

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95268-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Аппаратура спутниковой навигации АвтоГРАФ-АСН

Назначение средства измерений

Аппаратура спутниковой навигации АвтоГРАФ-АСН (далее – аппарататура) предназначена для измерений текущих навигационных параметров по сигналам навигационных космических аппаратов глобальных навигационных спутниковых систем (далее – ГНСС) ГЛОНАСС и GPS одновременно, определения на их основе координат местоположения в системах координат WGS-84 и ПЗ-90 и скорости, а также синхронизации внутренней шкалы времени аппаратуры с национальной шкалой координированного времени UTC(SU).

Описание средства измерений

Принцип действия аппаратуры основан на измерении псевдодальностей и доплеровских смещений частот по сигналам L1OF ГНСС ГЛОНАСС и L1C/A ГНСС GPS, определения на их основе координат местоположения и скорости.

Параметры сигналов ГНСС согласно интерфейсному контрольному документу «ГЛОНАСС», редакция 5.1 от 2008; IS-GPS-200E от 08.06.2010.

Отслеживаются сигналы ГНСС в зоне видимости на углах возвышения более 5° относительно местного горизонта.

Условия эксплуатации в номинальной шумовой обстановке, которая не прерывает возможностей аппаратуры к обнаружению и отслеживанию сигналов навигационных космических аппаратов.

Конструктивно аппаратура представляет собой моноблок с антеннами (навигационная, GSM), центральным процессором, модулем энергонезависимой flash-памяти, модулем Bluetooth, навигационным приемником сигналов навигационных космических аппаратов ГНСС ГЛОНАСС и GPS, GSM модемами, драйвером питания, блоком входов/выходов, цифровым трехосевым акселерометром, шинами RS-232, RS-485, CAN и 1-Wire, разъемом USB Type-C.

Серийный номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на информационную табличку и на лицевую панель корпуса аппаратуры в местах, указанных на рисунках 1-2.

Знак поверки на корпус аппаратуры не наносится.

Обозначение мест нанесения знака утверждения типа, а также схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.

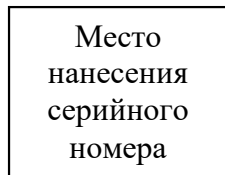


Рисунок 1 – Общий вид аппаратуры спутниковой навигации АвтоГРАФ-АСН
(лицевая сторона)

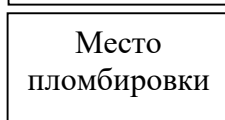


Рисунок 2 – Общий вид аппаратуры спутниковой навигации АвтоГРАФ-АСН
(тыльная сторона)

Программное обеспечение

Аппаратура работает под управлением специализированного программного обеспечения (далее – ПО).

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

Конструкция аппаратуры исключает возможность несанкционированного влияния на ПО аппаратуры и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ATGX
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 13.30

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения в плане при работе по сигналам L1OF ГНСС ГЛОНАСС и L1C/A ГНСС GPS при скорости движения от 0 до 200 м/с и геометрическом факторе PDOP не более 3, м	$\pm 2,5$
Доверительные границы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения высоты при работе по сигналам L1OF ГНСС ГЛОНАСС и L1C/A ГНСС GPS при скорости движения от 0 до 200 м/с и геометрическом факторе PDOP не более 3, м	$\pm 4,25$
Доверительные границы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения скорости при работе по сигналам L1OF ГНСС ГЛОНАСС и L1C/A ГНСС GPS при скорости движения от 0 до 200 м/с и геометрическом факторе PDOP не более 3, м/с	$\pm 0,1$
Доверительные границы допускаемой абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) синхронизации шкалы времени аппаратуры с национальной шкалой координированного времени UTC(SU), мкс	± 1

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания от сети постоянного тока, В	от 10 до 60
Габаритные размеры, мм, не более:	
- длина	138
- ширина	92
- высота	27
Масса, г, не более:	185
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °C	от -40 до +70
- относительная влажность при температуре +25°C, %, не более	93

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорт типографским способом и на информационную табличку корпуса аппаратуры.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Аппаратура спутниковой навигации	АвтоГРАФ-АСН	1 шт.
Кнопка «Сигнал бедствия»	-	1 шт.
Антенна ГЛОНАСС/GPS	-	1 шт.
Антенна GSM/UMTS	-	2 шт.
Кабель питания (14-контактный)	-	1 шт.
Кабель интерфейсный (12-контактный)	-	1 шт.
Комплект разъема MicroFit (разъем + контакты) для подключения громкой связи	-	1 шт.
Предохранитель 1А	-	1 шт.
Держатель для предохранителя	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.20-004-78817943-2023	1 экз.*
Паспорт	ПС 26.51.20-005-78817943-2023	1 экз.
* – доступно на сайте изготовителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Функциональная схема» документа «АвтоГРАФ-АСН. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 7 июня 2024 г. № 1374 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для координатно-временных средств измерений»;

ТУ 26.51.20-011-78817943-2023. Аппаратура спутниковой навигации АвтоГРАФ-АСН. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «ТехноКом»
(ООО НПО «ТехноКом»)
ИНН 7453151579

Адрес юридического лица: 454016, г. Челябинск, ул. Братьев Кашириных, д. 65

Телефон (факс): +7(351) 211-30-40

E-mail: info@tk-nav.ru

Web-сайт: https://www.tk-nav.ru/

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью НПО «ТехноКом»
(ООО НПО «ТехноКом»)
ИНН 7453151579

Адрес: 454016, г. Челябинск, ул. Братьев Кашириных, д. 65

Телефон (факс): +7(351) 211-30-40

E-mail: info@tk-nav.ru

Web-сайт: https://www.tk-nav.ru/

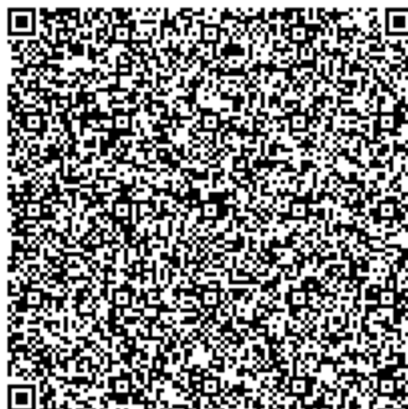
Испытательный центр

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», к. 11

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 «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95254-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Осциллографы цифровые АКИП-4148

Назначение средства измерений

Осциллографы цифровые АКИП-4148 (далее – осциллографы) предназначены для измерений амплитудных и временных параметров электрических сигналов и исследования их формы.

Описание средства измерений

Принцип действия осциллографов основан на высокоскоростном аналого-цифровом преобразовании входного сигнала в реальном времени, цифровой обработке его с помощью микропроцессора и записи в память. В результате обработки сигнала выделяется его часть, отображаемая на экране.

Основные узлы осциллографов: аттенюатор, блок нормализации сигналов, АЦП, ЦАП, микропроцессор, устройство управления, запоминающее устройство, усилитель, схема синхронизации, генератор развертки, клавиатура, цветной сенсорный дисплей.

Осциллографы обеспечивают визуальное наблюдение, автоматическую или ручную установку размеров изображения, цифровое запоминание, цифровое и/или курсорное измерение амплитудных и временных параметров электрических сигналов. Каждый канал осциллографов осуществляет независимую цифровую обработку и запоминание сигналов.

Конструктивно осциллографы представляют собой компактные моноблочные переносные радиоизмерительные приборы с внешним сетевым блоком питания (имеется возможность работы от аккумулятора).

Осциллографы выпускаются в четырех модификациях: АКИП-4148/1, АКИП-4148/2, АКИП-4148/1А, АКИП-4148/2А. Модификации различаются полосой пропускания и разрядностью аналого-цифрового преобразователя (АЦП) осциллографа. Для осциллографов доступны опции декодирования сигналов: I2C, SPI, UART, CAN и интерфейс WiFi.

На лицевой панели осциллографов расположены жидкокристаллический дисплей, функциональные клавиши, универсальные поворотные переключатели. На верхней панели расположены входные разъемы измерительных каналов осциллографа. На боковой панели расположены выход синхронизации, выход компенсатора пробника, разъемы интерфейсов USB и LAN, разъем питания. На задней панели расположена ручка для переноски.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр осциллографов, в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится методом печати при помощи наклейки, размещаемой на обратной стороне корпуса.

Общий вид осциллографов, места нанесения знака утверждения типа и серийного номера представлены на рисунке 1.

Опломбирование осциллографов не предусмотрено.

Конструкция осциллографов не предусматривает нанесения знака поверки.

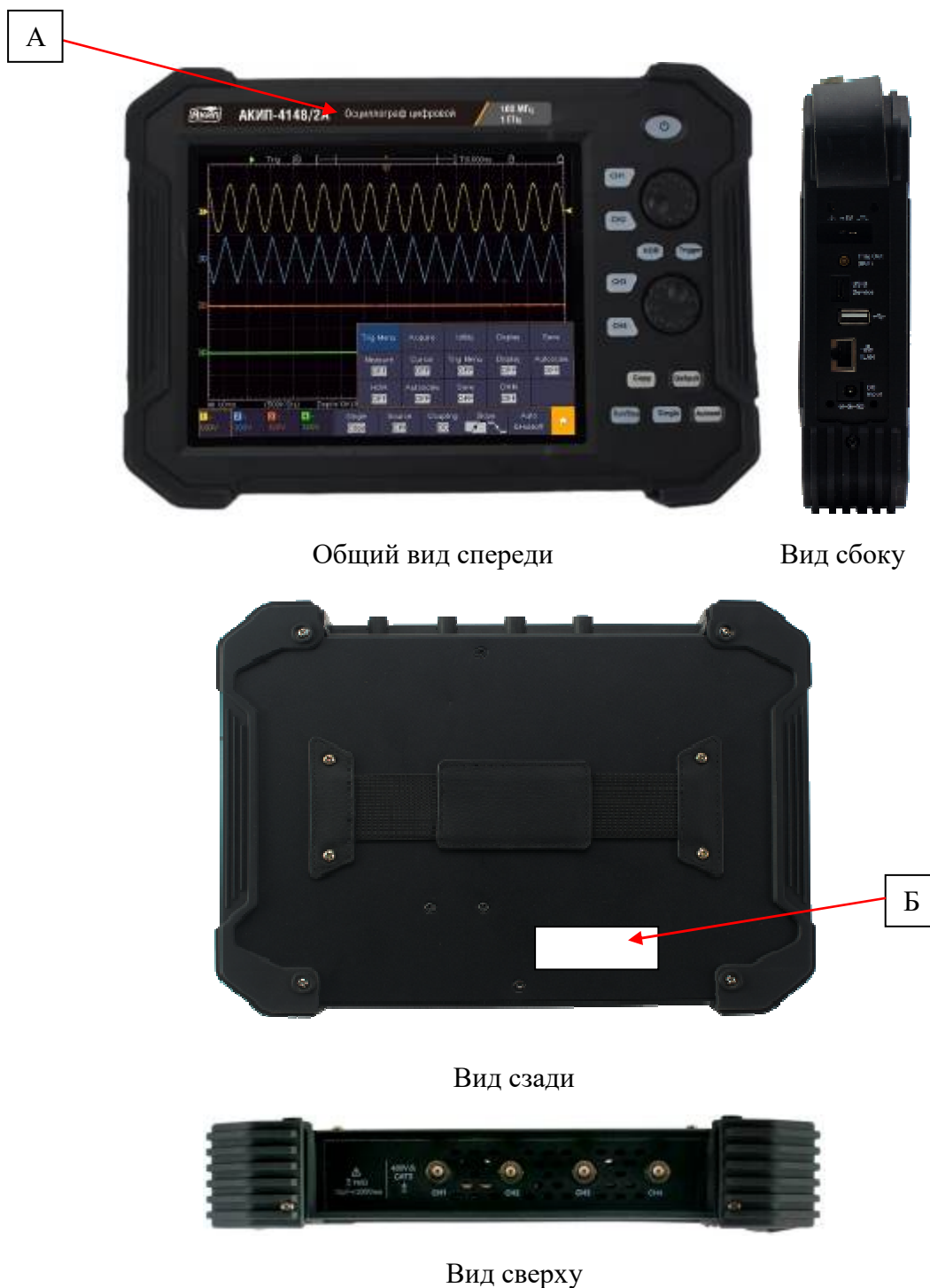


Рисунок 1 – Общий вид осциллографов, место нанесения знака утверждения типа (А) и серийного номера (Б)

Программное обеспечение

Программное обеспечение осциллографов служит для управления режимами работы, обработки цифровых данных, их отображения на дисплее, осуществления дистанционного управления и вспомогательных функций.

Уровень защиты программного обеспечения «средний» от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	отсутствует
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже V1.0.0

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Число входных каналов	4
Разрядность АЦП, бит АКИП-4148/1, АКИП-4148/2 АКИП-4148/1А, АКИП-4148/2А	8 8/12/14 ¹⁾
Максимальная частота дискретизации, ГГц - на канал - в режиме объединения каналов	0,5 ²⁾ 0,25 ³⁾ 0,1 ⁴⁾ 1,0 ²⁾ 0,5 ³⁾
Канал вертикального отклонения	
Входное сопротивление, МОм	1 ($\pm 0,02$)
Максимальное входное напряжение, В - напряжение переменного тока (пиковое значение) с постоянной составляющей	400
Диапазон установки коэффициента отклонения (K_o), мВ/дел (выбор с шагом 1-2-5)	от 1 до $1 \cdot 10^4$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения постоянного напряжения и импульсного напряжения частотой до 100 кГц, мВ - при K_o 1 мВ/дел - при K_o больше 1 мВ/дел	$\pm(0,04 \cdot 10[\text{дел}] \cdot K_o[\text{мВ/дел}] + 1)^{2)}$ $\pm(0,03 \cdot 10[\text{дел}] \cdot K_o[\text{мВ/дел}] + 1)^{3) 4)}$ $\pm(0,03 \cdot 10[\text{дел}] \cdot K_o[\text{мВ/дел}] + 1)^{2)}$ $\pm(0,02 \cdot 10[\text{дел}] \cdot K_o[\text{мВ/дел}] + 1)^{3) 4)}$
Полоса пропускания по уровню -3 дБ, МГц, не менее - АКИП-4148/1, АКИП-4148/1А - АКИП-4148/2, АКИП-4148/2А	70 100
Время нарастания переходной характеристики, нс, не более - АКИП-4148/1, АКИП-4148/1А - АКИП-4148/2, АКИП-4148/2А	5 3,5
Диапазоны установки постоянного смещения в зависимости от значения коэффициента отклонения, В от 1 до 50 мВ/дел от 100 мВ/дел до 1 В/дел от 1 до 10,00 В/дел	± 2 ± 20 ± 200
Диапазон установки коэффициентов развертки, с/дел (выбор с шагом 1-2-5)	от $2 \cdot 10^{-9}$ до $1 \cdot 10^3$

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Канал горизонтального отклонения	
Пределы допускаемой относительной погрешности частоты внутреннего опорного генератора	$\pm 1 \cdot 10^{-5}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения временных интервалов, с	$\pm (\delta_F \cdot T_{\text{изм}} + 2/F_d + 0,6 \text{ нс})$
Примечания: 1) – переключаемый АЦП; 2) – для значения разрядности АЦП 8 бит; 3) – для значений разрядности АЦП 12 бит; 4) – для значений разрядности АЦП 14 бит; δ_F – относительная погрешность частоты внутреннего опорного генератора; $T_{\text{изм}}$ – измеренный временной интервал, с; F_d – частота дискретизации, Гц; K_0 – значение коэффициента отклонения, мВ/дел.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение характеристики
Напряжение питания, В: - от сети переменного тока (частота от 50 до 60 Гц) - от аккумулятора Li-Ion (8000 мА·ч)	от 100 до 240 7,4
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Габаритные размеры (ширина × высота × глубина), мм, не более	270×191×48
Масса, кг, не более	1,7
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от 0 до +40 80

Таблица 4 – Показатели надежности

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Осциллограф	АКИП-4148 ¹⁾	1
Адаптер питания	-	1
Кабель microUSB	-	1
Щупы осциллографические	-	4
Сумка для транспортировки	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1
Примечание: 1) – модификация по заказу.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 19 «Автоматические измерения» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3463 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений импульсного электрического напряжения»;

Стандарт предприятия «Осциллографы цифровые АКИП-4148».

Правообладатель

Fujian Lilliput Optoelectronics Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: No. 19, Heming Road, Lantian Industrial Zone Zhangzhou 363005 China

Телефон: +86 596 213 0430

Факс: +86 596 210 9272

Web-сайт: <http://www.owon.com>

Изготовитель

Fujian Lilliput Optoelectronics Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: No. 19, Heming Road, Lantian Industrial Zone Zhangzhou 363005 China

Телефон: +86 596 213 0430

Факс: +86 596 210 9272

Web-сайт: <http://www.owon.com>

Испытательный центр

Акционерное общество «Приборы, Сервис, Торговля» (АО «ПриСТ»)

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

Телефон: +7(495) 777-55-91

Факс: +7(495) 640-30-23

E-mail: prist@prist.ru

Web-сайт: <http://www.prist.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95255-25

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные ОЛИМП

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные ОЛИМП (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли горючих газов, водорода, кислорода, диоксида углерода и концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- с термокаталитическим сенсором на горючие газы в воздухе – термокаталитический – основан на тепловых эффектах протекающих химических реакций;
- с оптическим сенсором на горючие газы и диоксид углерода – оптический – основан на поглощении молекулами определяемого газа энергии светового потока в инфракрасной области спектра;
- с электрохимическим сенсором на токсичные газы, водород, кислород – электрохимический – основан на изменении электрических параметров электродов, находящихся в контакте с электролитом, в присутствии определяемого газа;
- с фотоионизационным сенсором на токсичные газы – фотоионизационный – основан на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии.

Газоанализаторы являются стационарными одноканальными приборами непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы состоят из корпуса, в котором размещен сенсор: (оптический, термокаталитический, электрохимический, фотоионизационный). Газоанализатор выпускается с органами управления. Сенсоры имеют встроенную флэш-память, в которой хранятся градуировочные коэффициенты и прочие настроечные параметры, которые при подключении к газоанализатору автоматически считываются микропроцессором.

Газоанализаторы выпускаются в двух моделях – ОЛИМП-1, ОЛИМП-2, которые отличаются конструктивным исполнением. Газоанализаторы мод. ОЛИМП-1 изготавливают в корпусе из алюминиевого сплава, газоанализаторы мод. ОЛИМП-2 – в корпусе из нержавеющей стали.

Способ отбора пробы – диффузионный.

Выходными сигналами газоанализаторов являются:

- показания цифрового дисплея;
- унифицированный аналоговый выходной сигнал от 4 до 20 мА в диапазоне показаний;
- цифровой сигнал, интерфейс RS 485 с протоколом Modbus RTU;
- цифровой интерфейс, протокол HART;

- замыкание и размыкание контактов реле («сухой контакт») или 3-х («низкий», «высокий», «аварийный») программно конфигурируемых уровней;
- размыкание и замыкание контактов реле («сухой контакт») при отключении, перегрузке и неисправности газоанализатора.

Газоанализаторы имеют жидкокристаллический монохромный цифровой дисплей с подсветкой, обеспечивающий отображение:

- результатов измерений содержания определяемого компонента, химическую формулу и единицы измерений;
- установленных значений порогов срабатывания сигнализации;
- графических диаграмм регистрации результатов измерений в течение фиксированного интервала времени;
- состояния беспроводной связи.

Питание газоанализаторов осуществляется от источника напряжения постоянного тока номинальным напряжением 24 В в диапазоне от 18 до 32 В.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер газоанализаторов наносится на идентификационную табличку (рисунок 2), закрепленную на корпусе газоанализаторов, в месте, указанном на рисунке 1, и имеет цифровой формат. Способ нанесения маркировки – лазерная гравировка.



А – Общий вид газоанализаторов стационарных
ОЛИМП
мод. ОЛИМП-1

Б – Общий вид газоанализаторов стационарных
ОЛИМП
мод. ОЛИМП-2

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов стационарных ОЛИМП



Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО) и имеют защиту ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений. ПО предназначено для просмотра состояния прибора, для изменения конфигурации и калибровки газоанализатора.

Уровень защиты встроенного ПО «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	S002
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v1.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 7, показатели надежности – в таблице 8.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов с термokatалитическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон показаний ¹⁾ объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли определяемого компонента ³⁾ , %	Пределы допускаемой основной ⁴⁾ абсолютной погрешности, объемная доля определяемого компонента, %	Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
Метан CH ₄	от 0 до 4,4	от 0 до 2,2	± 0,22	15
Пропан C ₃ H ₈	от 0 до 1,7	от 0 до 0,85	± 0,085	15

Определяемый компонент	Диапазон показаний ¹⁾ объемной доли определяемого компонента, %	Диапазон измерений ²⁾ объемной доли определяемого компонента ³⁾ , %	Пределы допускаемой основной ⁴⁾ абсолютной погрешности, объемная доля определяемого компонента, %	Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
Водород H ₂	от 0 до 4	от 0 до 2	± 0,2	30
Гексан C ₆ H ₁₄	от 0 до 1	от 0 до 0,5	± 0,05	35
Ацетилен C ₂ H ₂	от 0 до 2,3	от 0 до 1,15	± 0,115	35
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	от 0 до 2,8	от 0 до 1,4	± 0,14	35
¹⁾ Диапазон показаний в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствует диапазону показаний дозврывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 100 % НКПР. ²⁾ Диапазон измерений в единицах измерений объемной доли определяемого компонента, %, соответствует диапазону измерений дозврывоопасной концентрации определяемого компонента от 0 до 50 % НКПР. ³⁾ Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. ⁴⁾ Основная погрешность нормирована при условиях: – температура окружающей среды: (20 ± 5) °C; – атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 до 80 %.				

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Кислород (O ₂)	от 0 до 30 %		±0,5 %	-	20
Оксид углерода (CO)	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±1,5 млн ⁻¹	-	30
		св. 15 до 50 млн ⁻¹	-	±10 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±4 млн ⁻¹	-	30
		св. 40 до 500 млн ⁻¹	-	±10 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 40 млн ⁻¹ включ.	±4 млн ⁻¹	-	30
		св. 40 до 2000 млн ⁻¹	-	±10 %	
	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	±5 млн ⁻¹	-	30
		св. 50 до 5000 млн ⁻¹	-	±10 %	
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-	30
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 7,5 млн ⁻¹ включ.	±1,5 млн ⁻¹	-	30
		св. 7,5 до 100 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ.	±3 млн ⁻¹	-	25
		св. 15 до 2000 млн ⁻¹	-	±20 %	
Хлор (Cl ₂)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-	60
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±1,0 млн ⁻¹	-	120
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±1,0 млн ⁻¹	-	30
		св. 10 до 200 млн ⁻¹	-	±20 %	
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-	70
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	70
		св. 10 до 30 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	120
		св. 10 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	120
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	40
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	20 %	
	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	± 4 млн ⁻¹	-	40
		св. 20 до 300 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 30 млн ⁻¹ включ.	± 6 млн ⁻¹	-	60
		св. 30 до 1000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 2,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,5$ млн ⁻¹	-	30
		св. 2,5 до 20 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	± 10 млн ⁻¹	-	40
		св. 50 до 2000 млн ⁻¹ включ.	-	± 20 %	
Оксид азота (NO)	от 0 до 250 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	40
		св. 10 до 250 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	60
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹ включ.	-	± 20 %	
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	30
		св. 1 до 30 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	60
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹ включ.	-	± 20 %	
Водород (H ₂)	от 0 до 2 %	от 0 до 2 %	$\pm 0,1$ %	-	60
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹	± 20 млн ⁻¹	-	70
Фтор (F ₂)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,04$ млн ⁻¹	-	80
Арсин (AsH ₃)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	$\pm 0,06$ млн ⁻¹	-	30

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Фосфин (PH_3)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,06$ млн ⁻¹	-	30
		св. 0,3 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	60
		св. 10 до 1000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Моносилан (SiH_4)	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	± 1 млн ⁻¹	-	60
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Хлороводород (HCl)	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹		60
		св. 2 до 30 млн ⁻¹		± 20 %	
Фтороводород (HF)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹		90
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Карбонилхлорид (COCl_2)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹	$\pm 0,15$ млн ⁻¹	-	120
Метилмеркаптан (CH_3SH)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹	± 2 млн ⁻¹	-	40
Озон (O_3)	от 0 до 0,25 млн ⁻¹	от 0 до 0,25 млн ⁻¹	$\pm 0,04$ млн ⁻¹	-	60
Бром (Br_2)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	50
		св. 1 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Формальдегид (CH_2O)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	80
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этилмеркаптан ($\text{C}_2\text{H}_5\text{SH}$)	от 0 до 14 млн ⁻¹	от 0 до 14 млн ⁻¹	$\pm 0,4$ млн ⁻¹	-	90
Этиленоксид ($\text{C}_2\text{H}_4\text{O}$)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	150
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этилен (C_2H_4)	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	60
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Метанол (CH_3OH)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	200
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этанол ($\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	30
		св. 20 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной	относи- тельной	
</				

Таблица 4 – Метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 1,5 %	от 0 до 1,5 %	±0,1 %	-	20
	от 0 до 2,5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	20
		св. 2,0 до 2,5 %	-	5 %	
	от 0 до 5 %	от 0 до 2,0 % включ.	±0,1 %	-	20
		св. 2,0 до 5 %	-	5 %	
Пропан (C ₃ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,7 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 1,01 % включ.)	± 3 % НКПР (± 0,05 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 1,01 до 1,7 %)	-	±5 %	
Метан (CH ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 4,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 2,64 % включ.)	± 3 % НКПР (±0,13 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 2,64 до 4,4 %)	-	±5 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Этан (C ₂ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 1,5 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,075 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 1,5 до 2,4 %)	-	±5 %	
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,6 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,03 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,6 до 1,0 %)	-	±5 %	
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,84 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,04 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,84 до 1,4 %)	-	±5 %	
Изобутан (C ₄ H ₁₀)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,3 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,78 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,04 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,78 до 1,3 %)	-	±5 %	
Пентан (C ₅ H ₁₂)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,84 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,04 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,84 до 1,1 %)	-	±5 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Пропилен (C ₃ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,0 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 1,2 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,06 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 1,2 до 2,0 %)	-	±5 %	
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3 %)		±5 % НКПР (± 0,3 %)	-	20
Толуол (метилбензол, C ₇ H ₈)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,5 %)		±5 % НКПР (± 0,05 %)	-	20
Этиленоксид (C ₂ H ₄ O)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,3 %)		±5 % НКПР (± 0,13 %)	-	20
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,72 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,04 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,72 до 1,2 %)	-	±5 %	
Ацетон ((CH ₃) ₂ CO)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,25 %)		±5 % НКПР (± 0,125 %)	-	20
Этилен (C ₂ H ₄)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 2,3 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 1,4 % включ.)	±3 % НКПР (± 0,07 % включ.)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (от 1,4 до 2,3 %)	-	±5 %	
н-октан (C ₈ H ₁₈)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,4 %)		±5 % НКПР (± 0,04 %)	-	35
Этанол (C ₂ H ₅ OH)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,55 %)		±5 % НКПР (± 0,155 %)	-	20
Метилтретбутиловый эфир (МТБЭ, CH ₃ CO(CH ₃))	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,75 %)		±5 % НКПР (± 0,075 %)	-	35

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾		Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,66 %)	±3 % НКПР (± 0,033 %)	-	20
		св. 60 до 100 % НКПР (св. 0,66 до 1,1 %)	-	±5 %	
Нонан (C ₉ H ₂₀)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,35 %)		±5 % НКПР (±0,035 %)	-	35
Декан (C ₁₀ H ₂₂)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,35 %)		±5 % НКПР (± 0,035 %)	-	35
Стирол (C ₈ H ₈)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	от 0 до 60 % НКПР включ. (от 0 до 0,66 %)	±3 % НКПР (± 0,033 %)	-	35
		св.60 до 100 % НКПР (от 0,66 до 1,1 %)	-	±5 %	
Этилацетат (CH ₃ COOCH ₂ CH ₃)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,1 %)		±5 % НКПР (± 0,11%)	-	35
Бензин автомобильный ³⁾⁴⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо дизельное ³⁾⁵⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Керосин ³⁾⁶⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Уайт-спирит ³⁾⁷⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Топливо для реактивных двигателей ³⁾⁸⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Бензин авиационный ³⁾⁹⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
Бензин неэтилированный ³⁾¹⁰⁾	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР	-	35
1-бутен (C ₄ H ₈)	от 0 до 50 % НКПР от 0 до 0,7 %)		±5 % НКПР (±0,07 %)	-	5
Циклопентан (C ₅ H ₁₀)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,7 %)		±5 % НКПР (±0,07 %)	-	15
Циклогексан (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,6 %)		±5 % НКПР (±0,06 %)	-	15

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной	относительной	
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,8 %)	±5 % НКПР (±0,08 %)	-	15
Изопропен (C ₃ H ₆)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,85 %)	±5 % НКПР (±0,085 %)	-	15
Этилбензол (C ₈ H ₁₀)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,5 %)	±5 % НКПР (±0,05 %)	-	35
Бутилацетат (C ₆ H ₁₂ O ₂)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,6 %)	±5 % НКПР (±0,06 %)	-	35
1,3-бутадиен (дивинил) (C ₄ H ₆)	от 0 до 100 % НКПР (от 0 до 1,4 %)	±5 % НКПР (±0,07 %)	-	15
1,2-дихлорэтан (C ₂ H ₄ Cl ₂)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 3,1 %)	±5 % НКПР (±0,31 %)	-	35
Диметилсульфид (C ₂ H ₆ S)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,1 %)	±5 % НКПР (±0,11 %)	-	35
1-гексен (C ₆ H ₁₂)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,6 %)	±5 % НКПР (±0,06 %)	-	35
1-бутанол (C ₄ H ₉ OH)	от 0 до 50% НКПР (от 0 до 0,7 %)	±5 % НКПР (±0,07 %)	-	35
Винилхлорид (C ₂ H ₃ Cl)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,8 %)	±5 % НКПР (±0,18 %)	-	35
Циклопропан (C ₃ H ₆)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 1,2 %)	±5 % НКПР (±0,12 %)	-	35
Диэтиловый эфир (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,85 %)	±5 % НКПР (±0,085 %)	-	35
Пропиленоксид (C ₃ H ₆ O)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,95 %)	±5 % НКПР (±0,095 %)	-	35
Хлорбензол (C ₆ H ₅ Cl)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,65 %)	±5 % НКПР (±0,065 %)	-	35
2-метил- 2пропанол (C ₄ H ₁₀ O)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,9 %)	±5 % НКПР (±0,09 %)	-	35
2-бутанон (Метилэтилкетон) (C ₄ H ₈ O)	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 0,9 %)	±5 % НКПР (±0,09 %)	-	35

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента ¹⁾	Пределы допускаемой основной ²⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
		абсолютной	относительной	
Сумма углеводородов по метану C _x H _y	от 0 до 50 % НКПР (от 0 до 2,2 %)	±5 % НКПР (±0,22 %)	-	35
¹⁾ Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. ²⁾ Основная погрешность нормирована при условиях: – температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – атмосферное давление: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 до 80 %. ³⁾ Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов. Газоанализаторы на пары нефтепродуктов градуируются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор. ⁴⁾ Бензин автомобильный по ГОСТ Р 51866-2002. ⁵⁾ Топливо дизельное по ГОСТ 305-2013. ⁶⁾ Керосин по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86. ⁷⁾ Уайт-спирит по ГОСТ 3134-78. ⁸⁾ Топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86. ⁹⁾ Бензин авиационный по ГОСТ 1012-2013. ¹⁰⁾ Бензин неэтилированный по ГОСТ Р 51866-2002.				

Таблица 5 – Метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний T _{0,9} , с, не более
			абсолютной	относительной	
Бензол (C ₆ H ₆)	от 0 до 7 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 7 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	25
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Уксусная кислота ($C_2H_4O_2$)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,1$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 20 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,1$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Изобутилен (2-Метилпропен) [i-C ₄ H ₈]	от 0 до 2 млн ⁻¹	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,02$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,1 до 2 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	
		св. 1 до 20 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 50 млн ⁻¹ включ.	± 10 млн ⁻¹	-	
		св. 50 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 10000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	
		св. 100 до 10000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
о-ксилол (диметилбензол) [C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂]	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %	
о-ксилол (диметилбензол) [C ₆ H ₄ (CH ₃) ₂]	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Арсин (AsH ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,01$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,05 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,02$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,1 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Нафталин (C ₁₀ H ₈)	от 0 до 7 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 7 млн ⁻¹	-	± 20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Трихлорэтилен (C_2HCl_3)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,01$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,05 до 0,5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
н-гексан (C_6H_{14})	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 150 млн ⁻¹	-	± 20 %	
н-бутан (C_4H_{10})	от 0 до 700 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 700 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Изобутан (C_4H_{10})	от 0 до 130 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 130 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Пентан (C_5H_{12})	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 150 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Пропилен (C_3H_6)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этиленоксид (C_2H_4O)	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,1$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 30 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Ацетон ($(CH_3)_2CO$)	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этилен (C_2H_4)	от 0 до 180 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 180 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Октан (C_8H_{18})	от 0 до 400 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 400 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Фенол (C_6H_5OH)	от 0 до 1,5 млн ⁻¹	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,01$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,05 до 1,5 млн ⁻¹	-	± 20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Фенол (C_6H_5OH)	от 0 до 15 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 15 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 150 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 150 млн ⁻¹	-	± 20 %	
н-гептан (C_7H_{16})	от 0 до 400 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 400 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этилацетат ($C_4H_8O_2$)	от 0 до 8 млн ⁻¹	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,01$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,05 до 8 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Бензин автомобильный (по изобутилену)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Топливо дизельное (по изобутилену)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Керосин (по изобутилену)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Уайт-спирит (по изобутилену)	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	25
		св. 10 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
н-Бутанол (C_4H_9OH)	от 0 до 7 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,2$ млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 7 млн ⁻¹	-	± 20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Этилбензол (C_8H_{10})	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 0,01 млн ⁻¹ включ.	±0,002 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,01 до 1 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ.	±0,2 млн ⁻¹	-	25
		св. 1 до 100 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 1000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	25
		св. 100 до 1000 млн ⁻¹	-	±20 %	
Стирол (C_8H_8)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 5 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 500 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	25
		св. 100 до 500 млн ⁻¹	-	±20 %	
Оксид азота (NO)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %	
Метилмеркаптан (CH_3SH)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	±0,02 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	-	±20 %	
Винилхлорид (C_2H_3Cl)	от 0 до 3 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	±0,1 млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 3 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 30 млн ⁻¹	от 0 до 4 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	25
		св. 4 до 30 млн ⁻¹	-	±20 %	
Винилхлорид (C_2H_3Cl)	от 0 до 300 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	25
		св. 100 до 300 млн ⁻¹	-	±20 %	
н-пропилацетат ($C_5H_{10}O_2$)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	±0,4 млн ⁻¹	-	25
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	±20 %	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ.	±2 млн ⁻¹	-	
		св. 5 до 50 млн ⁻¹	-	±20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента		Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более
			абсолютной	относительной	
Эпихлоргидрин (C_3H_5Cl)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,1$ млн ⁻¹	-	25
		св. 0,5 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %	
N, N-диметилацетамид (морфолин) (C_4H_9NO)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,1$ млн ⁻¹	-	100
		св. 0,5 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Хлористый бензил (C_7H_7Cl)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,04$ млн ⁻¹	-	40
		св. 0,2 до 1 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Фурфуриловый спирт ($C_5H_6O_2$)	от 0 до 1 млн ⁻¹	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,02$ млн ⁻¹	-	60
		св. 0,1 до 1 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Этанол (C_2H_5OH)	от 0 до 20 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹	-	40
		св. 2 до 20 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 200 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 200 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 2000 млн ⁻¹	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ.	± 20 млн ⁻¹	-	
		св. 100 до 2000 млн ⁻¹	-	± 20 %	
2-Аминоэтанол (C_2H_7NO)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,04$ млн ⁻¹	-	100
		св. 0,2 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Толуол (C_7H_8)	от 0 до 10 млн ⁻¹	от 0 до 2 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,4$ млн ⁻¹	-	40
		св. 2 до 10 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 10 млн ⁻¹ включ.	± 2 млн ⁻¹	-	
		св. 10 до 100 млн ⁻¹	-	± 20 %	
Моноэтаноламин (C_2H_7NO)	от 0 до 5 млн ⁻¹	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,05$ млн ⁻¹	-	120
		св. 0,25 до 5 млн ⁻¹	-	± 20 %	
	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ включ.	$\pm 0,05$ млн ⁻¹	-	
		св. 0,25 до 50 млн ⁻¹	-	± 20 %	

Определяемый компонент	Диапазон измерений объемной доли определяемого компонента	Пределы допускаемой основной ¹⁾ погрешности		Время установления показаний Т _{0,9} , с, не более
		абсолютной	относительной	

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от $-60 ^\circ\text{C}$ до $+15 ^\circ\text{C}$ включ. и св. $+25 ^\circ\text{C}$ до $+60 ^\circ\text{C}$ на каждые $10 ^\circ\text{C}$, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	$\pm 0,2$

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин, не более	3
Габаритные размеры (Д×Ш×В), мм, не более	209×130×116
Масса, кг, не более:	
- мод. ОЛИМП-1	2,0
- мод. ОЛИМП-2	5,5
Напряжение питания, В	от 18 до 32
Условия эксплуатации газоанализаторов:	
- температура окружающего воздуха, $^\circ\text{C}$	
- для термокаталитических сенсоров	от -60 до $+60$
- для электрохимических сенсоров	от -60 до $+60$
- для оптических сенсоров	от -60 до $+60$
- для фотоионизационных сенсоров	от -40 до $+60$
- относительная влажность (без образования конденсата), %	от 0 до 95
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 117
Маркировка взрывозащиты	1Ex db IIC T6 Gb
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015	IP68

Таблица 8 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	100000
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 9.

Таблица 9 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор стационарный	ОЛИМП	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.53–001–54340198–2023 РЭ	1 экз.**
Паспорт	26.51.53-001-54340198-2023 ПС	1 шт.
Комплект принадлежностей: магнитный ключ, калибровочная насадка	—	1 экз.**
Кабельный ввод, заглушки кабельного ввода, комплект крепежей	—	1 шт.*
* Поставляется по отдельному заказу		
** Один экземпляр на партию, но не менее одного экземпляра в один адрес		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Эксплуатация» документа 26.51.53–001–54340198–2023 РЭ «Газоанализаторы стационарные ОЛИМП. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

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

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

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»;

ТУ 26.51.53–001–54340198–2023 «Стационарный газоанализатор моделей: ОЛИМП-1, ОЛИМП-2. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНТЕРГАЗ-ПРИБОР»
(ООО «ИНТЕРГАЗ-ПРИБОР»)

ИНН 7203558273

Юридический адрес: 625000, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Хохрякова, д. 57, оф. 403

Телефон: +79224762381

E-mail: info@intergaz-pribor.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИНТЕРГАЗ-ПРИБОР»
(ООО «ИНТЕРГАЗ-ПРИБОР»)

ИНН 7203558273

Адрес: 625000, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. Хохрякова, д. 57, оф. 403

Телефон: +79224762381

E-mail: info@intergaz-pribor.ru

Испытательный центр

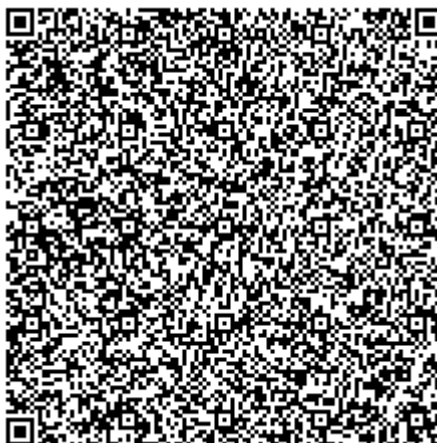
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Юридический адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95256-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы серы и углерода CS

Назначение средства измерений

Анализаторы серы и углерода CS (далее – анализаторы) предназначены для измерения содержания углерода и серы в сталях, чугунах, сплавах, цветных металлах, цементе, руде, различных активаторах, стекле, катализаторах крекинга, керамике, материалах металлургического производства и других неорганических материалах.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на сжигании испытуемого образца в высокочастотной индукционной печи в потоке кислорода и в дальнейшем детектировании газообразных продуктов окисления углерода и серы в форме диоксида углерода (CO_2) и диоксида серы (SO_2) методом инфракрасной спектromетрии.

Конструктивно анализаторы состоят из системы сгорания, инфракрасной системы обнаружения, компьютерной системы и электронных весов.

Навеска анализируемого образца с модификатором (например, флюсом) в керамическом тигле помещается в высокочастотную индукционную печь и сжигается в потоке кислорода. Образовавшиеся в результате сжигания образца газы – диоксид углерода (CO_2) и диоксид серы (SO_2) – увлекаются током кислорода и проходят через систему фильтров, после чего попадают в систему детектирования. В блоке детектирования продукты сгорания анализируются по изменению поглощения инфракрасного излучения на выделенных длинах волн для диоксида углерода (4,26 мкм) и диоксида серы (7,4 мкм). Интенсивность поглощения инфракрасного излучения пропорциональна содержанию анализируемых элементов в пробе. Полученная информация передается на персональный компьютер, где производится расчет массовой доли компонента с учетом массы пробы. Весь анализ выполняется автоматически под управлением программного обеспечения

После каждого анализа проводится автоматическая продувка и очистка печи для подготовки анализатора к следующему измерению.

Анализаторы выпускаются в 3-х модификациях: CS-100, CS-100T, CS-800, отличающихся конструкцией и техническими характеристиками. Анализаторы модификаций CS-100, CS-100T выполнены в виде настольных лабораторных приборов, анализатор модификации CS-800 имеет напольное исполнение.

Анализаторы модификации CS-100 имеют два инфракрасных детектора, а анализаторы модификаций CS-100T, CS-800 имеют четыре инфракрасных детектора.

Корпус анализаторов изготовлен из металлических сплавов и пластика, окрашен в цвета в соответствии с технической документацией производителя.

Маркировочная табличка с серийным номером и знаком утверждения типа расположена на правой боковой стенке анализатора. Серийный номер имеет буквенно-цифровой формат, наносится типографским способом на клеевую этикетку. Нанесение знака поверки на анализатор и пломбирование анализатора не предусмотрено. Общий вид анализаторов представлен на рисунке 1. Место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на анализаторы представлено на рисунке 2.

К данному типу средств измерений относятся СИ, выпускаемые под товарным знаком «Navier». Изображение товарного знака расположено на лицевой панели анализаторов и на маркировочной табличке.



анализаторы модификации CS-100



анализаторы модификации CS-100T



анализаторы модификации CS-800

Рисунок 1 – Общий вид анализаторов серы и углерода CS

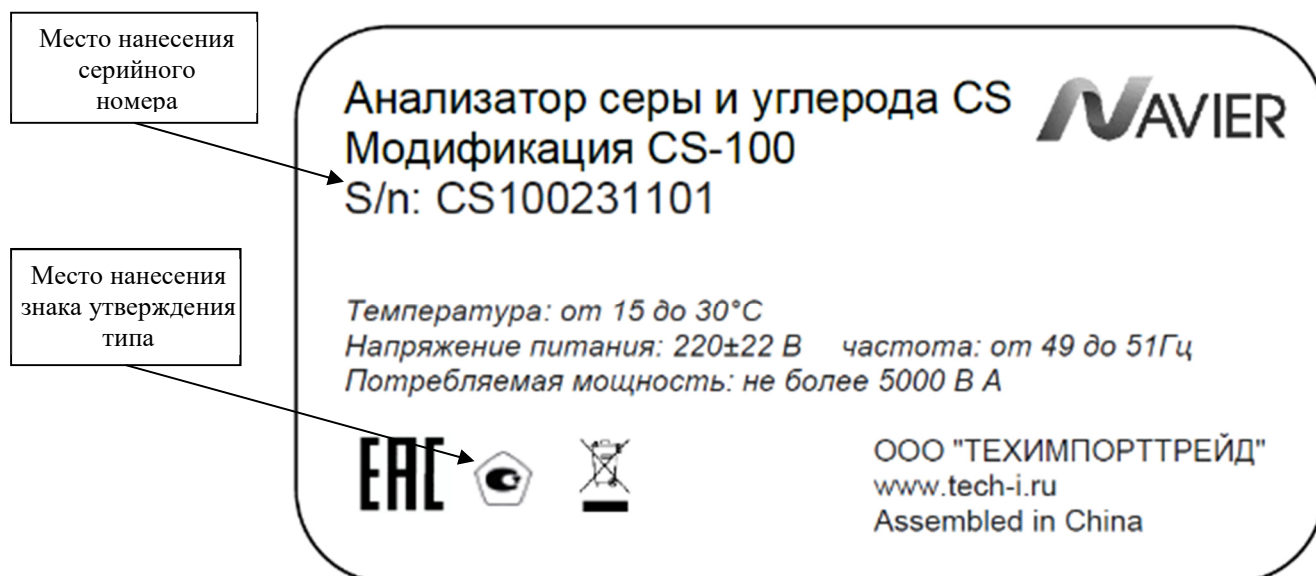


Рисунок 2 – Место нанесения серийного номера и знака утверждения типа на анализаторы серы и углерода CS

Программное обеспечение

Анализаторы оснащены программным обеспечением (далее – ПО), устанавливаемым на персональный компьютер, позволяющим проводить контроль процесса измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, обрабатывать и сохранять полученные результаты, передавать результаты измерений на принтер. Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при их нормировании.

Анализаторы защищены от вмешательства в режимы настройки (регулировки) с использованием паролей.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	HWCS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.X ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	—
¹⁾ X относится к метрологически незначимой части ПО и принимает значения от 0 до 999. Формат номера может содержать от 1 до 3 значений X, разделенных точкой.	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого относительного среднего квадратичного отклонения выходного сигнала ¹⁾ , %	5
Чувствительность ¹⁾ , у.е./мг, не менее: - углерода - серы	5·10 ⁴ 1·10 ⁶
Предел обнаружения ²⁾ , млн ⁻¹ : - углерода - серы	5 5
¹⁾ Установлено для матричного стандартного образца с массовой долей элементов от 0,005 до 0,05 %	
²⁾ Установлено при номинальной массе навески 1 г	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификации		
	CS-100	CS-100T	CS-800
Количество ИК детекторов	2	4	4
Диапазон показаний массовой доли элементов, % (мг) - углерода - серы	от 0,0001 до 100,00 (от 0,001 до 150) от 0,0001 до 100,00 (от 0,001 до 150)		
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	620 570 790	620 570 790	520 525 1200
Масса, кг, не более	80	90	150
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22 от 49 до 51		
Потребляемая мощность, В·А, не более	5000	5000	7500
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от +15 до +30 60		

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации методом компьютерной графики и на маркировочную таблицу типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
1 Анализатор серы и углерода	CS	1 шт.
2 Флеш накопитель с программным обеспечением	-	1 шт.
3 Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
4 Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 5 «Работа с прибором для анализа» руководства по эксплуатации.

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений средства измерений применяются в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТПЦС.415311.001 «Анализаторы серы и углерода CS. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 9728064260

Юридический адрес: 117513, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Теплый Стан,
ул. Академика Бакулева, д. 10, оф./ком./эт. 28/2,3/1

Изготовитель

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

ИНН 9728064260

Юридический адрес: 117513, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Теплый Стан,
ул. Академика Бакулева, д. 10, оф./ком./эт. 28/2,3/1

Производственная площадка

Wuxi Jinyibo Instrument Technology Co., Ltd., Китай

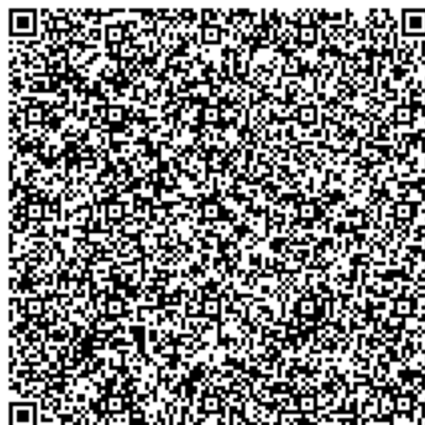
Адрес: No.35, Jingsheng Road, Huishan District, Wuxi City, Jiangsu Province, China

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95257-25

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Колонки топливораздаточные ПК

Назначение средства измерений

Колонки топливораздаточные ПК (далее – колонки, ТРК) предназначены для измерения объема нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, далее - топливо) с вязкостью от 0,55 до 40 мм²/с (сСт), вычисления стоимости выданной дозы по предварительно заданной цене и суммарного учета объема выданного топлива, при его выдаче в топливные баки транспортных средств, а также в тару потребителя.

Описание средства измерений

К настоящему типу средств измерений относятся колонки топливораздаточные ПК, изготавливаемые в модификациях (исполнениях), отличающихся исполнением корпуса, конструкцией и расположением блока индикации и управления, габаритными размерами и массой, количеством раздаточных рукавов, производительностью, комплектностью используемого оборудования.

Принцип действия ТРК состоит в следующем – после задания дозы на дистанционном устройстве или блоке местного управления ТРК, топливо из резервуара подается в гидравлическую систему ТРК через обратный клапан, фильтр предварительной очистки, измеритель объема, электромагнитный клапан по системе трубопроводов с помощью внешних насосов или встроенных в колонку насосных моноблоков. Далее через раздаточный рукав с раздаточным краном, поступает в топливный бак транспортного средства.

В ТРК реализован прямой метод измерений объема топлива, проходящего через ТРК, с помощью измерителя объема, в единицах объема.

При протекании топлива через измеритель объема возникает разность давлений на его входе и выходе, под действием которого поршни измерителя объема совершают возвратно- поступательное движение, топливо при этом вытесняется из измерительных камер.

Поступательное движение поршней преобразуется во вращательное движение кулачкового вала и через муфту передают вращательное движение на вал генератора импульсов, в котором вращение преобразуется в последовательность электрических импульсов, поступающих в блок управления и индикации ТРК, на цифровом индикаторе которого индицируется количество отпущенного топлива, его цена, стоимость и суммарное количество отпущенного топлива по каждому раздаточному рукаву ТРК.

Колонки состоят из гидравлической части, блока индикации и управления. Гидравлическая часть может состоять из нескольких самостоятельных гидравлических систем (от 1 до 6), каждая из которых, в свою очередь, может распределять жидкое моторное топливо через 1 или 2 раздаточных рукава с кранами (всего до 12 раздаточных рукавов).

Гидравлическая система состоит из следующих основных узлов:

- насосного моноблока ZCB-90, производства Wenzhou Jiahao Petroleum Machinery Co.,

TD;

- измерителей объёма топлива 1A23 с генераторами импульсов, производства АО «ПК-Электроникс»;
- фильтра с приёмным клапаном;
- электромагнитных клапанов;
- индикаторов воздуха;
- отрывных муфт;
- раздаточных рукавов;
- раздаточных кранов.

Блок управления имеет контроллер (CPU-1 или CPU-2) и один или два информационных табло, в зависимости от модификации колонки. Колонки моделей Инфинити и Дельта оборудуются 1-м или 2-мя информационными табло, которые так же могут быть оборудованы терминалами самообслуживания и/или клавиатурой преднабора дозы топлива, модели Альфа могут быть оборудованы от 1-го до 4-х информационных табло.

Структура условного обозначения колонок в документации и при заказе:

ПК X₁ . X₂X₃X₄ . X₅ . X₆X₇X₈X₉ . X₁₀X₁₁X₁₂.

- X₁= А - ТРК серии Альфа портального типа с подвесными рукавами (шлангами)
Д - ТРК серии Дельта модульного типа с подвесными рукавами (шлангами)
И - ТРК серии Инфинити модульного типа с намоткой рукавов (шлангов)
- X₂= Количество видов топлива от 1 до 6
- X₃= Количество раздаточных рукавов (шлангов) на ТРК от 1 до 12
- X₄= Количество информационных табло 1 или 2 для ПК Дельта и ПК Инфинити, от 1 до 4-х для ПК Альфа
- X₅= Вариант исполнения: 1 - одностороннее, 2 – двухстороннее
- X₆= Тип гидравлики: В - всасывающая, Н – напорная
- X₇= Производительность ТРК, 1- 40 л/мин, 2 - 75 л/мин, 3 - 130 л/мин, 4 - 40/75 л/мин, 5 - 75/130 л/мин, 6 - спец. Исполнение
- X₈= Количество видов топлива с системой газозоврата от 1 до 6
- X₉= Тип табло: С - светодиодное табло; Ж - жидкокристаллическое табло; М - табло на основе монитора; МС - табло на основе сенсорного монитора; Т - терминал самообслуживания с ЖК-монитором
- X₁₀= Тип контроллера: 1 - CPU-1, 2 - CPU-2 (поддержка RS-485 и протокола Топаз 2.0)
- X₁₁= Наличие системы преднабора дозы заправляемого топлива: 0 - без системы преднабора, 1 - система преднабора дозы топлива
- X₁₂= Наличие подогрева, 1 - есть подогрев (от -50 °С), 0 - без подогрева (от -40 °С)

Общий вид модификаций колонок представлен на рисунках 1, 2 и 3.



Рисунок 1 – Общий вид колонок, модификаций ПКА X₂X₃X₄. X₅ . X₆X₇X₈X₉ . X₁₀X₁₁X₁₂



Рисунок 2 – Общий вид колонок, модификаций ПКД X₂X₃X₄. X₅ . X₆X₇X₈X₉ . X₁₀X₁₁X₁₂



Рисунок 3 – Общий вид колонок, модификаций ПКИ X₂X₃X₄. X₅ . X₆X₇X₈X₉ . X₁₀X₁₁X₁₂

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из четырёх и более арабских цифр, наносится на маркировочную табличку, расположенную на наружной панели корпуса колонки методом лазерной гравировки, как это показано на рисунке 4.

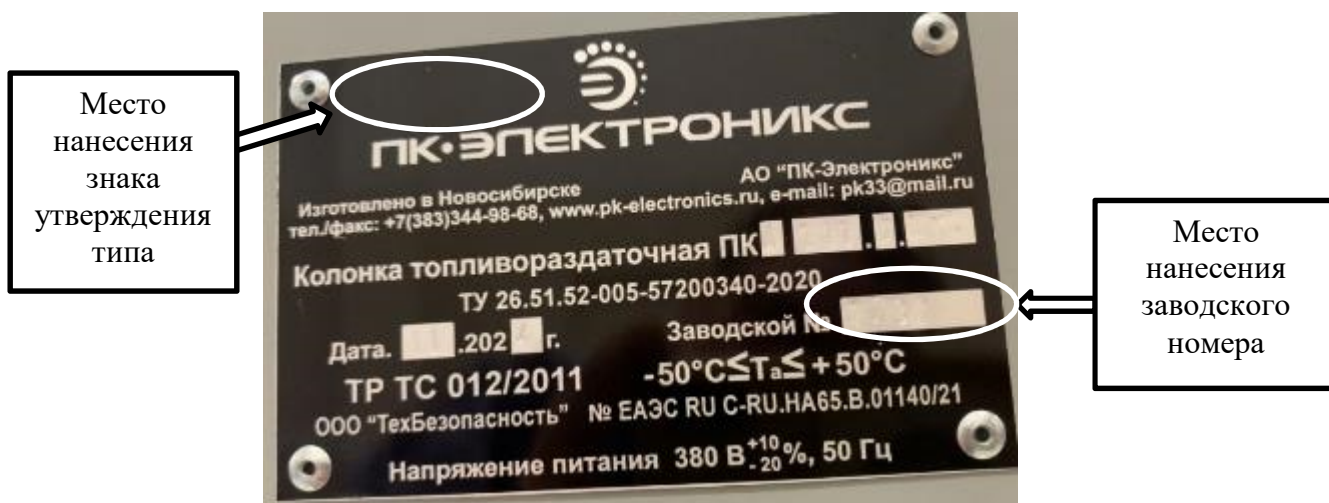


Рисунок 4 – Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Схемы пломбирования и мест нанесения знака поверки представлены на рисунках 5 и 6.

При комплектации блока управления контроллером CPU-1, знак поверки наносится на пломбу, устанавливаемую на механическую блокировку инфракрасного датчика, как это показано на рисунке 5.

При комплектации блока управления контроллером CPU-2, знак поверки наносится на пломбу, устанавливаемую на электромеханический выключатель, как это показано на рисунке 6.

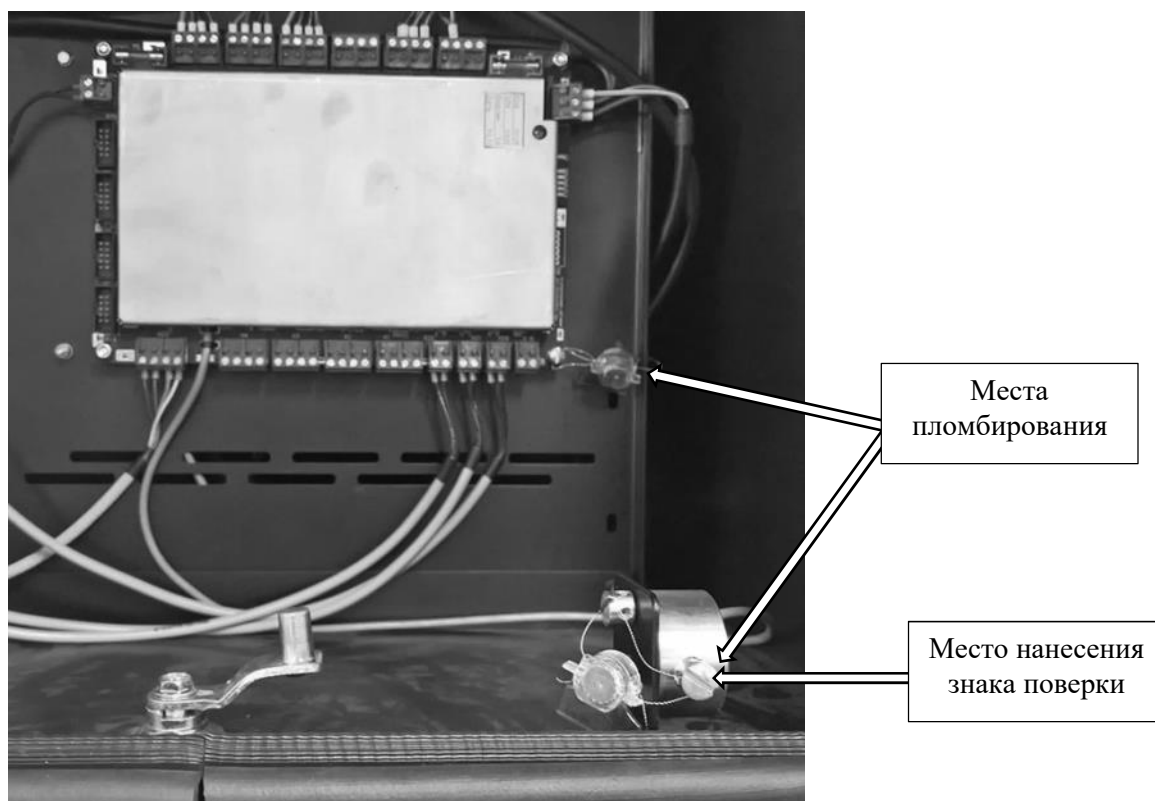


Рисунок 5 – Места пломбирования контроллера CPU-1

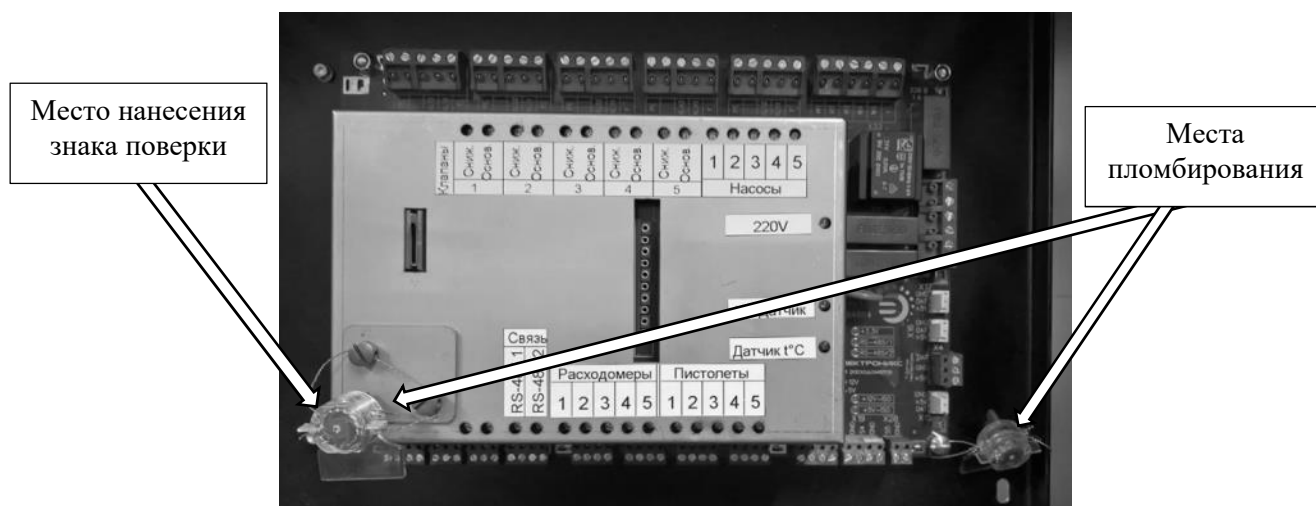


Рисунок 6 – Места пломбирования контроллера CPU-2

Программное обеспечение

Колонки имеют встроенное программное обеспечение (ПО) РК_TRK4 или РК_TRK5 (в зависимости от модели контроллера CPU-1 4.4.4 или CPU-2 5.5.4), которое установлено в контроллер блока управления. Данное ПО обеспечивает:

- управление процессом дозированного отпуска топлива и измерений;
- сбор и обработку информации от измеряющих устройств, входящих в состав ТРК;
- накопление и хранение в суммарном виде информации об измеренном количестве выдаваемого топлива;
- передачу результатов измерений в дистанционное управляющее устройство.

Конструкция колонок исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. ПО защищено от несанкционированного изменения путем пломбирования блоков управления и паролем.

ПО исключает возможность модификации или удаления данных через интерфейсы пользователя.

Все ПО, загружаемое в контроллер, является метрологически значимым (МЗЧ).

Нормирование метрологических характеристик проведено с учётом влияния ПО.

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	контроллер CPU-1 4.4.4	контроллер CPU-2 5.5.4
Идентификационное наименование ПО	PK_TRK4	PK_TRK5
Номер версии (идентификационный номер) ПО	58	0.2
Цифровой идентификатор ПО	92e2562bfaf8223a520d8 e5daad74002	A260DB69D1E0F18496 26E444EC16661F
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальный объёмный расход топлива, дм ³ /мин (л/мин)	40/75/130
Отклонение номинального объёмного расхода топлива, %, не более	±10
Наименьший объёмный расход топлива через один рукав, дм ³ /мин (л/мин)	5/5/10
Минимальная доза выдачи, дм ³ (л)	2/10/10
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма топлива при температуре окружающей среды (20±5) °С	± 0,25 %
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объёма топлива, в рабочем диапазоне температур выходящих за диапазон (20±5) °С, относительной влажности воздуха от 30 до 80 %, и атмосферном давлении от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт.ст.), %	± 0,5 %
Верхний предел показаний указателя разового учёта, не менее: - количества выданного топлива, газа, дм ³ (л). - цены за 1 литр, руб. - стоимости выданной дозы, руб.	9 999,99 999,99 99 999,99
Верхний предел показаний указателя суммарного учёта, дм ³ (л), не менее	9 999 999,99
Цена деления указателя разового учёта - выданного топлива, дм ³ (л) - стоимости, руб. - цены, руб.	0,01 0,01 0,01

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон температуры окружающего воздуха, °С	от -50 до +50
Диапазон относительной влажности воздуха при температуре 25 °С, %,	от 30 до 100
Диапазон температуры топлива - бензин, °С	от -40 до +35
Диапазон температуры топлива дизельное топливо, °С	от -40 до +50
Напряжение питания, В	380 ^(+10/-20)
Частота питающей электрической сети, Гц	50±1
Потребляемая мощность электронно-вычислительным устройством, В·А, не более	500
Потребляемая мощность электродвигателем насоса, В·А, не более	1300
Длина раздаточного рукава, м, не менее	2,8
Номинальная толщина фильтрования, мкм	30
Количество видов топлива	до 6
Количество раздаточных рукавов	до 12
Вакуумметрическое давление в гидросистеме для бензина, МПа, не менее	0,035
Вакуумметрическое давление в гидросистеме для дизельного топлива, МПа, не менее	0,05

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса колонок

Наименование характеристики	Значение
1	2
Габаритные размеры*, мм: Габаритные размеры ТРК ПКА XXX.X.XXXX.XXX**, мм: ПКА 11X.X.XXXX.XXX, ПКА 12X.X. XXXX.XXX, ПКА 22X.X. XXXX.XXX, ПКА 24X.X. XXXX.XXX ПКА 33X.X. XXXX.XXX, ПКА 34X.X. XXXX.XXX, ПКА 35 X.X. XXXX.XXX, ПКА 36 X.X. XXXX.XXX; ПКА 44X.X. XXXX.XXX, ПКА 45X.X. XXXX.XXX, ПКА 46X.X. XXXX.XXX, ПКА 47X.X. XXXX.XXX, ПКА 48X.X. XXXX.XXX Габаритные размеры ТРК ПКИ XXX.X. XXXX.XXX, мм: ПКИ 11X.X. XXXX.XXX, ПКИ 12X.X. XXXX.XXX ПКИ 22X.X. XXXX.XXX, ПКИ 24X.X. XXXX.XXX ПКИ 33X.X. XXXX.XXX, ПКИ 36X.X. XXXX.XXX ПКИ 44X.X. XXXX.XXX, ПКИ 48X.X.XXXX.XXX ПКИ 55X.X.XXX, ПКИ 510X.X. XXXX.XXX ПКИ 66X.X.XXXX.XXX, ПКИ 612X.X. XXXX.XXX Габаритные размеры ТРК ПКД XXX.X. XXXX.XXX, мм: ПКД 11X.X.XXX, ПКД 12X.X. XXXX.XXX ПКД 22X.X.XXXX.XXX, ПКД 24X.X.XXXX.XXX ПКД 33X.X.XXXX.XXX, ПКД 36X.X.XXXX.XXX ПКД 44X.X.XXXX.XXX, ПКД 48X.X.XXXX.XXX ПКД 55X.X.XXXX.XXX, ПКД 510X.X. XXXX.XXX ПКД 66X.X.XXXX.XXX, ПКД 612X.X. XXXX.XXX	830x450x2126 1115x450x2126 868x482x1872 1048x482x1872 1728x482x1872 1908x482x1872 2088x482x1872 2488x482x1872 884x484x2051 1034x484x2051 1684x484x2051 1834x484x2051 1984x484x2051 2384x484x2051
Масса ТРК ПКА XXX.X.XXX, кг, не более: ПКА 11X.BXXX.XXX, ПКА 12X.BXXX.XXX, ПКА 22X.BXXX.XXX, ПКА 24X.BXXX.XXX ПКА 33X.BXXX.XXX, ПКА 34X.BXXX.XXX, ПКА 35X.BXXX.XXX, ПКА 36X.BXXX.XXX	210 225

Продолжение таблицы 4

1	2
ПКА 44Х.ВХХХ.ХХХ, ПКА 45Х.ВХХХ.ХХХ, ПКА 46Х.ВХХХ.ХХХ, ПКА 47Х.ВХХХ.ХХХ, ПКА 48Х.ВХХХ.ХХХ	290
ПКА 11Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 12Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 22Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 24Х.НХХХ.ХХХ	145
ПКА 33Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 34Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 35Х.НХХХ.ХХХ, ПКА 36Х.НХХХ.ХХХ	195
ПКА 44Х. НХХХ.ХХХ, ПКА 45Х. НХХХ.ХХХ, ПКА 46Х. НХХХ.ХХХ, ПКА 47Х. НХХХ.ХХХ, ПКА 48Х. НХХХ.ХХХ	225
Масса ТРК ПКИ ХХХ.Х.ХХХХ.ХХХ, кг, не более: ПКИ11Х.Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ12Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ22Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ24Х.ВХХХ.ХХХ	320
ПКИ33Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ34Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ35Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ36Х.ВХХХ.ХХХ	430
ПКИ44Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ45Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ46Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ47Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ48Х. ВХХХ.ХХХ	530
ПКИ55Х. ВХХХ.ХХХ, ПКИ56Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ57Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ58Х. ВХХХ.ХХХ, ПКИ59Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ510Х. ВХХХ.ХХХ	630
ПКИ66Х. ВХХХ.ХХХ, ПКИ67Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ68Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ69Х. ВХХХ.ХХХ, ПКИ610Х.ВХХХ.ХХХ, ПКИ612Х. ВХХХ.ХХХ	730
ПКИ11Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ12Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ22Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ24Х.НХХХ.ХХХ	270
ПКИ33Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ34Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ35Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ36Х.НХХХ.ХХХ	370
ПКИ44Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ45Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ46Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ47Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ48Х.НХХХ.ХХХ	470
ПКИ55Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ56Н.НХХХ.ХХХ, ПКИ57Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ58Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ59Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ510Х.НХХХ.ХХХ	560
ПКИ66Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ67Н.НХХХ.ХХХ, ПКИ68Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ69Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ610Х.НХХХ.ХХХ, ПКИ612Х.НХХХ.ХХХ	650
Масса ТРК ПКД ХХХ.Х.ХХХ, кг, не более ПКД11Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД12Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД22Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД24Х.ВХХХ.ХХХ	270
ПКД33Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД34Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД35Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД36Х.ВХХХ.ХХХ	360
ПКД44Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД45Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД46Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД48Х.ВХХХ.ХХХ	430
ПКД55Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД56Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД57Х.ВХХХ.ХХХ, КД58Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД59Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД510Х.ВХХХ.ХХХ	560
ПКД66Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД67Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД68Х.ВХХХ.ХХХ, КД69Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД610Х.ВХХХ.ХХХ, ПКД612Х.ВХХХ.ХХХ	650

Продолжение таблицы 4

1	2
ПКД11Х.НХХХ.ХХХ, ПКД12Х.НХХХ.ХХХ, ПКД22Х.НХХХ.ХХХ, ПКД24Х.НХХХ.ХХХ ПКД33Х.НХХХ.ХХХ, ПКД34Х.НХХХ.ХХХ, ПКД35Х.НХХХ.ХХХ, ПКД36Х.НХХХ.ХХХ ПКД44Х.НХХХ.ХХХ, ПКД45Х.НХХХ.ХХХ, ПКД46Х.НХХХ.ХХХ, ПКД47Х.НХХХ.ХХХ, ПКД48Х.НХХХ.ХХХ	230 300 360
ПКД55Х.НХХХ.ХХХ, ПКД56Х.НХХХ.ХХХ, ПКД57Х.НХХХ.ХХХ, ПКД58Х.НХХХ.ХХХ, ПКД59Х.НХХХ.ХХХ, ПКД510Х.НХХХ.ХХХ ПКД66Х.НХХХ.ХХХ, ПКД67Х.НХХХ.ХХХ, ПКД68Х.НХХХ.ХХХ, ПКД69Х.НХХХ.ХХХ, ПКД610Х.НХХХ.ХХХ, ПКД612Х.НХХХ.ХХХ	400 450
*-Допуск на отклонение габаритных размеров от номинального значения составляет $\pm 10\%$ **.-Высота корпуса гидравлического блока ТРК ПКА составляет 1300 мм $\pm 10\%$	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на боковой стороне корпуса колонки, как это показано на рисунке 4.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Колонка топливораздаточная	ПК X ₁ . X ₂ X ₃ X ₄ . X ₅ . X ₆ X ₇ X ₈ X ₉ . X ₁₀ X ₁₁ X ₁₂	1 шт.
Компенсатор смещения	PS/DC	1 компл.*
Ключ замка	PS/LK	2 шт.
Руководство по эксплуатации	ПК 002	1 экз.
Формуляр	ПК 001	1 экз.
*- В зависимости от модификации, комплектность и заводские номера блоков указываются в формуляре на колонку		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Использование по назначению» руководства по эксплуатации ПК 002.

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 расходов жидкости, утвержденная приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356;

ТУ 26.51.52-005-57200340-2020 «Колонки топливораздаточные ПК. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «ПК-Электроникс» (АО «ПК-Электроникс»)

ИНН 5408174436

Юридический адрес: 630114, Новосибирская обл., г. Новосибирск,
ул. Ключ-Камышенское Плато, д. 28, оф. 5

Телефон: 8-(383)-344-98-68

Изготовитель

Акционерное общество «ПК-Электроникс» (АО «ПК-Электроникс»)

ИНН 5408174436

Адрес: 630114, Новосибирская обл., г. Новосибирск, ул. Ключ-Камышенское Плато,
д. 28, оф. 5

Телефон: 8-(383)-344-98-68

Испытательный центр

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

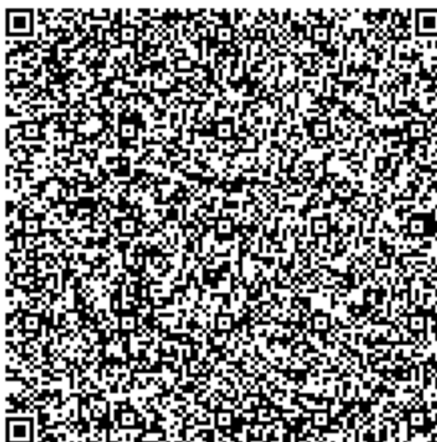
Адрес: 125424, г. Москва, Волоколамское ш., д. 88, стр. 8

Телефон (факс): +7 (495)-491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru; mce-info@mail.ru

Web-сайт: <https://www.kip-mce.ru>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95258-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Спектрометры рентгенофлуоресцентные AVRORA MERAK-SC

Назначение средства измерений

Спектрометры рентгенофлуоресцентные AVRORA MERAK-SC (далее – спектрометры) предназначены для измерений массовой доли элементов в различных твердых веществах и материалах.

Описание средства измерений

Принцип работы спектрометров заключается в возбуждении и последующей регистрации рентгеновского спектра характеристического излучения материала образца. В конструкции прибора применяется современный источник излучения низкой мощности -импульсная рентгеновская трубка, что гарантирует эффективность работы аппарата, его безопасность, а также долговечность самого источника. В оптической схеме прибора применяется принцип монохроматизации и концентрирования рентгеновского излучения с помощью многослойного кристалла на основе принципа Брэгга-Вульфа, применяемого к кристаллам с искривлением. При отражении падающего излучения от различных слоев кристалла происходит дифракция, появляется возможность выделения необходимой монохроматической части путем пространственного расположения. Оптический путь обдувается водородом или гелием, также допускается работать без продувки. Монохроматор – кристалл Брэгга с искривлением, материал монохроматора – фторид лития. В качестве детектора применяется кремниевый дрейфовый детектор (SDD).

Конструктивно спектрометры выполнены в виде автоматических стационарных приборов, состоящих из основного блока и персонального компьютера, на который выводятся результаты измерений.

Корпуса спектрометров изготавливают из пластмассы и металлических сплавов, цвет корпусов определяется технической документацией производителя спектрометров.

Маркировочная табличка с серийным номером, наименованием спектрометра размещена на задней части корпуса основного блока спектрометра. Серийный номер имеет цифровой формат и наносится типографским способом.

Нанесение знака поверки на спектрометры не предусмотрено.

Общий вид основного блока спектрометров представлен на рисунке 1.

Общий вид маркировочной этикетки с серийным номером приведен на рисунке 2.

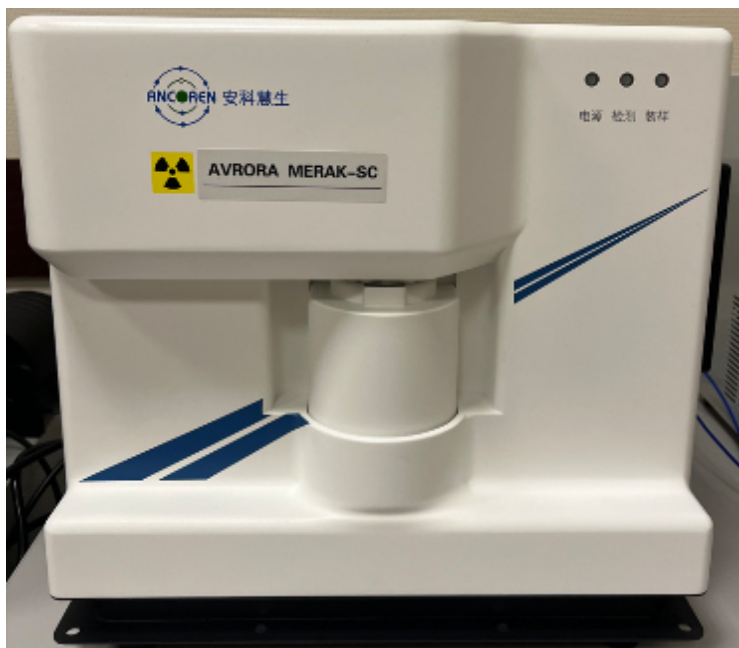
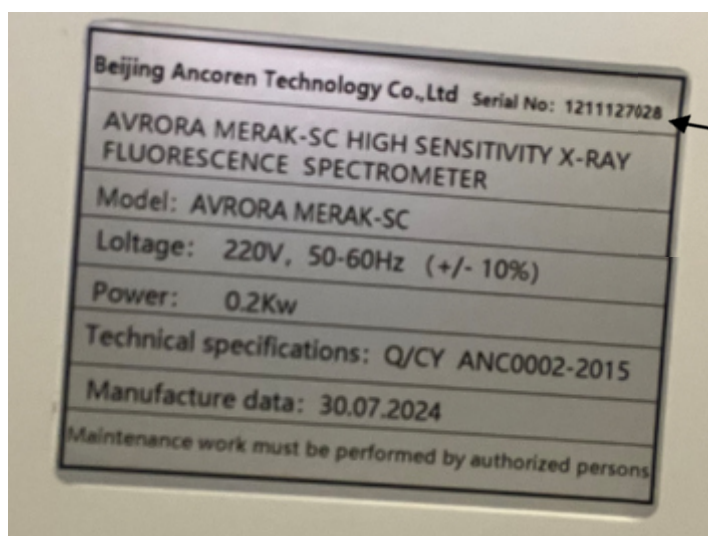


Рисунок 1 – Общий вид основного блока спектрометров рентгенофлуоресцентных AVRORA MERAK-SC



Место нанесения
серийного номера

Рисунок 2 – Общий вид маркировочной таблички

Пломбирование спектрометров не предусмотрено. Конструкция спектрометров обеспечивает ограничение доступа к частям спектрометров, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).

Программное обеспечение

Спектрометры оснащены программным обеспечением (далее – ПО), позволяющим проводить контроль процесса измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, обрабатывать и сохранять полученные результаты.

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

Идентификационные данные ПО спектрометров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	FpPackage
Номер версии (идентификационный номер ПО)	2.x.x ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	-
¹⁾ «х» относится к метрологически незначимой части ПО и принимает значения от 0 до 999	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемого относительного среднего квадратичного отклонения выходного сигнала ¹⁾ , %	1
Предел обнаружения ²⁾ , %, не более	0,005
¹⁾ Для железа в стандартном образце ГСО 11036-2021 с массовой долей железа от 0,9 до 1,10 %	
²⁾ Для железа в стандартном образце ГСО 12173-2023	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Определяемые элементы	от F до Zn
Максимальная мощность рентгеновской трубки, Вт	50
Габаритные размеры, мм, не более:	
- высота	292
- длина	430
- ширина	530
Масса, кг, не более	20
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±10
- частота переменного тока, Гц	от 50 до 60
Потребляемая мощность, Вт, не более	200
Условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °C	25±2
- относительная влажность воздуха, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Основной комплект поставки:		
Спектрометр рентгенофлуоресцентный	AVRORA MERAK-SC	1 шт.
Персональный компьютер	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 3 «Шлифование и формирование образцов» документа «Спектрометры рентгенофлуоресцентные AVRORA MERAK-SC. Руководство по эксплуатации».

Применение спектрометров в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений осуществляется в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 17 мая 2021 г. № 761 «О внесении изменения в приложение А к Государственной поверочной схеме для средств измерений содержания неорганических компонентов в жидких и твердых веществах и материалах, утвержденной приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 февраля 2021 г. № 148»;

Стандарт предприятия Beijing Ancoren Technology Co., Ltd., Китай.

Правообладатель

Beijing Ancoren Technology Co., Ltd., Китай

Адрес: CHINA, P.O.101102, Beijing, Tongzhou District, Huankezhong Road, Park No 2, 21 101-B

Изготовитель

Beijing Ancoren Technology Co., Ltd., Китай

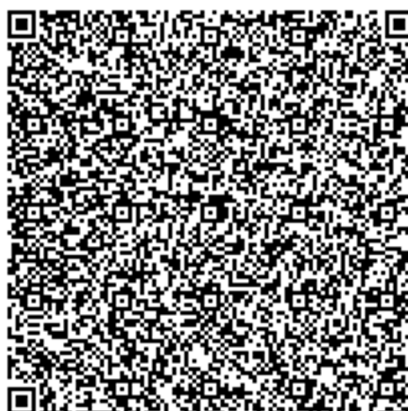
Адрес: CHINA, P.O.101102, Beijing, Tongzhou District, Huankezhong Road, Park No 2, 21 101-B

Испытательный центр

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

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

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95259-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики скорости и направления ветра ультразвуковые УЗ-200

Назначение средства измерений

Датчики скорости и направления ветра ультразвуковые УЗ-200 (далее – датчики УЗ-200) предназначены для автоматических измерений скорости и направления воздушного потока.

Описание средства измерений

Конструкция датчиков УЗ-200 представляет собой герметичный компактный модуль с размещенными внутри платой управления, платой питания и расположенными наверху корпуса чувствительными элементами в виде двух пар ультразвуковых приемопередатчиков.

Принцип действия датчиков УЗ-200 основан на измерении времени прохождения ультразвукового сигнала между парами первичных измерительных преобразователей (приемопередатчики).

Датчики УЗ-200 состоят из вышеуказанных приемопередатчиков, ортогонально ориентированных в плоскости относительно друг друга. За один измерительный цикл происходит вычисление времени прохождения ультразвуковыми импульсами расстояния между передатчиком, генерирующим импульсы, и приемником, принимающим импульсы. Определение времени прохождения ультразвукового импульса между парами первичных измерительных преобразователей происходит в обоих направлениях. При отсутствии воздушного потока (ветра) значения временных интервалов между парами будут одинаковыми, если скорость ветра отлична от нуля, то в каждой паре одно из измеренных значений времени будет отличаться от другого вследствие влияния воздушного потока на скорость распространения ультразвуковых сигналов в воздухе. Сравнение полученных значений позволяет определить скорость и направление воздушного потока. Полученные значения преобразуют цифровой код в значения скорости и направления воздушного потока при помощи микропроцессора платы управления.

Датчики УЗ-200 имеют функцию обогрева каждой из ультразвуковых головок для эксплуатации в зимний период.

Датчики УЗ-200 могут применяться как самостоятельное оборудование, так и в составе метеопостов, метеостанций, автоматизированных дорожных метеостанций или в системах, осуществляющих мониторинг окружающей среды.

Информационный обмен с датчиками УЗ-200 осуществляется по цифровому интерфейсу RS-485.

Нанесение знака поверки на датчики УЗ-200 не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из 6 арабских цифр, наносится на этикетку корпуса датчиков УЗ-200 типографским способом. Общий вид датчиков УЗ-200 представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера и знака утверждения типа на датчики УЗ-200 представлено на рисунке 1.

Пломбирование датчиков УЗ-200 не предусмотрено.

Место
нанесения
заводского
номера
и знака
утверждения
типа



Рисунок 1 – Общий вид датчиков УЗ-200 с указанием места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Датчики УЗ-200 имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО) «UZ-200», которое обеспечивает работу, проверку состояния и настройку датчиков УЗ-200.

Уровень защиты программного обеспечения – «средний» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Влияние ПО учтено при нормировании метрологических характеристик.

Идентификационные данные программного обеспечения представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	UZ-200
Номер версии (идентификационный номер) ПО	26.xx ¹⁾
Цифровой идентификатор ПО	–
¹⁾ Обозначения «х» не относятся к метрологически значимой части ПО	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений скорости воздушного потока, м/с	от 0,2 до 60,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости воздушного потока, м/с	$\pm(0,2+0,05 \cdot V^*)$
Диапазон измерений направления воздушного потока	от 0° до 360°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений направления воздушного потока	$\pm 3^\circ$
*V – измеренное значение скорости воздушного потока, м/с	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более:	
-высота	195
-диаметр	160
Масса, кг, не более	1,1
Степень защиты, обеспечиваемая оболочкой по ГОСТ 14254-2015	IP66
Условия эксплуатации:	
-температура воздуха, °С	от -60 до +60
-относительная влажность воздуха, %	до 100
-атмосферное давление, кПа	от 50 до 110
Напряжение питания постоянного тока, В	от 10 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	100
Интерфейсы связи	RS-485

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на этикетку корпуса датчиков УЗ-200, а также на титульные листы Руководства по эксплуатации МРАШ.416136.001 РЭ «Датчики скорости и направления ветра ультразвуковые УЗ-200. Руководство по эксплуатации» и Паспорта МРАШ.416136.001 ПС «Датчик скорости и направления ветра ультразвуковой УЗ-200. Паспорт» типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность датчиков УЗ-200

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик скорости и направления ветра ультразвуковой	УЗ-200	1 шт.
Кабель соединительный	-	1 шт.
Крепление	-	1 компл.
Руководство по эксплуатации	МРАШ.416136.001 РЭ	1 экз.
Паспорт	МРАШ.416136.001 ПС	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МРАШ.416136.001 РЭ «Датчики скорости и направления ветра ультразвуковые УЗ-200. Руководство по эксплуатации», раздел «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений скорости воздушного потока, утвержденная приказом Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815;

МРАШ.416136.001 ТУ «Датчики скорости и направления ветра ультразвуковые УЗ-200. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Юридический адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: 8-(495) 640-74-25

E-mail: info@mm94.ru

Web-сайт: www.mm94.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Минимакс-94» (АО «Минимакс-94»)

ИНН 7709047435

Адрес: 105064, г. Москва, Нижний Сусальный пер., д. 5, стр. 18, ком. 12а

Телефон: 8-(495) 640-74-25

E-mail: info@mm94.ru

Web-сайт: www.mm94.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

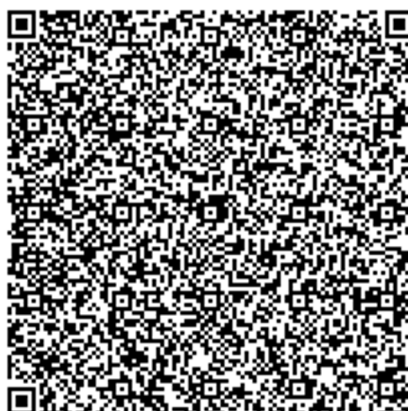
Телефон: (812) 251-76-01

Факс: (812) 713-01-14

E-mail: info@vniim.ru

Web-сайт: www.vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95260-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПО АЗПИ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ПО АЗПИ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (УСВ), каналобразующую аппаратуру, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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

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

Цифровой сигнал с выхода счетчика при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов

трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Дополнительно сервер может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в том числе в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ.

Передача информации от сервера в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ производится по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов сервера производится при расхождении показаний часов сервера с УСВ более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении с часами сервера более ± 1 с.

Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ ООО «ПО АЗПИ» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Метрологически значимая часть ПО и данные достаточно защищены с помощью специальных средств защиты от преднамеренных изменений. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой основной относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	ПС 110 кВ АМЗ, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ- 6 кВ, яч. 2, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «РН- Энерго»	Актив- ная	1,3	3,3
2	ПС 110 кВ АМЗ, ЗРУ-6 кВ, 3 СШ- 6 кВ, яч. 29, КЛ-6 кВ	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 1276-59 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,3
3	РП-1 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10-М Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06-6У3 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	Сервер ООО «РН- Энерго»	Реак- тивная	2,5	5,7
4	ТП-1 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ-0,4 кВ, яч. Ф-38, КЛ-0,4 кВ в сторону Давлатов 3. Ж.	Т-0,66 У3 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 52667-13 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ-4ТМ.05МК.04 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 50460-18			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
							Актив- ная	1,0	3,2
							Реак- тивная	2,1	5,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

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 мин.

3. Погрешность в рабочих условиях указана силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4. Допускается замена ТТ, ТН и 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 указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	4
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2 220000 2 45000 2 50000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний	
средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

– журнал счетчиков:

 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках.

– журнал сервера:

 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени в счетчиках и сервере;
 пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

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

– защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

 счетчиков электрической энергии;
 сервера.

Возможность коррекции времени в:

 счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
 сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

 измерений 30 мин (функция автоматизирована);
 сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6УЗ	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ООО «РН-Энерго»	—	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЭНПР.411711.217.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ООО «ПО АЗПИ», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312078.

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

Общество с ограниченной ответственностью «ПО Алтайский завод прецизионных изделий» (ООО «ПО АЗПИ»)

ИНН 2223053708

Юридический адрес: 656023, Алтайский кр., г. Барнаул, пр-кт Космонавтов, д. 6/2, оф. 13

Телефон: (385) 250-14-00

E-mail: azpi@azpi.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Энерго» (ООО «РН-Энерго»)

ИНН 7706525041

Адрес: 143440, Московская обл., г.о. Красногорск, д. Путилково, тер. Гринвуд, стр. 23, эт. 2, помещ. 129

Телефон: (495) 777-47-42

Факс: (499) 777-47-42

E-mail: rn-energo@rn-energo.ru

Web-сайт: www.rn-energo.ru

Испытательный центр

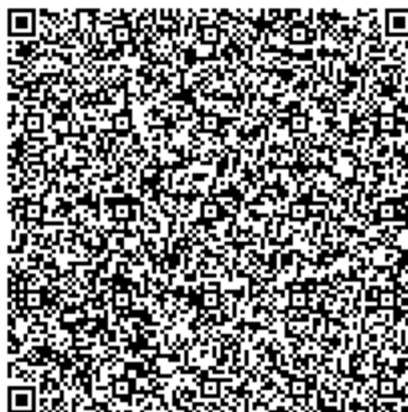
Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,
д. 57, оф. 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312047.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95261-25

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Навигатор»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Навигатор» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1377) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	РП-6363 6 кВ, РУ-6 кВ 2СШ 6 кВ между яч.7 и СР-2	ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
		ТПОЛ 10 Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06		реактивная	±2,8	±6,9
2	РП-6363 6 кВ, РУ-6 кВ 4СШ 6 кВ между яч.12 и яч.13	ТОЛ 10-I Кл. т. 0,5S Ктт 400/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19		активная	±1,2	±4,0
3	РП-6072 6 кВ, РУ-6 кВ СШ 6 кВ, соединение сборных шин 6 кВ с шинами подключения ТТ со стороны яч.4					реактивная	±2,8	±6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	РП-6080 6 кВ, РУ-6 кВ ЗСП 6 кВ между СР-1 и яч.16	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19		активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
5	РП-6080 6 кВ, РУ-6 кВ ЗСП 6 кВ между яч.9 и СР-3	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 15128-03	ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 3344-04 ЗНОЛ.06-6 Кл. т. 0,5 Ктн 6000:√3/100:√3 Рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 75755-19	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная реактивная	±1,2 ±2,8	±4,0 ±6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.
4. Кл. т. – класс точности, Кгт – коэффициент трансформации тока, Кгн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и 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 указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	5
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТПОЛ 10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-I	9
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06-6	15
Счетчики электрической энергии статические	Меркурий 234 ARTM2-00 PBR.G	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RAL-P4GB-DW-4	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1377 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «УК «Навигатор», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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 «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

E-mail: pes@pes.spb.ru

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

E-mail: pes@pes.spb.ru

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

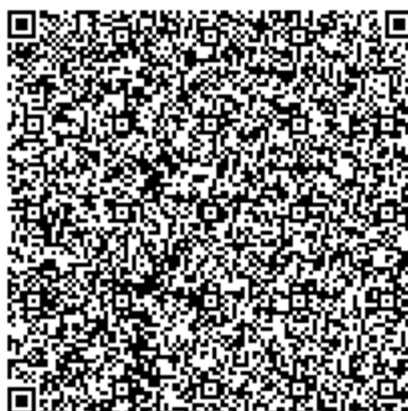
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95262-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Титан-Полимер»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Титан-Полимер» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналобразующей аппаратуры поступает на сервер БД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации, хранение измерительной информации.

На верхнем, втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с. Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и сервера БД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств с фиксацией времени до и после коррекции или величиной коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1363) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих условиях, %
1	РУ-1 10 кВ Титан-Полимер, Ввод №1	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10-07 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±0,8	±1,8
2	РУ-1 10 кВ Титан-Полимер, Ввод №2	ТОЛ-НТЗ-10-11 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ-10-07 Кл. т. 0,5 Ктн 10000:√3/100:√3 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		реактивная	±1,8	±4,0
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±0,8	±1,8
							±1,8	±4,0
							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 °С до +60 °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –60 до +40 от –40 до +60 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	114 40 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10-11	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10-07	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭС.411711.АИИС.1363 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Титан-Полимер», аттестованном ООО «Спецэнергопроект», г. Москва, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312236.

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 «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

E-mail: pes@pes.spb.ru

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Телефон: (812) 334-76-01

E-mail: pes@pes.spb.ru

Web-сайт: www.petroelektrosbyt.ru

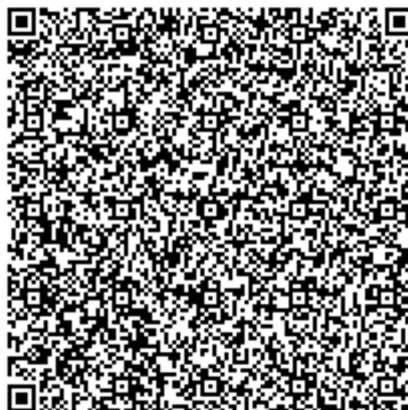
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, г. Владимир, ул. Аграрная, д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95263-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы напряжения JSQX-110V

Назначение средства измерений

Трансформаторы напряжения JSQX-110V (далее по тексту – трансформаторы напряжения) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы напряжения являются трехфазными электромагнитными трансформаторами с элегазовой изоляцией. В герметичном баке из алюминиевого сплава, заполненном элегазом под давлением, расположены три блока обмоток. Плотность элегаза контролируется специальным монитором плотности. Для обеспечения безопасности предусмотрен предохранительный клапан с разрывной мембраной. Каждый из трех блоков трансформатора напряжения имеет три вторичных обмотки – две измерительных и одну защитную. Выводы вторичных обмоток подключены к клеммам контактной коробки на боковой поверхности бака трансформатора напряжения. На крышке горловины бака установлен проходной изолятор из эпоксидной смолы. Крышка контактной коробки пломбируется с использованием спецболтов для предотвращения несанкционированного доступа. Трансформаторы напряжения применяются в КРУЭ 110 кВ и предназначены для вертикальной установки.

Принцип действия трансформаторов напряжения основан на преобразовании посредством электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения при неизменной частоте и без существенных потерь мощности.

К трансформаторам напряжения данного типа относятся трансформаторы напряжения JSQX-110V зав. № 3801240153, 3801240154, 3801240155, 3801240156.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

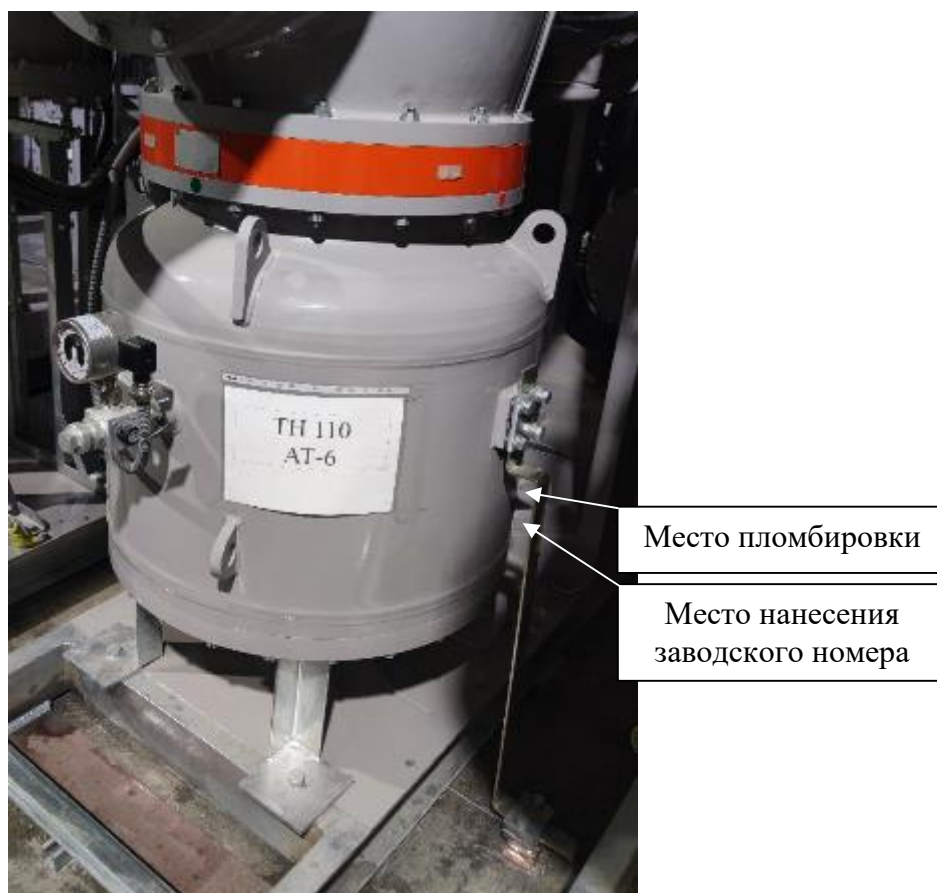


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальное напряжение первичной обмотки $U_{1\text{ном}}$, кВ	$110/\sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки $U_{2\text{ном}}$, В	
-1а-1н	$100/\sqrt{3}$
-2а-2н	$100/\sqrt{3}$
-da-dn	100
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичной обмотки по ГОСТ 1983	
-1а-1н	0,2
-2а-2н	0,2
-da-dn	3Р
Номинальная мощность вторичной обмотки, В·А	
-1а-1н	50
-2а-2н	50
-da-dn	200

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -30 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора напряжения типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы напряжения не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор напряжения	JSQX-110V	1 шт.
Паспорт	JSQX-110V	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора напряжения.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 7 августа 2023 г. № 1554 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициента масштабного преобразования и угла фазового сдвига электрического напряжения переменного тока промышленной частоты в диапазоне от $0,1/\sqrt{3}$ до $750/\sqrt{3}$ кВ и средств измерений электрической емкости и тангенса угла потерь на напряжении переменного тока промышленной частоты в диапазоне от 1 до 500 кВ».

Правообладатель

Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Юридический адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Изготовитель

Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)

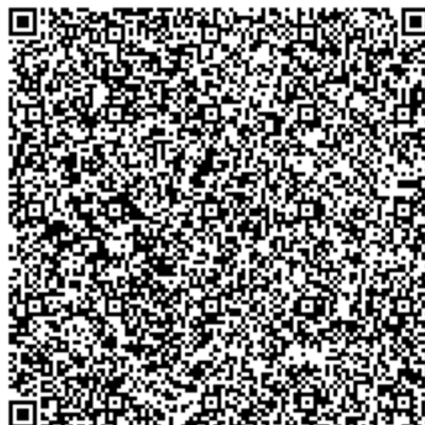
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

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 «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95264-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока LMН-170

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока LMН-170 (далее по тексту – трансформаторы тока) предназначены для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Описание средства измерений

Трансформаторы тока являются трехфазными электромагнитными трансформаторами. Трансформаторы тока представляют собой бак из алюминиевого сплава, в котором расположены три блока катушек. В каждом блоке установлено до шести сердечников с вторичными обмотками. Вторичные обмотки равномерно намотаны на ленточные тороидальные магнитопроводы, выполненные из электротехнической стали, и обмотаны изолирующей лентой. Предусмотрено обеспечение нескольких коэффициентов трансформации. Выводы вторичных обмоток и вывод заземления расположены в шкафу управления выключателя и закрываются крышкой с возможностью пломбирования для предотвращения несанкционированного доступа. Первичной обмоткой трансформаторов тока служит высоковольтная часть оборудования КРУЭ 110 кВ. На корпусе трансформаторов тока размещена маркировочная табличка с указанием технических данных.

Принцип действия трансформаторов тока основан на явлении электромагнитной индукции переменного тока. Ток первичной обмотки трансформаторов тока создает переменный магнитный поток в магнитопроводе, вследствие чего во вторичной обмотке создается ток, пропорциональный первичному току.

К трансформаторам тока данного типа относятся трансформаторы тока LMН-170 зав. № 3024231440, 3024231441, 3024231442, 3024231443, 3024231445, 3024231446, 3024231447, 3024231448, 3024231449, 3024231450, 3024231451, 3024231452, 3024231453, 3024231454, 3024231455, 3024231456, 3024231457, 3024231458, 3024231459, 3024231460, 3024231461, 3024231462, 3024231463, 3024231464, 3024231465, 3024231466, 3024231536.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, нанесен на маркировочной табличке методом тиснения в виде цифрового обозначения.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера приведен на рисунке 1.

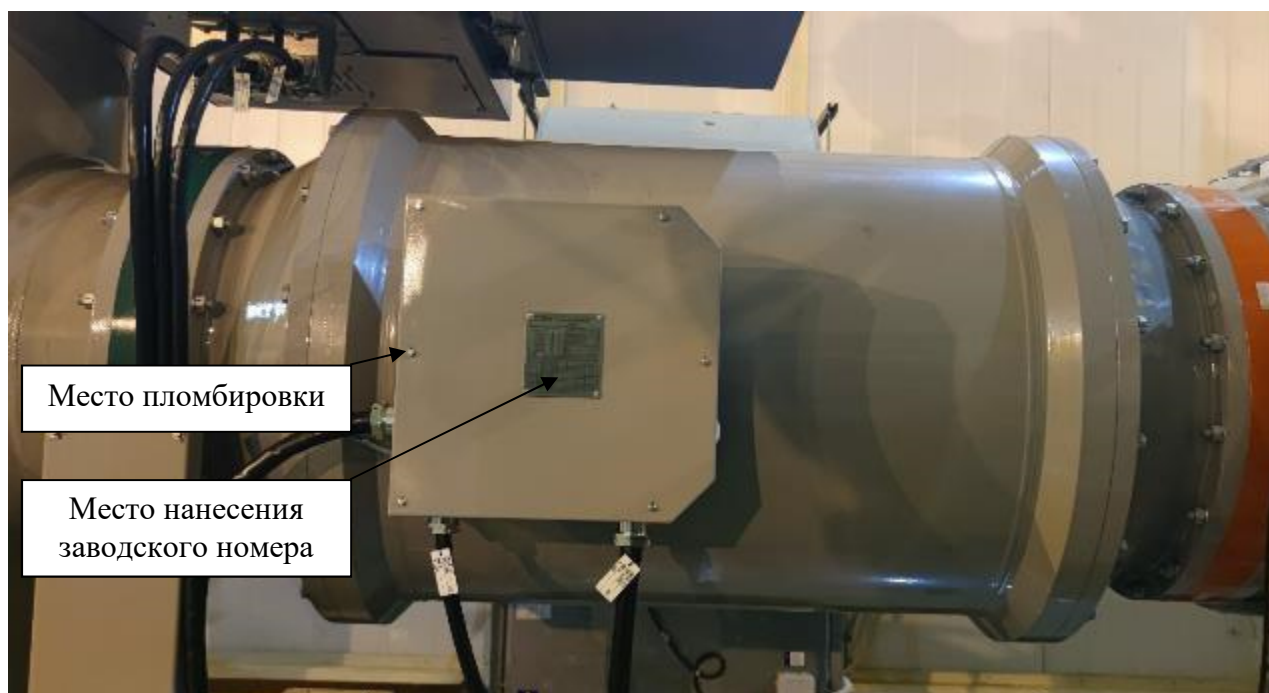


Рисунок 1 – Общий вид средства измерений с указанием места пломбировки, места нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1.1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3024231440, 3024231441, 3024231442, 3024231443, 3024231445, 3024231446, 3024231447, 3024231536
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	1200; 2000
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3024231448, 3024231449, 3024231450, 3024231451, 3024231452, 3024231453
Номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$, А	800; 1200
Номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$, А	1
Номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3024231454, 3024231455, 3024231456, 3024231457
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	250; 500; 750
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3024231458, 3024231459, 3024231460, 3024231461, 3024231462, 3024231463, 3024231464
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	500; 750
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 1.5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для заводских номеров
	3024231465, 3024231466
Номинальный первичный ток $I_{1ном}$, А	2000; 4000
Номинальный вторичный ток $I_{2ном}$, А	1
Номинальная частота $f_{ном}$, Гц	50
Класс точности вторичных обмоток по ГОСТ 7746 для измерений и учета	0,2S
Номинальная вторичная нагрузка (с коэффициентом мощности $\cos \varphi = 0,8$), В·А	10

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °C	от -60 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта трансформатора тока типографским способом. Нанесение знака утверждения типа на трансформаторы тока не предусмотрено.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформатор тока	LMH-170	1 шт.
Паспорт	LMH-170	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Общие сведения» паспорта трансформатора тока.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 21 июля 2023 г. № 1491 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока».

Правообладатель

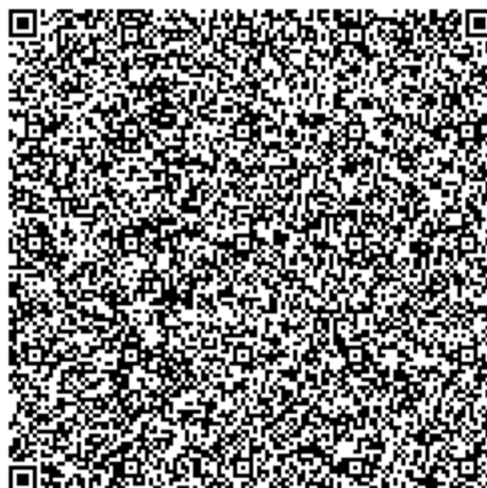
Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Юридический адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Изготовитель

Фирма «Xian XD High Voltage Apparatus Co., LTD.», Китай
Адрес: No.95, 12th Feng Cheng Road, Xian, China
Телефон: +86-029-88312666
Факс: +86-029-88832200

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Научно-исследовательский центр прикладной метрологии – Ростест» (ФБУ «НИЦ ПМ - Ростест»)
Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский пр-кт, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00
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 «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95265-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси, с помощью счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси и массу нетто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и ее компоненты. Система представляет собой единственный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКНС входят:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок фильтров (далее – БФ).

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	БИЛ	45115-10
Преобразователи измерительные 644	БИЛ, БИК	14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	БИЛ, БИК	22257-11
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG3	БИЛ, БИК	32854-09
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100-01	БИК	24604-12
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ мод. ВСН-АТ.050.040.БМ-100	БИК	42678-09
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	52638-13
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	СОИ	57563-14
Примечание — В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединённой пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- поверку счётчиков-расходомеров массовых на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль метрологических характеристик счётчиков-расходомеров массовых без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

СИКНС может вести измерение массы одновременно с применением трёх измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер БН 03 2014, на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе системы измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения осуществляется согласно требований их описаний типа и/или МИ 3002-2006 и/или инструкции по эксплуатации СИКНС. Заводской номер СИКН указан ударным способом в виде цифрового обозначения на информационной табличке на входе в блок измерительных линий. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Идентификационные признаки ПО АРМ оператора СИКНС не выведены для индикации и недоступны пользователям системы.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	
Идентификационное наименование ПО	ИВК
Номер версии ПО	МВК
Цифровой идентификатор ПО	06.25
	1990

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 65 до 1090
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$

Продолжение таблицы 3

1	2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %: – при определении массовой доли воды в лаборатории: от 0 до 5 включ. св. 5 до 15 включ. св. 15 до 20 включ. – при использовании влагомера сырой нефти ВСН-2-50-100-01: св. 6 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 30 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 85 включ. – при использовании влагомера сырой нефти ВСН-АТ.050.040.БМ-100: св. 6 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 30 до 55 включ. св. 55 до 65 включ. св. 65 до 70 включ. св. 70 до 90 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20 $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$ $\pm(0,3 \varphi^* - 9,5)$ ± 10 ± 20
Примечания 1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч. 2 φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа в стандартных условиях, кг/м³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м³/м³	от +20 до +50 от 0,3 до 4,0 от 830 до 905 от 1001 до 1020 90 от 0,7 до 1,4 от 0,1 до 20

Продолжение таблицы 4

1	2
– массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более	0,1
– массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС ДНС №5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1783/2023 «Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС ДНС № 5 с УПСВ Мало-Балыкского месторождения», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2024.47854.

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» (пункт 6.2.1);

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

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ИНН 8604035473

Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Аргоси Аналитика»
(ООО «Аргоси Аналитика»)
ИНН 7702606130

Юридический адрес: 107113, г. Москва, ул. Сокольнический вал, д. 6, к. 1

Адрес места осуществления деятельности: 115054, г. Москва, Стремянный пер., д. 38

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

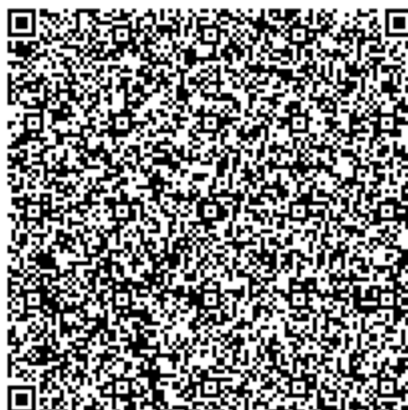
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csм72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95266-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-285 Приобского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-285 Приобского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКНС основан на прямом методе динамических измерений массы нефтегазоводяной смеси с помощью счётчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счётчиков-расходомеров поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного, который преобразует их и вычисляет массу нефтегазоводяной смеси и массу нетто нефти по реализованному в нем алгоритму.

Монтаж и наладка системы осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на систему и её компоненты. Система представляет собой единственный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта. В состав СИКНС входят:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), предназначенный для измерения массового расхода нефти.
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	БИЛ	13425-06
Счётчики-расходомеры массовые МИР*	БИЛ	68584-17
Преобразователи давления измерительные серии 40 мод. 4385	БИЛ, БИК	19422-03
Датчики давления Метран-150 мод. Метран-150TG*	БИЛ, БИК	32854-09 32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	БИЛ, БИК	32460-06
Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.1 Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.2* Влагомеры нефти микроволновые MBH-1 мод. MBH-1.3*	БИК	28239-04 63973-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечания 1. Средства измерений помеченные * находятся в резерве. При необходимости средства измерений эксплуатирующиеся в составе СИКНС могут быть заменены на находящиеся в резерве. 2. В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединённой пробы в соответствии с ГОСТ 2517-2012;
- поверку счётчиков-расходомеров массовых на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений;
- контроль метрологических характеристик счётчиков-расходомеров массовых без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

СИКНС может вести измерение массы одновременно с применением четырёх измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер 111, в районе К-285 Приобского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства

измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен ударным способом на информационной табличке на входе в блок измерительных линий и на входе в блок качества нефти. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Место нанесения
заводского номера



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Система имеет программное обеспечение (ПО), реализованное в измерительно-вычислительном комплексе (ИВК) и в автоматизированном рабочем месте (АРМ) оператора. Метрологические характеристики СИКНС нормированы с учётом влияния программного обеспечения на результаты измерений.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ	InTouch WindowMaker
Номер версии ПО	01.220408	8.0.2 0586.0187.0000.0000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 108 до 1635
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %	$\pm 1,0$
Примечание — Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 контрольная-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °C – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °C, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °C, кг/м ³ – объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведённая к стандартным условиям, кг/м ³ – объёмная доля растворённого газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более – содержание свободного газа	от +15 до +60 от 1,0 до 4,0 от 868 до 880 от 1001 до 1005 1,0 от 0,8 до 1,0 10 0,05 900 не допускается
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси в районе К-285 Приобского месторождения		1 экз.
Инструкция по эксплуатации		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1844 /2024 Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефтегазоводяной смеси (СИКНС) в районе К-285 Приобского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 1844/01.00248-2014/2024 от 10 октября 2024 г.

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» (пункт 6.2.1);

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

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)

ИНН 8604035473

Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг»

(ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205А, эт. 1, оф. 19

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Тюменской и Курганской областях, Ханты-Мансийском автономном округе - Югре, Ямало-Ненецком автономном округе» (ФБУ «Тюменский ЦСМ»)

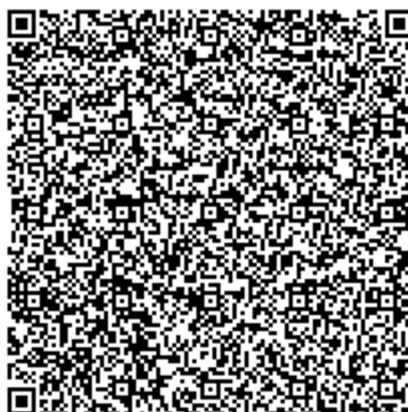
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311495.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «21» апреля 2025 г. № 776

Регистрационный № 95267-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА

Назначение средства измерений

Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений объемной доли кислорода и диоксида углерода в таре, упаковке и бункере при использовании метода хранения пищевых продуктов в модифицированной атмосфере, а также выдачи предупредительной и аварийной сигнализации при превышении или понижении установленных пороговых значений содержания определяемого компонента.

Описание средства измерений

Принцип измерений газоанализаторов – электрохимический, основанный на измерении тока, вырабатываемого в результате электрохимической реакции в присутствии определяемого вещества на рабочем электроде (для определяемого компонента O_2), и инфракрасный, основанный на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент (для определяемого компонента CO_2).

Способ отбора пробы – принудительный, определяемый газ подается встроенным в прибор вакуумным эжектором.

Конструктивно газоанализаторы представляют собой автоматические приборы непрерывного действия в стационарном исполнении. Газоанализаторы состоят из одного блока, который представляет собой корпус с размещенными внутри функциональными частями: воздушный фильтр, регулятор давления, пневматический клапан, вакуумный датчик, блок питания, датчик O_2 , датчик CO_2 , нормализатор сигнала, управляющий контроллер с дисплеем. Корпус анализаторов изготовлен из металлических листов.

Газоанализаторы изготавливаются в 3 моделях – ОХТА-мини, ОХТА-Флоупак, ОХТА-ТФ, которые отличаются системой отбора пробы, габаритными размерами и массой.

ОХТА-Флоупак использует свободный вход подачи пробы и калибровочных газов без контроля клапанами, способ отбора и подачи газовой смеси принудительный посредством эжектора Вентури, управляемого клапаном.

ОХТА-ТФ использует входы подачи, контролируемые сборкой клапанов, отдельно для пробы и 2-х калибровочных газов, способ отбора и подачи газовой смеси принудительный посредством эжектора Вентури, управляемого клапаном.

ОХТА-мини использует совмещенные входы подачи пробы и калибровочных газов, но с подключаемыми клапанами для раздельной подачи с задней или передней панели прибора в зависимости от режима (анализ из линии или точечная проба из упаковки), способ отбора принудительный посредством электрического насоса.

Для передачи измерительной информации используется интерфейс Matrix 1020-70-0.

На лицевой панели газоанализаторов расположен дисплей закрытого типа с крышкой.

Функционально газоанализаторы обеспечивают:

- непрерывное автоматическое измерение концентрации O_2 и/или CO_2 в газовой смеси в упаковочных машинах и в воздухе;
- установка нуля и наклона калибровочной кривой (калибровка по 1-й и 2-м точкам, по атмосферному воздуху и по газовой смеси);
- контроль разрежения внутри газоанализатора при помощи датчика вакуума на предмет разгерметизации канала подачи пробы или его засорения и выдачи аварийного сигнала при выходе значения вакуума из диапазона;
- выдача аварийного сигнала (реле типа «сухой контакт») при выходе концентрации определяемых газов за пределы диапазона (как выше, так и ниже заданного уровня);
- выдача цифровых сигналов по интерфейсам для визуального контроля значения концентрации определяемых газов.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки на газоанализаторы не предусмотрено. Газоанализаторы имеют серийные номера, которые в виде цифрового обозначения наносятся методом лазерной гравировки на идентификационную табличку (рисунок 2), закрепленную на задней стенке газоанализаторов.

Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.

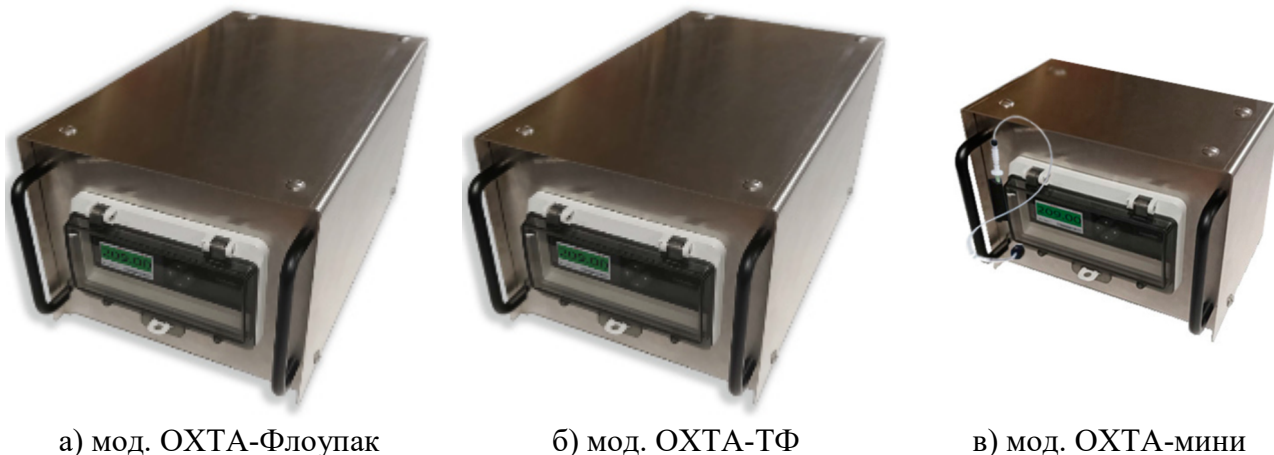


Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов



Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач измерения содержания концентрации газов.

Уровень защиты ПО «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО СИ и измеренные данные достаточно защищены с помощью специальных

средств защиты от преднамеренных изменений.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SMLogix
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.34.0354
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	b0c0a1f99c5493c50769270f5b94f2d4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	md5

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 3, показатели надежности – в таблице 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики газоанализаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемной доли кислорода (O ₂), %	от 0 до 20,9 от 0 до 100 ¹⁾
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли кислорода, %	±0,1
Диапазон измерений объемной доли диоксида углерода (CO ₂), %	от 0 до 100
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли диоксида углерода (CO ₂), %	±3
¹⁾ По специальному заказу.	

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц - напряжение постоянного тока, В	220 50 от 5 до 24
Потребляемая мощность, В·А, не более	100
Габаритные размеры (Ш×Д×В), мм, не более: - мод. ОХТА-Флоупак - мод. ОХТА-ТФ - мод. ОХТА-мини	250×400×200 250×400×200 250×250×200
Масса, кг, не более: - мод. ОХТА-Флоупак - мод. ОХТА-ТФ - мод. ОХТА-мини	7 8 5
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +5 до +40 80 от 84 до 106,7

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	10 000
Срок службы, лет, не менее	7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист руководства по эксплуатации и паспорта.

Комплектность средства измерений

Комплектность газоанализаторов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор многокомпонентный	ОХТА	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Шнур электрического питания	-	1 шт.
Трубка отбора пробы	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Принцип работы» и 5.1 «Запуск и остановка измерения» документов «Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА модели ОХТА-ТФ. Руководство по эксплуатации», «Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА модели ОХТА-Флоупак. Руководство по эксплуатации», «Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА модели ОХТА-мини. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

ТУ 26.51.53-004-0113669666-2023 «Газоанализаторы многокомпонентные ОХТА. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 1648047667

Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский пр-кт, д. 22, к. 2, помещ. XIV, ком. 25

Телефон: 8(967)138-65-13

E-mail: info@dkg-group.ru

Изготовитель

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

ИНН 1648047667

Юридический адрес: 109428, г. Москва, Рязанский пр-кт, д. 22, к. 2, помещ. XIV, ком. 25

Адрес места осуществления деятельности: 108823, г. Москва, п. Рязановское, п. Знамя Октября, д. 34, стр. 2

Телефон: 8(967)138-65-13

E-mail: info@dkg-group.ru

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. I, ком. 28

Телефон: +7 (495) 108 69 50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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

