

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 60496-15

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Измерители скорости радиолокационные многоцелевые с фотофиксацией «СКАТ»

Назначение средства измерений

Измерители скорости радиолокационные многоцелевые с фотофиксацией «СКАТ» (далее по тексту – ИС) предназначены для автоматической фотофиксации транспортных средств (далее по тексту - ТС), с синхронным измерением: времени фотографирования, скорости движения и местоположения ТС на контролируемом участке дороги.

Описание средства измерений

Принцип действия ИС основан на измерении скорости движения ТС по разности частот между излученным ИС радиолокационным сигналом и сигналом, отраженным от движущихся транспортных средств (эффект Доплера).

Измерение местоположения ТС на контролируемом участке дороги основано на измерении расстояния до ТС по разности фаз между сигналами на различных несущих частотах, измерении угла между нормалью к излучающей поверхности ИС и направлением на ТС

(далее – угол на ТС) по разности фаз между сигналами, принятыми пространственно разнесенными антеннами, и измерении дистанции до ТС (расстояния в плоскости дороги от места установки ИС до ТС вдоль направления движения) с учетом высоты установки ИС.

Измерение времени фотографирования ТС основано на значении национальной шкалы координированного времени UTC (SU), полученном от встроенного в ИС приемника глобальной навигационной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS (с разрядностью до секунды) и измерении интервала времени между фронтом секундного импульса PPS и моментом времени фотографирования ТС. Для измерения временных интервалов используется счетчик импульсов внутреннего таймера ИС, запуск счета которого синхронизирован с фронтом секундного импульса PPS.

Функционально ИС могут применяться для автоматической фиксации административных правонарушений в области соблюдения правил дорожного движения (далее – ПДД), указанных в технических условиях на ИС, в том числе, но не ограничиваясь:

- нарушение установленного скоростного режима для различных типов ТС;
- нарушение правил движения по автомагистрали, по обочине и тротуару, по полосе для маршрутных ТС, по трамвайным путям встречного направления;
- движение ТС в нарушение требований, предписанных дорожными знаками и/или разметки;
- нарушение правил расположения ТС на проезжей части дороги, встречного разъезда или обгона;
- нарушение правил остановки или стоянки различных типов ТС;
- нарушение правил пользования внешними световыми приборами;

- нарушение правил применения ремней безопасности;

ИС предназначен для установки:

- сбоку от контролируемого участка дороги на расстоянии от 1 до 5 м от края первой контролируемой полосы движения, на высоте от 0,5 до 10 м;

- сверху над контролируемым участком дороги, над любой из контролируемых полос движения, либо сбоку от них, на расстоянии до 5 м от края ближайшей полосы движения, на высоте от 6 до 10 м.

Горизонтальный угол к направлению движения транспорта не более 25° и вертикальный угол не более 20°.

Размеры контролируемого участка дороги (далее по тексту - зона контроля) зависят от параметров установки ИС (высота над дорожным полотном, углы к направлению движения ТС, расстояния до полосы движения ТС) и соответствуют следующему диапазону значений:

- длина зоны контроля, вдоль направления движения ТС, от 10 до 40 м;

- ширина зоны контроля, поперек направления движения ТС, от 9 до 14 м.

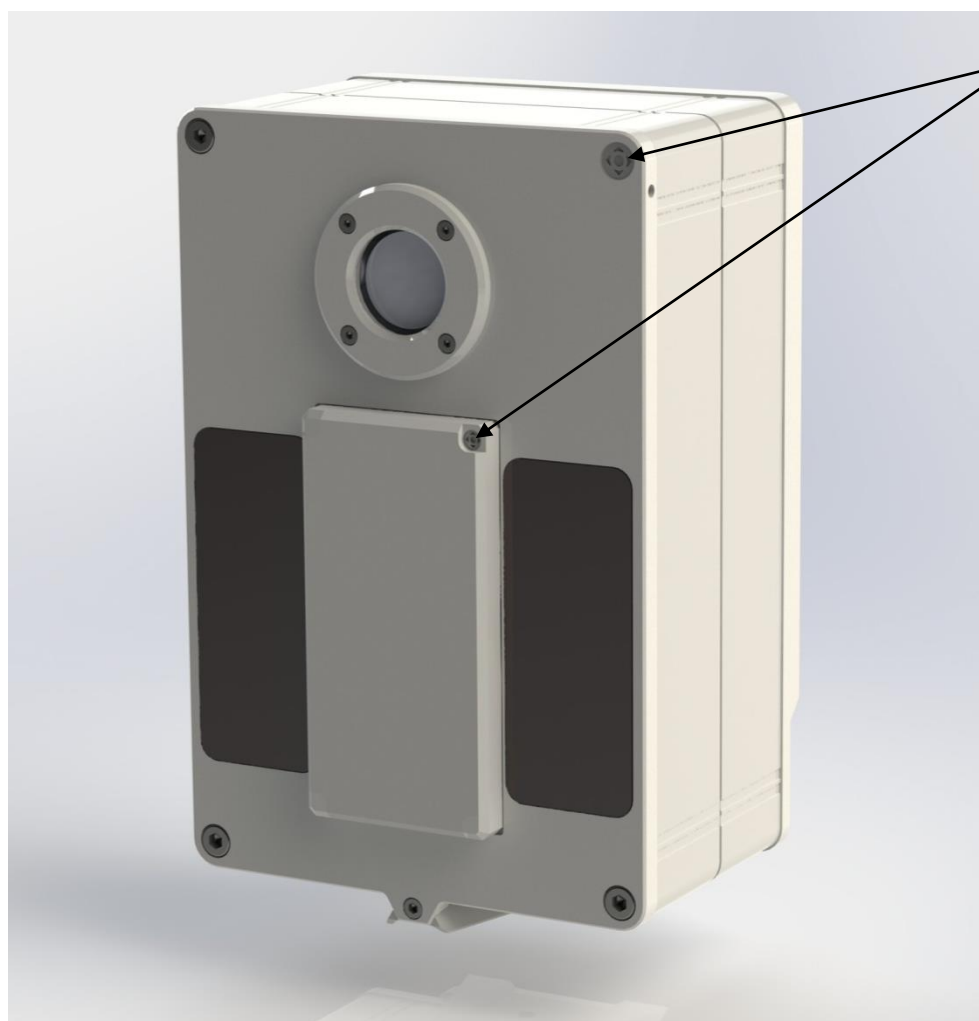
Конструктивно ИС выполнен в едином влагозащищенном и ударопрочном корпусе с элементами крепления и содержит радиолокационный модуль, видеокамеру, вычислитель с энергонезависимым накопителем данных, инфракрасный прожектор, приемник глобальной спутниковой системы ГЛОНАСС/GPS, плату интерфейсов, плату питания и систему обогрева. На корпусе ИС установлена шильда, содержащая наименование и заводской номер ИС, торговую марку изготовителя и знак утверждения типа средства измерений. Способ нанесения заводского номера фотохимический, формат заводского номера цифровой. ИС защищен от несанкционированного вскрытия специальными пломбами, разрушающимися при попытке удаления. Корпус ИС с элементами крепления и защитный радиопрозрачный кожух радиолокационного модуля могут окрашиваться в темно-серый, черный, зеленый и другие цвета по требованию заказчика.

ИС с комплектом дополнительного оборудования совместно образуют передвижной или стационарный многоцелевой комплекс автоматической фотофиксации нарушений правил дорожного движения.

Общий алгоритм работы ИС заключается в следующем: после въезда ТС в зону контроля ИС непрерывно производит измерение его скорости и местоположения до момента выезда ТС из зоны контроля. Синхронно с измерениями производится фотографирование зоны контроля. Вычислитель ИС по результатам измерений определяет положение ТС на фотографиях, автоматически формирует общую фотографию зоны контроля и кадр с изображением ТС крупным планом (кадр фотофиксации), и далее сохраняет в энергонезависимом накопителе данных фотографии и результаты измерений в виде цифровых файлов, защищенных от модификации цифровой подписью. Результат работы ИС представляет собой кадр фотофиксации с графической подписью. В графической подписи вносятся обязательные данные о результатах измерений, заводском номере ИС, месте установки ИС, а также может вноситься дополнительная информация.

Знак поверки на корпус ИС не наносится

Внешний вид и места установки шильды и пломб ИС показаны на рисунках 1 и 2



Места
установки
пломб

Рисунок 1 – Внешний вид и места установки пломб на ИС

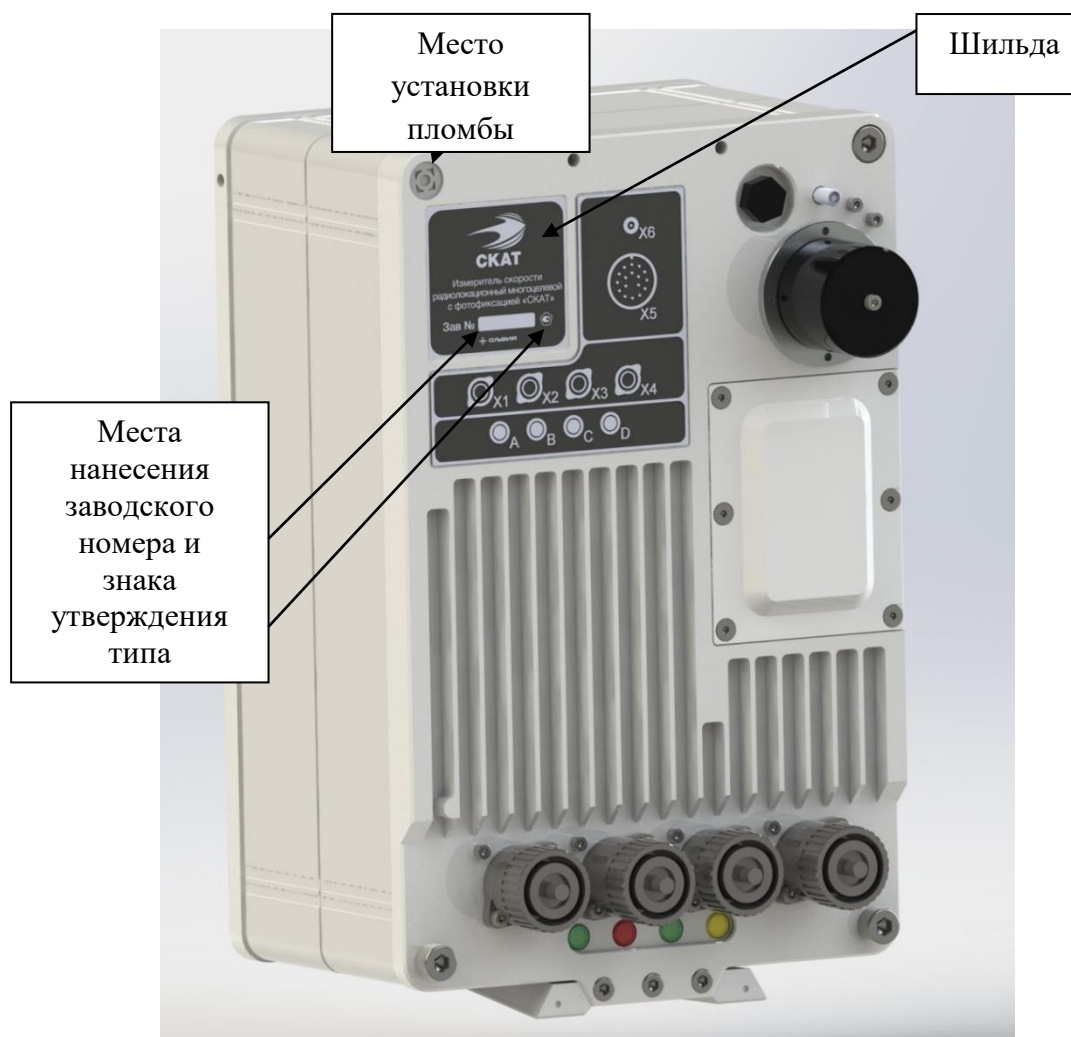


Рисунок 2 – Внешний вид и места установки шильды и пломбы на ИС

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) «СКАТ» предназначено для управления режимами работы ИС и отображения результатов его работы. В состав ПО «СКАТ» входит метрологически значимая часть ПО «СКАТ-М», отвечающая за метрологические характеристики ИС. В состав функций, выполняемых встроенным метрологически значимым ПО ИС, входят:

- вычисление скорости движения ТС;
- вычисление расстояния и угла на ТС;
- вычисление дистанции до ТС;
- вычисление времени;
- сохранение настроек радиолокационного модуля.

Реализованные методы защиты встроенного в ИС ПО:

- защита встроенного ПО от случайных и преднамеренных изменений реализована путем проверки контрольной суммы встроенного ПО при запуске;
- защита встроенного ПО от случайных и преднамеренных изменений реализована с помощью специализированного формата данных, не дающего возможности несанкционированного изменения;

- защита интерфейсов связи между ИС и внешними устройствами в виде фильтрации по идентификатору (пароль и логин).

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

Идентификационные данные (признаки) метрологически значимой части ПО «СКАТ-М» приведены в таблице 1.

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	sazanDSPS
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.02
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	FA52DB4E
Алгоритм вычисления идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота излучения ИС, ГГц	24,15 ± 0,1
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч	от 5 до 250
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости движения ТС, км/ч	± 2
Диапазон измерений расстояния от ИС до ТС, м	от 5 до 50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений расстояния от ИС до ТС, м	±1
Диапазон измерений угла на ТС	± 20°
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла на ТС	± 2°
Диапазон измеряемых горизонтальных проекций расстояния от ИС до ТС, м	от 3 до 48
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений горизонтальных проекций расстояния от ИС до ТС до ТС, м	± 1,25
Отклонение времени ИС от национальной шкалы координированного времени UTC (SU), мс, не более	± 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности определения географических координат места установки ИС, м	± 10
Напряжение питания постоянного тока, В	12 ⁺⁴ _{-1,5}
Мощность потребления при номинальном напряжении питания, Вт, не более	100
Рабочие условия применения: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при 35 °С, % - атмосферное давление, мм. рт. ст.	от -40 до +50 95 от 630 до 800
Средний срок службы, лет	6
Средняя наработка на отказ	35000
Масса, кг, не более	8
Габаритные размеры, мм, не более: длина ширина высота	210 250 350

Знак утверждения типа

наносится фотохимическим способом на шильду, расположенную на корпусе ИС, а также типографским или иным способом на титульный лист паспорта БКЮФ.201219.019ПС.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измеритель скорости радиолокационный многоцелевой с фотофиксацией «СКАТ»	БКЮФ.201219.019	1 шт.
Паспорт	БКЮФ.201219.019 ПС	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.
Руководство по эксплуатации	БКЮФ.201219.019 РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в пункте 1.3 «Общие принципы работы» документа БКЮФ.201219.019РЭ «Измеритель скорости радиолокационный многоцелевой с фотофиксацией «СКАТ». Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ Р 50856-96 «Измерители скорости движения транспортных средств радиолокационные. Общие технические требования. Методы испытаний»;

ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. «Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности»;

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

БКЮФ.201219.019ТУ «Измеритель скорости радиолокационный многоцелевой с фотофиксацией «СКАТ» Технические условия».

Изготовитель

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

ИНН 7802595490

Юридический адрес: 194156, г. Санкт-Петербург, пр-кт Энгельса, д. 27, к. 5 лит. А

Телефон/факс: (812) 326-38-41

E-mail: info@olvia.ru

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 66010-16

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Дефектоскопы акустические ИД-92НМ AKASCAN

Назначение средства измерений

Дефектоскопы акустические ИД-92НМ AKASCAN (далее - дефектоскопы) предназначены для обнаружения локальных расслоений и нарушения сплошности в многослойных клеевых конструкциях, изделиях из композиционных материалов и сотовых конструкциях.

Описание средства измерений

В основе работы дефектоскопов лежит акустический импедансный метод неразрушающего контроля, при котором с помощью излучающего пьезоэлемента в изделии ударно возбуждаются упругие колебания, которые принимаются приемным пьезоэлементом и по параметрам сигнала с приемного пьезоэлемента судят о наличии дефекта в изделии.

Принятый акустический сигнал с преобразователя усиливается, после чего через аттенюатор поступает в вычислительный блок и выводится на экран дефектоскопа. Экран дефектоскопа отображает величину, пропорциональную действующему значению амплитуд спектральных составляющих сигнала в заданной полосе частот.

Конструктивно дефектоскопы состоят из электронного блока и связанного с ним кабелем преобразователя.

Дефектоскопы выпускаются в двух исполнениях: ИД-92НМ и ИД-92НМ v.2, которые отличаются друг от друга внешним видом, габаритными размерами, диапазоном рабочих частот, типом дисплея (стрелочный или цветной ЖК).

Внешний вид дефектоскопов представлен на рисунке 1 а, б. Цвет корпуса электронного блока и вид клавиатуры дефектоскопа исполнения ИД-92НМ v.2, в зависимости от требований заказчика, может отличаться от представленного на рисунке 1 б.

Пломбирование дефектоскопов не предусмотрено.

Заводской номер в числовом формате и знак утверждения типа наносится на маркировочную табличку, расположенную на задней панели электронного блока дефектоскопа. Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа приведены на рисунке 1 в.

Нанесение знака поверки на дефектоскопы не предусмотрено.



а) ИД-92НМ



б) ИД-92НМ v.2



в) общий вид маркировочной таблички

Рисунок 1 – Общий вид дефектоскопов акустических ИД-92НМ AKASCAN

Программное обеспечение

В дефектоскопах исполнения ИД-92НМ v.2 установлено программное обеспечение, которое выполняет функции управления, сбора и обработки данных и визуализации результатов измерений.

Конструкция дефектоскопов исполнения ИД-92НМ v.2 исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Уровень защиты программного обеспечения дефектоскопов соответствует уровню «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	ИД-92НМ v.2
Идентификационное наименование ПО	AKASCAN
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0 и выше

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ИД-92НМ	ИД-92НМ v.2
Нижний предел измерений площади искусственных дефектов при импедансном контроле, мм × мм	12 × 12	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений площади искусственных дефектов, %, не более	±30	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение	
	ИД-92НМ	ИД-92НМ v.2
Число каналов контроля	1	
Диапазон рабочих частот приемника по уровню минус 6 дБ, кГц	от 0,5 до 15,0	от 0,5 до 150,0*
Амплитуда импульса возбуждения, В	от 290 до 310	от 5 до 300**
Отклонение амплитуды импульса возбуждения, %	-	±5
Напряжение электропитания, В		
- от встроенных аккумуляторов	3,6	от 3,5 до 4,5
- от внешнего источника питания	5,0	от 5,0 до 12,0
Время непрерывной работы от источника внешнего питания, ч, не менее	16	
Время непрерывной работы от аккумулятора, ч, не менее	8	
Габаритные размеры дефектоскопа, мм, не более		
-длина	280	45
-ширина	180	85
-высота	90	165
Масса дефектоскопа, кг, не более	3,5	1
Диапазон рабочих температур, °С	от -30 до +50***	

* Частотный диапазон может быть ограничен, определяется при заказе, указан в руководстве по эксплуатации конкретного экземпляра и не может быть изменен пользователем в процессе эксплуатации

** Верхнее значение амплитуды импульса возбуждения может быть увеличено до 600 В, действительное значение указывается в руководстве по эксплуатации конкретного экземпляра и не может быть изменено пользователем в процессе эксплуатации.

*** Диапазон может быть ограничен, определяется при заказе, указан в руководстве по эксплуатации конкретного экземпляра и не может быть изменен пользователем в процессе эксплуатации.

Знак утверждения типа наносится

на маркировочную табличку электронного блока дефектоскопа методом шелкографии или фотохимическим методом и на титульный лист руководства по эксплуатации методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	
		ИД-92НМ	ИД-92НМ v.2
Блок электронный	-	1 шт.	1 шт.
Преобразователь СП	-	1 шт.	1 шт.*
Преобразователь РСП	-	1 шт.	1 шт.*
Преобразователь акустический	-	-	1 шт.*
Источник питания сетевой	-	1 шт.	1 шт.
Стандартный образец	СО-91	1 шт.	1 шт.
Кабель для подключения к ПК	-	-	1 шт.**
Флэш карта с ПО	-	-	1 шт.**
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.	1 экз.
Сумка для переноски	-	1 шт.	1 шт.
Примечания:			
* Тип и количество определяются при заказе			
** По дополнительному заказу			

Сведения о методиках (методах) измерений

Раздел 8 «Порядок работы» руководства по эксплуатации

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

«Дефектоскопы акустические ИД-92НМ AKASCAN. Технические условия» ТУ 4276-010-92466551-2015.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «АКА-Скан» (ООО «АКА-Скан»)
ИНН 7729683855
Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д. 52, стр. 16, эт. 02, помещ. 17А
Телефон: +7 (495) 532-5643; +7 (495) 514-5643
Web-сайт: aka-scan.ru
E-mail: info@aka-scan.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)
ИНН 7736042404
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46
Телефон: +7 (495) 437-55-77, факс: +7 (495) 437-56-66
Web-сайт: www.vniims.ru
E-mail: office@vniims.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 66754-17

Лист № 1
Всего листов 18

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические трехфазные ФОБОС 3

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические трехфазные ФОБОС 3 (далее – счетчики) предназначены для измерений активной и реактивной электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 31818.11-2012, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012, измерений показателей качества электрической энергии в соответствии с требованиями ГОСТ 30804.4.30-2013 в трехфазных трехпроводных и трехфазных четырехпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на предварительном масштабировании входных сигналов напряжения и тока с дальнейшим преобразованием их в цифровой код и обработкой, а также с последующим отображением на дисплее отсчетного устройства или выносном дисплее результатов измерений и информации:

- количества активной электрической энергии (прямого и обратного направлений учета) с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов и не менее, чем по 4-м тарифным зонам и в сумме тарифных зон (для модификаций «Т» с возможностью применения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения), кВт·ч;
- количества реактивной электрической энергии (прямого и обратного направлений учета) с фиксацией на конец программируемых расчетных периодов и не менее, чем по 4-м тарифным зонам и в сумме тарифных зон (для модификаций «Т» с возможностью применения коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения), кВАр·ч;
- значений потребленной электрической энергии на конец последнего программируемого расчетного периода (фиксируется на начало текущего расчетного периода) суммарно и по тарифным зонам;
- параметров сети (сила переменного тока – по каждой фазе и суммарно по трем фазам, сила переменного тока в нулевом проводе (опционально), фазное напряжение переменного тока, линейное напряжение переменного тока, коэффициент мощности – по каждой фазе и суммарно по трем фазам, активная, реактивная и полная электрическая мощность – по каждой фазе и суммарно по трем фазам, а также частота сети);
- индикации режима приема и отдачи электрической энергии;
- индикации факта нарушения индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- индикации вскрытия электронных пломб на корпусе и клеммной крышке прибора учета электрической энергии;
- индикации факта события воздействия магнитных полей со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение) на элементы прибора учета электрической энергии;

- индикации неработоспособности прибора учета электрической энергии вследствие аппаратного или программного сбоя;
- индикации функционирования (работоспособного состояния);
- текущего времени и даты, независимо от наличия напряжения в питающей сети, с возможностью синхронизации и коррекции времени с внешним источником сигналов точного времени.

Дополнительная информация, предоставляемая по интерфейсам связи счетчика:

- показатели качества электрической энергии (положительное и отрицательное отклонение напряжения, отклонение частоты, провалы напряжения, перенапряжение), погрешность измерений соответствует классу S или выше согласно ГОСТ 30804.4.30-2013 (ГОСТ IEC 61000-4-30-2017);

- архивные данные в соответствии с таблицей 9;
- подсчет количества циклов включения/выключения трехфазного встроенного коммутационного аппарата (далее – реле нагрузки или реле) нарастающим итогом;
- расчетный небаланс фазных токов и тока в нулевом проводе;
- расчетное соотношение активной и реактивной мощности (коэффициент $\text{tg}\varphi$).

Счетчики выпускаются в двух исполнениях:

– счетчики, применяемые внутри помещения: счетчики, которые могут быть использованы только в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установленные в помещении, в шкафу, в щитке) (далее «Счётчики шкафного исполнения»);

- счетчики для наружной установки: счетчики, которые могут быть использованы без дополнительной защиты от окружающей среды (далее исполнение «Сплит»).

Знак поверки наносится в виде оттиска на пломбе, фиксирующей положение винта крепления, ограничивающего доступ внутрь корпуса счетчика (измерительного блока).

Счетчики шкафного исполнения состоят из корпуса, присоединяемого сменного модуля связи (далее – сменный модуль, опционально) и прозрачной клеммной крышки.

Счетчики исполнения «Сплит» состоят из двух конструктивно разделенных частей – измерительного блока, состоящего из корпуса с прозрачной клеммной крышкой и выносного дисплея. Выносной дисплей изготавливается в одном из двух конструктивных исполнений: ДВ-2 и ДВ-3.

В корпусе счетчика шкафного исполнения и измерительного блока счетчика исполнения «Сплит» расположены печатная плата, клеммная колодка, узел измерения, содержащий три цепи измерения силы и напряжения переменного тока, а также цепь для контроля силы переменного тока в нулевом проводе (опционально), вспомогательные цепи, встроенные часы реального времени (далее – часы), источник автономного питания (литиевая батарея, резервная литиевая и/или ионисторная батарея в зависимости от модификации), реле с физической (аппаратной) блокировкой срабатывания или выходы управления внешним коммутирующим устройством (опционально, для счетчиков трансформаторного включения), жидкокристаллический дисплей (в шкафном исполнении), преобразователь резервного питания (опционально, для счетчиков трансформаторного включения), дополнительный модуль связи, сменный модуль связи, содержащий дополнительный источник питания (опционально).

Пломбирование клеммной крышки предотвращает доступ к клеммной колодке, к контактам импульсных электрических выходов и контактам интерфейса RS-485 (счетчиков модификации R), клеммам преобразователя резервного питания (счетчиков трансформаторного включения), к переключателю физической (аппаратной) блокировки срабатывания встроенного коммутационного аппарата (опционально, счетчиков непосредственного включения), а также к разъему интерфейса Ethernet (счетчиков модификации E) или к слоту sim-карты интерфейса GSM/GPRS/NB-IoT (счетчиков модификации G). Вскрытие клеммной крышки контролируется физической и электронной пломбами.

На клеммную крышку счетчика шкафного исполнения и на корпус счетчика исполнения «Сплит» нанесена схема подключения счетчиков.

Заводской номер наносится на корпус или маркировочную наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

В верхней части крышки передней части корпуса счётчика шкафного исполнения расположена крышка для доступа к разъёму присоединения сменного модуля связи. Крышка сменного модуля связи крепится с помощью пломбировочного винта. При необходимости установки сменного модуля связи крышка удаляется, а модуль фиксируется пломбировочным винтом с возможностью установки пломбы. Сменный модуль связи может содержать дополнительный источник автономного питания. Крышка сменного модуля крепится пломбировочным винтом, доступ к сменному модулю пломбируется.

На передней части корпуса счетчика шкафного исполнения расположены две кнопки управления выводом данных на дисплей.

Дисплей счетчика исполнения «Сплит» является выносным. Связь между выносным дисплеем и измерительным блоком счетчика осуществляется по радиоинтерфейсу. На передней части корпуса выносного дисплея также расположены кнопки управления выводом данных и ввода цифровой информации.

Счетчики и выносной дисплей выполнены в пластмассовом корпусе.

Счетчики предназначены для эксплуатации как в качестве самостоятельного устройства, так и в составе программно-технических комплексов (далее – ПТК), интеллектуальных систем учета электроэнергии (далее – ИСУЭ) и систем телемеханики (далее – СТ).

Для передачи результатов измерений и информации в ИСУЭ и СТ, для связи со счетчиками с целью их обслуживания и настройки в процессе эксплуатации, используются вспомогательные цепи счетчика, в том числе совместно или по отдельности:

- радиоинтерфейс (радиомодем, опционально);
- интерфейс оптического типа (оптический порт, опционально);
- интерфейс передачи данных RS-485 (опционально);
- интерфейс GSM (GPRS, 2G, 3G, 4G, 5G), NB-IoT (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
- интерфейс Ethernet (опционально, в том числе, в виде сменного модуля);
- импульсное выходное устройство оптическое;
- импульсное выходное устройство электрическое (только для шкафного исполнения, может использоваться также и как устройство телеуправления в СТ);
- выходы управления внешним коммутационным устройством (для счетчика трансформаторного включения, в том числе, как устройство управления в СТ, опционально);
- входы телесигнализации (опционально до 16 входов с возможностью расширения до 48 при применении внешнего мультиплексора).

В счетчиках реализована возможность информационного обмена с интеллектуальной системой учета с использованием защищенного протокола NB-Fi (ГОСТ Р 70035-2022) или СПОДЭС (ГОСТ Р 58940-2020), в том числе, передачи показаний, предоставления информации о результатах измерения количества и иных параметров электрической энергии, передачи журналов событий и данных о параметрах настройки, а также удаленного управления счетчиком, включая:

- установку текущей даты и (или) времени, часового пояса;
- корректировку времени;
- возможность автоматического переключения на зимнее/летнее время с возможностью отключения функции;
- изменение тарифного расписания;
- программирование состава и последовательности вывода сообщений и измеряемых параметров на дисплей;
- программирование параметров фиксации индивидуальных параметров качества электроснабжения;
- программирование даты расчетного периода;

- программирование параметров срабатывания и режимов работы встроенного реле нагрузки, а также выходов управления внешними коммутационными устройствами для счётчиков трансформаторного включения;

- программирование настроек временных интервалов задержки перед автоматическим отключением реле при возникновении критических событий;

- программирование возможности и интервала времени автоматического повторного включения реле после отключения по превышению лимита мощности или прочих параметров сети;

- изменение паролей доступа к параметрам, в том числе, изменение ключей шифрования (при использовании);

- управление встроенным коммутационным аппаратом, путем его фиксации в положении «отключено» и «включено» непосредственно на счетчике (кроме приборов учета электрической энергии трансформаторного включения).

В счетчиках реализована возможность передачи зарегистрированных событий в интеллектуальную систему учета по инициативе счетчика электрической энергии в момент их возникновения и выбор их состава, в том числе:

- при вскрытии клеммной крышки;
- при вскрытии корпуса счётчика;
- при воздействии сверхнормативным магнитным, электромагнитным полем;
- при перепрограммировании;
- при значении напряжения ниже запрограммированного порога;
- при отключении питания;
- при превышении максимальной мощности;
- при отклонении от нормированного (заданного) значения уровня напряжения;
- при превышении порога температуры внутри счетчика;
- при возникновении критических событий и других программируемых событий, в том числе для обеспечения функционала СТ.

Счетчики имеют встроенные энергонезависимые часы реального времени с поддержкой текущего времени (секунды, минуты, часы) и календаря (число, месяц, год).

В счетчиках реализована возможность задания не менее 24 временных тарифных зон суток отдельно для каждого дня недели и праздничных дней, с индивидуальным тарифным расписанием для не менее, чем 12 сезонов года.

Счетчики имеют энергонезависимую память, сохраняющую данные электрической энергии и дополнительную информацию (журналы событий, выявленные факты изменения (искажения) информации, влияющие на информацию о количестве и иных параметрах электрической энергии, а также факты изменений (искажений) программного обеспечения счетчика и др.) при отключении питания не менее 30 лет.

Счетчики дополнительно обеспечивают выполнение следующих функций с фиксацией времени и даты их наступления/прекращения в журналах событий:

- фиксирование несанкционированного доступа к прибору учета посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие крышки корпуса (кожуха);

- фиксирование несанкционированного доступа к прибору учета посредством энергонезависимой электронной пломбы, фиксирующей вскрытие крышки клеммной колодки счетчика;

- перепрограммирование, включая установку значений даты, времени и часового пояса;

- фиксирование типа и параметров выполненной команды;

- защита прибора учета электрической энергии от несанкционированного доступа:

- фиксирование попыток доступа с неуспешной идентификацией и (или) аутентификацией;

- фиксирование попыток доступа с нарушением правил управления доступом;

- фиксирование попыток несанкционированного нарушения целостности программного обеспечения и параметров;
- фиксирование попыток воздействия постоянным или переменным магнитным полем со значением модуля вектора магнитной индукции свыше 150 мТл (пиковое значение);
- включение и отключение реле (переключение сигнала управляющего выхода для счётчиков трансформаторного включения) с указанием причины;
- контроль температуры внутри счетчика;
- контроль отклонения токов и напряжений в измерительных цепях, а также параметров качества электроэнергии от заданных пределов;
- контроль снижения напряжений ниже запрограммированного порога с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжений;
- контроль отсутствия или низкого напряжения при наличии тока в измерительных цепях с конфигурируемыми порогами (для счетчиков трансформаторного включения)
- фиксирование событий включения и выключения счетчика;
- контроль мощности подключённой нагрузки и превышения заданного предела;
- контроль изменения направления перетока мощности;
- контроль правильности чередования фаз;
- контроль превышения соотношения величин потребления активной и реактивной мощности;
- нарушения показателей качества электроэнергии (положительное и отрицательное отклонения напряжения переменного тока, отклонение частоты):
- суммарное время отклонения напряжений на 10 % и более от номинального (согласованного) напряжения, на интервале времени 10 минут за расчетный период;
- количество фактов перенапряжения (превышение номинального (согласованного) напряжения на 20 % (программируемая величина)) за расчетный период;
- фиксирование изменений текущих значений времени и даты при синхронизации времени с фиксацией в журнале событий времени до и после коррекции и/или величины коррекции;
- фиксирование факта связи со счетчиком, приведшего к изменению параметров конфигурации, режимов функционирования (в том числе введение полного и (или) частичного ограничения (возобновления) режима потребления электрической энергии (управление нагрузкой);
- полное и (или) частичное ограничение (возобновление) режима потребления электрической энергии, приостановление или ограничение предоставления коммунальной услуги (управление нагрузкой) с использованием встроенного коммутационного аппарата, в том числе, путем его фиксации в положении "отключено" непосредственно на счетчике электрической энергии, в следующих случаях (опционально):
- запрос интеллектуальной системы учета;
- контроль превышения заданных пределов параметров электрической сети;
- контроль превышения заданного предела электрической энергии (мощности);
- контроль несанкционированного доступа (вскрытие клеммной крышки, вскрытие корпуса и воздействия постоянным и переменным магнитным полем);

- возобновление подачи электрической энергии по запросу интеллектуальной системы учета, в том числе путем фиксации встроенного коммутационного аппарата в положении "включено" непосредственно на приборе учета электрической энергии для модификации непосредственного включения;

- контроль состояния входов телесигнализации (опционально);

- контроль времени последнего сброса счетчика с фиксацией даты, количества сбросов;

- формирование при отрицательном результате автоматической самодиагностики обобщенного события или каждого факта события:

- измерительного блока;

- вычислительного блока;

- таймера (часов);

- блока питания;

- дисплея;

- блока памяти (подсчет контрольной суммы).

Структура обозначения исполнений (модификаций) счетчиков приведена на рисунке 1.

Ф	О	Б	О	С	3	М	Т	х	х(х)	А	І	Q	О	ххх	L	х(n)	N	W	-х
																			Класс точности: варианты: A, B, C, D (в соответствии с таблицей 2)
																			W - модификация без радиомодема нет символа - счетчик с радиомодемом
																			N - комплектация исполнения «Сплит» без выносного дисплея; нет символа - счетчик «Сплит» с выносным дисплеем
																			S(n) - счетчик наружной установки исполнения «Сплит» M(n) - шкафного исполнения с установкой сменного модуля связи*; SM(n) - исполнения «Сплит» с установкой сменного модуля связи*; нет символа - без возможности установки сменного модуля связи: n - номер модели корпуса (1); нет символа - «базовая» модель корпуса
																			L - наличие реле нагрузки (для счетчика непосредственного включения) или наличие выхода управления внешним коммутационным устройством (для счетчика трансформаторного включения)
																			Наличие дополнительных интерфейсов связи (в соответствии с таблицей 9) - в случае наличия нескольких интерфейсов, в том числе, одного типа, символы указываются соответствующее количество раз;
																			O - наличие оптического порта
																			Q - модификация с нормируемыми измерениями характеристик показателей качества электроэнергии; нет символа - модификация без нормируемых измерений характеристик показателей качества электроэнергии
																			I - наличие контроля силы переменного тока в нулевом проводе
																			Номинальный/базовый (максимальный) ток, А; варианты: в соответствии с таблицей 2
																			Номинальное фазное/линейное напряжение, В; варианты: 230 В: 3×230/400; 57,7 В: 3×57,7/100; 127 В: 3×127/220
																			T - счетчик трансформаторного включения; нет символа - счетчик непосредственного включения
																			M - применение в счетчике центрального микроконтроллера, имеющего Заключение Минпромторга России о подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации
																			Тип счетчика (наименование)

Примечания:

* - при комплектации счетчика сменным модулем связи тип сменного модуля связи указывается на корпусе сменного модуля связи, а в эксплуатационной документации и при заказе добавляется в конце к обозначению счетчика.

- при отсутствии опции отсутствует и соответствующий символ в условном обозначении.

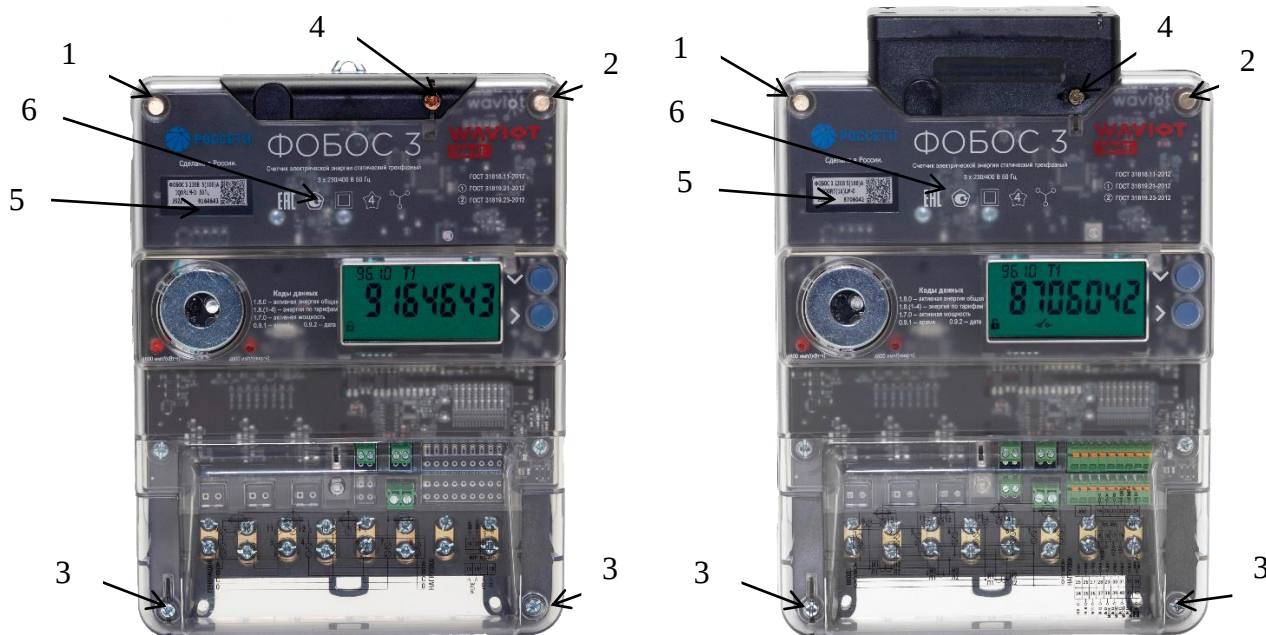
Рисунок 1 - Структура обозначения исполнений (модификаций) счетчиков

Пример обозначения счетчика: Счетчик ФОБОС 3 230В 5(100)А IQORLM(1)-D – счетчик электрической энергии ФОБОС трехфазный непосредственного включения шкафного исполнения номер модели корпуса 1 с возможностью установки сменного модуля связи, имеющий следующие характеристики:

- номинальное фазное/линейное напряжение 230/400 В;
- номинальный (максимальный) ток 5 (100) А;
- наличие контроля силы переменного тока в нулевом проводе;
- нормируемые измерения характеристик показателей качества электроэнергии;
- наличие оптического порта;
- наличие реле нагрузки;
- класс точности – 1 по активной энергии, 2 по реактивной энергии;
- наличие дополнительного интерфейса RS-485.

Счетчики регистрируют события и сохраняют их в отдельные выделенные сегменты энергонезависимой памяти с фиксацией даты и времени в журналах событий. Каждое событие регистрируется в соответствующем журнале событий. Объем каждого журнала событий не менее 500 записей.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) и мест пломбирования производителя, обслуживающей организации, доступа к сменному модулю связи представлены на рисунке 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломбирование с нанесением знака поверки.

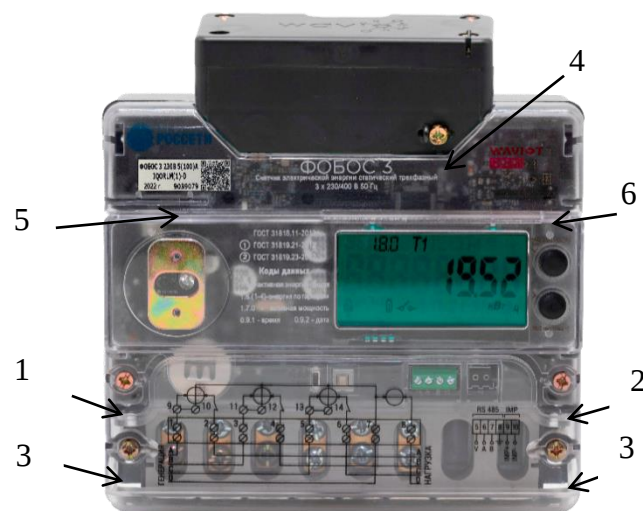


а) счетчик шкафного исполнения
«базовой» модели корпуса

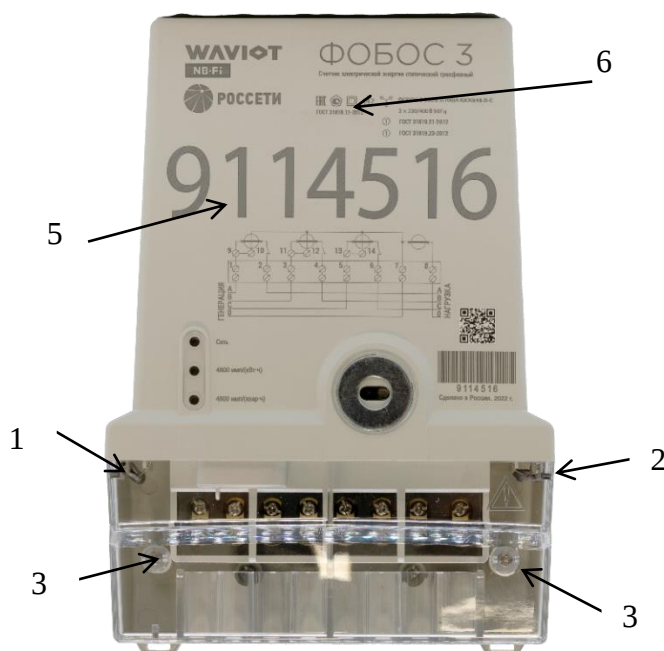
б) счетчик шкафного исполнения
«базовой» модели корпуса со сменным модулем
связи



в) счетчик шкафного исполнения
модели корпуса М(1)



г) счетчик шкафного исполнения
модели корпуса М(1) со сменным модулем связи



д) счетчик исполнения «Сплит»
«базовой» модели корпуса



е) выносной дисплей
ДВ-3 (слева) ДВ-2 (справа)

- 1) Место пломбирования организации изготовителя
- 2) Место пломбирования поверяющей организацией (нанесение знака поверки), место ограничения доступа к местам настройки (регулировки)
- 3) Место пломбирования обслуживающей организацией на клеммной крышке
- 4) Место пломбирования доступа к сменному модулю связи
- 5) Место нанесения заводского номера
- 6) Место нанесения знака утверждения типа средств измерений (СИ)

Рисунок 2 – Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки) и мест пломбирования изготовителя, обслуживающей организацией, доступа к сменному модулю связи

Программное обеспечение

Счетчики имеют встроенное программное обеспечение (далее – ПО), устанавливаемое в энергонезависимую память счетчика и предназначенное для:

- обработки сигналов от измерительных элементов и входов телесигнализации счетчика, вычисления, индикации на встроенном или выносном дисплее счетчика и регистрации результатов измерений количества и качества электрической энергии;
- хранения учетных данных, коэффициентов калибровки и конфигурации счетчиков;
- ведения архива данных и журнала событий;
- выполнения других функций счетчиков;
- передачи результатов измерений и информации в ИСУЭ.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую части. Возможно изменение только метрологически не значимой части ПО, при этом метрологически значимая часть ПО остается неизменной.

Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния ПО.

Идентификационные данные ПО счетчиков приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение	
	ФОБОС 3	ФОБОС 3М
Идентификационное наименование ПО	ФОБОС 3	ФОБОС 3М
Номер версии (идентификационный номер ПО)	3.X.X.X*	3.X.X.X*
Цифровой идентификатор ПО	-	-
Примечание: * - первая цифра номера версии (идентификационного номера ПО) отвечает за метрологически значимую часть ПО. Оставшаяся часть номера версии отвечает за метрологически незначимую часть ПО.		

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на ПО СИ и измерительную информацию.

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

Метрологические и технические характеристики

Диапазоны измеряемых величин, а также пределы допускаемых погрешностей измерений приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики нормированы с учетом влияния программного обеспечения.

Таблица 2 - Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении активной электрической энергии прямого и обратного направлений для модификаций:	
– А (по ГОСТ 31819.22-2012)	0,5S
– В (по ГОСТ 31819.22-2012)	0,5S
– С (по ГОСТ 31819.21-2012)	1
– D (по ГОСТ 31819.21-2012)	1

Наименование характеристики	Значение
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений для модификаций: – А – В (по ГОСТ 31819.23-2012) – С (по ГОСТ 31819.23-2012) – D (по ГОСТ 31819.23-2012)	0,5 ⁽¹⁾ 1 1 2
Постоянная счетчика, имп./кВт·ч (имп./кВАр·ч)	от 800 до 10000
Номинальное фазное/линейное напряжение $U_{ном}$, В: – для счетчиков непосредственного включения и трансформаторного включения – для счетчиков трансформаторного включения	$3 \times 230/400$ $3 \times 127/220$ $3 \times 57,7/100$
Предельный рабочий диапазон напряжений, В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Базовый ток I_b , А	5, 10, 20
Номинальный ток $I_{ном}$, А	5, 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	10, 60, 80, 100
Номинальное значение частоты сети, Гц	$50 \pm 0,5$
Диапазон измерений фазного напряжения переменного тока, В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений фазного напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока, А	от $0,1 \cdot I_{ном} (I_b)$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока, % – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{ном} (I_b)$ до $0,3 \cdot I_{ном} (I_b)$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{ном} (I_b)$ до $I_{макс}$ включ.	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$
Диапазон измерений отрицательного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(-)}$, %	от 0 до 20
Диапазон измерений положительного отклонения напряжения переменного тока $\delta U_{(+)}$, %	от 0 до 20
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений отрицательного или положительного отклонения напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 45,0 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,03$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -5,0 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,03$
Диапазон измерений длительности провала и прерывания напряжения Δt_p , с	от 0,2 до 60
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений длительности провала напряжения, с	$\pm 0,04$
Диапазон измерений глубины провала и прерывания напряжения δU_p , В	от $0,8 \cdot U_{ном}$ до $U_{ном}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений глубины провала напряжения, %	$\pm 0,5$

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений длительности перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$, с	от 0,2 до 60
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений длительности перенапряжения, с	$\pm 0,04$
Диапазон измерений перенапряжения $\delta U_{\text{пер}}$, В	от $U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений перенапряжения, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений коэффициента мощности K_p	от -1 до +1
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений коэффициента мощности	$\pm 0,02$
Диапазон измерений активной электрической мощности P , Вт – для счетчиков непосредственного включения – для счетчиков трансформаторного включения	от $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$, $0,25 \leq K_p \leq 1$ от $0,1 \cdot I_b$ до $I_{\text{макс}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической мощности, %: – модификации А и В: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ включ. – модификации С и D: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_b$ до $0,3 \cdot I_b$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_b$ до $I_{\text{макс}}$ включ.	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$ $\pm 2,0$ $\pm 1,0$
Диапазон измерений реактивной электрической мощности Q , вар – для счетчиков непосредственного включения – для счетчиков трансформаторного включения	от $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$, $0,25 \leq K_Q \leq 1$ от $0,1 \cdot I_b$ до $I_{\text{макс}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической мощности, %: – модификация А: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ включ. – модификации В и С: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{\text{ном}} (I_b)$ до $0,3 \cdot I_{\text{ном}} (I_b)$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{\text{ном}} (I_b)$ до $I_{\text{макс}}$ включ. – модификация D: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_b$ до $0,3 \cdot I_b$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_b$ до $I_{\text{макс}}$ включ.	$\pm 1,0$ $\pm 0,5$ $\pm 2,0$ $\pm 1,0$ $\pm 3,0$ $\pm 2,0$
Диапазон измерений полной электрической мощности S , В·А: – для счетчиков непосредственного включения – для счетчиков трансформаторного включения	от $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$, от $0,1 \cdot I_b$ до $I_{\text{макс}}$ от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений полной электрической мощности, % – модификация А: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ до $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ до $I_{\text{макс}}$ включ. – модификации В и С: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ (I_6) до $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ (I_6) включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_{\text{ном}}$ (I_6) до $I_{\text{макс}}$ включ. – модификация D: – в диапазоне от $0,1 \cdot I_6$ до $0,3 \cdot I_6$ включ. – в диапазоне св. $0,3 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$ включ.	±1,0 ±0,5 ±1,0 ±0,5 ±2,0 ±1,0
Диапазоны измерений коэффициента $\text{tg}\varphi$ при силе переменного тока от 0,25 А до $I_{\text{макс}}$, напряжении переменного тока от $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$	от –10 до –0,05 от +0,05 до +10
Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений коэффициента $\text{tg}\varphi$	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени при температуре окружающей среды от +15 °С до +25 °С, с/сутки	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений текущего времени при температуре окружающей среды от –40 °С до +15 °С не включ. и св. +25 °С до +70 °С включ., при штатном питании и питании от резервной батареи с/сутки	±5
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +15 до +25 от 30 до 80
Примечание: ⁽¹⁾ - диапазоны измерений и пределы допускаемых погрешностей для класса точности 0,5 представлены в таблицах 3 – 8.	

Пределы допускаемой дополнительной погрешности (для фазного напряжения переменного тока, силы переменного тока, отрицательного и положительного отклонения напряжения переменного тока, частоты переменного тока, отклонения частоты переменного тока, длительности провала и прерывания напряжения, глубины провала напряжения, длительности перенапряжения, перенапряжения, коэффициента мощности, коэффициента $\text{tg}\varphi$, активной электрической мощности, реактивной электрической мощности, полной электрической мощности), вызываемой изменением температуры окружающей среды на ±10 °С, составляют ½ от пределов допускаемой основной погрешности.

Таблица 3 - Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений при симметричной трехфазной нагрузке

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %
$0,01 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,05 \cdot I_{\text{ном}}$	1	±1,0
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		±0,5
$0,02 \cdot I_{\text{ном}} \leq I < 0,10 \cdot I_{\text{ном}}$	0,5	±1,0
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$		±0,6
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	±1,0

Таблица 4 - Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений при однофазной нагрузке и симметрии многофазных напряжений, приложенных к цепям напряжения

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1	$\pm 0,6$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,0$

Таблица 5 - Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, вызванной изменением напряжения электропитания в пределах от $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ до $1,2 \cdot U_{\text{ном}}$ при симметричной нагрузке

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1	$\pm 0,20$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 0,40$
Примечание – при напряжении электропитания от 0 до $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ не включ. при симметричной нагрузке должна находиться в пределах от минус 100 до плюс 10 %.		

Таблица 6 - Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений при отклонении частоты сети в пределах $\pm 2\%$ от $f_{\text{ном}}$ соответствует значениям

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1	$\pm 0,20$
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	

Таблица 7 - Изменение относительной погрешности измерений реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, вызванное возвращением к нормальному включению после замыкания на землю одной из трех фаз

Класс точности счетчика	Пределы изменения относительной погрешности, %
0,5	$\pm 0,30$

Таблица 8 - Средний температурный коэффициент счетчиков в температурных поддиапазонах от минус 40 до плюс 70 °С при измерении реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений

Значение силы переменного тока, А	Коэффициент $\sin \varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии, %/°С
$0,05 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1	0,03
$0,10 \cdot I_{\text{ном}} \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,05

Таблица 9 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Стартовый ток, А: – для счётчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 и для счётчиков класса точности 0,5 – для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 31819.23-2012 (непосредственного включения) – для счётчиков класса точности 1 ГОСТ 31819.23-2012 (трансформаторного включения) – для счётчиков класса точности 2 по ГОСТ 31819.23-2012 (непосредственного включения)	$0,001 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,004 \cdot I_b$ $0,002 \cdot I_{\text{ном}}$ $0,005 \cdot I_b$
Полная электрическая мощность, потребляемая каждой цепью тока, при базовом (номинальном) токе, номинальной частоте и нормальной температуре, В·А, не более	0,1
Полная (активная) электрическая мощность, потребляемая каждой цепью напряжения (без дополнительных модулей связи) при номинальном напряжении, нормальной температуре и номинальной частоте, В·А (Вт), не более	10,0 (2,0)
Глубина хранения профиля нагрузки (усредненная на интервале активная и реактивная электрическая мощность) прямого и обратного направлений с программируемым временем интегрирования (для активной и реактивной электрической мощности), в диапазоне от 1 до 60 мин (из ряда 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 15, 30, 60 мин): - для 60-минутных интервалов времени, суток, не менее	180
Глубина хранения профилей потребленной активной и реактивной электрической энергии с нарастающим итогом суммарно и отдельно по тарифам, фиксированных на начало каждого суток, суток, не менее	180
Глубина хранения профилей активной и реактивной электрической энергии (приём, отдача) с нарастающим итогом на начало текущего расчетного периода, предыдущие программируемые расчетные периоды, не менее	39
Количество тарифов, не менее	4
Наличие дополнительных интерфейсов^{(1), (2), (3)}: – модификация R – RS-485, скорость, бит/с, не менее – модификация E – Ethernet, скорость, Мбит/с, не менее – модификация G(1) – G(5), G(6): GSM (GPRS, 2G, 3G, 4G, 5G), NB-IoT соответственно – модификация Т (1-16) – телесигнализация (1-16 входов)	9600 10 - -
Поддерживаемые протоколы обмена: – по радиоинтерфейсу NB-Fi – по оптопорту – по RS-485 – по интерфейсам Ethernet, GSM (GPRS, 2G, 3G, 4G, 5G), NB-IoT	NB-Fi, СПОДЭС; СПОДЭС; СПОДЭС; СПОДЭС, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104
Максимальное количество входов телесигнализации типа «сухой контакт»	48 ⁽⁴⁾

Наименование характеристики	Значение
Характеристики входов телесигнализации: – максимальное напряжение, В – входное сопротивление, кОм	30 15
Максимальное количество выходов телеуправления (твердотельное реле/ «сухой контакт»)	2 (1/1)
Характеристики выходов телеуправления: – для твердотельного реле (максимальное напряжение/сила тока), В/А – для выходов типа «сухой контакт» (максимальное напряжение/сила тока), В/мА: – сопротивление в открытом состоянии, Ом, не более – сопротивление в состоянии «разомкнуто», кОм, не менее	350/1 20/30 200 50
Напряжение питания постоянного тока от резервного источника, В	от 8,0 до 16,0
Сила постоянного тока, потребляемая от резервного источника питания, мА, не более	100
Срок службы встроенной батареи, лет, не менее	16
Длительность хранения информации при отключении питания, лет	30
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015 для: – счетчика в корпусе шкафного исполнения – измерительного блока исполнения «Сплит» – выносного дисплея	IP51 IP54 IP51
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – счетчика шкафного исполнения «базовой» модели корпуса: – без сменного модуля связи; – со сменным модулем связи; – счетчика шкафного исполнения 1 модели с «низкой» крышкой клеммной колодки: – без сменного модуля связи (минимальная комплектация); – со сменным модулем связи – счетчика шкафного исполнения 1 модели с «высокой» крышкой клеммной колодки: – без сменного модуля связи; – со сменным модулем связи; – измерительного блока счетчика исполнения «Сплит» (без учета кронштейна) – выносного дисплея ДВ-2 (без адаптера питания) – выносного дисплея ДВ-3 (без адаптера питания)	221×171×65 243×171×65 137×159×60 161×159×60 159×159×60 183×159×60 271×190×82 149×105×35 109×56×25
Масса, кг, не более: – счетчика шкафного исполнения – измерительного блока исполнения «Сплит» – выносного дисплея (без адаптера питания)	1,5 2,0 0,3
Средняя наработка счетчика на отказ, ч, не менее	280000
Средний срок службы счетчика, лет, не менее	30

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды (кроме выносного дисплея), °С – температура окружающей среды для выносного дисплея, °С – относительная влажность при температуре окружающей среды +25 °С, %	от -40 до +70 от 0 до +50 до 98
Примечания: (1) - в счетчиках исполнений со сменным модулем обозначения интерфейсов связи наносятся на корпус сменного модуля связи; (2) - в случае наличия нескольких интерфейсов, в том числе, одного типа, символы указываются соответствующее количество раз; (3) - технические характеристики интерфейсов связи указываются в эксплуатационной документации на счетчики и сменные модули связи; (4) - с учетом использования мультиплексора «Вавиот».	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта, руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус счетчика любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 10 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический трехфазный ФОБОС 3 ⁽¹⁾	-	1 шт.
Паспорт счетчика	ПС 26.51.63-002-05534663-2016	1 экз.
Руководство по эксплуатации счетчика ⁽²⁾	РЭ 26.51.63-002-05534663-2016	1 экз.
Тара (индивидуальная упаковка) счетчика	-	1 шт.
Выносной дисплей в комплекте ⁽³⁾	-	1 шт.
Кронштейн ⁽⁴⁾	-	1 шт.
Методика поверки ⁽²⁾	-	1 экз. на партию
ПО «Конфигуратор ФОБОС» ⁽²⁾	-	-
Примечания: (1) - модификация счетчика, наличие комплекта монтажных частей и принадлежностей определяются договором на поставку, модификация со сменным модулем связи комплектуется в соответствии с документацией на сменный модуль связи; (2) - допускается размещать на сайте изготовителя или поставщика; (3) - только для счетчиков модификации «Сплит» без символа N. Для модификации «Сплит» с символом N поставляется отдельно. Комплектность указывается в эксплуатационной документации на выносной дисплей, входящей в комплект поставки; (4) - только для счетчиков модификации «Сплит».		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Основные функции счетчика» Руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 31818.11-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Общие требования. Испытания и условия испытаний. Часть 11. Счетчики электрической энергии»;

ГОСТ 31819.21-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 21. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2»;

ГОСТ 31819.22-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S»;

ГОСТ 31819.23-2012 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Счетчики статические реактивной энергии»;

ГОСТ 30804.4.30-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии»;

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

ТУ 26.51.63-002-05534663-2016 «Счетчики электрической энергии статические трехфазные ФОБОС 3. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Телематические Решения»
(ООО «Телематические Решения»)

ИНН 7725339890

Юридический адрес: 125196, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Тверской, ул. Лесная, д. 3, эт. 4, помещ. II, ком. 1

Адрес места осуществления деятельности: г. Москва, ш. Каширское, д. 61, к. 4, стр. 1, эт. 2-3

Телефон: +7 (499) 557-04-65

E-mail: info@waviot.ru

Web-сайт: <http://www.waviot.ru>

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Испытательный центр разработок в области метрологии» (ООО «ИЦРМ»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117546, г. Москва, Харьковский пр-д, д. 2, эт. 2, помещ. I, ком. 35,36

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311390.

в части вносимых изменений

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

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

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 78550-20

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест» предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения ПК «Энергосфера», устройство синхронизации времени. ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (ССД) и автоматизированные рабочие места (АРМ).

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной 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 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИБК обеспечивает выполнение следующих функций:

- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИБК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИБК;
- синхронизацию времени в сервере с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ, а также с другими АИИС КУЭ утвержденного типа осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в формате 80020, 80030, 80040, 51070 и др., заверенных, при необходимости, электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485 от счетчиков до коммуникатора 3G/GPRS терминала TELEOFIS WRX-908;
- посредством сети Интернет через провайдера и оператора сотовой связи GSM для передачи данных от коммуникатора 3G/GPRS терминала TELEOFIS WRX-908 до ИБК;
- посредством сети Интернет через провайдера (основной канал) и сети сотовой связи GSM (резервный канал) для передачи данных от ИБК во внешние системы;
- посредством сети Интернет через провайдера для передачи данных с сервера баз данных на АРМ.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы сервера и счетчиков. Сервер получает шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации времени UCS-2. UCS-2 осуществляет прием и обработку сигналов GPS/ГЛОНАСС по которым осуществляет постоянную синхронизацию собственных часов со шкалой времени UTC(SU), часов сервера с периодичностью не реже 1 раза в сутки.

При каждом опросе счетчиков, сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 1 наносится в формуляр и на информационную табличку корпуса ССД типографским способом.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	СОЕВ/Сервер
1	ПС 110 кВ Фрунзенская, ЗРУ-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.110	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	УСВ-2, Рег. № 41681-09; ССД ПК «Энергосфера»
2	ПС 110 кВ Фрунзенская, ЗРУ-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.203	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 800/5 Рег. № 15128-07	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-02	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 27524-04	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичное утвержденного типа.

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

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %	$\delta_{W_0}^A$ %	$\delta_{W_0}^P$ %
1, 2	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %	δ_W^A %	δ_W^P %
1, 2	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{W_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{W_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_W^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_W^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	2
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности cos φ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от 2 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25

Наименование характеристики	Значение
1	2
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от 2 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

–счётчика, с фиксированием событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

– ИВК, с фиксированием событий::

- даты начала регистрации измерений;
- перерывы электропитания;
- программные и аппаратные перезапуски;
- установка и корректировка времени;
- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и

соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

– механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;

- сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра НЭС.ОСУДОР.032020.1.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	6
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03.01	2
ИБК	Энергосфера	1
СОЕВ	УСВ-2	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест». Формуляр	НЭС.ОСУДОР.032020.1.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест». Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «ЭСК «Потенциал» в части ООО «СибСтройИнвест»

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

Изготовитель

Акционерное общество «Новосибирскэнергосбыт» (АО «Новосибирскэнергосбыт»)
ИНН 5407025576
Адрес: 630099, г. Новосибирск, ул. Орджоникидзе, д. 32
Тел. +7 (383) 273-98-98

Испытательный центр

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

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

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

E-mail: director@sniim.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 83145-21

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы нефти с применением счетчиков-расходомеров массовых. Выходные сигналы измерительных преобразователей счетчиков-расходомеров массовых поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из блока фильтров, блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления и системы дренажа нефти. В указанные блоки входят средства измерений, по своему функционалу участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, контроле технологических режимов работы СИКН. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКН и ее компоненты.

Средства измерений из состава СИКН, участвующие в измерениях массы нефти, контроле и измерениях показателей качества нефти, приведены в таблице 1. Средства измерений могут быть заменены в процессе эксплуатации СИКН на такие же средства измерений утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Основные средства измерений, применяемые в составе СИКН

Наименование средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion модели CMF350 с электронными преобразователями модели 2700 (далее – СРМ)	45115-16
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01, 22257-05
Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры	14684-00
Преобразователи измерительные 248	28034-05
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-15
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-01, 15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-10, 14557-15
Преобразователи измерительные Сапфир-22 МПС	27304-05
Преобразователи давления измерительные Сапфир-22 МПС	66504-17
Комплексы измерительно-вычислительные «ИМЦ-03» (далее – ИВК)	19240-11
Установка трубопоршневая «Сапфир М» (далее – ТПУ)	23520-02

Для измерений объемного расхода нефти в БИК применяется преобразователь объемного расхода утвержденного типа.

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматические измерения массового расхода и массы брутто нефти прямым методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода;
- автоматизированные вычисления массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, с использованием результатов измерений массовой доли механических примесей, массовой доли хлористых солей и массовой доли воды, определенных в аккредитованной испытательной лаборатории за установленные интервалы времени;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры нефти соответственно;
- автоматические измерения плотности, вязкости нефти и объемной доли воды в нефти;
- проведение контроля метрологических характеристик (КМХ) рабочего СРМ с применением контрольно-резервного СРМ, применяемого в качестве контрольного;
- проведение КМХ и поверки СРМ с помощью ТПУ на месте эксплуатации без нарушения процесса эксплуатации СИКН;
- автоматический и ручной отбор проб согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматический контроль параметров измеряемого потока, их индикацию и сигнализацию нарушений установленных границ;

- защита информации от несанкционированного доступа программными средствами.

Установка пломб на СИКН не предусмотрена. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Заводской номер СИКН в цифровом формате (№ 1) нанесен на табличку, закрепленную рядом с входом в помещение СИКН, ударным методом.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИВК, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. Наименования ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2. ПО ИВК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Метрологические характеристики СИКН указаны с учетом влияния ПО ИВК.

Уровень защиты ПО СИКН «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014 «ГСИ. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка защиты программного обеспечения».

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	ПО АРМ оператора «ФОРВАРД Pro»			ИВК
Идентификационное наименование ПО	ArmA.dll	ArmMX.dll	ArmF.dll	OIL_MM.EXE
Номер версии (идентификационный номер ПО)	4.0.0.1	4.0.0.2	4.0.0.2	352.04.01
Цифровой идентификатор ПО	8B71AF71	0C7A65BD	96ED4C9B	FE1634EC

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики СИКН, включая показатели точности и физико-химические показатели измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 50 до 211*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
* – указан максимальный диапазон измерений, фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки, фактический диапазон измерений не может превышать максимальный диапазон измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий, шт.	2 (1 рабочая, 1 контрольно-резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Избыточное давление нефти, МПа: - минимальное рабочее - максимальное рабочее	0,2 2,7
Физико-химические свойства измеряемой среды:	
Температура нефти, °С	от +40 до +50
Плотность нефти при рабочих условиях, кг/м ³	от 880 до 930
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)
Кинематическая вязкость нефти, мм ² /с (сСт), при температуре +50 °С, не более	50
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	непрерывный
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура наружного воздуха, °С - температура воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, °С - относительная влажность воздуха в помещениях, где установлено оборудование СИКН, % - атмосферное давление, кПа	от -40 до +45 от +10 до +40 от 45 до 85 от 84 до 106
Средний срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» Ульяновского филиала ПАО НК «РуссНефть»	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением системы измерений количества и показателей качества нефти № 620 ПСП «Клин» ОАО «Ульяновскнефть» (регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2019.34142).

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Ульяновский филиал Публичного акционерного общества Нефтегазовая компания «РуссНефть» (Ульяновский филиал ПАО НК «РуссНефть»)

ИНН 7717133960

Юридический адрес: 115054, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 69

Адрес места осуществления деятельности: 432017, Ульяновская обл., г. Ульяновск, ул. Минаева, зд. 32, эт. 1, помещ. № 20

Телефон (факс): (8422) 41-17-17 ((8422) 49-02-83)

E-mail: ulf@russneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 0278005403

Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24

Телефон (факс): +7(347)228-81-70

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

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

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

E-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «16» мая 2024 г. № 1188

Регистрационный № 87390-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка поверочная трубопоршневая Сапфир МН-500-6,3-0,05

Назначение средства измерений

Установка поверочная трубопоршневая Сапфир МН-500-6,3-0,05 (далее – ТПУ) предназначена для измерений, воспроизведения, хранения и передачи единицы объема жидкости в потоке при проведении исследований, испытаний, поверки и калибровки средств измерений массы и/или объема жидкости в потоке, массового и/или объемного расходов жидкости.

Описание средства измерений

Принцип действия ТПУ заключается в повторяющемся вытеснении известного объема жидкости из цилиндрического калиброванного участка шаровым поршнем, совершающим движение под действием потока жидкости.

ТПУ состоит из цилиндрического калиброванного участка, шарового поршня, сигнализаторов (детекторов) прохода, крана-манипулятора, камеры загрузки-выгрузки шарового поршня. Калиброванный участок ТПУ начинается от первого по потоку сигнализатора (детектора) и заканчивается вторым по потоку сигнализатором (детектором). В состав ТПУ также входят показывающие средства измерений температуры и давления жидкости утвержденного типа.

Тип исполнения ТПУ – передвижная (мобильная).

При работе ТПУ и средство измерений соединяют последовательно. Через технологическую схему ТПУ и средство измерений устанавливают необходимое значение расхода жидкости. Поток жидкости, проходящий через ТПУ, увлекает шаровой поршень, который перемещается по цилиндрическому калиброванному участку. При воздействии шарового поршня на сигнализатор (детектор) прохода происходит коммутация цепей управления цифрового вычислителя, на вход которого подаются выходные сигналы от датчика импульсов поверяемого средства измерений. По сигналу первого сигнализатора (детектора) счет импульсов начинается, а по сигналу второго сигнализатора (детектора) – прекращается. Накопленное в вычислителе число импульсов соответствует объему жидкости, прошедшему через средство измерений, который равен объему калиброванного участка ТПУ.

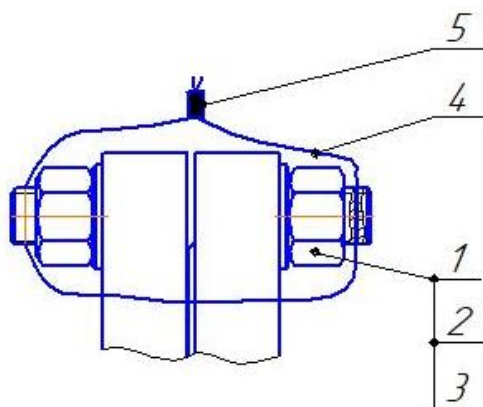
Общий вид ТПУ представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид ТПУ

Пломбировка ТПУ осуществляется нанесением знака поверки давлением на свинцовые (пластмассовые) пломбы, установленные на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия в шпильках, расположенных на диаметрально противоположных фланцах, по всей длине цилиндрического калиброванного участка и на контрольных проволоках, пропущенных через отверстия завернутых винтов клеммной коробки сигнализаторов (детекторов).

Схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки представлены на рисунках 2 и 3.



1 – гайка; 2 – шайба; 3 – шпилька; 4 – проволока; 5 – пломба.

Рисунок 2 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знаков поверки на фланцевые соединения калиброванного участка ТПУ

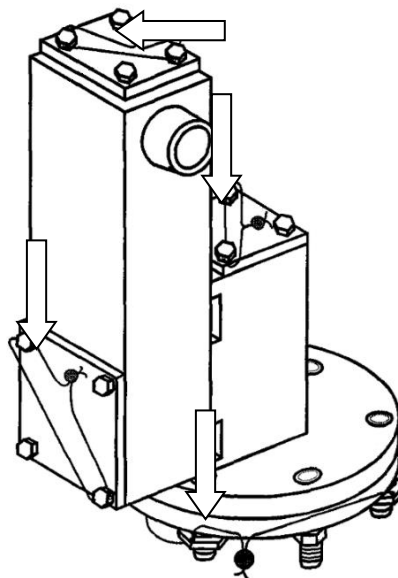


Рисунок 3 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа, обозначение места нанесения знаков поверки на сигнализаторы (детекторы) ТПУ

Заводской номер в цифровом виде наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе ТПУ, методом лазерной гравировки. Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объемного расхода жидкости, м ³ /ч	от 40 до 500
Пределы допускаемой относительной погрешности (доверительные границы суммарной погрешности) при измерении (воспроизведении единицы) объема жидкости (вместимости) в потоке при температуре 20 °С и давлении 0 МПа, %	±0,05

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон объема жидкости (вместимости) в потоке при температуре 20 °С и избыточном давлении 0 МПа, м ³ ¹⁾	от 2,375 до 2,625
Измеряемая среда	жидкость (нефть по ГОСТ Р 51858-2002, нефть сырая, нефтепродукты, газовый конденсат, жидкие углеводороды)
Температура, °С	от +5 до +90
Избыточное давление, МПа, не более	6,3
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 600 до 1200
Вязкость кинематическая, сСт	от 0,55 до 150
Наличие свободного воздуха	не допускается
Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	7000 2250 2700
Масса, кг, не более	9700
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -45 до +50 80 от 84 до 107
Средний срок службы, лет	8
Средняя наработка на отказ, ч	3000
¹⁾ определяется при поверке ТПУ	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, закрепленную на корпусе ТПУ, методом лазерной гравировки, а также в по центру титульного листа руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка поверочная трубопоршневая	Сапфир МН-500-6,3-0,05, зав. № 38	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ТПУ.00.00.000 РЭ	1 экз.
Паспорт	ТПУ04.00.00.000 ПС	1 экз.
Комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей	—	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «Устройство и работа» документа «Установки поверочные трубопоршневые Сапфир МН. Руководство по эксплуатации. ТПУ.00.00.000 РЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Системнефтегаз» (ООО «СНГ»)
ИНН 0265033883

Адрес: 452601, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, пр-д Островского, д. 10а
Телефон: +7 (34767) 3-43-60

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системнефтегаз» (ООО «СНГ»)
ИНН 0265033883

Адрес: 452601, Республика Башкортостан, г. Октябрьский, пр-д Островского, д. 10а
Телефон: +7 (34767) 3-43-60

Испытательный центр

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

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

Фактический адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-я Азинская, д. 7 «а»

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

Web-сайт: www.vniir.org

E-mail: office@vniir.org

Регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310592.