обеспечения от преднамеренных изменений обеспечивается путем крепления крышки газоанализатора к корпусу спецвинтами и отсутствием возможности изменения программного обеспечения и настроек газоанализатора без введения пароля.

Внешнее ПО предназначено для отображения результатов измерений, и имеет функцию выполнения настройки, градуировки и настройки термокомпенсации.

Влияние программного обеспечения газоанализаторов учтено при нормировании метрологических характеристик.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО	Пользовательское ПО
Идентификационное наименование ПО	КИП	KipSens21xx
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V2.89	V3.0
Цифровой идентификатор ПО	-	
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	-	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с установленным инфракрасным (оптическим) сенсором (ИК)

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, %, (до взрывоопасной концентрации, % НКПР), массовой концентрации, мг/м ³ , определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала T _{0,90} , с, не более
Ацетилен C ₂ H ₂	ИК/C2H2/0-100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	10
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	ИК/C3H3N /0-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,14 % (±5 % НКПР)	10
Ацетон (2-пропанон) C ₃ H ₆ O	ИК/C3H6O /0-100	от 0 до 2,5 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,125 % (±5 % НКПР)	10
Бензол C ₆ H ₆	ИК/C6H6/0-100	от 0 до 1,20 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	10
Бутилен-1 C ₄ H ₈	ИК/C4H8/0-100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	10
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	ИК/C6H12O2/0-50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)	10
Бутан C ₄ H ₁₀	ИК/C4H10/0-50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	10
Пары бензина ¹⁾	ИК/БТ/0-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	ИК/C2H3CL/0-50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)	10
Гексан C ₆ H ₁₄	ИК _{сп} -C ₆ H ₁₄ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	10
Гептан C ₇ H ₁₆	ИК _{сп} -C ₇ H ₁₆ -100	от 0 до 0,85 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,042 % (±5 % НКПР)	10
Диоксид углерода CO ₂	ИК/CO2/0-5000	от 0 до 0,5 %	± 0,05 %	10
	ИК/CO2/0-5	от 0 до 5 %	±0,1 %	10
	ИК/CO2/0-20	от 0 до 20 %	±(0,1·X) %	10
	ИК/CO2/0-100	от 0 до 100 %	±(0,1·X) %	10
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	ИК/ C2H6O/0-50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50% НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	10
Диэтиловый эфир C ₄ H ₁₀ O	ИК/ C2H10O/0-50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50% НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	10
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	ИК/ C2H6S /0-100	от 0 до 1,1% (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)	10
Изобутилен (2-метилпропен) i-C ₄ H ₈	ИК/ C4H8/0-100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	10

Продолжение таблицы 2

Определяе- мый компо- нент	Модификация сен- сора	Диапазон измерений объемной доли, %, (до- взрывоопасной концен- трации, % НКПР), мас- совой концентрации, мг/м ³ , определяемого компонента	Пределы допус- каемой основной абсолютной по- грешности	Время уста- новления выходного сигнала T _{0,90} , с, не более
Метан CH ₄	ИК/ CH ₄ /0-100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	10
	ИК/ CH ₄ /50M	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	10
	ИК/ CH ₄ /0-100 %	от 0 до 100%	± 5 %	10
Метантиол (метилмер- каптан) CH ₃ SH	ИК/ CH ₃ SH /0-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,21 % (±5 % НКПР)	10
Метанол CH ₃ OH	ИК/ CH ₃ OH/0-50	от 0 до 3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)	10
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	ИК/ C ₇ H ₈ /0-100	от 0 до 1 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	10
Октен C ₈ H ₁₆	ИК/ C ₈ H ₁₆ /0-50	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	±0,027 % (± 3 % НКПР)	10
Оксид этиле- на C ₂ H ₄ O	ИК/ C ₂ H ₄ O/0-100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	10
Оксид пропи- лена C ₂ H ₆ O	ИК/ C ₂ H ₆ O/0-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,95 % (±5 % НКПР)	10
Оксид азота (I) N ₂ O	ИК/ N ₂ O/0-1	от 0 до 1%	±0,05 %	10
Пары дизель- ного топлива ²⁾	ИК/ДТ/0-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
Пары кероси- на ³⁾	ИК/КТ/0-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
Пентан C ₅ H ₁₂	ИК/ C ₅ H ₁₂ /0-100	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)	10
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ИК/ C ₃ H ₆ /0-100	от 0 до 2 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)	10
Пропан C ₃ H ₈	ИК/ C ₃ H ₈ /0-100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	10
	ИК/ C ₃ H ₈ /50M	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)	10
	ИК/ CH ₄ /0-100 %	от 0 до 100 %	±(0,1+0,049·X) %	10
Пары Уайт- спирита ⁴⁾	ИК/УС/0-50	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	10
Пары ∑C _x H _y (по метану) ⁵⁾	ИК/ C _x H _y /0-100 (CH ₄)	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	10

Продолжение таблицы 2

Определяе- мый компо- нент	Модификация сен- сора	Диапазон измерений объемной доли, %, (до- взрывоопасной концен- трации, % НКПР), мас- совой концентрации, мг/м ³ , определяемого компонента		Пределы допус- каемой основной абсолютной по- грешности	Время уста- новления выходного сигнала T _{0,90} , с, не более
Пары Σ C _x H _y (по метану) ⁵⁾	ИК/ C _x H _y /0-3000 (CH ₄)	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 30 мг/м ³	10
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,154*X-15,6) мг/м ³	10
Пары Σ C _x H _y (по пропану) ⁵⁾	ИК/ C _x H _y /0-100 (C ₃ H ₈)	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085 % (± 5 % НКПР)	10
	ИК/ C _x H _y /0-3000 (C ₃ H ₈)	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 30 мг/м ³	10
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,154*X-15,6) мг/м ³	10
Циклопентан C ₅ H ₁₀	ИК/ C ₅ H ₁₀ /0-100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,07 % (±5 % НКПР)	10
Циклогексан C ₆ H ₁₂	ИК/ C ₆ H ₁₂ /0-100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,05 % (±5 % НКПР)	10
Циклопропан C ₃ H ₆	ИК/ C ₃ H ₆ /0-100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,12 % (±5 % НКПР)	10
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	ИК/ C ₆ H ₅ Cl /0-50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)		± 0,039 % (± 3 % НКПР)	10
Этан C ₂ H ₆	ИК/ C ₂ H ₆ /0-100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,12 % (±5 % НКПР)	10
Этанол C ₂ H ₅ OH	ИК/ C ₂ H ₅ OH/0-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 48,3 % НКПР)		± 0,16 % (±5 % НКПР)	10
Этилен C ₂ H ₄	ИК/ C ₂ H ₄ /0-100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,12 % (±5 % НКПР)	10
Этилбензол C ₈ H ₁₀	ИК/ C ₅ H ₁₀ /0-50	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)		± 0,024 % (±3 % НКПР)	10
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	ИК/ C ₄ H ₈ O ₂ /0-50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,1 % (± 5 % НКПР)	10
Эантиол (этилмеркап- тан) C ₂ H ₅ SH	ИК/ C ₂ H ₅ SH /0-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,14 % (±5 % НКПР)	10

Окончание таблицы 2

Примечания:				
1) При контроле в воздухе рабочей зоны компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведенных в таблице, газоанализаторы применяются в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов с последующим анализом по методикам (методам) измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.				
2) Диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону измерений. В зависимости от заказа диапазон показаний может быть изменен производителем. Диапазон показаний не может быть меньше диапазона измерений.				
3) Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.				
4) Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор:				
1) Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.				
2) Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005.				
3) Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.				
4) Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.				
5) Сумма углеводородов ($\sum C_xH_y$) – суммарное содержание предельных углеводородов: этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), гептан (C_7H_{16}), октан (C_8H_{18}), нонан (C_9H_{20}), декан ($C_{10}H_{22}$).				
X – содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, мг/м ³ , %.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с установленным термокатализическим сенсором (ТК)

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, %, (довзрывоопасной концентрации, % НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
Ацетилен C ₂ H ₂	ТК/С2Н2/0-100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)	15
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	ТК/ С3Н3N /0-100	от 0 до 2,8 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,14 % (±5 % НКПР)	15
Ацетон (2-пропанон) C ₃ H ₆ O	ТК/ С3Н6О /0-100	от 0 до 2,5 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)	15
Аммиак NH ₃	ТК/ NH3/100	от 0 до 15,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,75 % (±5 % НКПР)	15
Бензол C ₆ H ₆	ТК/С6Н6/0-100	от 0 до 1,20 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)	15
Бутилен-1 C ₄ H ₈	ТК/С4Н8/0-100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	15
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	ТК/ С6Н12О2/0-100	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±3 % НКПР)	15
Бутан C ₄ H ₁₀	ТК/С4Н10/0-100	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)	15

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, %, (до-взрывоопасной концентраций, % НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
Пары бензина ¹⁾	TK/БТ/0-100	от 0 до 50 % НКПР	±5 % НКПР	15
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	TK/ C ₂ H ₃ CL/0-100	от 0 до 1,8% (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)	15
Водород H ₂	TK/ H ₂ /0-100	от 0 до 2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)	15
Гексан C ₆ H ₁₄	TK/ C ₆ H ₁₄ /0-100	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	15
Гептан C ₇ H ₁₆	TK/ C ₇ H ₁₆ /0-100	от 0 до 0,85 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,042 % (±5 % НКПР)	15
Гексен C ₆ H ₁₂	TK/ C ₆ H ₁₂ /0-100	от 0 до 6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,6 % (±5 % НКПР)	15
Диметилловый эфир C ₂ H ₆ O	TK/ C ₂ H ₆ O/0-100	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	15
Диэтиловый эфир C ₂ H ₁₀ O	TK/ C ₂ H ₁₀ O/0-100	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)	15
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	TK/ C ₂ H ₆ S /0-100	от 0 до 1,1% (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)	15
Изобутилен (2-метилпропен) i-C ₄ H ₈	TK/ C ₄ H ₈ /0-100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)	15
Изобутан (2-метилпропан) i- C ₄ H ₁₀	TK/ C ₄ H ₁₀ /0-100	от 0 до 1,3 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)	15
Метан CH ₄	TK/ CH ₄ /0-100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	15
	TK/ CH ₄ /100M	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	15
	TK _{сп} -CH ₄ -14 600	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)	15
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	TK/ CH ₃ SH /0-100	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,21 % (±5 % НКПР)	15
Метанол CH ₃ OH	TK/ CH ₃ OH/0-100	от 0 до 3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)	15
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	TK/C ₇ H ₈ /0-100	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)	15
Октен C ₈ H ₁₆	TK/ C ₈ H ₁₆ /0-100	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	±0,027 % (± 3 % НКПР)	15
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	TK/ C ₂ H ₄ O/0-100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,26 % (±5 % НКПР)	15
Оксид пропилена	TK/ C ₂ H ₆ O/0-100	от 0 до 0,95 %	±0,095 %	15

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, %, (до-взрывоопасной концентрации, % НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
C ₂ H ₆ O		(от 0 до 50 % НКПР)		(±5 % НКПР)	
Пары дизельного топлива ²⁾	ТК/ДТ/0-100	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	15
Пары керосина ³⁾	ТК/КТ/0-100	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	15
Пентан C ₅ H ₁₂	ТК/ C ₅ H ₁₂ /0-100	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,055 % (±5 % НКПР)	15
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ТК/ C ₃ H ₆ /0-100	от 0 до 1 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,1 % (±5 % НКПР)	15
Пропан C ₃ H ₈	ТК/ C ₃ H ₈ /0-100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,051 % (±3 % НКПР)	15
	ТК/ C ₃ H ₈ /100М	от 0 до 0,85 % (от 0 до 15550 мг/м ³)		±0,051 % (± (0,154*X-15,6) мг/м ³)	15
Пары Уайт-спирита ⁴⁾	ТК/УС/0-100	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	15
Пары авиационного топлива ⁵⁾	ТК/АТ/0-100%	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	15
Пары Нефти (по пропану)	ТК/НФ/0-100%	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	15
Пары ∑C _x H _y (по метану) ⁷⁾	ТК/ C _x H _y /0-100 (CH ₄)	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)	15
	ТК/ C _x H _y /0-3000 (CH ₄)	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 30 мг/м ³	15
			св. 300 до 3000 мг/м ³	± (0,154*X-15,6) мг/м ³	15
Пары ∑C _x H _y (по пропану) ⁷⁾	ТК/ C _x H _y /0-100 (C ₃ H ₈)	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)	15
	ТК/ C _x H _y /0-3000 (C ₃ H ₈)	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 30 мг/м ³	15
			св. 300 до 3000 мг/м ³	± (0,154*X) мг/м ³	15
Циклопентан C ₅ H ₁₀	ТК/ C ₅ H ₁₀ /0-100	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		± 0,07 % (±5 % НКПР)	15

Окончание таблицы 3

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, %, (довзрывоопасной концентрации, % НКПР) массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности	Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
Циклогексан C ₆ H ₁₂	TK/ C6H12/0-100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,05 % (±5 % НКПР)	15
Циклопропан C ₃ H ₆	TK/ C3H6/0-100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (±5 % НКПР)	15
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	TK/ C6H5Cl /0-100	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,039 % (±3 % НКПР)	15
Этан C ₂ H ₆	TK/ C2H6/0-100	от 0 до 2,4% (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (±5 % НКПР)	15
Этанол C ₂ H ₅ OH	TK/ C2H5OH/0-100	от 0 до 1,55% (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,16 % (±5 % НКПР)	15
Этилен C ₂ H ₄	TK/ C2H4/0-100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,12 % (±5 % НКПР)	15
Этилбензол C ₈ H ₁₀	TK/ C5H10/0-100	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	± 0,024 % (±3 % НКПР)	15
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	TK/ C4H8O2/0-100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	± 0,1 % (± 5 % НКПР)	15
Этантиол (этил-меркаптан) C ₂ H ₅ SH	TK/ C2H5SH /0-100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)	15

Примечания:

1) При контроле в воздухе рабочей зоны компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведенных в таблице, газоанализаторы применяются в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов с последующим анализом по методикам (методам) измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

2) Диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону измерений. В зависимости от заказа диапазон показаний может быть изменен производителем. Диапазон показаний не может быть меньше диапазона измерений.

3) Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020.

4) Калибровка паров нефтепродуктов являющейся смесью углеводородов, проводится по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор.

1) Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.

2) Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005.

3) Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.

4) Пары уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.

5) Пары авиационного топлива по ГОСТ Р 52050-2006.

6) Сумма углеводородов (ΣC_xH_y) – суммарное содержание предельных углеводородов: этан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀), пентан (C₅H₁₂), гексан (C₆H₁₄), гептан (C₇H₁₆), октан (C₈H₁₈), нонан (C₉H₂₀), декан (C₁₀H₂₂).

X – содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, мг/м³.

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с установленным электрохимическим сенсором (ЭХ)

Определя- емый компонент	Модифика- ция сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установ- ления выход- ного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относи- тельная	
Аммиак NH ₃	ЭХ/NH ₃ /0-10	от 0 до 10 (от 0 до 6,22)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 1,9 включ.)	±20	—	15
			св. 3 до 10 (св. 1,9 до 6,22)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 31,1)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 6,22 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 50 (св. 6,22 до 31,1)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-100	от 0 до 100 (от 0 до 62,2)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 6,22 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 6,22 до 62,2)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-200	от 0 до 200 (от 0 до 124,4)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 6,22 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 200 (св. 6,22 до 124,4)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-500	от 0 до 500 (от 0 до 311,1)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 31,1 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 500 (св. 31,1 до 311,1)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 622)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 62,2 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 62,2 до 622)	—	±20	
	ЭХ/NH ₃ /0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 1244,5)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 62,2 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 2000 (св. 62,2 до 1244,5)	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Арсин AsH ₃	ЭХ/AsH ₃ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 3,24)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,32 включ.)	±20	—	20
			св. 0,1 до 1 (св. 0,32 до 3,24)	—	±20	
Бром Br ₂	ЭХ/Br ₂ /0-1	от 0 до 2 (от 0 до 3,3)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,66 включ.)	±20	—	20
			св. 0,2 до 2 (св. 0,66 до 6,6)	—	±20	
	ЭХ/Br ₂ /0-10	от 0 до 10 (от 0 до 33,1)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,66 включ.)	±20	—	
			св. 0,2 до 10 (св. 0,66 до 33,1)	—	±20	
Бром Br ₂	ЭХ/Br ₂ /0-20	от 0 до 20 (от 0 до 66,2)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,66 включ.)	±20	—	
			св. 0,2 до 20 (св. 0,66 до 66,2)	—	±20	
	ЭХ/Br ₂ /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 165,5)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 33,1 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 50 (св. 33,1 до 165,5)	—	±20	
	ЭХ/Br ₂ /0-100	от 0 до 100 (от 0 до 331,4)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 33,1 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 33,1 до 331,4)	—	±20	
Водород H ₂	ЭХ/H ₂ /0-20	от 0 до 20 (от 0 до 1,67)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 0,083 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 20 (св. 0,083 до 1,67)	—	±20	
Водород H ₂	ЭХ/H ₂ /0-100	от 0 до 100 (от 0 до 8,3)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 0,83 включ.)	±20	—	15
			св. 10 до 100	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
	ЭХ/Н2/0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 83,6)	(св. 0,83 до 8,3)		
			от 0 до 100 включ. (от 0 до 8,3 включ.)	±20	
	ЭХ/Н2/0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 167,2)	св.100 до 1000 (св. 8,3 до 83,6)	—	
			от 0 до 100 включ. (от 0 до 8,3 включ.)	±20	
	ЭХ/Н2/0-5000	от 0 до 5000 (от 0 до 418,13)	св.100 до 2000 (св. 8,3 до 167,2)	—	
			от 0 до 200 включ. (от 0 до 16,7 включ.)	±20	
	ЭХ/Н2/0-40000	от 0 до 40000 (от 0 до 3345,0)	св. 200 до 5000 (св. 16,7 до 418,13)	—	
			от 0 до 1000 включ. (от 0 до 83,6 включ.)	±20	
			св. 1000 до 40000 (св. 83,6 до 3345,0)	—	
				±20	
Гидра- зин N ₂ H ₄	ЭХ/N ₂ H ₄ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 1,33)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,26 включ.)	±20	30
			св. 0,2 до 1 (св. 0,26 до 1,33)	—	
	ЭХ/N ₂ H ₄ /0-10	от 0 до 10 (от 0 до 13,32)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,26 включ.)	±20	
			св. 0,2 до 10 (св. 0,26 до 13,32)	—	
Гидра- зин N ₂ H ₄	ЭХ/N ₂ H ₄ /0-100	от 0 до 100 (от 0 до 133,23)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 13,32 включ.)	±20	30
			св. 10 до 100 (св. 13,32 до 133,23)	—	
Диоксид азота NO ₂	ЭХ/NO ₂ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 1,91)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,38 включ.)	±20	15
			св. 0,2 до 1	—	

Продолжение таблицы 4

Опреде- ляемый компо- нент	Модифика- ция сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешно- сти, %		Время установ- ления вы- ходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относи- тельная	
	ЭХ/NO2/0-5	от 0 до 5 (от 0 до 9,56)	(св. 0,38 до 1,91)		
			от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,38 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-10	от 0 до 10 (от 0 до 19,3)	св. 0,2 до 5 (св. 0,38 до 9,56)	—	
			от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,38 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-20	от 0 до 20 (от 0 до 38,25)	св. 0,2 до 10 (св. 0,38 до 19,3)	—	
			от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,91 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-100	от 0 до 100 (от 0 до 191,27)	св. 1 до 20 (св. 1,91 до 38,25)	—	
			от 0 до 5 включ. (от 0 до 9,56 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-200	от 0 до 200 (от 0 до 382,54)	св. 5 до 100 (св. 9,56 до 191,27)	—	
			от 0 до 5 включ. (от 0 до 9,56 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1912,6)	св. 5 до 200 (св. 9,56 до 382,54)	—	
			от 0 до 20 включ. (от 0 до 38,25 включ.)	±20	
Диоксид азота NO ₂	ЭХ/NO2/0-500	от 0 до 500 (от 0 до 956,34)	св. 20 до 500 (св. 38,25 до 956,34)	—	15
			от 0 до 20 включ. (от 0 до 38,25 включ.)	±20	
	ЭХ/NO2/0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1912,6)	св. 20 до 1000 (св. 38,25 до 1912,6)	—	
			от 0 до 20 включ. (от 0 до 38,25 включ.)	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
	ЭХ/NO2/0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 3825,3)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 191,27 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 2000 (св. 191,27 до 3825,3)	—	±20	
Диоксид серы SO ₂	ЭХ/SO2/0-1	от 0 до 1 (от 0 до 2,66)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,53 включ.)	±20	—	15
			св. 0,2 до 1 (св. 0,53 до 2,66)	—	±20	
	ЭХ/SO2/0-5	от 0 до 5 (от 0 до 13,3)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2,66 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 5 (св. 2,66 до 13,3)	—	±20	
	ЭХ/SO2/0-20	от 0 до 20 (от 0 до 53,2)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±20	—	
			св. 5 до 20 (св. 13,3 до 53,2)	—	±20	
Диоксид серы SO ₂	ЭХ/SO2/0-50	от 0 до 50 (от 0 до 133,15)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±20	—	15
			св. 10 до 50 (св. 26,6 до 133,15)	—	±20	
	ЭХ/SO2/0-100	от 0 до 100 (от 0 до 266)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 26,6 до 266)	—	±20	
	ЭХ/SO2/0-200	от 0 до 200 (от 0 до 532,6)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±20	—	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
			приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
			св. 10 до 200 (св. 26,6 до 532,6)	—	±20
			от 0 до 10 включ. (от 0 до 26,6 включ.)	±20	—
	ЭХ/SO ₂ /0-500	от 0 до 500 (от 0 до 1331,52)	св. 10 до 500 (св. 26,6 до 1331,52)	—	±20
			от 0 до 100 включ. (от 0 до 266 включ.)	±20	—
	ЭХ/SO ₂ /0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 2660)	св. 100 до 1000 (св. 266 до 2660)	—	±20
			от 0 до 100 включ. (от 0 до 266 включ.)	±20	—
	ЭХ/SO ₂ /0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 5320)	св. 100 до 2000 (св. 266 до 5320)	—	±20
			от 0 до 0,015 включ. (от 0 до 0,04 включ.)	±20	—
	ЭХ/ CLO ₂ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 2,8)	св. 0,015 до 1 (св. 0,04 до 2,8)	—	±20
			от 0 до 0,015 включ. (от 0 до 0,04 включ.)	±20	—
Диоксид хлора ClO ₂ (по хлору)	ЭХ/ CLO ₂ /0-20	от 0 до 20 (от 0 до 56)	св. 0,015 до 20 (св. 0,04 до 56)	—	±20
			от 0 до 1 включ. (от 0 до 2,8 включ.)	±20	—
	ЭХ/ CLO ₂ /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 140)	св. 1 до 50 (св. 2,8 до 140)	—	±20
			от 0 до 500 включ. (от 0 до 1401)	±20	—
	ЭХ/ CLO ₂ /0-500	от 0 до 500 (от 0 до 1401)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 140)	±20	—
			от 0 до 500 включ. (от 0 до 1401)	±20	—

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
			включ.)			
Карбонилхлорид COCl ₂	ЭХ/ COCl ₂ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 4,11)	св. 50 до 500 (св. 140 до 1401)	—	±20	40
			от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,41 включ.)	±20	—	
Кислород O ₂	ЭХ/O ₂ /0-30	от 0 до 30 %	св. 0,1 до 1 (св. 0,41 до 4,11)	—	±20	10
			от 0 до 10 % включ.	±5	—	
	ЭХ/O ₂ /0-100	от 0 до 100 %	св. 10 до 30 %	—	±5	
Метанол CH ₃ OH	ЭХ/ CH ₃ OH /0-10	от 0 до 10 (от 0 до 13)	от 0 до 10 % включ.	±2	—	90
			от 0 до 0,01 включ. (от 0 до 0,013 включ.)	±20	—	
Метанол CH ₃ OH	ЭХ/ CH ₃ OH /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 67)	св. 0,01 до 10 (св. 0,013 до 13)	—	±20	90
			от 0 до 5 включ. (от 0 до 6,7 включ.)	±15	—	
	ЭХ/ CH ₃ OH /0-500	от 0 до 500 (от 0 до 266)	св. 5 до 50 (св. 6,7 до 67)	—	±15	
			от 0 до 50 включ. (от 0 до 67 включ.)	±15	—	
Метантиол CH ₃ SH	ЭХ/ CH ₃ SH /0-5	от 0 до 5 (от 0 до 9,9)	св. 50 до 500 (св. 67 до 266)	—	±15	90
			от 0 до 0,015 включ. (от 0 до 0,03 включ.)	±20	—	
	ЭХ/ CH ₃ SH /0-10	от 0 до 10 (от 0 до 20)	св. 0,015 до 5 (св. 0,03 до 9,9)	—	±15	
			от 0 до 1 включ. (от 0 до 2 включ.)	±15	—	
	ЭХ/ CH ₃ SH /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 99)	св. 1 до 10 (св. 2 до 20)	—	±15	
			от 0 до 2,5 включ. (от 0 до 5 включ.)	±20	—	
	ЭХ/ CH ₃ SH	от 0 до 100	св. 2,5 до 50 (св. 5 до 99)	—	±20	
			от 0 до 10 включ.	±20	—	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
	/0-100	(от 0 до 200)	(от 0 до 20 включ.)			
			св.10 до 100 (св. 20 до 200)	—	±20	
	ЭХ/ CH ₃ SH /0-2000	от 0 до 1000 (от 0 до 3991)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 40 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 1000 (св. 40 до 3991)	—	±20	
Моносилан (силан) SiH ₄	ЭХ/SiH ₄ /0-2	от 0 до 2 (от 0 до 2,67)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,67 включ.)	±20	—	35
			св. 0,5 до 2 (св. 0,67 до 2,67)	—	±15	
Моносилан (силан) SiH ₄	ЭХ/SiH ₄ /0-15	от 0 до 15 (от 0 до 20)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,34 включ.)	±20	—	35
			св. 1 до 15 (св. 1,34 до 20)	—	±15	
	ЭХ/SiH ₄ /0-50	от 0 до 50 (от 0 до 67)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 13,4 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 50 (св. 13,4 до 67)	—	±20	
	ЭХ/SiH ₄ /0-100	от 0 до 100 (от 0 до 133)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 13,4 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 13,4 до 133)	—	±20	
Озон O ₃	ЭХ/O ₃ /0-1	от 0 до 1 (от 0 до 2)	от 0 до 0,05 включ. (от 0 до 0,1 включ.)	±20	—	20
			св. 0,05 до 1 (св. 0,1 до 2)	—	±20	
	ЭХ/O ₃ /0-5	от 0 до 5 (от 0 до 10)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 5 (св. 2 до 10)	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /10	от 0 до 10 (от 0 до 18)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,8 включ.)	±20	—	50
			св. 1 до 10 (св. 1,8 до 18)	—	±20	
	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /30	от 0 до 30 (от 0 до 55)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,8 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 30 (св. 1,8 до 55)	—	±20	
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /50	от 0 до 50 (от 0 до 91)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 9 включ.)	±20	—	50
			св. 5 до 50 (св. 9 до 91)	—	±20	
	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /100	от 0 до 100 (от 0 до 182)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 18 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 18 до 182)	—	±20	
	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /200	от 0 до 200 (от 0 до 365)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 36 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 200 (св. 36 до 365)	—	±20	
	ЭХ/ C ₂ H ₄ O /1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1827)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 182 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 182 до 1827)	—	±20	
Оксид углерода CO	ЭХ/CO/0-10	от 0 до 10 (от 0 до 11,6)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,16 включ.)	±20	—	10
			св. 1 до 10 (св. 1,16 до 11,6)	—	±20	
	ЭХ/CO/0-50	от 0 до 50 (от 0 до 58)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 5,8 включ.)	±20	—	
			св. 5 до 50 (св. 5,8 до 58)	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
	ЭХ/СО/0-100	от 0 до 100 (от 0 до 116)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 11,6 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 11,6 до 116)	—	±20	
Оксид углерода СО	ЭХ/СО/0-200	от 0 до 200 (от 0 до 232,4)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 23,2 включ.)	±20	—	10
			св. 20 до 200 (св. 23,2 до 232,4)	—	±20	
	ЭХ/СО/0-500	от 0 до 500 (от 0 до 581)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 58 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 500 (св. 58 до 581)	—	±20	
	ЭХ/СО/0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1162)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 116 до 1162)	—	±20	
	ЭХ/СО/0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 2324)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 116 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 2000 (св. 116 до 2324)	—	±20	
	ЭХ/СО/0-5000	от 0 до 5000 (от 0 до 5809)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 581 включ.)	±20	—	
			св. 500 до 5000 (св. 581 до 5809)	—	±20	
	ЭХ/СО/0-10000	от 0 до 10000 (от 0 до 11620)	от 0 до 1000 включ. (от 0 до 1162 включ.)	±20	—	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более	
			приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная		
			св. 1000 до 10000 (св. 1162 до 11620)	—	±20	
Оксид азота NO	ЭХ/NO/0-5	от 0 до 5 (от 0 до 6,24)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,25 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 5 (св. 1,25 до 6,24)	—	±20	
	ЭХ/NO/0-10	от 0 до 10 (от 0 до 12,5)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,25 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 10 (св. 1,25 до 12,5)	—	±20	
	ЭХ/NO/0-50	от 0 до 50 (от 0 до 62,4)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 6,24 включ.)	±20	—	
			св. 5 до 50 (св. 6,24 до 62,4)	—	±20	
	ЭХ/NO/0-100	от 0 до 100 (от 0 до 124,7)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 12,48 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 12,48 до 124,7)	—	±20	
	ЭХ/NO/0-250	от 0 до 250 (от 0 до 311,89)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 62,38 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 250 (св. 62,38 до 311,89)	—	±20	
	ЭХ/NO/0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1247,5)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 124,7 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 124,7 до 1247,5)	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Оксид азота NO	ЭХ/NO/0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 2495)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 124,7 включ.)	±20	—	15
			св. 100 до 2000 (св. 124,7 до 2495)	—	±20	
Сероводород H ₂ S	ЭХ/H ₂ S/ 0-1	от 0 до 1 (от 0 до 1,41)	от 0 до 0,007 включ. (от 0 до 0,0099 включ.)	±20	-	10
			св. 0,0099 до 1 (св. 0,0099 до 1,41)	—	±20	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 14,1)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,41 включ.)	±15	—	
			св. 1 до 10 (св. 1,41 до 14,1)	—	±15	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 70,8)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,41 включ.)	±15	—	
			св. 1 до 50 (св. 1,41 до 70,8)	—	±15	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 141,6)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 14,1)	±15	—	
			от 1 до 100 (св. 1,41 до 141,6)	—	±15	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 284)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 28,4 включ.)	±15	—	
			св. 20 до 200 (св. 28,4 до 284)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Сероводород H ₂ S	ЭХ/H ₂ S/ 0-500	от 0 до 500 (от 0 до 708,4)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 28,4 включ.)	±15	—	10
			св. 20 до 500 (св. 28,4 до 708,4)	—	±15	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1416,7)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 141,6 включ.)	±15	—	
			св. 100 до 1000 (св. 141,6 до 1416,7)	—	±15	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 2833)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 284 включ.)	±20	—	
			св. 200 до 2000 (св. 284 до 2833)	—	±20	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-5000	от 0 до 5000 (от 0 до 7083)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 284 включ.)	±20	—	
			св. 200 до 5000 (св. 284 до 7083)	—	±20	
	ЭХ/H ₂ S/ 0-10000	от 0 до 10000 (от 0 до 14167,38)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 708,3 включ.)	±20	—	
			св. 500 до 10000 (св. 708,3 до 14167,38)	—	±20	
Сероуглерод CS ₂	ЭХ/CS ₂ / 0-5	от 0 до 5 (от 0 до 7,08)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,42 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 5 (св. 1,42 до 7,08)	—	±20	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Серо-углерод CS ₂	ЭХ/CS2/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 14,17)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,42 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 10 (св. 1,42 до 14,17)	—	±20	
	ЭХ/CS2/ 0-20	от 0 до 20 (от 0 до 28,33)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,42 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 20 (св. 1,42 до 28,4)	—	±20	
	ЭХ/CS2/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 70,84)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,08 включ.)	±20	—	
			св. 5 до 50 (св. 7,08 до 70,84)	—	±20	
	ЭХ/CS2/ 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 141,67)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 14,7 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 14,7 до 141,67)	—	±20	
	ЭХ/CS2/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1416,7)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 141,67 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 141,67 до 1416,7)	—	±20	
Фтор F ₂	ЭХ/F2/ 0-1	от 0 до 1 (от 0 до 0,7)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,07 включ.)	±15	—	30
			св. 0,1 до 1 (св. 0,07 до 0,7 включ.)	—	±15	
Фосфин PH ₃	ЭХ/PH3/ 0-5	от 0 до 5 (от 0 до 7,07)	от 0 до 0,07 включ. (от 0 до 0,1 включ.)	±15	—	10
			св. 0,07 до 5 (св. 0,1 до 7,07)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Фосфин РН ₃	ЭХ/РНЗ/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 14,3)	от 0 до 0,35 включ. (от 0 до 0,49 включ.)	±15	—	10
			св. 0,35 до 10 (св. 0,49 до 14,3)	—	±15	
	ЭХ/РНЗ/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 70,6)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,41 включ.)	±15	—	
			св. 1 до 50 (св. 01,41 до 70,6)	—	±15	
	ЭХ/РНЗ/ 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 282,6)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 28,27 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 200 (св. 28,27 до 282,6)	—	±20	
	ЭХ/РНЗ/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1413)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 141,3 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 141,3 до 1413)	—	±20	
	ЭХ/РНЗ/ 0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 2826)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 282,6 включ.)	±20	—	
			св. 200 до 2000 (св. 282,6 до 2826)	—	±20	
Формальдегид CH ₂ O	ЭХ/ CH ₂ O / 0-5	от 0 до 5 (от 0 до 6,3)	от 0 до 0,19 включ. (от 0 до 0,25 включ.)	±15	—	20
			от 0,19 до 5 (св. 0,25 до 6,3)	—	±15	
	ЭХ/ CH ₂ O / 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 12,6)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	±15	—	
			св. 0,4 до 10 (св. 0,5 до 12,6)	—	±15	
Формальдегид CH ₂ O	ЭХ/ CH ₂ O / 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 63)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,2 включ.)	±15	—	20
			св. 1 до 50 (св. 1,2 до 63)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
	ЭХ/ CH ₂ O / 0-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 126)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 12,6 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 12,6 до 126)	—	±20	
	ЭХ/ CH ₂ O / 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 252,2)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 25,2 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 200 (св. 25,2 до 252,2)	—	±20	
	ЭХ/ CH ₂ O / 0-500	от 0 до 500 (от 0 до 630)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 25,2 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 500 (св. 25,2 до 630)	—	±20	
	ЭХ/ CH ₂ O / 0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 2522,6)	от 0 до 200 включ. (от 0 до 252,2 включ.)	±20	—	
			св. 200 до 2000 (св. 252,2 до 2522,6)	—	±20	
Фтористый водород HF	ЭХ/ HF/ 0-1	от 0 до 1 (от 0 до 0,83)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,42 включ.)	±15	—	30
			св. 0,5 до 1 (св. 0,42 до 0,83)	—	±15	
	ЭХ/ HF/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 8,32)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,42 включ.)	±15	—	
			св. 0,5 до 10 (св. 0,42 до 8,32)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Фтористый водород HF	ЭХ/ HF/ 0-30	от 0 до 30 (от 0 до 25)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 0,83 включ.)	±15	—	30
			св. 1 до 30 (св. 0,83 до 25)	—	±15	
	ЭХ/ HF/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 41,5)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 0,83 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 50 (св. 0,83 до 41,5)	—	±20	
	ЭХ/ HF/ 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 83)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 8,32 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 8,32 до 83)	—	±20	
	ЭХ/ HF/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 831)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 41,5 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 1000 (св. 41,5 до 831)	—	±20	
	ЭХ/ HF/ 0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 1662)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 83,1 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 2000 (св. 83,1 до 1662)	—	±20	
Хлор Cl ₂	ЭХ/ CL2/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 14,7)	от 0 до 0,15 включ. (от 0 до 0,44 включ.)	±15	—	30
			св. 0,15 до 10 (св. 0,44 до 14,7)	—	±15	
	ЭХ/CL2/ 0-20	от 0 до 20 (от 0 до 29,4)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,47 включ.)	±15	—	
			св. 1 до 20 (св. 1,47 до 29,4)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала Т _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Хлор Cl ₂	ЭХ/ CL2/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 73,5)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,35 включ.)	±15	—	30
			св. 5 до 50 (св. 7,35 до 73,5)	—	±15	
	ЭХ/ CL2/ 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 147,0)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 14,7 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 14,7 до 147,0)	—	±20	
	ЭХ/ CL2/ 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 294)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 29,4 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 200 (св. 29,4 до 294)	—	±20	
	ЭХ/ CL2/ 0-500	от 0 до 500 (от 0 до 735,2)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 73,5 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 500 (св. 73,5 до 735,2)	—	±20	
	ЭХ/ CL2/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1470,4)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 147 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 147 до 1470,4)	—	±20	
Хлористый водород HCl	ЭХ/HCL/ 0-1	от 0 до 1 (от 0 до 1,52)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,3 включ.)	±15	—	30
			св. 0,2 до 1 (св. 0,3 до 1,52)	—	±15	
	ЭХ/HCL/ 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 15,16)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,52 включ.)	±15	—	
			св. 1 до 10 (св. 1,52 до 15,16)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Хлористый водород HCl	ЭХ/HCL/ 0-50	от 0 до 50 (от 0 до 75,78)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,58 включ.)	±20	—	30
			св. 5 до 50 (св. 7,58 до 75,78)	—	±20	
	ЭХ/HCL/ 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 151,5)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 7,58 включ.)	±20	—	
			св. 5 до 100 (св. 7,58 до 151,5)	—	±20	
	ЭХ/HCL/ 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 303,14)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 15,6 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 200 (св. 15,6 до 303,14)	—	±20	
	ЭХ/HCL/ 0-500	от 0 до 500 (от 0 до 757,8)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 75 включ.)	±20	—	
			св. 50 до 500 (св. 75 до 757,8)	—	±20	
	ЭХ/HCL/ 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1515)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 151,5 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 151,5 до 1515)	—	±20	
	ЭХ/HCL/ 0-5000	от 0 до 5000 (от 0 до 7578)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 757,8 включ.)	±20	—	
			св. 500 до 5000 (св. 757,8 до 7578)	—	±20	
Цианистый водород HCN	ЭХ/ HCN / 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 11,2)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,56 включ.)	±15	—	10
			св. 0,5 до 10 (св. 0,56 до 11,2)	—	±15	

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Цианистый водород HCN	ЭХ/ HCN / 0-30	от 0 до 30 (от 0 до 33,6)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,12 включ.)	±15	—	10
			св. 1 до 30 (св. 1,12 до 33,6)	—	±15	
	ЭХ/ HCN / 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 112)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 11,2 включ.)	±15	—	
			св. 10 до 100 (св. 11,2 до 112)	—	±15	
	ЭХ/ HCN / 0-200	от 0 до 200 (от 0 до 224,7)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 22,4 включ.)	±15	—	
			св. 20 до 200 (св. 22,4 до 224,7)	—	±15	
	ЭХ/ HCN / 0-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 1120)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 112 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1000 (св. 112 до 1120)	—	±20	
Этанол C ₂ H ₅ OH	ЭХ/C ₂ H ₅ OH / 0-10	от 0 до 10 (от 0 до 19)	от 0 до 2,5 включ. (от 0 до 4,8 включ.)	±20	—	20
			св. 2,5 до 10 (св. 4,8 до 19)	—	±20	
	ЭХ/C ₂ H ₅ OH / 0-100	от 0 до 100 (от 0 до 193)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 19,3 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 19,3 до 193)	—	±20	
	ЭХ/C ₂ H ₅ OH / 0-300	от 0 до 300 (от 0 до 580)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 58 включ.)	±20	—	
			св. 30 до 300 (св. 58 до 580)	—	±20	

Окончание таблицы 4

Определя- емый компонент	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установ- ления выход- ного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относи- тельная	
Этанол C ₂ H ₅ OH	ЭХ/C ₂ H ₅ OH/ 0-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 3869)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 193 включ.)	±20	—	20
			св. 100 до 2000 (св. 193 до 3869)	—	±20	

Примечания:

1) При контроле в воздухе рабочей зоны компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведенных в таблице, газоанализаторы применяются в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов с последующим анализом по методикам (методам) измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

2) Диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону измерений. В зависимости от заказа диапазон показаний может быть изменен производителем. Диапазон показаний не может быть меньше диапазона измерений.

3) Пересчет значений объемной доли X, млн⁻¹, в массовую концентрацию C, мг/м³, проводят по формуле: $C = X \cdot M / V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м³; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), дм³/моль.

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (ФИД)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	ФИД/C ₃ H ₃ N-10	от 0 до 10 (от 0 до 22,1)	от 0 до 0,7 включ. (от 0 до 1,45 включ.)	±20	—	15
			св. 0,7 до 10 (св. 1,45 до 22,1)	—	±20	
Акролеин C ₃ H ₄ O	ФИД/C ₃ H ₄ O-10	от 0 до 10 (от 0 до 24,9)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4,98 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 10 (св. 4,98 до 24,9)	—	±20	
Аммиак NH ₃	ФИД/NH ₃ -100	от 0 до 100 (от 0 до 71)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 14,2 включ.)	±15	—	15
			св. 20 до 100 (св. 14,2 до 71)	—	±15	
	ФИД/NH ₃ -1000	от 0 до 1000 (от 0 до 710)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 71 включ.)	±15	—	
			св. 100 до 1000 (св. 71 до 710)	—	±15	
Арсин AsH ₃	ФИД/AsH ₃ -3	от 0 до 3 (от 0 до 9,7)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,32 включ.)	±20	—	15
			св. 0,1 до 3 (св. 0,32 до 9,7)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Арсин AsH ₃	ФИД/AsH ₃ -10	от 0 до 10 (от 0 до 32,4)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 6,48 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 6,48 до 32,4)	—	±20	
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	ФИД/C ₂ H ₃ N-10	от 0 до 10 (от 0 до 17,1)	от 0 до 6 включ. (от 0 до 10,2 включ.)	±15	—	15
			св. 6 до 10 (св. 10,2 до 17,1)	—	±15	
Бензол C ₆ H ₆	ФИД/C ₆ H ₆ -10	от 0 до 10 (от 0 до 32,5)	от 0 до 4,6 включ. (от 0 до 15 включ.)	±20	—	15
			св. 4,6 до 10 (св. 15 до 32,5)	—	±20	
	ФИД/C ₆ H ₆ -100	от 0 до 100 (от 0 до 325)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 32,5 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 32,5 до 325)	—	±20	
	ФИД/C ₆ H ₆ -500	от 0 до 500 (от 0 до 1625)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 325 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 500 (св. 325 до 1625)	—	±20	
	ФИД/C ₆ H ₆ -1000	от 0 до 500 (от 0 до 1625)	от 0 до 500 (от 0 до 1625)	±25	—	
			от 0 до 500 (от 0 до 1625)	±25	—	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
1-бутанол C ₄ H ₉ ОН	ФИД/C ₄ H ₉ ОН -10	от 0 до 10 (от 0 до 30,8)	от 0 до 3,2 включ. (от 0 до 9,9 включ.)	±20	—	15
			св. 3,2 до 10 (св. 9,9 до 30,8)	—	±20	
	ФИД/C ₄ H ₉ ОН -40	от 0 до 40 (от 0 до 123,3)	от 0 до 9,7 включ. (от 0 до 29,9 включ.)	±20	—	
			св. 9,7 до 40 (св. 29,9 до 123,3)	—	±20	
	ФИД/C ₄ H ₉ ОН -100	от 0 до 100 (от 0 до 308)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 30,8 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 30,8 до 308)	—	±20	
Бром Br ₂	ФИД/Br ₂ -2	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 1,33 включ.)		±20	—	15
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	ФИД/C ₆ H ₁₂ O ₂ -50	от 0 до 50 (от 0 до 241,5)	от 0 до 5 включ. (от 0 до 24,15 включ.)	±20	—	15
			св. 5 до 50 (св. 24,15 до 241,5)	—	±20	
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	ФИД/C ₆ H ₁₂ O ₂ -100	от 0 до 100 (от 0 до 483)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 48,3 включ.)	±20	—	15
			св. 10 до 100 (св. 48,3 до 483)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	ФИД/C ₄ H ₆ -500	от 0 до 500 (от 0 до 1125)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 112 включ.)	±20	—	15
			св. 50 до 500 (св. 112 до 1125)	—	±20	
2-бутанон (метил-этил-кетон) C ₄ H ₈ O	ФИД/C ₄ H ₈ O-500	от 0 до 500 (от 0 до 1500)	от 0 до 60 включ. (от 0 до 180 включ.)	±15	—	15
			св. 60 до 500 (св. 180 до 1500)	—	±15	
Винил-хлорид C ₂ H ₃ Cl	ФИД/C ₂ H ₃ Cl-10	от 0 до 10 (от 0 до 26)	от 0 до 1,9 включ. (от 0 до 5 включ.)	±20	—	15
			св. 1,9 до 10 (св. 5 до 26)	—	±20	
	ФИД/C ₂ H ₃ Cl-100	от 0 до 100 (от 0 до 260)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 26 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 26 до 260)	—	±20	
Винил-хлорид C ₂ H ₃ Cl	ФИД/C ₂ H ₃ Cl-500	от 0 до 500 (от 0 до 1300)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 260 включ.)	±20	—	15
			св. 100 до 500 (св. 260 до 1300)	—	±20	
	ФИД/C ₂ H ₃ Cl-500/1	от 0 до 500 (от 0 до 1300)		±25	—	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Гексафторид серы SF ₆	ФИД/SF ₆ -100	от 0 до 100 (от 0 до 608)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 12,16 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 100 (св. 12,16 до 608)	—	±20	
	ФИД/SF ₆ -100/1	от 0 до 100 (от 0 до 608)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 60,8 включ.)	±20	—	15
			св. 10 до 100 (св. 60,8 до 608)	—	±20	
Диэтиламин C ₄ H ₁₁ N	ФИД/C ₄ H ₁₁ N-10	от 0 до 10 (от 0 до 30,4)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 9,1 включ.)	±20	—	15
			св. 3 до 10 (св. 9,1 до 30,4)	—	±20	
Диэтиламин C ₄ H ₁₁ N	ФИД/C ₄ H ₁₁ N-40	от 0 до 40 (от 0 до 121,6)	от 0 до 9,8 включ. (от 0 до 29,8 включ.)	±20	—	15
			св. 9,8 до 40 (св. 29,8 до 121,6)	—	±20	
	ФИД/C ₄ H ₁₁ N-100	от 0 до 100 (от 0 до 304)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 30,4 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 30,4 до 304)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
1,2-диметилбензол (о-ксилол) о-С ₈ H ₁₀	ФИД/м-С ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 10 (от 0 до 44,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,82 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,82 до 44,1)	—	±20	
	ФИД/о-С ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 (от 0 до 442)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 44,2 включ.)	±15	—	
			св. 10 до 100 (св. 44,2 до 442)	—	±15	
1,3-диметилбензол (м-ксилол) м-С ₈ H ₁₀	ФИД/м-С ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 10 (от 0 до 44,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,82 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,82 до 44,1)	—	±20	
1,3-диметилбензол (м-ксилол) м-С ₈ H ₁₀	ФИД/м-С ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 (от 0 до 442)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 44,2 включ.)	±15	—	15
			св. 10 до 100 (св. 44,2 до 442)	—	±15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
1,4-диметилбензол (п-ксилол) р-С ₈ H ₁₀	ФИД/-m-С ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 10 (от 0 до 44,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,82 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,82 до 44,1)	—	±20	
	ФИД/-p-С ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 (от 0 до 442)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 44,2 включ.)	±15	—	
			св. 10 до 100 (св. 44,2 до 442)	—	±15	
2,3-дитиабутан (диметилди-сульфид) С ₂ H ₆ S ₂	ФИД/С ₂ H ₆ S ₂ -2	от 0 до 2 (от 0 до 7,8)	от 0 до 0,35 включ. (от 0 до 1,37 включ.)	±20	—	15
			св. 0,35 до 2 (св. 1,37 до 7,8)	—	±20	
	ФИД/С ₂ H ₆ S ₂ -10	от 0 до 10 (от 0 до 39,2)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,8 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 10 (св. 7,8 до 39,2)	—	±20	
Дисульфид углерода (сероуглерод) CS ₂	ФИД/CS ₂ -10	от 0 до 10 (от 0 до 31,7)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 3,17 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 10 (св. 3,17 до 31,7)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	ФИД/C ₂ H ₆ S -5	от 0 до 5 (от 0 до 12,9)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 2,58 включ.)	±20	—	
			св. 1 до 5 (св. 2,58 до 12,9)	—	±20	
	ФИД/C ₂ H ₆ S - 100	от 0 до 100 (от 0 до 258)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 51,6 включ.)	±20	—	
			св. 20 до 100 (св. 51,6 до 258)	—	±20	
1,2-дихлорэтан C ₂ H ₄ Cl ₂	ФИД/C ₂ H ₄ Cl ₂ -20	от 0 до 20 (от 0 до 82,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,23 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 20 (св. 8,23 до 82,3)	—	±20	
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	ФИД/C ₂ H ₆ O-500	от 0 до 500 (от 0 до 958)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 192 включ.)	±15	—	15
			св. 100 до 500 (св. 192 до 958)	—	±15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Моноэтиламин (2-аминоэтанол) C ₂ H ₇ NO	ФИД/C ₂ H ₇ NO-3	от 0 до 3 (от 0 до 7,6)	от 0 до 0,2 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	± 20	—	15
			св. 0,2 до 3 (св. 0,5 до 7,6)	—	± 20	
	ФИД/C ₂ H ₇ NO-10	от 0 до 10 (от 0 до 25,4)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5,1 включ.)	± 20	—	
			св. 2 до 10 (св. 5,1 до 25,4)	—	± 20	
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	ФИД/C ₄ H ₈ -10	от 0 до 10 (от 0 до 23,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4,6 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 4,6 до 23,3)	—	±20	
	ФИД/C ₄ H ₈ -100	от 0 до 100 (от 0 до 233)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 23,3 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 23,3 до 233)	—	±20	
	ФИД/C ₄ H ₈ -1000	от 0 до 1000 (от 0 до 2330)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 233 включ.)	±15	—	15
			св. 100 до 1000 (св. 233 до 2330)	—	±15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	ФИД/i-C ₄ H ₈ -6000	от 0 до 6000 (от 0 до 13980)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 1165 включ.)	±15	—	15
			св. 500 до 6000 (св. 1165 до 13980)	—	±15	
Метанол CH ₃ OH	ФИД/CH ₃ OH-10	от 0 до 10 (от 0 до 13,3)	от 0 до 3,75 включ. (от 0 до 4,98 включ.)	±15	—	15
			св. 3,75 до 10 (св. 4,98 до 13,3)	—	±15	
	ФИД/CH ₃ OH-40	от 0 до 40 (от 0 до 53,2)	от 0 до 11,2 включ. (от 0 до 14,9 включ.)	±15	—	15
			св. 11,2 до 40 (св. 14,9 до 53,2)	—	±15	
	ФИД/CH ₃ OH-40	от 0 до 40 (от 0 до 53,2)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 13,3 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 40 (св. 13,3 до 53,2)	—	±20	
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	ФИД/C ₇ H ₈ -10	от 0 до 10 (от 0 до 38,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,66 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 7,66 до 38,3)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	ФИД/C ₇ H ₈ -40	от 0 до 40 (от 0 до 153,3)	от 0 до 13 включ. (от 0 до 49,8 включ.)	±15	—	15
			св. 13 до 40 (св. 49,8 до 153,3)	—	±15	
	ФИД/C ₇ H ₈ -100	от 0 до 100 (от 0 до 383)	от 0 до 13 включ. (от 0 до 49,8 включ.)	±15	—	
			св. 13 до 100 (св. 49,8 до 383)	—	±15	
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	ФИД/CH ₃ SH-10	от 0 до 10 (от 0 до 20)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,8 включ.)	±20	—	15
			св. 0,4 до 10 (св. 0,8 до 20)	—	±20	
	ФИД/CH ₃ SH-20	от 0 до 20 (от 0 до 40)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 4 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 20 (св. 4 до 40)	—	±20	
Муравьиная кислота CH ₂ O ₂	ФИД/CH ₂ O ₂ -10	от 0 до 10 (от 0 до 19,1)	от 0 до 0,5 включ. (от 0 до 0,96 включ.)	±20	—	15
			св. 0,5 до 10 (св. 0,96 до 19,1)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	ФИД/C ₄ H ₁₀ -1000	от 0 до 1000 (от 0 до 2417)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 241 включ.)	±15	—	15
			св. 100 до 1000 (св. 241 до 2417)	—	±15	
2-метил-1-пропанол (изобутанол) i-C ₄ H ₉ ОН	ФИД/C ₄ H ₉ ОН-20	от 0 до 20 (от 0 до 61,6)	от 0 до 3 включ. (от 0 до 9,2 включ.)	±20	—	15
			св. 3 до 20 (св. 9,2 до 61,6)	—	±20	
н-гептан C ₇ H ₁₆	ФИД/C ₇ H ₁₆ -500	от 0 до 500 (от 0 до 2084)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 208 включ.)	±15	—	15
			св. 50 до 500 (св. 208 до 2084)	—	±15	
	ФИД/C ₇ H ₁₆ -2000	от 0 до 2000 (от 0 до 8334)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 416 включ.)	±15	—	
			св. 100 до 2000 (св. 416 до 8334)	—	±15	
н-гексан C ₆ H ₁₄	ФИД/C ₆ H ₁₄ -1000	от 0 до 1000 (от 0 до 3584)	от 0 до 84 включ. (от 0 до 301 включ.)	±20	—	15
			св. 84 до 1000 (св. 301 до 3584)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Нафталин C ₁₀ H ₈	ФИД/C ₁₀ H ₈ -10	от 0 до 10 (от 0 до 53,3)	от 0 до 3,7 включ. (от 0 до 19,7 включ.)	±20	—	15
			св. 3,7 до 10 (св. 19,7 до 53,3)	—	±20	
н-пропилацетат C ₅ H ₁₀ O ₂	ФИД/C ₅ H ₁₀ O ₂ -10	от 0 до 10 (от 0 до 42,5)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,5 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,5 до 42,5)	—	±20	
	ФИД/C ₅ H ₁₀ O ₂ -100	от 0 до 100 (от 0 до 425)	от 0 до 30 включ. (от 0 до 127,5 включ.)	±20	—	
			св. 30 до 100 (св. 127,5 до 425)	—	±20	
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	ФИД/C ₃ H ₆ O-1000	от 0 до 1000 (от 0 до 2415)	от 0 до 80 включ. (от 0 до 193 включ.)	±15	—	15
			св. 80 до 1000 (св. 193 до 2415)	—	±15	
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ФИД/C ₃ H ₆ -10	от 0 до 10 (от 0 до 17,5)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 3,5 включ.)	±15	—	15
			св. 2 до 10 (св. 3,5 до 17,5)	—	±15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	ФИД/C ₃ H ₆ -100	от 0 до 100 (от 0 до 175)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 17,5 включ.)	±20	—	15
			св. 10 до 100 (св. 17,5 до 175)	—	±20	
	ФИД/C ₃ H ₆ -300	от 0 до 300 (от 0 до 561)	от 0 до 50 включ. (от 0 до 93,5 включ.)	±15	—	
			св. 50 до 300 (св. 93,5 до 561)	—	±15	
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ ОН	ФИД/i-C ₃ H ₇ ОН-10	от 0 до 10 (от 0 до 25)	от 0 до 4 включ. (от 0 до 10 включ.)	± 20	—	15
			св. 4 до 10 (св. 10 до 25)	—	± 20	
	ФИД/i-C ₃ H ₇ ОН-100	от 0 до 100 (от 0 до 255)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 50 включ.)	± 20	—	
			св. 20 до 100 (св. 50 до 255)	—	± 20	
Тетраэтилортосиликат (ТЕОС) C ₈ H ₂₀ O ₄ Si	ФИД/C ₈ H ₂₀ O ₄ Si-100	от 0 до 100 (от 0 до 86,6)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 17,3 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 17,3 до 86,6)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
2,6-толуиленизоцианат C ₃ C ₆ H ₃ (NCO) ₂	ФИД/C ₃ C ₆ H ₃ (NCO) ₂ -1	от 0 до 1 (от 0 до 7,24)	от 0 до 0,1 включ. (от 0 до 0,72 включ.)	±20	—	15
			св. 0,1 до 1 (св. 0,72 до 7,24)	—	±20	
Уксусная кислота C ₂ H ₄ O ₂	ФИД/C ₂ H ₄ O ₂ -100	от 0 до 10 (от 0 до 25)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5 включ.)	± 20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 5 до 25)	—	± 20	
	ФИД/C ₂ H ₄ O ₂ -100	от 0 до 100 (от 0 до 250)		±20	—	
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C ₈ H ₈	ФИД/C ₈ H ₈ -10	от 0 до 10 (от 0 до 43,3)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,6 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,6 до 43,3)	—	±20	
	ФИД/C ₈ H ₈ -40	от 0 до 40 (от 0 до 1732)	от 0 до 6,9 включ. (от 0 до 29,9 включ.)	±20	—	
			св. 6,9 до 40 (св. 29,9 до 1732)	—	±20	
	ФИД/C ₈ H ₈ -500	от 0 до 500 (от 0 до 2165)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 433 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 500 (св. 433 до 2165)	—	±20	
	ФИД/C ₈ H ₈ -1000	от 0 до 500 (от 0 до 2165)				
			от 0 до 500 (от 0 до 2165)		±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Фурфуриловый спирт C ₅ H ₆ O ₂	ФИД/C ₅ H ₆ O ₂ -10	от 0 до 10 (от 0 до 40,8)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,6 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,6 до 40,8)	—	±20	
Формальдегид CH ₂ O	ФИД/CH ₂ O-10	от 0 до 10 (от 0 до 12,5)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 0,5 включ.)	± 20	—	15
			св. 0,4 до 10 (св. 0,5 до 12,5)	—	± 20	
Фенол C ₆ H ₅ OH	ФИД/C ₆ H ₅ OH-3	от 0 до 3 (от 0 до 11,74)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 0,98 включ.)	±20	—	15
			св. 0,25 до 3 (св. 0,98 до 11,74)	—	±20	
	ФИД/C ₆ H ₅ OH-10	от 0 до 10 (от 0 до 39,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,8 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 10 (св. 7,8 до 39,1)	—	±20	
	ФИД/C ₆ H ₅ OH-100	от 0 до 100 (от 0 до 390)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 39,1 включ.)	±20	—	
			св. 10 до 100 (св. 39,1 до 390)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Фосфин РН ₃	ФИД/РН ₃ -10	от 0 до 10 (от 0 до 14,1)	от 0 до 1 включ. (от 0 до 1,4 включ.)	±20	—	15
			св. 1 до 10 (св. 1,4 до 14,1)	—	±20	15
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) С ₄ Н ₂ О ₃	ФИД/С ₄ Н ₂ О ₃ -3	от 0 до 3 (от 0 до 12,2)	от 0 до 0,25 включ. (от 0 до 1,02 включ.)	±20	—	15
			св. 0,25 до 3 (св. 1,02 до 12,2)	—	±20	
	ФИД/С ₄ Н ₂ О ₃ -10	от 0 до 10 (от 0 до 40,8)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,16 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 10 (св. 8,16 до 40,8)	—	±20	
Хлористый бензил С ₇ Н ₇ Сl	ФИД/С ₇ Н ₇ Сl-10	от 0 до 10 (от 0 до 52,67)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 10,5 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 10,5 до 52,67)	—	±20	
Циклогексан С ₆ Н ₁₂	ФИД/С ₆ Н ₁₂ -100	от 0 до 100 (от 0 до 350)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 70 включ.)	±20	—	15
			св. 20 до 100 (св. 70 до 350)	—	±20	
Циклогексанон С ₆ Н ₁₀ О	ФИД/С ₆ Н ₁₀ О-20	от 0 до 20 (от 0 до 70)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 20 (св. 7 до 70)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Этилцеллозольв (2-этоксиэтанол) C ₄ H ₁₀ O ₂	ФИД/C ₄ H ₁₀ O ₂ -20	от 0 до 20 (от 0 до 75)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,5 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 20 (св. 7,5 до 75)	—	±20	
Этилен C ₂ H ₄	ФИД/C ₂ H ₄ - 300	от 0 до 300 (от 0 до 351)	от 0 до 20 включ. (от 0 до 23,4 включ.)	±20	—	15
			св. 20 до 300 (св. 23,4 до 351)	—	±20	
	ФИД/C ₂ H ₄ - 1800	от 0 до 1800 (от 0 до 2106)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 117 включ.)	±20	—	
			св. 100 до 1800 (св. 117 до 2106)	—	±20	
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	ФИД/C ₄ H ₈ O ₂ -100	от 0 до 100 (от 0 до 366)	от 0 до 13 включ. (от 0 до 47,6 включ.)	±20	—	15
			св. 13 до 100 (св. 47,6 до 366)	—	±20	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	ФИД/C ₂ H ₅ SH-10	от 0 до 10 (от 0 до 25,8)	от 0 до 0,4 включ. (от 0 до 1 включ.)	±20	—	15
			св. 0,4 до 10 (св. 1 до 25,8)	—	±20	
	ФИД/C ₂ H ₅ SH-20	от 0 до 20 (от 0 до 51,6)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 5,16 включ.)	±20	—	
			св. 2 до 20 (св. 5,16 до 51,6)	—	±20	
Этанол C ₂ H ₅ OH	ФИД/C ₂ H ₅ OH-10	от 0 до 10 (от 0 до 19,2)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 3,84 включ.)	± 20	—	15
			св. 2 до 10 (св.3,84 до 19,2)	—	± 20	
	ФИД/C ₂ H ₅ OH-100	от 0 до 100 (от 0 до 192)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 19,2 включ.)	± 20	—	
			св. 10 до 100 (св.19,2 до 192)	—	± 20	
	ФИД/C ₂ H ₅ OH-1000	от 0 до 500 (от 0 до 960)		± 20	—	
	ФИД/C ₂ H ₅ OH-2000	от 0 до 2000 (от 0 до 3840)	от 0 до 500 включ. (от 0 до 960 включ.)	± 15	—	
			св. 500 до 2000 (св. 960 до 3840)	—	± 15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Эпихлоргидрин C ₃ H ₅ ClO	ФИД/C ₃ H ₅ Cl O-10	от 0 до 10 (от 0 до 38,5)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 7,7 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 7,7 до 38,5)	—	±20	
Этилбензол C ₈ H ₁₀	ФИД/C ₈ H ₁₀ -10	от 0 до 10 (от 0 до 44,1)	от 0 до 2 включ. (от 0 до 8,8 включ.)	±20	—	15
			св. 2 до 10 (св. 8,8 до 44,1)	—	±20	
	ФИД/C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 (от 0 до 441)	от 0 до 10 включ. (от 0 до 44,1 включ.)	± 15	—	
			св. 10 до 100 (св. 44,1 до 441)	—	± 15	
	ФИД/C ₈ H ₁₀ -500	от 0 до 500 (от 0 до 2205)	от 0 до 100 включ. (от 0 до 441 включ.)	± 15	—	
			св. 100 до 500 (св. 441 до 2205)	—	± 15	
	ФИД/C ₈ H ₁₀ -500	от 0 до 500 (от 0 до 2205)		± 25	—	
Пары нефти ¹⁾	ФИД/ПН/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±15	
Пары бензина ²⁾	ФИД/ПН/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±15	—	15
			св. 100 до 3500 мг/м ³	—	±15	

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли, млн ⁻¹ , (массовой концентрации, мг/м ³)		Пределы допускаемой основной погрешности, %		Время установления выходного сигнала T _{0,9} , с, не более
				приведенная к ВПИ (верхнему пределу диапазона измерений)	относительная	
Пары керосина ³⁾	ФИД/ПН/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±15	
Пары дизельного топлива ⁴⁾	ФИД/ПН/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±15	
Пары уайт-спирта ⁵⁾	ФИД/ПН/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±15	
Пары авиационного топлива ⁶⁾	ФИД/СхНу/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±20	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±20	
Пары ΣСхНу (по пропану)	ФИД/СхНу/3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±20	—	15
			св. 300 до 3500 мг/м ³	—	±20	

Примечания:

1) При контроле в воздухе рабочей зоны компонентов, указанных в Руководстве по эксплуатации, но не приведенных в таблице, газоанализаторы применяются в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов с последующим анализом по методикам (методам) измерений (МИ), разработанным и аттестованным в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

2) Диапазон показаний выходных сигналов соответствует диапазону измерений. В зависимости от заказа диапазон показаний может быть изменен производителем. Диапазон показаний не может быть меньше диапазона измерений.

3) Калибровка паров нефтепродуктов являющейся смесью углеводородов, проводится по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор.

4) Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.

5) Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор.

7) Сумма углеводородов (ΣСхНу) – суммарное содержание предельных углеводородов: этан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀), пентан (C₅H₁₂), гексан (C₆H₁₄), гептан (C₇H₁₆), октан (C₈H₁₈), нонан (C₉H₂₀), декан (C₁₀H₂₂).

¹⁾ Пары нефти по ГОСТ Р 51858-2002.

²⁾ Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002.

Окончание таблицы 5

- ³⁾ Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86.
⁴⁾ Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005.
⁵⁾ Уайт-спирит по ГОСТ 3134-78.
⁶⁾ Пары авиационного топлива по ГОСТ 1012-2013.

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от - 55 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до + 55 °С на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,25

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры газоанализаторов (длина × ширина × высота), мм, не более: – КИП-МГс – КИП-МГ1 – КИП-МГ4 – КИП-МГ5	32×32×40 93×52×30 130×74×37 162×75×46
Масса, кг, не более: – КИП-МГс – КИП-МГ1 – КИП-МГ4 – КИП-МГ5	0,20 0,98 0,33 0,45
Напряжение питания от аккумуляторной батареи, В	3,7
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более – атмосферное давление, кПа	от -55 до +55 98 от 80 до 120
Степень защиты IP* по ГОСТ 14254-2015 (для мод. КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5)	IP 66/67/68
Маркировка взрывозащиты (для мод. КИП-МГ1, КИП-МГ4, КИП-МГ5)	P0 Ex da ia I Ma X / P0 Ex ia I Ma X 0Ex da ia IIC T4 Ga X/ 0Ex ia IIC T4 Ga X
Средний срок** службы, лет, не менее	15
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	35000
*В зависимости от заказа **Без учета срока эксплуатации сенсора (датчика)	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	КИП-МГ	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ГСБФ.5977.00.00.00С РЭ/ПС ГСБФ.5977.00.00.001 РЭ ГСБФ.5977.00.00.004 РЭ ГСБФ.5977.00.00.005 РЭ	1 экз. ¹⁾
Паспорт	ГСБФ.5977.00.00.00С РЭ/ПС ГСБФ.5977.00.00.001 ПС ГСБФ.5977.00.00.004 ПС ГСБФ.5977.00.00.005 ПС	1 экз.
Упаковка	—	1 шт.
Программное обеспечение (ПО)	—	1 ²⁾ экз.
Калибровочная насадка	—	1 ²⁾ шт.
Коммуникационный кабель	—	1 ²⁾ шт.
Зарядное устройство	—	1 ²⁾ шт.
¹⁾ – один экземпляр на партию; ²⁾ – поставляется по отдельному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.3 «Методы измерений газоанализаторов» документов ГСБФ.5977.00.00.00С РЭ/ПС «Газоанализаторы портативные КИП-МГ модификации КИП-МГс. Руководство по эксплуатации», ГСБФ.5977.00.00.001 РЭ «Газоанализаторы портативные КИП-МГ модификации КИП-МГ1. Руководство по эксплуатации», ГСБФ.5977.00.00.004 РЭ «Газоанализаторы портативные КИП-МГ модификации КИП-МГ4. Руководство по эксплуатации», ГСБФ.5977.00.00.005 РЭ «Газоанализаторы портативные КИП-МГ модификации КИП-МГ5. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта 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 Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 «Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;

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

ГОСТ 24032-80 «Приборы шахтные газоаналитические. Общие технические требования. Методы испытаний»;

ГСБФ 5977.00.00.00 ТУ «Газоанализаторы портативные КИП-МГ. Технические условия».

Правообладатель

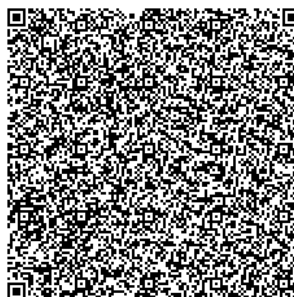
Общество с ограниченной ответственностью «КИП-консалт» (ООО «КИП-консалт»)
ИНН 7719498042
Юридический адрес: 105318, г. Москва, ул. Ибрагимова, д. 31, к. 10, эт./помещ. 2/9
Телефон (факс): +7 (495) 136-74-22
E-mail: info@kipkonsalt.ru, kipkonsalt@gmail.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «КИП-консалт» (ООО «КИП-консалт»)
ИНН 7719498042
Юридический адрес: 105318, г. Москва, ул. Ибрагимова, д. 31, к. 10, эт./помещ. 2/9
Адреса мест осуществления деятельности:
105318, г. Москва, ул. Ибрагимова, д. 31, к. 10, эт./помещ. 2/9
105043, г. Москва, ул. 7-я Парковая, д. 5, к. 1, помещ. 1/1
Телефон (факс): +7 (495) 136-74-22
E-mail: info@kipkonsalt.ru, kipkonsalt@gmail.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)
Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28
Телефон: + 7 (495) 481-33-80
E-mail: info@prommashtest.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91828-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна Валериан Куйбышев

Назначение средства измерений

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна Валериан Куйбышев (далее – танки) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице танка.

Танки стальные прямоугольные представляют собой прямоугольные сосуды, расположенные в трюме нефтеналивного судна Валериан Куйбышев по правому и левому борту и разделены между собой непроницаемыми переборками.

Сверху танки закрыты герметичной крышей, на которой расположены мерная труба и технологический люк

Заполнение и выдача продукта осуществляются через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части танка.

Регистровый номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр нанесен типографским методом в паспорт танка и методом ударного точечного тиснения на переборку в якорном ящике форпика.

Заводские номера танков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр нанесены методом аэрографии на технологические люки танков.

К танкам данного типа относятся танки с заводскими номерами 11, 12, 21, 22, 31, 32, расположенные на нефтеналивном судне Валериан Куйбышев проекта 414В с регистровым номером 172745.

Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна Валериан Куйбышев представлен на рисунке 1.

Место нанесения заводского номера танков представлен на рисунке 2.

Регистровый номер нефтеналивного судна Валериан Куйбышев представлен на рисунке 3.

Общий вид нефтеналивного судна Валериан Куйбышев представлен на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

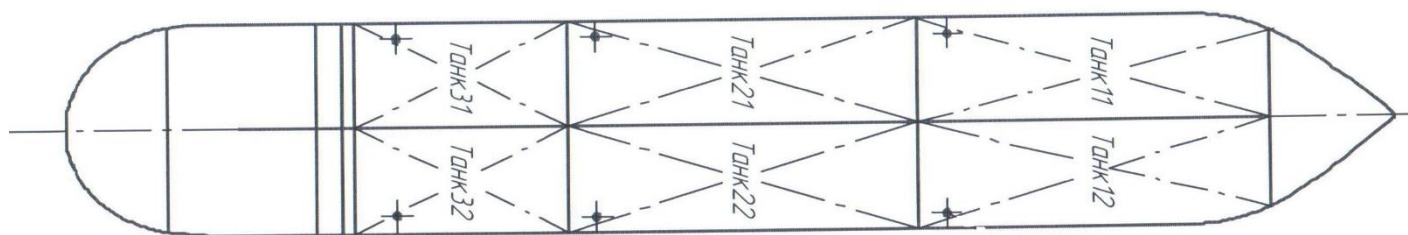


Рисунок 1 – Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна
Валериан Куйбышев



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Регистровый номер нефтеналивного судна Валериан Куйбышев



Рисунок 3 – Регистровый номер нефтеналивного судна Валериан Куйбышев



Рисунок 4 –Общий вид нефтеналивного судна Валериан Куйбышев

Пломбирование танков не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	Заводские номера танков					
	11	12	21	22	31	32
Номинальная вместимость, м ³	135	135	145	145	135	135
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости, %	±0,25					

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -10 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта танка типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Танк стальной прямоугольный нефтеналивного судна Валериан Куйбышев	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Метод измерений» паспорта.

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».

Правообладатель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
Юридический адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Изготовитель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
(танки изготовлены 1988 г.)
Адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91829-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-3

Назначение средства измерений

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-3 (далее – танки) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице танка.

Танки стальные прямоугольные представляют собой прямоугольные сосуды, расположенные в трюме нефтеналивного судна ТР-3 по правому и левому борту и разделены между собой непроницаемыми переборками.

Сверху танки закрыты герметичной крышей, на которой расположены мерная труба и технологический люк

Заполнение и выдача продукта осуществляются через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части танка.

Регистровый номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр нанесен типографским методом в паспорт танка и методом ударного тиснения на переборку в якорном ящике форпика.

Заводские номера танков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр нанесены методом аэрографии на технологические люки танков.

К танкам данного типа относятся танки с заводскими номерами 11, 12, 21, 22, 31, 32, расположенные на нефтеналивном судне ТР-3 проекта 414В с регистровым номером 172793.

Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-3 представлен на рисунке 1.

Место нанесения заводского номера танков представлен на рисунке 2.

Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-3 представлен на рисунке 3.

Общий вид нефтеналивного судна ТР-3 представлен на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

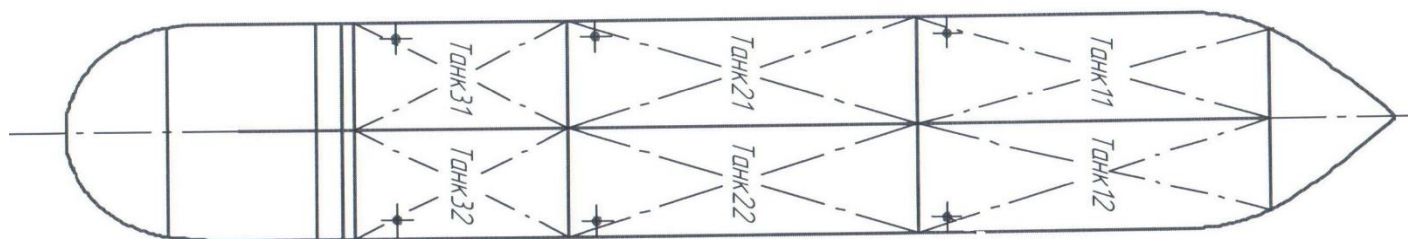


Рисунок 1 – Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-3



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера танка нефтеналивного судна ТР-3



Рисунок 3 – Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-3



Рисунок 4 –Общий вид нефтеналивного судна ТР-3

Пломбирование танков не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	Заводские номера танков					
	11	12	21	22	31	32
Номинальная вместимость, м ³	135	135	145	145	135	135
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости, %	±0,25					

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -10 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта танка типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Танк стальной прямоугольный нефтеналивного судна ТР-3	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Метод измерений» паспорта.

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».

Правообладатель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
Юридический адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Изготовитель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
(танки изготовлены 1988 г.)
Адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91830-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-5

Назначение средства измерений

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-5 (далее – танки) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице танка.

Танки стальные прямоугольные представляют собой прямоугольные сосуды, расположенные в трюме нефтеналивного судна ТР-5 по правому и левому борту и разделены между собой непроницаемыми переборками.

Сверху танки закрыты герметичной крышей, на которой расположены мерная труба и технологический люк

Заполнение и выдача продукта осуществляются через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части танка.

Регистровый номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр нанесен типографским методом в паспорт танка и методом электродуговой сварки на переборку в якорном ящике форпика.

Заводские номера танков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр нанесены методом аэрографии на технологические люки танков.

К танкам данного типа относятся танки с заводскими номерами 11, 12, 21, 22, 31, 32, расположенные на нефтеналивном судне ТР-5 проекта 414В с регистровым номером 172835.

Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-5 представлен на рисунке 1.

Место нанесения заводского номера танков представлен на рисунке 2.

Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-5 представлен на рисунке 3.

Общий вид нефтеналивного судна ТР-5 представлен на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

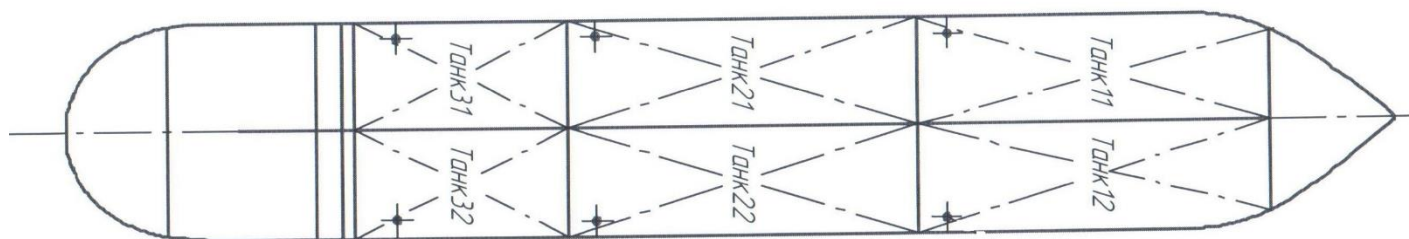


Рисунок 1 – Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-5



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера танка нефтеналивного судна ТР-5



Рисунок 3 – Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-5



Рисунок 4 –Общий вид нефтеналивного судна TP-5

Пломбирование танков не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	Заводские номера танков					
	11	12	21	22	31	32
Номинальная вместимость, м ³	135	135	145	145	135	135
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости, %	±0,25					

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -10 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта танка типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Танк стальной прямоугольный нефтеналивного судна TP-5	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Метод измерений» паспорта.

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».

Правообладатель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»

Юридический адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Изготовитель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»

(танки изготовлены 1989 г)

Адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, 10

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32

Web-сайт: vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91831-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-1

Назначение средства измерений

Танки стальные прямоугольные нефтеналивного судна ТР-1 (далее – танки) предназначены для измерений объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия танков основан на заполнении их нефтью или нефтепродуктом до произвольных уровней, соответствующих определенным объемам (вместимостям), приведенных в градуировочной таблице танка.

Танки стальные прямоугольные представляют собой прямоугольные сосуды, расположенные в трюме нефтеналивного судна ТР-1 по правому и левому борту и разделены между собой непроницаемыми переборками.

Сверху танки закрыты герметичной крышей, на которой расположены мерная труба и технологический люк

Заполнение и выдача продукта осуществляются через приемно-раздаточные патрубки, расположенные в нижней части танка.

Регистровый номер в виде цифрового обозначения, состоящий из арабских цифр нанесен типографским методом в паспорт танка и методом ударного точечного тиснения на переборку в якорном ящике форпика.

Заводские номера танков в виде цифрового обозначения, состоящие из арабских цифр нанесены методом аэрографии на технологические люки танков.

К танкам данного типа относятся танки с заводскими номерами 11, 12, 21, 22, 31, 32, расположенные на нефтеналивном судне ТР-1 проекта 414В с регистровым номером 172696.

Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-1 представлен на рисунке 1.

Место нанесения заводского номера танков представлен на рисунке 2.

Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-1 представлен на рисунке 3.

Общий вид нефтеналивного судна ТР-1 представлен на рисунке 4.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

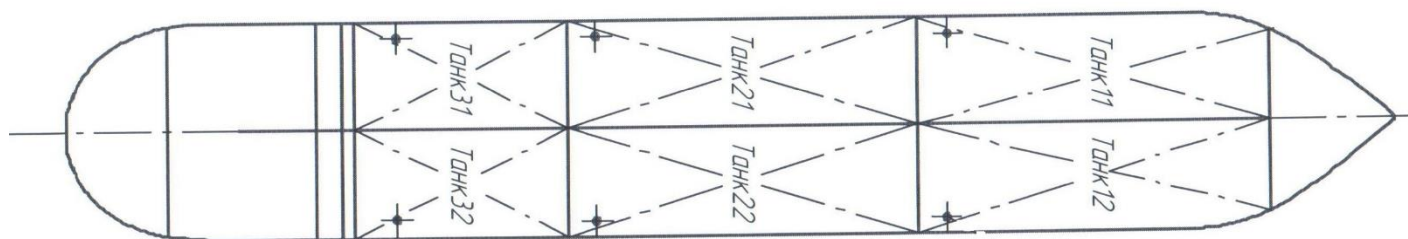


Рисунок 1 – Эскиз общего вида расположения танков нефтеналивного судна ТР-1



Место нанесения
заводского номера

Рисунок 2 – Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-1



Рисунок 3 – Регистровый номер нефтеналивного судна ТР-1



Рисунок 4 –Общий вид нефтеналивного судна TP-1

Пломбирование танков не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
	Заводские номера танков					
	11	12	21	22	31	32
Номинальная вместимость, м ³	135	135	145	145	135	135
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости, %	±0,25					

Т а б л и ц а 2 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации:	
Температура окружающего воздуха, °С	от -10 до +40
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта танка типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Танк стальной прямоугольный нефтеналивного судна TP-1	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Градуировочная таблица	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 8 «Метод измерений» паспорта.

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».

Правообладатель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
Юридический адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Изготовитель

ГП «Жигаловский ССЗ Ленского БУП МРФ РСФСР»
(танки изготовлены 1987 г.)
Адрес: 666410, Иркутская обл., п. Жигалово, ул. Колчанова, д. 10

Испытательный центр

Всероссийский научно-исследовательский институт расходометрии - филиал
Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-
исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ВНИИР - филиал
ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Адрес места осуществления деятельности: 420088, Республика Татарстан, г. Казань,
ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»
Телефон/ факс: +7 (843) 272-70-62/(843) 272-00-32
Web-сайт: vniir.org
E-mail: office@vniir.org
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91832-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Расходомеры кориолисовые массовые АМФ

Назначение средства измерений

Расходомеры кориолисовые массовые АМФ (далее – расходомеры) предназначены для измерений массового расхода и массы жидкости и газа.

Описание средства измерений

Принцип действия расходомеров основан на использовании силы Кориолиса, возникающей в трубках первичного преобразователя расхода (далее – ППР) при прохождении через них измеряемой среды. Фазовые смещения между частотами колебаний противоположных частей трубок, вызванные силами Кориолиса, пропорциональны массовому расходу и массе газов.

Расходомеры состоят из ППР и электронного блока (далее – ЭБ) Т1000 или Т2000, которые отличаются типом выходных сигналов, а также наличием дисплея. В ППР размещены измерительные трубки, катушка возбуждения, измерительные катушки. ЭБ обеспечивает обработку сигналов, отображение значений измеренных величин и их преобразование в выходные сигналы.

Отклонение температуры измеряемой среды от температуры при калибровке компенсируется установкой нуля, а изменение давления – внесением соответствующей поправки.

Заводской номер, состоящий из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится методом лазерной гравировки на маркировочные таблички, расположенные на ППР и ЭБ.

Пломбирование расходомеров осуществляется проволокой, продеваемой через отверстие в винте, удерживающем крышку ЭБ в закрытом положении, и крестообразно-охватывающей корпус ЭБ, и свинцовой (пластмассовой) пломбы, на которую наносится знак поверки.

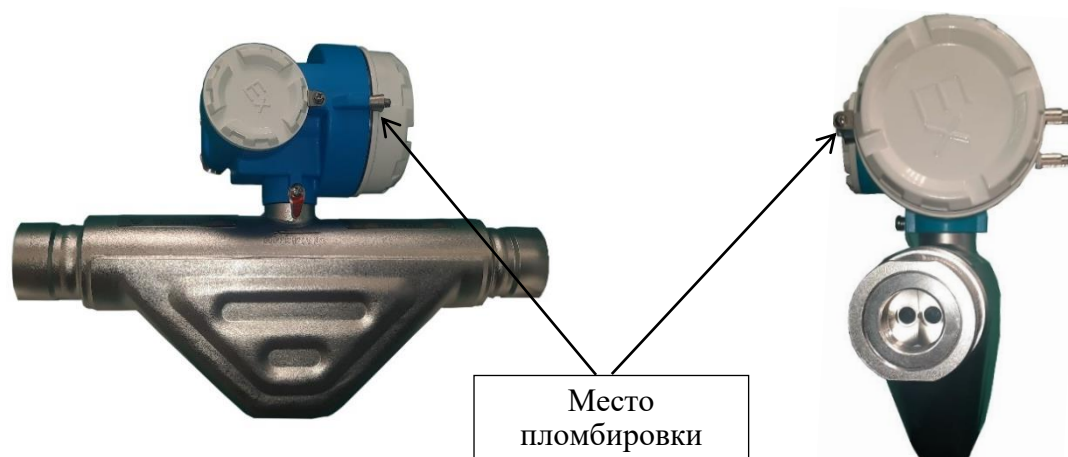


Рисунок 1 – Общий вид расходомеров с указанием места пломбировки

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) расходомеров установлено в ЭБ и является встроенным. Основными функциями ПО являются обработка измерительной информации от ППР, формирование выходных сигналов, настройка расходомеров, ведение архива измеренных значений, проведение самодиагностики.

Защита ПО расходомеров от несанкционированного доступа обеспечивается системой паролей и пломбированием расходомеров.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	4.XX
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–
* «X» не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода жидкости, кг/мин	от 3 до 70
Диапазон измерений массового расхода газа, кг/ч	см. примечание
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений по цифровому выходному сигналу, %: – массового расхода и массы жидкости – массового расхода и массы газа	$\pm 0,5$ $\pm 0,75$
Пределы допускаемой приведенной погрешности воспроизведения токового сигнала от 4 до 20 мА, % диапазона воспроизведения	$\pm 0,05$
Примечание – Верхний $M_{гв}$, кг/ч, и нижний $M_{гн}$, кг/ч, пределы диапазона измерений массового расхода газа рассчитываются по формулам: $M_{гв} = 0,3 \cdot \rho \cdot c \cdot Af, \quad (1)$ $M_{гн} = \frac{ZS}{5} \cdot 100, \quad (2)$ где ZS – значение стабильности нуля (1,2 кг/ч); ρ – плотность газа при рабочих условиях, кг/м³; c – скорость звука в газе при рабочих условиях, м/ч; Af – площадь сечения трубок расходомера (0,000096 м²).	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диаметр условного прохода, мм	20
Выходные сигналы: – токовый (только для ЭБ Т2000), мА – цифровой	от 4 до 20 HART, Modbus (RS485)
Напряжение питания постоянного тока, В	от 15 до 40
Параметры измеряемой среды: – абсолютное давление, МПа, не более – температура, °С	25 от -40 до +55
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	429 168 315
Масса, кг, не более	11,8
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от -40 до +55 от 84 до 106,7 95
Средний срок службы, лет	15
Средняя наработка на отказ, ч	73000
Маркировка взрывозащиты	1Ex db [ib] IIB T5 Gb X, 1Ex db [ib] IIB T6 Gb X
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой	IP67

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Количество шт./экз.
Расходомер кориолисовый массовый AMF	1
Паспорт	1
Руководство по эксплуатации	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6.1 «Принцип измерения» руководства по эксплуатации.

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»;

Приказ Росстандарта 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»;

Q/915101006721763759·1–2019 Кориолисовый массовый расходомер серии AMF.
Стандарт предприятия.

Правообладатель

Chengdu Andisoon Measure Co., Ltd, Китай

Адрес: No. 88, Wulian Road West, Gongxing Subdistrict, Shuangliu District, Chengdu, Sichuan, China

Изготовитель

Chengdu Andisoon Measure Co., Ltd, Китай

Адрес: No. 88, Wulian Road West, Gongxing Subdistrict, Shuangliu District, Chengdu, Sichuan, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91833-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные объема газа Омега-Т

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные объема газа Омега-Т (далее – комплексы) предназначены для измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям (абсолютное давление 0,101325 МПа, температура плюс 20 °С).

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов основан на вычислении объема газа, приведенного к стандартным условиям, на основе значений:

- объема газа при рабочих условиях, измеренного счетчиком газа;
- температуры газа, измеренного корректором объема газа;
- коэффициента сжимаемости, принятого за условно-постоянное значение;
- атмосферного давления газа, измеренного корректором объема газа (для комплексов исполнений АТ);
- избыточного (для комплексов исполнений АТ) или абсолютного (для комплексов исполнений ТЕ) давления газа, принятых за условно-постоянные значения;

Значение объема газа при рабочих условиях, измеренное счетчиком газа, преобразуется в импульсный сигнал с помощью датчика импульсов, устанавливаемого на отсчетном устройстве счетчика газа или входящего в состав счетчика газа, и передается в корректор объема газа.

В комплексах используются корректоры объема газа ТК-110 (регистрационный номер 87103-22 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).

В зависимости от типа используемого в составе комплекса счетчика газа, комплексы имеют исполнения, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Исполнение комплексов по типу счетчика газа

Исполнение	Тип счетчика газа	
	Наименование	Регистрационный номер в ФИФОЕИ
БК	Счетчики газа объемные мембранные ВКР	86899-22
ГС	Счетчики газа мембранные G	72805-18
МК	Счетчики газа серии МК-G	81256-21
СП	Счетчики газа объемные диафрагменные коммунальные «Счётприбор» СГДК	75321-19
СМ	Счетчики газа объемные диафрагменные СГВ	84879-22
РГ	Счетчики газа ротационные РГ-Р	88140-23
РР	Счетчики газа ротационные РЕД-Р	88785-23
РВ	Счетчики газа ротационные РВГ	87075-22
Примечание – в составе комплексов используются счетчики газа без температурной корректировки.		

Структура условного обозначения комплексов:

Омега-Т-Х₁-Х₂-Х₃-Х₄, где:

– Х₁ – наличие датчика атмосферного давления: АТ – есть; ТЕ – нет.

– Х₂ – максимальный измеряемый объемный расход при рабочих условиях, м³/ч: 2,5 – типоразмер G1,6, 4 – типоразмер G2,5, 6 – типоразмер G4, 10 – типоразмер G6, 16 – типоразмер G10; 25 – типоразмер G16; 40 – типоразмер G25; 65 – типоразмер G40; 100 – типоразмер G65; 160 – типоразмер G100;

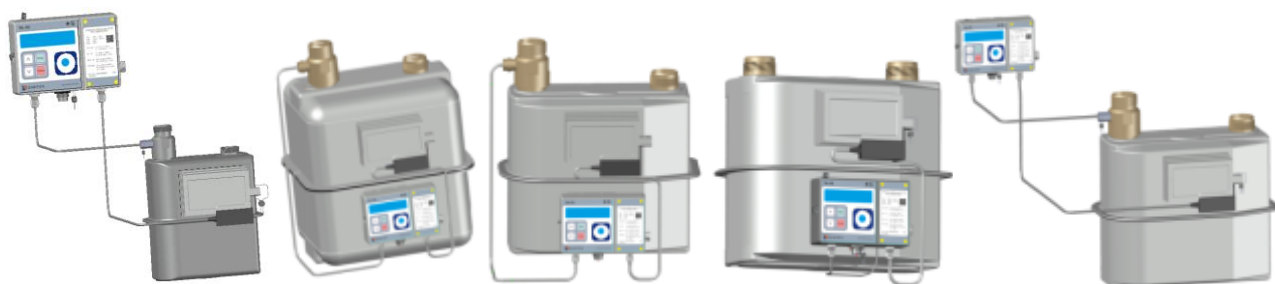
– Х₃ – тип счетчика газа: в соответствии с таблицей 1;

– Х₄ – направление потока газа: ПР – правое; ЛВ – левое.

Заводской номер комплексов, состоящий из арабских цифр, наносится методом печати на маркировочную табличку, располагаемую на верхней грани корпуса корректора объема газа.

Пломбирование счетчика газа и корректора, входящих в состав комплекса осуществляется в соответствии с описанием типа и (или) эксплуатационной документацией данных средств измерений.

Пломбирование комплексов осуществляется с помощью проволоки и свинцовой пломбы, пломбы типа «грибок» (комплексы исполнений БК, МК, ГС, СП, СМ), на которые наносится знак поверки. Схемы пломбировки указаны на рисунках 2-5.



Исполнения БК, МК, ГС, СП, СМ типоразмеров G1,6 – G25



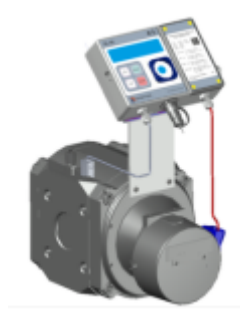
Исполнения БК, МК, ГС типоразмеров G40 – G100



Исполнение РР



Исполнение РГ



Исполнение РВ

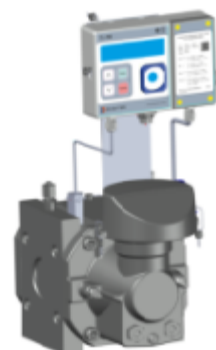


Рисунок 1 – Общий вид комплексов

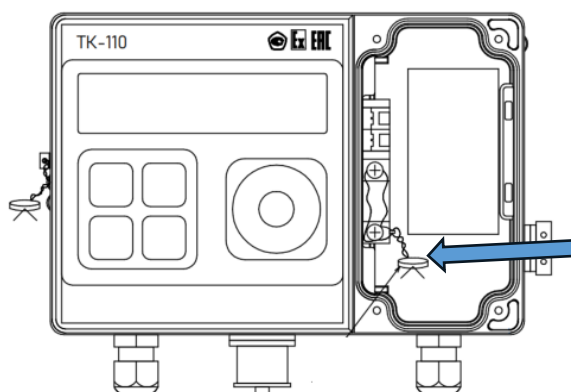


Рисунок 2 – Схема пломбировки места подключения датчика импульсов к корректору объема газа

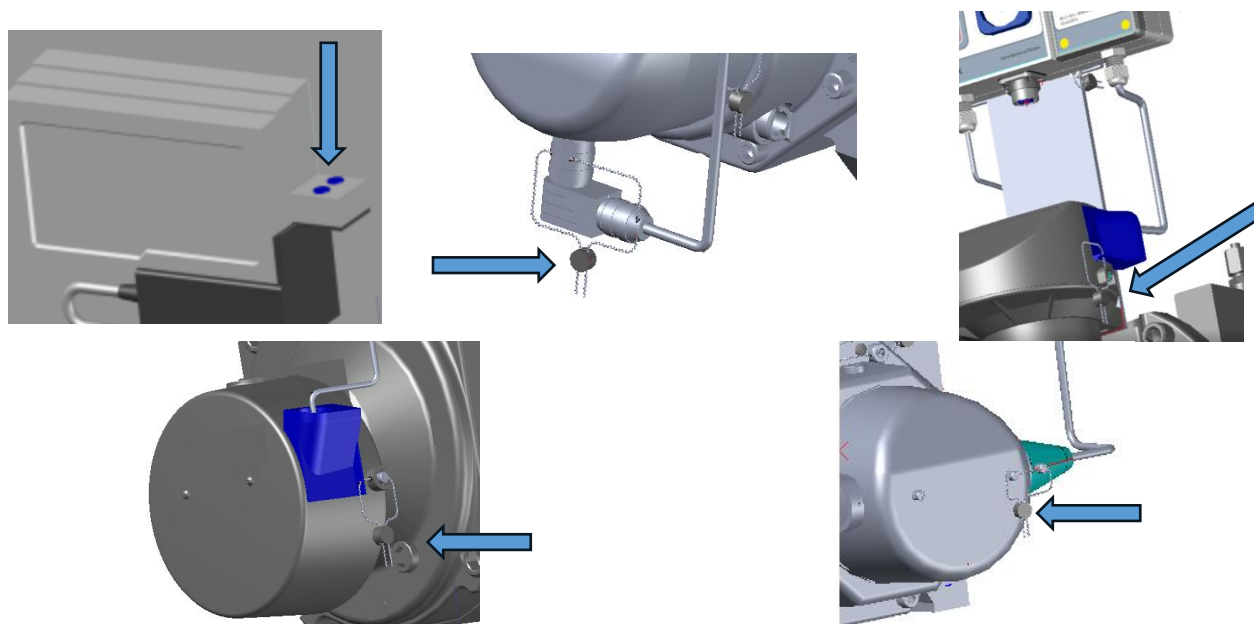


Рисунок 3 – Схема пломбировки места присоединения датчика импульсов к счетчику газа

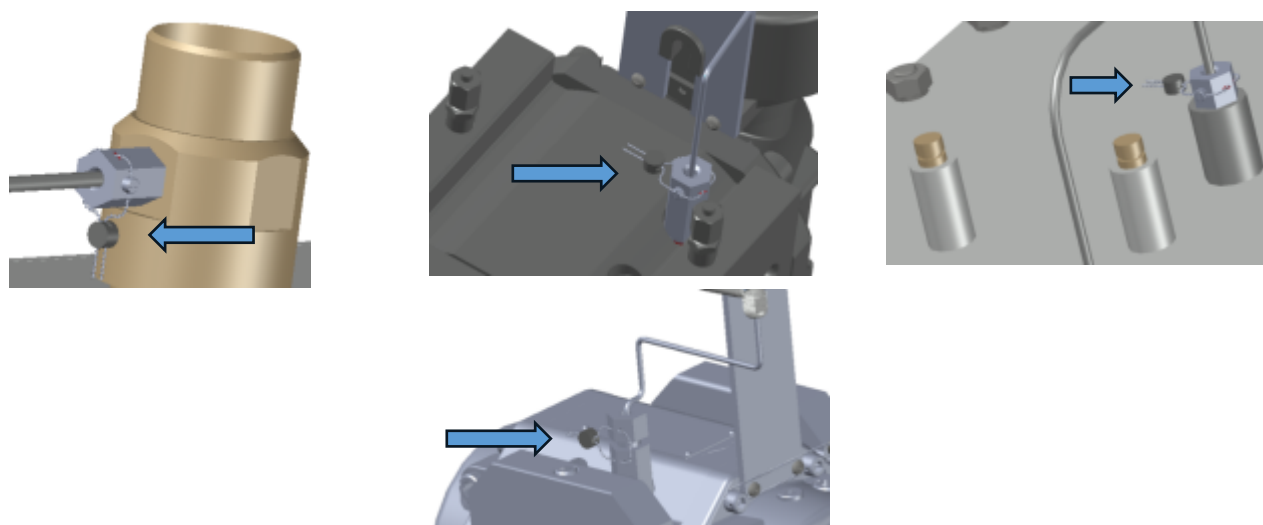


Рисунок 4 – Схема пломбировки преобразователя температуры корректора объема газа

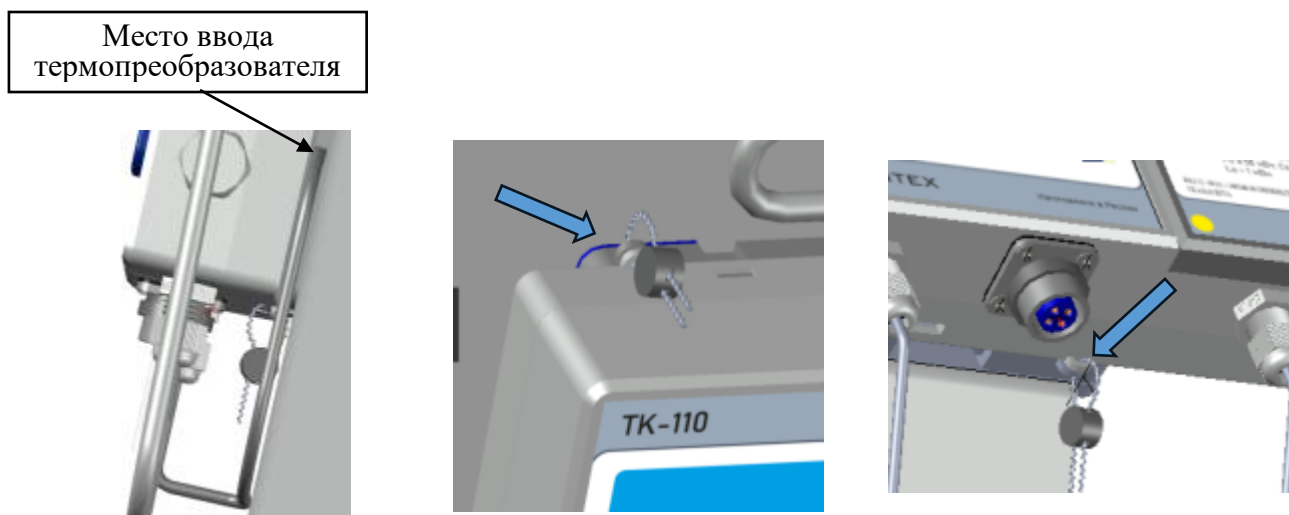


Рисунок 5 – Схема пломбировки термопреобразователя на корпусе счетчика газа

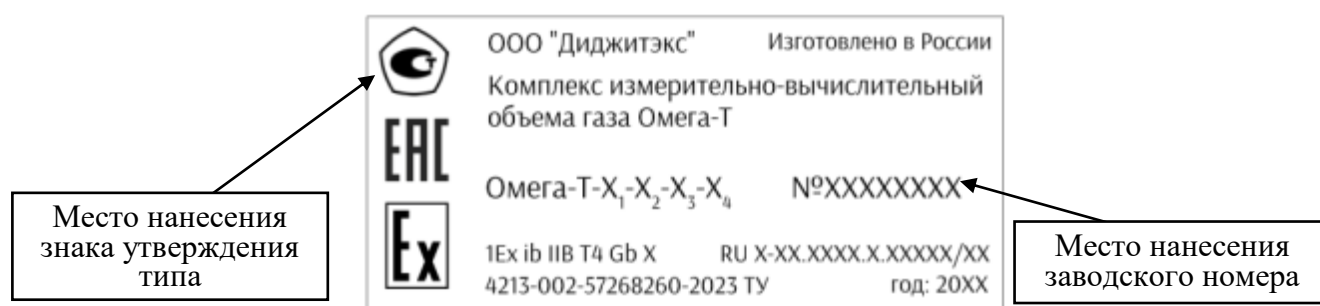


Рисунок 5 – Общий вид (схема) маркировочной таблички

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) комплексов является встроенным ПО корректоров объема газа ТК-110. ПО располагается в энергонезависимой памяти, встроенной в микропроцессор корректоров, и сохраняется там в течение всего срока службы, в том числе в случае его обесточивания.

Команды и данные, введенные через интерфейс пользователя (клавиатура) и/или через интерфейс связи, не оказывают влияния на метрологически значимую часть ПО. ПО защищено от преднамеренных изменений пломбированием корректоров объема газа ТК-110 и разграничением уровней доступа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	TK-110 FW
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.X.X*
Цифровой идентификатор (CRC16) ПО	53910
* «X» не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазоны измерений расхода газа при рабочих условиях ¹⁾ , м ³ /ч – комплексы исполнений БК, МК, ГС, СП, СМ – комплексы исполнений РГ, РВ, РР	от 0,016 до 160 от 0,4 до 160
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям ²⁾ , %: а) комплексы исполнений БК, ГС, МК, СП, СМ – в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,1 \cdot Q_{\text{ном}}$ – в диапазоне $0,1 \cdot Q_{\text{ном}} \leq Q \leq Q_{\text{макс}}$ б) комплексы исполнений РВ и РГ (счетчик газа исполнения «О») – в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,1 \cdot Q_{\text{макс}}$ – в диапазоне $0,1 \cdot Q_{\text{макс}} \leq Q < Q_{\text{макс}}$ б) комплексы исполнений РВ и РГ (счетчик газа исполнения «У»), исполнения РР (счетчик газа исполнения «1») – в диапазоне $Q_{\min} \leq Q < 0,05 \cdot Q_{\text{макс}}$ – в диапазоне $0,05 \cdot Q_{\text{макс}} \leq Q < Q_{\text{макс}}$ в) комплексы исполнений РВ и РГ (счетчик газа исполнения «2У»), исполнения РР (счетчик газа исполнения «2») в диапазоне $0,1 \cdot Q_{\text{макс}} \leq Q < Q_{\text{макс}}$	±3 ±1,6 ±2,1 ±1,1 ±2,1 ±1,1 ±0,93
¹⁾ Приведены максимально возможные диапазоны измерений. Фактические значения диапазона измерений определяются диапазоном измерений счетчика газа, используемого в составе комплекса, и указываются в паспорте. ²⁾ Без учета погрешности, вызванной принятием коэффициента сжимаемости и давления газа за условно-постоянные значения. Примечание – Приняты следующие обозначения: – $Q_{\min}$ – минимальный расход газа при рабочих условиях, м ³ /ч; – $Q_{\text{ном}}$ – номинальный расход газа при рабочих условиях, м ³ /ч; – $Q_{\text{макс}}$ – максимальный расход газа при рабочих условиях, м ³ /ч; – Q – измеренное значение расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	природный газ по ГОСТ 5542–2014, пары сжиженного газа по ГОСТ 20448–2018 и другие неагрессивные газы
Параметры измеряемой среды: – рабочее избыточное давление ¹⁾ , кПа, не более – температура, °С	5 от -30 до +60
Напряжение питания (литиевая батарея), В	от 2,9 до 3,7
Габаритные размеры, мм: – высота – ширина – длина	от 220 до 935 от 195 до 790 от 181 до 516
Масса, кг	от 2,9 до 142,5

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С б) относительная влажность, % – для исполнений БК, ГС, СМ, РГ, РВ – для исполнения МК в) атмосферное давление, кПа	от -30 до +60 не более 95 от 30 до 80 от 84,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	12
Средняя наработка на отказ, ч	100000
Маркировка взрывозащиты	1Ex ib IIB T4 Gb X
Класс защиты корпуса от пыли и влаги	IP65
¹⁾ Максимально допустимое значение избыточного давления газа зависит от используемого в составе комплекса счетчика газа и приведено в эксплуатационной документации.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку методом печати и на титульные листы паспорта и руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Комплекс измерительно-вычислительный объема газа Омега-Т	—	1
Паспорт	4213-002-57268260-2023 ПС	1
Руководство по эксплуатации ¹⁾	4213-002-57268260-2023 РЭ	1
¹⁾ Предоставляется в электронном виде.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в приложении А «Алгоритм работы комплекса» руководства по эксплуатации 4213-002-57268260-2023 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»;
4213-002-57268260-2023 ТУ Комплексы измерительно-вычислительные объема газа Омега-Т. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Диджитэкс» (ООО «Диджитэкс»)
ИНН 7716959048
Юридический адрес: 129085, г. Москва, ул. Годовикова, д. 9, стр. 12, помещ. 2.18, ком. 2.18.1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Диджитэкс» (ООО «Диджитэкс»)
ИНН 7716959048
Адрес: 129085, г. Москва, ул. Годовикова, д. 9, стр. 12, помещ. 2.18, ком. 2.18.1

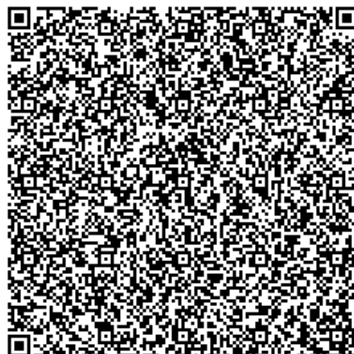
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. 263

Адрес места осуществления деятельности: 142300, Московская обл., Чеховский р-н,
г. Чехов, Симферопольское ш., д. 2

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314164.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91834-24

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу АЛСИА

Назначение средства измерений

Системы автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу АЛСИА (далее – системы) предназначены для:

- автоматических непрерывных измерений объемной доли (массовой концентрации) загрязняющих веществ – метана (CH_4), оксида углерода (CO), диоксида углерода (CO_2), сероводорода (H_2S), формальдегида (CH_2O), хлороводорода (HCl), фтороводорода (HF), аммиака (NH_3), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), диоксида серы (SO_2), твердых (взвешенных) частиц (далее - пыли); объемной доли кислорода (O_2), паров воды (H_2O), скорости потока, температуры и давления в отходящих или технологических газах промышленных предприятий;
- расчета объемного расхода, массового и валового выбросов загрязняющих веществ;
- сбора, обработки, визуализации, хранения полученных данных, представления полученных результатов в различных форматах;
- передачи по запросу накопленной информации на внешний удаленный компьютер (сервер).

Описание средства измерений

Методы измерений, на которых основан принцип действия систем:

- 1) Газовые компоненты – лазерная спектрометрия высокого и сверхвысокого разрешения;
- 2) Кислород, в случае применения отдельного средства измерений – твердотельный электрохимический (на основе ZrO_2);
- 3) Температура – терморезистивный или термо-ЭДС (в зависимости от используемого первичного измерительного преобразователя, перечень которых приведен в таблице 1);
- 4) Давление – тензорезистивный;
- 5) Скорость потока – ультразвуковой;
- 6) Содержание пыли – оптический.

Система является стационарной и состоит из двух уровней:

- нижний уровень - уровень первичных измерительных преобразователей;
- верхний уровень – уровень аппаратно-программный, реализующий функцию сбора, вычисления, обработки, визуализации, хранения полученных данных.

Связь между уровнями осуществляется по интерфейсу RS-485 (протокол Modbus), аналоговому интерфейсу от 4 до 20 мА.

Уровень первичных измерительных преобразователей системы может включать в себя средства измерений, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень измерительных каналов систем и первичных измерительных преобразователей, которые могут использоваться в составе систем

№ п/п	Наименование измерительного канала системы	Наименование измеряемого параметра	Первичный измерительный преобразователь, входящий в состав измерительного канала системы	Регистрационный номер первичного измерительного преобразователя
1	Каналы измерений газовых компонентов	Массовая концентрация (объемная доля) газовых компонентов	Газоанализаторы марки ProCeas моделей «ProCeas», «ProCeas LaserCEM»	-
2	Канал измерений температуры дымовых газов	Температура дымовых газов	Преобразователи измерительные серий TTF, TTH, TTR	69117-17
			Преобразователи термоэлектрические SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, TSH	69118-17
			Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP	69355-17
3	Канал измерений абсолютного давления дымовых газов	Абсолютное давление дымовых газов	Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 266AST	67279-17
4	Канал измерений объемного расхода газового потока	Объемный расход газового потока	Измерители скорости потока D-FL 200, D-FL 220	53691-13
5	Канал измерений параметров пыли	Массовая концентрация пыли	Анализаторы пыли D-R модификаций D-R 290, D-R 320	81085-20
6	Канал измерений объемной доли кислорода	Объемная доля кислорода	Анализаторы кислорода циркониевые AZ20, AZ25	-
			Анализаторы кислорода циркониевые AZ30	-
Примечание - Комплектность системы определяется при заказе.				

Измерение содержания газовых компонентов в системе состоит из следующих этапов:

- первичная подготовка пробы;
- транспортировка пробы;
- финальная подготовка пробы;
- анализ пробы;
- обработка результатов анализа.

Первичная пробоподготовка заключается в очистке газовой пробы от частиц механических примесей в подогреваемом керамическом фильтре (температура от плюс 5 °С до плюс 200 °С) пробоотборного зонда, устанавливаемого непосредственно на источник выбросов.

Транспортировка пробы осуществляется с помощью побудителя расхода, который создает разрежение в проботборном тракте. Анализируемая проба через проботборный зонд и подогреваемую линию транспортирования пробы поступает к газоаналитическому комплексу.

Температура подогреваемой линии транспортирования пробы поддерживается выше точки росы дымовых газов для предотвращения образования конденсата и растворения в нем измеряемых компонентов.

Перед поступлением в аналитический блок газовая проба проходит заключительную подготовку, которая заключается в тонкой очистке пробы от механических частиц и охлаждению пробы до плюс 80 °С. Далее подготовленная проба поступает в газоанализатор марки ProCeas.

Результаты анализа пробы передаются на компьютер с установленным автономным программным обеспечением «Система сбора и публикации экологических данных».

Ограничение доступа осуществляется с помощью механических замков.

Заводской номер в виде латинских букв и арабских цифр (например - ICP-079501.001) наносится типографским методом на паспортную табличку, расположенную с внешней стороны (в левом верхнем углу) шкафа сбора и обработки данных. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование системы не предусмотрено.

Общий вид средств измерений неутвержденного типа, которые могут входить в состав системы, представлен на рисунках 1-3.



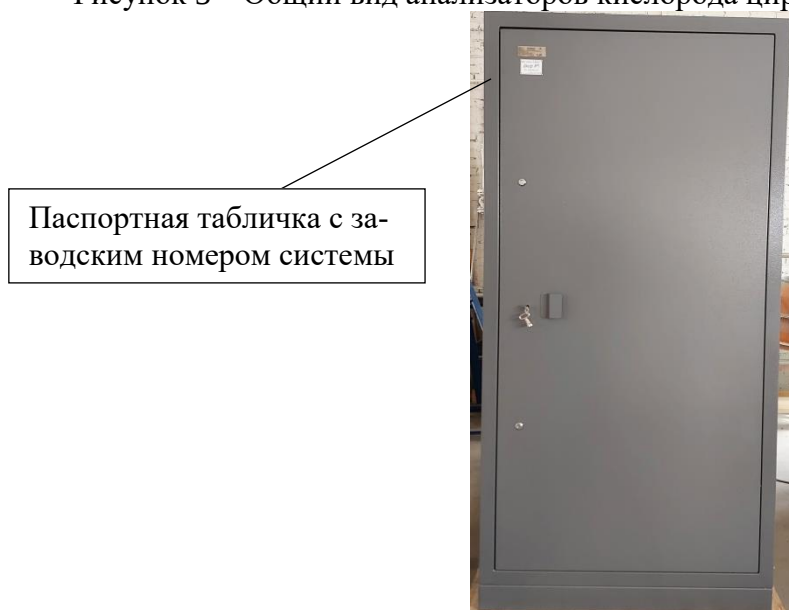
Рисунок 1 – Общий вид шкафа с газоанализатором марки ProCeas



Рисунок 2 – Общий вид газоанализаторов марки ProCeas моделей «ProCeas», «ProCeas LaserCEM»



Рисунок 3 – Общий вид анализаторов кислорода циркониевых AZ20, AZ25, AZ30



Паспортная табличка с заводским номером системы

Рисунок 4 – Размещение паспортной таблички с заводским номером



Рисунок 5 – Общий вид паспортной таблички с заводским номером

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения системы входит:

- специализированное программное обеспечение;
- автономное программное обеспечение (Автономное ПО).

Специализированное программное обеспечение САКВ не является метрологически значимым и состоит из:

- Операционная систем Windows (или другая), установленная на сервере САКВ.

Автономное ПО устанавливается на системные персональные компьютеры или серверы под управлением специализированного программного обеспечения и осуществляет следующие функции:

- прием, регистрация данных о параметрах отходящего газа;
- приведение измеренных значений к нормальным условиям (0 °С; 101,325 кПа) и стандартному содержанию кислорода (при необходимости);
- автоматический расчет массового выброса (г/с) загрязняющих веществ;
- отображение на экране измеренных мгновенных значений концентрации определяемых компонентов и значений параметров газового потока;
- автоматическое формирование суточного, месячного, квартального и годового отчета на основе значений, усредненных за каждые 20 минут, по запросу пользователя;
- архивация (сохранение) вышеуказанных измеренных и расчетных данных;
- визуализация процесса на мониторе системы;
- поддержка многопользовательского, многозадачного непрерывного режима работы в реальном времени;
- регистрация и документирование событий, ведение оперативной БД параметров режима, обновляемой в темпе процесса;
- контроль состояния значений параметров, формирование предупреждающих и аварийных сигналов;
- дополнительная обработка информации, расчеты, автоматическое формирование отчетов и сохранение их на сервере;
- обмен данными между смежными системами;
- автоматическая самодиагностика состояния технических средств, устройств связи.

Уровень защиты ПО системы в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077—2014 - «средний».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные автономного программного обеспечения системы

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Система сбора и публикации экологических данных
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.7

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоаналитических каналов системы

Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Участок диапазона измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Пределы допускаемой погрешности (в условиях эксплуатации) ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Кислород (O ₂)	от 0 до 50 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 50 %	±15 —	— ±15
Метан (CH ₄)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±20 —	— ±20
	от 0 до 660	от 0 до 100 включ. св. 100 до 660	±10 —	— ±10
	от 0 до 50 %	от 0 до 1 % включ. св. 1 % до 50 %	±5 —	— ±5
Оксид углерода (CO)	от 0 до 150	от 0 до 10 включ. св. 10 до 150	±20 —	— ±20
	от 0 до 400	от 0 до 100 включ. св. 100 до 400	±15 —	— ±15
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ. св. 100 до 1000	±15 —	— ±15
	от 0 до 5 %	от 0 до 0,5 % включ. св. 0,5 % до 5 %	±10 —	— ±10
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±20 —	— ±20
	от 0 до 1800	от 0 до 100 включ. св. 100 до 1800	±10 —	— ±10
	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 25 %	±15 —	— ±15
Вода (H ₂ O)	от 0 до 25 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 25 %	±20 —	— ±20
	от 0 до 40 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 40 %	±15 —	— ±15
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±25 —	— ±25
	от 0 до 2800	от 0 до 100 включ. св. 100 до 2800	±20 —	— ±20
	от 0 до 5 %	от 0 до 0,5 % включ. св. 0,5 % до 5 %	±15 —	— ±15
Формальдегид ³⁾ (CH ₂ O)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±25 —	— ±25
	от 0 до 600	от 0 до 100 включ. св. 100 до 600	±20 —	— ±20
Хлороводород (HCl)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±25 —	— ±25
	от 0 до 7000	от 0 до 100 включ. св. 100 до 7000	±20 —	— ±20

Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Участок диапазона измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Пределы допускаемой погрешности (в условиях эксплуатации) ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Фтороводород (HF)	от 0 до 10	от 0 до 1 включ. св. 1 до 10	±25 —	— ±25
	от 0 до 160	от 0 до 10 включ. св. 10 до 160	±20 —	— ±20
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±25 —	— ±25
	от 0 до 500	от 0 до 50 включ. св. 50 до 500	±25 —	— ±25
	от 0 до 700	от 0 до 100 включ. св. 100 до 700	±20 —	— ±20
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ. св. 0,1 % до 1 %	±15 —	— ±15
Оксид азота (NO)	от 0 до 230	от 0 до 20 включ. св. 20 до 230	±20 —	— ±20
	от 0 до 600	от 0 до 50 включ. св. 50 до 600	±20 —	— ±20
	от 0 до 1000	от 0 до 100 включ. св. 100 до 1000	±15 —	— ±15
	от 0 до 3700	от 0 до 200 включ. св. 200 до 3700	±15 —	— ±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ. св. 0,1 % до 1 %	±15 —	— ±15
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±20 —	— ±20
	от 0 до 640	от 0 до 50 включ. св. 50 до 640	±20 —	— ±20
	от 0 до 1600	от 0 до 100 включ. св. 100 до 1600	±15 —	— ±15
	от 0 до 9600	от 0 до 200 включ. св. 200 до 9600	±15 —	— ±15
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ. св. 0,1 % до 1 %	±15 —	— ±15

Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Участок диапазона измерений массовой концентрации, мг/м ³ (объемной доли, %)	Пределы допускаемой погрешности (в условиях эксплуатации) ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ. св. 10 до 100	±25 —	— ±25
	от 0 до 500	от 0 до 50 включ. св. 50 до 500	±25 —	— ±25
	от 0 до 2600	от 0 до 100 включ. св. 100 до 2600	±20 —	— ±20
	от 0 до 1 %	от 0 до 0,1 % включ. св. 0,1 % до 1 %	±15 —	— ±15
¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений. ²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» раздел 3, п. 3.1.3. Участок диапазона измерений, в котором результаты измерений соответствуют обязательным метрологическим требованиям Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» раздел 3, п. 3.1.3, от $C_{\min}$ до $C_{\max}$, где $C_{\max}$, мг/м ³ – верхняя граница диапазона измерений, а $C_{\min}$, мг/м ³ , рассчитывается по формуле $C_{\min} = (C_{\gamma} \cdot \gamma) / \delta_{\max},$ где C_{γ} , мг/м ³ – верхняя граница диапазона измерений, в котором нормирована приведенная погрешность; $\delta_{\max}$, % – наибольшее допустимое значение погрешности измерений согласно п. 3.1.3, раздела 3 Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020; γ , % – пределы допускаемой приведенной погрешности в условиях эксплуатации. ³⁾ Измерение массовой концентрации формальдегида (CH ₂ O) проводится только при использовании газоанализатора марки ProCeas модели «ProCeas».				

Таблица 4 – Метрологические характеристики системы для газоаналитических каналов

Параметр	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой погрешности	0,5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой погрешности	±0,5

Таблица 5 - Метрологические характеристики системы по измерительному каналу параметров пыли

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний массовой концентрации пыли, мг/м ³ : модификация D-R 290 модификация D-R 320	от 0 до 4000 от 0 до 200
Диапазон измерений массовой концентрации пыли, мг/м ³ : модификация D-R 290 модификация D-R 320	от 0,1 до 4000 от 0,1 до 200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массовой концентрации пыли, %	±20
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений светового коэффициента направленного пропускания, %	±3
¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений.	

Таблица 6 – Метрологические характеристики системы по измерительному каналу скорости и объемного расхода газового потока

Наименование средства измерений	Измерительный канал (определяемая характеристика или параметр)	Единицы измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности в условиях эксплуатации ²⁾ , %
Измерители скорости потока D-FL 200, D-FL 220	Скорость газового потока при рабочих условиях	м/с	от 0,1 до 40	±3
	Объемный расход при рабочих условиях	м ³ /ч	от 0 до 5000000	±3
¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений. ²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847.				

Таблица 7 – Метрологические характеристики системы по измерительным каналам температуры и давления газового потока

Наименование средства измерений	Измерительный канал (определяемая характеристика или параметр)	Единицы измерения	Диапазон измерений	Пределы допускаемой погрешности измерительного канала в условиях эксплуатации ²⁾ , %	
				приведенной ¹⁾ , %	абсолютной
Преобразователи давления измерительные 2600T мод. 266AST	Абсолютное давление	кПа	от 0 до 120	±2	—
Преобразователи измерительные серий TTF, TTH, TTR	Температура	°C	от -200 до +850	—	±3
Преобразователи термоэлектрические SensyTemp серий TSA, TSC, TSP, TSH	Температура	°C	от -40 до +1000	—	±3
Термопреобразователи сопротивления платиновые SensyTemp серий TSA, TSC, TSP	Температура	°C	от -50 до +400	—	±3

¹⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений.

²⁾ В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847.

Таблица 8 – Основные технические характеристики системы

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин	120
Потребляемая мощность с учетом обогреваемой линии, В·А, не более	5650
Напряжение питания переменным током частотой (50±1) Гц, В	от 198 до 418
Температура зонда и линии отбора пробы, °C, не менее	120
Масса, кг, не более:	
- газоанализатор	20
- пробоотборный зонд	12
- обогреваемая линия, кг/м	2,5
- блок-контейнер системы ¹⁾	600
- стойка для размещения газоанализатора, контроллера, не более ¹⁾	300

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры мм, не более: стойка для размещения газоанализатора, контроллера ¹⁾	
- длина	600
- ширина	1000
- высота;	2200
пробоотборного зонда ¹⁾	
- длина	600
- ширина	600
- высота	900
- обогреваемой линии (диаметр)	от 50 до 100
блок-контейнер системы ¹⁾	
- длина	1800
- ширина	1200
- высота	2500
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	24000
Условия эксплуатации: - диапазон температуры окружающего воздуха (при установке в обогреваемом блок-контейнере), °С - относительная влажность, %, не более - диапазон атмосферного давления, кПа	от -50 до +50 95 от 84 до 106,7
Условия эксплуатации газоаналитического оборудования: - диапазон температуры окружающей среды, °С - диапазон атмосферного давления, кПа - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от +5 до +40 от 84 до 106,7 95
Условия эксплуатации обогреваемой линии и пробоотборного зонда: - диапазон температуры окружающей среды обогреваемой линии, °С - диапазон температуры окружающей среды пробоотборного зонда, °С - диапазон атмосферного давления, кПа - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от -50 до +70 от -50 до +60 от 84 до 106,7 95
¹⁾ Определяется при заказе для конкретного объекта.	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Системы автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу ¹⁾	АЛСИА	1 компл.
Документация:		
Системы автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу АЛСИА. Руководство по эксплуатации	ICP 058900.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
¹⁾ Комплектность системы определяется при заказе.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Принцип действия» документа ICP 058900.001 РЭ «Системы автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу АЛСИА. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $7 \cdot 10^5$ Па»;

Приказ Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2021 г. № 3105 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»;

Приказ Росстандарта от 27 ноября 2018 г. № 2517 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений спектральных, интегральных, редуцированных коэффициентов направленного пропускания, диффузного и зеркального отражений и оптической плотности в диапазоне длин волн от 0,2 до 20,0 мкм»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ГОСТ Р 50759-95 Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия;

ГОСТ Р 8.958-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний;

ТУ 26.51.66-001-73496902-2022 «Система автоматического измерения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу АЛСИА. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ДЮРАГ АйСиПи»
(ООО «ДЮРАГ АйСиПи»)

ИНН 7721510427

Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский пр-кт, д. 22, к. 2, оф. 608

Телефон: 8 (495) 956-85-53

Web-сайт: <http://www.icpgroup.ru/>

E-mail: info@icpgroup.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ДЮРАГ АйСиПи»
(ООО «ДЮРАГ АйСиПи»)

ИНН 7721510427

Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский пр-кт, д. 22, к. 2, оф. 608

Адрес места осуществления деятельности: 140005, Московская обл., г. Люберцы, ул. Кирова, д. 20А

Телефон: 8 (495) 956-85-53

Web-сайт: <http://www.icpgroup.ru/>

E-mail: info@icpgroup.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

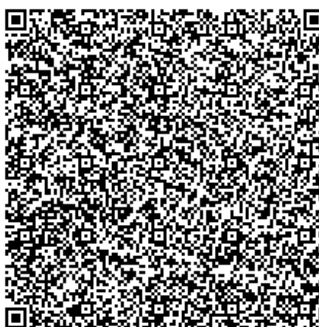
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713- 01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91835-24

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Барьеры искробезопасности NPEX

Назначение средства измерений

Барьеры искробезопасности NPEX (далее - преобразователи) предназначены для измерений и преобразования выходных электрических сигналов первичных измерительных преобразователей (термопреобразователей, датчиков с выходным сигналом напряжения, сопротивления, силы постоянного тока или частоты переменного тока) в выходные унифицированные сигналы напряжения и (или) силы постоянного тока, в том числе и при установке первичных преобразователей во взрывоопасных зонах.

Описание средства измерений

К настоящему типу средства измерений относятся преобразователи модификаций: NPEXA, NPEXB, исполнений NPEXA-C01H; NPEXA-C11H; NPEXA-C21; NPEXA-K01; NPEXA-C0D11; NPEXA-C1D11; NPEXA-C2D11; NPEXA-C011H; NPEXA-C111H; NPEXA-C211; NPEXA-H01; NPEXA-H011; NPEXA-H0D11; NPEXA-G01; NPEXA-G011; NPEXA-G0D11; NPEXA-G91; NPEXA-G911; NPEXA-C91; NPEXA-C911; NPEXA-GM31, NPEXA-GM3D11, NPEXA-GM311, NPEXB-GM31, NPEXB-GM3D11, NPEXA-KM31, NPEXB-KM31, NPEXA-KM311, NPEXA-HM311, NPEXA-HM31, NPEXA-HM3D11; NPEXB-HM31; NPEXB-HM3D11; NPEXA-CM3D11; NPEXB-CM31; NPEXB-CM3D11; NPEXA-C31A2; NPEXA-CM3D11L; NPEXA-CM31L; NPEXB-CM3D11L; NPEXB-CM31L; NPEXA-CM39L; NPEXA-CM3D99L; NPEXA-C41; NPEXA-C411; NPEXA-C4D11; NPEXA-C611P1; NPEXA-C611P2; NPEXA-H61P2; NPEXA-G611P2; NPEXA-C87; NPEXA-C88.

Принцип действия преобразователей основан на аналого-цифровом и последующем цифро-аналоговом преобразовании сигнала от первичных преобразователей. Сигнал от термопреобразователей сопротивления (ТС), термопар (ТП) и других датчиков с выходным сигналом напряжения, сопротивления, силы постоянного тока или частоты переменного тока линеаризуется, масштабируется, преобразуется в постоянный электрический ток или напряжение в конфигурируемом диапазоне, линейный по отношению к измеряемой величине первичного измерительного преобразователя.

Конструктивно преобразователи выполнены в виде блоков с клеммами для монтажа на DIN-рейку. На корпусе расположены клеммы подключения первичных преобразователей, напряжения питания и клеммы выходных сигналов. Преобразователь оснащен светодиодной индикацией и разъемом подключения интерфейса связи.

Модификации и исполнения различаются метрологическими и техническими характеристиками, а также местом расположения клемм.

Исполнение NPEXA-C31A2 имеет функцию сигнализации выхода за пределы пороговых значений температуры и аналогового входа; исполнения NPEXA-K01; NPEXA-C01H; NPEXA-C011H; NPEXA-C0D11; NPEXA-C11H; NPEXA-C111H; NPEXA-C1D11; NPEXA-C21; NPEXA-C211; NPEXA-C2D11; NPEXA-C91; NPEXA-C911; NPEXA-H01; NPEXA-H011; NPEXA-H0D11; NPEXA-C41; NPEXA-C411; NPEXA-C4D11; NPEXA-G01; NPEXA-G011; NPEXA-G0D11; NPEXA-G91; NPEXA-G911 - протокол HART; NPEXA-C611P1; NPEXA-C611P2; NPEXA-G611P2; NPEXA-H61P2 - ввода частоты.

Маркировка преобразователей выполнена фотохимическим способом на корпусе и содержит: товарный знак предприятия–изготовителя; условное обозначение NPEXA(B)-XXXX; диапазон входного и выходного сигналов, диапазон напряжения питания; схему подключения, заводской номер в формате не менее 12 арабских цифр по принятой нумерации предприятия–изготовителя и другие параметры.

Нанесение знака поверки на преобразователь не предусмотрено.

Общий вид преобразователей представлен на рисунке 1.

Пломбировка корпуса от несанкционированного доступа не предусмотрена.



Рисунок 1 -Общий вид преобразователя



Рисунок 1 (продолжение) -Общий вид преобразователя

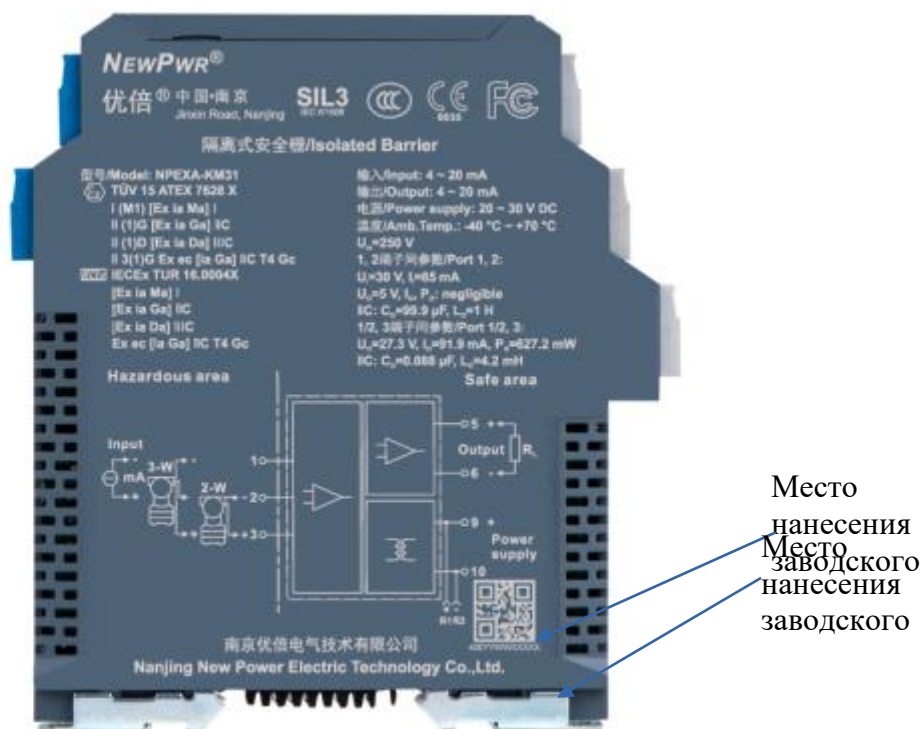


Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Преобразователи функционируют под управлением встроенного программного обеспечения (далее - ПО), которое является его неотъемлемой частью. Программное обеспечение осуществляет функции сбора, обработки и представления измерительной информации в виде выходного аналогового сигнала силы (напряжения) постоянного тока, пропорционального измеренной величине, а также по протоколу HART.

Конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию.

Конфигурирование входных сигналов от термопреобразователей осуществляется с помощью автономного программного обеспечения, доступного на сайте изготовителя.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений согласно Р 50.2.077-2014 соответствует уровню: встроенного – высокий, автономного - средний.

Влияние программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик преобразователей.

Таблица 1- Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	встроенное	автономное
Идентификационное наименование ПО	NPEXx.xxx	NewPwr.SmartMCT
Номер версии (идентификационный номер)	1xxxx	3.5
Цифровой идентификатор ПО	-	d0045a4dc54a461f611cd79a9b0 bd835 (алгоритм MD5)
х. - мод. А или В; xxx(x) - цифры от 0 до 9		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2- Метрологические характеристики преобразователей NPEXA-C01H; NPEXA-C11H; NPEXA-C21; NPEXA-K01; NPEXA-C0D11; NPEXA-C1D11; NPEXA-C2D11; NPEXA-C011H; NPEXA-C111H; NPEXA-C211 для измерений и преобразования сигналов термопреобразователей

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и преобразования сигналов термопреобразователей ¹⁾	Таблица 4
Диапазон выходного сигнала ¹⁾ токового, мА напряжения, В	от 0 до 10; от 0(4) до 20 от 0(1) до 5; от 0 до 10
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений ²⁾ , %	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, приведенной к диапазону измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на 10 °С ²⁾ , %	±0,1
Количество измерительных входов	1
в исполнении: NPEXA-C0D11; NPEXA-C1D11; NPEXA-C2D11	2

Наименование характеристики	Значение
Количество выходов	2
в исполнении: NPEXA-C01H; NPEXA-C11H; NPEXA-C21; NPEXA-K01	1
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +23 до +27 до 80 от 80 до 106
1) Тип, диапазон и схема подключения входного и выходного сигналов указаны в маркировке на корпусе 2) Погрешности нормированы без учета погрешностей первичных измерительных преобразователей	

Таблица 3- Метрологические характеристики преобразователей NPEXA-H01; NPEXA-H011; NPEXA-H0D11; NPEXA-G01; NPEXA-G011; NPEXA-G0D11; NPEXA-G91; NPEXA-G911; NPEXA-C91; NPEXA-C911 для измерений и преобразования сигналов термопреобразователей или потенциометров

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и преобразования сигналов измерительных преобразователей ¹⁾ для NPEXA-G91, NPEXA-G911, NPEXA-C91, NPEXA-C911	Таблица 4 от 0 до 10 кОм
Диапазон выходного сигнала ¹⁾ токового, мА напряжения, В	от 0 до 10; от 0(4) до 20 от 0(1) до 5; от 0 до 10
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений ²⁾ , %	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, приведенной к диапазону измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на 10 °C ²⁾ , %	±0,1
Количество измерительных входов для NPEXA-H0D11; NPEXA-G0D11	1 2
Количество выходов для NPEXA-H01; NPEXA-G01; NPEXA-G91; NPEXA-C91	2 1
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +23 до +27 до 80 от 80 до 106
1) Тип, диапазон и схема подключения входного и выходного сигналов указаны в маркировке на корпусе 2) Погрешности нормированы без учета погрешностей первичных измерительных преобразователей	

Таблица 4 - Диапазон преобразования при работе от различных первичных термопреобразователей

Элемент на входе	Диапазоны измерений и преобразования	Ширина установленного преобразователя в диапазоне измерений, °C	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности при ширине установленного диапазона измерений менее, указанного в таблице ¹⁾ , °C
Типы первичных преобразователей			
Термопреобразователи сопротивления			
Pt 100 ($\alpha=0,00385$)	от -200 °C до +850 °C	100	±0,1
Cu 50, 100 ($\alpha=0,00428$)	от -50 °C до +150 °C		
Термоэлектрические преобразователи ²⁾			
Тип K (NiCr-Ni)	от -200 °C до +1372 °C	300	±0,3
Тип J (Fe-CuNi)	от +100 °C до +1200 °C		
Тип E (NiCr-CuNi)	от -100 °C до +1000 °C		
Тип T (Cu-CuNi)	от -20 °C до +400 °C		
Тип N (NiCrSi-NiSi)	от -200 °C до +1300 °C		
Тип R (PtRh-Pt)	от -50 °C до +1768 °C	500	±0,5
Тип S (PtRh-Pt)	от -50 °C до +1768 °C		
Тип B (PtRh-Pt)	от +400 °C до +1820 °C		
1) Пределы допускаемых погрешностей указаны без учета погрешностей первичных преобразователей;			
2) В исполнениях преобразователей для измерений и преобразования сигналов термопар есть функция компенсации температуры свободных концов термопары. Пределы допускаемых абсолютных погрешностей компенсации температуры свободных концов термопары в диапазоне условий эксплуатации преобразователя ±1,0 °C			

Таблица 5 - Метрологические характеристики преобразователей NPEXA-GM31, NPEXA-GM3D11, NPEXA-GM311, NPEXA-KM31, NPEXA-KM311, NPEXA-HM311, NPEXA-HM31, NPEXA-HM3D11, NPEXA-CM3D11, NPEXB-CM31, NPEXB-CM3D11, NPEXB-GM31, NPEXB-GM3D11, NPEXB-HM31, NPEXB-HM3D11, NPEXB-KM31, NPEXA-C31A2 для измерений и преобразования сигналов измерительных преобразователей с выходным унифицированным токовым сигналом

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и преобразования токового сигнала ¹⁾ , мА	от 0 (4) до 20
Диапазон выходного сигнала ¹⁾ силы постоянного тока, мА	от 0 до 10; от 0(4) до 20
напряжения постоянного тока , В	от 0(1) до 5; от 0 до 10
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений ²⁾ , %	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, приведенной к диапазону измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на 10 °C ²⁾ , %	±0,05

Наименование характеристики	Значение
в исполнении NPEXA-C31A2	$\pm 0,1$
Количество измерительных входов	1
в исполнениях NPEXA-GM3D11; NPEXA-HM3D11; NPEXA-CM3D11, NPEXB-GM3D11, NPEXB-HM3D11, NPEXB-CM3D11	2
Количество выходов	2
в исполнении: NPEXA-GM31; NPEXA-KM31; NPEXA-HM31, NPEXB-CM31, NPEXB-GM31, NPEXB-HM31, NPEXB-KM31	1
в исполнении NPEXA-C31A2	3
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +23 до +27 до 80 от 80 до 106
1) Тип, диапазон и схема подключения входного и выходного сигналов указаны в маркировке на корпусе; исполнение NPEXA-C31A2 дополнительно имеет релейный выход; 2) Пределы допускаемых погрешностей нормированы без учета погрешностей первичных измерительных преобразователей	

Таблица 6 - Метрологические характеристики преобразователей NPEXA-CM3D11L, NPEXA-CM31L, NPEXB-CM3D11L, NPEXB-CM31L, NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L для измерений и преобразования сигналов измерительных преобразователей с выходным унифицированным токовым сигналом

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и преобразования токового сигнала ¹⁾ , мА	от 4 до 20
в исполнении: NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L	от 0 до 40
Диапазон выходного токового сигнала ¹⁾ , мА	от 4 до 20
в исполнении: NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L	от 0 до 40
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений ²⁾ , %	$\pm 0,2$
в исполнении: NPEXA-CM3D11L; NPEXA-CM31L	$\pm 0,4$
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, приведенной к диапазону измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на 10 °C ²⁾ , %	$\pm 0,05$
в исполнении: NPEXA-CM39L; NPEXA-CM3D99L	$\pm 0,1$
Количество входных и выходных сигналов	1
в исполнении: NPEXA-CM31L; NPEXB-CM31L; NPEXA-CM39L	
в исполнении NPEXA-CM3D11L; NPEXB-CM3D11L; NPEXA-CM3D99L	2

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +23 до +27 до 80 от 80 до 106
1) Тип, диапазон и схема подключения входного и выходного сигналов указаны в маркировке на корпусе; 2) Пределы допускаемых погрешностей нормированы без учета погрешностей первичных измерительных преобразователей	

Таблица 7- Метрологические характеристики преобразователей NPEXA-C41, NPEXA-C411, NPEXA-C4D11, NPEXA-C611P1, NPEXA-C611P2, NPEXA-H61P2, NPEXA-G611P2, NPEXA-C87, NPEXA-C88 для измерений и преобразования сигналов измерительных преобразователей с выходным унифицированным сигналом напряжения, частоты

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений и преобразования сигнала напряжения постоянного тока ¹⁾ , В NPEXA-C41, NPEXA-C411, NPEXA-C4D11 исполнение NPEXA-C87	от 0(1) до 5; от 0 до 10 от -20 до 0
Диапазон измерений и преобразования сигнала напряжения переменного тока ¹⁾ , В исполнение NPEXA-C88	от 0 до 10
Диапазон измерений и преобразования сигнала частоты ¹⁾ , Гц в исполнении: NPEXA-C611P1, NPEXA-C611P2, NPEXA-H61P2, NPEXA-G611P2	от 0,1 до 100000
Диапазон выходного сигнала силы постоянного тока ¹⁾ , мА напряжения постоянного тока ¹⁾ , В исполнение NPEXA-C87	от 0 до 10; от 0(4) до 20 от 0(1) до 5; от 0 до 10 от -20 до 0
Диапазон выходного сигнала напряжения переменного тока ¹⁾ , В исполнение NPEXA-C88	от 0 до 10
Пределы допускаемой основной погрешности, приведенной к диапазону измерений ²⁾ , %	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности, приведенной к диапазону измерений, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий измерений на 10 °C ²⁾ , %	±0,1
Количество измерительных входов	1
исполнение NPEXA-C4D11	2
Количество выходов	2
в исполнении: NPEXA-C41, NPEXA-H61P2, NPEXA-C87, NPEXA-C88	1

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность окружающего воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +23 до +27 до 80 от 80 до 106
1) Тип, диапазон и схема подключения входного и выходного сигналов указаны в маркировке на корпусе 2) Пределы допускаемых погрешностей нормированы без учета погрешностей первичных измерительных преобразователей	

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от источника постоянного тока, В - в исполнении: NPEXA-K01, NPEXA-KM31, NPEXA-KM311, NPEXB-KM31 - в исполнении: NPEXA-C01H, NPEXA-C011H, NPEXA-C0D11, NPEXA-C11H, NPEXA-C111H, NPEXA-C1D11, NPEXA-C21, NPEXA-C211, NPEXA-C2D11, NPEXA-C91, NPEXA-C911, NPEXA-CM3D11, NPEXB-CM31, NPEXB-CM3D11, NPEXA-C31A2, NPEXA-C41, NPEXA-C411, NPEXA-C4D11, NPEXA-C611P1, NPEXA-C611P2, NPEXA-C87, NPEXA-C88 - в исполнении: NPEXA-CM31L, NPEXA-CM3D11L, NPEXB-CM31L, NPEXB-CM3D11L, NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L - в исполнении: NPEXA-H01, NPEXA-H011, NPEXA-H0D11, NPEXA-HM31, NPEXA-HM311, NPEXA-HM3D11, NPEXB-HM31, NPEXB-HM3D11, NPEXA-H61P2, NPEXA-G01, NPEXA-G011, NPEXA-G0D11, NPEXA-G91, NPEXA-G911, NPEXA-GM31, NPEXA-GM311, NPEXA-GM3D11, NPEXB-GM31, NPEXB-GM3D11, NPEXA-G611P2	от 20 до 30 от 18 до 60 от 18 до 30 от 18 до 32
Потребляемая мощность, Вт, не более	2
Габаритные размеры (Ш×В×Г), мм, не более - в исполнении: NPEXA-KM31, NPEXA-KM311, NPEXB-KM31, NPEXA-C21, NPEXA-C211, NPEXA-C91, NPEXA-C911, NPEXB-CM31, NPEXB-CM3D11, NPEXA-C41, NPEXA-C411, NPEXA-C611P1, NPEXA-C611P2, NPEXA-C87, NPEXA-C88 - в исполнении: NPEXA-K01, NPEXA-C01H, NPEXA-C011H, NPEXA-C0D11, NPEXA-C11H, NPEXA-C111H, NPEXA-C1D11, NPEXA-C2D11, NPEXA-CM3D11, NPEXA-CM31L, NPEXA-CM3D11L, NPEXB-CM31L, NPEXB-CM3D11L, NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L, NPEXA-C31A2, NPEXA-C4D11	13 × 110 × 117 18 × 110 × 117
- в исполнении: NPEXA-H01, NPEXA-H011, NPEXA-H0D11, NPEXA-HM31, NPEXA-HM311, NPEXA-HM3D11, NPEXB-HM31, NPEXB-HM3D11, NPEXA-H61P2	16 × 122 × 105

Наименование характеристики	Значение
- в исполнении: NPEXA-G01, NPEXA-G011, NPEXA-G91, NPEXA-G911, NPEXA-GM31, NPEXA-GM311, NPEXB-GM31, NPEXB-GM3D11, NPEXA-G611P2 - в исполнении: NPEXA-G0D11, NPEXA-GM3D11	13 ×110 ×119 18 ×110 ×119
Масса, кг, не более	0,15
Маркировка взрывозащиты - в исполнении: NPEXA-KM31, NPEXA-KM311, NPEXB-KM31 - в исполнении: NPEXA-K01, NPEXA-C01H, NPEXA-C011H, NPEXA-C0D11, NPEXA-C11H, NPEXA-C111H, NPEXA-C1D11, NPEXA-C21, NPEXA-C211, NPEXA-C2D11, NPEXA-C91, NPEXA-C911, NPEXA-CM3D11, NPEXB-CM31, NPEXB-CM3D11, NPEXA-C31A2, NPEXA-CM39L, NPEXA-CM3D99L, NPEXA-C41, NPEXA-C411, NPEXA-C4D11, NPEXA-C611P1, NPEXA-C611P2, NPEXA-H01, NPEXA-H011, NPEXA-H0D11, NPEXA-HM31, NPEXA-HM311, NPEXA-HM3D11, NPEXB-HM31, NPEXB-HM3D11, NPEXA-H61P2, NPEXA-G01, NPEXA-G011, NPEXA-G0D11, NPEXA-G91, NPEXA-G911, NPEXA-GM31, NPEXA-GM311, NPEXA-GM3D11, NPEXB-GM31, NPEXB-GM3D11, NPEXA-G611P; - в исполнении: NPEXA-C87, NPEXA-C88 - в исполнении: NPEXA-CM31L, NPEXA-CM3D11L, NPEXB-CM31L, NPEXB-CM3D11L	[Ex ia Ma] I; [Ex ia Ga] IIC [Ex ia Da] IIIC 2Ex ec [ia Ga] IIC T4 Gc [Ex ia Ga] IIC [Ex ia Ga] IIC; [Ex ia Da] IIIC [Ex ib Gb] IIC
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C для исполнений NPEXA-KM31, NPEXA-KM311, NPEXB-KM31 для остальных исполнений - относительная влажность окружающего воздуха при температуре +40 °C, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +70 от -20 до +60 от 10 до 90 от 80 до 106
Средняя наработка до метрологического отказа, ч, не менее	176000
Срок службы, лет, не менее	20

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 9- Комплектность преобразователя

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Барьеры искробезопасности	NPEX	1
Паспорт		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в паспорте «Барьер искробезопасности NPEX».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Государственная поверочная схема для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 1 октября 2018 г. № 2091;

Государственная поверочная схема для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520;

Государственная поверочная схема для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706;

Государственная поверочная схема для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока, утвержденная Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456;

ГОСТ 6651-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Общие технические требования и методы испытаний;

ГОСТ Р 8.585-2001 ГСИ. Преобразователи термоэлектрические. Номинальные статические характеристики преобразования;

Стандарт предприятия «Барьеры искробезопасности NPEX».

Правообладатель

Компания «NANJING NEW POWER ELECTRIC TECHNOLOGY CO., LTD.», KHP
Адрес: No.19, Jinxin Middle Road, Jiangning District, Nanjing City, Jiangsu, P.R.China
Телефон: +86(25)84459303 84459429 84459479
Факс: +86(25)84519256
E-mail: master@anpe.cn

Изготовитель

Компания «NANJING NEW POWER ELECTRIC TECHNOLOGY CO., LTD.», KHP
Адрес: No.19, Jinxin Middle Road, Jiangning District, Nanjing City, Jiangsu, P.R.China
Телефон: +86(25)84459303 84459429 84459479
Факс: +86(25)84519256
E-mail: master@anpe.cn

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский
научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

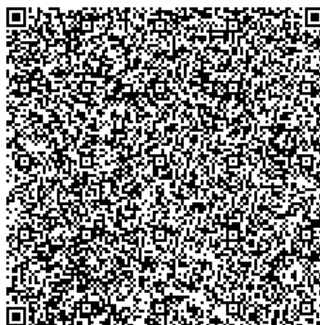
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91836-24

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗРК «Омчак»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗРК «Омчак» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами АО «ЗРК «Омчак», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для коммерческих расчетов и оперативного управления выработкой и потреблением электроэнергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень - измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя сервер АИИС КУЭ с программным обеспечением (далее – ПО), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. На основании средних значений мощности вычисляются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Измеренные значения приращений активной и реактивной энергии на 30-минутных интервалах времени сохраняются в энергонезависимой памяти счетчиков электроэнергии с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Сервер АИИС КУЭ при помощи ПО автоматически с заданной периодичностью или по запросу опрашивает счетчики электрической энергии и считывает 30-минутные данные коммерческого учета электроэнергии и журналы событий для каждого канала учета, осуществляет обработку измерительной информации, помещает измерительной и служебной информации в базу данных и хранение ее.

Считывание сервером АИИС КУЭ данных из счетчиков электрической энергии осуществляется посредством локальной вычислительной сети предприятия (либо каналам связи GSM). При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт счетчиков.

Сервер АИИС КУЭ ежедневно формирует и отправляет по основному каналу связи, организованному на базе сети интернет в виде сообщений электронной почты отчеты с результатами измерений на АРМ субъекта оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

АРМ субъекта ОРЭМ осуществляет передачу данных (результатов измерений) прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности в виде электронного документа XML, заверенного электронно-цифровой подписью субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации шкалы времени СОЕВ в состав ИВК входит комплекс измерительно-вычислительный СТБ-01 (рег.№ 49933-12), который синхронизирован с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) и обеспечивает предоставление информации о текущем времени в протоколе NTP.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ с СТБ-01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС КУЭ каждый час, коррекция производится автоматически при расхождении шкалы времени сервера АИИС КУЭ от СТБ-01 на величину равную или более 1 с. Сравнение показаний шкалы времени счетчика с сервером АИИС КУЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети (либо каналам связи GSM), во время сеанса связи со счетчиком, но не реже одного раза в сутки. Коррекция шкалы времени счетчика производится при расхождении со шкалой времени сервера АИИС КУЭ на величину равной или более 2 с.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК, а также указывается в формуляре АИИС КУЭ.

Средству измерений присвоен заводской номер ЭПК1885/22.

Программное обеспечение

Набор программных компонентов АИИС КУЭ состоит из стандартизированного и специализированного программного обеспечения (ПО).

Стандартизированное ПО не оказывает влияние на метрологические характеристики АИИС КУЭ

Специализированное ПО АИИС КУЭ представляет собой программный комплекс (ПК) «Энергосфера».

Метрологически значимой частью ПК «Энергосфера» является специализированная программная часть (библиотека) «pso_metr.dll». Данная программная часть выполняет функции синхронизации, математической обработки информации, поступающей от счетчиков. Идентификационные данные метрологически значимой части ПК «Энергосфера» приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b (для 32-разрядного сервера опроса) 6c13139810a85b44f78e7e5c9a3edb93 (для 64-разрядного сервера опроса)
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Специализированное ПО предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, а также предусматривает разграничение прав пользователей путем создания индивидуальных учетных записей. Получение измерительной информации возможно только при идентификации пользователя путем ввода данных пользователя («логин») и соответствующего ему пароля. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, метрологические и основные технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Вид СИ	Тип, метрологические характеристики, Рег. №	Источник точного времени
1	2	3	4	5
1	ВЛ-10 кВ №2 Унда-Журавлёво, оп. №204, отпайка в сторону КТП 10 кВ Посёлок, ПКУ-1	ТТ	ТПОЛ Ктт 60/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
		ТН	НОЛ Ктн 10000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
2	ВЛ-6 кВ №1 Вахтовый посёлок, оп. №1, ПКУ-2	ТТ	ТПОЛ Ктт 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	
		ТН	НОЛ Ктн 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
3	КВЛ-6 кВ №2, оп. №1, ПКУ-3	ТТ	ТПОЛ К _{ТТ} 400/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
		ТН	НОЛ К _{ТН} 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
4	ВЛ-6 кВ №3, оп. №1, ПКУ-4	ТТ	ТПОЛ К _{ТТ} 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	
		ТН	НОЛ К _{ТН} 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
5	ВЛ-6 кВ №4, оп. №1, ПКУ-5	ТТ	ТПОЛ К _{ТТ} 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	
		ТН	НОЛ К _{ТН} 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
6	ВЛ-6 кВ №5, оп. №1, ПКУ-6	ТТ	ТПОЛ К _{ТТ} 200/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	
		ТН	НОЛ К _{ТН} 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5
7	ВЛ-6 кВ №6, оп. №1, ПКУ-7	ТТ	ТПОЛ К _{ТТ} 300/5, кл.т. 0,5S Рег. № 47958-16	СТВ-01 рег. № 49933-12
		ТН	НОЛ К _{ТН} 6000/100, кл.т. 0,5 Рег.№ 66629-17	
		Счетчик	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-17	
8	ВРУ-0,4 кВ базовой станции № 7751, ввод 0,4 кВ	ТТ	-	
		ТН	-	
		Счетчик	CE 307 R34.749.OG.QYUVLFZ GS01 Кл.т. 1,0/1,0 Рег.№ 66691-17	

Примечания

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена источника точного времени на аналогичный утвержденного типа.

3 Допускается замена сервера ИВК без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

6 Виды измеряемой электроэнергии для для всех ИК, перечисленных в таблице 2, – активная, реактивная.

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1 – 7	Активная	1,2	5,4
	Реактивная	2,5	4,5
8	Активная	1,1	4,1
	Реактивная	1,1	3,8
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания 1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95. 2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % $I_{ном}$ для ИК № 1 – 7, 10 % $I_{ном}$ для ИК № 8, $\cos\varphi=0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от -15 до +40 °С.			

Таблица 4 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	8
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ (ИК № 1 – 7) - сила тока, % от $I_{ном}$ (ИК № 8) - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц температура окружающей среды °С: - для счетчиков электроэнергии	от 99 до 101 от 2 до 120 от 10 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ (ИК № 1 – 7) - сила тока, % от $I_{ном}$ (ИК № 8) - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков: - для сервера - для СТВ-01	от 90 до 110 от 2 до 120 от 10 до 120 не менее 0,5 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -15 до +40 от +15 до +25 от +15 до +25

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, счетчики электроэнергии СЕ307: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, комплекс измерительно-вычислительный СТВ-01: - средняя наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч,	220 000 2 220 000 2 10 000 1 80 000 1
Глубина хранения информации счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	114 3,5

В журналах событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- пропадание напряжения пофазно;

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

- наличие защиты информации на программном уровне при хранении, передаче, параметрировании:

- пароль на счетчике электрической энергии;
- пароль на сервере АИИС КУЭ.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	ТПОЛ	14 шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ	21 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	7 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЕ307	1 шт.
Сервер АИИС КУЭ	-	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный	СТВ-01	1 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Формуляр	ЭПК1885/22-1.ФО	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ЗРК «Омчак». Методика измерений аттестована ФБУ «Ростест-Москва», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311703.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Акционерное общество «Золоторудная компания «Омчак» (АО «ЗРК «Омчак»)
ИНН 4909908164
Юридический адрес: 672000, Забайкальский край, г. Чита, ул. Журавлева, д. 1
Телефон: +7 (3022) 21-35-50

Изготовитель

Акционерное общество «Энергопромышленная компания» (АО «ЭПК»)
ИНН 6661105959
Адрес: 620144, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Фрунзе, д. 96, к. В
Телефон: +7 (343) 251-19-96
E-mail: eic@eic.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве и Московской области» (ФБУ «Ростест-Москва»)

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

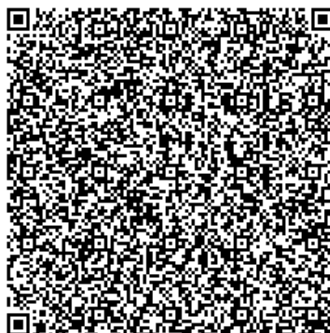
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Факс: +7 (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

Web-сайт: www.rostest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310639.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91837-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы альфа-спектрометрические программно-аппаратные Альфа ПАК

Назначение средства измерений

Комплексы альфа-спектрометрические программно-аппаратные Альфа ПАК (далее спектрометр) предназначены для измерения спектрального распределения энергии альфа-частиц, испускаемых с поверхности подготовленных счётных образцов и активности альфа-излучающих нуклидов.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометра основан на полном поглощении энергии альфа - частицы в полупроводниковом детекторе. Так как альфа-частицы имеют большую ионизирующую способность и, как следствие, малый пробег, то счётный образец и детектор размещаются в вакуумной камере, в которой с помощью внешнего вакуумного насоса и системы клапанов поддерживается давление не менее 0,5 мм ртутного столба. Конструкция вакуумной камеры позволяет устанавливать счётный образец на различных расстояниях от детектора. Для снижения вероятности загрязнения детектора ядрами отдачи, возникающими при альфа-распаде, на его корпус подаётся запирающий потенциал относительно счётного образца. Предусмотрено управление давлением в камере путём контролируемого напуска атмосферного воздуха.

Образующиеся в результате взаимодействия альфа-частицы с детектором пары зарядов преобразуются в электрические импульсы, амплитуда которых пропорциональна поглощённой энергии. В дальнейшем эти импульсы оцифровываются и формируется их амплитудное распределение или энергетический спектр альфа-частиц. Идентификация альфа-излучающих радионуклидов и расчет активности в счетном образце осуществляется с помощью программного обеспечения и соответствующих градуировок.

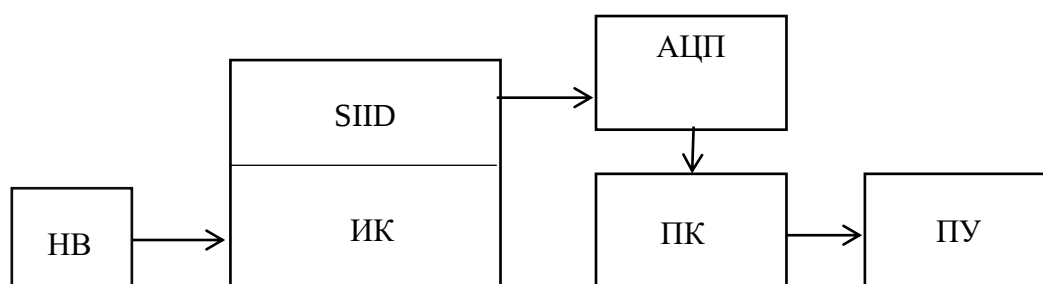
Спектрометр состоит из основного блока с системой измерительных двухканальных модулей, форвакуумного насоса и ПЭВМ. Основной блок соединяется с ПЭВМ через стандартный интерфейс Ethernet или USB. Отличия в модификациях прибора сводятся к числу измерительных камер и площади детектора. Функциональная схема спектрометра представлена на рисунке 1.

Спектрометр построен по блочно-модульному принципу - в корпус спектрометра могут быть установлены от 1 до 6 двухканальных измерительных модулей, т.е. в одном корпусе может быть от 2 до 12 камер с детекторами. В состав каждого модуля входит две камеры с детекторами, усилители, источник напряжения смещения детектора, генератор точной амплитуды и система управления вакуумными вентилями. В вакуумную камеру каждого модуля установлен полупроводниковый детектор типа SIID (ионно-имплантированные кремниевые детекторы) одного из пяти типоразмеров по площади чувствительной зоны (300,

450, 600, 900 или 1200 мм²). В зависимости от площади детектора спектрометры выпускаются в пяти модификациях - Альфа ПАК-300 (площадь SIID 300 мм²), Альфа ПАК-450, Альфа ПАК-600, Альфа ПАК-900, Альфа ПАК-1200. Счетные образцы закрепляются на держателях, помещаемых в прорези линеек-дистансеров. Конструкция вакуумных камер допускает установку счётных образцов диаметром до 45 мм.

В корпусе спектрометра находится общий блок питания, контроллер с интерфейсом для подключения к управляющему компьютеру и магистрали для вакуума и атмосферного воздуха. Пользователь имеет возможность самостоятельно выбирать количество входов спектрометра, заказывая необходимое количество двухканальных измерительных модулей с детекторами в одном корпусе спектрометра.

Для управления спектрометром используется персональный компьютер с установленным программным обеспечением. Программное обеспечение (ПО) выполняет следующие функции: управление настройками спектрометрических трактов и набором спектров, вывод спектров, проведение необходимых калибровок, анализ полученных спектров.



- насос вакуумный (НВ);
- ионно-имплантированный кремниевый детектор (SIID);
- измерительная камера (ИК);
- аналого-цифровой преобразователь (АЦП);
- персональный компьютер (ПК);
- печатающее устройство (ПУ).

Рисунок 1 - Функциональная схема спектрометра

Общий вид спектрометра приведен на рисунке 2. На рисунке указаны места нанесения заводского номера, пломбировки и знака утверждения типа. Заводской номер (в формате XXXX-YY, где XXXX – четыре цифры порядкового номера, YY – последние две цифры года выпуска) наносится на металлизированный шильдик методом лазерной гравировки. Пломбирование спектрометра выполняется на стыке между элементами конструкции корпуса спектрометра при помощи пломбировочной ленты. Возможность нанесения знака поверки на спектрометр отсутствует.



Рисунок 2 – Общий вид спектрометра с двумя измерительными камерами

Программное обеспечение

Управление набором спектров, их визуализация и анализ, градуировка и остальные необходимые операции со спектрометром выполняются средствами ПО, установленного на управляющий компьютер.

Указанное программное обеспечение предназначено для работы на персональных компьютерах, работающих под управлением 32- или 64- разрядных операционных систем Windows-XP SP3, Windows-Vista, Windows-7, Windows 10.

Идентификационные данные ПО AlphaPRO приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AP.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО ¹⁾	2021.08.02
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода) ²⁾	8B11D94D
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32
¹⁾ Номер версии не ниже указанного до версии 2040.99.99.	
²⁾ Контрольная сумма файла AP.exe относится к текущей (2021.08.02) версии ПО.	

Уровень защиты ПО и измерительной информации спектрометра от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон энергий регистрируемого альфа-излучения, МэВ	от 3 до 8
Пределы допускаемой относительной погрешности характеристики преобразования (интегральная нелинейность), %	$\pm 0,1$
Энергетическое разрешение по линии радионуклидов ^{238}Pu или ^{241}Am с энергией 5.5 МэВ для тонкослойного источника ¹⁾ , расположенного на 9 полке от поверхности детектора, кэВ, не более	
Альфа ПАК-300	16
Альфа ПАК-450	20
Альфа ПАК-600	25
Альфа ПАК-900	30
Альфа ПАК-1200	35
Диапазон измерений активности радионуклидов, Бк	от 10^{-2} до 10^4
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений активности радионуклидов, %	± 30
Эффективность регистрации по линии радионуклидов ^{238}Pu или ^{241}Am с энергией 5.5 МэВ для тонкослойного источника ¹⁾ , расположенного на 3 полке от поверхности детектора, $\text{с}^{-1} \cdot \text{Бк}^{-1}$, не менее	
Альфа ПАК-300	0,10
Альфа ПАК-450	0,10
Альфа ПАК-600	0,15
Альфа ПАК-900	0,20
Альфа ПАК-1200	0,20
¹⁾ Источник альфа-излучения спектрометрического назначения, изготавливаемый по техническим условиям ТУ 7018-401-07625447-13.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Собственный фон спектрометра, отсчётов/сутки, не более	24
Время установления рабочего режима, мин	30
Время непрерывной работы, ч, не менее	24
Временная нестабильность за 24 часа работы, %, не более	0,05
Рабочие условия эксплуатации температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха, % атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от 30 до 80 от 86 до 106
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	10000
Средний срок службы до первого капитального ремонта, лет, не менее	10
Габаритные размеры настольного блока с закрытыми дверками, мм, не более - для двух измерительных камер Высота Ширина Длина - для двенадцати измерительных камер Высота Ширина Длина	 175 260 480 435 525 610
Масса настольного блока, кг, не более - для двух измерительных камер - для двенадцати измерительных камер	 11 45
Питание настольного блока прибора от сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	 от 187 до 242 от 49 до 51
Потребляемая мощность, В·А, не более	20

Знак утверждения типа

наносится на наружную поверхность спектрометра в виде наклейки на месте, указанном на рисунке 2, и на титульный лист Руководства по эксплуатации спектрометра методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки спектрометра входят составные части и эксплуатационная документация, указанные в таблице 4.

Таблица 4 - Комплект поставки

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Комплекс альфа-спектрометрический программно-аппаратный	Альфа ПАК	1 шт.	1)
Полупроводниковые детекторы альфа-излучения	SIID	2 шт.	1)
Многоразмерный держатель образцов	-	2 шт.	1)
Вакуумный насос с необходимыми принадлежностями	Edwards модель E2M1.5	1 шт.	2)
Комплект принадлежностей (кабели, вакуумный шланг и вакуумный фильтр)	-	1 шт.	
Источник бесперебойного питания	ИБП Eaton модель: 9PX2200IRT2U	1 шт.	
ПО с руководством пользователя (флэш-память)	AlphaPRO	1 экз.	
Дополнительные лицензионные ключи для ПО	-	по заказу	3)
Руководство по эксплуатации	СФАТ.412125.008 РЭ	1	
Паспорт	СФАТ.412125.008 ПС	1	
Примечания: 1) Количество, тип измерительных модулей, а также площадь детекторов в спектрометре определяется при заказе. На каждый измерительный модуль необходимо два детектора. В таблице указано количество для одного двухкамерного модуля. 2) Тип вакуумного насоса и принадлежностей к нему определяется при заказе. Допускается использование вакуумного насоса либо вакуумной линии, предоставленной Заказчиком. 3) По согласованию с Заказчиком в состав спектрометра может быть включён персональный компьютер с различными периферийными устройствами, а также дополнительные держатели образцов, вакуумные фильтры, дополнительные лицензионные ключи для ПО и другие устройства и расходные материалы.			

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Описание и работа» документа СФАТ.412125.008 РЭ «Комплекс альфа-спектрометрический программно-аппаратный Альфа ПАК Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 4.59-79 «СПКП. Средства измерений ионизирующих излучений. Номенклатура показателей»;

ГОСТ 27451-87 «Средства измерений ионизирующих излучений. Общие технические условия»;

ГОСТ 26874-86 «Спектрометры энергий ионизирующих излучений. Методы измерения основных параметров»;

ГОСТ 8.033-2023 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений активности радионуклидов, удельной активности радионуклидов, потока и плотности потока альфа-, бета-частиц и фотонов радионуклидных источников»;

СФАТ.412125.008 ТУ «Комплексы альфа-спектрометрические программно-аппаратные Альфа ПАК. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭкоСфера» (ООО «ЭкоСфера»)

ИНН 7726747941

Адрес юридического лица: 115114, г. Москва, Дербеневская наб., д. 11, эт. 2, помещ. 22, каб. 9

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭкоСфера» (ООО «ЭкоСфера»)

ИНН 7726747941

Адрес: 115114, г. Москва, Дербеневская наб., д. 11, эт. 2, помещ. 22, каб. 9

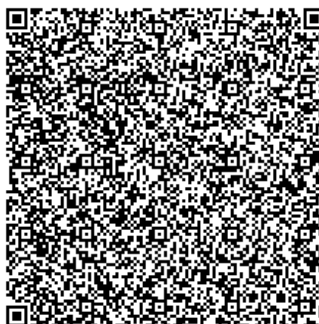
Испытательный центр

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

Адрес юридического лица: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Адрес места осуществления деятельности: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30002-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91838-24

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ цеха Серной кислоты АО «Капролактам Кемерово»

Назначение средства измерений

Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ цеха Серной кислоты АО «Капролактам Кемерово» (далее – система) предназначена для непрерывного автоматического измерения и учета содержания загрязняющего вещества - диоксида серы (SO_2) и паров воды (H_2O), а также параметров газового потока (температуры, давления, расхода) в отходящих газах.

Описание средства измерений

Принцип действия системы определяется входящими в ее состав измерительными преобразователями:

- измерение объемных долей загрязняющего вещества и паров воды – спектроскопия оптического поглощения лазерного излучения в инфракрасной области спектра;
- измерений расхода газового потока – измерение дифференциального давления (разности давлений) на основе уравнения Бернули для неразрывных газовых потоков;
- измерение температуры газового потока – преобразование сигнала термопреобразователя сопротивления с номинальной статической характеристикой преобразования Pt100 по ГОСТ 6651-2009 в унифицированный выходной сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА;
- измерение давления - тензорезистивный эффект.

Для определения значений расхода используется расчетный метод, однозначно позволяющий определить значения расхода с заданной точностью.

Система представляет собой единичный экземпляр средства измерений, спроектированный для конкретного объекта из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией и эксплуатационными документами ее компонентов.

Система является стационарным многоканальным измерительным устройством непрерывного действия. Конструктивно система состоит из системы пробоотбора и пробоподготовки, измерительных преобразователей, анализатора, системы транспортировки пробы, систем сбора, обработки, архивирования и передачи данных и автоматизированного рабочего места (далее – АРМ) оператора. Все оборудование находится в блок-контейнере, кроме датчиков давления, температуры, расхода и пробоотборного зонда, они установлены непосредственно в месте отбора пробы и укрыты в специальные обогреваемые термочехлы.

Измерительные каналы параметров газового потока состоят из датчиков давления, температуры, расхода и контроллера. Сигналы от датчиков давления и температуры в виде сигнала постоянного тока от 4 до 20 мА передаются на датчик расхода и далее на контроллер в цифровом виде по интерфейсу RS-485 по протоколу Modbus RTU.

Сигналы от анализатора газов об объемных долях загрязняющего вещества и водяных паров в виде сигналов постоянного тока от 4 до 20 мА передаются на контроллер. Контроллер осуществляет расчет массовой концентрации загрязняющего вещества.

В системе предусмотрен анализ компонентного состава на «горячей» (влажной) основе, включающий системы подачи пробы в анализатор, фильтрации и стабилизации расхода (пробоподготовка «на влажной основе»). Температура в системе поддерживается на уровне от плюс 100 °С до плюс 190 °С.

Система выполнена в общепромышленном исполнении.

В состав системы входят:

- АРМ оператора на базе SCADA-системы;
- контроллер программируемый SIMATIC S7-1200;
- анализатор газов непрерывного действия модели СТ5400;
- преобразователь температуры Метран-286-Ех;
- датчик давления Метран-150TAR;
- измеритель скорости потока D-FL 100 с электронным блоком D-FL 100-20;
- система переключения потоков;
- блок-контейнер для установки измерительного и вспомогательного оборудования.

Система имеет следующие выходные сигналы для подключения к внешнему программно-аппаратному комплексу:

- аналоговые выходы по току от 4 до 20 мА;
- цифровые выходы RS-485.

В состав системы входят средства измерений (далее – СИ), список которых приведен в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав Системы

Наименование	Обозначение	Регистрационный номер ¹⁾
Контроллер программируемый	SIMATIC S7-1200	63339-16
Анализатор газов непрерывного действия	СТ5400	72338-18
Преобразователь температуры	Метран-286-Ех	23410-13
Датчик давления	Метран-150TAR	32854-13
Измеритель скорости потока с электронным блоком	D-FL 100 (измеритель) D-FL 100-20 (электронный блок)	66707-17
¹⁾ Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений		

Пломбирование системы не предусмотрено. Для исключения возможности непреднамеренных и преднамеренных изменений измерительной информации, средства измерений, входящие в состав системы, пломбируются в соответствии с требованиями, изложенными в их описаниях типа.

Нанесение знака поверки на систему не предусмотрено.

Заводской номер системы нанесен на маркировочной табличке методом лазерной гравировки в буквенно-цифровом формате и указан в паспорте системы. Маркировочная табличка закреплена на двери блок-контейнера.

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы состоит из программного обеспечения (далее - ПО) измерительных преобразователей, входящих в состав системы, ПО контроллера и ПО АРМ оператора. Идентификационные данные программного обеспечения, входящих в состав системы измерительных преобразователей, приведены в описаниях типа на эти преобразователи.

ПО системы состоит из метрологически значимого ПО (встроенное) и метрологически незначимого ПО (внешнее). Метрологически незначимое внешнее программное обеспечение Windows 10, TIA portal 17 предназначено для отображения и архивирования информации, поступающей с контроллера. На целостность измерений, на обработку и сбор информации внешнее программное обеспечение не влияет.

Метрологически значимое программное обеспечение реализует выполнение следующих функций:

- обработку и передачу измерительной информации от измерительных преобразователей;
- пересчет объемных долей в массовые концентрации (с использованием информации о температуре и давлении пробы в источнике выбросов);
- расчет валового выброса на основе данных, полученных от измерительных преобразователей;
- передачу результатов измерений через токовые выходы от 4 до 20 мА;
- передачу результатов измерений через интерфейс RS-485;
- передачу аварийных и предупредительных сигналов при помощи релейных выходов;
- контроль целостности программных кодов ПО, настроечных и калибровочных констант;
- контроль общих неисправностей (связь, конфигурация);
- контроль внешней связи.

Система может быть подключена к внешнему программно-аппаратному комплексу для формирования экологической отчетности и (или) передавать данные в Государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Идентификационные данные метрологически значимого программного обеспечения контроллеров программируемых SIMATIC S7-1200 приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные

Идентификационные данные (признаки)	Значение
ПО для программирования SIMATIC S7-1200	
Номер версии ПО	Не ниже V16
Цифровой идентификатор ПО	–
Встроенное программное обеспечение	
Идентификационное наименование ПО	CEMS_AZOT
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.X*
Цифровой идентификатор ПО (MD-5)	2af2ac43361050904e12344df9592e53
* Последняя цифра (X, от 0 до 9) – идентификационный номер метрологически незначимой части программного обеспечения	

Уровень защиты ПО системы от преднамеренных и непреднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики системы приведены в таблицах 3-6.

Таблица 3 – Диапазоны измерений и пределы допускаемой основной погрешности при измерениях содержания загрязняющего вещества и водяных паров

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли компонента системой	Пределы допускаемой основной ¹⁾ приведенной к верхнему ²⁾ пределу измерений погрешности, %
H ₂ O	от 0 до 30 %	±5
SO ₂	от 0 до 900 млн ⁻¹	±6

¹⁾ Метрологические характеристики приведены для нормальных условий в соответствии с ГОСТ 8.395-80.
²⁾ К верхнему пределу измерений анализатора газов непрерывного действия СТ5400 для соответствующего определяемого компонента (30 % для H₂O, 3000 млн⁻¹ для SO₂)

Таблица 4 – Характеристики СКО, вариации и дополнительной погрешности

Наименование	Значение
Предел допускаемого СКО случайной составляющей приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности, %	1,0
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой основной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности	0,5
Пределы допускаемой дополнительной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности от изменения влажности окружающей среды в пределах рабочих условий эксплуатации, на каждые 10 %, в долях от пределов допускаемой основной приведенной к верхнему пределу диапазона измерений погрешности	±0,5

Таблица 5 – Метрологические характеристики ИК параметров газового потока

Наименование	Значение
Диапазон измерений температуры газового потока, °С	от -50 до +200
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений температуры газового потока, %	±0,2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений температуры газового потока, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на 10 °С, в долях от пределов основной погрешности	±0,25
Диапазон измерений абсолютного давления, кПа	от 0,1 до 101,6
Пределы допускаемой основной приведенной к верхнему значению диапазона измерений погрешности измерений абсолютного давления, %	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений абсолютного давления, вызванной изменением температуры окружающего воздуха на 10 °С, %	±0,067
Диапазон измерений объемного расхода газового потока, м ³ /ч	от 2,2 · 10 ⁴ до 1,65 · 10 ⁵

Наименование	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода газового потока, %, при скорости газового потока от 3 до 20 м/с	$\pm \sqrt{\left(\frac{40}{V}\right)^2 + (\delta_s)^2}^*$
* V – скорость газового потока, δ_s – относительная погрешность измерения площади сечения трубы.	

Таблица 6 – Основные технические характеристики Системы

Наименование	Значение
Диапазон вычисляемой массовой концентрации SO ₂ , приведенной к 0 °С и давлению 101,3 кПа (760 мм. рт. ст.), мг/м ³	от 0 до 2575
Параметры энергопитания: Напряжение, В Частота, Гц	~400 50/60
Условия окружающей среды: – диапазон температуры (группа ДЗ по ГОСТ Р 52931-2008), °С – относительная влажность (при температуре +35 °С и (или) более низких температурах (без конденсации влаги)), % – диапазон атмосферного давления, кПа	от -50 до +50 от 30 до 95 от 84 до 106,7
Условия эксплуатации: – диапазон температуры внутри блок-контейнера, °С – диапазон температуры в термочехлах, °С – относительная влажность (без конденсации влаги), % – атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 от +10 до +50 от 30 до 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

нанесен на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол.
Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ цеха Серной кислоты АО «Капролактам Кемерово»	Зав. № 10281-ТС	1 шт.
Паспорт	10281-ТС.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	10281-ТС.РЭ	1 экз.
Комплект эксплуатационных документов на комплектующие изделия, входящие в состав системы	–	1 комп.

В состав системы входят составные части, список которых приведен в таблице 8. Состав составных частей определен проектом.

Таблица 8 – Составные части Системы

Наименование	Обозначение
Шкаф сбора данных	ШСД
Шкаф распределения электропитания	ШРП
Серверный шкаф	ШС
Шкаф газоаналитического оборудования	ШГА
Автоматизированное рабочее место оператора	АРМ2
Зонд для забора газа GAS 222.17	SP1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации 10281-ТС.РЭ, раздел 3 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^7$ Па».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноСистемы» (ООО «ТехноСистемы»)

ИНН 5404050493

Юридический адрес: 630132, г. Новосибирск, ул. Челюскинцев, д. 44/1, оф. 501.

Телефон / факс: +7 (383) 383-01-11

E-mail: inbox@tehnosystems.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ТехноСистемы» (ООО «ТехноСистемы»)

ИНН 5404050493

Адрес: 630132, г. Новосибирск, ул. Челюскинцев, д. 44/1, оф. 501.

Телефон / факс: +7 (383) 383-01-11

E-mail: inbox@tehnosystems.ru

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия
«Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических
и радиотехнических измерений»

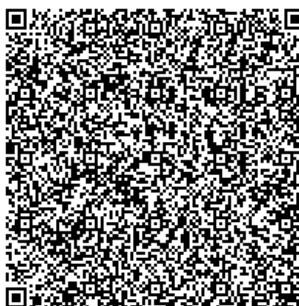
Адрес: 630004, г. Новосибирск, пр-кт Димитрова, д. 4

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево,
промзона ФГУП «ВНИИФТРИ», к. 11

Телефон: +7 (383) 210-08-14, факс: +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310556.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91839-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на УУФГ УПСВ Винно-Банновская АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на УУФГ УПСВ Винно-Банновская АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя УВП-280, мод. УВП-280А.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислителе автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода вихревые «ЭМИС-ВИХРЬ 200 (ЭВ-200)»	1 (ИЛ)	42775-14
Датчики давления ЭМИС-БАР, мод. ЭМИС-БАР 123	1 (ИЛ)	72888-18
Термопреобразователи сопротивления ТПС, мод. ТПС 106Exd	1 (ИЛ)	71718-18
Вычислители УВП-280, мод. УВП-280А.01	1 (ИЛ)	53503-13

В состав СИКГ входят показывающие средства измерений давления и температуры утвержденных типов.

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 342126 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) обеспечивает реализацию функций СИКГ.

ПО СИКГ реализовано в вычислитель. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УВП-280А.01
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.13
Цифровой идентификатор ПО	4DF582B6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 26,8 до 2727,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±5

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметров измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	15
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,5 от 0 до 0,4 от -10 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество , шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа УУФГ УПСВ Винно-Банновская АО «Самаранефтегаз»	-	1
Инструкция СИКГ	№ П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на УУФГ УПСВ Винно-Банновская АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.47100.

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» (перечень, пункт 6.6);

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»; ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерения количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

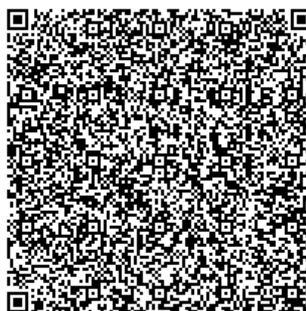
Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск,
ул. Научная, д. 3, стр. 6
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU 312187.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Полуприцеп-цистерна LAG 0-3-39T

Назначение средства измерений

Полуприцеп-цистерна LAG 0-3-39T (далее – ППЦ) предназначена для измерения объема, а также для транспортирования и временного хранения нефтепродуктов.

Описание средства измерений

Принцип действия ППЦ основан на заполнении её нефтепродуктом до уровня налива, соответствующего объему нефтепродукта. Слив нефтепродукта производится самотеком или через насос.

ППЦ состоит из алюминиевой сварной цистерны, имеющей в поперечном сечении чемоданообразную форму, установленной на шасси. Внутри корпуса установлены перегородки, разделяющие ППЦ на шесть изолированных секций. Внутри изолированных секций имеются волнорезы для гашения гидравлических ударов во время движения с отверстиями-лазами. ППЦ является транспортной мерой полной вместимости.

В верхней части каждой секции ППЦ приварена заливная горловина с установленным указателем уровня налива. В каждой секции смонтированы донные клапаны для слива нефтепродуктов самотеком.

Технологическое оборудование предназначено для операций налива-слива нефтепродуктов и включает в себя: заливную горловину с указателем уровня налива, съемную крышку горловины с заливным люком и дыхательным клапаном, клапан донный, кран шаровой, рукава напорно-всасывающие.

ППЦ окрашена в серый цвет, на боковых сторонах и сзади ППЦ имеется надпись «ОГНЕОПАСНО», знаки с информационными табличками для обозначения транспортного средства, перевозящий опасный груз.

Общий вид полуприцепа-цистерны LAG 0-3-39T представлен на рисунках 1-2.



Рисунок 1 – Общий вид полуприцепа-цистерны LAG 0-3-39T



Рисунок 2 – Общий вид крышки горловины полуприцепа-цистерны LAG 0-3-39T

Схема пломбировки для защиты от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунке 3:

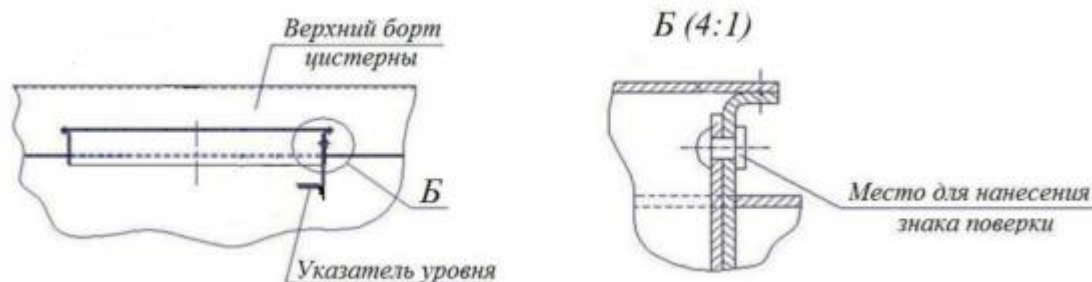


Рисунок 3 – Схема пломбировки от несанкционированного изменения положения уровня налива, обозначение места нанесения знака поверки

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке и на пломбу, ограничивающую возможность перемещения указателя уровня налива.

Заводской номер наносится на маркировочную табличку ударным способом, обеспечивающий идентификацию СИ, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации ППЦ.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, дм^3	37700
Вместимость 1 секции, дм^3	9350
Вместимость 2 секции, дм^3	4750
Вместимость 3 секции, дм^3	4750
Вместимость 4 секции, дм^3	4700
Вместимость 5 секции, дм^3	4750
Вместимость 6 секции, дм^3	9400
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости, %	$\pm 0,4$
Разность между номинальной и действительной вместимостью, %, не более	$\pm 1,5$
Снаряженная масса, кг, не более	5850
Габаритные размеры, мм, не более	
- длина	11220
- ширина	2380
- высота	3620
Температура окружающей среды при эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$	от - 45 до + 40

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

№ п/п	Наименование	Обозначение	Кол-во, шт	Примечание
1	Полуприцеп-цистерна	LAG 0-3-39T	1	зав. № YB41010038L034988
2	Паспорт	-	1	-

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в Паспорте «Полуприцеп-цистерна LAG 0-3-39T», раздел 8.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расхода жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356.

Правообладатель

LAG Trailers NV, Бельгия

Адрес: IT Kanaal Zuid 3613, Kanaallaan 54, 3960 Bree-België

Изготовитель

LAG Trailers NV, Бельгия

Адрес: IT Kanaal Zuid 3613, Kanaallaan 54, 3960 Bree-België

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью фирма «Метролог»
(ООО фирма «Метролог»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 8 Марта, д. 13, оф. 33

Телефон/факс: +7(843) 513-30-75

Web-сайт: www.metrolog-kazan.ru

E-mail: metrolog-kazan@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312275.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «08» апреля 2024 г. № 916

Регистрационный № 91852-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы вагонные М-РЕЙЛ

Назначение средства измерений

Весы вагонные М-РЕЙЛ (далее по тексту - весы) предназначены для повагонного, потележного или поосного измерения массы в движении порожних и груженных вагонов в составе поезда без расцепки и/или поездов в целом с сухими сыпучими, твердыми, а также жидкими грузами любой вязкости.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента датчиков, возникающей под действием силы тяжести от взвешиваемого вагона, находящегося на весах, в аналоговый электрический сигнал с последующим его преобразованием в цифровой и выводом результатов измерений на устройства для их отображения/регистрации.

Конструктивно весы состоят из:

- грузоприемного устройства (далее – ГПУ), выполненного в виде параллельных участков рельс, устанавливаемых на весовые шпалы (далее – платформы) с двумя вмонтированными в них весоизмерительными тензорезисторными датчиками (далее – датчик). ГПУ включает в себя от 2 до 48 платформ:

- устройств обработки аналоговых данных (далее – УОАД) – приборов весоизмерительных ПВ, модификация ПВ-15, регистрационный номер 81224-21, выпускаемых ООО «ИЦ «АСИ»;

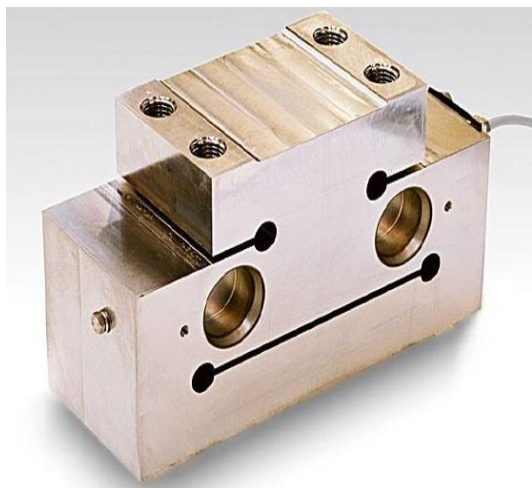
- программно-технического комплекса (далее – ПТК), выполненного на базе персонального компьютера или программируемого контроллера.

В весах могут применяться датчики следующих типов:

- датчики весоизмерительные TEM-258, изготавливаемые ООО «ИЦ «АСИ»;
- датчики весоизмерительные SENSIQ® Weighdisc WD, SENSIQ® Weighdisc WDI, изготавливаемые фирмой «Schenck Process Europe GmbH», Германия (регистрационный номер 81628-21);

- датчики весоизмерительные тензорезисторные DMR, изготавливаемые «Schenck Process Europe GmbH», Германия.

Общий вид датчиков весоизмерительных TEM-258 и DMR представлен на рисунке 1.



Датчик весоизмерительный DMR



Датчик весоизмерительный TEM-258

Рисунке 1 - Общий вид датчиков весоизмерительных

УОАД размещаются рядом с ГПУ весов в защитном ящике. УОАД осуществляют аналого-цифровое преобразование выходного сигнала датчиков и через цифровой интерфейс передают измерительную информацию на ПТК.

ПТК включает в себя программное обеспечение АРМ «Весы вагонные», осуществляющее обработку измерительной информации и отображение результатов взвешивания.

В весах предусмотрены следующие основные элементы:

- устройство первоначальной установки нуля;
- устройство автоматической установки нуля;
- устройство распознавания вагонов;
- устройство отображения результатов взвешивания (массы вагона, состава) и печати;
- устройство автоматического определения положения локомотива и исключения его массы из результатов взвешивания при взвешивании вагонов без расцепки;
- устройство автоматического определения направления движения;
- устройство сигнализации о превышении предела допускаемой скорости движения.

Общий вид весов представлен на рисунке 2. Схема пломбировки УОАД, установленных рядом с весами в защитном ящике от несанкционированного доступа, представлена на рисунке 3.

Весы выпускаются в следующих модификациях М-РЕЙЛ-[1]([2/3]; [4/5]; [6/7])-[8], которые отличаются значением максимальных нагрузок, классом точности взвешивания вагонов и составов в различных диапазонах скоростей, количеством платформ в ГПУ. Расшифровка обозначений указана в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации средства измерений

Позиция	Обозначение	Расшифровка
[1]	150; 200	Максимальная нагрузка (Max), т
[2/3]	0,2; 0,5; 1; 2; 5; X – не нормируется	Классы точности при взвешивании вагона/состава в целом в диапазоне скорости от 1 до 10 км/ч включ.
[4/5]	0,2; 0,5; 1; 2; 5; X – не нормируется	Классы точности при взвешивании вагона/состава в целом в диапазоне скорости св. 10 до 20 км/ч включ.
[6/7]	0,5; 1; 2; 5; X – не нормируется	Классы точности при взвешивании вагона/состава в целом в диапазоне скорости св. 20 до 40 км/ч включ.
[8]	от 2 до 48	Количество платформ в ГПУ

Маркировка весов, в том числе и заводской номер в цифровом формате наносится методом лазерной гравировки на маркировочную табличку, расположенную на защитном ящике.

Маркировка весов включают в себя следующую информацию:

- торговая марка изготовителя и его полное наименование;
- обозначение типа весов;
- модификация весов;
- заводской номер;
- год выпуска;
- напряжение питания, В;
- частота, Гц;
- диапазон температур, °С;
- идентификационный номер программного обеспечения;
- знак утверждения типа;
- класс точности при взвешивании вагонов по ГОСТ 8.647-2015;
- класс точности при взвешивании состава из вагонов в целом по ГОСТ 8.647-2015;
- максимальная нагрузка в виде: Max =..... т;
- максимальная нагрузка на платформу в виде: Max_п =..... т;
- минимальная нагрузка в виде: Min =..... т;
- минимальная нагрузка на платформу в виде Min_п =..... т;
- цена деления весов в виде: d =..... кг;
- максимальная рабочая скорость в виде: V_{max} =..... км/ч;
- минимальная рабочая скорость в виде: V_{min} =..... км/ч.

Пример маркировочной таблички представлен на рисунке 4.



Рисунке 2 - Общий вид весов



Место пломбировки
пломбой или пломбой в
виде разрушаемой
наклейки

Рисунок 3– Схема пломбировки УОАД от несанкционированного доступа.

 Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «АСИ» 	
М-РЕЙЛ - (_/_;/_;/_)- ВЕСЫ ВАГОННЫЕ	
Заводской № Год выпуска г.	
Взвешивание в движении Класс точности взвешивания вагонов/составов от 1 до 10 км/ч - / от 20 до 40 км/ч - / по ГОСТ 8.647-2015 в диапазонах скоростей: от 10 до 20 км/ч - /	
Мах, т Махп, т 30 Min, т 10 Minп, т 5	
Цена деления весов (d), кг	
Vmax, км/ч Vmin, км/ч 1	
Идентификационный номер ПО 1.0.0.1	
Диапазон температур, С° от минус 50 до плюс 50	
Напряжение, В / 220 ^{±3%} Частота, Гц / 50 ^{±1}	
650000, Россия, г. Кемерово, ул. Кузбасская, 31 тел./факс: (384-2) 36-61-49	

Рисунок 4 – Пример маркировочной таблички

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение весов АРМ «Весы вагонные» (далее – ПО) является автономным и состоит из метрологически значимой и метрологически незначимой частей.

Метрологически значимая часть защищена от случайных или намеренных изменений следующим образом:

а) после запуска ПО проводится автоматическое вычисление контрольной суммы метрологически значимой части по машинному коду (контрольная сумма по CRC-32) и сравнение результата с хранящимся в исполняемом файле WinVesy.exe фиксированным значением;

б) для защиты от незаконного распространения ПО используется электронный ключ. При запуске ПО проверяется соответствие версии с информацией о версии, хранящейся в электронном ключе. В случае несовпадения версий, ПО запускается в демонстрационном режиме без возможности проведения измерений;

в) используется разграничение прав доступа к режимам работы весов (взвешивание, настройка, юстировка) с помощью пароля;

г) изменение ПО весов через интерфейс пользователя невозможно;

д) при изменении метрологически значимых параметров регулировки и настройки формируется соответствующая запись в журнале событий, хранящемся в энергонезависимой памяти;

е) хранение данных осуществляется на жестком диске программно-технического комплекса в качестве запоминающего средства и осуществляется в зашифрованном виде.

Защита ПО от преднамеренных и непреднамеренных воздействий соответствует уровню «Высокий» по Р 50.2.077—2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	АРМ «Весы вагонные» (WinVesy.exe). Метрологически значимая часть DynamicWeightLibrary.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.1*
Цифровой идентификатор ПО	A28C19E4
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32
* - Номер версии метрологически значимой части DynamicWeightLibrary.dll	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальная нагрузка (Max), т	150; 200
Максимальная нагрузка на платформу от оси вагона до суммирования (Max _п), т	30
Минимальная нагрузка (Min), т	10
Минимальная нагрузка на платформу от оси вагона до суммирования (Min _п), т	5
Цена деления весов, кг:	
- класса точности 0,5; 1; 2	50
- класса точности 5	200

Таблица 4 - Классы точности по ГОСТ 8.647-2015 при взвешивании вагона/состава в целом при различных диапазонах скоростей

Диапазон скорости	Класс точности при взвешивании	
	вагона	состава
От 1 до 10 км/ч включ.	0,5; 1; 2; 5	0,2; 0,5; 1; 2; 5
Св. 10 до 20 км/ч включ.		
Св. 20 до 40 км/ч включ.		0,5; 1; 2; 5

Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании вагона при поверке, в зависимости от класса точности по ГОСТ 8.647-2015 и диапазона взвешивания приведены в таблице 5.

Таблица 5 - Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании вагона

Класс точности	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от Min до 35 % Max включ., % от 35 % Max	св. 35 % Max, % от измеряемой массы
0,5	±0,25	±0,25
1	±0,50	±0,50
2	±1,00	±1,00
5	±2,50	±2,50

Пределы допускаемой погрешности в эксплуатации соответствуют удвоенным значениям, приведенным в таблице 5.

При взвешивании вагона в составе без расцепки при поверке не более чем 10 % полученных значений погрешности весов могут превышать пределы, приведенные в таблице 5, но не должны превышать пределы допускаемой погрешности в эксплуатации.

Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании состава из вагонов в целом при поверке, в зависимости от класса точности по ГОСТ 8.647-2015 и диапазона взвешивания приведены в таблице 6.

Таблица 6 - Пределы допускаемой погрешности весов при взвешивании в движении состава в целом

Класс точности	Пределы допускаемой погрешности в диапазоне	
	от Min·n до 35 % Max·n включ., % от 35 % Max·n	св. 35 % Max·n, % от измеряемой массы
0,2	±0,10	±0,10
0,5	±0,25	±0,25
1	±0,50	±0,50
2	±1,00	±1,00
5	±2,50	±2,50

где n – количество контрольных вагонов в составе

Таблица 7 - Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Особый диапазон рабочих температур ГПУ и УОАД, °С	от -50 до +50
Направление движения при взвешивании	одностороннее/двухстороннее
Максимальная рабочая скорость V_{max} , км/ч	40
Минимальная рабочая скорость V_{min} , км/ч	1
Максимальное количество вагонов в поезде n_{wmax} , ед	не ограничено
Минимальное количество вагонов в поезде n_{wmin} , ед	1

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220^{+22}_{-33} 50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более	1000
Габаритные размеры платформы (Д×Ш×В), мм, не более	3000x500x600
Масса платформы, кг, не более	800
Средний срок службы, лет не менее	12
Средняя наработка на отказ, ч	20000

Знак утверждения типа

Наносится на маркировочную табличку, расположенную на защитном ящике, и типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы вагонные М-РЕЙЛ	М-РЕЙЛ-[1]([2/3]; [4/5]; [6/7])- [8]	1 шт.
Руководство по эксплуатации	УФГИ 404526.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	УФГИ 404526.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в разделе 3.4 «Порядок работы и методы измерений» УФГИ 404526.001 РЭ «Весы вагонные М-РЕЙЛ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.647-2015 Весы вагонные автоматические. Часть 1. Метрологические и технические требования. Методы испытаний;

Приказ Росстандарта от 4 июля 2022 г. № 1622 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»;

ТУ 28.29.31-191-10897043-2023 «Весы вагонные М-РЕЙЛ. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «АСИ»
(ООО «ИЦ «АСИ»)

ИНН 4207011969

Юридический адрес: 650000, г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 31

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр «АСИ»
(ООО «ИЦ «АСИ»)

ИНН 4207011969

Адрес: 650000, г. Кемерово, ул. Кузбасская, д. 31

Телефон: (384-2) 36-61-49; E-mail: office@icasi.ru

Испытательный центр

Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон / факс: +7 (495) 491-78-12 / +7 (495) 491-86-55

E-mail: sittek@mail.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311313.

