

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95251-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители крутящего момента силы TES

Назначение средства измерений

Измерители крутящего момента силы TES (далее - измерители) предназначены для измерений крутящего момента силы по/против часовой стрелки при проведении поверки и калибровки средств измерений в качестве рабочего эталона 2-го разряда и/или в качестве средств измерений согласно государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2152 от «06» сентября 2024 г.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей заключается в преобразовании деформации упругого тела первичного измерительного преобразователя с наклеенными на нем тензорезисторами в пропорциональный приложенному крутящему моменту силы сигнал разбаланса тензометрического моста. Электрические сигналы разбаланса поступают в измерительный усилитель, где осуществляется их преобразование и обработка с выводом значений на дисплей.

Конструктивно измерители изготовлены из стали высокой прочности и выполнены в корпусе прямоугольной формы. На верхней плоскости корпуса измерителей расположены дисплей и кнопки управления, а на торцевой плоскости – присоединительное гнездо.

Измерители выпускаются в следующих модификациях: TES112, TES225, TES240, TES275, TES3150, TES3250, TES3400, TES4650, TES41100 которые различаются между собой метрологическими и техническими характеристиками.

Цветовое исполнение измерителей может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Идентификация измерителей осуществляется визуальным осмотром корпуса, на котором отображен товарный знак NovaTork®, информация о модификации и диапазоне измерений, нанесенные методом окраски. Заводской номер имеет буквенно-цифровое обозначение, состоящее из букв латинского алфавита и арабских цифр. Заводской номер наносится на основание измерителя методом гравировки или окрашивания.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

Пломбирование измерителей не предусмотрено, ограничение от несанкционированного доступа обеспечивается конструкцией измерителей, которая может быть вскрыта только при помощи специального инструмента.

Общий вид измерителей приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей TES

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Число разрядов индикации результатов измерений крутящего момента	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений крутящего момента силы, %
TES112	от 1,2 до 12,0	4	±1
TES225	от 2,5 до 25,0		
TES240	от 4,0 до 40,0		
TES275	от 7,5 до 75,0		
TES3150	от 15 до 150		
TES3250	от 25 до 250		
TES3400	от 40 до 400		
TES4650	от 65 до 650		
TES41100	от 110 до 1100		

Таблица 2 – Технические характеристики

Модификация	Размер присоединительного внутреннего квадрата, мм (дюйм)	Габаритные размеры (Длина × Ширина × Высота), мм, не более	Масса, кг, не более
TES112	6,5 (1/4)	150 × 160 × 100	3,4
TES225	9,52 (3/8)		
TES240	9,52 (3/8)		
TES275	9,52 (3/8)		
TES3150	12,7 (1/2)		
TES3250	12,7 (1/2)		
TES3400	12,7 (1/2)		
TES4650	19,05 (3/4)		
TES41100	19,05 (3/4)		

Таблица 3 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 90
Параметры электрического питания сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 187 до 242 50±1
Параметры электрического питания постоянного тока: - напряжение, В	12±0,6

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	8760

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество,
Измеритель крутящего момента силы TES	В зависимости от модификации	1 шт.
Транспортировочный кейс	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации на русском языке	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» документа «Измерители крутящего момента силы TES. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений крутящего момента силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2024 г. № 2152;

«Измерители крутящего момента силы TES. Стандарт предприятия», Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Web-сайт: <https://www.novatork.com>

Изготовитель

Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Web-сайт: <https://www.novatork.com>

Испытательный центр

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

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, ш. Симферопольское, д. 2, лит. А, помещ. I

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95252-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители крутящего момента силы TEQ

Назначение средства измерений

Измерители крутящего момента силы TEQ (далее - измерители) предназначены для измерений крутящего момента силы по/против часовой стрелки при проведении поверки и калибровки средств измерений в качестве рабочего эталона 2-го разряда и/или в качестве средств измерений согласно государственной поверочной схемы для средств измерений крутящего момента силы, утвержденной Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии № 2152 от «06» сентября 2024 г.

Описание средства измерений

Принцип действия измерителей заключается в преобразовании деформации упругого тела первичного измерительного преобразователя с наклеенными на нем тензорезисторами в пропорциональный приложенному крутящему моменту силы сигнал разбаланса тензометрического моста. Электрические сигналы разбаланса поступают в измерительный усилитель, где осуществляется их преобразование и обработка с выводом значений на блок индикации.

Конструктивно измерители состоят из датчика крутящего момента силы, в корпусе цилиндрической формы, изготовленного из стали высокой прочности, на верхней плоскости которого расположено присоединительное гнездо, а на боковой плоскости разъем для подключения электронного блока индикации, и самого блока индикации с дисплеем и кнопками управления.

Измерители выпускаются в следующих модификациях: TEQ112, TEQ225, TEQ240, TEQ275, TEQ3150, TEQ3250, TEQ3400, TEQ4650, TEQ41250 которые различаются между собой метрологическими и техническими характеристиками.

Цветовое исполнение измерителей может меняться по требованию заказчика или по решению изготовителя.

Идентификация измерителей осуществляется визуальным осмотром корпуса, на котором отображен товарный знак NovaTork®, заводской номер, информация о модификации и диапазоне измерений, нанесенные методом гравировки и/или окрашивания. Заводской номер имеет буквенно-цифровое обозначение, состоящее из букв латинского алфавита и арабских цифр.

Нанесение знака поверки на измерители не предусмотрено.

Пломбирование измерителей не предусмотрено, ограничение от несанкционированного доступа обеспечивается конструкцией измерителей, которая может быть вскрыта только при помощи специального инструмента.

Общий вид измерителей приведён на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид измерителей TEQ

Программное обеспечение

В измерителях используется встроенное в электронный блок индикации программное обеспечение. Программное обеспечение выполняет функции по сбору, обработке и отображению измерительной информации.

Для предотвращения воздействия на программное обеспечение и защиты настроек измерителей служит пароль. Корпус электронного блока является неразборным.

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

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	TEQ
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	не ниже NJ1.A1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Диапазон измерений крутящего момента силы, Н·м	Количество десятичных разрядов на дисплее блока индикации, не менее	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений крутящего момента силы, %
TEQ112	от 1,2 до 12,0	2	±0,5
TEQ225	от 2,5 до 25,0		
TEQ240	от 4,0 до 40,0		
TEQ275	от 7,5 до 75,0		
TEQ3150	от 15 до 150		
TEQ3250	от 25 до 250		
TEQ3400	от 40 до 400		
TEQ4650	от 65 до 650		
TEQ41250	от 125 до 1250		

Таблица 3 – Технические характеристики

Модификация	Размер присоединительного квадрата, мм (дюйм)	Габаритные размеры, мм, не более		Масса, кг, не более	
		Датчик (Диаметр × Высота)	Блок индикации (Длина × Ширина × Высота)	Датчик	Блок индикации
TEQ112	6,5 (1/4)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ225	9,52 (3/8)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ240	9,52 (3/8)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ275	9,52 (3/8)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ3150	12,7 (1/2)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ3250	12,7 (1/2)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ3400	12,7 (1/2)	110 × 90	220 × 150 × 50	2,5	2,0
TEQ4650	19,05 (3/4)	150 × 120	220 × 150 × 50	2,8	2,0
TEQ41250	19,05 (3/4)	150 × 120	220 × 150 × 50	2,8	2,0

Таблица 4 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +10 до +35 90
Параметры электрического питания сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	от 187 до 242 50±1
Параметры электрического питания постоянного тока: - напряжение, В	12±0,6

Таблица 5 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка на отказ, ч	8760

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель крутящего момента силы TEQ	В зависимости от модификации	1 шт.
Транспортировочный кейс	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Описание и работа» документа «Измерители крутящего момента силы TEQ. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений крутящего момента силы, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 сентября 2024 г. № 2152;

«Измерители крутящего момента силы TEQ. Стандарт предприятия», Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай.

Правообладатель

Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Web-сайт: <https://www.novatork.com>

Изготовитель

Shanghai UB Machinery Co., Ltd, Китай

Адрес: No.168, Qianqiao Road, Qingcun Town, Fengxian District, Shanghai, China

Телефон: +86-21-63678175

E-mail: sales@novatork.com

Web-сайт: <https://www.novatork.com>

Испытательный центр

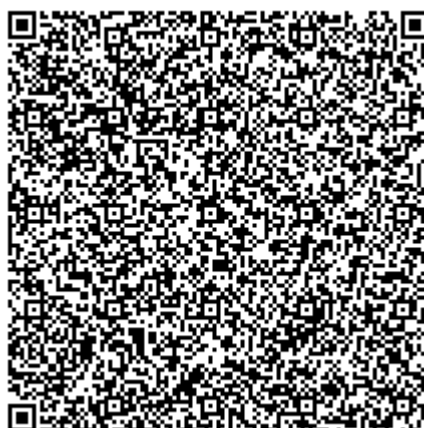
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»
(ООО «ПРОММАШ ТЕСТ Метрология»)

Адрес: 142300, Московская обл., г. Чехов, ш. Симферопольское, д. 2, лит. А, помещ. I

Телефон: +7 (495) 108-69-50

E-mail: info@metrologiya.prommashtest.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95253-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Платы измерительные УТК-3а-ИП

Назначение средства измерений

Платы измерительные УТК-3а-ИП (далее — средства измерений) предназначены для измерения частоты выходного сигнала и напряжения некоторых внутренних цепей электронно-программируемых термокомпенсированных кварцевых генераторов в целях проведения их настройки для обеспечения минимальных отклонений температурно-частотной характеристики генераторов от номинала в заданном диапазоне температур.

Описание средства измерений

Принцип действия средства измерений основан на измерении частоты сигнала на выходе электронно-программируемых термокомпенсированных кварцевых генераторов, программировании (загрузка и чтение настроечных коэффициентов), измерении напряжения с некоторых внутренних цепей кварцевых генераторов через специальный вывод и подаче сигналов на внутренние цепи через специальный вывод. Главными элементами средства измерений являются многоканальный цифровой частотомер и управляющий микроконтроллер. Команды посредством интерфейса RS-232 и интерфейсного преобразователя поступают на управляющий микроконтроллер. Обработка пакетов данных производится в соответствии со стандартом Modbus RTU. Программное обеспечение, устанавливаемое на отдельном компьютере, принимает результаты измерений и отображает их без выполнения обработки. В соответствии с поступившей командой, контроллер изменяет установки напряжений, передает данные о результатах измерений, либо формирует последовательности программирующих импульсов с помощью цифровых формирователей позиций. Выходные сигналы кварцевых генераторов поступают на многоканальный цифровой частотомер. В качестве опорной частоты для измерения используется внешний 10 МГц сигнал примененного стандарта частоты. Результаты измерений передаются в управляющий микроконтроллер где хранятся до запроса от ПК. Измерение напряжений кварцевых генераторов производится с помощью АЦП, выбор нужного сигнала осуществляется с помощью набора аналоговых коммутаторов. Формирование напряжений обеспечивает ЦАП, используя в качестве опорного сигнала внешнее напряжение 5.0 В, формируемое стабилизаторами напряжений материнской платы.

Конструктивно средство измерений состоит из печатной платы, на которой расположены 80 позиций для установки съёмных адаптеров, и основной разъём для подачи напряжения, сигнала опорной частоты, вывода выходного сигнала с определённой позиции и связи с управляющим компьютером. В нижней части платы имеется информационное поле, на котором нанесен заводской номер платы, а также вынесены светодиодные индикаторы, предназначенные для диагностических целей и контроля состояния платы.

Опорное значение напряжения, сигнал опорной частоты, питающие напряжения средство измерений получает от материнской платы. Имеется возможность подключения до 7

плат измерительных УТК-3а-ИП. Управление производится через разъем DB-9 (интерфейс RS-232).

Средства измерений выпускаются двух модификаций: УТК-3а-ИП-80-3.1 и УТК-3а-ИП-80-3.1/1, которые отличаются друг от друга диапазоном измеряемых частот.

Знаки поверки и утверждения типа на поверхность средства измерений не наносятся. Пломбировка не предусмотрена.

Серийный номер в виде цифрового кода расположен на лицевой стороне средства измерений в нижней части.

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

Общий вид обратной стороны с указанием позиций представлен на рисунке 2.

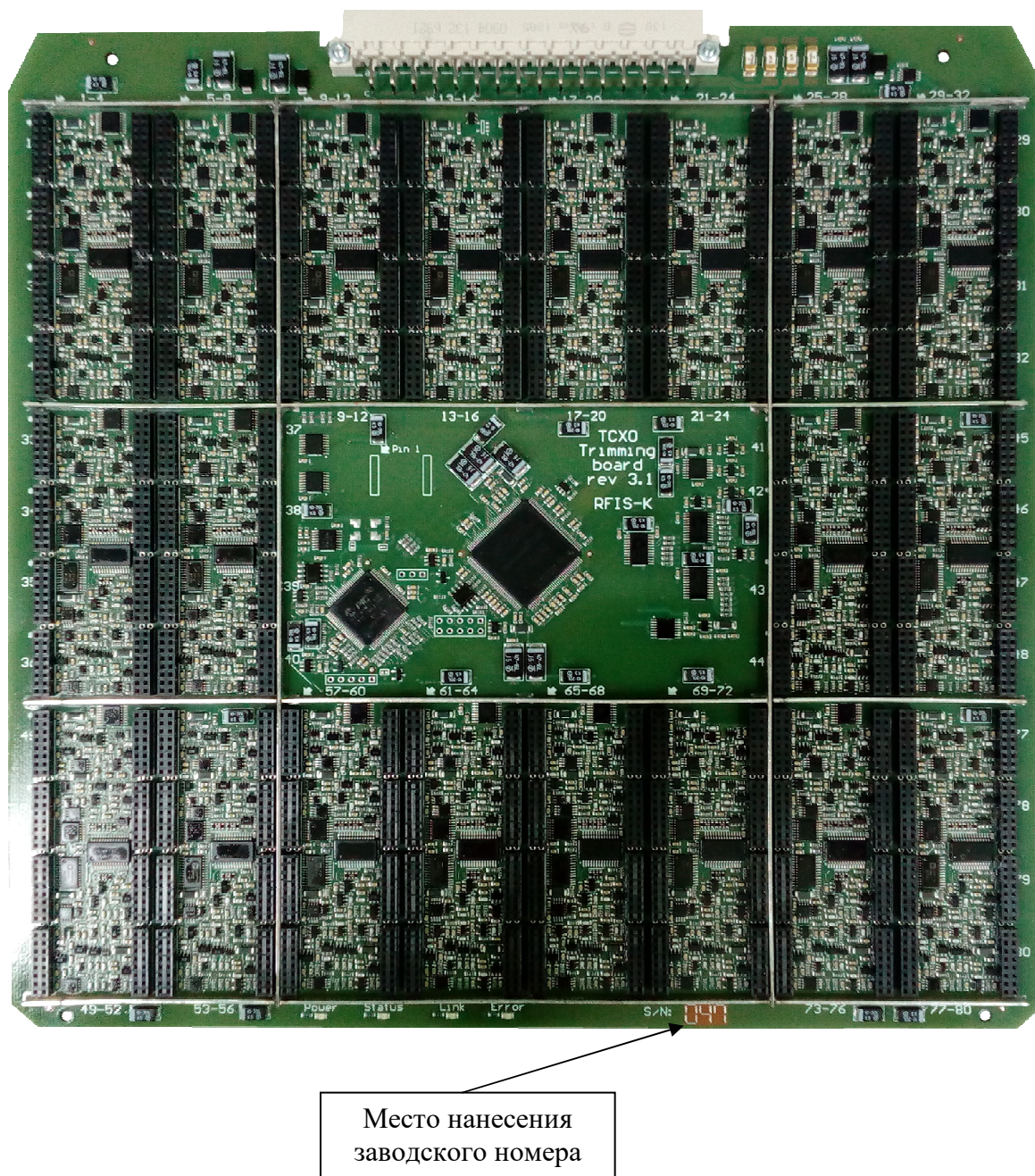


Рисунок 1 – Общий вид платы измерительной УТК-3а-ИП

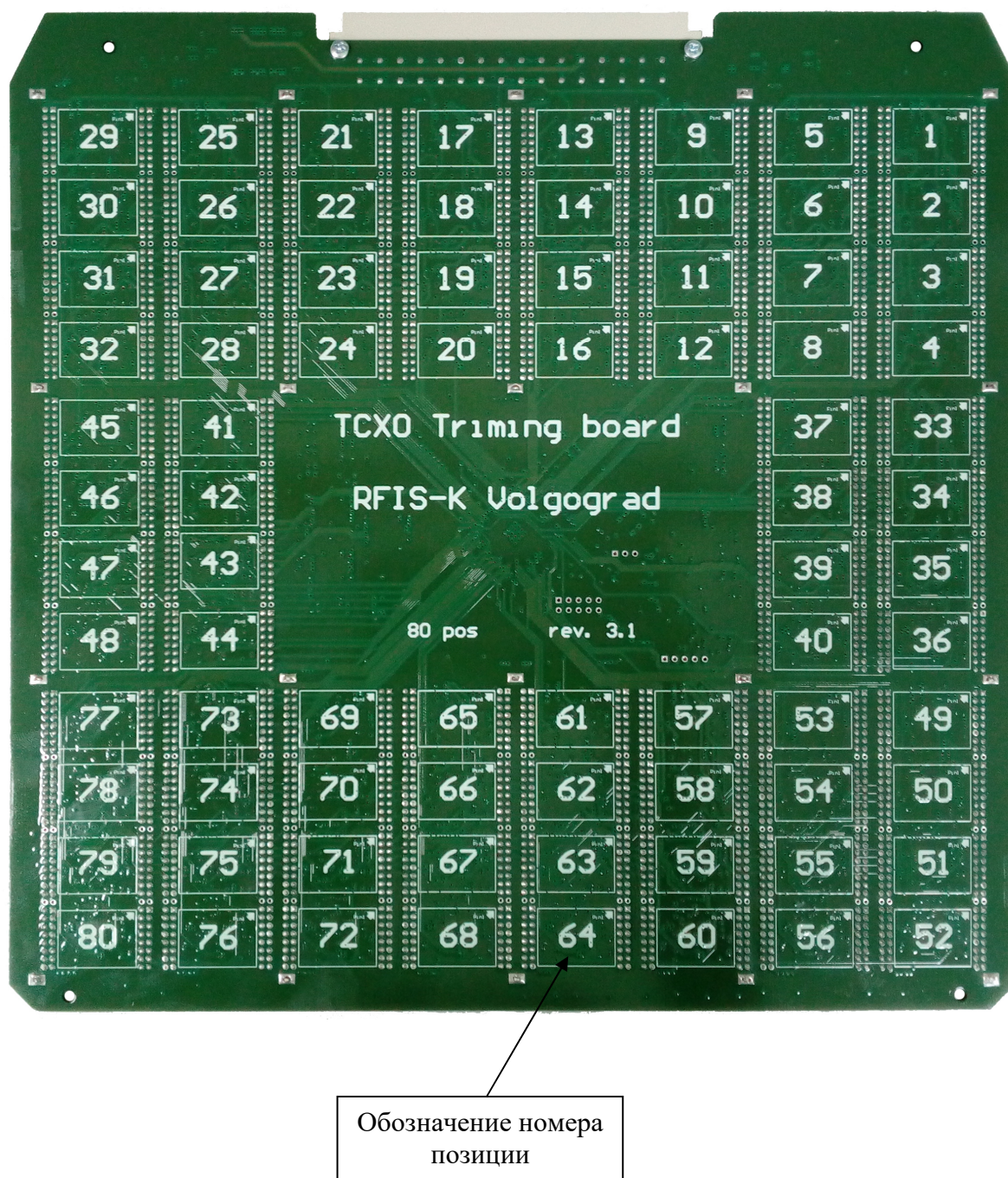


Рисунок 2 – Общий вид обратной стороны платы измерительной УТК-3а-ИП
с указанием мест обозначения позиций

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее - ПО) разделено на две части: встроенное - метрологически значимое, и прикладное - метрологически незначимое.

Встроенное ПО реализовано в управляющем микроконтроллере и обеспечивает выполнение измерений и передачу их результатов по стандартному протоколу Modbus RTU.

Прикладное ПО принимает результаты измерений и отображает их на экране компьютера без выполнения обработки.

Встроенное ПО может быть проверено, установлено или переустановлено только на заводе-изготовителе с использованием специальных программно-технических устройств.

Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 1.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	УТК-3а-ТВ-80-3.1-FW
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже v1

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерения частоты, МГц - УТК-3а-ИП-80-3.1 - УТК-3а-ИП-80-3.1/1	от 5 до 100 от 0,02 до 100,00
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты*	$\pm 2,0 \cdot 10^{-8}$
Диапазон воспроизведения напряжения постоянного тока (каналы питания), В	от 1,8 до 5
Пределы допускаемой погрешности воспроизведения напряжения постоянного тока (каналы питания), мВ	± 10
Диапазон воспроизведения напряжения постоянного тока (каналы аналогового и управляющего напряжения), В	от 0 до 5
Пределы допускаемой погрешности воспроизведения напряжения постоянного тока (каналы аналогового и управляющего напряжения), мВ	± 5
Диапазон измерения напряжения постоянного тока (каналы измерения напряжения), В	от 0 до 5
Пределы допускаемой погрешности измерения напряжения постоянного тока (каналы измерения напряжения), мВ	± 3
Примечание * – при подключении внешнего синусоидального сигнала 10 МГц от опорного генератора относительная погрешность по частоте которого не хуже $\pm 2,0 \cdot 10^{-9}$	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Максимальный выходной ток канала питания, мА, не более	15
Число каналов питания	80
Число каналов аналогового напряжения	80
Число каналов управляющего напряжения	80
Число каналов измерения напряжения	80
Число каналов измерения частоты	80
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С; - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -70 до +130 90 от 84 до 106,7
Габаритные размеры, мм, не более: - длина - ширина - высота	255 255 15
Масса, кг, не более	0,5

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Плата измерительная УТК-3а-ИП-80-3.1 или УТК-3а-ИП-80-3.1/1	ВСШН.411259.001 или ВСШН.411259.001-01	по заказу
Паспорт	ВСШН.411259.001 ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации и техническое описание	ВСШН.411259.001 РЭ	по заказу
Материнская плата	УТК-3а-МП	по заказу
Комплект метрологической оснастки	—	1 копл.*
Программное обеспечение	УТК-3а-МО-ПО	1 шт.
* Примечание: не менее одного комплекта на комплект измерительных плат		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5.1 «Измерительные платы» документа ВСШН.411259.001 РЭ «Платы измерительные УТК-3а-ИП. Руководство по эксплуатации и техническое описание».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерения постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Платы измерительные УТК-3а-ИП. Технические условия. ВСШН.411259.001 ТУ.

Правообладатель

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

ИНН 3444218558

Адрес юридического лица: 400087, г. Волгоград, ул. Козловская, д. 48, помещ. 1

Изготовитель

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

ИНН 3444218558

Адрес: 400087, г. Волгоград, ул. Козловская, д. 48, помещ. 1

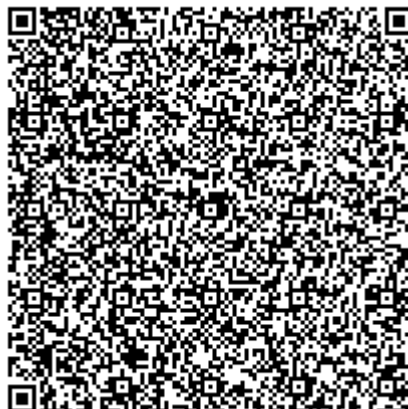
Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 141552, Московская обл., р-н Солнечногорский, рп. Ржавки, д. 31/2

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 75815-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх

Назначение средства измерений

Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх (далее - резервуары) предназначены для измерений объема светлых нефтепродуктов, воды и других неагрессивных жидкостей (далее – жидкостей).

Описание средства измерений

Принцип действия резервуаров основан на определении объёма жидкости по градуировочной таблице резервуара с использованием результата измерений уровня жидкости в данном резервуаре.

Резервуар представляет собой горизонтальный стальной цилиндрический сосуд с коническими, усеченно-коническими и плоскими днищами.

Резервуары выпускаются в модификациях: РГС – с одностенным или РГСД – с двустенным корпусом. Конструктивно резервуары обеих модификаций могут производиться одно- или многокамерными, а также в арктическом исполнении.

Условное обозначение резервуаров при заказе:

РГх-XXX-ХА

где Р – резервуар;

Г – горизонтальный;

х – С – стальной;

СД – стальной двустенный;

XXX – вместимость в кубических метрах (от 2 до 100);

Х – количество камер;

А – арктическое исполнение.

Общий вид резервуаров представлен на рисунке 1.

Заводской номер резервуара в виде цифрового обозначения, состоящего из двух арабских цифр года выпуска и трёх арабских цифр номера, разделённых наклонной чертой, наносится на маркировочную табличку, расположенную на внутренней стенке технологического колодца или в другом легкодоступном для осмотра месте методом лазерной гравировки, как это показано на рисунке 2.

Пломбирование резервуаров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид резервуаров

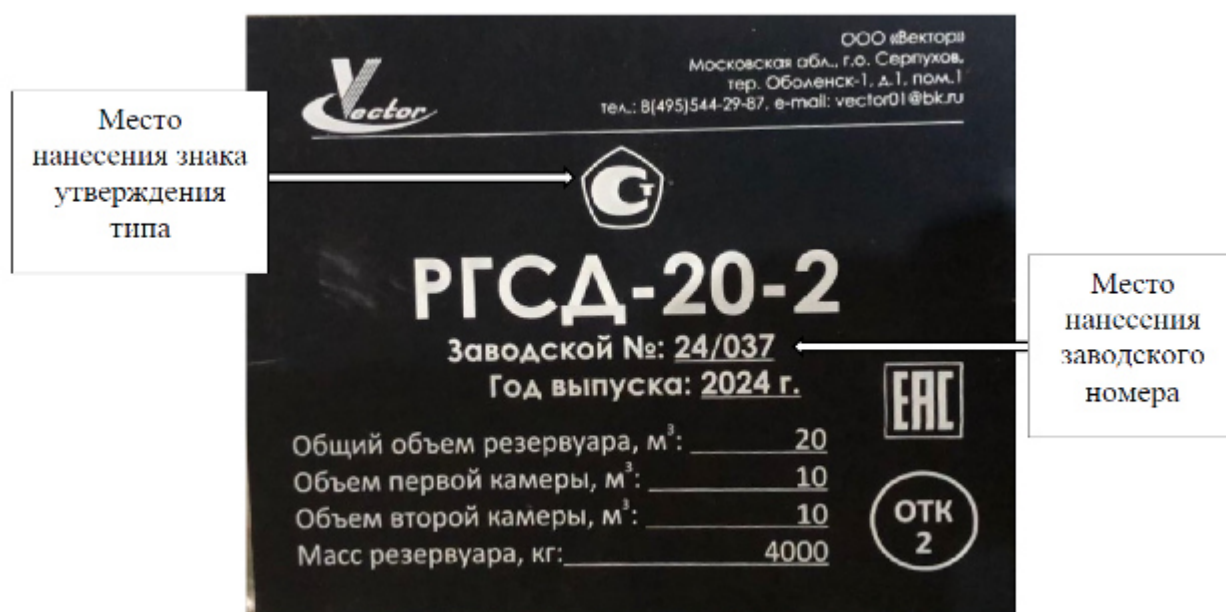


Рисунок 2 – Маркировочная табличка резервуара

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики резервуаров приведены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Номинальная вместимость резервуара, м ³	от 2 до 100
Минимальный объём камеры, для многокамерных резервуаров, м ³ , не менее	1
Пределы допускаемой относительной погрешности вместимости, %	±0,3

Таблица 2 – Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пробное давление, МПа (кгс/см ²), не более	0,025 (0,25)
Рабочее давление, МПа (кгс/см ²), не более	0,02 (0,2)
Температура измеряемой среды*, °С	от -40 до +90
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды*, °С - относительная влажность воздуха при температуре плюс 20 °С, %, не более	от -40 до +50 90
*- для арктического исполнения от -65 до +90 °С и -65 до +50 °С, соответственно	

Таблица 3 – Основные технические характеристики для модификации РГС

Обозначение	Количество стенок	Количество камер (отсеков)	Номинальная вместимость, м ³	Масса*, кг, не более	Габаритные размеры**, мм, не более	
					внешний диаметр	длина
РГС-	2	1; 2	2	1000	2000	3300
	3		3	1200	2200	3400
	5		5	1400	2200	4100
	10	1; 2; 3	10	2000	2800	5900
	15		15	2650	2800	7600
	16		16	2750	2800	7950
	20		20	3250	2800	9350
	25		25	3900	2800	11100
	30		30	4050	2800	9950
	35	1; 2; 3; 4	35	4100	2800	10200
	40		40	4600	2800	11500
	50	1; 2; 3; 4; 5	50	5400	2800	13500
	60		60	7150	2800	14600
	75		75	8150	3300	15000
	80		80	9550	3300	15700
	100		100	11000	3300	16200

*- При изготовлении резервуара с усиленными саями, общая масса резервуара с саями не должна превышать значения, приведённого в таблице, увеличенного на 20 %

** - Габаритная высота резервуаров не должна превышать внешний диаметр резервуара увеличенный на 1500 мм

Таблица 4 – Основные технические характеристики для модификации РГСД

Обозначение резервуара		Количество стенок	Количество камер (отсеков)	Номинальная вместимость, м ³	Масса*, кг, не более	Габаритные размеры**, мм, не более	
						внешний диаметр	длина
РГСД-	2	2	1; 2	2	1200	2200	3200
	3			3	1350	2200	3400
	5			5	2400	2200	4100
	10		1; 2; 3	10	5400	2400	7200
	15			15	4650	2400	7600
	16			16	5750	2400	7950
	20			20	6350	2850	9550
	25			25	7400	2850	10100
	30			30	7650	2850	10950
	35		1; 2; 3; 4	35	8750	2850	11500
	40			40	9800	2850	12000
	50		1; 2; 3; 4; 5	50	11450	2850	14500
	60			60	14700	2850	15000
	75			75	19350	3300	15200
	80			80	21700	3300	15800
	100			100	22900	3300	16300

*- При изготовлении резервуара с усиленными саями, общая масса резервуара с саями не должна превышать значения, приведённого в таблице, увеличенного на 20 %

** - Габаритная высота резервуаров не должна превышать внешний диаметр резервуара увеличенный на 1500 мм

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта резервуара методом печати, а также на маркировочную табличку, расположенную на внутренней стенке технологического колодца или в другом легкодоступном для осмотра месте методом лазерной гравировки, как это показано на рисунке 2.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Резервуар	РГх-XXX-ХА*	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ВЕК.ХХ(Х).00.00.00 РЭ*	1 экз.
Паспорт	ВЕК.ХХ(Х).00.00.00 ПС*	1 экз.
*- В зависимости от заказа		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Использование по назначению» ВЕК.ХХ(Х).00.00.00 РЭ «Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 28.99.39.190-011-68895675-2018 Резервуары стальные горизонтальные для хранения жидких сред РГх. Технические условия (с Изменениями №1);

ГОСТ 8.346-2000 «ГСИ. Резервуары стальные горизонтальные цилиндрические. Методика поверки».

Правообладатель

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

ИНН 7729666497

Юридический адрес: РФ, 142279, Московская обл., го. Серпухов, тер. Оболенск-1, д. 1, помещ. 1

Телефон (факс): +7(495) 544-2-987

E-mail: vector01@bk.ru

Изготовитель

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

ИНН 7729666497

Адрес: РФ, 142279, Московская обл., го. Серпухов, тер. Оболенск-1, д. 1, помещ. 1

Телефон (факс): +7(495) 544-2-987

E-mail: vector01@bk.ru

Испытательный центр

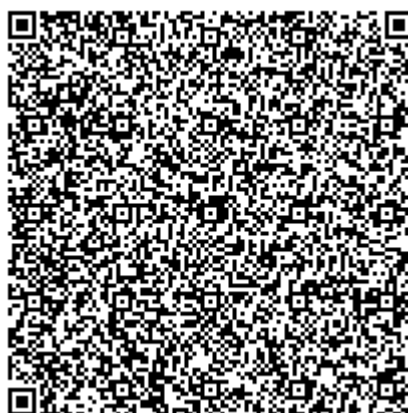
Закрытое акционерное общество Консалтинго-инжиниринговое предприятие «Метрологический центр энергоресурсов» (ЗАО КИП «МЦЭ»)

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

Телефон (факс): +7 (495) 491-78-12

E-mail: sittek@mail.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95236-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Модули расширения частотного диапазона ВЕКТОР

Назначение средства измерений

Модули расширения частотного диапазона ВЕКТОР (далее – МРЧД) предназначены для измерений комплексных коэффициента отражения и коэффициента передачи многополюсников совместно с анализаторами цепей векторными.

Возможно использование МРЧД в качестве рабочего эталона (разряды для рабочих эталонов в государственной поверочной схеме не указаны) единиц комплексного коэффициента отражения и комплексного коэффициента передачи в волноводных трактах в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений комплексного коэффициента отражения и комплексного коэффициента передачи в волноводных трактах в диапазоне частот от 2,14 до 178,4 ГГц.

Описание средства измерений

Конструктивно МРЧД выполнены в малогабаритном корпусе настольного исполнения. На одном из торцов прибора расположен волноводный измерительный порт. На другом торце прибора расположены коаксиальные измерительные разъемы, а также многоконтактный разъем питания (12 В) и управления для подключения к анализатору цепей векторному (АЦВ). Управление режимами работы прибора осуществляется с анализаторов цепей векторных С4220, С4420 (рег.номер 87316-22).

Принцип действия модулей расширения частотного диапазона МРЧД основан на переносе рабочего диапазона частот анализаторов цепей векторных вверх по частоте. При этом в МРЧД формируется зондирующий сигнал заданной частоты и при помощи волноводного двунаправленного ответвителя выделяются составляющие падающей и отражённой волн. Относительная погрешность установки частоты определяется используемым анализатором цепей векторным.

Измерительный сигнал генерируется в МРЧД путем умножения, усиления и фильтрации опорного сигнала, поступающего на МРЧД с АЦВ. Опционально возможна регулировка мощности выходного сигнала с помощью встроенного аттенюатора. Выделенные падающий и отражённый сигналы переносятся в МРЧД на промежуточную частоту с помощью встроенных смесителей, работающих на гармониках сигнала гетеродина, также поступающего с АЦВ. Затем сигналы промежуточной частоты опорного (падающая волна) и измерительного (отраженная волна) каналов поступают непосредственно на соответствующие входы АЦВ, оцифровываются, обрабатываются и результаты измерений комплексного коэффициента отражений и комплексного коэффициента передачи выводятся в управляющем программном обеспечении АЦВ в требуемом пользователю формате.

Для калибровки приборов возможно использование различных наборов калибровочных мер. Опционально входящие в состав прибора наборы калибровочных мер волноводных ВЕКТОР-КН поддерживают калибровки типа TRL и OSM/TOSM.

К данному типу МРЧД ВЕКТОР относятся следующие модификации, отличающиеся диапазоном частот: ВЕКТОР 50-75 ГГц, ВЕКТОР 75-110 ГГц, ВЕКТОР 78-118 ГГц, ВЕКТОР 110-170 ГГц. Модификации МРЧД ВЕКТОР могут иметь опции, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Опции МРЧД ВЕКТОР

Модификация МРЧД	Обозначение и описание опции
ВЕКТОР 50-75 ГГц	A75 - встроенный управляемый электронный аттенуатор
	ВЕКТОР-КН 50-75 ГГц - набор калибровочных мер волноводных WR-15
	B78 - внешний волноводный переход, обеспечивающий сопряжение выходного СВЧ порта с устройствами в волноводном тракте 3,6×1,8 мм
	ВЕКТОР-КН 53-78 ГГц - набор калибровочных мер волноводных 3,6×1,8 мм
ВЕКТОР 75-110 ГГц	A110 - встроенный управляемый электронный аттенуатор
	ВЕКТОР-КН 75-110 ГГц - набор калибровочных мер волноводных WR-10
ВЕКТОР 78-118 ГГц	A118 - встроенный управляемый электронный аттенуатор
	ВЕКТОР-КН 78-118 ГГц - набор калибровочных мер волноводных 2,4×1,2 мм
ВЕКТОР 110-170 ГГц	A170 - встроенный управляемый электронный аттенуатор
	ВЕКТОР-КН 110-170 ГГц - набор калибровочных мер волноводных WR-06
	B178 - внешний волноводный переход, обеспечивающий сопряжение выходного СВЧ порта с устройствами в волноводном тракте 1,6×0,8 мм
	ВЕКТОР-КН 118-178 ГГц - набор калибровочных мер волноводных 1,6×0,8 мм

Знак поверки может наноситься на верхнюю панель средства измерений.

Серийный номер, идентифицирующий каждый экземпляр средства измерений, а также модификация типа и состав опций, наносится методом наклейки на боковую панель прибора и имеет формат восьмизначного цифрового номера. Для предотвращения несанкционированного доступа модули расширения частотного диапазона МРЧД имеют защитную наклейку изготовителя, закрывающую стык корпуса и задней панели.

Общий вид МРЧД и места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки представлены на рисунке 1. Место для нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, и схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид средства измерений и места для нанесения знака утверждения типа и знака поверки



Рисунок 2 – Вид сзади и места нанесения серийного номера, идентифицирующего каждый экземпляр СИ, и схема пломбировки от несанкционированного доступа

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики		Значение
Диапазон рабочих частот модификаций ¹ , ГГц	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц	от 50 до 75
	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц с опцией В78	от 53,57 до 78,33
	ВЕКТОР 75 – 110 ГГц	от 75 до 110
	ВЕКТОР 78 – 118 ГГц	от 78,33 до 118,10
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц	от 110 до 170
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц с опцией В178	от 118,1 до 178,4
Пределы допускаемой относительной погрешности установки частоты выходного сигнала совместно с С4220, С4420 ¹		$\pm 2 \cdot 10^{-6}$
Максимальная выходная мощность $P_{\max}$ модификаций ¹ , дБ (1 мВт), не менее	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц ²	10
	ВЕКТОР 75 – 110 ГГц	6
	ВЕКТОР 78 – 118 ГГц	0
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц ²	-6 (-21) ³
Максимальная выходная мощность с опциями А75/А110/А118/А170 ¹ , дБ (1 мВт), не менее		$P_{\max} - 2$
Диапазон перестройки аттенюатора для опций А75/А110/А118/А170 ¹ , дБ, не менее		от -35 до 0
Динамический диапазон для полосы пропускания 10 Гц модификаций ¹ , дБ, не менее	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц ²	110
	ВЕКТОР 75 – 110 ГГц	110
	ВЕКТОР 78 – 118 ГГц	100
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц ²	95 (80) ³
Среднее квадратическое отклонение шумов измерительной трассы при измерении модуля коэффициента отражения 0 дБ в полосе пропускания 1 кГц, дБ, не более		0,005

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики			Значение	
Доверительные границы $\Delta S_{ii} $ абсолютной погрешности измерений (P=0,95) модуля коэффициента отражения $ S_{ii} $ в диапазоне от 0 до 1 в зависимости от вида калибровки ^{4,5} и модификаций, отн. ед.	Калибровка		TRL ⁶	OSM/TOSM ⁶
	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц ²		$\pm 0,013$	$\pm 0,025$
	ВЕКТОР 75 – 110 ГГц, ВЕКТОР 78 – 118 ГГц		$\pm 0,016$	$\pm 0,027$
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц ²		$\pm 0,019$	$\pm 0,030$
Доверительные границы абсолютной погрешности измерений (P=0,95) фазы коэффициента отражения $ S_{ii} $ в диапазоне от 0,02 до 1, градус			$\pm(1+57 \cdot \arcsin(\Delta S_{ii} / S_{ii}))$	
Доверительные границы нелинейности (P=0,95) приемников L в динамическом диапазоне ¹ , дБ	ВЕКТОР 50 – 75 ГГц ² , ВЕКТОР 75 – 110 ГГц	от -60 до 0 дБ	$\pm 0,15$	
	ВЕКТОР 78 – 118 ГГц	от -50 до 0 дБ	$\pm 0,15$	
	ВЕКТОР 110 – 170 ГГц ²	от -40 до 0 дБ	$\pm 0,20 (\pm 0,30)^3$	
Доверительные границы составляющей абсолютной погрешности измерений (P=0,95) модуля коэффициента передачи из-за трекинга передачи T по МИ 3411-2013 ⁶ , дБ			$\pm 0,05$	
Доверительные границы $\Delta S_{ij} $ абсолютной погрешности измерений (P=0,95) модуля коэффициента передачи $ S_{ij} $ ^{5,6,7} , дБ			$\pm(T+L)$	
Доверительные границы абсолютной погрешности измерений (P=0,95) фазы коэффициента передачи $ S_{ij} $ ^{5,6,7} , градус			$\pm(0,5+57 \cdot \arcsin \Delta S_{ij} /8,6))$	
Примечания:				
1) Характеристики, не требующие применения калибровочного набора мер.				
2) В том числа для опций B78, B178				
3) В диапазоне частот от 170,0 до 178,4 ГГц для опции B178.				
4) Для измерений коэффициентов отражения двухполюсников или многополюсников с бесконечным ослаблением.				
5) При изменении температуры не более, чем ± 1 °C после калибровки.				
6) Для комплектации из не менее чем двух модулей ВЕКТОР.				
7) Для измерений коэффициентов передачи согласованных многополюсников при полосе пропускания 10 Гц.				

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева, мин	30
Габаритные размеры, мм, не более:	
– длина	391
– ширина	140
– высота	93
Масса, кг, не более	3,3
Нормальные условия применения:	
- температура окружающей среды, °C	от +15 до +30
- относительная влажность воздуха, %	от 40 до 80

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель модулей расширения частотного диапазона МРЧД в соответствии с рисунком 1 методом наклейки и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Модуль расширения частотного диапазона	ВЕКТОР (модификация ВЕКТОР 50-75 ГГц или ВЕКТОР 75-110 ГГц или ВЕКТОР 78-118 ГГц или ВЕКТОР 110-170 ГГц)	1/ 2 ¹⁾
Кабель управления	-	1 ²⁾
Кабель RF	Кабель RF	1 ²⁾
Кабель LO	Кабель LO	1 ²⁾
Кабель IF	Кабель IF	2 ²⁾
Переход коаксиальный (3,5 мм, розетка – розетка)	-	1 ²⁾
Опция диапазона частот 53-78,3 ГГц (только для модификации ВЕКТОР 50-75 ГГц)	B78	1 ^{1, 2)}
Опция диапазона частот 118,1 – 178,4 ГГц (только для модификации ВЕКТОР 110-170 ГГц)	B178	1 ^{1, 2)}
Опция встроенного аттенюатора для модификаций: ВЕКТОР 50-75 ГГц ВЕКТОР 75-110 ГГц ВЕКТОР 78-118 ГГц ВЕКТОР 110-170 ГГц	A75 A110 A118 A170	1 ^{1, 2)}
Опция наборов калибровочных мер волноводных: WR-15 3,6×1,8 мм WR-10 2,4×1,2 мм WR-6 1,6×0,8 мм	ВЕКТОР-КН 50-75 ГГц ВЕКТОР-КН 53-78 ГГц ВЕКТОР-КН 75-110 ГГц ВЕКТОР-КН 78-118 ГГц ВЕКТОР-КН 110-170 ГГц ВЕКТОР-КН 118-178 ГГц	1 ¹⁾
Руководство по эксплуатации	РЭ 26.51.43-193-21477812-2023	1
Примечания: 1) По отдельному заказу 2) Для каждого МРЧД ВЕКТОР		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Порядок работы» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.43-193-21477812-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 5 августа 2024 г. № 1796 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений комплексного коэффициента отражения и комплексного коэффициента передачи в волноводных трактах в диапазоне частот от 2,14 до 178,4 ГГц»;

МИ 3411-2013 ГСИ. Анализаторы, цепей векторные. Методика определения метрологических характеристик;

ТУ 26.20.13-001-04141619-2024 Модули расширения частотного диапазона ВЕКТОР. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 7724378907

Адрес юридического лица: 115487, г. Москва, ул. Нагатинская, 16, стр. 9, помещ. II, ком. 8

Изготовитель

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

ИНН 7724378907

Адрес юридического лица: 115487, г. Москва, ул. Нагатинская, 16, стр. 9, помещ. II, ком.8

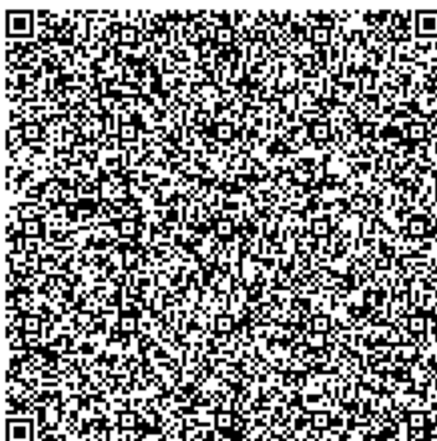
Адрес места осуществления деятельности: Московская обл., г. Черноголовка, ул. Академика Осипьяна, д. 2

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95237-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Приборы для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения МСР

Назначение средств измерений

Приборы для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения МСР (далее по тексту - приборы) предназначены для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения деталей.

Описание средств измерений

Действие приборов основано на принципе ощупывания неровностей исследуемой поверхности измерительным наконечником в виде щупа. Щуп описывает траекторию действительного профиля исследуемой поверхности.

Приборы состоят из механической части, электронного блока, монитора с персональным компьютером с программным обеспечением.

Приборы выпускаются следующих модификаций: МСР-100, МСР-250, отличающихся рядом конструктивных особенностей.

Механическая часть прибора включает шпиндель, (на подшипниках скольжения мод. МСР-100, на воздушных подшипниках мод. МСР-250) с рабочим столом для установки, вращения, центрирования и выравнивания контролируемой детали, датчик с щупом, моторизованный рычаг с механизмом крепления и перемещения щупа по оси X со шкалой, колонну со шкалой по оси Z для обеспечения перемещения датчика по вертикали.

Датчик преобразует геометрические отклонения формы поверхности в изменения электрического сигнала, пропорциональные линейным перемещениям щупа.

Электронный блок осуществляет обработку электрических сигналов, поступающих с датчика, исполняет функции управления механическими элементами (шпинделем, перемещениями датчика).

Компьютер позволяет провести расчет параметров, сохранить или отобразить протокол результатов измерений с возможностью вывода на монитор.

Приборы позволяют осуществить математическую обработку результатов измерений следующими методами:

- алгоритмическая фильтрация фильтрами Гаусса;
- расчет аппроксимирующих окружностей по методу наименьших квадратов, окружностей минимальной зоны, вписанной и описанной окружностей;
- расчет аппроксимирующих прямых по методу наименьших квадратов, минимальной зоны;
- расчет максимального отклонения профиля.

Форма представления информации может быть различна: в виде графиков в полярных и декартовых координатах, таблиц, протоколов.

Перемещение датчика по оси R и Z осуществляется с помощью джойстика.

Приборы оснащаются приводами для моторизованного перемещения датчика по осям R и Z.

Пломбирование приборов от несанкционированного доступа не предусмотрено. Нанесение знака поверки не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифрового обозначения нанесен методом печати на маркировочную табличку, которая расположена на задней панели основания приборов (Рис. 2).

Общий вид приборов представлен на рисунке 1.

Место нанесения таблички
с заводским номером и знаком
утверждения типа



а)



б)

Рисунок 1 – Внешний вид приборов
а) МСР-100; б) МСР-250



Рисунок 2 – Вид маркировочной таблички и место ее нанесения на приборы

Программное обеспечение

Программное обеспечение CIRCOM представляет собой программы для проведения измерений, а также для создания, сохранения и выполнения программ измерений. ПО позволяет сохранять результаты измерений.

Программное обеспечение функционирует в среде Windows и устанавливается на компьютер. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	CIRCOM
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 6.4.28
Цифровой идентификатор ПО	-

За метрологически значимое принимается все ПО. Программное обеспечение защищено от преднамеренных изменений с помощью пароля и авторизации пользователей. Вычислительные алгоритмы ПО расположены в заранее скомпилированных бинарных файлах и не могут быть модифицированы, они блокируют редактирование для пользователей и не позволяют удалять, создавать новые элементы или редактировать отчеты и исключают возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Защита программного обеспечения системы соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики приборов

Наименование характеристики	Значение	
Модификация	МСП-100	МСП-250
Диапазон измерений отклонений от круглости, мкм	от 0,01 до 600	
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения от круглости, мкм ²⁾	$\pm(0,06+0,03X)^1$, где X – измеренное значение отклонения от круглости, мкм	
Предел допускаемой абсолютной радиальной погрешности шпинделя, мкм ³⁾	0,06+0,002H, где H - расстояние от поверхности рабочего стола, мм	
Предел допускаемой абсолютной осевой погрешности шпинделя, мкм ³⁾	0,02+0,011R, где R - расстояние от центра вращения шпинделя, мм	
Диапазон перемещений по оси Z, мм	от 0 до 350	от 0 до 500
Предел допускаемого отклонения от прямолинейности по оси Z, мкм	1,0 (на длине 300 мм)	1,0 (на длине 400 мм)
Максимальный вес детали, кг, не более	20	50
Максимальный диаметр измеряемой детали, мм, не более	300	500
Габаритные размеры, мм, не более		
- длина	587	786
- ширина	632	727
- высота	793	993

Наименование характеристики	Значение
Примечания: ¹⁾ На высоте не более 25 мм над уровнем стола; ²⁾ При следующих условиях измерений: метод анализа – LSC, фильтр Гаусса, полоса пропускания фильтра 1-500, скорость вращения – 6 об/мин; ³⁾ При следующих условиях измерений: метод анализа – LSC, фильтр Гаусса, полоса пропускания фильтра 1-50, скорость вращения – 6 об/мин	

Таблица 3 – Технические характеристики приборов

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %	от +18 до +22 от 0 до 95, без конденсации
Параметры электропитания - напряжение, В - частота, Гц - мощность, В·А, не более	от 110 до 240 вкл. 50/60 350

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на маркировочную табличку.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средств измерений

Наименование	Обозначение	Кол-во
Прибор для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения	МСП-100/МСП-250 (в зависимости от модификации)	1 шт.
Щуп стандартный диаметром 2 мм	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	26.51.66-032-26348798-2023РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений изложены в разделе 5 «Автоматический цикл измерений» документа «Приборы для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения МСП. Руководство по эксплуатации» РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений параметров отклонений формы и расположения поверхностей вращения, утвержденная приказом Росстандарта от 30 мая 2024 г. № 1321;

ТУ 26.51.66-032-26348798-2023 «Приборы для измерений отклонений формы и расположения поверхностей вращения МСП».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Киберфизические системы и искусственный интеллект» (ООО «КСИЛЛЕКТ»)
ИНН 7718960659

Юридический адрес: 107207, г. Москва, Щёлковское ш., д. 77, эт. 1, помещ. XII, ком. 89В

Тел.: +7 (495) 604 10 13

E-mail: info@xillect.ru

Web-сайт: www.xillect.ru

Изготовитель:

Общество с ограниченной ответственностью «Киберфизические системы и искусственный интеллект» (ООО «КСИЛЛЕКТ»)
ИНН 7718960659

Адрес: 107207, г. Москва, Щёлковское ш., д. 77, эт. 1, помещ. XII, ком. 89В

Тел.: +7 (495) 604 10 13

E-mail: info@xillect.ru

Web-сайт: www.xillect.ru

Испытательный центр:

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 9729315781

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

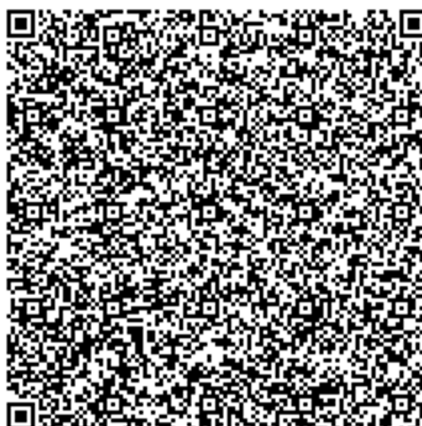
Тел.: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

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



ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики акустической эмиссии GT

Назначение средства измерений

Датчики акустической эмиссии GT (далее – датчики) предназначены для измерений амплитуды ультразвукового смещения или колебательной скорости поверхности твердых тел.

Описание средства измерений

Принцип действия датчиков основан на использовании пьезоэлектрического эффекта, при котором колебательные смещения поверхности твердых тел преобразуются в электрические сигналы.

Конструктивно датчики выполнены в виде цилиндрического корпуса, внутри которого расположен пьезокерамический чувствительный элемент. Материал корпуса – нержавеющая сталь или титановый сплав. Конструкция корпуса пылевлагонепроницаемая. Подключения к внешним устройствам осуществляется через разъем.

Датчики выпускаются в модификациях GT200-01, GT300-01, GT301-01. Модификации отличаются рабочим диапазоном частот (полосой пропускания), коэффициентом электроакустического преобразования, габаритными размерами.

Нанесение знака поверки на датчики не предусмотрено. Маркировка датчиков, включая заводской номер, выполнена методом лазерной гравировки.

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Внешний вид датчиков приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид датчиков акустической эмиссии GT

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон рабочих частот, кГц: - для GT200-01 - для GT300-01 - для GT301-01	от 100 до 200 от 100 до 800 от 50 до 500
Коэффициент электроакустического преобразования на резонансной ¹⁾ частоте относительно 1 В/(м·с ⁻¹), дБ, не менее: - при воздействии продольных волн: - для GT200-01 - для GT300-01 - для GT301-01 - при воздействии поверхностных волн: - для GT200-01	60 45 50 55
Неравномерность амплитудно-частотной характеристики в диапазоне рабочих частот при воздействии продольных волн для GT300-01, дБ	±8
Пределы допускаемой относительной погрешности электроакустического преобразования на резонансной ¹⁾ частоте, %	±30
¹⁾ для GT300-01 на среднегеометрической частоте	

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Электрическая емкость, пФ, не менее - для GT200-01, GT300-01 - для GT301-01	300 100
Электрическое сопротивление изоляции, МОм, не менее	500
Габаритные размеры (диаметр×высота), мм, не более - для GT200-01, GT301-01 - для GT300-01	16×18 23×16
Масса, г, не более - для GT200-01, GT301-01 - для GT300-01	18,5 19,0
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре 35° С, %	от -55 до +120 до 98

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносят на заглавный лист паспорта АБКЖ.433653.XXXПС и руководства по эксплуатации АБКЖ.433653РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Датчик акустической эмиссии	ГТ*	1 шт.
Датчики акустической эмиссии ГТ. Паспорт	АБКЖ.433653.ХХХПС	1 шт.
Датчики акустической эмиссии. Руководство по эксплуатации	АБКЖ.433653РЭ	1 экз. на партию
Дополнительные принадлежности		по требованию
* – исполнение по заказу (индивидуальное обозначение по конструкторской документации)		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в АБКЖ.433653РЭ, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 15 декабря 2022 г. № 3188 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений амплитуды ультразвукового смещения, колебательной скорости поверхности твердых сред и коэффициента электроакустического преобразования»;

АБКЖ.433653ТУ Датчики акустической эмиссии ГТ. Технические условия.

Правообладатель

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

ИНН 5254021532

Юридический адрес: 607185, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Павлика Морозова, д. 6

Телефон: (83130) 67777, Факс (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru

Web-сайт: www.globaltest.ru

Изготовитель

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

ИНН 5254021532

Адрес: 607185, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Павлика Морозова, д. 6.

Телефон: (83130) 67777

Факс: (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru

Web-сайт: www.globaltest.ru

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)

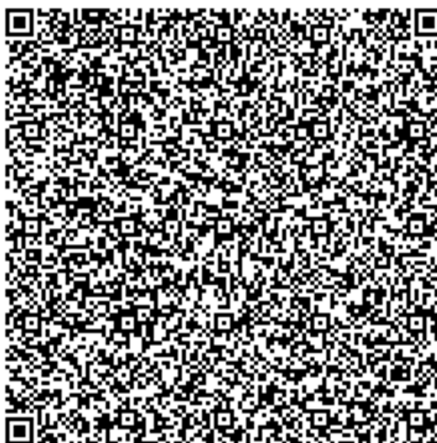
Адрес: 607188, Нижегородская обл., г. Саров, пр-кт Мира, д. 37

Телефон: (83130) 22224, 23375

Факс: (83130) 22232

E-mail: nio30@olit.vniief.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314755.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95239-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тензорезисторы ВЖ

Назначение средства измерений

Тензорезисторы ВЖ (далее – тензорезисторы) предназначены для измерений деформаций поверхности деталей машин и конструкций при статических и динамических нагрузках в диапазоне температур от минус 70 °С до плюс 900 °С, а также могут использоваться в качестве чувствительного элемента в датчиках различного назначения.

Описание средства измерений

Принцип действия тензорезисторов основан на тензорезистивном эффекте, т.е. на свойстве изменения электросопротивления проводника в результате его деформации.

Тензорезисторы состоят из чувствительного элемента (решетка), подложки и выводов.

Тензорезисторы выпускаются в четырех исполнениях:

- ВЖФ – материал чувствительного элемента: железосодержащий сплав (фольговые);
- ВЖЖ – материал чувствительного элемента: железосодержащий сплав (проволочные);
- ВЖП – материал чувствительного элемента: сплав на основе платины (проволочные);
- ВЖН – материал чувствительного элемента: никель-хромовый сплав (проволочные).

Тензорезисторы изготавливаются партиями (совокупность тензорезисторов одного типоразмера, изготовленных одним непрерывным технологическим запуском из материалов одной поставки) от 5 до 1000 шт.

Тензорезисторы выпускаются в исполнениях, которые отличаются по материалу подложки, конфигурации решетки, конструктивному исполнению контактов, нормированными значениями метрологических и технических характеристик согласно таблицам 1-3.

Пример формирования условного обозначения тензорезистора:

ВЖ	I	–	II	III	–	IV	–	V	VI	–	VII
	H		5	ЧА		120		H	015		45

где:

I – материал чувствительной решетки:

- Ф, Ж – железосодержащий сплав;
- П – сплав на основе платины;
- Н – никель-хромовый сплав;

II – номинальная база (длина чувствительного элемента), мм, согласно таблице 2;

III – код конфигурации чувствительной решетки, согласно таблице 3:

- ЧА – однокомпонентный, для измерения одноосевой деформации, вариант А;
- ЧБ – однокомпонентный, для измерения одноосевой деформации, вариант Б;
- ПА – двухкомпонентный, для измерения одноосевой деформации;
- ПБ – двухкомпонентный, для измерения двухосевой деформации;
- ПВ – двухкомпонентный, для измерения сдвиговой деформации;

IV – номинальное сопротивление в состоянии поставки до ввода в эксплуатацию, Ом;

V – материал выводов тензорезистора:

- Н – никель-хромовый сплав;
- П – сплав на основе платины;
- Ф, Ж – железосодержащий сплав;

VI – диаметр выводов:

- 015 – 0,15 мм;
- 013 – 0,13 мм;
- 010 – 0,1 мм;
- 008 – 0,08 мм;
- 007 – 0,07 мм;

VII – длина выводов, мм.

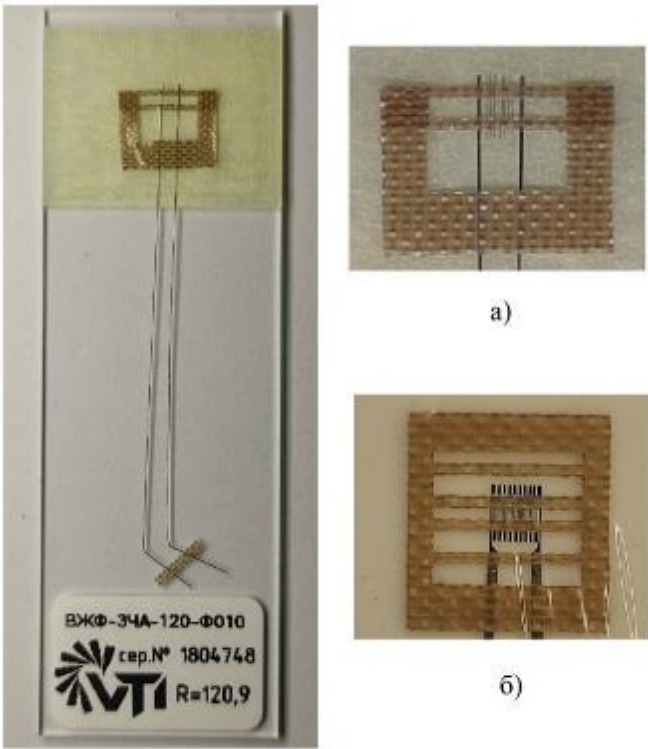
Серийный номер тензорезисторов, знак утверждения типа и обозначение исполнения указывается в паспорте на партию тензорезисторов и на упаковке. Обозначения исполнения тензорезистора (состоит из арабских цифр и букв русского алфавита, разделяемых тире), серийный номер (состоит из арабских цифр) наносятся в паспорт и на упаковку типографским методом.

Знак предприятия – изготовителя на каждой бирке тензорезистора (предусмотрено).

Нанесение знака поверки и знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено.

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

Общий вид тензорезисторов и упаковки тензорезисторов с указанием мест нанесения серийного номера, знака утверждения типа и товарного знака производителя представлены на рисунках 1, 2.



а) Тензорезисторы исполнения ВЖЖ, ВЖН, ВЖП
б) Тензорезисторы исполнения ВЖФ

Рисунок 1 – Общий вид тензорезисторов

ООО «Высокоточные измерения»

ТЕНЗОРЕЗИСТОРЫ ВЖ

Чувствительный элемент

Материал

Основные характеристики

Базовый размер, мм

Сопротивление, Ом

Среднее значение чувствительности

Выводы

Материал

Длина, мм

фехраль

3

120 ± 3

2,35

фехраль

45

Тип ВЖФ-ЗЧА-120-Ф010-45

Количество, шт

Серийный №

Дата выпуска

Технические условия:

ОТК

8

1004778

июль 2024

26.51.66-001-21984526-2020

Рисунок 2 – Общий вид упаковки тензорезисторов

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнений		
	ВЖФ, ВЖЖ	ВЖН	ВЖП
Диапазон измерений деформации, млн ⁻¹	от -2000 до +2000		
Номинальное электрическое сопротивление, Ом*	от 60 до 350		от 60 до 120
Предельное относительное отклонение электрического сопротивления в партии от номинального, %	±3,0		
Среднее значение чувствительности при нормальных условиях**	от 1,8 до 2,8		от 3,3 до 4,5
Среднее квадратическое отклонение (СКО) чувствительности в партии при нормальных условиях**, %, не более	3,0		
Пределы относительного среднего значения часовой ползучести, при нормальных условиях**, %	±2,0		
СКО часовой ползучести, при нормальных условиях**, %, не более	1,0		
Температурная характеристика сопротивления (ТХС), млн ⁻¹	$\xi(t) = C_0 + C_1 \cdot t + C_2 \cdot t^2 + C_3 \cdot t^3 + \dots + C_n \cdot t^n$ где t – температура в °С; $C_0, C_1, C_2, C_3, \dots C_n$ – коэффициенты		
СКО погрешности аппроксимации ТХС, млн ⁻¹	1000		
Максимальное абсолютное значение ТХС в рабочей области значений температуры, млн ⁻¹	20000	50000	300000
СКО значения ТХС при максимальной температуре, млн ⁻¹	10000		
Пределы среднего значения температурного коэффициента чувствительности (ТКЧ) при максимальной (минимальной) температуре, %·°C ⁻¹	от -0,036 до -0,018	от -0,008 до 0,003	от -0,07 до -0,04
Среднее квадратическое отклонение ТКЧ при максимальной (минимальной) температуре, %·°C ⁻¹ , не более	0,02		
*Фактические значения технических характеристик приводятся в паспорте на партию тензорезисторов; **Нормальные условия согласно ГОСТ 21616-91			

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для исполнений		
	ВЖФ, ВЖЖ	ВЖН	ВЖП
Предельная деформация, млн ⁻¹	±2000		
Номинальная база, мм*	от 2,0 до 5,0	от 1,65 до 5,30	
Условия эксплуатации: - интервал рабочей температуры, °С; - относительная влажность, %, не более	от -70 до +900 80		
Максимальный рабочий ток питания, мА	30		
Габаритные размеры, мм: - ширина - длина	от 1,80 до 8,16 от 1,50 до 7,52	от 1,5 до 5,0 от 1,6 до 5,7	
Толщина тензорезистора (решётки) без учёта выводов, мкм, не более	50		
Толщина тензорезистора с учётом выводов, мкм, не более	200		
Масса тензорезистора, г, не более	0,1		
*Фактические значения технических характеристик приводятся в паспорте на партию тензорезисторов			

Таблица 3 – Код конфигурации чувствительной решетки и внешний вид тензорезисторов

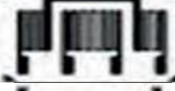
Код конфигурации решетки	Общий вид тензорезистора
ЧА – однокомпонентный, для измерения одноосевой деформации, вариант А (ВЖФ, ВЖЖ, ВЖП, ВЖН)	
ЧБ – однокомпонентный, для измерения одноосевой деформации, вариант Б (ВЖФ, ВЖЖ, ВЖП, ВЖН)	
ПА – двухкомпонентный, для измерения одноосевой деформации (ВЖФ)	
ПБ – двухкомпонентный, для измерения двухосевой деформации (ВЖФ)	
ПВ – двухкомпонентный, для измерения сдвиговой деформации (ВЖФ)	

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Число циклов знакопеременной деформации с амплитудой $\pm 1000 \text{ млн}^{-1}$ при вероятности 0,95, не менее	$1 \cdot 10^7$
Гарантийный срок хранения тензорезисторов, месяцев	12

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта и упаковки типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тензорезисторы	ВЖ I–II III–IV–V VI–VII	не менее 5 шт. в партии
Инструкция по наклеиванию тензорезисторов термоцементом	—	1 экз.
Упаковка (тара)	—	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.*
* - в один адрес		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 4 «Указания по эксплуатации» паспорта на тензорезисторы ВЖ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.66-001-21984526-2020 «Тензорезисторы жаропрочные ВЖ. Технические условия»;

СМК 02 СТО 47-2020 «Метрологическое обеспечение. Локальная поверочная схема для средств измерений деформации», утвержденная УНИИМ - филиалом ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2021 г.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Высокоточные измерения»
(ООО «Высокоточные измерения»)

ИНН 2628803187

Юридический адрес: 109316, г. Москва, Вн.тер.г. муниципальный округ Таганский, пр-кт Волгоградский, д. 6, помещ. 2/1

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Высокоточные измерения»
(ООО «Высокоточные измерения»)

ИНН 2628803187

Адрес: 109316, г. Москва, Вн.тер.г. муниципальный округ Таганский, пр-кт Волгоградский, д. 6, помещ. 2/1

Общество с ограниченной ответственностью Торговый Дом «ЮгВесСтрой»
(ООО Торговый Дом «ЮгВесСтрой»)

ИНН 2635227199

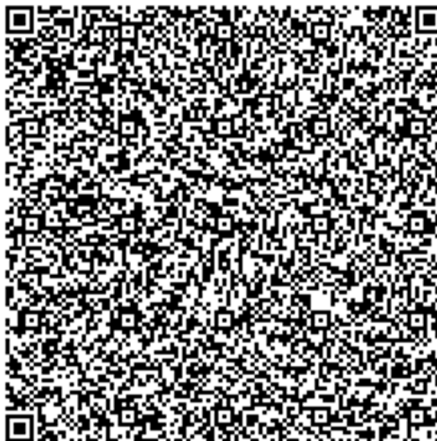
Адрес: 355014, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Черниговская, д. 4/1, оф. 158

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95240-25

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители отклонений от прямолинейности Лазерная струна ЛС-1

Назначение средства измерений

Измерители отклонений от прямолинейности Лазерная струна ЛС-1 (далее – измерители) предназначены для измерений отклонений от прямолинейности, плоскостности и соосности.

Описание средства измерений

Измерители состоят из двух магнитных подставок, в которые устанавливаются лазерная труба и визирная приемная система при визуальном способе измерений или приёмник фотоэлектрический при фотоэлектрическом способе измерений и комплекта оптических узлов, в том числе отражателей. В состав измерителя входит персональный компьютер с установленным программным обеспечением.

Принцип действия измерителей основан на методе лазерного визирования. Величина смещения изображения марки относительно выходного элемента прибора в виде кольцевой интерференционной структуры с четко выраженным круглым центральным пятном измеряется отсчетными устройствами магнитной подставки или с помощью цифровой камеры с матричным приемником.

Измерители выпускаются в двух модификациях: ЛС-1.01.000 и ЛС-1.01.001, которые различаются конструктивным исполнением, внешним видом и габаритными размерами лазерной трубы.

Лазерная струна ЛС-1.01.000, представленная на рисунке 1 а), состоит из светодиодного лазера, блока питания и оптических элементов, смонтированных в цилиндрическом корпусе лазерной трубы и закрытых кожухом.

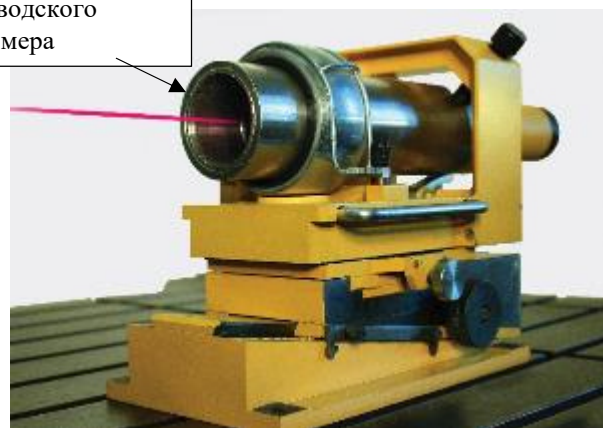
Лазерная струна ЛС-1.01.001, представленная на рисунке 1 б), состоит из трубы лазерного формирователя, установленной в сферическую опору со сферическими лапками лафета, с помощью которых труба может наклоняться вокруг центра сферической опоры в двух взаимно перпендикулярных плоскостях.

Заводской номер имеет цифровой формат и наносится типографским методом на переднюю часть лазерной трубы, наименование организации-изготовителя наносится типографским методом на переднюю часть лазерной трубы.

Общий вид измерителей представлен на рисунке 1.



а) Лазерная труба ЛС-1.01.000



б) Лазерная труба ЛС-1.01.001



в) Приёмник фотоэлектрический



г) Визирная приемная система

Рисунок 1 – Общий вид измерителей отклонений от прямолинейности Лазерная струна ЛС-1

Пломбирование измерителей не предусмотрено. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Программное обеспечение

Измерители имеют автономное программное обеспечение (далее – ПО). Автономное ПО установлено на персональном компьютере и по интерфейсу USB получает данные с цифровой камеры для дальнейшей обработки и хранения информации. ПО содержит метрологически значимую часть, доступ пользователя к которой ограничен. ПО предназначено для обработки результатов измерений, отображения их на мониторе, сохранения результатов измерений. Для защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений настроек измерителя предусмотрена авторизация пользователей программными средствами. Доступ пользователя к настройкам программы возможен лишь при правильном вводе пароля. Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Отсчет
Номер версии ПО	2.X*
Цифровой идентификатор ПО	-
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	-
* - где X не относится к метрологически значимой части ПО и принимает значения от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочее расстояние от объектива до приемника, м	от 0,5 до 30
Диапазон измерений отклонений от опорной прямой, мм: - визуальным способом - фотоэлектрическим способом	от +5,0 до -5,0 от +3,0 до -3,0
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонений от опорной прямой, мм: - визуальным способом - фотоэлектрическим способом	$\pm 0,1$ $\pm 0,05$
Диапазон измерений длины, мм - отсчетными устройствами магнитной подставки - фотоэлектрическим отсчетным устройством	от 0 до 10 от 0 до 6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длины, мм - отсчетными устройствами магнитной подставки - фотоэлектрическим отсчетным устройством	$\pm 0,02$ $\pm 0,005$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Допуск параллельности оси лазерного пучка образующей корпуса лазерной трубы на длине 1 м, мм	0,02
Расстояние от стебля до верхнего края торца конической части барабана, мм, не более	0,5
Габаритные размеры, мм, не более: лазерной трубы ЛС-1.01.000: - диаметр - длина лазерной трубы ЛС-1.01.001: - диаметр - длина визирной приемной системы в подставке: - высота - ширина - длина	50 250 70 440 270 180 170
Номинальное напряжение питания лазерной трубы постоянного тока (два элемента питания ААА), В	3,0

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °C - относительная влажность, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 94 до 104
Масса, кг, не более: - лазерной трубы - визирной приемной системы в подставке	2,5 4,0

Таблица 4 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, лет, не менее	5
Средняя наработка на отказ, ч	2000

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Лазерная труба*	ЛС-1.01.000	1 шт.
Лазерная труба*	ЛС-1.01.001	1 шт.
Приёмник фотоэлектрический (цифровая камера)	SDU - 415	1 шт.
Магнитная подставка	ИГ 159. 05.000	2 шт.
Визирная приемная система	ЛС-1.02.000	1 шт.
Комплект оптических узлов*	-	1 компл.
Компьютер (ноутбук) в сумке для переноса	-	1 шт.
Программное обеспечение	ЛС-1.000 ПО	1 шт.
Ящик укладочный	ЛС-1. 03.000	2 шт.
Отвертка	-	1 шт.
Кисточка беличья	-	1 шт.
Салфетка фланелевая	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ЛС-01.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	ЛС-01.000 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
* - поставляется по согласованию		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 «Принцип работы прибора, устройство и конструкция» документа ЛС-01.000 РЭ «Измеритель отклонений от прямолинейности Лазерная струна ЛС-1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.33-001-33122646-2023 Измеритель отклонений от прямолинейности Лазерная струна ЛС-1. Технические условия;

Приказ Росстандарта от 15 марта 2021 г. № 314 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений в области прямолинейности и плоскостности».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГРАДАН» (ООО «ГРАДАН»)
ИНН 7805749123

Юридический адрес: 198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 4, лит. А, кв. 37

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГРАДАН» (ООО «ГРАДАН»)
ИНН 7805749123

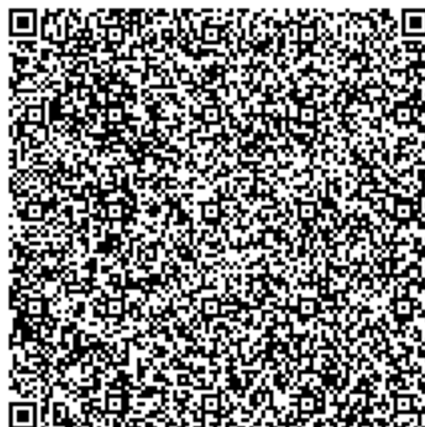
Адрес: 198152, г. Санкт-Петербург, ул. Краснопутиловская, д. 4, лит. А, кв. 37

Испытательный центр

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

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

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95241-25

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термометры сопротивления эталонные ПТС-100

Назначение средства измерений

Термометры сопротивления эталонные ПТС-100 (далее - термометры) предназначены для измерений температуры жидких, газообразных сред и твердых тел в диапазоне от минус 196 °С до плюс 419,527 °С, а также для проведения поверки средств измерений температуры в качестве рабочих эталонов 2-го и 3-го разрядов по Государственной поверочной схеме для средств измерений температуры, ч.1, 2.

Описание средства измерений

Принцип действия термометров основан на использовании зависимости электрического сопротивления платины от температуры.

Основной частью термометра является чувствительный элемент, представляющий собой резистор в виде спирали из платиновой проволоки диаметром 0,05 мм.

Для термометров ПТС-100 соединенные последовательно отрезки спирали укладываются в керамическую трубочку. К концам платиновой проволоки чувствительного элемента приварены четыре вывода из платины Пл1 по ГОСТ 21007-2014, жестко скрепленные с каркасом, к каждому из которых приварено по одному удлиняющему выводу из серебра Ср999 по ГОСТ 7222-75. Для изоляции выводных проводников применена четырехканальная синоксалиевая керамическая трубка. Чувствительный элемент с выводами заключен в герметизированную пробирку, изготовленную из стали. Пробирка заполнена сухим воздухом.

Термометры подразделяются на термометры 2 и 3 разряда.

Маркировка термометра выполнена методом лазерной гравировки на головке термометра и содержит: логотип завода-изготовителя, обозначение ПТС-100, заводской номер по принятой нумерации предприятия-изготовителя в формате не менее 4 арабских цифр, дату изготовления.

Нанесение знака поверки и пломбирование термометров не предусмотрено.

Общий вид средства измерений представлен на рисунке 1.

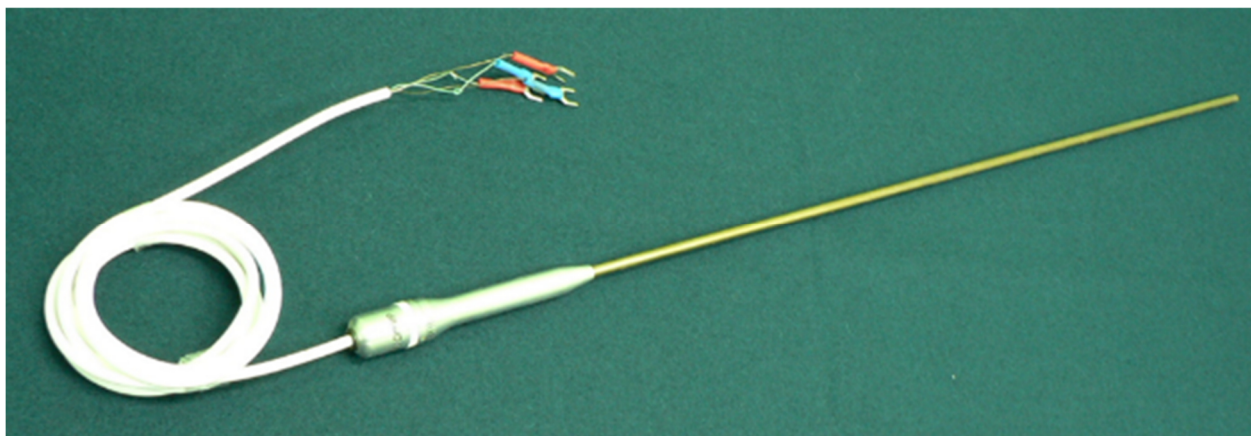


Рисунок 1 – Общий вид термометра



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	2-й разряд	3-й разряд
Диапазон измерений температуры, °C	от -196 до +419,527	
Номинальное сопротивление термометров при температуре 0 °C, Ом	100,00±0,05	
Отношение WGa сопротивления термометра при температуре плавления галлия к его сопротивлению в тройной точке воды, не менее	1,11795	
Нестабильность термометров в температурном эквиваленте в тройной точке воды после отжига при температуре на 10 °C выше верхнего предела измерений, °C, не более	0,002	0,004
Доверительная погрешность термометров при доверительной вероятности 0,95, °C, не более ¹⁾ при температуре		
-196 °C(77 K)	±0,02	±0,05
+0,01 °C	±0,01	±0,02
+231, 928 °C	±0,02	±0,04
+419, 527 °C	±0,02	±0,07

Наименование характеристики	Значение	
	2-й разряд	3-й разряд
Электрическое сопротивление изоляции между выводами и корпусом термометров при температуре (20±5) °С и относительной влажности (60±15)%, МОм, не менее	100	
Диаметр защитной трубки, мм, не более	6	
Диаметр головки термометра, мм, не более	20	
Длина монтажной части, мм, не более	670	
Масса, г, не более	120	
Условия эксплуатации - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, %, не более - атмосферное давление, кПа	от +15 до +30 до 80 от 84 до 106,7	
1) Интерполяция значений погрешности в диапазоне температуры – линейная.		

Таблица 2 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средняя наработка до метрологического отказа, ч или циклов охлаждения –нагрев, не менее	1000 или 50
Срок службы, лет, не менее	5
Гарантийный срок, лет	1

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность термометров

Наименование	Обозначение	Количество
Термометр сопротивления эталонный	ПТС-100	1 шт.
Паспорт	ДДЖ 2.821.164 ПС	1 экз.
Футляр		1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ДДЖ 2.821.164 ПС «Термометр сопротивления эталонный ПТС-100. Паспорт», раздел «Приложение».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Государственная поверочная схема для средств измерений температуры, утвержденная приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 ноября 2024 г. № 2712 (ч. 1, 2);

Технические условия ТУ 4211-017-02566817-2024 «Термометры сопротивления эталонные ПТС-100».

Правообладатель

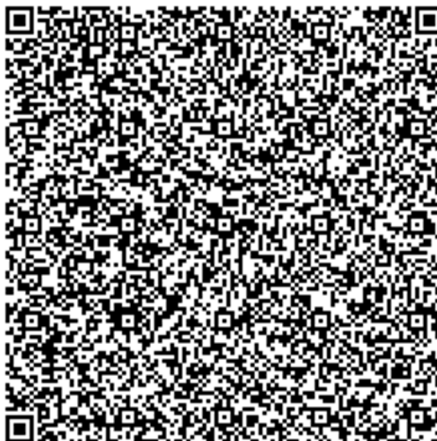
Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон»
(ООО «Владимирский завод «Эталон»)
ИНН 3327840405
Юридический адрес: 600005, г. Владимир, Промышленный пр-д, д. 2А, лит. А, помещ. 1
Телефон: (4922) 49-41-76, факс: (4922) 49-41-77
E-mail: omis@vladetalon.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Владимирский завод «Эталон»
(ООО «Владимирский завод «Эталон»)
ИНН 3327840405
Адрес: 600005, г. Владимир, Промышленный пр-д, д. 2А, лит. А, помещ. 1
Телефон: (4922) 49-41-76, факс: (4922) 49-41-77
E-mail: omis@vladetalon.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева»
(ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева»)
Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01, факс: (812) 713-01-14
E-mail: info@vniim.ru
Web-сайт: www.vniim.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314555.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95242-25

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Конаковской ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Конаковской ГРЭС (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Конаковской ГРЭС, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках действующих регламентов и нормативно-правовых актов Российской Федерации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений. АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройства синхронизации системного времени (УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются усредненные за период 0,02 с значения активной мощности и среднеквадратических значений напряжения и тока в каждой фазе. По вычисленным значениям активной мощности, напряжения и тока производится вычисление полной и реактивной мощности за период.

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициента трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы, выполняется дальнейшая обработка измерительной информации. Сервер АИИС КУЭ автоматически опрашивает УСПД и сохраняет полученные данные на жестких дисках.

Формирование справочных и отчетных документов, в том числе в виде XML-макетов, установленных регламентами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) форматов, а также вывод информации на экран выполняется на сервере АИИС КУЭ и АРМ.

Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки в организации-участники ОРЭМ осуществляется с АРМ с использованием электронной подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ, ИВК.

АИИС КУЭ оснащена УСВ-2, непрерывно синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС, получаемым от приемников ГЛОНАСС. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени UTC (SU) для УСВ-2 составляет не более ± 10 мкс.

Сравнение и синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УСВ-2 производится периодически (1 раз в час) при любом расхождении часов сервера АИИС КУЭ с устройством синхронизации времени.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется ежесуточно. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится при наличии любого расхождения.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 3 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 01 средства измерений указывается в формуляре типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 1. В ПО «Пирамида 2000» реализована защита измерительной информации с помощью паролей и разграничения прав доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое специальным программным обеспечением.

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электрической энергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000»

Идентификационные данные (признаки)	Значение									
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll	CalcLeakage.dll	CalcLosses.dll	Metrology.dll	ParseBin.dll	ParseIEC.dll	ParseModbus.dll	ParsePiramida.dll	SynchroNSI.dll	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3									
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5									

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Конаковская ГРЭС, ТГ-1 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
2	Конаковская ГРЭС, ТГ-2 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	Конаковская ГРЭС, ТГ-3 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	Конаковская ГРЭС, ТГ-4 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	Конаковская ГРЭС, ТГ-5 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
6	Конаковская ГРЭС, ТГ-6 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Конаковская ГРЭС, ТГ-7 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
8	Конаковская ГРЭС, ТГ-8 20 кВ	ТШЛ 20 12000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-20-63 20000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
9	Конаковская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч. 13, ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Череповецкая	ТГФ-500 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 66618-17	СЗVT 550/4 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14 СЗVT 550/4 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
10	Конаковская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч. 12, КВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Трубино	ТФНКД-500-П 2000/1 Кл. т. 0,5 Рег. № 3639-73	СЗVT 550/4 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14 СЗVT 550/4 500000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Конаковская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч. 11, ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Белый Раст	ТГФ-500 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 66618-17	С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14 С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
12	Конаковская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч. 10, ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС - Опытная	ТОГФ 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 82676-21	С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14 С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	Конаковская ГРЭС, ОРУ-500 кВ, яч. 5, ОВ-500 кВ	ТГФ-500 2000/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 66618-17	С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14 С3VT 550/4 500000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Рег. № 58464-14	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Конаковская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, I секция, ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС - Калининская № 1	ТОГФ (П) 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 330000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15 НДКМ 330000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
15	Конаковская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, II секция, ВЛ 330 кВ Конаковская ГРЭС - Калининская № 2	ТОГФ (П) 1500/1 Кл. т. 0,2S Рег. № 61432-15	НДКМ 330000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15 НДКМ 330000/√3:100/√3 Кл. т. 0,2 Рег. № 60542-15	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
16	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 5, ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Радищев II цепь	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-06	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 8, ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Радищев I цепь	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
18	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 12, КВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Темпы I цепь	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
19	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 10, КВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Темпы II цепь	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-08	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
20	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 14, ВЛ 220 кВ Конаковская ГРЭС - Алмаз	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-06	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
21	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. 11, ОВ-220 кВ	SB 0,8 1200/1 Кл. т. 0,2 Рег. № 20951-06	НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60 НКФ-220-58 220000/√3:100/√3 Кл. т. 1 Рег. № 1382-60	СЭТ-4ТМ.02М.18 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
22	Конаковская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, I секция, яч. 1, ВЛ 35 кВ Конаковская ГРЭС - Тяговая I цепь с отпайкой на ПС Т-200	ТФНД-35М 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
23	Конаковская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, I секция, яч. 4, ВЛ 35 кВ Конаковская ГРЭС - ЗМИ I цепь с отпайкой на ПС ЗСК	ТФНД-35М 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	Конаковская ГРЭС, ОРУ-35 кВ, II секция, яч. 7, ВЛ 35 кВ Конаковская ГРЭС - Тяговая II цепь	ТФНД-35М 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
25	Конаковская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, II секция, яч. 10, ВЛ 35 кВ Конаковская ГРЭС - ЗМИ II цепь с отпайкой на ПС ЗСК	ТФНД-35М 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 35000/√3:100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
26	Конаковская ГРЭС, КРУ-6 кВ, секция 4Б, яч. 436, КЛ 6 кВ Рабочий ввод № 1 ПС «Опытная»	ТПЛ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	СИКОН С70 Рег. № 28822-05 / УСВ-2 Рег. № 82570-21
27	Конаковская ГРЭС, КРУ-6 кВ, секция 3А, яч. 311, КЛ 6 кВ Рабочий ввод № 2 ПС «Опытная»	ТЛЮ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-07	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
28	Конаковская ГРЭС, КРУ-6 кВ, секция 6А, яч.631, КЛ 6 кВ Резервный ввод ПС «Опытная»	ТЛЮ-10 150/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 25433-07	НАЛИ-СЭЩ 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 51621-12	СЭТ-4ТМ.02М.02 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
Примечания:					
1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утверждённых типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение метрологических характеристик, указанных в таблице 3.					
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные, утверждённых типов.					
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 таблице 1.					
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносятся изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-8, 22-26	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 5,5$
	Реактивная	$\pm 1,9$	$\pm 2,9$
9, 11-15	Активная	$\pm 0,6$	$\pm 2,0$
	Реактивная	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$
10, 27, 28	Активная	$\pm 1,0$	$\pm 5,4$
	Реактивная	$\pm 1,6$	$\pm 2,8$
16-21	Активная	$\pm 1,5$	$\pm 3,2$
	Реактивная	$\pm 2,2$	$\pm 2,3$
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		± 5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3. Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 40 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	28
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1(2) до 120 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, ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -45 до +40 от +5 до +40 от -40 до +70 от -10 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - 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 УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 70000 2 35000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	114 10 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнале УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени УСПД;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т.ч. пофазного);
 - коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;

- УСПД;
- сервера (серверного шкафа).
- защита информации на программном уровне:
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	24
Трансформаторы тока	ТГФ-500	9
Трансформаторы тока	ТФНКД-500-П	3
Трансформаторы тока	ТОГФ	3
Трансформаторы тока	ТОГФ (П)	6
Трансформаторы тока встроенные	SB 0,8	18
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	8
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	4
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-20-63	24
Трансформаторы напряжения емкостные	СЗVT 550/4	6
Трансформаторы напряжения емкостные	НДКМ	12
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.02	15
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М.18	13
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	3
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер АИИС КУЭ	-	1
Программное обеспечение	Пирамида 2000	1
Паспорт	-	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) Конаковской ГРЭС», аттестованном ООО «Энергокомплекс», г. Москва, уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312235.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Публичное акционерное общество «ЭЛ5-Энерго» (ПАО «ЭЛ5-Энерго»)

ИНН 6671156423

Юридический адрес: 620014, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, д. 10

Телефон: +7 495 539-31-31

E-mail: office.russia@el5-energo.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «ЭЛ5-Энерго» (ПАО «ЭЛ5-Энерго»)

ИНН 6671156423

Адрес места осуществления деятельности: 171252, Тверская обл., г. Конаково, ул. Промышленная, д. 12

Юридический адрес: 620014, Свердловская обл., г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, д. 10

Телефон: +7 482 423-83-59

E-mail: office.russia@el5-energo.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН 7444052356

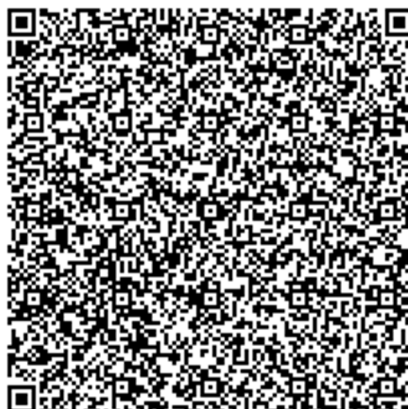
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95243-25

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» для энергоснабжения АО «ЧЗМК» (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 (Измерительные каналы (ИК) №№ 1 – 9) 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) АО «ЧЗМК»;

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

АИИС КУЭ (ИК № 10) состоит из двух 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 (ИВК) включает в себя 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 ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ» создан на базе программного обеспечения (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 (ИК №№ 1 – 9) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на входы УСПД АО «ЧЗМК», где осуществляется формирование и хранение информации.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков (ИК № 10) при помощи технических средств приёма-передачи данных поступает на сервер ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», где осуществляется формирование, хранение информации и оформление отчетных документов.

Допускается в качестве резервного канала сбора и передачи данных опрос любого счетчика (ИК №№ 1 – 9) 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 4.

СОЕВ включает в себя сервер точного времени Метроном-50М, часы сервера ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ», часы УСПД и счётчиков.

Сервер точного времени Метроном-50М осуществляет прием и обработку сигналов времени, по которым осуществляет 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).

УСПД АО «ЧЗМК», имеющее встроенный GPS(ГЛОНАСС)-приемник, осуществляет прием меток точного времени от спутниковой системы глобального позиционирования. 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 (ИК №№ 1 – 9) синхронизируются от УСПД АО «ЧЗМК». 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Счетчики (ИК № 10) 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 допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 3 с (параметр программируемый).

В случае использования резервного канала связи стандарта GSM, счетчики (ИК №№ 1 – 9) 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 допускаемой 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 297. 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 1-2.

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

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» 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 ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-5.

Таблица 3 – Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Состав ИК АИИС КУЭ					
Номер ИК	Наименование объекта учета	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (рег. №)	Обозначение, тип	УСПД	УССВ
1	2	3	4	5	6
1	ЦРП 6 кВ ЗАО "ЧЗМК", РУ-6 кВ, 1 СП-6 кВ, яч.7, ф.7, КЛ-6 кВ к ТП-7 6 кВ	ТТ	А ТВЛМ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
			В -		
			С ТВЛМ-10		
		ТН	А НТМИ-6-66		
			В НТМИ-6-66		
2	ЦРП 6 кВ ЗАО "ЧЗМК", РУ-6 кВ, 2 СП-6 кВ, яч.30, ф.30, КЛ-6 кВ к ТП-17 6 кВ	Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
			А ТПЛ-10		
		ТТ	В -		
			С ТПЛ-10		
		ТН	А НТМИ-6-66		
			В НТМИ-6-66		
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05М		
			С ПСЧ-4ТМ.05М		

Продолжение таблицы 3

1	2	3		4		5	6		
3	ЦТП 6 кВ ЗАО "ЧЗМК", РУ-6 кВ, 2 СШ-6 кВ, яч.34, ф.34, КЛ-6 кВ к ЦТП 6 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=150/5 №1276-59	A	ТПЛ-10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		ТН	КТ=0,5 КТН=6000/100 №2611-70	B	-				
				C	ТПЛ-10				
				A	НТМИ-6-66				
Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №36355-07	ПСЧ-4ТМ.05М							
		A	ТОП-0,66						
		B	ТОП-0,66						
4	РЩ-0,4 кВ Баян №9, КЛ- 0,4 кВ	ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 №47959-16	C	ТОП-0,66			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	-						
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.16					
		ТТ	КТ=0,5 КТТ=100/5 № 47959-16	A	ТОП-0,66				
B	ТОП-0,66								
C	ТОП-0,66								
5	Щит 0,4 кВ на проходной завода, ф.6, КЛ-0,4 кВ ЗАО Кумир	ТН	-			ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17		
		Счетчик	КТ=0,5S/1,0 Ксч=1 №50460-12	ПСЧ-4ТМ.05МК.16					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
6	КТП-13 цех №8 6кВ, РУ-0,4кВ, вв.1, КЛ-0,4кВ ГСК-321	ТТ	-	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	-		
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.20		
		К _Г =1,0/2,0 К _{сч} =1 №50460-12			
7	КТП-13 цех №8 6кВ, РУ-0,4кВ, вв.2, КЛ-0,4кВ Филиал ГСК-321	ТТ	-	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		ТН	-		
		Счетчик	ПСЧ-4ТМ.05МК.20		
		К _Г =1,0/2,0 К _{сч} =1 №50460-12			
8	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.25-27 6 кВ	ТТ	А ТПОЛ10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		К _Г =0,5 К _{ГГ} =1000/5 №1261-59	В ТПОЛ10		
			С ТПОЛ10		
		К _Г =0,5 К _{ГН} =6000/100 №2611-70	А НТМИ-6-66		
			В		
			С		
8	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.25-27 6 кВ	ТН	НТМИ-6-66	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		Счетчик	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN		
8	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 1 СШ 6 кВ, ф.25-27 6 кВ	К _Г =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №23345-07		ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	Метроном-50М Рег. № 68916-17
		Счетчик	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN		

1	2	3	4			5	6
9	ЦРП 6 кВ ЧЗМК, РУ 6 кВ, 2 СП 6 кВ, ф.20-22 6 кВ	ТТ	К _Т =0,5 К _{ТТ} =1000/5 №1261-59	A	ТПОЛ10	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-14	
				B	ТПОЛ10		
				C	ТПОЛ10		
		ТН	К _Т =0,5 К _{ТН} =6000/100 №2611-70	A	НТМИ-6-66		
	B						
	C						
		Счетчик	К _Т =0,5S/1,0 К _{сч} =1 №23345-07	Меркурий 230 ART-00 PQRSIDN			Метроном-50М Рег. № 68916-17
10	Исток освещения 0,4 кВ на проходной завода, ОАО "СМЭУ ГАИ	ТТ	-			-	
		ТН					
		Счетчик	К _Т =1,0/1,0 К _{сч} =1 №61678-15	МИР С-05.10-230-5(80)-G-KNQ-D			

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 3, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

3 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 4 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 7. Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1 – 3, 8, 9	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,3
4, 5	Активная	1,0	5,6
	Реактивная	2,1	4,2
6, 7	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	2,2	5,5
10	Активная	1,1	3,4
	Реактивная	1,1	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 Р = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 5% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +5 до +35°С.			

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, $^\circ\text{C}$	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от $+21$ до $+25$
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - диапазон рабочих температур окружающей среды, $^\circ\text{C}$: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД - для Метроном-50М	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от -40 до $+35$ от -40 до $+55$ от 0 до $+40$ от $+15$ до $+30$

Продолжение таблицы 5

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии МИР С-05: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии Меркурий 230: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более счетчики электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05МК: - 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	140000 72 290000 72 150000 72 165000 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;

- результат самодиагностики;
- перерывы питания;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере;
 - пропадание и восстановление связи с УСПД/счетчиком;
 - результат самодиагностики;
 - перерывы питания.

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 6.

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТПОЛ10	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	Меркурий 230	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	4

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики электроэнергии многофункциональные	МИР С-05	1
Устройства сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Серверы точного времени	Метроном-50М	1
Формуляр	13526821.4611.297.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 АО «ЧЗМК»», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. 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 «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН 7444052356

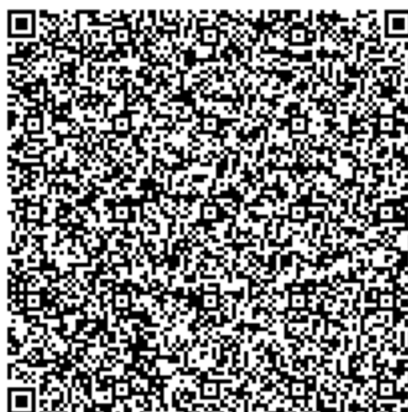
Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск,
ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, ком. № 510

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, оф. 23

Телефон: +7 (351) 951-02-67

E-mail: encomplex@yandex.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312235.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95244-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МОЭК Системы учета» РТС(МОСЭНЕРГО)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «МОЭК Системы учета» РТС(МОСЭНЕРГО) (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер ИВК, устройство синхронизации времени УСВ-3, автоматизированное рабочее место (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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 электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронной цифровой подписью в виде макетов XML форматов 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через Интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени УСВ-3, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС/GPS.

Сервер ИВК периодически по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3. Синхронизация шкалы времени сервера ИВК и шкалы времени УСВ осуществляется при каждом цикле сравнения независимо от величины расхождения шкал времени сервера ИВК и УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электрической энергии со шкалой времени сервера ИВК на величину более чем ± 2 с., выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

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

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ 002 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода, маркировочная табличка крепится на корпус сервера ИВК. Дополнительно заводской номер 002 указан в паспорте-формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Рекомендациями Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	РТП 17139 10 кВ, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.20	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 84823-22, сервер ИВК
2	РТП 17139 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.8	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
3	РТП 17139 10 кВ, РУ-10 кВ, 3 СШ 10 кВ, яч.21	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
4	РТП 17139 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.9	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМК-10 10000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 355-49	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
5	РТП 19171 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТПОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
6	РТП 19171 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТОЛ-10-I 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
7	РТП 19171 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	
8	РТП 19171 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.21	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
9	РТП 19172 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
10	РТП 19172 10 кВ, РУ-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТОЛ-10-I 75/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	РТП 19172 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.20	ТОЛ-10-I 200/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 15128-07	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	УСВ-3, рег. № 84823-22, сервер ИВК
12	РТП 19172 10 кВ, РУ-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.21	ТПОЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-08	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типов.

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

4. 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

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-4	Активная	1,2	3,3
	Реактивная	2,4	5,8
5, 7, 12	Активная	1,0	3,3
	Реактивная	2,2	5,7
6, 8-11	Активная	0,9	2,9
	Реактивная	2,0	4,7

Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно национальной шкалы координированного времени UTC (SU), с

± 5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

3. Границы погрешности результатов измерений приведены при $\cos \varphi = 0,87$, токе ТТ, равном

100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий для ИК №№ 1-12 при $\cos \varphi = 0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $+5^{\circ}\text{C}$ до $+50^{\circ}\text{C}$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	12
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5инд до 0,87емк от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +5 до +50 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.02.2 (рег. № 20175-01): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3 (рег. № 84823-22): - наработка на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 90000 2 140000 2 180000 2 0,99 1
Глубина хранения информации: СЭТ-4ТМ.03М.01 (рег. № 36697-12): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.02.2 (рег. № 20175-01): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-08): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 113 113 3,5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения и тока;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик электрической энергии multifunctional	СЭТ-4ТМ.03М.01	4
	СЭТ-4ТМ.02.2	3
	СЭТ-4ТМ.03М	5
Трансформатор тока	ТПЛ-10	8
	ТПОЛ-10	4
	ТОЛ-10-I	18
Трансформатор напряжения	НТМК-10	2
	НАМИ-10	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	КНМУ.411711.055.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 «МОЭК Системы учета» РТС(МОСЭНЕРГО)». МВИ 26.51/343/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ» г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «МОЭК Системы учета»
(ООО «МОЭК Системы учета»)

ИНН 7743408917

Юридический адрес: 125581, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Ховрино,
ул. Лавочкина, д. 34, помещ. 26/1

Телефон: +7(495) 730-53-12

E-mail: info@moek-uchet.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «МОЭК Системы учета»
(ООО «МОЭК Системы учета»)

ИНН 7743408917

Юридический адрес: 125581, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Ховрино,
ул. Лавочкина, д. 34, помещ. 26/1

Телефон: +7(495) 730-53-12

E-mail: info@moek-uchet.ru

Испытательный центр

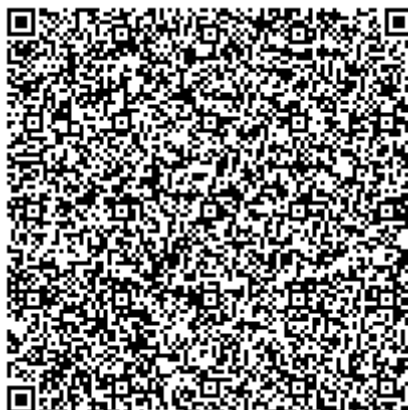
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95245-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси №1 УПСВ на ДНС Асомкинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси №1 УПСВ на ДНС Асомкинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

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

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	13425-01
Преобразователи давления измерительные 40 модель 4385	БИЛ БИК	19422-03
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	БИЛ БИК	32460-06
Термопреобразователи сопротивления взрывобезопасные с унифицированным выходным сигналом ТСМУ-9418	БИЛ БИК	17627-98
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 мод. МВН-1.2	БИК	28239-04
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК мод. МикроТЭК-01	СОИ	24063-06
Примечание — В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 83 – ДНС Асомкинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа и/или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса методом гравировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид блока измерительных линий СИКНС

Место нанесения
заводского номера



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	view.exe
Номер версии ПО	v.19.04.05	v.0586.0207 0065.0019

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 20 до 544
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %	±1,0

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочие 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м³ – объёмная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведённая к стандартным условиям, кг/м³ – объёмная доля растворённого газа в нефтегазоводяной смеси, м³/м³, не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³, не более	от +30 до +45 от 0 до 4 от 850 до 950 от 1000 до 1010 1 от 0,7 до 1,4 3,2 0,01 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИВК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси №1 УПСВ на ДНС Асомкинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1843/2023 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси №1 УПСВ на ДНС Асомкинского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации 1843/01.00248-2014/2024 от 31.07.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «РН-Юганскнефтегаз»
(ООО «РН-Юганскнефтегаз»)
ИНН 8604035473
Юридический адрес: 628301, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г.о. Нефтеюганск, г. Нефтеюганск, ул. Ленина, стр. 26

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)
ИНН 0278096217
Адрес: 450071, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Менделеева, д. 205А, эт. 1, оф. 19

Испытательный центр

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

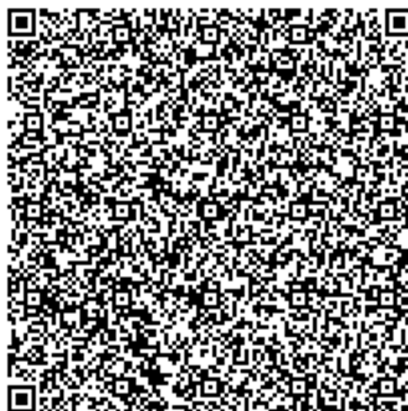
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95246-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси с ПНС Тепловского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси с ПНС Тепловского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения параметров нефти в нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	13425-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 мод. 902820/10	БИЛ, БИК	32460-06
Преобразователи давления измерительные 40 мод. 4385	БИЛ, БИК	19422-03
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 мод. МВН-1.3	БИК	63973-16
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечание — В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 101: ПНС Тепловского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	View.exe
Номер версии ПО	v.19.04.05	v.1101.0377.0000.0000

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Диапазон массового расхода, т/ч	от 40 до 120
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, % св. 0 до 5 включ. св. 5 до 10 включ. – при использовании влагомеров сырой нефти: св. 0 до 5 включ. св. 5 до 10 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi + 0,25)$ $\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$
Примечание — φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °C – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °C, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °C, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³	от +30,9 до +47,8 от 1,15 до 2,29 от 871 до 885 от 1001 до 1018 10,0 от 0,7 до 1,4 от 0,1 до 1,6

Продолжение таблицы 4

1	2
– массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %	от 0,019 до 0,028
– массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от 137,1 до 162,3
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси с ПНС Тепловского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1801/2023 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) с ПНС Тепловского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1801/01.00248-2014/2024 от 02.09.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие
ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

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

Испытательный центр

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

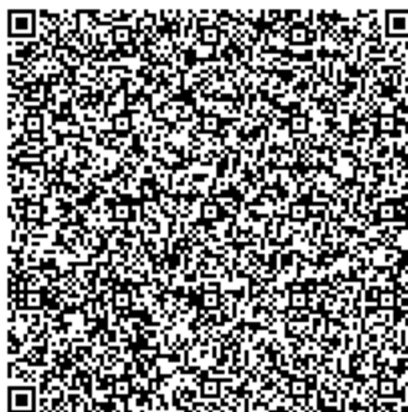
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95247-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ на ПНС Северо-Запад Мамонтовского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ на ПНС Северо-Запад Мамонтовского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения параметров нефти в нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF300	БИЛ	13425-06
Счетчики-расходомеры кориолисовые КТМ РуМАСС	БИЛ	83825-21
Счетчики - расходомеры массовые МИР	БИЛ	68584-17
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех	БИЛ, БИК	21968-11
Датчики давления Метран-100-Ех-ДИ	БИЛ, БИК	22235-01
Датчик давления Метран-100-Вн-ДИ	БИЛ, БИК	22235-08
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСМУ Метран-274МП-643-02	БИЛ, БИК	21968-06
Влагомеры нефти микроволновые МВН-1 мод. МВН-1.3	БИК	63973-16
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечание — В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утвержденных типов. Кроме того, в состав блока измерений параметров нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- контроль метрологических характеристик средств измерений без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом.

Место расположения СИКНС, заводской номер 01: УПСВ на ПНС Северо-Запад Мамонтовского месторождения. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер, в виде цифрового обозначения, нанесен на металлической табличке расположенной возле входа в СИКНС ударным методом. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС

Место нанесения
заводского номера



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	View.exe
Номер версии ПО	v.19.04.05 v.22.07.02	v.0757.0232.0159.0016

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 25 до 85
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, % от 0 до 5 включ. св. 5 до 10 включ.	$\pm 1,0$ $\pm (0,15 \varphi^* + 0,25)$
Примечание — φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	3 (2 рабочих 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа в стандартных условиях, кг/м ³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, % – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³	от +30,9 до +47,8 от 1,73 до 2,22 от 862,3 до 872,4 от 1001 до 1018 10 от 0,7 до 1,4 от 0,2 до 1,0 от 0,010 до 0,031 от 28,4 до 93,4
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте УПСВ на ПНС Северо-Запад Мамонтовского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1802/2023 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПСВ ПНС Северо-Запад Мамонтовского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1802/01.00248-2014/2024 от 02.09.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Акционерное общество научно техническая компания «МодульНефтеГазКомплект»
(АО НТК «МНГК»)

ИНН 7719220544

Адрес: 105264, г. Москва, ул. 9-я Парковая, д. 48, к. 4/1

Испытательный центр

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

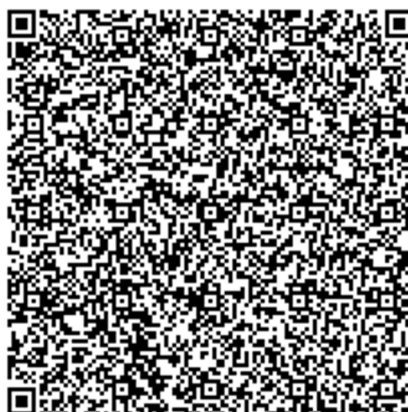
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95248-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте ДНС-4 с УПСВ Приразломного месторождения ЦППН-6

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте ДНС-4 с УПСВ Приразломного месторождения ЦППН-6 (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения параметров нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF400	БИЛ	45115-10
Датчики давления Метран 150 TG	БИЛ, БИК	32854-09
Преобразователи измерительные 3144P	БИЛ, БИК	39539-08
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ.050.060.БМ-100	БИК	62863-15
Влагомеры сырой нефти ВСН-АТ.050.40.БМ-100	БИК	42678-09
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	15644-06
Счетчик нефти турбинный МИГ-32Ш	БИК	26776-08
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	СОИ	57563-14

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

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

- прямые динамические измерения массы нефтегазоводяной смеси по каждой измерительной линии;
- отбор объединенной пробы в соответствии с ГОСТ 2517;
- контроль метрологических характеристик средств измерений без нарушения режима непрерывности процесса измерения с возможностью автоматического формирования и печати протоколов контроля метрологических характеристик;
- определение массы нефтегазоводяной смеси по СИКНС в целом;
- косвенные измерения массы нетто нефти по СИКНС в целом;
- СИКНС может вести измерение массы одновременно с применением трёх измерительных линий.

Место расположения СИКНС, заводской номер 107: ДНС-4 УПСВ Приразломного месторождения ЦППН-6. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований их описаний типа или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК
Идентификационное наименование ПО	DNS4
Номер версии ПО	06.09е
Цифровой идентификатор ПО	0259

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 40 до 1200
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, % – при определении массовой доли воды в лаборатории: от 0 до 5 включ. св. 5 до 15 включ. св. 15 до 25 включ.	$\pm 1,0$ $\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$
– при использовании влагомеров сырой нефти: св. 5 до 15 включ. св. 15 до 35 включ. св. 35 до 50 включ.	$\pm(0,15 \varphi^* + 0,25)$ $\pm(0,075 \varphi^* + 1,375)$ $\pm(0,15 \varphi^* - 1,25)$
Примечания 1 Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч. 2 φ – значение объемной доли воды в измеряемой среде, %.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °C – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре +20 °C, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре +20 °C, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	от +25 до +38 от 1,03 до 4,00 от 866,5 до 869,5 от 1001 до 1005 50,0 от 0,8 до 1,0 не более 5 0,5 500
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °C – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на объекте ДНС-4 с УПСВ Приразломного месторождения ЦППН-6 ООО «РН-Юганскнефтегаз»	—	1
Инструкция по эксплуатации	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1791/2023 Инструкция. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ДНС-4 с УПСВ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации 1791/01.00248-2014/2023 от 07.12.2023 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Аргоси» (ЗАО «Аргоси»)

ИНН: 7719606403

Адрес: 301087, Тульская обл., Чернский р-н, п. Воропаевский

Испытательный центр

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

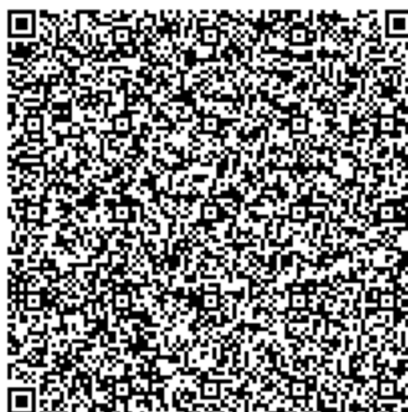
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95249-25

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 1 Малобалыкского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 1 Малобалыкского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерений массы нефтегазоводяной смеси.

Описание средства измерений

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

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

- 1) блок измерительных линий (БИЛ);
- 2) блок качества нефти (БКН), предназначенный для измерения параметров нефти в нефтегазоводяной смеси;
- 3) система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.

Состав СИКНС с измерительными компонентами представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКНС

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF400	БИЛ	13425-06
Преобразователи давления измерительные 40 мод. 4385	БИЛ, БКН	19422-03
Датчики давления МИДА ДИ 13П	БИЛ, БКН	17636-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 мод. 902820/10	БИЛ, БКН	32460-06
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран 2700	БИЛ, БКН	38548-08
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БКН	24604-07 24604-12
Комплексы измерительно-вычислительные МикроТЭК	СОИ	24063-06
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 89 – ПНС №1 Малобалыкского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №9 ООО «РН-Юганскнефтегаз». Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид СИКНС



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

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

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК	АРМ
Идентификационное наименование ПО	УЗЕЛ УЧЕТА НЕФТИ ГАЗА И ВОДЫ	view.exe
Номер версии ПО	v.19.04.05	0586.0207 0139.0031

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 35 до 1635
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Примечание — Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	4 (3 рабочих, 1 контрольная-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре 20 °С, кг/м³ – плотность пластовой воды при температуре 20 °С, кг/м³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м³/м³, не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм³, не более	от +20 до +70 от 0,5 до 4,0 от 830 до 905 от 1001 до 1020 90,0 от 0,7 до 1,4 20 0,1 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИВК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от + 18 до + 25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси на ПНС № 1 Малобалыкского месторождения	–	1
Инструкция по эксплуатации	№ П1-01.05 И-241 ЮЛ-099	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1846/2024 «Масса нефти в нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) на ПНС №1 Мало-Балыкского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1846/01.00248-2014/2024 от 21.10.2024.

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 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

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

Испытательный центр

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

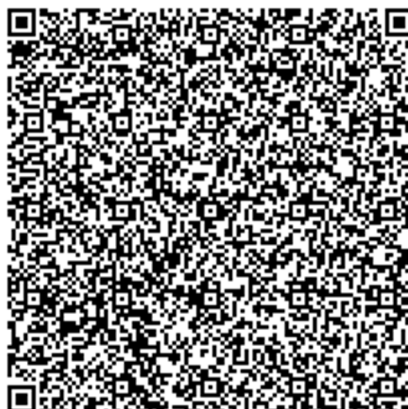
Адрес: 625027, Тюменская обл., г.о. город Тюмень, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csм72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «18» апреля 2025 г. № 770

Регистрационный № 95250-25

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения (далее – СИКНС) предназначена для измерения массы нефтегазоводяной смеси и массы нетто нефти.

Описание средства измерений

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

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

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

Состав СИКНС представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Место установки	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion мод. CMF 400	БИЛ	13425-06
Преобразователи давления измерительные 40 мод. 4385	БИЛ, БИК	19422-03
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820	БИЛ, БИК	32460-06
Влагомеры сырой нефти ВСН-2 мод. ВСН-2-50-100	БИК	24604-07
Преобразователи плотности жидкости измерительные 7835	БИК	52638-13
Контроллеры измерительные FloBoss мод. S600	СОИ	38623-08
Примечание – В состав СИКНС входят показывающие средства измерений давления и температуры нефти утверждённых типов. Кроме того, в состав блока измерений показателей качества нефти входит расходомер.		

СИКНС обеспечивает выполнение следующих функций:

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

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

Место расположения СИКНС, заводской номер 130 – УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения цеха подготовки и перекачки нефти №1 управления подготовки и перекачки нефти. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКНС осуществляется согласно требований одного из следующих документов: описание типа средства измерений, методика поверки средства измерений, инструкция по эксплуатации СИКНС или МИ 3002-2006. Заводской номер в виде цифрового обозначения указан на информационной табличке установленной на стене блок-бокса СИКНС методом ударной маркировки. Нанесение знака поверки на СИКНС не предусмотрено.

Общий вид СИКНС представлен на рисунке 1. Место нанесения заводского номера указано на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид блока измерительных линий СИКНС

Место нанесения
заводского номера



Рисунок 2 – Место нанесения заводского номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКНС представлено встроенным прикладным ПО контроллеров измерительных FloBoss мод. S600 и АРМ оператора «OZNA-Flow».

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИБК	АРМ оператора
Идентификационное наименование ПО	Ombinskoe	OZNA-Flow
Номер версии ПО	05.33	2.1
Цифровой идентификатор ПО	7f93	64C56178
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	–	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч	от 55 до 545
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения массы нефтегазоводяной смеси, %	$\pm 0,25$
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти в составе измеряемой среды, %, при содержании объемной доли воды в измеряемой среде, %	$\pm 1,0$
Примечание — Расход по одной измерительной линии не превышает 500 т/ч.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление в измерительной линии, МПа – плотность обезвоженной дегазированной нефти при температуре плюс 20 °С, кг/м ³ – плотность пластовой воды при температуре плюс 20 °С, кг/м ³ – объемная доля воды в нефтегазоводяной смеси, %, не более – плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м ³ – объемная доля растворенного газа в нефтегазоводяной смеси, м ³ /м ³ , не более – массовая доля механических примесей в обезвоженной дегазированной нефти, %, не более – массовая концентрация хлористых солей в обезвоженной дегазированной нефти, мг/дм ³ , не более	от +20 до +55 от 1,4 до 3,0 от 845 до 900 от 1000 до 1010 1,0 от 0,8 до 1,1 5 0,05 900
Режим работы	непрерывный
Условия эксплуатации: Температура окружающего воздуха, °С – для первичных преобразователей – СОИ (ИБК и АРМ оператора)	от +5 до +35 от +18 до +25

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКНС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, экз./шт.
Система измерений количества и параметров нефтегазоводяной смеси ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения	–	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	№ П1-01.05 И-194 ЮЛ-099	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе ВЯ-1872/2024 «Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методика измерений системой измерений количества параметров нефти в нефтегазоводяной смеси (СИКНС) УПСВ на ДНС-2 Южно-Сургутского месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз», аттестованном ФБУ «Тюменский ЦСМ», свидетельство об аттестации № 1872/01.00248-2014/2024 от 29.10.2024 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (перечень, пункт 6.2.1);

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

Правообладатель

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

ИНН 8604035473

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-Производственное предприятие ОЗНА-Инжиниринг» (ООО «НПП ОЗНА-Инжиниринг»)

ИНН 0278096217

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

Испытательный центр

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

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

Телефон: (3452) 500-532

E-mail: info@csm72.ru

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

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

