

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» октября 2022 г. № 2557

Сведения об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистрационный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК»	-	268	58771-14	-	-	МП 1896/550-2014	-	Общество с ограниченной ответственностью «Квадра-Энергосбыт» (ООО «Квадра-Энергосбыт»), г. Тула	ООО «ЭнергоПромРесурс», Московская обл., г. Красногорск
2.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пяяхинского месторождения	-	128	65376-16	-	НА.ГНМЦ.0108-16 МП с изменением № 2	-	НА.ГНМЦ.0108-22 МП	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), г. Уфа	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

3.	Комплексы аппаратно-программные	«Авто Ураган-ВСМ2-М»	-	77054-19	-	-	651-21-036 МП	-	Общество с ограниченной ответственностью «Рекогна-Индастриал» (ООО «Рекогна-Индастриал»), г. Москва	ФГУП «ВНИИФТРИ», Московская обл., г. Солнечногорск, р.п. Менделеево
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемосдаточный пункт в районе НПС «Калиновский ключ» с подводящим нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1»	-	83	78567-20	-	МП 78567-20	-	ВЯ.10.1705663.00 МП	Акционерное общество «Самараинвестнефть» (АО «Самараинвестнефть»), г. Самара	ФБУ «Тюменский ЦСМ», г. Тюмень
5.	Устройства сбора и передачи данных	CODA11	-	80146-20	-	-	ИЦРМ-МП-201-20	-	Общество с ограниченной ответственностью «РОКИП» (ООО «РОКИП»), Московская область, г. Долгопрудный	ООО «НИЦ «ЭНЕРГО», г. Москва

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» октября 2022 г. № 2557

Регистрационный № 65376-16

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507
ПСП Пяяхинского месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пяяхинского месторождения (далее - СИКН) предназначена для автоматических измерений массы и показателей качества нефти при ведении прямо-сдаточных операций между ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и АО «Транснефть-Сибирь».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых.

Массу нетто нефти определяют как разность массы брутто нефти и массы балласта. Массу балласта определяют как сумму масс воды, хлористых солей и механических примесей в нефти.

СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее компоненты.

Конструктивно СИКН состоит из блока фильтров, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее - БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

Блок фильтров состоит из входного и выходного коллекторов и двух фильтрующих линий (основной и резервной), в состав каждой фильтрующей линии входят следующие технические средства и средства измерений:

- фильтр грубой очистки с быстросъемной крышкой DN 250;
- преобразователь давления измерительный Deltabar S PMD75 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- два манометра для местной индикации давления (до и после фильтра).

На входном коллекторе блока фильтров установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- манометр для местной индикации давления.

БИЛ состоит из входного и выходного коллекторов, двух рабочих и одной контрольно-резервной измерительных линий (ИЛ). На каждой ИЛ установлены следующие средства измерений:

- расходомер массовый Promass 83F (регистрационный № 15201-11);
- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

На входном коллекторе БИЛ установлено пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012.

На выходном коллекторе БИЛ установлены:

- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- манометр и термометр для местной индикации давления и температуры.

БИК выполняет функции оперативного контроля и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется через пробозаборное устройство щелевого типа по ГОСТ 2517-2012. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный модели 7835 (регистрационный № 52638-13) или преобразователь плотности и расхода CDM (регистрационный № 63515-16);
- преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829 (регистрационный № 15642-06) и/или преобразователи плотности и вязкости модели FVM (регистрационный № 62129-15);
- влагомеры нефти поточные УДВН-1пм (регистрационный № 14557-10 и/или регистрационный № 14557-15);
- преобразователь давления измерительный Cerabar S PMP71 (регистрационный № 41560-09) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный серии iTEMP TMT82 (регистрационный № 57947-14);
- термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 49519-12) и/или термопреобразователь сопротивления платиновый TR61 (регистрационный № 68002-17);
- расходомеры ультразвуковые UFM 3030 (регистрационный № 48218-11) или расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400 (регистрационный № 57762-14);
- пробоотборники нефти «Стандарт-А» или пробоотборники «ВИРА-1-50-63», предназначенные для автоматического отбора проб;
- пробоотборники нефти «Стандарт-Р» для ручного отбора проб;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

Поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых Promass 83F проводят с помощью блока ТПУ, расположенного на одной площадке с СИКН и включающая в себя следующие средства измерений:

- установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (регистрационный № 20054-12);
- преобразователь давления измерительный 3051S (регистрационный № 24116-13) или датчик давления Метран-150 (регистрационный № 32854-13);
- преобразователь измерительный Rosemount 3144P (регистрационный № 56381-14);
- термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65 (регистрационный № 22257-11);
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss S600+ (регистрационный № 83904-21), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора на базе персонального компьютера с программным комплексом «Сторос», оснащенных монитором и клавиатурой.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое вычисление массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности (кг/м^3), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) нефти, объемной доли воды в нефти (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по стационарной поверочной установке, контроль метрологических характеристик расходомеров массовых, установленных на рабочих линиях, по расходомеру массовому, установленному на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи, паспортов качества нефти.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящих в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с описанием типа данных СИ и учетом требований МИ 3002-2006.

Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится ударным способом на шильд-табличку блок-бокса СИКН.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН разделено на два структурных уровня – верхний и нижний. К нижнему уровню относится ПО контроллеров измерительных FloBoss S600+ (далее по тексту – контроллеров). К метрологически значимой части ПО относится конфигурационный файл контроллера – файл, отражающий характеристики конкретного технологического объекта, на котором применяется контроллер, в том числе выбранные вычислительные алгоритмы, константы и параметры физического процесса.

К ПО верхнего уровня относится программный комплекс «Сторос», выполняющий функции передачи данных с нижнего уровня, отображения на станциях оператора функциональных схем и технологических параметров объекта, на котором применяется система, прием и обработка управляющих команд оператора, формирование отчетных документов. К метрологически значимой части программного комплекса «Сторос» относится файл «metrology.dll».

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО контроллеров FloBoss S600+

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	LinuxBinary.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.21/21
Цифровой идентификатор ПО	0×6051
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC16

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО программного комплекса «Сторос»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.37
Цифровой идентификатор ПО CRC32	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические и технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Рабочий диапазон измерений расхода, т/ч	от 60 до 500
Рабочий диапазон температуры, °С	от +20 до +40
Рабочий диапазон давления на входе СИКН, МПа	от 0,6 до 3,2
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 743,8 до 890,0
Диапазон кинематической вязкости, мм ² /с, не более	25
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности к диапазону измерений давления, %	±0,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений плотности нефти, кг/м ³	±0,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	автоматизированный и ручной
Электропитание	трехфазное 400 В/ 50 Гц; 230 В/ 50 Гц

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерения

Т а б л и ц а 4 – Комплектность средства измерения

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения, зав.№ 128		1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 645-2016 «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1507 ПСП Пякяхинского месторождения», ФР.1.29.2016.25228.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.587–2019 «ГСИ. Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений»;

ГОСТ 8.024-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений плотности»;

ГОСТ 8.025-96 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений вязкости жидкостей»;

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «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»;

ГОСТ 8.614-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений объемного влагосодержания нефти и нефтепродуктов».

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Нефтеавтоматика»
(ПАО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 7723107453

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

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН 7723107453

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

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1» (далее – СИКН) предназначена для измерения массового расхода (массы) нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на прямом методе динамических измерений с помощью преобразователей массового расхода жидкости. Выходные сигналы преобразователей расхода, давления, температуры, плотности, объемной доли воды в нефти по линиям связи поступают в систему обработки информации, которая принимает информацию и производит вычисление массы и показателей качества нефти по реализованному в ней алгоритму.

Конструктивно СИКН представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной и смонтированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. В состав СИКН входит:

- 1) Блок измерительных линий (БИЛ), состоящий из двух измерительных линий (одной рабочей и одной резервной).
- 2) Блок измерений показателей качества нефти (БИК), предназначенный для измерения показателей качества нефти.
- 3) Система сбора и обработки информации (СОИ), предназначенная для сбора и обработки информации, поступающей от измерительных преобразователей, а также для вычислений, индикации и регистрации результатов измерений.
- 4) Блок трубопоршневой поверочной установки (ТПУ), предназначенный для проведения поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей массового расхода

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных линий	
Счетчик-расходомер массовый Micro Motion мод. CMF 350	45115-16
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Блок измерений показателей качества нефти	
Влагомер нефти поточный УДВН-1пм	14557-15
Преобразователь плотности и расхода CDM мод. CDM100P	63515-16
Преобразователь плотности и вязкости FVM	62129-15
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Система сбора и обработки информации	
Комплекс измерительно-вычислительный «Вектор-02»	62761-15
Блок трубопоршневой поверочной установки	
Установка трубопоршневая ТПУ «Сапфир НГИ-300»	67692-17
Термопреобразователи сопротивления 90.2820 мод. 902820/10	60922-15
Датчик давления Метран-150 мод. 150TG	32854-13
Примечание – Допускается замена термопреобразователей сопротивления 90.2820 мод. 902820/10 рег. номер 60922-15 на датчики температуры Rosemount 644 рег. номер 63889-16 или датчики температуры ТСПТ Ex рег. номер 75208-19.	

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массы «брутто» нефти;
- автоматизированное вычисление массы «нетто» нефти и массовой доли воды;
- автоматическое измерение технологических параметров (температуры и давления);
- автоматическое измерение показателей качества нефти (плотности и объемной доли воды в нефти);
- отображение (индикацию), регистрацию и архивирование результатов измерений;
- поверку преобразователей массового расхода на месте эксплуатации без прекращения учётных операций;
- контроль метрологических характеристик преобразователей массового расхода, преобразователя плотности и поточного влагомера на месте эксплуатации без прекращения ТКО;
- отбор объединённой пробы нефти по ГОСТ 2517-2012;
- получения 2- часовых, сменных, суточных и месячных отчётов, актов приёма-сдачи нефти, паспортов качества и журналов регистрации показаний средств измерений с выводом данных на дисплей и на печатающее устройство;
- дистанционное управление запорной арматурой;
- контроль герметичности запорной арматуры, влияющей на результат измерений по СИКН.

Место расположения СИКН, заводской номер 83: приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводящим нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1. Пломбирование средств измерений, находящихся в составе СИКН осуществляется согласно МИ 3002-2006. Заводской номер указан в инструкции по эксплуатации. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.

Общий вид СИКН представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид СИКН

Программное обеспечение

СИКН имеет программное обеспечение (далее – ПО), представленное встроенным прикладным ПО комплекса измерительно-вычислительного Вектор-02 и ПО АРМ оператора «Вектор». Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	ИВК «Вектор-02»	АРМ оператора «Вектор»	
Идентификационное наименование ПО	icc_mt	Calc.dll	Module2.bas
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.2	1.2	1.1
Цифровой идентификатор ПО	3555877189	E40D584A	66F2A061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон массового расхода, т/ч	от 50 до 150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения: – массы брутто нефти, % – массы нетто нефти, %	$\pm 0,25$ $\pm 0,35$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных линий	2 (1 рабочая, 1 резервная)
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – давление, МПа – плотность при температуре плюс 20 °С, кг/м ³ – массовая доля воды в нефти, %, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – давление насыщенных паров, кПа, не более – содержание свободного газа	 от +15 до +40 от 0,3 до 6,3 от 830,1 до 912,0 0,5 0,05 100 66,7 не допускается
Режим работы	непрерывный
Режим работы ТПУ	периодический
Температура окружающего воздуха, °С: – для первичных измерительных преобразователей – для ИВК и АРМ оператора	 от +15 до +40 от +20 до +30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 287 приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1»		1 экз.
Инструкция по эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти № 287 ПСП «Калиновый Ключ» АО «Самараинвестнефть»		1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) «Приемо-сдаточный пункт в районе НПС «Калиновый Ключ» с подводным нефтепроводом и узлом подключения к магистральному нефтепроводу «Альметьевск-Куйбышев-1», свидетельство об аттестации методики измерений 1698/01.00248-2014/2022 от 17.06.2022 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 7 февраля 2018 г. № 256 «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».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерно-производственная фирма Вектор» (ООО «ИПФ «Вектор»)

ИНН 7203256184

Адрес: 625031, г. Тюмень, ул. Шишкова, д. 88

Телефон (3452) 388-720

Факс (3452) 388-727

E-mail: sekretar@ipfvektor.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7203004003

Адрес: 625027, г. Тюмень, ул. Минская, д. 88

Телефон (3452) 20-62-95

Факс (3452) 28-00-84

Web-сайт: <https://тцсм.рф>

E-mail: mail@csm72.ru

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

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Устройства сбора и передачи данных CODA11

Назначение средства измерений

Устройства сбора и передачи данных CODA11 (далее – CODA11) предназначены для синхронизации времени, а также для сбора и передачи данных между центром сбора информации (далее – ЦСИ) и территориально удаленными приборами учета электроэнергии (далее – счетчиками), подключенными по цифровым интерфейсам.

Описание средства измерений

Принцип действия CODA11 основан на получении, хранении и передаче данных со счетчиков, подключенных к CODA11 по цифровым интерфейсам связи.

CODA11 представляет собой шлюз коммуникационный, который предназначен для передачи данных с приборов учёта передаваемой (принимаемой) активной и реактивной энергии и мощности присоединений 0,22 кВ и выше и в электроустановках потребителей, функционирующих на оптовом и розничном рынках электроэнергии.

CODA11 применяются в составе комплексов и систем автоматизации технологических процессов в электроэнергетике и других отраслях промышленности: автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУ ТП), системах сбора и передачи информации (ССПИ), автоматизированных информационно-измерительных системах коммерческого и технического учета электроэнергии (АИИС КУЭ/ТУЭ) и других системах в качестве шлюза коммуникационного.

CODA11 являются многофункциональными, восстанавливаемыми, ремонтпригодными изделиями, предназначенными для непрерывной круглосуточной эксплуатации без обслуживающего персонала в стационарных условиях в закрытых помещениях либо в шкафах наружной установки.

CODA11 обеспечивают:

- организацию связи с ЦСИ (автоматическим рабочим местом оператора, сервером сбора данных) по интерфейсам связи RF, RS-485, GSM и Ethernet;
- организацию связи со счетчиками по интерфейсам связи RF, RS-485, GSM и Ethernet, PLC;
- автоматическое обнаружение счетчиков электроэнергии в сетях RF и/или PLC и ведение журнала обнаруженных счетчиков в энергонезависимой памяти;
- ретрансляцию и маршрутизацию данных в сетях RF и/или PLC;
- автоматический сбор и хранение журналов событий, обнаруженных в сетях счетчиков RF и/или PLC;
- автоматический сбор и хранение журналов суточных и месячных показаний счетчиков;

- ведение системного времени и синхронизацию системного времени от ЦСИ с формированием событий;
- автоматический сбор данных о текущем времени счетчиков, ведение журнала отклонений времени счетчиков;
- синхронизацию времени счетчиков от системного времени коммуникатора;
- непрерывную диагностику и самодиагностику;
- информационную безопасность, защиту от несанкционированного доступа.

Встроенные часы являются энергонезависимыми. При пропадании напряжения электрического питания основного источника питания встроенные часы автоматически переходят на питание от встроенной литиевой батареи.

Заводской номер наносится на лицевую панель CODA11 любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид CODA11, схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

Помимо пломб обслуживающей организации, отсек для внешних соединений снабжён датчиками вскрытия крышки отсека. Факт и время вскрытия крышки отсека фиксируются в журнале событий.

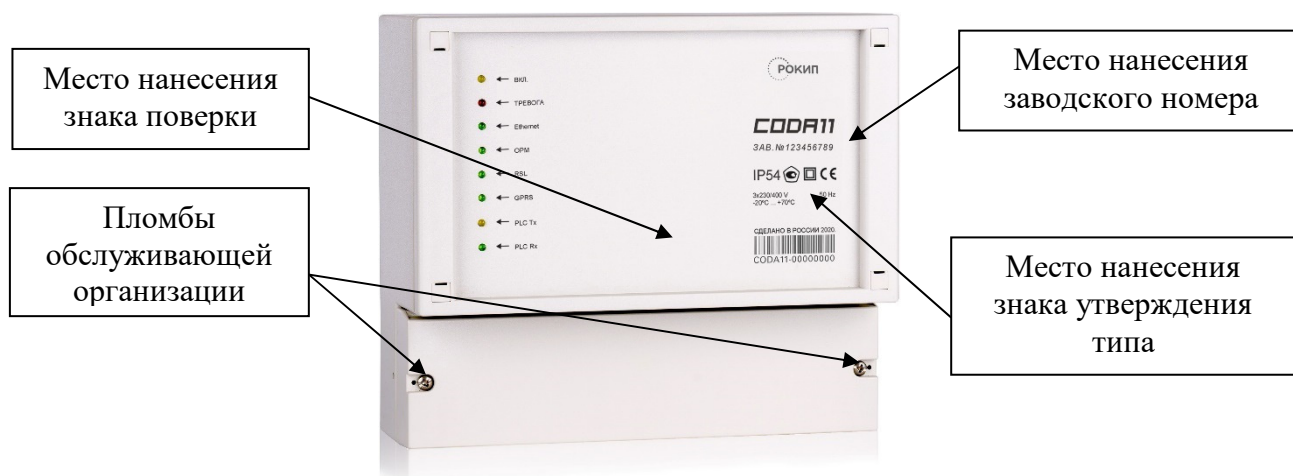


Рисунок 1 – Общий вид CODA11, схема пломбировки от несанкционированного доступа и обозначение места нанесения знака поверки, места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

CODA11 имеют встроенное и прикладное программные обеспечения (далее – ПО).

Встроенное ПО осуществляет выполнение системных функций CODA11. Встроенное ПО не может быть считано без применения специальных программно-технических устройств. Встроенное ПО является метрологически значимым.

Прикладное ПО – программа CWC, предоставляющая интерфейс для конфигурирования CODA11, просмотра текущих данных, получаемых и их обработки.

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

Идентификационные данные метрологически значимого ПО CODA11 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	CODA11
Номер версии (идентификационный номер ПО), не ниже	3.4.14.0
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Допускаемый ход часов (без коррекции от источника точного времени), с/сут	±3

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота, Гц	от 180 до 265,4 от 49 до 51
Потребляемая мощность, ВА, не более	30
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более:	220×215×95
Масса, кг, не более	1,5
Рабочие условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре +40 °С, %, не более	от -40 до +60 93
Среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	1
Среднее время наработки на отказ, ч	250000
Средний срок службы, лет	20

Знак утверждения типа

наносится на панель CODA11 любым технологическим способом, а также на титульные листы руководства по эксплуатации и формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Устройство сбора и передачи данных CODA11	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Формуляр	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1 «Описание функций CODA11» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ТУ 26.20.30-003-44180167-2020 «Устройства сбора и передачи данных CODA11. Технические условия».

Изготовители

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

ИНН 7714460197

Адрес: 141727, Московская область, г. Долгопрудный, ул. 25-го съезда, д. 2

Юридический адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского Поля 5-Я, д. 7 корп. 2, этаж антресоль 1 пом. I ком. 1, 2

Телефон: +7 (495) 228 70 38

E-mail: Info@rokip.ru

Испытательный центр

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

ИНН 5003113971

Адрес: 117546, г. Москва, Харьковский проезд, д. 2, этаж 2, пом. I, ком. 35,36

Телефон: +7 (495) 278-02-48

E-mail: info@ic-rm.ru

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»)

ИНН 9724050186

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./пом. 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 «12» октября 2022 г. № 2557

Регистрационный № 58771-14

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, хранения и обработки данных об измерениях активной и реактивной электроэнергии, полученных от смежных АИИС КУЭ, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) с программным обеспечением (ПО) «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место (АРМ), устройство синхронизации времени (УСВ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы 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 соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством линий связи поступает на СБД. СБД при помощи программного обеспечения (ПО) осуществляет обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН, перевод измеренных значений в именованные физические величины), формирование, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов и последующую передачу информации всем заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Обмен данными между АИИС КУЭ утвержденного типа, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде, и АИИС КУЭ ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК» производится по электронной почте через сеть Internet в виде макетов XML формата.

Наименования смежных АИИС КУЭ, с которыми взаимодействует АИИС КУЭ ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК», приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Но- мер	Наименование средств измерений утвержденного типа	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде
1	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ГМС Насосы»	46352-10
2	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) ОАО «Ливнынасос»	46526-11

Передача информации от СБД в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с использованием электронной подписи субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояний средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

Сравнение показаний часов СБД с УСВ осуществляется один раз в час. Корректировка часов СБД осуществляется один раз в час независимо от величины расхождения показания часов СБД и УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков и СБД происходит один раз в сутки, корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и СБД более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 268, указывается в паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК».

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», метрологически значимая часть которого указана в таблице 2. ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4. Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 5.

Таблица 3 — Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерения	Состав ИК				Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБК	
1	Котельная № 1, РУ-6 кВ, яч. 3	ТПЛК-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2306-05	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36355-07	IBM System x3250 M5 УСВ-3 Рег. № 64242-16	Актив-ная Реак-тивная
2	Котельная № 1, РУ-6 кВ, яч. 8	ТПЛК-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 2306-05	НТМИ-6 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная Реак-тивная
3	Котельная № 2, РУ-6 кВ № 2, яч. 5	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная Реак-тивная
4	Котельная № 2, РУ-6 кВ № 2, яч. 8	ТЛП-10 кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 30709-11		ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная Реак-тивная
5	Котельная № 2, РУ-6 кВ № 2, яч. 3	ТПОЛ-10 кл.т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 кл.т.0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-97	ПСЧ-4ТМ.05М Кл.т.0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		Актив-ная Реак-тивная

Примечания:

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

2. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа.

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

4. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	-	±2,2	±1,7	±1,6
	0,9	-	±2,7	±1,9	±1,7
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,4	±2,1
	0,5	-	±5,7	±3,3	±2,7

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S)	1,0	±2,4	±1,7	±1,6	±1,6
	0,9	±2,8	±1,9	±1,7	±1,7
	0,8	±3,3	±2,2	±1,9	±1,9
	0,7	±3,9	±2,5	±2,1	±2,1
	0,5	±5,6	±3,4	±2,7	±2,7
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации δ, %			
		$I_{1(2)} \leq I_{изм} < I_5 \%$	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$
1-3, 5 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	-	±7,2	±4,0	±3,1
	0,8	-	±5,2	±3,1	±2,6
	0,7	-	±4,3	±2,7	±2,3
	0,5	-	±3,5	±2,3	±2,1
4 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 1,0)	0,9	±6,7	±5,0	±4,2	±4,2
	0,8	±6,6	±4,3	±3,8	±3,8
	0,7	±6,6	±4,0	±3,6	±3,6
	0,5	±6,6	±3,7	±3,4	±3,4

Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с.

Примечания:

- 1 Погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_2\%$.
- 2 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.
- 3 В качестве характеристик относительной погрешности ИК указаны пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 4 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4

Продолжение таблицы 5

1	2
температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С	от +5 до +35
температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С	от +5 до +35
температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от +21 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
для счетчиков:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	140000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для сервера:	
среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
для счетчиков:	
тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для сервера:	
хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

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

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

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

– клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

– панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;

– наличие защиты на программном уровне – возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере, АРМ;

– организация доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

– защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика и сервера следующих событий:

– фактов параметрирования;

– фактов пропадания напряжения;

– фактов коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о состоянии средств измерений;

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТПЛК-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	4
Трансформатор тока	ТЛП-10	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	1
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	5
Сервер	IBM System x3250 M5	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Паспорт-формуляр	ЭССО.411711.АИИС.268 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и входящих в группу точек поставки на ОРЭМ и являющихся группой малых присоединений измерительных комплексов (ИК) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.34.2014.18716.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Квадра-Энергосбыт» по объекту ООО «Воронежская ТСК»

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;
ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСнабСтройСервис» (ООО «ЭССС») ИНН 7706292301
Адрес: 600021, г. Владимир, ул. Мира, д. 4а, оф. 3
Юридический адрес: 121500, г. Москва, Дорога МКАД 60 км, д. 4А, оф. 204
Телефон: (4922) 33-81-51, 34-67-26
Факс: (4922) 42-44-93

Испытательный центр

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

ИНН 7727061249

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон: (495) 544-00-00, (499) 129-19-11

Факс: (499) 124-99-96

E-mail: info@rostest.ru

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

В части вносимых изменений:

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

ИНН 5024145974

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

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «12» октября 2022 г. № 2557

Регистрационный № 77054-19

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы аппаратно-программные «АвтоУраган-ВСМ2-М»

Назначение средства измерений

Комплексы аппаратно-программные «АвтоУраган-ВСМ2-М» (далее - комплексы) предназначены для измерений скорости движения транспортных средств (ТС) по видеокадрам и радиолокационным методом в зоне контроля и скорости движения ТС на контролируемом участке, измерений значений текущего времени, синхронизированных с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU), измерений текущих навигационных параметров и определения на их основе координат комплексов.

Описание средства измерений

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС по видеокадрам в зоне контроля основан на измерении скорости косвенным методом – измеряется расстояние, пройденное ТС в зоне контроля видеодатчика от точки первой фиксации до точки последней фиксации, а также измеряется интервал времени между моментами первой и последней фиксации ТС в зоне контроля.

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС на контролируемом участке основан на измерении скорости косвенным методом – измеряется расстояние, пройденное ТС от точки фиксации в зоне контроля на въезде до точки фиксации в зоне контроля на выезде с участка, а также измеряется интервал времени между моментами фиксации ТС в зоне контроля на въезде и в зоне контроля на выезде с контролируемого участка.

Принцип действия комплексов при измерении скорости движения ТС радиолокационным методом в зоне контроля основан на измерении разности частот падающего и отраженного сигнала от движущегося объекта (эффект Доплера).

Принцип действия комплексов в части измерения значений текущего времени и координат основан на параллельном приеме и обработке сигналов навигационных космических аппаратов космических навигационных систем ГЛОНАСС/GPS с помощью приемника, входящего в состав комплекса, автоматической синхронизации шкалы времени комплекса с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU), и записи текущего момента времени и координат в сохраняемые фото- и видеокадры, формируемые комплексом.

Комплексы конструктивно состоят из одного или нескольких видеодатчиков (в состав каждого видеодатчика входит видеокамера, имеющая стабилизированную частоту следования кадров) в паре с радиолокационным модулем (или без радиолокационного модуля), компьютерного блока, приемника навигационных сигналов глобальных навигационных спутниковых систем, обзорных видеокамер и программного обеспечения (ПО) «АвтоУраган®», а также вспомогательных внешних устройств: ИК-прожектора, контроллера светофора, которые не являются метрологически значимыми частями комплексов.

Видеодатчики изготавливаются двух моделей: RNC и RN. Видеодатчик модели RNC совмещен в едином корпусе с компьютерным блоком. Радиолокационный модуль поставляется по заказу. (Нормальное и полярное исполнение отличаются только температурным режимом).

Компьютерные блоки изготавливаются двух моделей: «SP-V2» и «КУВ-А». Компьютерные блоки модели «КУВ-А» имеют класс защиты IP66, компьютерные блоки модели «SP-V2» имеют класс защиты IP21 и не предназначены для использования вне помещений.

Навигационный приемник представляет собой ГЛОНАСС/GPS-приемник утвержденного типа (рег. номер 52614-13 в Федеральном информационном фонде). Навигационный приемник, в зависимости от конструктивного исполнения, может размещаться как внутри компьютерного блока, так и как внешнее отдельное устройство.

Конструкция комплексов предусматривает установку видеодатчиков на несущих придорожных конструкциях, в паре с радиолокационным модулем. Компьютерный блок, в зависимости от модели, устанавливается либо на открытом воздухе (в пыле-влагозащищенном исполнении), либо в отдельном климатическом шкафу или отдельном помещении. При этом каждый видеодатчик формирует видеоизображение с фиксированного участка дорожного полотна («зона контроля»). Геометрические параметры взаимного расположения в пространстве каждого видеодатчика и его «зоны контроля» определяются после установки комплекса на месте эксплуатации и его первичной поверки.

Если в зоне контроля видеодатчика одновременно находится несколько ТС, значение скорости определяется независимо для каждого ТС по привязке к его государственному регистрационному знаку (ГРЗ). Конструкция, исполнение и принцип действия комплексов гарантируют однозначную принадлежность представленному в кадре ТС измеренного и зафиксированного значения скорости. Комплексы обеспечивают измерение скорости движения ТС, движущихся в зоне контроля видеодатчика в направлении как приближения, так и удаления от видеодатчика. Для измерения скорости на контролируемом участке необходимо два видеодатчика и модуль ПО «Измерение скорости между рубежами».

Возможна работа комплексов по измерениям скорости движения ТС в зоне контроля одновременно радиолокационным методом и по видеокадрам, имеющих в составе видеодатчики модели RNC или RN в паре с радиолокационными модулями.

Режим работы комплексов круглосуточный.

Функционально комплексы могут применяться для фиксации следующих видов нарушений правил дорожного движения (далее – ПДД):

- превышения установленной скорости движения ТС;
- остановки на железнодорожном переезде;
- стоянки на железнодорожном переезде;
- несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, запрещающими остановку или стоянку ТС;
- несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками, запрещающими движение грузовых ТС;
- движение ТС по полосе для маршрутных ТС в нарушение ПДД;
- остановки ТС на полосе для маршрутных ТС в нарушение ПДД;
- нарушение правил остановки или стоянки ТС;
- остановки или стоянки на местах, отведенных для ТС инвалидов;
- остановки или стоянки ТС на пешеходном переходе и ближе 5 м перед ним;
- нарушение правил остановки или стоянки ТС на тротуаре;
- остановки или стоянки ТС в местах остановки маршрутных ТС или стоянки легковых такси либо ближе 15 м от мест остановки маршрутных ТС или стоянки легковых такси;

- остановки или стоянки ТС на трамвайных путях либо остановки ТС далее первого ряда от края проезжей части;
- остановки на автомагистралях, эстакадах, мостах, путепроводах, в тоннелях;
- нарушение правил остановки или стоянки ТС на проезжей части, повлекшее создание препятствий для движения других ТС;
- нарушений требований законодательства Российской Федерации о внесении платы в счет возмещения вреда, причиняемого автомобильным дорогам общего пользования федерального значения ТС, имеющими разрешенную максимальную массу свыше 12 т;
- нарушение требований об обязательном страховании гражданской ответственности владельцев ТС;
- нарушение правил, предписаний или требований, введенных в период режима повышенной готовности, чрезвычайной ситуации, карантина или при возникновении угрозы распространения заболевания, представляющего опасность для окружающих, совершенных с использованием ТС;
- опасного вождения (нарушение правил маневрирования);
- выезд в нарушение ПДД на полосу, предназначенную для встречного движения или на трамвайные пути встречного направления;
- проезд под запрещающий знак;
- движение во встречном направлении по дороге с односторонним движением;
- движение задним ходом по автомагистрали;
- движение на грузовом ТС с разрешенной максимальной массой более 3,5 т по автомагистрали далее второй полосы;
- движение по велосипедным или пешеходным дорожкам либо тротуарам;
- движение по обочинам;
- движение по разметке или разделительной полосе (в том числе мототехники);
- нарушение установки ГРЗ;
- нарушение правил применения мотошлемов;
- нарушения правил пользования внешними световыми приборами;
- нарушения требований об обязательном наличии оформленной в установленном порядке диагностической карты, подтверждающей допуск ТС к участию в дорожном движении;
- выезд на железнодорожный переезд при закрытом или закрывающемся шлагбауме либо при запрещающем сигнале светофора;
- выезд на встречную полосу дороги на железнодорожном переезде;
- разворот или въезд ТС в технологические разрывы разделительной полосы на автомагистрали;
- проезд на запрещающий сигнал светофора;
- невыполнение требования об остановке перед стоп-линией, обозначенной дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги, при запрещающем сигнале светофора;
- выезд на перекресток или пересечение проезжей части дороги в случае образовавшегося затора, который вынудил водителя остановиться, создав препятствие для движения ТС в поперечном направлении;
- невыполнение требования ПДД перед поворотом направо, налево или разворотом заблаговременно занять соответствующее крайнее положение на проезжей части, предназначенной для движения в данном направлении;
- разворот или движение задним ходом в местах, где такие маневры запрещены;
- поворот налево или разворот в нарушение требований, предписанных дорожными знаками или разметкой проезжей части дороги;
- невыполнение требования ПДД уступить дорогу пешеходам, велосипедистам или иным участникам дорожного движения (за исключением водителей ТС), пользующимся преимуществом в движении;

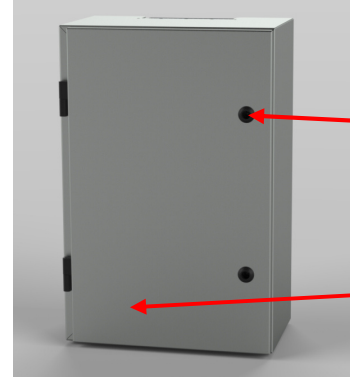
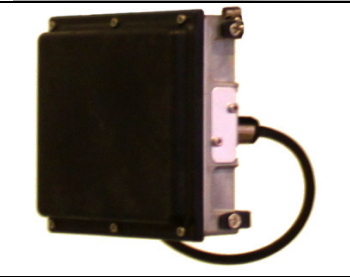
- установка на ТС без соответствующего разрешения опознавательного фонаря легкового такси или опознавательного знака «Инвалид»;
- несоблюдение требований, предписанных дорожными знаками, запрещающими движение без остановки под знак «Движение без остановки запрещено»;
- нарушение правил применения ремней безопасности;
- нарушение правил пользования телефоном водителем ТС во время движения ТС;
- несоблюдение дистанции между ТС в нарушение правил расположения ТС на проезжей части;
- невыполнение требования ПДД уступить дорогу ТС, пользующемуся преимущественным правом проезда перекрестка и прочие нарушения ПДД.

Общий вид составных частей комплексов с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, пломбировки крепления комплексов и мест нанесения знака утверждения типа представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Общий вид составных частей комплексов с указанием мест пломбировки от несанкционированного доступа, пломбировки крепления комплексов и мест нанесения знака утверждения типа

	Видеодатчик, модель RNC Место пломбировки: пломбировочный трос вокруг корпуса Место нанесения знака утверждения типа
	Видеодатчик, модель RN Место пломбировки: пломбировочный трос вокруг корпуса Место нанесения знака утверждения типа
	Компьютерный блок, модель «SP-V2» Место пломбировки: один из винтов корпуса Место нанесения знака утверждения типа

Окончание таблицы 1

		Компьютерный блок, модель «КУВ-А» Место пломбировки Место нанесения знака утверждения типа
		Радиолокационный модуль

Комплексы изготавливаются в 17 модификациях, отличающихся используемыми моделями компьютерных блоков и видеодатчиков, видом климатического исполнения, типом электропитания, наличием возможности измерения скорости на контролируемом участке. Перечень модификаций комплексов и их описание представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень модификаций комплексов

№	Обозначение модификации	Описание модификации
1	03.K1.RN.N.0	3 измерительных канала, компьютерный блок «КУВ-А», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
2	03.K1.RN.N.1	3 измерительных канала, компьютерный блок «КУВ-А», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, DC 12 В
3	03.K2.RN.N.0	3 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
4	03.K2.RN.N.1	3 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, DC 12 В
5	03.K2.RN.P.0	3 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», полярное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
6	03.K2.RN.P.1	3 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», полярное исполнение, DC 12 В
7	03.K3.RNC.N.0	3 измерительных канала, компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели «RNC», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
8	03.K3.RNC.N.1	3 измерительных канала, компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели «RNC», нормальное исполнение, DC 12 В
9	04.K1.RN.N.0	4 измерительных канала, компьютерный блок «КУВ-А», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
10	04.K1.RN.N.1	4 измерительных канала, компьютерный блок «КУВ-А», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, DC 12 В

11	04.K2.RN.N.0	4 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
12	04.K2.RN.N.1	4 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», нормальное исполнение, DC 12 В
13	04.K2.RN.P.0	4 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», полярное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
14	04.K2.RN.P.1	4 измерительных канала, компьютерный блок «SP-V2», видеодатчик «RN», полярное исполнение, DC 12 В
15	04.K3.RNC.N.0	4 измерительных канала, компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели «RNC», нормальное исполнение, AC 220 В, 50 Гц
16	04.K3.RNC.N.1	4 измерительных канала, компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели «RNC», нормальное исполнение, DC 12 В
17	04.K3.RNC.P.0	4 измерительных канала, компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели «RNC», полярное исполнение, AC 220 В, 50 Гц

Правило обозначения модификаций комплексов представлено на рисунке 1.

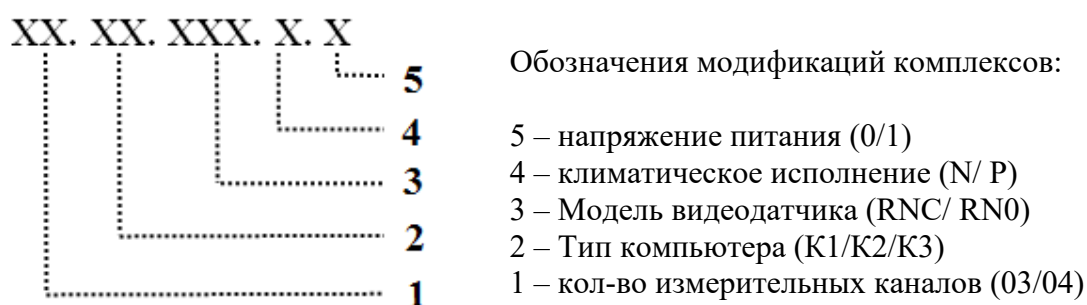


Рисунок 1 – Правило обозначения модификаций комплексов

Описание параметров модификаций комплексов представлено в таблице 3.

Таблица 3 - Описание параметров модификаций комплексов

№ Поз.	Наименование	Значение
1	Измерительные каналы	03 - 3 измерительных канала (Измерение текущего времени и координат, измерение скорости движения транспортных средств в зоне контроля видеодатчика комплекса) 04 - 4 измерительных канала (Измерение текущего времени и координат, измерение скорости движения транспортных средств в зоне контроля видеодатчика комплекса, измерение скорости движения транспортных средств на контролируемом участке между двумя видеодатчиками комплекса)
2	Тип компьютера	K1 – компьютерный блок модели «КУВ-А» K2 – компьютерный блок модели «SP-V2» K3 – компьютерный блок, комбинированный в едином корпусе с видеодатчиком модели RNC
3	Модель видеодатчика	RNC – модель с компьютерным блоком в едином корпусе RN – модель без вычислительного блока

№ Поз.	Наименование	Значение
4	Тип климатического исполнения	N – от -50 до +60 °C (нормальное исполнение) P – от -60 до +60 °C (полярное исполнение)
5	Тип электропитания	0 – AC 220 В, 50 Гц 1 – DC 12 В

В связи с тем, что комплексы конструктивно состоят из нескольких метрологически значимых частей (комплектующих), маркировка наносится на компьютерный блок (при его отсутствии на видеодатчик модели RNC), а заводской номер комплекса указывается только в формуляре на комплекс типографским способом. Формат заводского номера цифровой. Также в формуляре указываются модели и заводские номера всех комплектующих из комплекта поставки. Пример маркировки комплекса приведен на рисунке 2.

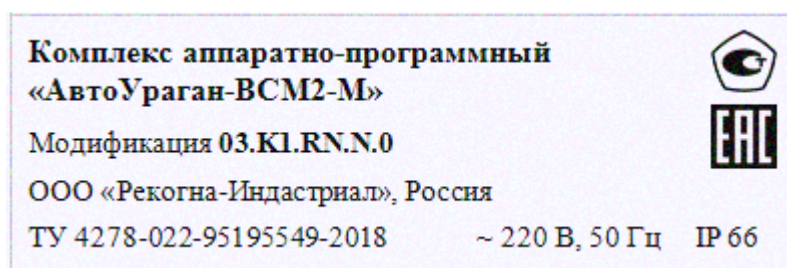


Рисунок 2 – Пример маркировки комплекса

Знак поверки на комплексы не наносится.

Программное обеспечение

Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) «АвтоУраган®» комплексов состоит из пяти специальных программных модулей, установленных на компьютерном блоке в зависимости от комплектации комплексов:

- модуль «Измерение скорости по видеокадрам» обеспечивает измерение скорости движения ТС в зоне контроля видеодатчика комплекса методом по видеокадрам;
- модуль «Измерение скорости по радару» обеспечивает измерение скорости движения ТС в зоне контроля видеодатчика комплекса радиолокационным методом;
- модуль «Измерение скорости между рубежами» обеспечивает измерение скорости движения ТС на контролируемом участке;
- модуль «Измерение значений текущего времени» обеспечивает определение текущего времени, синхронизированного с национальной шкалой времени Российской Федерации UTC(SU), а также расчет интервалов времени;
- модуль «Измерение значений координат» обеспечивает определение значений текущих координат комплексов.

Кроме того, ПО «АвтоУраган®» комплексов производит распознавание и определение государственной принадлежности ГРЗ ТС, подсчет количества ТС и определение их типов, распознавание марки, модели и цвета ТС, выявление транзитного транспорта по ГРЗ, контроль средств индивидуальной мобильности.

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

Таблица 4 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Модуль «Измерение значений текущего времени»	Модуль «Измерение скорости по видеокдрам»	Модуль «Измерение скорости по радару»	Модуль «Измерение скорости между рубежами»	Модуль «Измерение значений координат»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.5	не ниже 4.3	не ниже 1.1	не ниже 1.0	не ниже 1.2
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	-	-	-	-	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени комплекса к шкале времени UTC(SU), мс - для модификаций с индексом «03» - для модификаций с индексом «04»	± 1000 ± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности присвоения временной метки видеокдру для обзорных видеокамер, с	± 1
Границы допускаемой погрешности (по уровню вероятности 0,95 и геометрическом факторе $PDOP \leq 3$) определения координат в плане, м	± 5
Диапазон измерений скорости движения ТС, км/ч: - при измерении по видеокдрам в зоне контроля - при измерении радиолокационным методом в зоне контроля - при измерении на контролируемом участке	от 0 до 350 от 0 до 350 от 0 до 350
Пределы допускаемой погрешности измерения скорости транспортных средств: - абсолютной, при измерении по видеокдрам в зоне контроля, км/ч - в диапазоне от 0 до 100 км/ч включ. - в диапазоне св. 100 до 255 км/ч включ. - в диапазоне св. 255 до 350 км/ч включ. - при измерении радиолокационным методом в зоне контроля - абсолютной, в диапазоне от 0 до 100 км/ч включ., км/ч - относительной, в диапазоне св. 100 до 350 км/ч, % - абсолютной, при измерении на контролируемом участке, км/ч - в диапазоне от 0 до 100 км/ч включ. - в диапазоне св. 100 до 255 км/ч включ. - в диапазоне св. 255 до 350 км/ч включ.	± 1 ± 2 ± 3 ± 1 ± 1 ± 1 ± 2 ± 3

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Минимальная протяженность контролируемого участка, м	100
Параметры зоны контроля*: - протяженность, м - ширина, м	от 6 до 50 от 7 до 56
Рабочая частота излучения радиолокационного модуля, ГГц	24,15 ± 0,10
Напряжение электропитания комплекса от сети переменного тока частотой 50±1 Гц, В	от 187 до 268
Габаритные размеры, мм, не более:	
а) видеодатчик, модель RN	
– длина	600
– ширина	185
– высота	250
б) видеодатчик, модель RNC	
– длина	600
– ширина	185
– высота	270
в) компьютерный блок, модель «SP-V2»	
– длина	260
– ширина	175
– высота	80
г) компьютерный блок, модель «КУВ-А»	
– длина	600
– ширина	470
– высота	250
д) радиолокационный модуль	
– длина	110
– ширина	100
– высота	40
е) обзорная видеокамера	
– длина	310
– ширина	110
– высота	100
Масса, кг, не более:	
– видеодатчик, модель RN	6,5
– видеодатчик, модель RNC	8,0
– компьютерный блок, модель «SP-V2»	4,0
– компьютерный блок, модель «КУВ-А»	40
– радиолокационный модуль	0,4
– обзорная видеокамера	1,7

Потребляемая мощность, В·А, не более:	
– видеодатчик, модель RN	125
– видеодатчик, модель RNC	200
– компьютерный блок, модель «SP-V2»	75
– компьютерный блок, модель «КУВ-А»	450
– радиолокационный модуль	10
– обзорная видеокамера	14
Рабочие условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха	
- в нормальном исполнении, °С	от -50 до +60
- в полярном исполнении, °С	от -60 до +60
атмосферное давление, кПа	от 60 до 106,7
относительная влажность при температуре окружающего воздуха +25 °С, %	до 98
* зависит от модели используемого видеодатчика.	

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации и на этикетку на корпусе компьютерного блока (для комплекса с видеодатчиком модели RNC – этикетка наносится на корпус видеодатчика).

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность комплексов

Наименование	Количество	
	для модификаций «03»	для модификаций «04»
Комплекс «АвтоУраган-ВСМ2-М» в составе:		
- видеодатчик	от 1 до 6	от 1 до 6
- радиолокационный модуль	по заказу*	по заказу*
- компьютерный блок	по заказу	по заказу
- системное ПО «MS Windows®»	1	1
- приемник навигационный ГЛОНАСС/GPS	1	1
- обзорная видеокамера	по заказу	по заказу
ПО «АвтоУраган®», в составе модулей:		
- «Измерение значений текущего времени»	1	1
- «Измерение скорости по видеокадрам»	по заказу	по заказу
- «Измерение скорости по радару»	по заказу	по заказу
- «Измерение скорости между рубежами»	-	1
- «Измерение значений координат»	по заказу	по заказу
Вспомогательное оборудование:		
– ИК-прожектор	по заказу	по заказу
– контроллер (для подключения светофора)	по заказу	по заказу
Руководство по эксплуатации РСAB.402100.022 РЭ	в эл. виде	в эл. виде
Формуляр РСAB.402100.022 ФО	1экз.	1экз.
Методика поверки	1экз.	1экз.
* Радиолокационный модуль и модуль ПО «Измерение скорости по радару» поставляются совместно по заказу		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2 документа «Комплексы аппаратно-программные «АвтоУраган-ВСМ2-М». Руководство по эксплуатации. РСAB.402100.022 РЭ».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к комплексам аппаратно-программным «АвтоУраган-ВСМ2-М»

Приказ Росстандарта от 31 июля 2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

Комплексы аппаратно-программные «АвтоУраган-ВСМ2-М». Технические условия. ТУ 4278-022-95195549-2018.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Рекогна-Индастриал»

(ООО «Рекогна-Индастриал»)

ИНН 7718285556

Адрес: 115230, г. Москва, проезд Хлебозаводский, дом 7, стр. 9, пом. Х, ком.25, оф. 65

Телефон (факс): (495) 104-32-21

E-mail: info@recogna-i.ru

Испытательный центр

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

ИНН 5044000102

Адрес: 141570, Московская область, г. Солнечногорск, рабочий поселок Менделеево, промзона ФГУП ВНИИФТРИ

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