

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91757-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вакуумметры IKR 050

Назначение средства измерений

Вакуумметры IKR 050 (далее – вакуумметр) предназначены для измерений абсолютного давления газов.

Описание средства измерений

К данному типу средства измерений относятся вакуумметры IKR 050, состав вакуумметров представлен в Таблице 1.

Таблица 1 – Состав вакуумметров IKR 050

Состав	Заводской номер
Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761865 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761861 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761856 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761855 Контроллер TPG 500 сер. № 44877894	01
Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761852 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761850 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761849 Контроллер TPG 500 сер. № 44876694	02
Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761843 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761846 Датчик IKR 050 PT R18 501 сер. № 44761848 Контроллер TPG 500 сер. № 44877906.	03

Конструктивно вакуумметр состоит из датчиков IKR 050 PT R18 501 и контроллера TPG 500, предназначенного для преобразования аналогового выходного сигнала датчиков в измеренное значение абсолютного давления. Датчики IKR 050 PT R18 501 имеют одинаковый диапазон измерений абсолютного давления.

Принцип действия вакуумметра основан на ионизации остаточных молекул в постоянном магнитном поле с применением холодного катода. Ионизация молекул газа происходит в результате столкновений электронов, вылетающих из катода в результате автоэлектронной эмиссии и движущихся по спиральной траектории в скрещенных электрическом и магнитном поле, с молекулами газа.

Положительные ионы газа, образовавшиеся в результате столкновений с электронами, движутся к аноду, в результате чего возникает ионный ток. Количество ионизированных молекул газа, а, следовательно, и возникающий ионный ток, пропорциональны давлению.

Пломбировка корпуса вакуумметра не предусмотрена.

Заводской номер вакуумметра наносится в формате цифрового обозначения типографским способом в паспорт вакуумметра. Серийный номер датчиков наносится на корпус датчиков методом наклейки в формате цифрового обозначения. Серийный номер контроллера наносится на корпус контроллера методом наклейки в формате цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на корпус вакуумметра не предусмотрено.

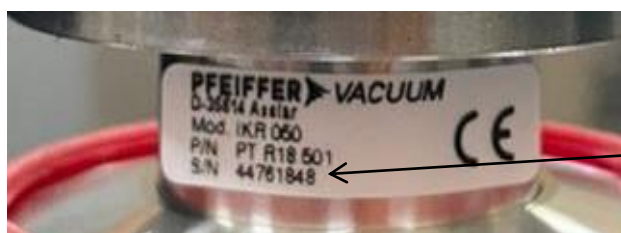
Общий вид датчика IKR 050 PT R18 501 представлен на рисунке 1. Общий вид контроллера TPG 500 представлен на рисунке 2. Место нанесения серийного номера на датчик IKR 050 PT R18 501 представлено на рисунке 3. Место нанесения серийного номера на контроллер TPG 500 представлено на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид датчика
IKR 050 PT R18 501



Рисунок 2 – Общий вид контроллера TPG 500



Место нанесения серийного
номера

Рисунок 3 – Место нанесения серийного номера на датчик
IKR 050 PT R18 501

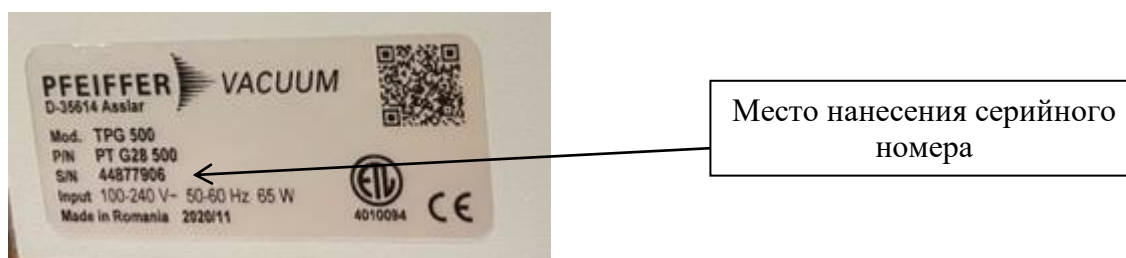


Рисунок 4 – Место нанесения серийного номера на контроллер TPG 500

Программное обеспечение

Вакуумметр имеет встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач управления работой вакуумметра. ПО выполняет следующие функции:

- выбор единицы измерений давления;
- прием, обработка и отображение измерительной информации;
- передачи данных;
- включение/выключение реле блокировок при превышении установленного значения давления;
- автоматическая диагностика состояния вакуумметра, вывод на экран контроллера сообщений об ошибках.

Метрологически значимым является встроенное ПО вакуумметра, влияние метрологически значимого ПО учтено при нормировании метрологических характеристик вакуумметра.

Идентификационные данные ПО представлены в Таблице 2.

Уровень защиты ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки) ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер) ПО	010100
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение		
	IKR 050 PT R18 501		
Заводской номер вакуумметра	01	02	03
Диапазон измерений абсолютного давления, Па	от $1 \cdot 10^{-4}$ до $5 \cdot 10^{-1}$		
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, %	± 80	± 95	± 90

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 50 до 60
Габаритные размеры, мм, не более: - датчика (высота x диаметр) - контроллера (высота x ширина x глубина)	92x64 129x142x200
Масса, кг, не более: - датчика - контроллера	0,6 1,5
Присоединительный фланец	DN ISO 40-KF
Срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта вакуумметра.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Вакуумметр IKR в составе:	-	1 шт.
- датчик IKR 050 PT R18 501	-	3 / 4 шт. ⁽¹⁾
- контроллер TPG 500	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на датчики		1 экз.
Руководство по эксплуатации на контроллер	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
⁽¹⁾ В зависимости от заводского номера вакуумметра.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Установка» документа «Датчик с холодным катодом IKR 050. Руководство по эксплуатации», в разделе 8 «Режим работы» документа «TPG 500. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.107-81 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^{-8}$ до $1 \cdot 10^3$ Па.

Правообладатель

Pfeiffer Vacuum GmbH, Германия
Адрес: Berliner Strasse 43, 35614, Asslar, Germany
Телефон: +49 6441 802-0, факс: +49 6441 802-1202
Web-сайт: www.pfeiffer-vacuum.com
E-mail: info@pfeiffer-vacuum.de

Изготовитель

Pfeiffer Vacuum GmbH, Германия
Адрес: Berliner Strasse 43, 35614, Asslar, Germany
Телефон: +49 6441 802-0, факс: +49 6441 802-1202
Web-сайт: www.pfeiffer-vacuum.com
E-mail: info@pfeiffer-vacuum.de

Испытательный центр

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

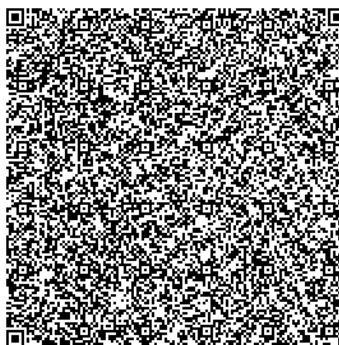
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19, лит. Д

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вакуумметр PENNINGVAC

Назначение средства измерений
Вакуумметр PENNINGVAC (далее-вакуумметр) предназначен для измерений абсолютного давления газов.

Описание средства измерений
К данному типу средств измерений относится вакуумметр PENNINGVAC, состав вакуумметра представлен в Таблице 1

Таблица 1 – Состав вакуумметра PENNINGVAC

Состав	Заводской номер
Датчик PTR 225 N сер. № 1933721717 Датчик PTR 225 N сер. № 2004427206 Датчик PTR90 сер. № 10204 Датчик PTR90 сер. № 10207 Датчик PTR90 сер. № 10208 Датчик PTR90 сер. № 10209 Датчик PTR90 сер. № 10222 Датчик PTR90 сер. № 10223 Датчик PTR90 сер. № 10225 Датчик PTR90 сер. № 10226 Датчик PTR90 сер. № 10230 Датчик PTR90 сер. № 10235 Контроллер GRAPHIX TWO сер.№ 1361	01

Конструктивно вакуумметр состоит из датчиков PTR90, PTR 225N и контроллера GRAPHIX TWO, предназначенного для преобразования аналогового выходного сигнала датчиков в измеренное значение абсолютного давления. Для вакуумметра возможно одновременное подключение к контроллеру только двух датчиков.

Датчик PTR90 состоит из ионизационного преобразователя с холодным катодом и преобразователя Пирани, объединенных в одном корпусе. Принцип действия ионизационного преобразователя с холодным катодом основан на ионизации остаточных молекул в постоянном магнитом поле с применением холодного катода. Принцип действия преобразователя Пирани основан на зависимости теплопроводности разряженного газа от давления. Принцип действия датчика PTR 225 N основан на ионизации остаточных молекул в постоянном магнитом поле с применением холодного катода.

Датчики отличаются диапазоном измерений абсолютного давления и пределами допускаемой абсолютной погрешности измерений абсолютного давления.

Пломбировка корпуса вакуумметра не предусмотрена.

Заводской номер вакуумметра наносится в формате цифрового обозначения типографским способом в паспорт вакуумметра. Серийный номер датчиков наносится на корпус датчиков методом наклейки в формате цифрового обозначения. Серийный номер контроллера наносится на корпус контроллера методом наклейки в формате цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на корпус вакуумметра не предусмотрено.

Общий вид датчика PTR90 и PTR 225 N представлен на рисунке 1 и рисунке 2. Общий вид контроллера представлен на рисунке 3. Место нанесения серийного номера на датчик PTR90 и датчик PTR 225 N представлено на рисунке 4. Место нанесения серийного номера на контроллере представлено на рисунке 5.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков PTR90



Рисунок 2 – Общий вид датчиков PTR 225 N



Рисунок 3 – Общий вид контроллера GRAPHIX TWO



Рисунок 4 – Место нанесения серийного номера на датчик PTR90 и датчик PTR 225 N

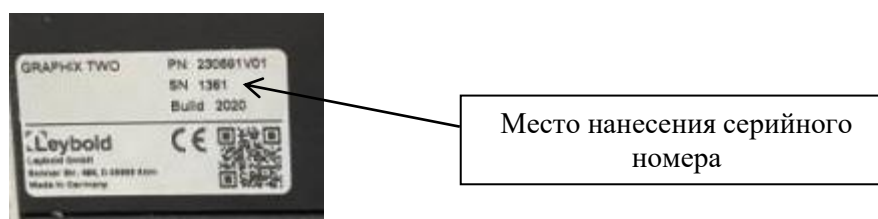


Рисунок 5 – Место нанесения серийного номера на контроллер GRAPHIX TWO

Программное обеспечение

Вакуумметр имеет встроенное программное обеспечение (далее - ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач управления работой вакуумметра. ПО выполняет следующие функции:

- выбор единицы измерений давления;
- прием, обработка и отображение измерительной информации;
- передача данных;
- включение/выключение реле блокировок при превышении установленного значения давления;

- автоматическая диагностика состояния вакуумметра, вывод на экран контроллера сообщений об ошибках.

Метрологически значимым является встроенное ПО вакуумметра, влияние метрологически значимого ПО учтено при нормировании метрологических характеристик вакуумметра.

Идентификационные данные ПО представлены в Таблице 1.

Уровень защиты ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки) ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	GRAPHIX TWO
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.13.00
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	PTR90
Диапазон измерений абсолютного давления, Па	от $5 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^3$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, %	
в поддиапазоне от $5 \cdot 10^{-5}$ до $1 \cdot 10^{-1}$ включ.	± 80
в поддиапазоне св. $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^3$	± 30

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	PTR 225 N
Диапазон измерений абсолютного давления, Па	от $1 \cdot 10^{-5}$ до $5 \cdot 10^{-1}$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, %	± 50

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 90 до 265 от 50 до 60
Габаритные размеры, мм, не более: - датчика PTR90 (высота x диаметр) - датчика PTR 225 N (высота x диаметр) - контроллера (высота x ширина x глубина)	110x65 100x41 130x110x175
Масса, кг, не более: - датчика PTR90 - датчика PTR 225 N - контроллера	0,70 0,50 1,70
Присоединительный фланец	DN ISO 25-KF
Срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта вакуумметра

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Вакуумметр PENNINGVAC в составе:	-	1 шт.
- датчики PTR90	-	10 шт.
- датчики PTR 225 N	-	2 шт.
- контролер GRAPHIX TWO	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на датчики PTR90	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации на датчики PTR 225 N	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации на контроллер GRAPHIX TWO	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Эксплуатация» документа «PTR90. Руководство по эксплуатации», разделе 3 «Установка (механическая)» документа «Датчик PENNINGVAC PTR 225 N, PTR 225 NS и PTR 237 N. Руководство по эксплуатации», разделе 6.4 «Режим измерения» документа «GRAPHIX ONE GRAPHIX TWO GRAPHIX THREE. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.107-81 ГСИ. Государственный специальный эталон и государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне от $1 \cdot 10^{-8}$ до $1 \cdot 10^3$ Па.

Правообладатель

Leybold GmbH, Германия

Адрес: Bonner Strasse 498 (Bayenthal), D-50968 Cologne, Germany

Телефон: +49 221 347 0, факс: + 49 221 347 1250

Изготовитель

Leybold GmbH, Германия

Адрес: Bonner Strasse 498 (Bayenthal), D-50968 Cologne, Germany

Телефон: +49 221 347 0, факс: + 49 221 347 1250

Испытательный центр

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

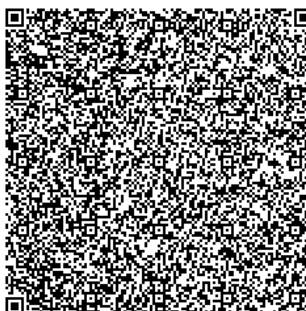
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, пр-кт Московский, д. 19, лит. Д

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

Web-сайт: www.vniim.ru

E-mail: info@vniim.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91759-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 124
ПСП НПС «Калейкино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 124 ПСП НПС «Калейкино» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы брутто нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления.

СИКН, заводской № 124/2023, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя три рабочие и одну резервную измерительную линию;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- контрольной измерительной линии;
- системы сбора и обработки информации;
- установки поверочной трубопоршневой;
- узла подключения передвижной поверочной установки;
- системы дренажа.

На выходном коллекторе СИКН для отбора нефти для БИК установлено пробозаборное устройство (далее – ПЗУ), выполненное в соответствии с требованиями ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб».

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-ММ (далее – УПР)	79419-20
Датчики температуры 644	39539-08
Термопреобразователи сопротивления платиновые 65	22257-01, 22257-05
Термопреобразователи сопротивления Rosemount 0065	53211-13
Преобразователи измерительные 3144Р	14683-04
Преобразователи измерительные 644 к датчикам температуры	14683-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Преобразователи измерительные Rosemount 644	56381-14
Преобразователи давления измерительные АИР-20/М2	63044-16
Датчики давления Агат-100МТ	74779-19
Преобразователи измерительные Сапфир-22МТ	78837-20
Термопреобразователи сопротивления серии TR	71870-18
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Термопреобразователи универсальные ТПУ 0304	50519-17
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-10, 14061-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835 (далее – ПП)	52638-13
Преобразователь плотности и вязкости жидкости измерительный модели 7829 (далее – ПВз)	15642-06
Преобразователь плотности и вязкости FVM (далее – ПВз)	62129-15
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм* (далее – ПВл)	14557-10, 14557-15
Контроллер измерительно-вычислительный СОИ СИКН № 124	78509-20
Расходомер-счетчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Установка поверочная трубопоршневая «ТПУ-4000» (далее – ПУ)	65854-16
* Применяется при температуре среды от плюс 5 до плюс 40 °С.	

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое вычисление массы брутто нефти;
- автоматизированное вычисление массы нетто нефти;

- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти;
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку СИ (УПР) на месте эксплуатации;
- КМХ СИ (УПР, ПП, ПВл, ПВз) на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций;
- отбор объединенной пробы нефти по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты.

Методы отбора проб»;

- тонкую фильтрацию нефти от механических примесей в БИК, перед ПУ.
- получения сменных, суточных и месячных отчетов, актов приема-сдачи нефти и журналов регистрации показаний СИ с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;

- дистанционное управление запорной арматуры;
 - защиту информации от несанкционированного доступа программными средствами.
- Пломбирование СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 - Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

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

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	fbffd035
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	3f86aba6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	ed6d0ada
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	477c2882
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	aa50b326
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	be8bf0d7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	93fddc67
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	9e97b2da
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	939be7cb
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	2e0fa634
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	6dc135e3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	3c7abe77
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	b6058e83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	37c1a5f9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	1d4e6b24
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c9f1993e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	f4c9ce1b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	c35d52f1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	795181d0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	5e3d0bab
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	b95b249e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	74e1a54a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	8ea205a1
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	af0f418e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	b1386843
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	34cd4c36
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 830 до 7300
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Давление нефти, МПа	
– рабочее, не более	1,6
– минимальное	0,19
– максимальное допустимое	2,5

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа	
– в рабочем режиме, не более	0,2
– в режиме поверки и контроля метрологических характеристик, не более	0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
– температура нефти, °С	от 0 до 40
– плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	от 850 до 930
– вязкость кинематическая, мм ² /с (сСт)	от 5 до 100
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
– давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст)	66,7 (500)
– содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания:	
– напряжение переменного тока, В	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное)
– частота переменного тока, Гц	50±1
Условия эксплуатации СИКН:	
– температура окружающей среды, °С	от -35 до +34
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 124 ПСП НПС «Калейкино»	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 124 НПС «Калейкино» Ромашкинского РНУ АО «Транснефть – Прикамье», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 395-RA.RU.312546-2022 от 24.10.2023.

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 6.1.1;

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

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье» (АО «Транснефть – Прикамье»)
ИНН 1645000340

Юридический адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Транснефть – Прикамье» (АО «Транснефть – Прикамье»)
ИНН 1645000340

Адрес: 420081, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Патриса Лумумбы, д. 20, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

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

Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91760-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуар вертикальный стальной цилиндрический РВС-1000 (далее - резервуар) предназначен для измерений вместимости при хранении пластовой воды, сырой и подготовленной нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуара основан на заполнении его продуктом до определенного уровня, соответствующего объему продукта согласно градуировочной таблице резервуара.

Резервуар представляет собой металлический сосуд в форме вертикального цилиндра, с плоским днищем и стационарной кровлей, оборудованный приемо-раздаточными устройствами и люками.

Тип резервуара - вертикальный стальной цилиндрический, с номинальной вместимостью 1000 м³.

Заполнение и выдача продуктов осуществляется через приемо-раздаточные устройства, расположенные в нижней части резервуара.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, типографическим методом нанесен на люк-лаз и типографским способом в паспорт.

Резервуар с заводским № 5/23 расположен на территории СП-Мамадыш Мамадышский ЦДНГ.

Общий вид резервуара представлен на рисунке 1, место нанесения заводского номера представлено на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид резервуара.



Рисунок 2 - Место нанесения заводского номера.

Пломбирование резервуара не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на резервуар не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м ³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуара (геометрический метод), %	±0,20

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

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Габаритные размеры, мм, не более	
- внутренний диаметр стенки	11920
- высота стенки	10430

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование и условные обозначения	Обозначение	Количество, шт./экз.
Резервуар вертикальный стальной цилиндрический	PBC-1000	1
Паспорт	-	1
Градуировочная таблица	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений косвенным методом статических измерений в емкостях накопителях сборных пунктов Шийского нефтяного месторождения АО «Булгарнефть», ФР.1.29.2023.45829.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Акционерное общество «Булгарнефть» (АО «Булгарнефть»)

ИНН 1644005296

Юридический адрес: 423452, Республика Татарстан, Альметьевский р-н, г. Альметьевск, ул. Белоглазова, д. 26

Изготовитель

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

ИНН 1644040780

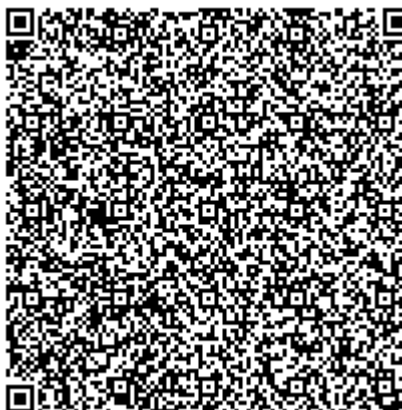
Адрес: 423231, Республика Татарстан, Бугульминский р-н, г. Бугульма, ул. Монтажная, д. 5, каб. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366.



Регистрационный № 91761-24

Лист № 1
Всего листов 3

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления платиновые РТ100

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления платиновые РТ100 (далее по тексту – термопреобразователи или ТС) предназначены для измерений температуры различных сред.

Описание средства измерений

Принцип действия термопреобразователей основан на преобразовании измеряемой температуры в изменение электрического сопротивления чувствительного элемента (ЧЭ) ТС.

Термопреобразователи конструктивно выполнены в виде измерительной вставки с присоединенными удлинительными проводами в тефлоновой оболочке. Измерительная вставка представляет собой завальцованную с одного конца трубку прямой цилиндрической формы из нержавеющей стали, внутри которой расположен один ЧЭ и внутренние провода, изолированные друг от друга.

ЧЭ ТС имеют номинальную статическую характеристику преобразования (НСХ) типа «Pt100» по ГОСТ 6651-2009 (МЭК 60751).

Схема соединения внутренних проводов ТС с ЧЭ: 3-х проводная.

Общий вид ТС с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ТС с указанием места нанесения заводского номера

Пломбирование ТС не предусмотрено. Заводской номер в виде обозначения, состоящего из арабских цифр, указан на наклейке, прикрепленной к удлинительным проводам. Конструкция ТС не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики термопреобразователей сопротивления платиновых РТ100 приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °С	от -40 до +140
Условное обозначение НСХ по ГОСТ 6651-2009/МЭК 60751	Pt100
Температурный коэффициент ТС α , °С ⁻¹	0,00385
Класс допуска ТС по ГОСТ 6651-2009/МЭК 60751	A
Допуск по ГОСТ 6651-2009/МЭК 60751, °С	$\pm(0,15+0,002 \cdot t)$
Примечание: t - абсолютное значение температуры, °С, без учета знака	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическое сопротивление изоляции при температуре от +15 °С до +35 °С и относительной влажности воздуха не выше 80 %, МОм (при 100 В), не менее	100
Длина монтажной части ТС, мм, не более	112
Диаметр монтажной части ТС, мм, не более	5
Масса, кг, не более	0,4
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность воздуха, %, не более	от -52 до +55 95
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40000
Средний срок службы, лет	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность ТС

Наименование	Обозначение	Количество
Термопреобразователь сопротивления платиновый	РТ100	1 шт.
Паспорт (на русском языке)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Проведение измерений» паспорта.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Международный стандарт МЭК 60751 (2022) Промышленные платиновые термометры сопротивления и температурные датчики;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Стандарт предприятия изготовителя фирмы «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР.

Правообладатель

Фирма «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР

Адрес: Building 1#, Nanling Branch Road No. 1, Minhou Economic and Technological Development Zone, Fuzhou City, Fujian Province, China

Телефон/факс: 0571-87088120, 87088123 / 0571-87919920

E-mail: 942618452@qq.com

Web-сайт: www.fjldfp.diytrade.com

Изготовитель

Фирма «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР

Адрес: Building 1#, Nanling Branch Road No. 1, Minhou Economic and Technological Development Zone, Fuzhou City, Fujian Province, China

Телефон/факс: 0571-87088120, 87088123 / 0571-87919920

E-mail: 942618452@qq.com

Web-сайт: www.fjldfp.diytrade.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

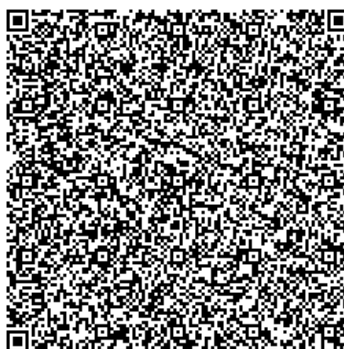
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91762-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители-сигнализаторы температуры масла трансформаторов BWY-804АТН

Назначение средства измерений

Измерители-сигнализаторы температуры масла трансформаторов BWY-804АТН (далее по тексту – измерители) предназначены для измерений температуры масла силовых трансформаторов и для сигнализации превышения пороговых значений температуры.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей основан на зависимости между температурой и давлением термометрического вещества – инертного газа, находящегося в герметично замкнутой манометрической термосистеме. Манометрическая термосистема состоит из термобаллона, соединительного капилляра и сильфона. Под воздействием температуры на термобаллон измерителя изменяется давление внутри манометрической системы, происходит растяжение сильфона, связанного со стрелкой отсчетного устройства (циферблата).

Измерители относятся к показывающим стрелочным приборам погружного типа и конструктивно выполнены в виде прямоугольного металлического корпуса для настенного монтажа, в котором размещены циферблат, кинематический механизм со стрелкой и сильфоны манометрической термосистемы, с присоединенным при помощи капилляра термобаллоном в цилиндрическом корпусе из латуни. Внутри корпуса измерителей (под съемной крышкой) также размещены клеммы для подключения контроллеров охлаждающей системы, электропитания, аналогового выхода, интерфейса RS-485, а также встроенным в корпус термобаллона термопреобразователем сопротивления с номинальной статической характеристикой преобразования (НСХ) типа «Pt100» по ГОСТ 6651-2009.

Фотография общего вида измерителей-сигнализаторов температуры масла трансформаторов BWY-804АТН приведена на рисунке 1.

Заводской номер измерителей в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится в виде наклейки на корпус измерителя.

Пломбирование измерителей не предусмотрено.

Конструкция измерителей не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

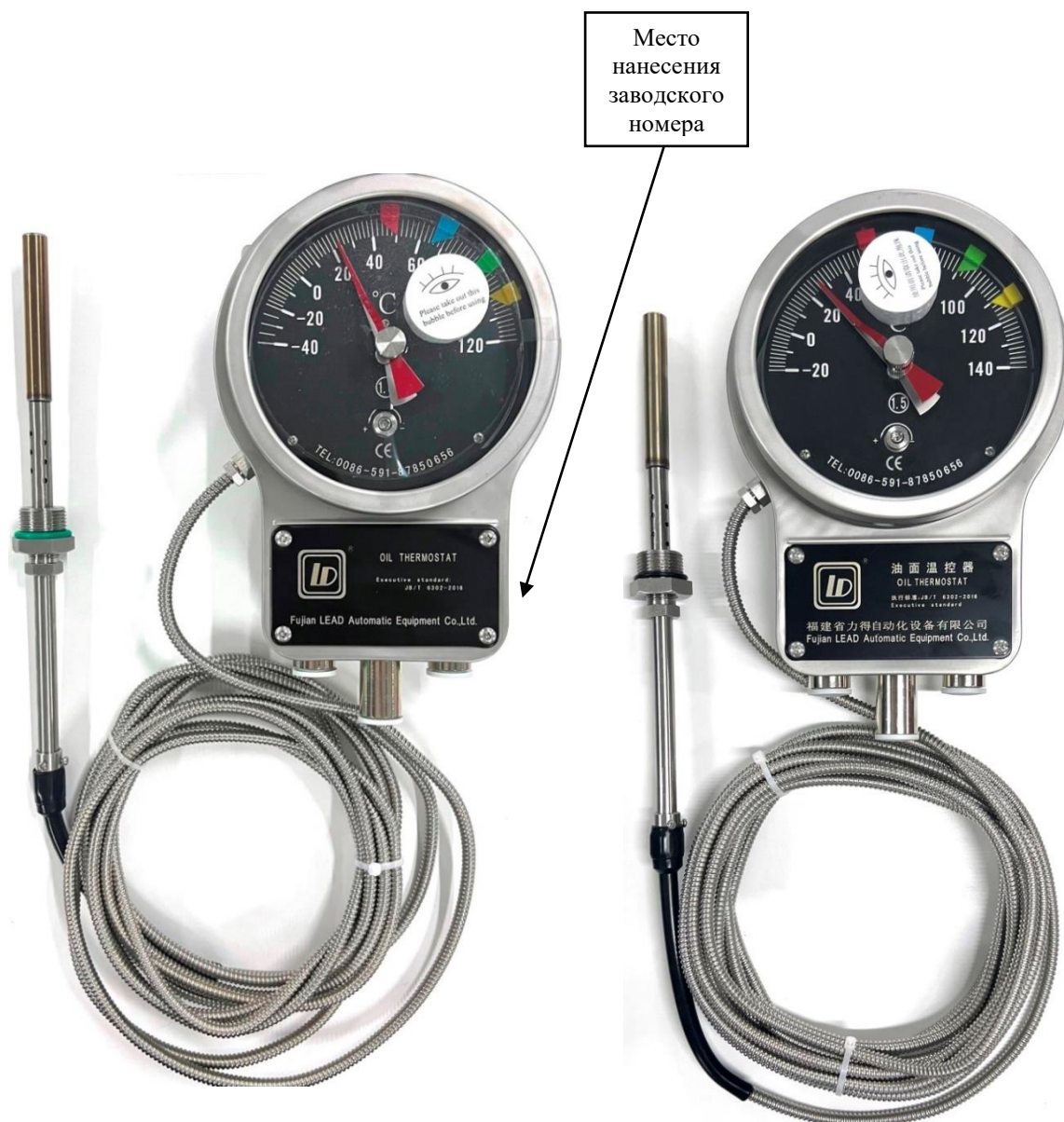


Рисунок 1 – Общий вид измерителей-сигнализаторов температуры масла трансформаторов BWY-804ATH

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики измерителей-сигнализаторов температуры масла трансформаторов BWY-804ATH приведены в таблицах 1-2.

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -20 до +140; от -40 до +120
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений температуры, % (от диапазона измерений): - в диапазоне св. -20 до +140 °C - в диапазоне св. -20 до +120 °C	±1,5 ±1,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры в диапазоне от -40 до -20 °C не включ., °C	±5,0
Диапазон выходных аналоговых сигналов: - силы постоянного тока, мА - напряжения постоянного тока, В	от 4 до 20; от 0 до 5; от 1 до 5
Пределы допускаемой приведенной погрешности срабатывания сигнализирующего устройства, % (от диапазона измерений)	±3,0

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Цена деления шкалы измерителя, °C: - в диапазоне от -40 до -20 °C вкл. - в диапазоне св. -20 до +140°C - в диапазоне св. -20 до +120°C	5 2 2
Сопротивление электрической изоляции при температуре от +15 до +35 °C и относительной влажности воздуха от 30 до 80 % (при 100 В постоянного тока), МОм, не менее	20
Длина соединительного капилляра, мм, не более	6000
Длина монтажной части термобаллона, мм, не менее	260
Диаметр корпуса термобаллона, мм	14
Глубина погружения термобаллона, мм, не менее	150
Габаритные размеры корпуса измерителя (длина × высота × глубина), мм, не более	260×160×120
Масса, кг, не более	10
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	120 000
Средний срок службы, лет, не менее	15
Номинальное значение напряжения питания переменного тока, В	220
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от -52 до +55 95 (без конденсации)

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель-сигнализатор температуры масла трансформаторов	BWY-804ATH	1 шт.
Руководство по эксплуатации (на русском языке)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Принцип действия и функции» Руководства по эксплуатации на средство измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 16920-93 Термометры и преобразователи температуры манометрические. Общие технические требования и методы испытаний;

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Стандарт предприятия фирмы «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР.

Правообладатель

Фирма «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР

Адрес: Building 1#, Nanling Branch Road No. 1, Minhou Economic and Technological Development Zone, Fuzhou City, Fujian Province, China

Телефон/факс: 0571-87088120, 87088123 / 0571-87919920

E-mail: 942618452@qq.com

Web-сайт: www.fjldfp.diytrade.com

Изготовитель

Фирма «Fujian LEAD Automatic Equipment Co.,Ltd.», КНР

Адрес: Building 1#, Nanling Branch Road No. 1, Minhou Economic and Technological Development Zone, Fuzhou City, Fujian Province, China

Телефон/факс: 0571-87088120, 87088123 / 0571-87919920

E-mail: 942618452@qq.com

Web-сайт: www.fjldfp.diytrade.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

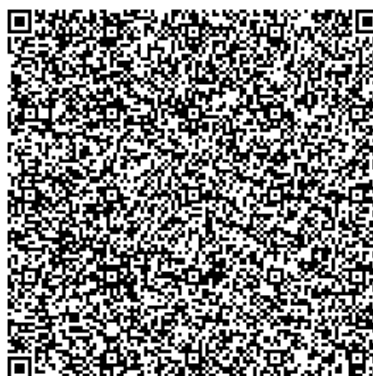
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / (495) 437-56-66;

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91763-24

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73
ПСП НПС «Махачкала»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 ПСП НПС «Махачкала» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти. При прямом методе динамических измерений массу брутто нефти измеряют при помощи счетчиков-расходомеров массовых и результат измерений массы брутто получают непосредственно.

СИКН заводской № 03, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из:

- блока измерений количества нефти (далее – БИЛ), включающий в себя три рабочие и одну контрольно - резервную измерительные линии;
- блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК);
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ), включающие в себя комплекс измерительно вычислительный ТН-01 и контроллера программируемого логического REGUL RX00;
- трубопоршневой поверочной установки (далее – ТПУ);
- системы дренажа.

В состав СИКН входит измерительный канал (ИК) объемного расхода нефти в БИК метрологические характеристики которого определяются комплектным методом приведены в таблице 4.

В состав СИКН входят средства измерений (СИ), приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень СИ

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion (модификации DS, DH, DT, DL, CMF, F, R, T, CNG050, H, LF) модели CMF400 в комплекте с преобразователем модели 2700 (далее - СРМ)	45115-10, 13425-01
Датчики температуры 644, 3144Р	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04, 14061-10

Наименование СИ	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835, 7845, 7846, 7847) модели 7835	15644-06
Преобразователь плотности жидкости измерительный CDM	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные (мод. 7825, 7826, 7827, 7828, 7829) модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм*	14557-05
Двунаправленная трубопоршневая поверочная установка для жидкостей фирмы «Daniel» Ду от 8" до 42" (далее – ТПУ)	20054-00
Комплекс измерительно вычислительный ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17
Контроллеры программируемые логические REGUL RX00 (далее – ПЛК)	63776-16

* Применяется при температуре среды от +5 до +40 °С и диапазоне плотности измеряемой среды от 817 до 920 кг/м³.

В состав СИКН входят: показывающие СИ давления и температуры нефти утвержденных типов и расходомер ультразвуковой UFM 3030K заводской № 2712 (далее – УЗР).

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматическое измерение массы брутто нефти и массового расхода нефти прямым методом динамических измерений в рабочих диапазонах расхода, температуры, давления, плотности, вязкости, объемной доли воды в нефти;
- вычисление массы нетто нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- автоматическое измерение температуры, давления, плотности, кинематической вязкости, объемной доли воды в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик СРМ с помощью ТПУ;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- защита алгоритма и программы СИКН от несанкционированного доступа установкой паролей разного уровня доступа;
- регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов.

Фотографии общего вида СИКН представлена на рисунке 1. Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 2, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

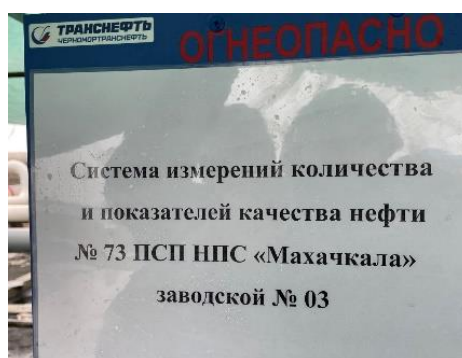


Рисунок 2 - Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), реализованное в ИВК и АРМ оператора.

ПО АРМ оператора не содержит метрологически значимой части.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений, обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется наличием ограничения доступа, установкой логинов и паролей разного уровня доступа, ведения доступного только для чтения журнала событий. Доступ к ПО для пользователя закрыт. Конструкция системы исключает возможность несанкционированного влияния на ПО системы и измерительную информацию.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	d1d130e5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.2.1
Цифровой идентификатор ПО	6ae1b72f
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.18
Цифровой идентификатор ПО	1994df0b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.20
Цифровой идентификатор ПО	6aa13875
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.11
Цифровой идентификатор ПО	4bc442dc
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.28
Цифровой идентификатор ПО	58049d20
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.3
Цифровой идентификатор ПО	29c26fcf
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.6
Цифровой идентификатор ПО	4c134dd0
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.5
Цифровой идентификатор ПО	5e6ec20d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.4
Цифровой идентификатор ПО	86fff286
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	f3578252
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.1.12
Цифровой идентификатор ПО	e2edee82
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.17
Цифровой идентификатор ПО	5b181d66
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.3.1
Цифровой идентификатор ПО	62b3744e
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.5
Цифровой идентификатор ПО	c5136609
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c25888d2
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.50
Цифровой идентификатор ПО	4ecfdc10
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.4
Цифровой идентификатор ПО	82dd84f8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.14
Цифровой идентификатор ПО	c14a276b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.30
Цифровой идентификатор ПО	8da9f5c4
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Цифровой идентификатор ПО	41986ac5
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.2.1
Цифровой идентификатор ПО	adde66ed
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.2
Цифровой идентификатор ПО	2a3adf03
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.21
Цифровой идентификатор ПО	c73ae7b9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.34
Цифровой идентификатор ПО	df6e758c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.33
Цифровой идентификатор ПО	37cc413a
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32
Примечания: – Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе; – Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде строчных или прописных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3, 4, 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти*, т/ч	от 120 до 800
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* - указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений	

Таблица 4 – Состав и основные метрологические характеристики ИК объемного расхода нефти с комплектным методом определения метрологических характеристик

Номер ИК	Наименование ИК	Количество ИК (место установки)	Состав ИК		Диапазон измерений	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК
			Первичный измерительный преобразователь	Вторичная часть		
1	ИК объемного расхода нефти в БИК	1 (БИК)	УЗР заводской №2712	ПЛК	от 0,7 до 4,8 м ³ /ч*	±5,0 %

*- указан максимальный диапазон измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление измеряемой среды, МПа	от 0,2 до 6,3
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа, не более: - в режиме измерений - в режиме поверки	0,2 0,4
Режим работы	непрерывный
Диапазон температуры измеряемой среды, °С	от 0 до +40
Плотность измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 817 до 930
Кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 4 до 250
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Содержание свободного газа	Не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ / 380 ⁺³⁸ ₋₅₇ 50±1

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: а) температура окружающей среды, °С: - в месте установки оборудования СОИ - в месте установки БИЛ б) относительная влажность в месте установки оборудования СОИ, % в) атмосферное давление, кПа	от +18 до +25 от -35 до +40 от 30 до 80 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится справа в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 73 ПСП НПС «Махачкала»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 73 АО «Черномортранснефть», аттестована АО «Транснефть – Метрология», свидетельство об аттестации методики (метода измерений) № 383-RA.RU.312546-2023 от 08.09.2023.

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» п. 6.1.1;

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

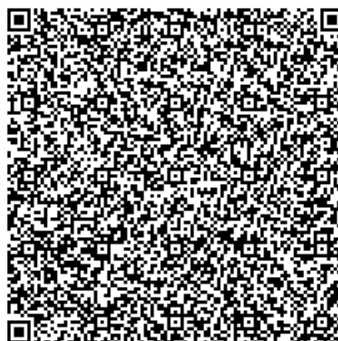
Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242
Юридический адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск, г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Изготовитель

Акционерное общество «Черноморские магистральные нефтепроводы»
(АО «Черномортранснефть»)
ИНН 2315072242
Адрес: 353911, Краснодарский край, г.о. город Новороссийск,
г. Новороссийск, ш. Сухумское, д. 85, к. 1

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00, факс: (495) 950-85-97
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
E-mail: tam@transneft.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91764-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи температуры и относительной влажности ЕЕ210-НТ6

Назначение средства измерений

Преобразователи температуры и относительной влажности ЕЕ210-НТ6 (далее по тексту – преобразователи) предназначены для измерений температуры и относительной влажности неагрессивных газовых сред.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей основан на сорбционном методе измерения влажности и последующем измерении емкости, измерении выходного сигнала платинового сенсора температуры (Pt1000) и преобразовании в выходной сигнал силы или напряжения постоянного тока или в цифровую форму.

Конструктивно преобразователи представляют собой электронный блок, выполненный в пластиковом корпусе, к которому прикреплён измерительный зонд относительной влажности и температуры канального типа. На боковой панели блока установлены разъемы с кабельными выводами для подключения питания и вывода аналоговых выходных сигналов постоянного тока в диапазоне от 4 до 20 мА.

На рисунке 1 представлена фотография общего вида преобразователей.

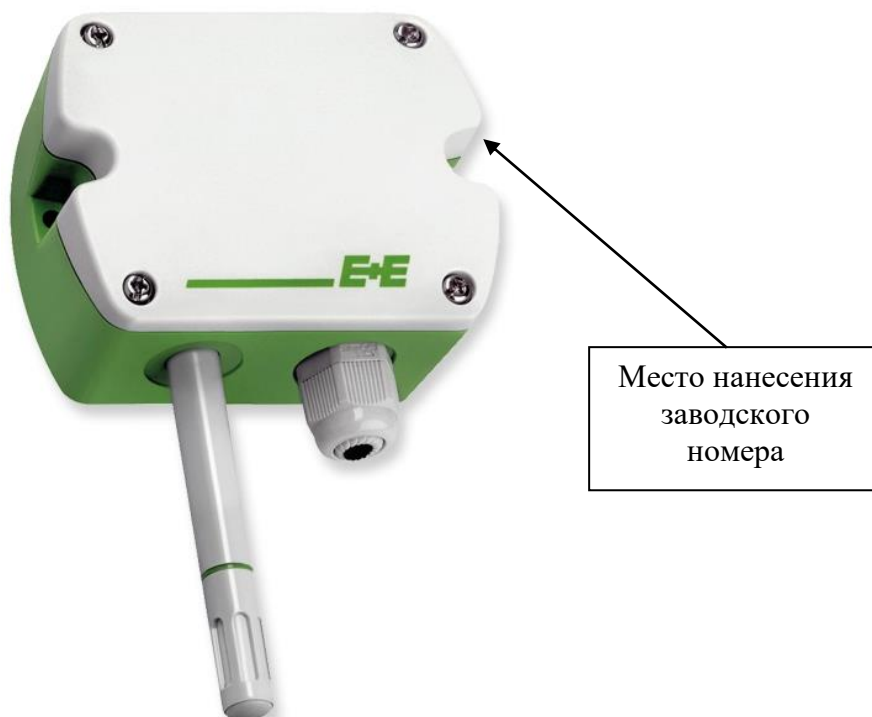


Рисунок 1 – Общий вид преобразователей температуры и относительной влажности EE210-НТ6

Пломбирование преобразователей не предусмотрено. Заводской номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится в виде наклейки на корпус измерителя. Конструкция преобразователей не предусматривает нанесение знака поверки на средство измерений.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) преобразователей состоит из двух частей: из встроенного и автономного ПО.

Метрологически значимым является только встроенное ПО, загружаемое в преобразователи на предприятии-изготовителе во время производственного цикла. Метрологические характеристики преобразователей нормированы с учетом влияния на них встроенного ПО.

Идентификационные данные встроенной части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО преобразователей температуры и относительной влажности EE210-НТ6

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Firmware
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	1.08
Цифровой идентификатор программного обеспечения	отсутствует

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция преобразователей исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и измерительную информацию. ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования изделия.

В соответствии с п. 4.5 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий».

Автономное ПО «E+E Configurator» устанавливается на персональный компьютер и позволяет дистанционно управлять процессом измерений.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики преобразователей температуры и относительной влажности EE210-НТ6 приведены в таблице 2.

Таблица 2

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений температуры, °C	от -40 до +60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры, °C	$\pm(0,2+0,01 \cdot t)$, где t – измеряемая температура
Диапазон измерений (показаний) относительной влажности, %	от 5 до 95 (от 0 до 100)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений относительной влажности (при температуре окружающей среды от +5 °C до +60 °C), %	$\pm 3,0$
Разрешающая способность (при измерении температуры и относительной влажности), °C (%)	0,1

Основные технические характеристики преобразователей температуры и относительной влажности EE210-НТ6 приведены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Выходной сигнал, мА	от 4 до 20
Напряжение питания постоянного тока, В	24
Габаритные размеры, мм, не более: - электронный блок (длина × высота × ширина) - измерительный зонд (диаметр × длина)	101×81×46 13×364
Масса, кг, не более	0,3
Рабочие условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность воздуха, %	от -40 до +60 до 100
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20 000
Средний срок службы, лет, не менее	5

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Преобразователь температуры и относительной влажности	EE210-НТ6	1 шт.
Паспорт (на русском языке)	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в разделе 1 Руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 21 ноября 2023 г. № 2415 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений влажности газов и температуры конденсации углеводородов»;

Стандарт предприятия фирмы «E+E Elektronik Ges.m.b.H», Австрия.

Правообладатель

Фирма «E+E Elektronik Ges.m.b.H», Австрия
Адрес: Langwiesen 7, A-4209 Engerwitzdorf, Austria
Телефон/факс: +43 (0)7235 605-415+43 (0)7235 605-8
E-mail: info@epluse.com
Web-сайт: www.epluse.com

Изготовитель

Фирма «E+E Elektronik Ges.m.b.H», Австрия
Адрес: Langwiesen 7, A-4209 Engerwitzdorf, Austria
Телефон/факс: +43 (0)7235 605-415+43 (0)7235 605-8
E-mail: info@epluse.com
Web-сайт: www.epluse.com

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

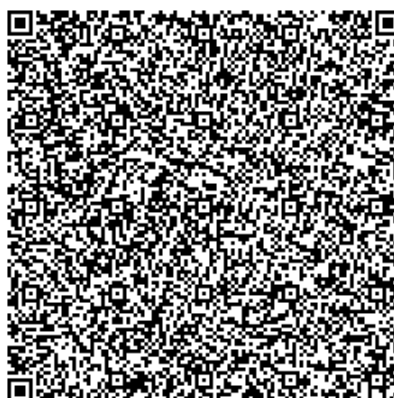
Адрес: 119361, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Очаково-Матвеевское, ул. Озерная, д. 46

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

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91765-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства сбора и передачи данных RTU-325K

Назначение средства измерений

Устройства сбора и передачи данных RTU-325K (далее – УСПД) предназначены для синхронизации собственной шкалы времени относительно UTC(SU) и синхронизации времени счетчиков электрической энергии, имеющих встроенные часы.

Описание средства измерений

Принцип действия УСПД основан на синхронизации внутренних часов сигналами глобальных навигационных спутниковых систем, или по сетевым протоколам NTP, SNTP, RTP для последующей синхронизации часов приборов учета/измерительных преобразователей электроэнергии, подключенных к УСПД по цифровым интерфейсам связи как по проприетарным протоколам приборов учёта, так и по унифицированному протоколу СПОДЭС.

УСПД представляет собой конфигурируемый контроллер, который содержит в себе процессор, оперативную память, энергонезависимую память, энергонезависимые часы (встроенный элемент питания), интерфейсы ввода-вывода. УСПД изготавливаются в металлическом корпусе черного цвета.

УСПД обеспечивает:

- автоматический сбор данных с первичных измерительных преобразователей (далее по тексту – ИП) и с подчиненных УСПД;
- выдачу потребителям информации по нескольким каналам связи параллельно;
- автоматический сбор служебной информации;
- трансляцию данных с подчиненных УСПД;
- ведение краткосрочных архивов по телеметрическим данным;
- синхронизацию времени на подчиненных УСПД и ИП;
- передачу данных в соответствии со стандартами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006, ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 и протоколом RTU-325;
- прием данных в соответствии со стандартами ГОСТ Р МЭК 60870-5-104-2004, ГОСТ Р МЭК 60870-5-101-2006 и протоколом RTU-325;
- самодиагностику с записью событий в журнал событий;
- автоматический переход с основного канала связи на резервный канал при работе с подчиненными УСПД и ИП;
- криптозащиту данных при их передаче по протоколу RTU-325;
- защиту от зависаний;
- самостоятельный старт при возобновлении питания;
- механическую и программную защиту;
- функционирование встроенного Web-сервера.

УСПД может работать в одном из трех режимов в зависимости от его настроек:

1. «Режим учета»;

2. «Режим телемеханики»;
3. «Режим учета и телемеханики».

Синхронизация времени встроенных часов УСПД осуществляется с использованием внешнего сервера времени по протоколам RTP (IEEE 1588), NTP, SNTP. Имеется возможность подключения ГЛОНАСС/GPS-приемника для синхронизации УСПД по протоколу NMEA-0183 с поддержкой сигнала PPS.

Синхронизация часов реального времени в нескольких УСПД, работающих в сети, может быть осуществлена по часам головного УСПД с поддержкой протоколов RTP (IEEE 1588), NTP, SNTP.

УСПД выпускаются в зависимости от модификации с двумя или тремя интерфейсами Ethernet, пятью интерфейсами RS-485, четырьмя интерфейсами RS-232, двумя интерфейсами USB 2.0, восьмью дискретными входами и двумя дискретными выходами.

Имеется возможность увеличения количества последовательных портов за счёт использования: Ethernet-серверов TCP/IP-COM и USB концентраторов.

Могут быть использованы связные и интерфейсные компоненты, увеличивающие дальность и помехозащищенность передачи данных в каналах связи, а также обеспечивающие преобразование интерфейсов.

УСПД имеет аппаратную защиту от изменения конфигурации, автоматическое переключение на резервный источник питания при исчезновении основного питания и обратно (при наличии резервного источника питания).

Имеется возможность использования дискретных входов/выходов и аналоговых входов на удаленных модулях.

УСПД имеет модуль энергонезависимой флэш-памяти типа CF для хранения «прошивки» программного обеспечения и архивов данных. Энергонезависимая память – не менее 1 Гб. Время сохранности информации в энергонезависимой памяти при отсутствии внешнего питания – не менее 10 лет.

УСПД выпускаются в четырех модификациях, отличающихся числом интерфейсов. Модификации УСПД приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Модификации УСПД

№	Обозначение	Число интерфейсов Ethernet	Число интерфейсов RS-232	Число интерфейсов RS-485/RS-422
1	RTU-325K-E2-M4-B5-DI8-DO2	2	4	5
2	RTU-325K-E3-M4-B5-DI8-DO2	3	4	5
3	RTU-325K-E2-M4-B5-DI8-DO2-T	2	4	5
4	RTU-325K-E3-M4-B5-DI8-DO2-T	3	4	5

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку типографским методом или методом лазерной гравировки в виде цифрового кода.

Общий вид УСПД с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа и местом нанесения заводского номера представлен на рисунке 1. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) - пломбирование. Нанесение знака поверки на УСПД в обязательном порядке не предусмотрено.



Место нанесения
знака
утверждения типа

Пломбировочная
наклейка завода-
изготовителя

Рисунок 1 – Общий вид УСПД с указанием места нанесения знака утверждения типа и места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) УСПД является встроенным.

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

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики УСПД нормированы с учетом влияния ПО.

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

Идентификационные данные ПО УСПД приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	RTU325
Номер версии (идентификационный номер) ПО	V3.19
Цифровой идентификатор ПО	a9b6290cb27bd3d4b62e671436cc8fd7 ¹⁾ ; 4cd52a4af147a1f12befa95f46bf311a ²⁾
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Примечания:

¹⁾ – Модуль управления системным временем;

²⁾ – Расчетный модуль преобразования к именованным величинам.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по сигналам точного времени ГНСС (ГЛОНАСС/GPS) приемника с сигналом 1 Гц (1PPS), мс	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по протоколу NTP, мс	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по протоколу RTP, мс	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки шкалы времени относительно шкалы времени UTC(SU) по протоколу SNTP, мс	± 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности хода внутренних часов в автономном режиме за сутки, с	± 3

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания напряжения постоянного тока, В	от 12 до 30
Потребляемая мощность, Вт, не более	15
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более	
- без монтажного основания	178×142×100
- с монтажным основанием	208×142×100
Масса, кг, не более	1,5
Рабочие условия измерений:	
– температура окружающей среды для модификаций, °C: RTU-325K-E2-M4-B5-DI8-DO2, RTU-325K-E3-M4-B5-DI8-DO2 RTU-325K-E2-M4-B5-DI8-DO2-T, RTU-325K-E3-M4-B5-DI8-DO2-T	от -20 до +65 от -40 до +70
– относительная влажность при температуре окружающего воздуха +30 °C, %	от 5 до 95
Средняя наработка на отказ, ч	240000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СШМК.467449.063 ФО и руководства по эксплуатации СШМК.467449.063 РЭ типографским способом и на корпус УСПД любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325K	1 шт.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	СШМК.467449.063 РЭ	1 экз.
Формуляр	СШМК.467449.063 ФО	1 экз.
Руководство пользователя по программному обеспечению ¹⁾	-	1 экз.
USB флэш-диск для восстановления ПО DR-325 ²⁾	-	1 шт.
Блок питания AC/DC ²⁾	-	1 шт.

¹⁾ – Поставляется с сайта производителя в электронном виде;

²⁾ – По требованию.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» в руководстве по эксплуатации СШМК.467449.063 РЭ «Устройство сбора и передачи данных RTU-325K. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

СШМК.467449.063 ТУ «Устройства сбора и передачи данных RTU-325K. Технические условия».

Правообладатель

Акционерное общество «Промышленно-инновационная компания «ПРОГРЕСС»
(АО «ПИК «ПРОГРЕСС»)

ИНН 7720150771

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 51А

Тел. (Факс): +7 (495) 365-50-25

E-mail: mail@kosmotronika.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Промышленно-инновационная компания «ПРОГРЕСС»
(АО «ПИК «ПРОГРЕСС»)

ИНН 7720150771

Юридический адрес: 111024, г. Москва, ул. Авиамоторная, д. 51А

Адрес места осуществления деятельности: 105118, г. Москва, ул. Вольная, д. 19

Тел. (Факс): +7 (495) 365-50-25

E-mail: mail@kosmotronika.ru

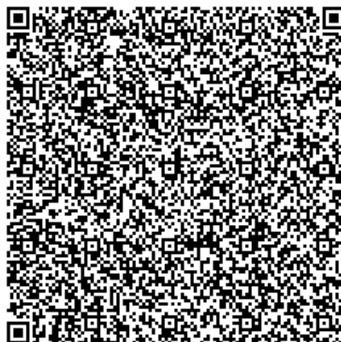
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60, помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91766-24

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Вакуумметр мембранно-емкостной Baratron 627F

Назначение средства измерений

Вакуумметр мембранно-емкостной Baratron 627F (далее-вакуумметр) предназначен для измерений абсолютного давления газов.

Описание средства измерений

К данному типу средств измерений относится вакуумметр мембранно-емкостной Baratron 627F зав. № 01 в составе с датчиками Baratron 627F01TDC1B сер. № 111179788, Baratron 627F11TDC1B сер. № 111227523, Baratron 627F13TDC1B сер. № 110898180 и контроллером MKS 946 сер. № 023087177.

Конструктивно вакуумметр состоит из датчиков Baratron 627F01TDC1B, Baratron 627F11TDC1B, Baratron 627F13TDC1B и контроллера MKS 946, предназначенного для преобразования аналогового выходного сигнала датчиков в измеренное значение абсолютного давления.

Принцип действия вакуумметра основан на использовании зависимости между измеряемым давлением и упругой деформацией чувствительного элемента – тонкой радиально напряженной мембраны.

На корпусе датчика размещена впускная рубка давления, подсоединенная к измерительной камере в корпусе преобразователя. Одна из стенок измерительной камеры представляет собой эластичную металлическую мембрану. Передняя сторона мембраны подвергается воздействию газа, давление которого необходимо измерить. Задняя сторона мембраны обращена к жестко установленному керамическому диску, содержащему два электрода. Задняя сторона мембраны изгибается при изменении абсолютного давления. Изгиб мембраны приводит к нарушению баланса емкости электродов. Дисбаланс емкости электродов преобразуется в напряжение постоянного тока, формируемое в аналоговый выходной сигнал датчика. Результат измерений абсолютного давления в единице величины давления отображается на дисплее контроллера MKS 946.

Пломбировка корпуса вакуумметра не предусмотрена.

Заводской номер вакуумметра наносится в формате цифровой печати в паспорте вакуумметра. Серийный номер датчиков наносится на корпус датчиков методом наклейки в формате цифрового обозначения. Серийный номер контроллера наносится на корпус контроллера методом наклейки в формате цифрового обозначения.

Нанесение знака поверки на корпус вакуумметра не предусмотрено.

Общий вид датчиков Baratron 627F01TDC1B, Baratron 627F11TDC1B, Baratron 627F13TDC1B, представлен на рисунке 1. Общий вид контроллера MKS 946 представлен на рисунке 2. Место нанесения серийного номера на датчик представлено на рисунке 3. Место нанесения серийного номера на контроллер представлено на рисунке 4.



Рисунок 1 – Общий вид датчиков Baratron 627F01TDC1B, Baratron 627F11TDC1B, Baratron 627F13TDC1B



Рисунок 2 – Общий вид контроллера MKS 946

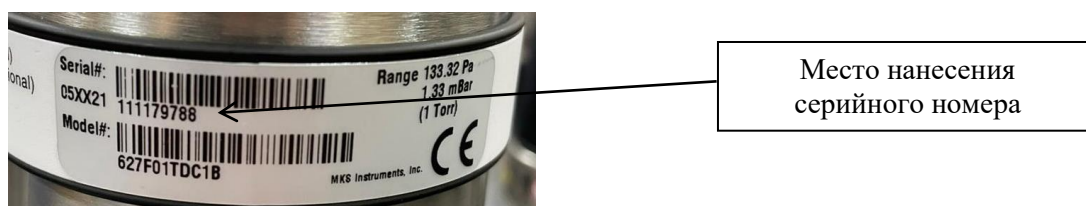


Рисунок 3 – Место нанесения серийного номера на датчик



Рисунок 4 – Место нанесения серийного номера на контроллер

Программное обеспечение

Вакуумметр имеет встроенное программное обеспечение (ПО), разработанное изготовителем специально для решения задач управления работой вакуумметра. ПО выполняет следующие функции:

- выбор единицы измерений давления;
- прием, обработка и отображение измерительной информации;
- передача данных;
- включение/выключение реле блокировок при превышении установленного значения давления.

Идентификационные данные ПО представлены в Таблице 1.

Уровень защиты ПО от преднамеренных или непреднамеренных изменений «низкий» в соответствии с Рекомендацией Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки) ПО	Значение	
	CM	Main
Идентификационное наименование ПО	CM	Main
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.12	2.02
Цифровой идентификатор ПО	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	627F01TDC1B, сер. № 111179788
Диапазон измерений абсолютного давления, Па ¹⁾	от 1 до 133,32
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, % в поддиапазоне от 1 до 30 Па включ.	± 10
в поддиапазоне св.30 до 133,32 Па	± 3
¹⁾ Допускается выбор других единиц измерений давления, с учетом соотношения 1 Торр = 133,322 Па в соответствии с ГОСТ 8.417-2002	

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	627F11TDC1B, сер. № 111227523
Диапазон измерений абсолютного давления, Па ¹⁾	от 10 до $1,33 \cdot 10^3$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, % в поддиапазоне от 10 до 30 Па включ.	± 10
в поддиапазоне св. 30 до $1,33 \cdot 10^3$ Па	± 3
¹⁾ Допускается выбор других единиц измерений давления, с учетом соотношения 1 Торр = 133,322 Па в соответствии с ГОСТ 8.417-2002	

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
	627F13TDC1B, сер. № 110898180
Диапазон измерений абсолютного давления, Па ¹⁾	от $1 \cdot 10^3$ до $1,33 \cdot 10^5$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений абсолютного давления, % в поддиапазоне от $1 \cdot 10^3$ до $3 \cdot 10^3$ Па включ.	± 5
в поддиапазоне св. $3 \cdot 10^3$ до $1,33 \cdot 10^5$ Па	± 0,5
¹⁾ Допускается выбор других единиц измерений давления, с учетом соотношения 1 Торр = 133,322 Па в соответствии с ГОСТ 8.417-2002	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	от 100 до 240 от 50 до 60
Габаритные размеры, мм, не более: - датчика (высота x диаметр) - контроллера (высота x ширина x глубина)	140x82 90x245x315
Масса, кг, не более: - датчика - контроллера	0,7 3,6
Присоединительный фланец	NW16-KF
Температура термостабилизации датчика, °C	45
Срок службы, лет	10
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +35 80 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист паспорта вакуумметра.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Вакуумметр мембранно-емкостной Baratron 627F в составе:	-	1 шт.
- датчик Baratron 627F01TDC1B	-	1 шт.
- датчик Baratron 627F11TDC1B	-	1 шт.
- датчик Baratron 627F13TDC1B	-	1 шт.
- контроллер MKS 946	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации на датчики	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации на контроллер	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в главе 4 «Эксплуатация» документа «Baratron 627F. Датчик абсолютного давления. Руководство по эксплуатации»

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па, утвержденная приказом Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900.

Правообладатель

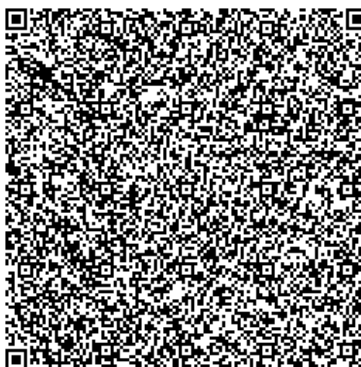
MKS Instruments, Inc., США
Адрес: Six Shattuck Road Andover, MA 01810 United States
Телефон: 978-645-5500
Web-сайт: www.mks.com

Изготовитель

MKS Instruments, Inc., США
Адрес: Six Shattuck Road Andover, MA 01810 United States
Телефон: 978-645-5500
Web-сайт: www.mks.com

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 лит. Д
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14.
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91767-24

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (Южный ход)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (Южный ход) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, соотнесения результатов измерений к национальной шкале координированного времени Российской Федерации UTC(SU), а также для 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, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением, распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОАО «РЖД»;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ОАО «РЖД», сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, АРМ.

Сервер ОАО «РЖД» создан на базе программного обеспечения (ПО) «ГОРИЗОНТ».

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе ПО «АльфаЦЕНТР» и ПО «Энергия Альфа 2».

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы, которые по вторичным измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 минут. Счетчики электрической энергии сохраняют в регистрах памяти фиксируемые события с привязкой к шкале времени UTC(SU).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД ОАО «РЖД», где осуществляется формирование и хранение информации. Допускается опрос счетчиков любым УСПД ОАО «РЖД» в составе АИИС КУЭ с сохранением настроек опроса.

Далее данные с УСПД ОАО «РЖД» передаются на сервер ОАО «РЖД», где осуществляется оформление отчетных документов. Цикличность сбора информации – не реже одного раза в сутки.

Передача информации об энергопотреблении от сервера ОАО «РЖД» на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» производится автоматически путем межсерверного обмена.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика сервером ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» с использованием каналообразующего оборудования стандарта GSM.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в счетчике, либо в УСПД, либо в ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) за электронно-цифровой подписью ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером по коммутируемым телефонным линиям, каналу связи Internet через интернет-провайдера или сотовой связи.

Сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» также обеспечивает сбор/передачу данных по электронной почте Internet (E-mail) при взаимодействии с АИИС КУЭ третьих лиц и смежных субъектов ОРЭМ в виде макетов XML формата 80020, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает все уровни системы. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени с допускаемой погрешностью не более, указанной в таблице 5.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы сервера ОАО «РЖД», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М, устройство синхронизации времени УСВ-3 осуществляют прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляют синхронизацию собственных часов или часов компонентов системы со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Уровень ИВК ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» оснащён УССВ на базе сервера точного времени Метроном-50М. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени (величины расхождения времени корректируемого и корректирующего компонентов). Уставка коррекции времени сервера равна ± 1 с (параметр программируемый).

Уровень ИВК ОАО «РЖД» оснащён устройством синхронизации времени УСВ-3. Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 1 с (параметр программируемый).

УСПД ОАО «РЖД» синхронизируется от уровня ИВК ОАО «РЖД». Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики синхронизируются от УСПД ОАО «РЖД». Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом сеансе связи «счетчик – УСПД». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики синхронизируются от сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ». Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом сеансе связи «счетчик – сервер». Корректировка времени компонентов АИИС КУЭ происходит при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени настраивается с учетом обеспечения допустимой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков, УСПД и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую был скорректирован компонент.

Нанесение знака поверки и заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 261. Заводской номер указывается в формуляре АИИС КУЭ типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав ИК АИИС КУЭ приведены в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «Энергия Альфа 2»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Энергия Альфа 2
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.0.0.2
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, enalpha.exe)	17e63d59939159ef304b8ff63121df60

Таблица 2 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО (MD 5, ac_metrology.dll)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Таблица 3 - Идентификационные данные ПО «ГОРИЗОНТ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ГОРИЗОНТ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.13
Цифровой идентификатор ПО	54 b0 a6 5f cd d6 b7 13 b2 0f ff 43 65 5d a8 1b

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Уровень защиты ПО «Энергия Альфа 2», ПО «ГОРИЗОНТ» от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Конструкция средства измерений исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 4-6.

Таблица 4 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав ИК АИИС КУЭ							
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)		Обозначение, тип		ИВКЭ	УССВ		
1	2	3		4		5	6		
1	ПС 110 кВ Мирная тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =300/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17		
				B	ТРГ-110 II*				
				C	ТРГ-110 II*				
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15852-06	A	CPA 123				
				B	CPA 123				
				C	CPA 123				
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
		2	ПС 110 кВ Мирная тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =300/5 №26813-06			A	ТРГ-110 II*
								B	ТРГ-110 II*
C	ТРГ-110 II*								
ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №15852-06			A	CPA 123				
				B	CPA 123				
				C	CPA 123				
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
3	ПС 110 кВ Мирная тяговая, КРУН 10 кВ, ф.1 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=150/5 №25433-11	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
4	ПС 110 кВ Мирная тяговая, КРУН 10 кВ, ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	КТ=0,2 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
5	ПС 110 кВ Борзя тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*		
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	A	СПА 123		
				B	СПА 123		
				C	СПА 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
6	ПС 110 кВ Борзя тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №26813-06	A	ТРГ-110 II*	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТРГ-110 II*		
				C	ТРГ-110 II*		
		ТН	КТ=0,5 КТН=110000/√3/100/√3 №15852-06	A	СПА 123		
				B	СПА 123		
				C	СПА 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
7	ПС 110 кВ Борзя тяговая, КРУН 10 кВ, ф.1 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=200/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
8	ПС 110 кВ Борзя тяговая, КРУН 10 кВ, ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=50/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
9	ПС 110 кВ Борзя тяговая, КРУН 10 кВ, ф. 10 Соловьевск 10 кВ	ТТ	КТ=0,5S КТТ=30/5 №30709-11	A	ТЛП-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛП-10		
		ТН	КТ=0,5 КТН=10000/100 №16687-07	A	НАМИТ-10		
				B			
				C			
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
10	ПС 110 кВ Даурия тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 1 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=600/5 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-110		
				B	ТРГ-УЭТМ®-110		
				C	ТРГ-УЭТМ®-110		
		ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			
		11	ПС 110 кВ Даурия тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 2 110 кВ	ТТ	КТ=0,2S КТТ=300/5 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-110
						B	ТРГ-УЭТМ®-110
C	ТРГ-УЭТМ®-110						
ТН	КТ=0,2 КТН=110000/√3/100/√3 №47844-11			A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 №31857-11			A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
12	ПС 110 кВ Даурия тяговая, КРУН 10 кВ, ф.1 ПЭ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =50/5 №25433-11	A	ТЛО-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №47583-11	A	ЗНОЛП-ЭК-10		
				B	ЗНОЛП-ЭК-10		
				C	ЗНОЛП-ЭК-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
13	ПС 110 кВ Даурия тяговая, КРУН 10 кВ, ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =75/5 №25433-11	A	ТЛО-10		
				B	-		
				C	ТЛО-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №47583-11	A	ЗНОЛП-ЭК-10		
				B	ЗНОЛП-ЭК-10		
				C	ЗНОЛП-ЭК-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
14	ПС 110 кВ Забайкальск тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 1 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-110		
				B	ТРГ-УЭТМ®-110		
				C	ТРГ-УЭТМ®-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
		Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4			

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
15	ПС 110 кВ Забайкальск тяговая, ОРУ 110 кВ, Ввод 2 110 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =300/5 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-110	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТРГ-УЭТМ®-110		
				C	ТРГ-УЭТМ®-110		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =110000/√3/100/√3 №47844-11	A	СРВ 123		
				B	СРВ 123		
				C	СРВ 123		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4G-DW-4					
16	ПС 110 кВ Забайкальск тяговая, КРУН 10 кВ, ф.1 ПЭ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =100/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					
17	ПС 110 кВ Забайкальск тяговая, КРУН 10 кВ, ф.2 ПЭ 10 кВ	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =150/5 №51679-12	A	ТОЛ-НТЗ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	-		
				C	ТОЛ-НТЗ-10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/√3/100/√3 №51676-12	A	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				B	ЗНОЛП-НТЗ-10		
				C	ЗНОЛП-НТЗ-10		
Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №31857-11	A1805RL-P4G-DW-3					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
18	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ Зилово-Могоча	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-220	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТРГ-УЭТМ®-220		
				C	ТРГ-УЭТМ®-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №77036-19	ТЕ3000.08					
19	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ Холбон-Зилово	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-220		
				B	ТРГ-УЭТМ®-220		
				C	ТРГ-УЭТМ®-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №77036-19	ТЕ3000.08					
20	ПС 220 кВ Зилово ОВ (ОМВ) 220 кВ	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №53971-13	A	ТРГ-УЭТМ®-220		
				B	ТРГ-УЭТМ®-220		
				C	ТРГ-УЭТМ®-220		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №77036-19	ТЕ3000.08					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
21	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ 215 220	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №31857-11	A1802RAL-P4GB-DW-4					
22	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ 218 220	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-11, 27069-05, 27069-11	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4					
23	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ 217 220	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1		
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	EA02RALX-P3B-4					

Продолжение таблицы 4

1	2	3		4		5	6
24	ПС 220 кВ Зилово ВЛ 220 кВ 216 220	ТТ	К _Т =0,2S К _{ТТ} =600/1 №27069-05, 60541-15, 27069-05	A	ТБМО-220 УХЛ1	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	УСВ-3 Рег. № 64242-16 Метроном-50М Рег. № 68916-17
				B	ТБМО-220 УХЛ1		
				C	ТБМО-220 УХЛ1		
		ТН	К _Т =0,2 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 №20344-05	A	НАМИ-220 УХЛ1		
				B	НАМИ-220 УХЛ1		
				C	НАМИ-220 УХЛ1		
Счетчик	К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 №16666-07	ЕА02RALX-P3B-4					
25	ПС 220 кВ Зилово Ввод 27,5 кВ кВ Т-2	ТТ	К _Т =0,5S К _{ТТ} =1500/5 №62259-15	A	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				B	ТОЛ-НТ3-35-IV		
				C	ТОЛ-НТ3-35-IV		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =27500/100 №912-07	A	ЗНОМ-35-65		
				B	-		
				C	ЗНОМ-35-65		
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №77036-19	ТЕ3000.01			

Примечания:

- 1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.
- 2 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 4, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 5 метрологических характеристик.
- 3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.
- 4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1, 2	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
3, 4	Активная	1,0	5,0
	Реактивная	2,2	3,9
5, 6	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
7-9, 12, 13, 16, 17, 25	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,0
10, 11, 14, 15, 18-21	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
22-24	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,4	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие P = 0,95. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 1(2)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$

Продолжение таблицы 6

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для УСВ-3 - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5 до 1,0 от -45 до +40 от -40 до +60 от 0 до +40 от -25 до +60 от +15 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ЕвроАльфа: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ТЕ3000: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 80000 72 220000 72 100000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТБМО-220 УХЛ1	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	8
Трансформаторы тока	ТЛП-10	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-35-IV	3
Трансформаторы тока	ТРГ-110 II*	12
Трансформаторы тока	ТРГ-УЭТМ®-110	12
Трансформаторы тока	ТРГ-УЭТМ®-220	9

Продолжение таблицы 7

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-220 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	СРА 123	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	12
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-НТЗ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	4
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	18
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ЕвроАльфа	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000	4
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.261.ЭД.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения ОАО «РЖД» в границах Забайкальского края (Южный ход)», аттестованном ООО «Энергокомплекс», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Правообладатель

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

ИНН 7706284124

Юридический адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3, эт. 4, помещ. 7

Телефон: +7 (495) 926-99-00

Факс: +7 (495) 287-81-92

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «РУСЭНЕРГОСБЫТ»
(ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ»)
ИНН 7706284124
Адрес: 119048, г. Москва, Комсомольский пр-кт, д. 42, стр. 3
Телефон: +7 (495) 926-99-00
Факс: +7 (495) 287-81-92

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15
Телефон: +7 (982) 282-82-82
Факс: +7 (982) 282-82-82
E-mail: carneol@bk.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91768-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 5-ый этап

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 5-ый этап (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УССВ-2, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать 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 электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 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). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемников.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ ± 1 с и более производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер АИИС КУЭ 001 наносится на корпус серверного шкафа в виде наклейки и типографским способом в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 5-ый этап.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 110 кВ Белгород, ЗРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 218	ТОЛ-10 УТ2 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 6009-77	НОМ-6 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 159-49	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	ПС 110 кВ Белгород, ЗРУ-6 кВ, 5 СШ 6 кВ, яч. 509	ТОЛ-10-І 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НОЛ-СЭЩ-6 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 35955-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	РУ-6 кВ «БЕЛАЦИ», 1 СШ 6 кВ, яч. 1	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
4	РУ-6 кВ «БЕЛАЦИ», 1 СШ 6 кВ, яч. 13	ТПЛ-10У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
5	РУ-6 кВ «БЕЛАЦИ», 2 СШ 6 кВ, яч. 2	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
6	РУ-6 кВ «БЕЛАЦИ», 2 СШ 6 кВ, яч. 16	ТПЛ-10У3 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59		Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	РУ-6 кВ «БЕЛАЦИ», 2 СШ 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-10У3 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССБ: УССБ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
8	ТП-2 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 3 СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Богатырев Б.Г.	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
9	ВРУ-0,4 кВ МБУ «Управление Белгорблагоустройство», Ввод 0,4 кВ	Т-0,66 У3 300/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
10	ТП-4 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Автостоянка	Т-0,66 У3 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
11	ТП-4 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ СТО	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
12	ЩУ 0,4 кВ, АО «Белгородское ППЖТ», Ввод 0,4 кВ	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
13	Мичуринская ГТ-ТЭЦ 110 кВ, ГРУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч.20	ТРУ4 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 17085-98	ТJP4 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 17083-98	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
14	Мичуринская ГТ-ТЭЦ 110 кВ, ГРУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч.17	ТРУ4 400/5 Кл. т. 0,5	ТJP4 6000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная

		Рег. № 17085-98	Рег. № 17083-98			
--	--	-----------------	-----------------	--	--	--

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ЦРП 6 кВ (АШК), 1 СШ 6 кВ, яч.5	ТПОЛ 100/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 47958-11	НТМИ-6 (10) 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 50058-12	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
16	РП склада, ГП №1 0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ ЖД переезд	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
17	ТП-3 6 кВ, РУ-0,4 кВ, СШ 0,4 кВ, КЛ 0,4 кВ Технический центр	—	—	Меркурий 234 Кл. т. 1,0/2,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
18	ТП-510649 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-1	ТІ 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 48529-11	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная
19	ТП-510649 10 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод 0,4 кВ Т-2	ТІ 2000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 48529-11	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 48266-11		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	КРУН 10 кВ, яч.5, КЛ 10 кВ в сторону БКТП-528п 10 кВ	ТЛК 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42683-09	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-07	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УССВ-2 Рег. № 54074-13 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
П р и м е ч а н и я 1 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 3 метрологических характеристик. 2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа. 3 Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией не ниже указанной в описании типа средств измерений 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.						

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
8 - 10 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,6	2,3	3,2
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,5	3,3	5,6
11; 12; 16; 17 (Счетчик 1,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{МАКС}}$	1,0	1,0	1,0	2,8	3,1	3,1
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	1,0	1,5	1,5	2,8	3,4	3,4
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	1,5	1,5	1,5	3,2	3,4	3,4
13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
15; 20 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,7	2,5	3,5
	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,6	3,4	5,7
18; 19 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,5	1,9	2,4
	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,6	2,2	3,1
	$0,1I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,3	5,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 - 7 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,5	4,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,6	4,4
8 - 10 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,2	3,8
	$0,02I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3
11; 12; 16; 17 (Счетчик 2,0)	$0,2I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	2,0	2,0	5,9	5,9
	$0,1I_6 \leq I < 0,2I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
	$0,05I_6 \leq I < 0,1I_6$	2,5	2,5	6,1	6,1
13; 14 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	4,3	2,5	4,6	3,0
15; 20 (ТТ 0,5S; ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	3,9	3,6
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,2	3,7
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,3	3,9
	$0,02I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,6	4,4
18; 19 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,7	3,5
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,0	3,6
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,4	4,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,5	4,3

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я
 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
 2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0$; 0,8; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от +5 до +40 °С.
 3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	20
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток (для счетчиков, включаемых через трансформатор), % от $I_{ном}$ - ток (для счетчиков прямого включения), % от I_b - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 2000 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 3 100000 1 74500 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени:

- в счетчиках (функция автоматизирована);
- в сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10 УТ2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10-І	3
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	10
Трансформатор тока	Т-0,66 У3	9
Трансформатор тока	ТРУ4	6
Трансформатор тока	ТПОЛ	2
Трансформатор тока	ТІ	6
Трансформатор тока	ТЛК	3
Трансформатор напряжения	НОМ-6	3
Трансформатор напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформатор напряжения	ТЈР4	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6 (10)	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	18
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Формуляр	АСВЭ 472.00.000 ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «МСК Энерго» 5-ый этап», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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 «МСК Энерго» (ООО «МСК Энерго»)

ИНН 7725567512

Юридический адрес: 119607, г. Москва, ул. Раменки, д. 17, к. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

ИНН 3329074523

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

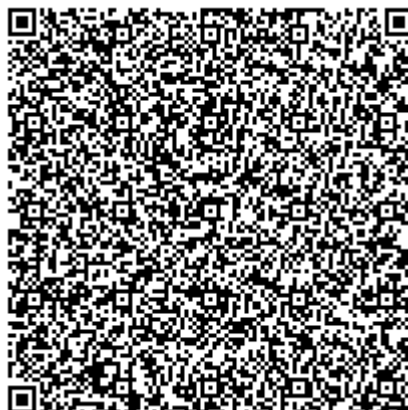
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91769-24

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТЭСЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭС» 1-ая очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭС» 1-ая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную информационно-измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-3, каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

Первичные фазные 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АИИС КУЭ, где осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение и накопление измерительной информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность получать 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 электрической энергии и мощности (ОРЭМ).

Передача информации от сервера АИИС КУЭ или АРМ коммерческому оператору с электронной подписью субъекта ОРЭМ, системному оператору и в другие смежные субъекты ОРЭМ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 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). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиком. При наличии расхождения шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится синхронизация шкалы времени счетчика.

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

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 001. Заводской номер АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера АИИС КУЭ, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в формуляре. Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, проверку прав пользователей и входа с помощью пароля, защиту передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 15.1
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology2.dll
Цифровой идентификатор ПО	39989384cc397c1b48d401302c722b02
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3 и 4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	РТП-1-2 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч. № 7	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
2	РТП-1-2 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 6	ТОЛ-НТЗ 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
3	ПС 110 кВ ХБК, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, ф. ХБК-154	ТОЛ-СВЭЛ 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 42663-09	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
4	ПС 110 кВ ХБК, РУ 10 кВ, 3 СШ 10 кВ, ф. ХБК-353	ТОЛ-СЭЩ-10 400/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 32139-11	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная
5	ТП-1250п 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, КЛ-1 10 кВ ТП № 2466п 10 кВ	ТЛО-10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
6	ТП-1250п 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, КЛ-2 10 кВ ТП № 2466п 10 кВ	ТЛО-10 50/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 47583-11	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	ТП-3068п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
8	ТП-3068п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 У3 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
9	ТП-КЭ-К-027п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
10	ТП-КЭ-К-027п 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ 2500/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
11	ТП-380 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71205-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
12	ТП-380 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТШП-М-0,66 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71205-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
13	ТП-К171п 10 кВ, РУ 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, Ввод Т-1 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 25/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	ТП-К171П 10 кВ, РУ 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, Ввод Т-2 10 кВ	ТОЛ-НТЗ 25/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛ(П)-НТЗ 10000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
15	ТП-3540 (№7) 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
16	ТП-3540 (№7) 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	Т-0,66 М У3 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 71031-18	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
17	ТП-2 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
18	ТП-2 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
19	ТП-8 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная
20	ТП-8 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТЕ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 73808-19	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	КРТПП-3541П (№3) 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 1 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-1 0,4 кВ	ТТИ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19	УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22 Сервер АИИС КУЭ: Промышленный компьютер	активная реактивная
22	КРТПП-3541П (№3) 10 кВ, РУ 0,4 кВ, 2 СШ 0,4 кВ, Ввод Т-2 0,4 кВ	ТТИ 2000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 28139-12	—	Меркурий 234 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 75755-19		активная реактивная

Примечания

1 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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичное утвержденного типа.

3 Допускается замена серверов АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4 Допускается замена ПО на аналогичное с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений.

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

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)					
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %			Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,9	3,1	1,8	2,6	3,6
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
3; 4; 13; 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,1	3,0	5,5	2,7	3,5	5,8
5; 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,4	2,3	1,7	2,2	2,9
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,2	1,7	3,0	1,8	2,4	3,5
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,4	5,7
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,5	5,8
9-12; 12-22 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,7	2,8	1,7	2,5	3,3
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	2,0	2,9	5,4	2,6	3,4	5,6
7; 8 (ТТ 0,5; Счетчик 0,5S)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	0,8	1,1	1,9	1,6	2,1	2,6
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,0	1,5	2,7	1,7	2,3	3,2
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,8	5,3	2,2	3,3	5,6
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	1,7	2,9	5,4	2,2	3,4	5,6

Продолжение таблицы 3

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)			
		Границы основной относительной погрешности измерений, $(\pm \delta)$, %		Границы относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, $(\pm \delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1; 2 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	2,9	2,1	4,5	4,1
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
3; 4; 13; 14 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
5; 6 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	4,4	2,7	5,6	4,4
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	4,6	3,0	5,8	4,5
9-12; 12-22 (ТТ 0,5S; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	2,7	2,0	4,4	4,0
	$0,01I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,05I_{1\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5
7; 8 (ТТ 0,5; Счетчик 1,0)	$I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 \leq 1,2I_{1\text{НОМ}}$	1,8	1,3	3,9	3,7
	$0,2I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < I_{1\text{НОМ}}$	2,4	1,6	4,2	3,8
	$0,1I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,2I_{1\text{НОМ}}$	4,3	2,6	5,5	4,3
	$0,05I_{1\text{НОМ}} \leq I_1 < 0,1I_{1\text{НОМ}}$	4,5	2,9	5,7	4,5

Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU) не более ± 5 с

П р и м е ч а н и я
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от 0 до $+40$ °С.
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. 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 для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от 0 до +40 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более Сервер АИИС КУЭ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	220000 3 100000 1 180000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер АИИС КУЭ: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал серверов:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках и серверах;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.
- Защищенность применяемых компонентов:
 - механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - серверов (серверных шкафов);
 - защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчиков;
 - серверов.
- Возможность коррекции времени:
 - в счетчиках (функция автоматизирована);
 - в серверах (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
 - о результатах измерений (функция автоматизирована);
 - о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	2
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	Т-0,66 УЗ	6
Трансформатор тока	ТТИ	12
Трансформатор тока	ТШП-М-0,66	6
Трансформатор тока	Т-0,66 М УЗ	6
Трансформатор тока	ТТЕ	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ(П)-НТЗ	12
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	6
Счетчик электрической энергии	Меркурий 234	18
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	Промышленный компьютер	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	ТЭС.01.2024-ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «ТЭС» 1-ая очередь», аттестованном ООО «АСЭ» г. Владимир, аттестат аккредитации № RA.RU.312617 от 17.01.2019.

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 «Транзит-Энерго-Сбыт» (ООО «ТЭС»)

ИНН 2312271842

Юридический адрес: 350088, г Краснодар, ул им. Тютюева, д. 2/1, помещ. 25

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транзит-Энерго-Сбыт» (ООО «ТЭС»)

ИНН 2312271842

Адрес: 350088, г Краснодар, ул им. Тютюева, д. 2/1, помещ. 25

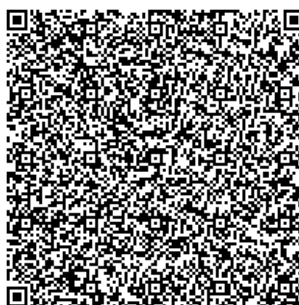
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизированные системы в энергетике» (ООО «АСЭ»)

Юридический адрес: 600031, г. Владимир, ул. Юбилейная, д. 15

Адрес места осуществления деятельности: 600009, г. Владимир, ул. Почаевский Овраг, д. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312617.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91770-24

Лист № 1
Всего листов 50

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы стационарные SIGNAL

Назначение средства измерений

Газоанализаторы стационарные SIGNAL (далее – газоанализаторы, датчики) предназначены для измерения и передачи информации о содержании горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе газов, образованных в результате испарения горючих жидкостей, таких как нефть, керосин, бензин, дизельное топливо), токсичных газов и кислорода в воздухе рабочей зоны, технологических газовых средах, промышленных помещений и открытых пространств промышленных объектов, трубопроводах и воздуховодах, а также подачи предупредительной сигнализации о превышении установленных пороговых значений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемых сенсоров:

- Термокаталитические (LEL), основанные на определении теплового эффекта реакции определяемого газа с другими веществами, протекающей при участии катализатора;
- Электрохимические (EC), основанные на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;
- Оптические (IR), основанные на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащей определяемый компонент;
- Фотоионизационные (PID), основанные на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии и измерении возникающего при этом тока между измерительными пластинами. В качестве источников ионизации используются криптоновая ультрафиолетовая или аргоновая лампа;
- Полупроводниковые (MEMS), основанные на определении изменения электрического сопротивления полупроводникового элемента, вызванного адсорбцией на нем молекул определяемого газа.

Обозначения модификации сенсоров имеют постфикс:

Т – сенсор со сниженной погрешностью измерения;

Д – сенсор, имеющий дифференцированный по единицам измерения диапазон измерений, позволяющий осуществлять контроль загазованности предельно допустимых концентраций в воздухе рабочей зоны и значений дозврывоопасных концентраций.

Газоанализаторы представляют собой одноканальные или многоканальные, в зависимости от установленного сенсора, стационарные приборы непрерывного действия.

Конструктивно газоанализаторы выпускаются в 4 модификациях:

1. I – Выходной сигнал только от 4 до 20 мА;
2. RS – Выходной сигнал цифровой, протокол MODBUS RTU (RS 485);

3. mV – милливольтовый выходной сигнал, мостовая схема подключения. Может комплектоваться выносными газочувствительными сенсорами MX-LEL-mV, MX-LEL-mV-НТ;

4. НТ – Верхний предел температуры плюс 165 °С, милливольтовый выходной сигнал, мостовая схема подключения. Может комплектоваться выносным газочувствительным сенсором MX-LEL-mV-НТ.

Модификации отличаются друг от друга типом и количеством выходных сигналов, диапазоном эксплуатации по температуре окружающей среды. и исполнением в части взрывозащиты.

Конструктивно газоанализаторы выполнены в металлическом корпусе из окрашенного алюминия или нержавеющей стали с крышкой, на боковой поверхности которого расположены технологические отверстия для подключения внешних цепей.

Конструктивно выносные термокаталитические сенсоры выполнены во взрывозащищенном корпусе, выполненном из пластика или нержавеющей стали. Фильтр-огнепреградитель выполнен из нержавеющей стали.

Способ отбора пробы – диффузионный или принудительный (опционально).

Газоанализаторы могут использоваться в составе газоаналитических систем MIRAX GS (рег. № 87603-22) и СГМ-ЭРИС (рег. № 43790-12, рег. № 43790-10) или в качестве самостоятельного изделия. Газоанализаторы могут поставляться с электронным модулем от газоанализатора стационарного АХИОМ производства ООО «Миракс».

Газоанализаторы обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение объемной доли или массовой концентрации горючих газов и паров горючих жидкостей (в том числе газов, образованных в результате испарения горючих жидкостей, таких как нефть, керосин, бензин, дизельное топливо), кислорода, токсичных газов до взрывоопасных концентраций (ДВК) (по ГОСТ 31610.20-1-2020) и предельно допустимые концентрации (ПДК) (по СанПиН 1.2.3685-21);

- выдачу цифровых сигналов по протоколу HART (опционально);

- беспроводную передачу данных (частота 2,4 ГГц или 868 МГц по протоколам Mxair, LoRaWAN, LoRa, E-WIRE) (опционально);

- возможность автономного питания (опционально);

- передачу данных по Bluetooth (опционально);

- выдачу трех дискретных сигналов (ПОРОГ 1, ПОРОГ 2, ПОРОГ 3/АВАРИЯ) (опционально).

Общий вид газоанализаторов с указанием мест нанесения знака утверждения типа и мест нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Пломбирование и нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится лазерной гравировкой или ударно-точечным методом на шильд (рисунок 2).

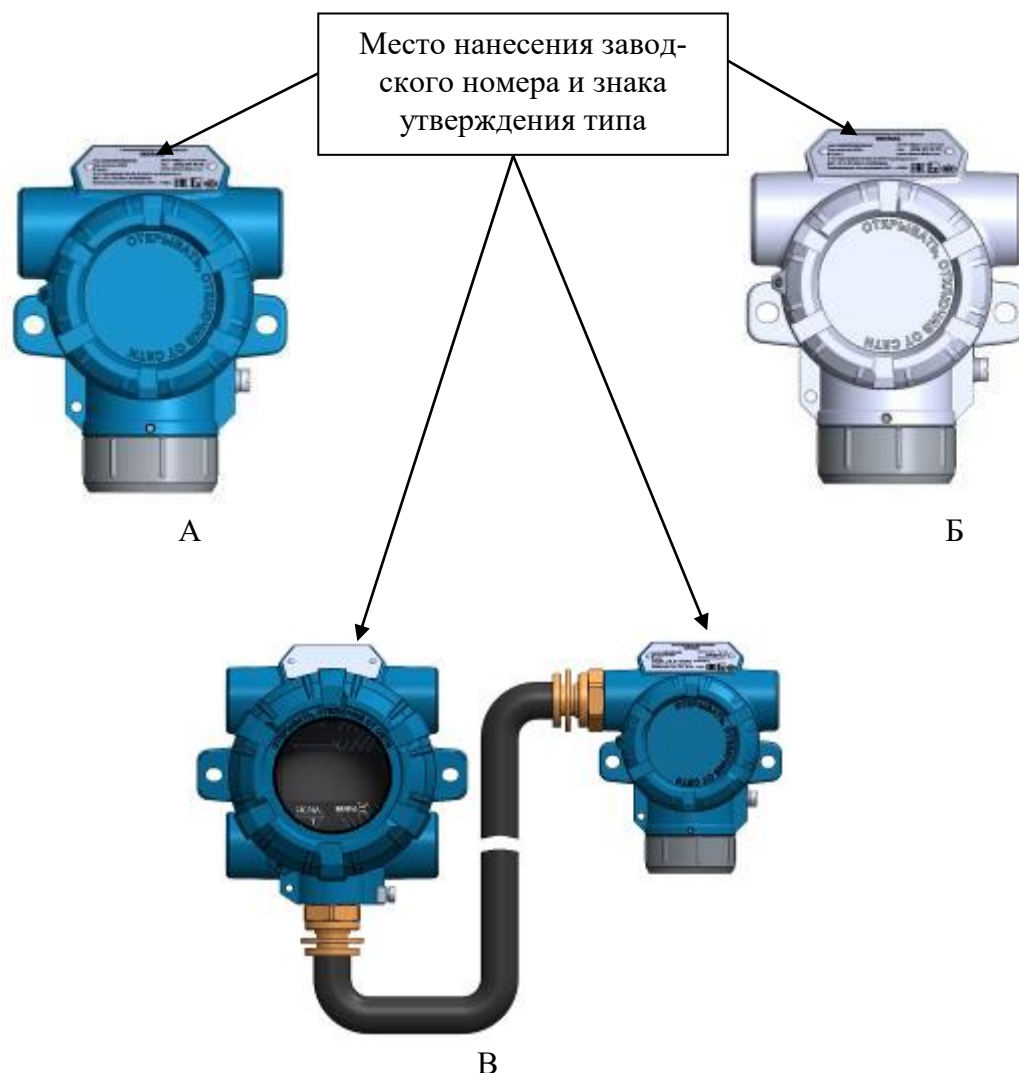


Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов стационарных SIGNAL с указанием места нанесения знака утверждения типа, заводского номера: А – в корпусе из окрашенного алюминия, Б – в корпусе из нержавеющей стали, В – в комплекте с электронным модулем от газоанализаторов стационарных AXIOM



Рисунок 2 – Макет шильда газоанализаторов стационарных SIGNAL

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 1 – 7.

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с оптическим инфракрасным сенсором (IR)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон и поддиапазоны измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан CH ₄	IR-CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР) (от 0 до 29277 мг/м ³)		±0,22 % (±5 % НКПР) (±1463 мг/м ³)
	IR-CH ₄ -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР) (от 0 до 14638 мг/м ³)		±0,13 % (±3 % НКПР) (±878 мг/м ³)
	IR-CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР) (от 0 до 14638 мг/м ³)		±0,22 % (±5 % НКПР) (±1463 мг/м ³)
	IR-CH ₄ -100%	от 0 до 100 %	от 0 до 2,5 % включ.	±0,1%
			св. 2,5 до 100 %	±(0,1+0,029·X) %
	IR-CH ₄ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-CH ₄ -3000Д ⁵⁾	от 0 до 3000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 3000 до 29277 мг/м ³ (от 10,2 до 100 % НКПР)		±1463 мг/м ³ (±5 % НКПР)
	IR-CH ₄ -7000Д ⁵⁾	от 0 до 7000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 7000 до 29277 мг/м ³ (от 23,9 до 100 % НКПР)		±1463 мг/м ³ (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Этилен C ₂ H ₄	IR-C ₂ H ₄ -100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₄ -50T	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±3 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₄ -50	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
Пропан C ₃ H ₈	IR-C ₃ H ₈ -100	0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР) (от 0 до 31393 мг/м ³)		±0,085 % (±5 % НКПР) (±1569 мг/м ³)
	IR-C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР) (от 0 до 15696 мг/м ³)		±0,051 % (±3 % НКПР) (±941 мг/м ³)
	IR-C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР) (от 0 до 15696 мг/м ³)		±0,085 % (±5 % НКПР) (±1569 мг/м ³)
	IR-C ₃ H ₈ -100%	от 0 до 100 %		±(0,1+0,049·X) %
	IR-C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-C ₃ H ₈ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
	IR-C ₃ H ₈ -3000Д ⁵⁾	от 0 до 3000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 3000 до 31393 мг/м ³ (от 9,5 до 100 % НКПР)		±1569 мг/м ³ (±5 % НКПР)
	IR-C ₃ H ₈ -7000Д ⁵⁾	от 0 до 7000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 7000 до 31393 мг/м ³ (от 22,3 до 100 % НКПР)		±1569 мг/м ³ (±5 % НКПР)
н-бутан C ₄ H ₁₀	IR-C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
	IR-C ₄ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±3 % НКПР)
	IR-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1-бутен C ₄ H ₈	IR-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	IR-i-C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
	IR-i-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
н-пентан C ₅ H ₁₂	IR-C ₅ H ₁₂ -100	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₅ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,033 % (±3 % НКПР)
	IR-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
Циклопентан C ₅ H ₁₀	IR-C ₅ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₅ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
н-гексан C ₆ H ₁₄	IR-C ₆ H ₁₄ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₆ H ₁₄ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
	IR-C ₆ H ₁₄ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Циклогексан C ₆ H ₁₂	IR-C ₆ H ₁₂ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этан C ₂ H ₆	IR-C ₂ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₆ -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,072 % (±3 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Метанол CH ₃ OH	IR-CH ₃ OH-50T	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±3 % НКПР)
	IR-CH ₃ OH-50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Бензол C ₆ H ₆	IR-C ₆ H ₆ -100	от 0 до 1,2 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,06 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₆ H ₆ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,06 % (±5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	IR-C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,0 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,1 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,1 % (±5 % НКПР)
Этанол C ₂ H ₅ OH	IR-C ₂ H ₅ OH-48,3	от 0 до 1,5 % (от 0 до 48,3 % НКПР)		±0,16 % (±5 % НКПР)
н-гептан C ₇ H ₁₆	IR-C ₇ H ₁₆ -100	от 0 до 0,85% (от 0 до 100 % НКПР)		± 0,078 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₇ H ₁₆ -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,042 % (±5 % НКПР)
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	IR-C ₂ H ₄ O-100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,13 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₄ O-50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,13 % (±5 % НКПР)
Диоксид углерода CO ₂	IR-CO ₂ -3000	от 0 до 3000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±100 млн ⁻¹
			св. 1000 до 3000 млн ⁻¹	±(0,1·X) млн ⁻¹
	IR-CO ₂ -5000	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±100 млн ⁻¹
			св. 1000 до 5000 млн ⁻¹	±(0,1·X) млн ⁻¹
	IR-CO ₂ -1,0	от 0 до 1,0 % включ.	от 0 до 0,1 % включ.	± 0,01 %
			св. 0,1 до 1,0 %	± 0,1 %
	IR-CO ₂ -2,5	от 0 до 2,5 % включ.	от 0 до 0,5 % включ.	± 0,05 %
			св. 0,5 до 2,5 %	± 0,1 %
	IR-CO ₂ -5	от 0 до 5,0 % включ.	от 0 до 2,5 % включ.	±0,1 %
			св. 2,5 до 5,0 %	±(0,1·X) %
	IR-CO ₂ -20	от 0 до 20,0 %	от 0 до 1 % включ.	± 0,1 %
			св. 1 до 20,0 %	± (0,1·X) %
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	IR-C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,13 % (±5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) i-C ₄ H ₈	IR-i-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,08 % (±5 % НКПР)
	IR-i-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метил-1,3-	IR-C ₅ H ₈ -100	от 0 до 1,7 %		±0,085 %

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
бутадиен (изопрен) C ₅ H ₈		(от 0 до 100 % НКПР)	(±5 % НКПР)
	IR-C ₅ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Ацетилен C ₂ H ₂	IR-C ₂ H ₂ -100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₂ H ₂ -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	IR-C ₃ H ₃ N-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	IR-C ₇ H ₈ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₇ H ₈ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этилбензол C ₈ H ₁₀	IR- C ₈ H ₁₀ -37,5T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	±0,024 % (±3 % НКПР)
н-октан C ₈ H ₁₈	IR-C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)
2,2,4-триметилпентан (изооктан) i-C ₈ H ₁₈	IR-i-C ₈ H ₁₈ -100	от 0 до 0,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,035 % (±5 % НКПР)
	IR-i-C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,035% (±5 % НКПР)
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	IR-C ₄ H ₈ O ₂ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	IR-C ₆ H ₁₂ O ₂ -25T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	IR-C ₄ H ₆ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1,2-дихлорэтан C ₂ H ₄ Cl ₂	IR-C ₂ H ₄ Cl ₂ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,31 % (±5 % НКПР)
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	IR-C ₂ H ₆ S-50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)
1-гексен C ₆ H ₁₂	IR-C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
2-бутанол (втор-бутанол) sec-C ₄ H ₉ OH	IR-sec-C ₄ H ₉ OH-31,2T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	IR-C ₂ H ₃ Cl-50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)
Циклопропан C ₃ H ₆	IR-C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	IR-C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Диметилвый эфир C ₂ H ₆ O	IR-C ₂ H ₆ O-50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Диэтиловый	IR-C ₄ H ₁₀ O-	от 0 до 0,85 %	±0,085 %

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
эфир C ₄ H ₁₀ O	50	(от 0 до 50 % НКПР)		(±5 % НКПР)
Оксид пропилен-на C ₃ H ₆ O	IR-C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,095 % (±5 % НКПР)
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	IR-C ₆ H ₅ Cl-38,4T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)		±0,039 % (±3 % НКПР)
2-бутанон (метилэтилкетон) C ₄ H ₈ O	IR-C ₄ H ₈ O-50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,075 % (±5 % НКПР)
2-метил-2-пропанол (трет-бутанол) tert-C ₄ H ₉ OH	IR-tert-C ₄ H ₉ OH-50	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,09 % (±5 % НКПР)
2-метокси-2-метилпропан (метилтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	IR-tert-C ₅ H ₁₂ O-50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,08 % (±5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	IR-p-C ₈ H ₁₀ -22,2T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)		±0,027 % (±3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o-C ₈ H ₁₀	IR-o-C ₈ H ₁₀ -20T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)		±0,03 % (±3 % НКПР)
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ OH	IR-i-C ₃ H ₇ OH-50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,1 % (±5 % НКПР)
Октен C ₈ H ₁₆	IR-C ₈ H ₁₆ -33,3T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)		±0,027 % (±3 % НКПР)
2-метилбутан (изопентан) i-C ₅ H ₁₂	IR-i-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,065 % (±5 % НКПР)
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	IR-CH ₃ SH-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,21 % (±5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	IR-C ₂ H ₅ SH-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,14 % (±5 % НКПР)
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	IR-C ₂ H ₃ N-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,15 % (±5 % НКПР)
Диметилди-сульфид C ₂ H ₆ S ₂	IR-C ₂ H ₆ S ₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,055 % (±5 % НКПР)
Бензин ⁶⁾⁷⁾	IR-ПНБ-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	IR-ПНБ-	от 0 до 3500	от 0 до 100 мг/м ³	±25 мг/м ³

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
	3500	мг/м ³	включ.	
			св. 100 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,25 \cdot X)$ мг/м ³
Дизельное топливо ⁶⁾⁸⁾	IR-ПНД-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНД-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Керосин ⁶⁾⁹⁾	IR-ПНК-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНК-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Уайт-спирит ⁶⁾¹⁰⁾	IR-ПНУ-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНУ-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Пары нефти ⁶⁾¹¹⁾	IR-ПНН-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНН-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Пары авиационного топлива ⁶⁾¹²⁾	IR-ПНА-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНА-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Пары топлива для реактивных двигателей ⁶⁾¹³⁾	IR-ПНР-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
	IR-ПНР-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	$\pm(0,15 \cdot X)$ мг/м ³
Скипидар	IR-ПНС-50	от 0 до 50 % НКПР		± 5 % НКПР
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент метан)	IR-C _x H _y CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)
	IR-C _x H _y CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		$\pm 0,22$ % (± 5 % НКПР)
	IR-C _x H _y CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	± 50 мг/м ³

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-C _x H _y CH ₄ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-CH ₄ -3000Д ⁵⁾	от 0 до 3000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 3000 до 29277 мг/м ³ (от 10,2 до 100 % НКПР)		±1463 мг/м ³ (±5 % НКПР)
	IR-CH ₄ -7000Д ⁵⁾	от 0 до 7000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 7000 до 29277 мг/м ³ (от 23,9 до 100 % НКПР)		±1463 мг/м ³ (±5 % НКПР)
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	IR-C _x H _y C ₃ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085% (±5 % НКПР)
	IR-C _x H _y C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	IR-C _x H _y C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X – 15,6) мг/м ³
	IR-C _x H _y C ₃ H ₈ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
	IR-C _x H _y C ₃ H ₈ -3000Д ⁵⁾	от 0 до 3000 мг/м ³		± (0,25 · X) мг/м ³
		от 3000 до 31393 мг/м ³ (от 9,5 до 100 % НКПР)		±1569 мг/м ³ (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
	IR- C _x H _y C ₃ H ₈ - 7000Д ⁵⁾	от 0 до 7000 мг/м ³	± (0,25 · X) мг/м ³
		от 7000 до 31393 мг/м ³ (от 22,3 до 100 % НКПР)	±1569 мг/м ³ (±5 % НКПР)
Нонан C ₉ H ₂₀	IR-C ₉ H ₂₀ -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,035 % (±5 % НКПР)
Уксусная кислота CH ₃ COOH	IR-C ₂ H ₄ O ₂ - 50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)
1-Бутанол C ₄ H ₉ OH	IR-C ₄ H ₉ O-50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
2-метил- 1-пропанол (изобутанол) C ₄ H ₁₀ O	IR-C ₄ H ₁₀ O- 50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1,1,1,2- тетрафторэтан C ₂ H ₂ F ₄ (R134a)	IR-R134a- 1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4240 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
	IR-R134a- 2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8480 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
Пентафторэтан C ₂ HF ₅ (R125)	IR-R125- 1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 4990 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
	IR-R125- 2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 9980 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
Гексафторид серы (SF ₆)	IR-SF6-1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 6070 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
	IR-SF6-1500	от 0 до 1500 млн ⁻¹ (от 0 до 9106 мг/м ³)	
Хлордифторме- тан CHClF ₂ (R22)	IR-R22-1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3600 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
	IR-R22-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 7200 мг/м ³)	
1,2,2- трихлортри- фторэтан C ₂ Cl ₃ F ₃ (R113a)	IR-R113a- 1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 7790 мг/м ³)	± (0,2 · X) млн ⁻¹ /(мг/м ³)
	IR-R113a- 2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 15580 мг/м ³)	

Продолжение таблицы 1

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентрации ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Дихлордифторметан CCl_2F_2 (R12)	IR-R12-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 503 мг/м ³)	$\pm (0,2 \cdot X)$ млн ⁻¹ /(мг/м ³)
1,1,1,2,3,3,3-гептафторпропан C_3HF_7 (R227ea)	IR-R227ea-5000	от 0 до 5000 млн ⁻¹ (от 0 до 35350 мг/м ³)	$\pm (0,2 \cdot X)$ млн ⁻¹ /(мг/м ³)
Трифторметан CHF_3 (R23)	IR-R23-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (5834 мг/м ³)	$\pm (0,2 \cdot X)$ млн ⁻¹ /(мг/м ³)
Дифторметан CH_2F_2 (R32)	IR-R32-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (4335 мг/м ³)	$\pm (0,2 \cdot X)$ млн ⁻¹ /(мг/м ³)

¹⁾ – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов, указанных в руководстве по эксплуатации при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

Поверочный компонент для горючих газов - метан или пропан, в зависимости от модификации сенсора. Коэффициент пересчета указывается в паспорте на прибор.

²⁾ – Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (% , млн⁻¹) и % нижнего концентрированного предела распространения пламени (% , НКПР).

³⁾ – Диапазон показаний соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР;

Окончание таблицы 1

⁴⁾ – Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. ⁵⁾ – Газоанализаторы при подключенном моторизированном насосе могут использоваться в качестве течеискателя. Единицы измерения меняются автоматически в мг/м³ до 3000 (7000) мг/м³, после превышения этих значений отображаемая концентрация в % НКПР. ⁶⁾ – Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор. ⁷⁾ – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002. ⁸⁾ – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005. ⁹⁾ – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86. ¹⁰⁾ – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005. ¹¹⁾ – Пары нефти ГОСТ Р 51858-2002. ¹²⁾ – Пары авиационного топлива по ГОСТ 10227-86. ¹³⁾ – Топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86. X – Содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, % (мг/м³).
--

Таблица 2 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с термокatalитиче-

ским сенсором (LEL)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Метан CH ₄	LEL-CH ₄ -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,13 % (±3 % НКПР)
	LEL-CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	LEL-CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6)
	LEL-CH ₄ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6)
Этилен C ₂ H ₄	LEL -C ₂ H ₄ -50T	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,069 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₂ H ₄ -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,12 % (±5 % НКПР)
Пропан C ₃ H ₈	LEL -C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,051 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	LEL- C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Пропан C ₃ H ₈	LEL- C ₃ H ₈ -7000	от 0 до 7000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св.500 до 7000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6)
н-бутан C ₄ H ₁₀	LEL -C ₄ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,042 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
1-бутен C ₄ H ₈	LEL -C ₄ H ₈ -50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,048 % (±3 % НКПР)
	LEL-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	LEL -i-C ₄ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,039 % (±3 % НКПР)
	LEL -i-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,065 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ^{3,4)}	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-пентан C ₅ H ₁₂	LEL -C ₅ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,033 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
Циклопентан C ₅ H ₁₀	LEL -C ₅ H ₁₀ -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₅ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
н-гексан C ₆ H ₁₄	LEL -C ₆ H ₁₄ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₆ H ₁₄ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Циклогексан C ₆ H ₁₂	LEL -C ₆ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этан C ₂ H ₆	LEL -C ₂ H ₆ -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,072 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₂ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Метанол CH ₃ OH	LEL -CH ₃ OH-50T	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±3 % НКПР)
Метанол CH ₃ OH	LEL -CH ₃ OH-50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)
Бензол C ₆ H ₆	LEL -C ₆ H ₆ -50T	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₆ H ₆ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	LEL -C ₃ H ₆ -50T	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Этанол C ₂ H ₅ OH	LEL -C ₂ H ₅ OH-48,3T	от 0 до 1,50 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	±0,093 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₂ H ₅ OH-48,3	от 0 до 1,50 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)
н-гептан C ₇ H ₁₆	LEL -C ₇ H ₁₆ -50T	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,025 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₇ H ₁₆ -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±5 % НКПР)
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	LEL -C ₂ H ₄ O-50T	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,078 % (±3 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
	LEL -C ₂ H ₄ O-50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	LEL -C ₃ H ₆ O-50T	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
Водород H ₂	LEL -H ₂ -50T	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±3 % НКПР)
	LEL -H ₂ -50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) i-C ₄ H ₈	LEL -i-C ₄ H ₈ -50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,048 % (±3 % НКПР)
	LEL -i-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метил-1,3-бутадиен (изопрен) C ₅ H ₈	LEL -C ₅ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₅ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Ацетилен C ₂ H ₂	LEL -C ₂ H ₂ -50T	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,069 % (±3 % НКПР)
Ацетилен C ₂ H ₂	LEL -C ₂ H ₂ -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	LEL -C ₃ H ₃ N-50T	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,084 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₃ H ₃ N-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	LEL -C ₇ H ₈ -50T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₇ H ₈ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этилбензол C ₈ H ₁₀	LEL- C ₈ H ₁₀ -37,5T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	±0,024 % (±3 % НКПР)
н-октан C ₈ H ₁₈	LEL -C ₈ H ₁₈ -50T	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,024 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)
2,2,4-триметилпентан (изооктан) i-C ₈ H ₁₈	LEL-i-C ₈ H ₁₈ -50T	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,021 % (±3 % НКПР)
	LEL-i-C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,035 % (±5 % НКПР)
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	LEL -C ₄ H ₈ O ₂ -50T	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±3 % НКПР)
	LEL -C ₄ H ₈ O ₂ -50	от 0 до 1,0 %	±0,1 %

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ^{3,4)}	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
		(от 0 до 50 % НКПР)	(±5 % НКПР)
Метилацетат $C_3H_6O_2$	LEL - $C_3H_6O_2$ -50T	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,093 % (±3 % НКПР)
	LEL - $C_3H_6O_2$ -50	от 0 до 1,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)
Бутилацетат $C_6H_{12}O_2$	LEL- $C_6H_{12}O_2$ -25T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C_4H_6	LEL - C_4H_6 -50T	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±3 % НКПР)
	LEL - C_4H_6 -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1,2-дихлорэтан $C_2H_4Cl_2$	LEL - $C_2H_4Cl_2$ -50T	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,19 % (±3 % НКПР)
	LEL - $C_2H_4Cl_2$ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,31 % (±5 % НКПР)
Диметилсульфид C_2H_6S	LEL - C_2H_6S -50T	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,066 % (±3 % НКПР)
Диметилсульфид C_2H_6S	LEL - C_2H_6S -50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)
1-гексен C_6H_{12}	LEL - C_6H_{12} -50T	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)
	LEL - C_6H_{12} -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
2-бутанол (втор-бутанол) sec- C_4H_9OH	LEL-sec- C_4H_9OH -31,2T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
Винилхлорид C_2H_3Cl	LEL - C_2H_3Cl -50T	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±3 % НКПР)
	LEL - C_2H_3Cl -50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)
Циклопропан C_3H_6	LEL - C_3H_6 -50T	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,072 % (±3 % НКПР)
	LEL - C_3H_6 -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Диметиловый эфир C_2H_6O	LEL - C_2H_6O -50T	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,081 % (±3 % НКПР)
	LEL - C_2H_6O -50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Диэтиловый эфир $C_4H_{10}O$	LEL - $C_4H_{10}O$ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
	LEL - $C_4H_{10}O$ -50	от 0 до 0,85 %	±0,085 %

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ^{3,4)}	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
		(от 0 до 50 % НКПР)	(±5 % НКПР)
Оксид пропилена C ₃ H ₆ O	LEL-C ₃ H ₆ O-50T	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,057 % (±3 % НКПР)
	LEL-C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,095 % (±5 % НКПР)
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	LEL-C ₆ H ₅ Cl-38,4T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	±0,039 % (±3 % НКПР)
2-бутанон (метил-этилкетон) C ₄ H ₈ O	LEL-C ₄ H ₈ O-50T	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,045 % (±3 % НКПР)
	LEL-C ₄ H ₈ O-50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % (±5 % НКПР)
2-метил- 2-пропанол (трет-бутанол) tert-C ₄ H ₉ OH	LEL-tert-C ₄ H ₉ OH-50T	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,054 % (±3 % НКПР)
	LEL-tert-C ₄ H ₉ OH-50	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,09 % (±5 % НКПР)
2-метокси- 2-метилпропан (метил-третбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	LEL-tert-C ₅ H ₁₂ O-50T	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,048 % (±3 % НКПР)
	LEL-tert-C ₅ H ₁₂ O-50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	LEL-p-C ₈ H ₁₀ -22,2T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)	±0,027 % (±3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o-C ₈ H ₁₀	LEL-o-C ₈ H ₁₀ -20T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
2-пропанол (изо-пропанол) i-C ₃ H ₇ OH	LEL-i-C ₃ H ₇ OH-50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Аммиак NH ₃	LEL-NH ₃ -50T	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,45 % (±3 % НКПР)
	LEL-NH ₃ -50	от 0 до 7,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,75 % (±5 % НКПР)
Октен C ₈ H ₁₆	LEL-C ₈ H ₁₆ -33,3T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	±0,027 % (±3 % НКПР)
2-метилбутан (изопентан) i-C ₅ H ₁₂	LEL-i-C ₅ H ₁₂ -50T	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,039 % (±3 % НКПР)
	LEL-i-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
Метантиол (метил-меркаптан) CH ₃ SH	LEL-CH ₃ SH-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,21 % (±5 % НКПР)
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	LEL-C ₂ H ₅ SH-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	LEL-C ₂ H ₃ N-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,15 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Диметилдисульфид C ₂ H ₆ S ₂	LEL-C ₂ H ₆ S ₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,055 % (±5 % НКПР)
Бензин ⁵⁾⁶⁾	LEL-ПНБ-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL-ПНБ-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 100 мг/м ³ включ.	±25 мг/м ³
			св. 100 до 3500 мг/м ³	±(0,25·X) мг/м ³
Дизельное топливо ⁵⁾⁷⁾	LEL -ПНД-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНД-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Керосин ⁵⁾⁸⁾	LEL -ПНК-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНК-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Уайт-спирит ⁵⁾⁹⁾	LEL -ПНУ-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНУ-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Пары нефти ⁵⁾¹⁰⁾	LEL -ПНН-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНН-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Пары авиационного топлива ⁵⁾¹¹⁾	LEL -ПНА-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНА-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Пары топлива для реактивных двигателей ⁵⁾¹²⁾	LEL -ПНР-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
	LEL -ПНР-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
			св. 300 до 3500 мг/м ³	±(0,15·X) мг/м ³
Уксусная кислота CH ₃ COOH	IR-C ₂ H ₄ O ₂ -50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,2 % (±5 % НКПР)
1-Бутанол C ₄ H ₉ OH	IR-C ₄ H ₉ O-50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
2-метил-1-пропанол (изобутанол) C ₄ H ₁₀ O	IR-C ₄ H ₁₀ O-50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,07 % (±5 % НКПР)
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент метан)	LEL- C _x H _y CH ₄ -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,13 % (±3 % НКПР)
	LEL- C _x H _y CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	LEL- C _x H _y CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	LEL- C _x H _y C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,051 % (±3 % НКПР)
	LEL- C _x H _y C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	LEL- C _x H _y C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³

¹⁾ – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

Газоанализаторы могут применяться для измерения других концентрации определяемых компонентов, указанных в руководстве по эксплуатации при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

Поверочный компонент метан. Коэффициент пересчета указывается в паспорте на прибор.

²⁾ – Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (%) и % нижнего концентрированного предела распространения пламени (% НКПР).

Продолжение таблицы 2

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений концентраций ²⁾ определяемого компонента ³⁾⁴⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
³⁾ – Диапазон показаний соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР. ⁴⁾ – Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020. ⁵⁾ – Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор. ⁶⁾ – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002. ⁷⁾ – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005. ⁸⁾ – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86. ⁹⁾ – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005. ¹⁰⁾ – Нефть ГОСТ Р 51858-2002. ¹¹⁾ – Пары авиационного топлива по ГОСТ 10227-86. ¹²⁾ – Топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86. X – Содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, % (мг/м ³).			

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с электрохимическим сенсором (ЕС)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Сероводород H ₂ S	ЕС-H ₂ S-7,1Т	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10,0 мг/м ³)		±5	-
	ЕС-H ₂ S-7,1	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10,0 мг/м ³)		±10	-
	ЕС-H ₂ S-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28,4 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,2 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 10 до 20 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 28,4 мг/м ³)	-	±10
	ЕС-H ₂ S-50	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 7,1 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 7,1 до 71 мг/м ³)	-	±10
Сероводород H ₂ S	ЕС-H ₂ S-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,2 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 142 мг/м ³)	-	±10
	ЕС-H ₂ S-200	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 284 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 28,4 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 20 до 200 млн ⁻¹ (св. 28,4 до 284 мг/м ³)	-	±15
	ЕС-H ₂ S-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 2840 мг/м ³)	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 284 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 200 до 2000 млн ⁻¹ (св. 284 до 2840 мг/м ³)	-	±15
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	ЕС-C ₂ H ₄ O-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 36,6 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 9,15 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,15 до 36,6 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Хлористый водород HCl	EC-HCl-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 15,2 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 4,56 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 3 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,56 до 15,2 мг/м ³)	-	±15
	EC-HCl-30	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 45,6 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 4,56 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 3 до 30 млн ⁻¹ (св. 4,56 до 45,6 мг/м ³)	-	±20
Фтористый водород HF	EC-HF-5	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 4,5 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,08 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,1 до 5 млн ⁻¹ (св. 0,08 до 4,15 мг/м ³)	-	±20
	EC-HF-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 8,3 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,8 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,8 до 8,3 мг/м ³)	-	±20
Озон O ₃	EC-O3-0,25	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ (от 0 до 0,5 мг/м ³)	от 0 до 0,05 млн ⁻¹ (от 0 до 0,1 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,05 до 0,25 млн ⁻¹ (св. 0,1 до 0,5 мг/м ³)	-	±20
Моносилан (силан) SiH ₄	EC-SiH4-50	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 67 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 13,4 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 13,4 до 67 мг/м ³)	-	±20
Оксид азота NO	EC-NO-50	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 62,5 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 6,25 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 6,25 до 62,5 мг/м ³)	-	±20
	EC-NO-250	от 0 до 250 млн ⁻¹ (от 0 до 312,5 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 62,5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 50 до 250 млн ⁻¹ (св. 62,5 до 312,5 мг/м ³)	-	±20
Диоксид азота NO ₂	EC-NO2-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,91 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 20 млн ⁻¹ (св. 1,91 до 38,2 мг/м ³)	-	±20
Оксиды азота NO _x	EC-NO _x -20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 38,2 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 1,91 мг/м ³) включ.	±20	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾ (поверочный компонент NO ₂)	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
	EC-NO _x -2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3820 мг/м ³)	св. 1 до 20 млн ⁻¹ (св. 1,91 до 38,2 мг/м ³)	-	±20
			от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 191 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 191 до 3820 мг/м ³)	-	±20
Аммиак NH ₃	EC-NH ₃ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 7,1 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 7,1 до 71 мг/м ³)	-	±20
	EC-NH ₃ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 355 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 21,3 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 30 до 500 млн ⁻¹ (св. 21,3 до 355 мг/м ³)	-	±20
	EC-NH ₃ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 710 мг/м ³)	-	±20
Цианистый водород HCN	EC-HCN-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 11,2 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ (от 0 до 0,56 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 0,5 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,56 до 11,2 мг/м ³)	-	±15
	EC-HCN-15	от 0 до 15 млн ⁻¹ (от 0 до 16,8 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,12 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 1 до 15 млн ⁻¹ (св. 1,12 до 16,8 мг/м ³)	-	±15
	EC-HCN-30	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 33,6 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 5,6 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 5 до 30 млн ⁻¹ (св. 5,6 до 33,6 мг/м ³)	-	±15
	EC-HCN-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 112 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 11,2 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 11,2 до 112 мг/м ³)	-	±15
Оксид углерода CO	EC-CO-200	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 232 мг/м ³)	от 0 до 15 млн ⁻¹ (от 0 до 17,4 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 15 до 200 млн ⁻¹ (св. 17,4 до 232 мг/м ³)	-	±10
Оксид углерода CO	EC-CO-500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 580 мг/м ³)	от 0 до 15 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 17,4 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 15 до 500 млн ⁻¹ (св. 17,4 до 580 мг/м ³)	-	±10
	EC-CO-5000	от 0 до 5000 млн ⁻¹	от 0 до 1000 млн ⁻¹	±20	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Диоксид серы SO ₂		(от 0 до 5800 мг/м ³)	(от 0 до 1160 мг/м ³) включ.		
			св. 1000 до 5000 млн ⁻¹ (св. 1160 до 5800 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO2-5	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 2,66 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 5 млн ⁻¹ (св. 2,66 до 13,3 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO2-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 13,3 до 53,2 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO2-50	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 26,6 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 10 до 50 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 133 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO2-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (св. 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 26,6 мг/м ³) включ.	±20	-
			от 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO2-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 5320 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 266 до 5320 мг/м ³)	-	±20
Оксиды серы SO _x (поверочный компонент SO ₂)	EC-SO _x -20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 13,3 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 13,3 до 53,2 мг/м ³)	-	±20
	EC-SO _x -2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 5320 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 266 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 266 до 5320 мг/м ³)	-	±20
Хлор Cl ₂	EC-Cl ₂ -5	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 14,75 мг/м ³)	от 0 до 0,3 млн ⁻¹ (от 0 до 0,88 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,3 до 5 млн ⁻¹ (св. 0,88 до 14,75 мг/м ³)	-	±20
	EC-Cl ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 29,5 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 8,85 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 3 до 10 млн ⁻¹	-	±20

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %		
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной	
			(св. 8,85 до 29,5 мг/м ³)		
	ЕС-Cl2-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 59 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 14,7 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 20 млн ⁻¹ (св. 14,7 до 59 мг/м ³)	-	±20
Диоксид хлора ClO ₂	ЕС-ClO ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 27,9 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 2,79 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 2,79 до 27,9 мг/м ³)	-	±20
Кислород O ₂	ЕС-O2-30	от 0 до 30 %	от 0 до 10 % включ.	±5	-
			св. 10 до 30 %	-	±5
	ЕС-O2-30Т	от 0 до 30 %	±1,5	-	
	ЕС-O2-100	от 0 до 100 %	±1	-	
Водород H ₂	ЕС-H2-1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 83,1 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 8,3 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 8,3 до 83,1 мг/м ³)	-	±10
Водород H ₂	ЕС-H2-10000	от 0 до 10000 млн ⁻¹ (от 0 до 831 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 83,1 мг/м ³) включ.	±10	-
			св. 1000 до 10000 млн ⁻¹ (св. 80 до 831 мг/м ³)	-	±10
	ЕС-H2-40000	от 0 до 40000 млн ⁻¹ (от 0 до 3325 мг/м ³)	от 0 до 1000 млн ⁻¹ включ. (от 0 до 83,1 мг/м ³ включ.)	±10	-
			св. 1000 до 40000 млн ⁻¹ (св. 83,1 до 3325 мг/м ³)	-	±10
	ЕС-H2-100	от 0 до 4,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±5	-	
ЕС-H2-50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±5	-		
Формальдегид CH ₂ O	ЕС-CH2O-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 12,5 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 0,5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,5 до 12,5 мг/м ³)	-	±20
Несимметричный диметил-гидразин C ₂ H ₈ N ₂	ЕС-C ₂ H ₈ N ₂ -0,5	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ (от 0 до 1,24 мг/м ³)	от 0 до 0,12 млн ⁻¹ (от 0 до 0,3 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,12 до 0,5 млн ⁻¹ (св. 0,3 до 1,24 мг/м ³)	-	±20
Метанол CH ₃ OH	ЕС-CH ₃ OH-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 26,6 мг/м ³)	от 0 до 3,5 млн ⁻¹ (от 0 до 4,7 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 3,5 до 20 млн ⁻¹ (св. 4,7 до 26,6 мг/м ³)	-	±20
	ЕС-CH ₃ OH-50	от 0 до 50 млн ⁻¹	от 0 до 5 млн ⁻¹	±20	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
		(от 0 до 66,5 мг/м ³)	(от 0 до 6,65 мг/м ³) включ.		
			св. 5 до 50 млн ⁻¹ (св. 6,65 до 66,5 мг/м ³)	-	±20
	ЕС-CH ₃ ОН-200	от 0 до 200 млн ⁻¹ (от 0 до 266 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 26,6 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 20 до 200 млн ⁻¹ (св. 26,6 до 266 мг/м ³)	-	±20
Метанол CH ₃ ОН	ЕС-CH ₃ ОН-1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 1330 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 133 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 133 до 1330 мг/м ³)	-	±20
Этантиол (этил-меркаптан) C ₂ H ₅ SH	ЕС-C ₂ H ₅ SH-4	от 0 до 4 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 1 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,4 до 4 млн ⁻¹ (св. 1 до 10 мг/м ³)	-	±20
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	ЕС-CH ₃ SH-4	от 0 до 4 млн ⁻¹ (от 0 до 8 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 0,8 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,4 до 4 млн ⁻¹ (св. 0,8 до 8 мг/м ³)	-	±20
Карбонилхлорид (фосген) COCl ₂	ЕС-COCl ₂ -1	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 4,11 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,41 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св. 0,41 до 4,11 мг/м ³)	-	±20
Фтор F ₂	ЕС-F ₂ -1	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,58 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,16 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св. 0,16 до 1,58 мг/м ³)	-	±20
Фосфин PH ₃	ЕС-PH ₃ -1	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,41 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,14 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св. 0,14 до 1,41 мг/м ³)	-	±20
	ЕС-PH ₃ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,1 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,41 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,41 до 14,1 мг/м ³)	-	±20
Арсин AsH ₃	ЕС-AsH ₃ -1	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 3,24 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,32 мг/м ³) включ.	±20	-

Продолжение таблицы 3

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
		мг/м ³)	св. 0,1 до 1 млн ⁻¹ (св.0,32 до 3,24 мг/м ³)	-	±20
Уксусная кислота C ₂ H ₄ O ₂	ЕС-C ₂ H ₄ O ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 5 до 25 мг/м ³)	-	±20
	ЕС-C ₂ H ₄ O ₂ -30	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 75 мг/м ³)	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 12,5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 5 до 30 млн ⁻¹ (св.12,5 до 75 мг/м ³)	-	±20
Гидразин N ₂ H ₄	ЕС-N ₂ H ₄ -2	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 2,66 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ (от 0 до 0,26 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,2 до 2 млн ⁻¹ (св. 0,26 до 2,66 мг/м ³)	-	±20
Серная кислота H ₂ SO ₄ (поверочный компонент ⁶⁾ SO ₂)	ЕС- H ₂ SO ₄ -20	от 0,12 до 5 млн ⁻¹ от 0,5 до 20 мг/м ³		-	±20
Азотная кислота HNO ₃ (поверочный компонент ⁶⁾ NO ₂)	ЕС- HNO ₃ -40	от 0,4 до 15,3 млн ⁻¹ от 1 до 40 мг/м ³		-	±20

Окончание таблицы 3

1) – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов. Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов, указанных в руководстве по эксплуатации при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009: 2) - Диапазон показаний соответствует диапазону измерений. 3) - Пересчет значений объемной доли X, млн^{-1}, в массовую концентрацию C, мг/м^3, проводят по формуле: $C=X \cdot M/V_m$, где C – массовая концентрация компонента, мг/м^3; M – молярная масса компонента, г/моль; V_m – молярный объем газа-разбавителя - воздуха, равный 24,06, при условиях (20 °С и 101,3 кПа по ГОСТ 12.1.005-88), $\text{дм}^3/\text{моль}$. 4) - Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м^3), в объемных долях (млн^{-1}). 5) - ВПИ – верхний предел диапазона/поддиапазона измерений. 6) - Коэффициент пересчета указывается в паспорте на прибор.

Таблица 4 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с фотоионизационным сенсором (PID)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Винилхлорид $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$	PID- $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$ -10	от 0 до 10 млн^{-1} (от 0 до 26 мг/м^3)	от 0 до 1,9 млн^{-1} (от 0 до 5 мг/м^3) включ.	± 20	-
			св. 1,9 до 10 млн^{-1} (св. 5 до 26 мг/м^3)	-	± 20
	PID- $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$ -100	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 260 мг/м^3)	от 0 до 10 млн^{-1} (от 0 до 26 мг/м^3) включ.	± 20	-
			св. 10 до 100 млн^{-1} (св. 26 до 260 мг/м^3)	-	± 20
	PID- $\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$ -500	от 0 до 500 млн^{-1} (от 0 до 1300 мг/м^3)	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 260 мг/м^3) включ.	± 20	-
			св. 100 до 500 млн^{-1} (св. 260 до 1300 мг/м^3)	-	± 20
Бензол C_6H_6	PID- C_6H_6 -10	от 0 до 10 млн^{-1} (от 0 до 32,5 мг/м^3)	от 0 до 4,6 млн^{-1} (от 0 до 15 мг/м^3) включ.	± 20	-
			св. 4,6 до 10 млн^{-1} (св. 15 до 32,5 мг/м^3)	-	± 20
	PID- C_6H_6 -100	от 0 до 100 млн^{-1} (от 0 до 325 мг/м^3)	от 0 до 10 млн^{-1} (от 0 до 32,5 мг/м^3) включ.	± 20	-
			св. 10 до 100 млн^{-1} (св. 32,5 до 325 мг/м^3)	-	± 20

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Бензол C ₆ H ₆	PID-C ₆ H ₆ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1625 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 325 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 500 (св. 325 до 1625 мг/м ³)	-	±20
Этилбензол C ₈ H ₁₀	PID-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 441 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 44,1 мг/м ³) включ.	± 15	-
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,1 до 441 мг/м ³)	-	± 15
	PID-C ₈ H ₁₀ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2205 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 441 мг/м ³) включ.	± 15	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 441 до 2205 мг/м ³)	-	± 15
Фенилэтилен (стирол) (винилбензол) C ₈ H ₈	PID-C ₈ H ₈ -40	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 173,2 мг/м ³)	от 0 до 6,9 млн ⁻¹ (от 0 до 29,9 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 6,9 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,9 до 173,2 мг/м ³)	-	±20
	PID-C ₈ H ₈ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2165 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 433 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 433 до 2165 мг/м ³)	-	±20
н-пропилацетат C ₅ H ₁₀ O ₂	PID-C ₅ H ₁₀ O ₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 425 мг/м ³)	от 0 до 30 млн ⁻¹ (от 0 до 127,5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 30 до 100 млн ⁻¹ (св. 127,5 до 425 мг/м ³)	-	±20
Эпихлоргидрин C ₃ H ₅ ClO	PID-C ₃ H ₅ ClO-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 38,5 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,7 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,7 до 38,5 мг/м ³)	-	±20
Хлористый бензил C ₇ H ₇ Cl	PID-C ₇ H ₇ Cl-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 52,67 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 10,5 мг/м ³) включ.	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 10,5 до 52,67 мг/м ³)	- ±20
Фурфуриловый спирт C ₅ H ₆ O ₂	PID-C ₅ H ₆ O ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 40,8 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 8,6 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 8,6 до 40,8 мг/м ³)	- ±20
Этанол C ₂ H ₅ OH	PID-C ₂ H ₅ OH-2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 3840 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 960 мг/м ³) включ.	± 15 -
			св. 500 до 2000 млн ⁻¹ (св. 960 до 3840 мг/м ³)	- ± 15
Моноэтаноламин (2-аминоэтанол) C ₂ H ₇ NO	PID-C ₂ H ₇ NO-3	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 7,6 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ (от 0 до 0,5 мг/м ³) включ.	± 20 -
			св. 0,2 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,5 до 7,6 мг/м ³)	- ± 20
Моноэтаноламин (2-аминоэтанол) C ₂ H ₇ NO	PID-C ₂ H ₇ NO-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,4 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 5,1 мг/м ³) включ.	± 20 -
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 5,1 до 25,4 мг/м ³)	- ± 20
Формальдегид CH ₂ O	PID-CH ₂ O-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 12,5 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 0,5 мг/м ³) включ.	± 20 -
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,5 до 12,5 мг/м ³)	- ± 20
2-пропанол (изопропанол) i-C ₃ H ₇ OH	PID-i-C ₃ H ₇ OH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 4 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³) включ.	± 20 -
			св. 4 до 10 млн ⁻¹ (св. 10 до 25 мг/м ³)	- ± 20
	PID-i-C ₃ H ₇ OH-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 250 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 50 мг/м ³) включ.	± 20 -

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 50 до 250 мг/м ³)	- ± 20
Уксусная кислота C ₂ H ₄ O ₂	PID-C ₂ H ₄ O ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 5 мг/м ³) включ.	± 20 -
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 5 до 25 мг/м ³)	- ± 20
	PID-C ₂ H ₄ O ₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 250 мг/м ³)	±20	-
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	PID-i-C ₄ H ₈ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 23,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 4,6 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,6 до 23,3 мг/м ³)	- ±20
	PID-i-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 233 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 23,3 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 23,3 до 233 мг/м ³)	- ±20
	PID-i-C ₄ H ₈ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2330 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 233 мг/м ³) включ.	±15 -
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 233 до 2330 мг/м ³)	- ±15
2-метилпропен (изобутилен) (ЛОС по изобутилену) i-C ₄ H ₈	PID-i-C ₄ H ₈ -6000	от 0 до 6000 млн ⁻¹ (от 0 до 13980 мг/м ³)	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1165 мг/м ³) включ.	±15 -
			св. 500 до 6000 млн ⁻¹ (св. 1165 до 13980 мг/м ³)	- ±15
1-бутанол C ₄ H ₉ OH	PID-C ₄ H ₉ OH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 30,8 мг/м ³)	от 0 до 3,2 млн ⁻¹ (от 0 до 9,9 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 3,2 до 10 млн ⁻¹ (св. 9,9 до 30,8 мг/м ³)	- ±20
	PID-C ₄ H ₉ OH-40	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 123,3 мг/м ³)	от 0 до 9,7 млн ⁻¹ (от 0 до 29,9 мг/м ³) включ.	±20 -

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
			св. 9,7 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,9 до 123,3 мг/м ³)	- ±20
Диэтиламин C ₄ H ₁₁ N	PID-C ₄ H ₁₁ N-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 30,4 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 9,1 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 3 до 10 млн ⁻¹ (св. 9,1 до 30,4 мг/м ³)	- ±20
	PID-C ₄ H ₁₁ N-40	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 121,6 мг/м ³)	от 0 до 9,8 млн ⁻¹ (от 0 до 29,8 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 9,8 до 40 млн ⁻¹ (св. 29,8 до 121,6 мг/м ³)	- ±20
Диметиламин C ₂ H ₇ N	PID- C ₂ H ₇ N -5	от 0 до 5 млн ⁻¹ (от 0 до 2,67 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 1,06 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 2 до 5 млн ⁻¹ (св. 1,06 до 2,67 мг/м ³)	- ±20
	PID- C ₂ H ₇ N -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 5,34 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 1,06 мг/м ³) включ.	±20 -
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,06 до 5,34 мг/м ³)	- ±20
Метанол CH ₃ OH	PID-CH ₃ OH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 3,75 млн ⁻¹ (от 0 до 4,98 мг/м ³) включ.	±15 -
			св. 3,75 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,98 до 13,3 мг/м ³)	- ±15
Метанол CH ₃ OH	PID-CH ₃ OH-40	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 53,2 мг/м ³)	от 0 до 11,2 млн ⁻¹ (от 0 до 14,9 мг/м ³) включ.	±15 -
			св. 11,2 до 40 млн ⁻¹ (св. 14,9 до 53,2 мг/м ³)	- ±15
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	PID-C ₇ H ₈ -40	от 0 до 40 млн ⁻¹ (от 0 до 153,3 мг/м ³)	от 0 до 13 млн ⁻¹ (от 0 до 49,8 мг/м ³) включ.	±15 -

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %	
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
	PID-C ₇ H ₈ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 383 мг/м ³)	св. 13 до 40 млн ⁻¹ (св. 49,8 до 153,3 мг/м ³)	-
			от 0 до 13 млн ⁻¹ (от 0 до 49,8 мг/м ³) включ.	±15
			св. 13 до 100 млн ⁻¹ (св. 49,8 до 383 мг/м ³)	-
Фенол C ₆ H ₅ OH	PID-C ₆ H ₅ OH-3	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 11,74 мг/м ³)	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ (от 0 до 0,98 мг/м ³) включ.	±20
			св. 0,25 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,98 до 11,74 мг/м ³)	-
	PID-C ₆ H ₅ OH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39,1 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,8 мг/м ³) включ.	±20
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,8 до 39,1 мг/м ³)	-
1,3-диметилбензол (м-ксилол) m-C ₈ H ₁₀	PID-m-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 44,2 мг/м ³) включ.	±15
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o-C ₈ H ₁₀	PID-o-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 44,2 мг/м ³) включ.	±15
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	PID-p-C ₈ H ₁₀ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 442 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 44,2 мг/м ³) включ.	±15
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 44,2 до 442 мг/м ³)	-
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	PID-C ₂ H ₄ O-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 18,3 мг/м ³)	от 0 до 1,65 млн ⁻¹ (от 0 до 3 мг/м ³) включ.	±20
			св. 1,65 до 10 млн ⁻¹ (св. 3 до 18,3 мг/м ³)	-
Фосфин PH ₃	PID-PH ₃ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 14,1 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 1,4 мг/м ³) включ.	±20

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
		мг/м ³)	св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,4 до 14,1 мг/м ³)	-	±20
Нафталин C ₁₀ H ₈	PID-C ₁₀ H ₈ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 53,3 мг/м ³)	от 0 до 3,7 млн ⁻¹ (от 0 до 19,7 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 3,7 до 10 млн ⁻¹ (св. 19,7 до 53,3 мг/м ³)	-	±20
Бром Br ₂	PID-Br ₂ -2	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 13,3 мг/м ³)	от 0 до 0,2 млн ⁻¹ (от 0 до 1,33 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,2 до 2 млн ⁻¹ (св. 1,33 до 13,3 мг/м ³)	-	±20
Аммиак NH ₃	PID-NH ₃ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 14,2 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 14,2 до 71 мг/м ³)	-	±15
	PID-NH ₃ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 710 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 71 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 71 до 710 мг/м ³)	-	±15
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	PID-C ₂ H ₅ SH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 25,8 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 1 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,4 до 10 (св. 1 до 25,8 мг/м ³)	-	±20
Метантиол (метилмеркаптан) CH ₃ SH	PID-CH ₃ SH-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 20 мг/м ³)	от 0 до 0,4 млн ⁻¹ (от 0 до 0,8 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,4 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,8 до 20 мг/м ³)	-	±20
	PID-CH ₃ SH-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 40 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 4 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 4 до 40 мг/м ³)	-	±20
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	PID-C ₄ H ₈ O ₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 366 мг/м ³)	от 0 до 13 млн ⁻¹ (от 0 до 47,6 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 13 до 100 млн ⁻¹ (св. 47,6 до 366 мг/м ³)	-	±20
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	PID-C ₆ H ₁₂ O ₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 483 мг/м ³)	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 48,3 мг/м ³)	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
		мг/м ³)	включ.		
			св. 10 до 100 млн ⁻¹ (св. 48,3 до 483 мг/м ³)	-	±20
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	PID-C ₃ H ₆ -300	от 0 до 300 млн ⁻¹ (от 0 до 561 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 93,5 мг/м ³) включ.	±15	-
			от 50 до 300 млн ⁻¹ (св. 93,5 до 561 мг/м ³)	-	±15
2,3-дитиабутан (диметилди- сульфид) C ₂ H ₆ S ₂	PID-C ₂ H ₆ S ₂ -2	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,8 мг/м ³)	от 0 до 0,35 млн ⁻¹ (от 0 до 1,37 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,35 до 2 млн ⁻¹ (св. 1,37 до 7,8 мг/м ³)	-	±20
2,3-дитиабутан (диметилди- сульфид) C ₂ H ₆ S ₂	PID-C ₂ H ₆ S ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 39,2 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,8 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 7,8 до 39,2 мг/м ³)	-	±20
2,5-фурандион (малеиновый ангидрид) C ₄ H ₂ O ₃	PID-C ₄ H ₂ O ₃ -3	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 12,2 мг/м ³)	от 0 до 0,25 млн ⁻¹ (от 0 до 1,02 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,25 до 3 млн ⁻¹ (св. 1,02 до 12,2 мг/м ³)	-	±20
	PID-C ₄ H ₂ O ₃ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 40,8 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 8,16 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 8,16 до 40,8 мг/м ³)	-	±20
Дисульфид уг- лерода (серо- углерод) CS ₂	PID-CS ₂ -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 31,7 мг/м ³)	от 0 до 1 млн ⁻¹ (от 0 до 3,17 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 1 до 10 млн ⁻¹ (св. 3,17 до 31,7 мг/м ³)	-	±20
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	PID-C ₂ H ₃ N-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 17,1 мг/м ³)	от 0 до 6 млн ⁻¹ (от 0 до 10,2 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 6 до 10 млн ⁻¹ (св. 10,2 до 17,1 мг/м ³)	-	±15
Циклогексан	PID-C ₆ H ₁₂ -100	от 0 до 100 млн ⁻¹	от 0 до 20 млн ⁻¹	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
C ₆ H ₁₂		(от 0 до 350 мг/м ³)	(от 0 до 70 мг/м ³) включ.		
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 70 до 350 мг/м ³)	-	±20
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	PID-C ₄ H ₆ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1125 мг/м ³)	от 0 до 50 млн ⁻¹ (от 0 до 112 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 50 до 500 млн ⁻¹ (св. 112 до 1125 мг/м ³)	-	±20
н-гексан C ₆ H ₁₄	PID-C ₆ H ₁₄ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 3584 мг/м ³)	от 0 до 84 млн ⁻¹ (от 0 до 301 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 84 до 1000 млн ⁻¹ (св. 301 до 3584 мг/м ³)	-	±20
Арсин AsH ₃	PID-AsH ₃ -3	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 9,7 мг/м ³)	от 0 до 0,1 млн ⁻¹ (от 0 до 0,32 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,1 до 3 млн ⁻¹ (св. 0,32 до 9,7 мг/м ³)	-	±20
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	PID- C ₂ H ₆ S -100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 258 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 51,6 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 20 до 100 млн ⁻¹ (св. 51,6 до 258 мг/м ³)	-	±20
Этилен C ₂ H ₄	PID- C ₂ H ₄ -300	от 0 до 300 млн ⁻¹ (от 0 до 351 мг/м ³)	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 23,4 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 20 до 300 млн ⁻¹ (св. 23,4 до 351 мг/м ³)	-	±20
	PID- C ₂ H ₄ -1800	от 0 до 1800 млн ⁻¹ (от 0 до 2106 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 117 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 100 до 1800 млн ⁻¹ (св. 117 до 2106 мг/м ³)	-	±20
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	PID-C ₃ H ₃ N-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 22,1 мг/м ³)	от 0 до 0,7 млн ⁻¹ (от 0 до 1,45 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,7 до 10 млн ⁻¹ (св. 1,45 до 22,1 мг/м ³)	-	±20

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Муравьиная кислота CH_2O_2	PID- CH_2O_2 -10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 19,1 мг/м ³)	от 0 до 0,5 млн ⁻¹ (от 0 до 0,96 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 0,5 до 10 млн ⁻¹ (св. 0,96 до 19,1 мг/м ³)	-	±20
н-гептан C_7H_{16}	PID- C_7H_{16} -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 2084 мг/м ³)	от 0 до 50 (от 0 до 208 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 50 до 500 (св. 208 до 2084 мг/м ³)	-	±15
	PID- C_7H_{16} -2000	от 0 до 2000 млн ⁻¹ (от 0 до 8334 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 416 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 100 до 2000 млн ⁻¹ (св. 416 до 8334 мг/м ³)	-	±15
2-пропанон (ацетон) $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$	PID- $\text{C}_3\text{H}_6\text{O}$ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2415 мг/м ³)	от 0 до 80 млн ⁻¹ (от 0 до 193 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 80 до 1000 млн ⁻¹ (св. 193 до 2415 мг/м ³)	-	±15
1,2-дихлорэтан $\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}_2$	PID- $\text{C}_2\text{H}_4\text{Cl}_2$ -20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 82,3 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 8,23 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 8,23 до 82,3 мг/м ³)	-	±20
Этилцелло-зольв (2-этоксиэтанол) $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_2$	PID- $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{O}_2$ -20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 75 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7,5 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 7,5 до 75 мг/м ³)	-	±20
Диметиловый эфир $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$	PID- $\text{C}_2\text{H}_6\text{O}$ -500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 958 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 192 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 100 до 500 млн ⁻¹ (св. 192 до 958 мг/м ³)	-	±15
2-метилпропан (изобутан) $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	PID- $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ -1000	от 0 до 1000 млн ⁻¹ (от 0 до 2417 мг/м ³)	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 241 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 100 до 1000 млн ⁻¹ (св. 241 до 2417 мг/м ³)	-	±15
2-метил-1-пропанол (изобутанол)	PID- $i\text{-C}_4\text{H}_9\text{OH}$ -20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 61,6 мг/м ³)	от 0 до 3 млн ⁻¹ (от 0 до 9,2 мг/м ³) включ.	±20	-

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента	Пределы допускаемой основной погрешности, %		
			приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной	
i-C ₄ H ₉ OH			св. 3 до 20 млн ⁻¹ (св. 9,2 до 61,6 мг/м ³)	-	±20
Циклогексанон C ₆ H ₁₀ O	PID-C ₆ H ₁₀ O-20	от 0 до 20 млн ⁻¹ (от 0 до 70 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 7 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 20 млн ⁻¹ (св. 7 до 70 мг/м ³)	-	±20
2-бутанон (метилэтилкетон) C ₄ H ₈ O	PID-C ₄ H ₈ O-500	от 0 до 500 млн ⁻¹ (от 0 до 1500 мг/м ³)	от 0 до 60 млн ⁻¹ (от 0 до 180 мг/м ³) включ.	±15	-
			св. 60 до 500 млн ⁻¹ (св. 180 до 1500 мг/м ³)	-	±15
Тетраэтилорто силикат (ТЕОС) C ₈ H ₂₀ O ₄ Si	PID-C ₈ H ₂₀ O ₄ Si-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 86,6 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 17,3 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 17,3 до 86,6 мг/м ³)	-	±20
Акролеин C ₃ H ₄ O	PID- C ₃ H ₄ O-10	от 0 до 10 млн ⁻¹ (от 0 до 24,9 мг/м ³)	от 0 до 2 млн ⁻¹ (от 0 до 4,98 мг/м ³) включ.	±20	-
			св. 2 до 10 млн ⁻¹ (св. 4,98 до 24,9 мг/м ³)	-	±20
Пары Бензина ⁶⁾⁷⁾	PID-ПНБ-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15
Пары дизельного топлива ⁶⁾⁸⁾	PID-ПНД-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15
Пары керосина ⁶⁾⁹⁾	PID-ПНК-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15
Пары Уайт-спирита ⁶⁾¹⁰⁾	PID-ПНУ-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15
Пары нефти ⁶⁾¹¹⁾	PID-ПНН-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15
Пары авиационного топлива ⁶⁾¹²⁾	PID-ПНА-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15

Продолжение таблицы 4

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений ²⁾³⁾ концентрации ⁴⁾ определяемого компонента		Пределы допускаемой основной погрешности, %	
				приведенной к ВПИ ⁵⁾	относительной
Пары топлива для реактивных двигателей ⁶⁾¹³⁾	PID-ПНР-3500	от 0 до 3500 мг/м ³	от 0 до 300 мг/м ³ включ.	±15	-
			св. 300 до 3500 мг/м ³	-	±15

1) – Газоанализаторы с определяемыми компонентами, не приведенными в таблице, но указанными в Руководстве по эксплуатации, могут применяться в качестве индикаторов для предварительной оценки содержания компонентов.

Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов, указанных в руководстве по эксплуатации при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009.

Поверочный компонент изобутилен. Коэффициент пересчета указывается в паспорте на прибор.

2) – Диапазон показаний соответствует диапазону измерений.

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

4) – Результаты измерений концентрации определяемого компонента могут быть представлены в единицах массовой концентрации (мг/м³), в объемных долях (млн⁻¹).

5) – ВПИ – верхний предел диапазона/поддиапазона измерений.

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

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

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

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

10) – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005.

11) – Пары нефти ГОСТ Р 51858-2002.

12) – Пары авиационного топлива по ГОСТ 10227-86.

13) – Топливо для реактивных двигателей по ГОСТ 10227-86.

Таблица 5 – Основные метрологические характеристики газоанализаторов с полупроводниковым сенсором (MEMS)

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%, млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Водород H ₂	MEMS-H ₂ -100	от 0 до 4,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)
	MEMS-H ₂ -50T	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±3 % НКПР)
	MEMS-H ₂ -50	от 0 до 2,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,2 % (±5 % НКПР)
	MEMS-H ₂ -20%	от 0 до 20 %	±0,5 %
Метан CH ₄	MEMS-CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)
	MEMS-CH ₄ -50T	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±3 % НКПР)
	MEMS-CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,22 % (±5 % НКПР)
	MEMS-CH ₄ -1000000	от 0,005 % до 100 % (от 50 млн ⁻¹ до 1000000 млн ⁻¹)	±(0,1·X) %
Этилен C ₂ H ₄	MEMS-C ₂ H ₄ -100	от 0 до 2,3 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₂ H ₄ -50	0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Пропан C ₃ H ₈	MEMS-C ₃ H ₈ -100	0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₃ H ₈ -50T	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
	MEMS-C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%, млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
н-бутан C ₄ H ₁₀	MEMS-C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
1-бутен C ₄ H ₈	MEMS-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метилпропан (изобутан) i-C ₄ H ₁₀	MEMS-i-C ₄ H ₁₀ -100	от 0 до 1,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
	MEMS-i-C ₄ H ₁₀ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
н-пентан C ₅ H ₁₂	MEMS-C ₅ H ₁₂ -100	от 0 до 1,1 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,055 % (±5 % НКПР)
Циклопентан C ₅ H ₁₀	MEMS-C ₅ H ₁₀ -100	от 0 до 1,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₅ H ₁₀ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)
н-гексан C ₆ H ₁₄	MEMS-C ₆ H ₁₄ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₆ H ₁₄ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Циклогексан C ₆ H ₁₂	MEMS-C ₆ H ₁₂ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этан C ₂ H ₆	MEMS-C ₂ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₂ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Метанол CH ₃ OH	MEMS-CH ₃ OH-50	от 0 до 3,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,3 % (±5 % НКПР)
Бензол C ₆ H ₆	MEMS-C ₆ H ₆ -100	от 0 до 1,2 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₆ H ₆ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
Пропилен (пропен) C ₃ H ₆	MEMS-C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%, млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Этанол C ₂ H ₅ OH	MEMS-C ₂ H ₅ OH-48,3	от 0 до 1,5 % (от 0 до 48,3 % НКПР)	±0,16 % (±5 % НКПР)
н-гептан C ₇ H ₁₆	MEMS-C ₇ H ₁₆ -100	от 0 до 0,85% (от 0 до 100 % НКПР)	± 0,078 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₇ H ₁₆ -50	от 0 до 0,425 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,042 % (±5 % НКПР)
Оксид этилена C ₂ H ₄ O	MEMS-C ₂ H ₄ O-100	от 0 до 2,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₂ H ₄ O-50	от 0 до 1,3 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
2-пропанон (ацетон) C ₃ H ₆ O	MEMS-C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 1,25 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,13 % (±5 % НКПР)
2-метилпропен (изобутилен) i-C ₄ H ₈	MEMS-i-C ₄ H ₈ -100	от 0 до 1,6 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
	MEMS-i-C ₄ H ₈ -50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
2-метил- 1,3- бутадиен (изопрен) C ₅ H ₈	MEMS-C ₅ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₅ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Ацетилен C ₂ H ₂	MEMS-C ₂ H ₂ -100	от 0 до 2,30 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₂ H ₂ -50	от 0 до 1,15 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Акрилонитрил C ₃ H ₃ N	MEMS-C ₃ H ₃ N-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Метилбензол (толуол) C ₇ H ₈	MEMS-C ₇ H ₈ -100	от 0 до 1,0 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₇ H ₈ -50	от 0 до 0,5 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,05 % (±5 % НКПР)
Этилбензол C ₈ H ₁₀	MEMS- C ₈ H ₁₀ -37,5T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 37,5 % НКПР)	±0,024 % (±3 % НКПР)
н-октан C ₈ H ₁₈	MEMS-C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,4 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,04 % (±5 % НКПР)
2,2,4- триметилпентан (изооктан) i-C ₈ H ₁₈	MEMS-i-C ₈ H ₁₈ -50	от 0 до 0,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,035 % (±5 % НКПР)
Этилацетат C ₄ H ₈ O ₂	MEMS-C ₄ H ₈ O ₂ -50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Бутилацетат C ₆ H ₁₂ O ₂	MEMS-C ₆ H ₁₂ O ₂ -25T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 25 % НКПР)	±0,036 % (±3 % НКПР)
1,3-бутадиен (дивинил) C ₄ H ₆	MEMS-C ₄ H ₆ -50	от 0 до 0,7 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,07 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%, млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
1,2-дихлорэтан C ₂ H ₄ Cl ₂	MEMS-C ₂ H ₄ Cl ₂ -50	от 0 до 3,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,31 % (±5 % НКПР)
Диметилсульфид C ₂ H ₆ S	MEMS-C ₂ H ₆ S-50	от 0 до 1,1 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,11 % (±5 % НКПР)
1-гексен C ₆ H ₁₂	MEMS-C ₆ H ₁₂ -50	от 0 до 0,6 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,06 % (±5 % НКПР)
2-бутанол (втор- бутанол) sec-C ₄ H ₉ OH	MEMS-sec-C ₄ H ₉ OH- 31,2T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 31,2 % НКПР)	±0,051 % (±3 % НКПР)
Винилхлорид C ₂ H ₃ Cl	MEMS-C ₂ H ₃ Cl-50	от 0 до 1,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,18 % (±5 % НКПР)
Циклопропан C ₃ H ₆	MEMS-C ₃ H ₆ -100	от 0 до 2,4 % (от 0 до 100 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
	MEMS-C ₃ H ₆ -50	от 0 до 1,2 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,12 % (±5 % НКПР)
Диметиловый эфир C ₂ H ₆ O	MEMS-C ₂ H ₆ O-50	от 0 до 1,35 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,14 % (±5 % НКПР)
Диэтиловый эфир C ₄ H ₁₀ O	MEMS-C ₄ H ₁₀ O-50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,085 % (±5 % НКПР)
Оксид пропилена C ₃ H ₆ O	MEMS-C ₃ H ₆ O-50	от 0 до 0,95 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,095 % (±5 % НКПР)
Хлорбензол C ₆ H ₅ Cl	MEMS-C ₆ H ₅ Cl-38,4T	от 0 до 0,5 % (от 0 до 38,4 % НКПР)	±0,039 % (±3 % НКПР)
2-бутанон (метил- этилкетон) C ₄ H ₈ O	MEMS-C ₄ H ₈ O-50	от 0 до 0,75 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,075 % (±5 % НКПР)
2-метил-2-пропанол (трет-бутанол) tert- C ₄ H ₉ OH	MEMS-tert-C ₄ H ₉ OH- 50	от 0 до 0,9 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,09 % (±5 % НКПР)
2-метокси-2- метилпропан (мети- лтретбутиловый эфир) tert-C ₅ H ₁₂ O	MEMS-tert-C ₅ H ₁₂ O-50	от 0 до 0,8 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,08 % (±5 % НКПР)
1,4-диметилбензол (п-ксилол) p-C ₈ H ₁₀	MEMS-p-C ₈ H ₁₀ -22,2T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 22,2 % НКПР)	±0,027 % (±3 % НКПР)
1,2-диметилбензол (о-ксилол) o-C ₈ H ₁₀	MEMS-o-C ₈ H ₁₀ -20T	от 0 до 0,2 % (от 0 до 20 % НКПР)	±0,03 % (±3 % НКПР)
2-пропанол (изопропа- нол) i-C ₃ H ₇ OH	MEMS-i-C ₃ H ₇ OH-50	от 0 до 1,0 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,1 % (±5 % НКПР)
Октен C ₈ H ₁₆	MEMS-C ₈ H ₁₆ -33,3T	от 0 до 0,3 % (от 0 до 33,3 % НКПР)	±0,027 % (±3 % НКПР)
2-метилбутан (изопен- тан) i-C ₅ H ₁₂	MEMS-i-C ₅ H ₁₂ -50	от 0 до 0,65 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,065 % (±5 % НКПР)
Метантиол (метилмер- каптан) CH ₃ SH	MEMS-CH ₃ SH-50	от 0 до 2,05 % (от 0 до 50 % НКПР)	±0,21 % (±5 % НКПР)

Продолжение таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%, млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾		Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Этантиол (этилмеркаптан) C ₂ H ₅ SH	MEMS-C ₂ H ₅ SH-50	от 0 до 1,4 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,14 % (±5 % НКПР)
Ацетонитрил C ₂ H ₃ N	MEMS-C ₂ H ₃ N-50	от 0 до 1,5 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,15 % (±5 % НКПР)
2,3-дитиабутан (диметилдисульфид) C ₂ H ₆ S ₂	MEMS-C ₂ H ₆ S ₂ -50	от 0 до 0,55 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,055 % (±5 % НКПР)
Бензин ⁴⁾⁵⁾	MEMS-ПНБ-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Дизельное топливо ⁴⁾⁶⁾	MEMS-ПНД-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Керосин ⁴⁾⁷⁾	MEMS-ПНК-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Уайт-спирит ⁴⁾⁸⁾	MEMS-ПНУ-50	от 0 до 50 % НКПР		±5 % НКПР
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент метан)	MEMS - C _x H _y CH ₄ -100	от 0 до 4,4 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	MEMS - C _x H _y CH ₄ -50	от 0 до 2,2 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,22 % (±5 % НКПР)
	MEMS - C _x H _y CH ₄ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	MEMS - C _x H _y C ₃ H ₈ -100	от 0 до 1,7 % (от 0 до 100 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
	MEMS - C _x H _y C ₃ H ₈ -50	от 0 до 0,85 % (от 0 до 50 % НКПР)		±0,085 % (±5 % НКПР)
Сумма углеводородов C _x H _y (поверочный компонент пропан)	MEMS - C _x H _y C ₃ H ₈ -3000	от 0 до 3000 мг/м ³	от 0 до 500 мг/м ³ включ.	±50 мг/м ³
			св. 500 до 3000 мг/м ³	± (0,152·X - 15,6) мг/м ³

Окончание таблицы 5

Определяемый компонент ¹⁾	Модификация сенсора	Диапазон измерений объемной доли (%), млн ⁻¹), (% НКПР), массовой концентрации (мг/м ³) определяемого компонента ²⁾³⁾	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности
Сероводород H ₂ S	MEMS-H ₂ S-7,1T	от 0 до 7,1 млн ⁻¹ (от 0 до 10 мг/м ³)	±0,5 млн ⁻¹
	MEMS-H ₂ S-100	от 0 до 100 млн ⁻¹ (от 0 до 142 мг/м ³)	±(0,1×X) млн ⁻¹
¹⁾ Газоанализаторы могут применяться для измерения концентрации других определяемых компонентов, указанных в руководстве по эксплуатации при наличии аттестованных методик (методов) измерений (МИ) в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Поверочный компонент для горючих газов - метан или пропан, в зависимости от модификации сенсора. Коэффициент пересчета указывается в паспорте на прибор. ²⁾ – Диапазон показаний для горючих газов соответствует диапазону от 0 до 100 % НКПР или диапазону измерений в зависимости от заказа; ³⁾ – Значения НКПР для горючих газов и паров в соответствии с ГОСТ 31610.20-1-2020; ⁴⁾ – Пары нефтепродуктов являются смесью углеводородов, поэтому калибруются по конкретной марке топлива, с указанием марки в паспорте на прибор. ⁵⁾ – Пары бензина по ГОСТ 1012-2013, ГОСТ Р 51866-2002; ⁶⁾ – Пары дизельного топлива по ГОСТ 305-2013, ГОСТ 32511-2013, ГОСТ 52368-2005; ⁷⁾ – Пары керосина по ТУ 38.401-58-8-90, ОСТ 38 01408-86. ⁸⁾ – Уайт-спирит по ГОСТ Р 52368-2005. X – Содержание определяемого компонента в поверочной газовой смеси, млн⁻¹ или мг/м³.			

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -60 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +65 °С (для SIGNAL-НТ от -60 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +165 °С) на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,2

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время установления показаний $T_{0,9}$, с, не более ¹⁾ - для инфракрасного сенсора (по метану) - для инфракрасного сенсора (по пропану) - для термокаталитического сенсора - для электрохимического сенсора - для фотоионизационного сенсора - для полупроводникового сенсора	5 15 10 15 15 20
Напряжение питания, В - модификаций SIGNAL-I, SIGNAL-RS - модификаций SIGNAL-mV, SIGNAL-HT	от 12 до 36 от 2 до 6 (стабилизация по то- ку (300±20) мА)
Габаритные размеры (высота × ширина × длина), мм, не более	80×95×130
Масса, кг, не более: - в алюминиевом корпусе - в стальном корпусе	1,0 3,0
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - температура окружающего воздуха для SIGNAL-HT, °С - относительная влажность, (без конденсации влаги), %, не бо- лее - атмосферное давление, кПа	от -60 до +65 от -60 до +165 98 от 80 до 120
Маркировка взрывозащиты: - модификаций SIGNAL-I, SIGNAL-RS, SIGNAL-mV - модификаций SIGNAL-HT	1 Ex db IIC T6 Gb X 1 Ex db IIC T3 Gb X
Защита от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015 - модификаций SIGNAL-I, SIGNAL-RS, SIGNAL-mV - модификаций SIGNAL-HT	IP66/IP68 IP66/IP68
Средний срок службы ²⁾ , лет, не менее	21
Средняя наработка до отказа, ч, не менее - для газоанализаторов с инфракрасным сенсором IR и полупровод- никовым сенсором MEMS - для газоанализаторов с термокаталитическим LEL, электрохими- ческим ЕС, фотоионизационным PID сенсором	100000 40000
¹⁾ – без учета установленных защитных фильтров, а также без учета периодичности измерений концентрации для фотоионизационного сенсора; ²⁾ – Без учета срока службы чувствительного элемента (сенсора).	

Знак утверждения типа

наносится на шильд прибора методом лазерной гравировки или ударно-точечным методом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Газоанализатор стационарный SIGNAL	РУСГ.413216.010	1
Паспорт	РУСГ.413216.010ПС	1
Руководство по эксплуатации	РУСГ.413216.010РЭ	1 ^{1) 3)}
Антенна МХ-А	РУСГ.464658.001	1 ²⁾
Калибровочная насадка	РУСГ.413216001.61	1 ²⁾
Козырек защиты от погодных осадков и солнца	-	1 ²⁾
Комплект для монтажа на трубу	-	1 ²⁾
Комплект для монтажа в воздуховоде	-	1 ²⁾
Магнитный ключ	РУСГ.413216001.60	1
Шестигранный ключ	-	1
Кабельный ввод	-	1 ²⁾
Заглушка кабельного ввода	-	1 ²⁾
HART-разъем МХ-HART	РУСГ.433467.001	1 ²⁾
Оповещатель светозвуковой МХ-SLA	РУСГ.468232.001	1 ²⁾
Преобразователь USB-UART	РУСГ.421457.001	1 ²⁾
Поточная насадка для технологических сред	-	1 ²⁾
¹⁾ Один экземпляр на 10 газоанализаторов в партии, но не менее одного экземпляра на поставку. ²⁾ Поставляется по дополнительному заказу ³⁾ Доступно на сайте: mirax-safety.com		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Принцип действия газоанализаторов» документа РУСГ.413216.010РЭ «Газоанализаторы стационарные SIGNAL. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические 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» (п. 4.43);

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

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

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 «Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов»;

ГОСТ IEC 60079-29-1-2013 «Газоанализаторы. Требования к эксплуатационным характеристикам газоанализаторов горючих газов»;

ТУ 26.51.53-006-24060426-2022 «Газоанализаторы стационарные SIGNAL и аксессуары для газоанализаторов (Оповещатель светозвуковой, HART-разъем, Антенна для беспроводной передачи данных, Газочувствительные сенсоры, Моторизированные насосы). Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 5920040229

Юридический адрес: 617764, Пермский край, г. Чайковский, ул. Ленина, д. 61а, оф. 501

Телефон (факс): +73422598855

Web-сайт: mirax-safety.com

E-mail: info@mirax-safety.com

Изготовитель

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

ИНН 5920040229

Юридический адрес: 617764, Пермский край, г. Чайковский, ул. Ленина, д. 61а, оф. 501

Адрес места осуществления деятельности: 117105, г. Москва, Нагорный пр-д, д. 7, стр. 5

Телефон (факс): +73422598855

Web-сайт: mirax-safety.com

E-mail: info@mirax-safety.com

Испытательный центр

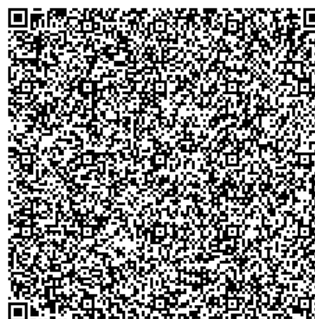
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

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

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91771-24

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики контроля коррозии ультразвуковые U-Wave

Назначение средства измерений

Датчики контроля коррозии ультразвуковые U-Wave (далее по тексту – датчики) предназначены для измерений толщины стенки и контроля скорости коррозии трубопроводов и металлических емкостей во взрывоопасных зонах.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на ультразвуковом контактном эхо-импульсном методе неразрушающего контроля с использованием продольных ультразвуковых волн. Излучаемый пьезоэлектрическим сенсором (далее – ПЭС) ультразвуковой импульс проходит через контролируемый объект, отражается от его противоположной стенки (первый донный эхо-сигнал), частично возвращается на приемную часть ПЭС, а частично переотражается от поверхности ввода, снова проходит через контролируемый объект и отражается от его противоположной стенки (второй донный эхо-сигнал). Измерение разности времени задержки принимаемого датчиком ультразвукового импульса относительно излучаемого осуществляется между первым и вторым донными эхо-сигналами. Измеренный интервал времени соответствует двойному проходу ультразвукового импульса через объект контроля и, при известной скорости распространения продольных ультразвуковых волн в материале объекта контроля, пересчитывается в значение толщины контролируемого объекта.

Программное обеспечение установленное в вычислительном модуле датчика запускает опрос подключенных к датчику сенсоров, вычисляет физическую величину толщины и сохраняет ее в базе данных во внутренней памяти.

После получения запроса по одному из интерфейсов: RS-485, RS-232, Ethernet, LoRaWAN, Wi-Fi, WirelessHART, Wi-Fi, NB-IoT и др., программное обеспечение установленное в вычислительном модуле датчика формирует ответ из сохраненного значения физической величины для каждого сенсора в базе данных и отправляет его. Принимающим устройством может быть мобильный телефон, планшет, компьютер, контроллер системы автоматизации, шкаф сбора данных или любое устройство имеющее один из поддерживаемых интерфейсов и программное обеспечение для связи с датчиком по данному интерфейсу.

Конструктивно датчики состоят из главного модуля выполненного во взрывозащищенном корпусе, ультразвуковых сенсоров в количестве от 1 до 16 единиц, подключенными к главному модулю коаксиальным кабелем. В зависимости от комплектации, могут быть включены: модуль беспроводной передачи данных подключенный к главному модулю по кабелю передачи данных и термочехол устанавливаемый на главный модуль и отдельно подключаемый к сети питания переменного тока.

Главный модуль излучает, принимает и обрабатывает сигнал преобразуя его в значение толщины.

Модуль беспроводной передачи данных позволяет передавать полученные значения на базовую станцию по беспроводному каналу связи.

Заводской номер в цифровом формате наносится типографским способом в паспорт и методом цветной износостойкой печати или методом гравирования на идентификационную табличку, размещаемую на корпусе главного модуля.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено.

Общий вид датчиков с указанием мест пломбировки, нанесения заводского номера, знака утверждения типа представлены на рисунке 1. Общий вид пломбы приведен на рисунке 2.



Рисунок 1 - Общий вид датчиков



Рисунок 2 - Общий вид пломбы

Программное обеспечение

Датчики имеют встроенное метрологически значимое программное обеспечение (далее – ПО).

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

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные ПО	Значение
Идентификационное наименование ПО	УЛЬТРАЗВУКОВАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА КОРРОЗИИ
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.0.2

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики датчиков представлены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений толщины, мм	от 3 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений толщины, мм ¹ :	
- в диапазоне от 3 до 25 включ	±0,1
- в диапазоне св. 25 до 50	±0,3
Примечание	
¹) погрешность измерений нормирована для среднего значения пяти измерений.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Масса (без сенсора), кг, не более	12
Габаритные размеры (без сенсоров), мм, не более	
- длина	400
- ширина	280
- высота	250
Потребляемая мощность от сети переменного тока (без термочехла), Вт, не более	20
Напряжение питания, В	
- постоянный ток	от 24 до 36
- переменный ток	от 196 до 244
Частота переменного тока, Гц	50,0 ± 0,5
Маркировка взрывозащиты	
- главного модуля с измерительной платой	1Ex db IIB+H ₂ T4 Gb
- ультразвукового сенсора	1Ex eb mb IIB+H ₂ T6 Gb
- модуль беспроводной передачи данных	1Ex e IIC T4 Gb X
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP66

Знак утверждения типа наносится

наносится на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации датчиков типографским способом и методом цветной износостойкой печати или методом гравирования на идентификационную табличку, размещаемую на корпусе главного модуля датчиков

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Главный модуль с измерительной платой	U-Wave	1 шт.
Ультразвуковой сенсор	US101	1 шт. ¹
Кабель передачи данных	—	1 шт.
Кабель питания ²	—	1 шт.
Интерфейсный кабель ²	—	1 шт.
Контактная жидкость (силикон)	—	1 шт.
Беспроводной модуль ²	—	-
Термочехол ²	—	-
Руководство по эксплуатации	ИИ-111.000-000.000.000 РЭ	1 экз.
Руководство по эксплуатации	ИИ-УСМК.04.00.000.000 РЭ	1 экз.
Руководство пользователя	-	1 экз.
Паспорт	ИИ-111.000-000.000.000 ПС	1 экз.
Примечание		
¹ Количество ультразвуковых сенсоров определяется заказом (от 1 до 16)		
² Поставляется опционально		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Использование по назначению» в руководстве по эксплуатации ИИ-111.000-000.000.000 РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66-003-25870162-2022 Датчики контроля коррозии ультразвуковые U-Wave. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Интелсис Инжиниринг»
(ООО «Интелсис Инжиниринг»)
ИНН 7453319616
Юридический адрес: 454007, Челябинская обл., г. Челябинск, пр-кт Ленина, д. 26А, стр. 2, оф. 1502

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интелсис Инжиниринг»
(ООО «Интелсис Инжиниринг»)
ИНН 7453319616
Юридический адрес: 454007, Челябинская обл., г. Челябинск, пр-кт Ленина, д. 26А, стр. 2, оф. 1502
Адрес места осуществления деятельности: 456506, Челябинская обл., Сосновский р-н, п. Терема, ул. Новоградская, д. 26

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Свердловской области» (ФБУ «УРАЛТЕСТ»)

Адрес: 620075, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, стр. 2а

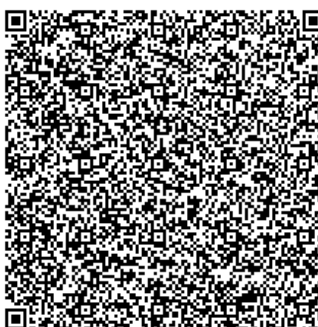
Телефон: 8 (343) 236-30-15

Факс: 8 (343) 350-40-81

E-mail: uraltest@uraltest.ru

Web-сайт: www.uraltest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30058-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91772-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000

Назначение средства измерений

Резервуары стальные вертикальные цилиндрический РВС-1000 (далее – резервуары) предназначен для измерения объема нефти и нефтепродуктов, а также для их приема, хранения и отпуска.

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров РВС-1000 основан на заполнении их нефтью и нефтепродуктами до произвольного уровня, соответствующего объему нефти и нефтепродуктов, согласно градуировочным таблицам резервуаров.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000 представляет собой вертикально установленный стальной сосуд, состоящий из цилиндрической стенки, днища и стационарной крыши.

Резервуары оборудованы приемо-раздаточными устройствами и люками. Заполнение и выдача нефти и нефтепродуктов осуществляется через приемо-раздаточные устройства. В верхней части резервуаров предусмотрена площадка, предназначенная для удобства и безопасности перемещения обслуживающего персонала. По периметру верхней части резервуаров установлены секции ограждения.

Расположение резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-1000 – наземное.

Резервуары стальные вертикальные цилиндрические РВС-1000 с заводскими номерами 0722030, 0722031, 0722032, 0722033 расположены на территории ООО «Удоканская медь», Прирельсовая база, склад ГСМ.

Общий вид резервуаров РВС-1000 представлен на рисунке 1.

Знак поверки наносится в свидетельство о поверке (при наличии) и в градуировочную таблицу.

Пломбирование резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-1000 не предусмотрено.

Заводские номера в виде цифрового обозначения, состоящего из семи арабских цифр, нанесены в паспорта и маркировочные таблички резервуаров печатным способом обеспечивающим идентификацию, возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации резервуаров.

Маркировочные таблички резервуаров представлены на рисунках 2,3.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров стальных вертикальных цилиндрических РВС-1000

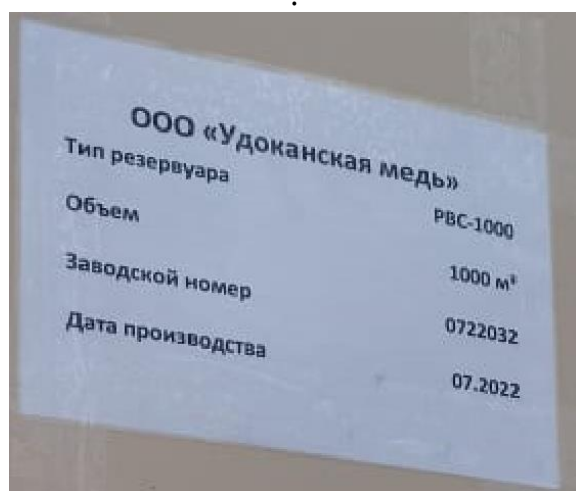


Рисунок 2 – Маркировочные таблички резервуаров РВС-1000
зав.№ 0722032, зав.№ 0722031

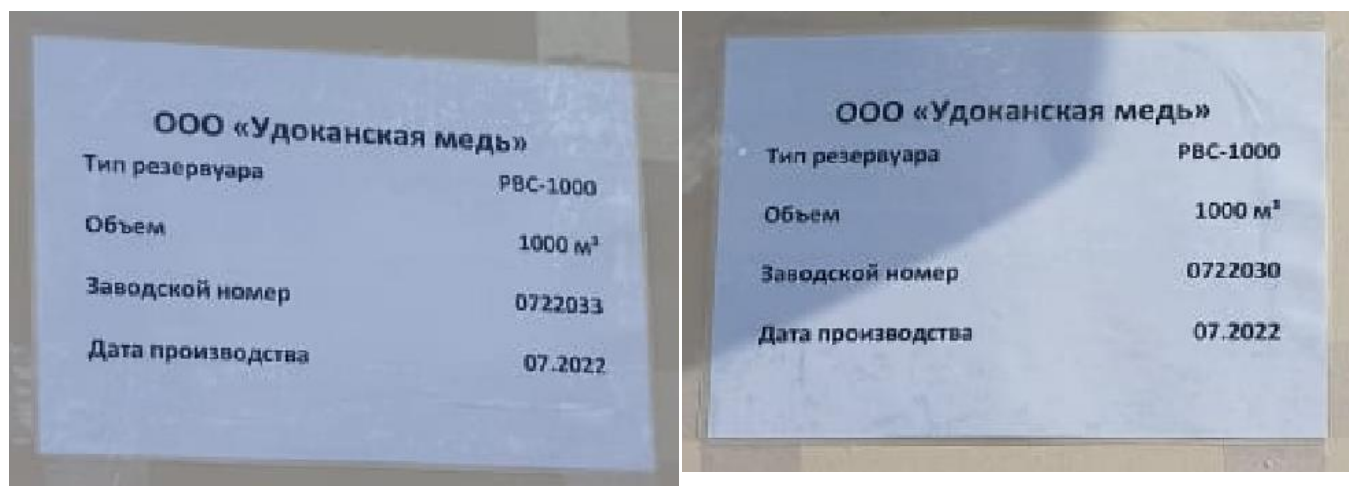


Рисунок 2 – Маркировочные таблички резервуаров РВС-1000
зав.№ 0722033, зав.№ 0722030

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость, м³	1000
Пределы допускаемой относительной погрешности определения вместимости резервуаров (геометрический метод), %	±0,2

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С	от -50 до +50

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспортов печатным способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность резервуаров

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический	РВС-1000	4 шт.
Резервуар стальной вертикальный цилиндрический РВС-1000. Паспорт	—	4 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений
приведены в паспорте (раздел 5 «Заметки по эксплуатации»).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Удоканская медь»
(ООО «Удоканская медь»)

ИНН: 7536097029

Юридический адрес: 674159, Забайкальский край, Каларский р-н, п. Удокан,
ул. Фабричная, д. 1

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Удоканская медь»
(ООО «Удоканская медь»)

ИНН: 7536097029

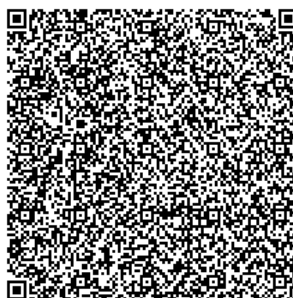
Адрес: 674159, Забайкальский край, Каларский р-н, п. Удокан,
ул. Фабричная, д. 1

Испытательный центр

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

Адрес: 634012, Томская обл., г. Томск, ул. Косарева, д. 17а

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313315.



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Нутромеры микрометрические трехточечные ЧИЗ

Назначение средства измерений

Нутромеры микрометрические трехточечные ЧИЗ (далее по тексту - нутромеры) предназначены для измерений диаметров отверстий.

Описание средства измерений

Принцип действия нутромеров основан на использовании точной винтовой пары для преобразования вращательного движения микрометрического винта в поступательное. Отсчет показаний осуществляется по шкалам стебля и барабана или по цифровому отсчетному устройству.

Нутромеры модели состоят из микрометрического винта и измерительной головки. Отсчет показаний осуществляется по шкалам стебля и барабана или цифровому отсчетному устройству.

Измерительная головка нутромеров имеет три подвижных измерительных наконечника, расположенных под углом 120 градусов друг к другу.

Настройка нутромеров осуществляется с помощью колец установочных, входящих в комплект поставки для нутромеров с верхним пределом диапазона измерений до 100 мм включительно, а свыше 100 мм – комплектуются по дополнительному заказу.

Нутромеры выпускаются следующих моделей:

НМТ – с отсчетом по шкалам стебля и барабана,

НМТЦ – с цифровым отсчетным устройством.

Нутромеры могут комплектоваться поштучно или в наборы.

Товарный знак  наносится на нутромер в местах, указанных на рисунках 1 – 20, краской или лазерной маркировкой и на титульный лист паспорта нутромера типографским методом.

Заводской номер в виде цифрового или цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится лазерной маркировкой или краской в местах, указанных на рисунках 3, 9, 14.

Пломбирование нутромеров от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Возможность нанесения знака поверки на средство измерений отсутствует.

Общий вид нутромеров указан на рисунках 1 – 20.



Рисунок 1 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 2 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 3 – Общий вид нутромеров модели НМТ с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 4 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 5 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 6 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 7 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 8 – Общий вид нутромеров модели НМТ



Рисунок 9 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 10 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 11 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 12 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 13 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 14 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ с указанием места нанесения заводского номера



Рисунок 15 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 16 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 17 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 18 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 19 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ



Рисунок 20 – Общий вид нутромеров модели НМТЦ

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Основные метрологические характеристики

Модель	Диапазон измерений нутромера, мм	Цена деления (шаг дискретности отсчета), мм	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, мм
1	2	3	4
НМТ	От 3 до 4	0,001	$\pm 0,004$
	От 3 до 6	0,001	$\pm 0,004$
	От 4 до 5	0,001	$\pm 0,004$
	От 5 до 6	0,001	$\pm 0,004$
	От 6 до 8	0,001	$\pm 0,004$
	От 8 до 10	0,001	$\pm 0,004$
	От 10 до 12	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 11 до 14	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 12 до 16	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 14 до 17	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 16 до 20	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 17 до 20	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 20 до 25	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 25 до 30	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 30 до 35	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 30 до 40	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 35 до 40	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 40 до 50	0,001; 0,005	$\pm 0,005$
	От 50 до 60	0,005	$\pm 0,005$
	От 50 до 63	0,005	$\pm 0,005$
	От 60 до 70	0,005	$\pm 0,005$
	От 62 до 75	0,005	$\pm 0,005$
	От 70 до 80	0,005	$\pm 0,005$
	От 75 до 88	0,005	$\pm 0,005$
	От 80 до 90	0,005	$\pm 0,005$
	От 87 до 100	0,005	$\pm 0,005$
	От 90 до 100	0,005	$\pm 0,005$
	От 100 до 125	0,005	$\pm 0,007$
	От 125 до 150	0,005	$\pm 0,007$
	От 150 до 175	0,005	$\pm 0,007$
	От 175 до 200	0,005	$\pm 0,007$
	От 200 до 225	0,005	$\pm 0,007$
	От 225 до 250	0,005	$\pm 0,007$
НМТЦ	От 3 до 4	0,001	$\pm 0,004$
	От 3 до 6	0,001	$\pm 0,004$
	От 4 до 5	0,001	$\pm 0,004$
	От 5 до 6	0,001	$\pm 0,004$
	От 6 до 8	0,001	$\pm 0,004$
	От 8 до 10	0,001	$\pm 0,004$
	От 10 до 12	0,001	$\pm 0,004$
	От 11 до 14	0,001	$\pm 0,004$
	От 12 до 16	0,001	$\pm 0,004$
	От 14 до 17	0,001	$\pm 0,004$

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
НМТЦ	От 16 до 20	0,001	±0,004
	От 20 до 25	0,001	±0,004
	От 25 до 30	0,001	±0,004
	От 30 до 35	0,001	±0,004
	От 30 до 40	0,001	±0,004
	От 35 до 40	0,001	±0,004
	От 40 до 50	0,001	±0,005
	От 50 до 63	0,001	±0,005
	От 50 до 70	0,001	±0,005
	От 60 до 70	0,001	±0,005
	От 62 до 75	0,001	±0,005
	От 70 до 80	0,001	±0,005
	От 70 до 100	0,001	±0,005
	От 75 до 88	0,001	±0,005
	От 80 до 90	0,001	±0,005
	От 87 до 100	0,001	±0,007
	От 90 до 100	0,001	±0,007
	От 100 до 125	0,001	±0,007
	От 125 до 150	0,001	±0,008
	От 150 до 175	0,001	±0,008
	От 150 до 250	0,001	±0,008
	От 200 до 300	0,001	±0,008
	От 200 до 500	0,001	±0,008

Таблица 2 - Номинальные диаметры установочных колец и допускаемые отклонения диаметров от номинальных

Диапазон номинальных диаметров установочных колец, мм	Допускаемые отклонения диаметров установочных колец от номинальных, мкм
От 2,990 до 5,000	±2,5
От 5,000 до 10,000	±3,0
От 10,000 до 18,000	±4,0
От 18,000 до 30,000	±4,5
От 30,000 до 50,000	±5,5
От 50,000 до 80,000	±6,5
От 80,000 до 120,000	±7,5
От 120,000 до 160,000	±9,0
От 160,000 до 250,000	±10,0
От 250,000 до 300,000	±12,0
От 300,000 до 400,000	±16,0
От 400,000 до 500,010	±18,0

Таблицы 3 - Габаритные размеры и масса

Модель	Диапазон измерений нутромера, мм	Габаритные размеры (Длина x Ширина x Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
1	2	3	4
НМТ	От 3 до 4	255x148x43	0,5
	От 3 до 6	255x148x43	0,5
	От 4 до 5	255x148x43	0,5
	От 5 до 6	255x148x43	0,5
	От 6 до 8	255x148x43	0,5
	От 8 до 10	255x148x43	0,5
	От 10 до 12	255x148x43	0,5
	От 11 до 14	255x148x43	0,7
	От 12 до 16	255x148x43	0,8
	От 14 до 17	255x148x43	0,8
	От 16 до 20	255x148x43	0,8
	От 17 до 20	255x148x43	0,8
	От 20 до 25	255x148x43	1,0
	От 25 до 30	255x148x43	1,1
	От 30 до 35	255x148x43	1,1
	От 30 до 40	275x240x90	2,2
	От 35 до 40	275x240x90	2,2
	От 40 до 50	275x240x90	2,3
	От 50 до 60	330x300x100	3,5
	От 50 до 63	330x300x100	3,5
	От 60 до 70	335x300x100	3,5
	От 62 до 75	335x300x100	3,5
	От 70 до 80	335x300x100	3,5
	От 75 до 88	335x300x100	3,5
	От 80 до 90	335x300x100	3,7
	От 87 до 100	330x290x100	4,2
	От 90 до 100	330x290x100	4,2
	От 100 до 125	330x290x100	4,2
	От 125 до 150	330x290x115	4,5
	От 150 до 175	330x290x150	4,5
	От 175 до 200	330x290x150	4,5
	От 200 до 225	330x290x200	4,5
	От 225 до 250	330x290x215	4,5
НМТЦ	От 3 до 4	255x148x43	0,6
	От 3 до 6	255x148x43	0,6
	От 4 до 5	255x148x43	0,6
	От 5 до 6	255x148x43	0,6
	От 6 до 8	255x148x43	0,6
	От 8 до 10	255x148x43	0,6
	От 10 до 12	255x148x43	0,6
	От 11 до 14	255x148x43	0,6
	От 12 до 16	255x148x43	0,6
	От 14 до 17	255x148x43	0,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
НМТЦ	От 16 до 20	255х148х43	0,8
	От 20 до 25	255х148х43	1,1
	От 25 до 30	255х148х43	1,1
	От 30 до 35	270х235х80	2,2
	От 30 до 40	270х235х80	2,2
	От 35 до 40	270х235х80	2,2
	От 40 до 50	272х240х85	2,3
	От 50 до 63	255х295х95	3,4
	От 50 до 70	295х255х105	3,4
	От 60 до 70	295х255х105	3,4
	От 62 до 75	295х255х105	3,4
	От 70 до 80	330х285х100	4,3
	От 70 до 100	330х285х100	4,3
	От 75 до 88	330х285х100	4,3
	От 80 до 90	330х285х100	4,3
	От 87 до 100	290х260х110	4,1
	От 90 до 100	290х260х100	4,3
	От 100 до 125	290х260х100	4,3
	От 125 до 150	290х260х115	4,5
	От 150 до 175	290х260х115	4,5
	От 150 до 250	290х260х115	4,5
	От 200 до 300	330х500х500	7,2
	От 200 до 500	330х500х500	7,2

Таблица 4 – Условия эксплуатации

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: -температура окружающего воздуха, °С -относительная влажность воздуха при температуре плюс 25 °С, %, не более	От +15 до +25 80

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Комплектность
Нутромер микрометрический трехточечный	ЧИЗ	1 шт. или 1 набор
Элемент питания (для нутромеров модели НМТЦ)	-	1 шт.
Кольцо установочное для нутромеров с верхним пределом диапазона измерений до 100 мм включ.*	-	1 шт.
Удлинитель (по дополнительному заказу)	-	1 шт.
Ключи	-	1 шт. или 1 компл.
Футляр	-	1 шт.
Паспорт	-	1 экз.
Примечание: кольца с номинальным диаметром свыше 100 мм поставляются по дополнительному заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Порядок работы» паспорта нутромеров.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений длины в диапазоне от $1 \cdot 10^{-9}$ до 100 м и длин волн в диапазоне от 0,2 до 50 мкм, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 декабря 2018 г. № 2840;

СТП 26.51.66-046-74229882-2023 «Нутромеры микрометрические. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Optim Consult International Co. Ltd., KHP

Юридический адрес: 19H Maxgrand Plaza No 3 Tai Yau Street San Po Kong KL, Hong Kong

Изготовитель

Optim Consult International Co. Ltd., KHP

Юридический адрес: 19H Maxgrand Plaza No 3 Tai Yau Street San Po Kong KL, Hong Kong

Адрес места осуществления деятельности: JiangXi Provincial RuiFeng Machinery and Tools Co. Ltd. 18th GaoNeng ShouZuo 18th, Building, NO.299 HongDu North Rd., NanChang, JiangXi, P.R China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический Центр Севр групп» (ООО «МЦ Севр групп»)

Адрес: 111141, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Новогиреево, ул. Кусковская, д. 20А, эт./помещ./ком. мансарда/ХША/33Б

Тел.: +7 (495) 822-18-08

Web-сайт: www.mcsevr.ru

E-mail: info@mcsevr.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314382.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «02» апреля 2024 г. № 865

Регистрационный № 91774-24

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на дежурное горение УПСВ Дерюжевская ЦППН-1 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на дежурное горение УПСВ Дерюжевская ЦППН-1 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

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

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислителе автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

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

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

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех, мод. ТСПУ Метран-276-Ех	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8А, мод. DYMETIC-8А.1	1 (ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 456333 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, нанесен типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

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

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8А.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 952,1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметров измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на дежурное горение УПСВ Дерюжевская ЦППН-1 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.47101.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.6);

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

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерения количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Юридический адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания» (ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3 стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.

