

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2022 г. № 1579

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

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообла- датель	Отменяемая методика поверки	Действие методики поверки сохраняется	Устанавлива- емая методика поверки	Добавляемый изготовитель	Дата утверж- дения акта испыта- ний	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1.	Установки переносные учета добываемой скважинной продукции	ПУУ ДСП «Татинтек»	2020-001	76610-19	-	-	НА.ГНМЦ. 0386-19 МП	-	-	28.02. 2022	Общество с ограниченной ответственностью «Нефтегазмассомер» (ООО «НГММ»), г. Москва	ВНИИР – филиал ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева», г. Казань
2.	Комплексы измерительно- вычислительные расхода и количества жидкостей и газов	«АБАК+»	исп. К1 – зав. № 1602, исп. К2 – зав. № 1605, исп. К3 – зав. № 1606, исп. К4 – зав. № 1607, исп. К5 – зав. № 1600, исп. К6 – зав. № 1604, исп. К7 – зав. № 1630, исп. К8 – зав. № 1634, исп. К9 – зав. № 1645	52866-13	-	МП 17- 30138-2012		МП 1802/1- 311229-2022	-	18.02. 2022	Закрытое акционерное общество «Научно- инженерный центр «ИНКОМ СИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМ СИСТЕМ»), г. Казань	ООО ЦМ «СТП», г. Казань

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ	-	001	75468-19	-	МП 1-2019	-	МП 2-2022	-	01.04.2022	Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии» (АО ГК «Системы и Технологии»), г. Владимир	АО ГК «Системы и Технологии», г. Владимир
4.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 545 в районе ЛПДС «Апрельская» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	-	01	56739-14	-	НА.ГНМЦ.0 034-13 МП	-	НА.ГНМЦ.0 671-22 МП	-	25.03.2022	Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»), Республика Башкортостан, г. Уфа	ОП ГНМЦ АО «Нефтеавтоматика», г. Казань
5.	Весы автомобильные	ВТА	001	63157-16	-	-	ГОСТ OIML R 76-1– 2011 (Приложение ДА)	-	-	20.04.2022	Общество с ограниченной ответственностью «Завод весового оборудования» (ООО «ЗВО»), Республика Башкортостан, г. Белорецк	ФГБУ «ВНИИМС», г. Москва

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установки переносные учета добываемой скважинной продукции ПУУ ДСП «Татинтек»

Назначение средства измерений

Установки переносные учета добываемой скважинной продукции ПУУ ДСП «Татинтек» (далее – ПУУ ДСП) предназначены для автоматизированных измерений массы скважинной жидкости, а также индикации, регистрации и хранения измеренной и обработанной информации.

Описание средства измерений

Принцип действия ПУУ ДСП основан на разделении газожидкостного потока продукции нефтяных скважин на жидкостную и газовую составляющие с помощью малогабаритного гидроциклонного сепаратора (далее – сепаратора) и последующим определением массы и массового расхода скважинной жидкости. Измерение массы скважинной жидкости, отделенной в процессе сепарации, производится кориолисовым счетчиком-расходомером.

ПУУ ДСП состоят из технологического блока и контролируемого пункта «Акира» (далее – КП «Акира»).

Технологический блок состоит из сепаратора, линии измерений массы скважинной жидкости и линии отвода газа, Сепаратор конструктивно выполнен в виде вертикального цилиндра, состоящего из двух сепарационных емкостей, и предназначен для непрерывного разделения скважинной жидкости на газовую и жидкостную составляющие для последующего измерения массы жидкости в линии измерений массы скважинной жидкости. Поддержание уровня жидкости в сепараторе обеспечивается с помощью сигнализатора уровня, установленного в сепараторе, и регулирующего клапана, установленного на линии отвода газа.

КП «Акира» обеспечивает сбор данных со средств измерений (СИ), дистанционный контроль и визуальное отображение технологических параметров.

В состав ПУУ ДСП входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений) и технические средства:

- расходомер-счетчик массовый SITRANS F C (регистрационный № 52346-12) или счетчик-расходомер массовый Штрай-Масс (регистрационный № 70629-18);
- датчик давления Метран-55 (регистрационный № 18375-08) или датчик давления Метран-75 (регистрационный № 48186-11);
- сигнализатор уровня жидкости ультразвуковой;
- ручной пробоотборник;
- манометр для местной индикации давления;
- обратный и регулирующий клапаны.

ПУУ ДСП допускается использовать и в составе групповых замерных установок для измерений продукции нескольких скважин, используя существующие линии трубопроводов, систему КИПиА, запорно-регулирующую арматуру и помещения, как при модернизации старых, так и для создания новых групповых замерных установок.

Заводской номер наносится методом лазерной гравировки в виде буквенно-цифрового обозначения на табличку, прикрепленную к дверце шкафа КП «Акира» снаружи.

Общий вид ПУУ ДСП представлен на рисунке 1.

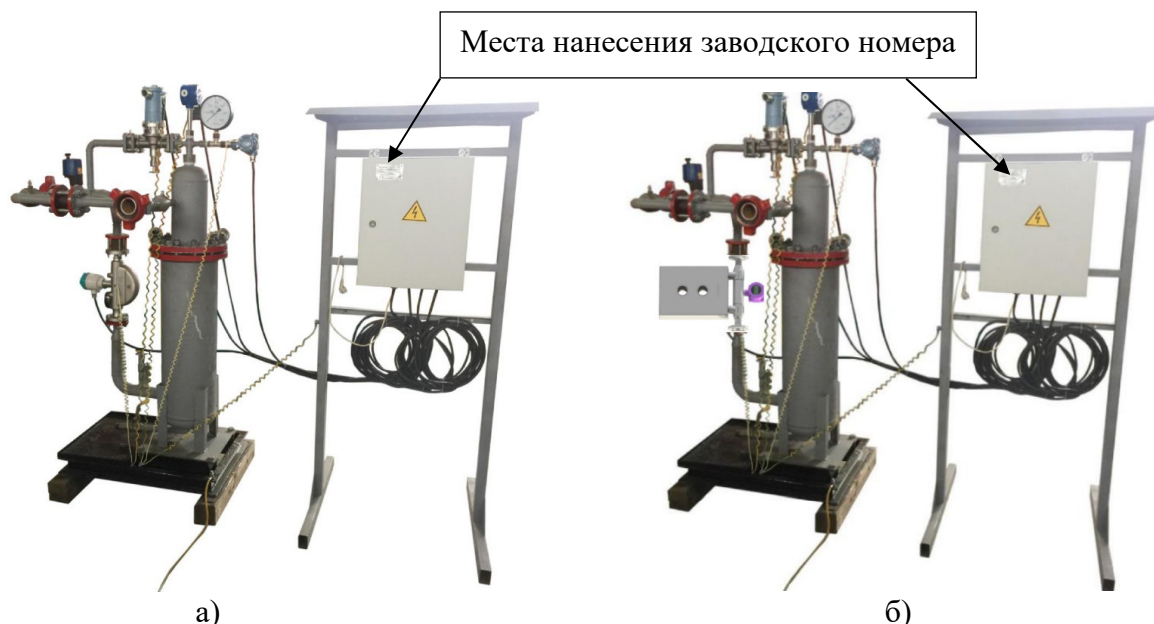


Рисунок 1 – Общий вид ПУУ ДСП

а) с расходомером-счетчиком массовым SITRANS F C;

б) со счетчиком-расходомером массовым Штрай-Масс.

ПУУ ДСП обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматизированное измерение массы (т) и массового расхода (т/ч) скважинной жидкости;
- автоматизированное измерение объемного расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) скважинной жидкости;
- автоматизированное измерение давления (МПа), температуры ($^{\circ}\text{C}$) и плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$) скважинной жидкости;
- ручной отбор пробы скважинной жидкости;
- регистрацию и хранение результатов измерений.

Пломбирование ПУУ ДСП от несанкционированного доступа не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) ПУУ ДСП представляет собой встроенное ПО КП «Акира», которое предназначено для дистанционного контроля и визуального отображения технологических параметров, сбора данных со СИ и последующей их передачи на станцию оператора.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные внешнего ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Box
Номер версии (идентификационный номер) ПО	190718
Цифровой идентификатор	0xF8ED062B
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода, т/ч (т/сут)	от 0,1 до 5 (от 2,4 до 120)
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы скважинной жидкости, %	$\pm 2,5$

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	скважинная жидкость
Температура измеряемой среды, °C	от 0 до +70
Вязкость кинематическая измеряемой среды, сСт, не более	300
Плотность измеряемой среды, кг/м ³	от 700 до 1200
Давление измеряемой среды, МПа, не более	4,0
Объемная доля воды, %, не более	98
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,2
Содержание свободного газа, %, не более	2
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	230 $\pm$ 23 50 $\pm$ 0,4
Потребляемая мощность, кВт, не более	1
Габаритные размеры ПУУ ДСП, мм, не более - высота - ширина - длина	2000 800 2000
Масса, кг, не более	600
Условия эксплуатации	УХЛ1 по ГОСТ 15150-69
Средний срок службы, лет	10
Средняя наработка на отказ, ч	35000
Режим работы ПУУ ДСП	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации ПУУ ДСП типографским способом и на таблички технологического блока и КП «Акира» методом гравировки или шелкографией.

Комплектность средства измерений

приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Установка переносная учета добываемой скважинной продукции ПУУ ДСП «Татинтек»	ПУУ ДСП «Татинтек»	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ-1.2.02.00.00.00.01-2019	1 шт.
Паспорт	П-1.2.02.00.00.00.01-2019	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 555-2015 «Количество нефти и нефтяного газа извлекаемых из недр. Методика измерений установкой переносной учета добываемой скважинной продукции». ФР.1.29.2015.20799.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

ГОСТ 8.637-2013 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений массового расхода многофазных сред».

ТУ 3667-060-61818140-19 «Установки переносные учета добываемой скважинной продукции ПУУ ДСП «Татинтек». Технические условия».

Изготовитель

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

ИНН 1644055843

Адрес: 423458, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ризы Фахретдина, д. 62

Телефон: (8553) 314-707

Факс: (8553) 314-709

E-mail: info@tatintec.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

Факс: (843) 567-20-10

e-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

В части вносимых изменений:

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

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

Адрес: 420088, Республика Татарстан, г. Казань, ул. 2-ая Азинская, д. 7 «а»

Телефон: (843) 272-70-62

Факс: (843) 272-00-32

e-mail: office@vniir.org

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2022 г. № 1579

Регистрационный № 52866-13

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»

Назначение средства измерений

Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) предназначены для измерений и преобразований сигналов измерительных преобразователей в значения измеряемых параметров и вычисления расхода, массы, объема нефти, нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия ИВК основан на измерении входных сигналов, их преобразовании в значения физических величин и вычислении расхода и количества жидкостей и газов по заложенным алгоритмам.

ИВК состоит из встроенных в один корпус центрального процессора и, опционально, плат ввода-вывода аналоговых и дискретных сигналов, дисплея и клавиатуры.

ИВК выпускается в модификации ИнКС.425210.003, позволяющей вести учет расхода и количества жидкостей и газов не более чем по 12 измерительным линиям.

ИВК модификации ИнКС.425210.003 изготавливаются в следующих исполнениях:

- К1 – стандартное исполнение для монтажа в шкаф;
- К2 – исполнение с увеличенным клеммным отделом для монтажа в шкаф;
- К3 – исполнение для монтажа в щит;
- К4 – компактное исполнение для монтажа на панель;
- К5 – стандартное исполнение К1 с дисплеем во взрывозащищённом корпусе Exd;
- К6 – компактное исполнение К4 с дисплеем во взрывозащищённом корпусе Exd;
- К7 – переносное исполнение в кейсе;
- К8 – переносное исполнение в кейсе с дисплеем;
- К9 – исполнение для монтажа на din-рейку.

К ИВК модификации ИнКС.425210.003 посредством RS232/485 или Ethernet может быть подключено до 16 корзин расширения, позволяющих увеличить количество входных и выходных каналов.

В ИВК модификации ИнКС.425210.003 предусмотрена возможность реализации алгоритмов управления технологическим процессом.

ИБК может иметь цифровые порты связи RS232/RS485, USB, интерфейс связи Ethernet (10/100BaseT), счетчики импульсных входов, модули ввода/вывода аналоговых и частотных сигналов с поддержкой механизма горячей замены. При работе в режиме горячего резерва каналы токового ввода ИБК подключаются через одноканальные модули АБАК-АП1-R.

ИБК обеспечивают выполнение следующих функций:

- измерение и преобразование аналоговых сигналов силы постоянного тока, напряжения, термометров сопротивления типа Pt100 по ГОСТ 6651–2009, термоэлектрических преобразователей по ГОСТ 6616–94, импульсных, частотных сигналов, а также дискретных и цифровых (HART) сигналов;
- воспроизведение аналоговых сигналов силы постоянного тока, напряжения;
- воспроизведение частотного и импульсного сигналов (при наличии в заказе);
- воспроизведение сигналов «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки (при наличии в заказе);
- измерение интервала времени между входными сигналами «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки (при наличии в заказе);
- вычисление расхода и количества жидкостей и газов методом переменного перепада давления с использованием стандартных сужающих устройств в соответствии с ГОСТ 8.586.2–2005, ГОСТ 8.586.4–2005, ГОСТ 8.586.5–2005;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, методом переменного перепада давления с использованием осредняющих напорных трубок в соответствии с МИ 2667–2011;
- приведение объемного расхода (объема) природного газа и попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) при рабочих условиях к стандартным условиям в соответствии ГОСТ Р 8.740–2011, ГОСТ Р 8.733–2011;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ 8.611–2013;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, в соответствии с ГОСТ Р 8.741–2019 при применении средств измерений объемного расхода (объема) и использовании метода переменного перепада давления;
- вычисление массового расхода (массы) нефти в составе нефтегазоводяной смеси в соответствии с ГОСТ Р 8.910–2016;
- вычисление массового расхода (массы) газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов прямым и косвенным (при измерении плотности с помощью лабораторного преобразователя плотности) методами динамических измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.785–2012;
- вычисление массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов прямым и косвенным методами динамических измерений в соответствии с ГОСТ 8.587–2019;
- пересчет плотности нефти в соответствии с ГОСТ 8.587–2019;
- вычисление массового расхода (массы) однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей и газов по результатам измерений кориолисовыми (массовыми) измерительными преобразователями расхода;
- вычисление объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей на основании массового расхода (массы) и плотности;
- вычисление физических свойств природного газа в соответствии с ГОСТ 30319.2–2015, ГОСТ 30319.3–2015, ГОСТ Р 8.662–2009, ГОСТ Р 8.770–2011;
- вычисление термодинамических свойств природного газа на основе уравнения состояния GERG–2008 в соответствии с МИ 3557–2016;
- вычисление теплоты сгорания, относительной плотности, числа Воббе и энергосодержания природного газа в соответствии с ГОСТ 31369–2008;

- вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости ПНГ в соответствии с ГСССД МР 113–03;
- расчет плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости технически важных газов и смесей в соответствии с ГСССД МР 135–07;
- вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости умеренно-сжатых газовых смесей в соответствии с методикой ГСССД МР 118–05;
- вычисление плотности, энтальпии, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости воды и водяного пара в соответствии с ГСССД МР 147–2008;
- вычисление плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажного воздуха в соответствии с ГСССД МР 220–2014 и ГСССД МР 176–2010;
- расчет фактора сжимаемости многокомпонентных газовых смесей в соответствии с МИ 3548–2016;
- вычисление плотности, фактора сжимаемости, скорости звука, показателя адиабаты и коэффициента динамической вязкости влажных газовых смесей в соответствии с ГСССД МР 273–2018;
- вычисление плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты и скорости звука сжиженного природного газа в соответствии с ГОСТ Р 56851–2016;
- вычисление плотности, коэффициентов объемного расширения и сжатия нефти, нефтепродуктов и смазочных масел по Р 50.2.076–2010;
- вычисление расхода и количества нефти и углеводородных сред в соответствии с МИ 2693–2001, МИ 3532–2015, СТО Газпром 5.9–2007;
- вычисление плотности жидких углеводородных сред при рабочих условиях в соответствии с приложением Б СТО Газпром 5.9–2007;
- определение температуры точки росы по воде природного газа в соответствии с ГОСТ Р 53763–2009;
- вычисление нормализованного компонентного состава газа по ГОСТ 31371.7–2008 и ГОСТ 31371.7–2020;
- вычисление температуры точки росы по воде, абсолютной влажности газов, молярной и объемной долей воды в соответствии с МИ 3558–2016;
- вычисление температуры точки росы по воде и абсолютной влажности газов в соответствии с ГОСТ 20060–83;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик преобразователей расхода по МИ 3151–2008, МИ 3272–2010, МИ 3313–2011 и МИ 3380–2012 в автоматическом режиме;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик по МИ 2622–2000, МИ 2974–2006 в автоматическом режиме;
- расчет тепловой энергии и количества теплоносителя в соответствии с МИ 2412–97 и МИ 2451–98;
- вычисление объемной доли воды в сырой нефти методом расчета по результатам измерений плотностей сырой нефти, обезвоженной нефти и воды в соответствии с рекомендацией «ГСИ. Сырая нефть. Методика измерений объемной доли воды» (свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2008/4406-11);
- вычисление вязкости нефти, приведенной к условиям измерения объема (или к стандартным условиям) по методике измерений «ГСИ. Нефть. Методика измерений вязкости на СИКН ПСП товарной нефти ЗАО «Мессояханефтегаз» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.31.2016.23430);
- хранение архивов измеренных и расчетных параметров, ведение журналов событий и нештатных ситуаций;

- сигнализация при отказе измерительных преобразователей, при выходе измеряемых параметров за установленные пределы и в случае сбоев в работе ИВК;
- управление трубопоршневыми поверочными установками, компакт-пруверами;
- печать данных на подключенный принтер;
- выполнение функций аналитического контроллера для хроматографа;
- передача информации в системы более высокого уровня.

Пломбирование ИВК от несанкционированного доступа осуществляется с помощью свинцовых (пластмассовых) пломб и проволоки или наклеек с контрольными клеймами эксплуатирующей или обслуживающей организации.

Нанесение знака поверки на ИВК не предусмотрено.

Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится типографским способом на маркировочную табличку, расположенную:

- для исполнений К1 К2, К3, К4 – на боковой стороне ИВК;
- для исполнений К5 и К6 – на боковой стороне ИВК и на верхней части взрывозащищенного корпуса Exd;
- для исполнений К7 и К8 – на лицевой панели внутри кейса ИВК;
- для исполнения К9 – на верхней части корпуса центрального процессора ИВК.

Знак утверждения типа ИВК наносится на паспорт и маркировочную табличку ИВК типографским способом.

Общий вид и схема пломбировки ИВК, модуля АБАК-А11-R и корзины расширения представлены на рисунках 1 – 12.

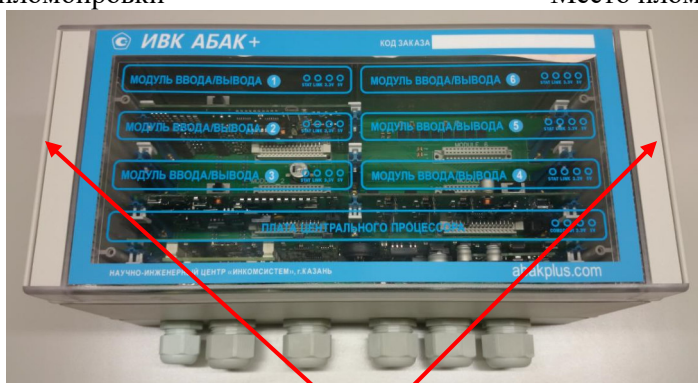
Общий вид маркировочной таблички представлен на рисунке 13.



Место пломбировки



Место пломбировки



Место пломбировки

Рисунок 1 – ИВК исполнения К1



Место пломбировки
Рисунок 2 – ИВК исполнения К2



Место пломбировки
Рисунок 3 – ИВК исполнения К3



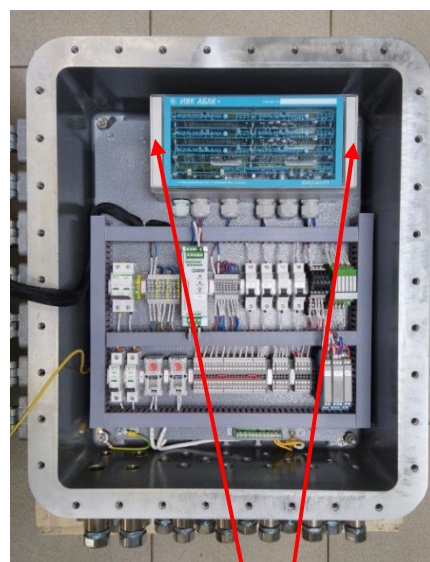
Место пломбировки
Рисунок 4 – ИВК исполнения К4



Место пломбировки



Рисунок 5 – ИВК исполнения К5



Место пломбировки



Место пломбировки

Рисунок 6 – ИВК исполнения К6



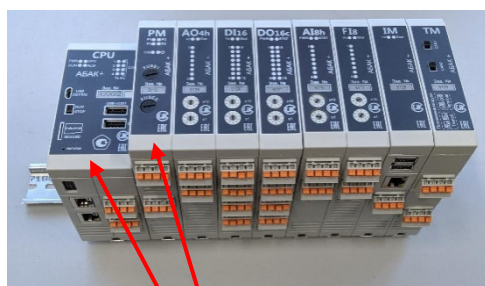
Место пломбировки

Рисунок 7 – ИВК исполнения К7



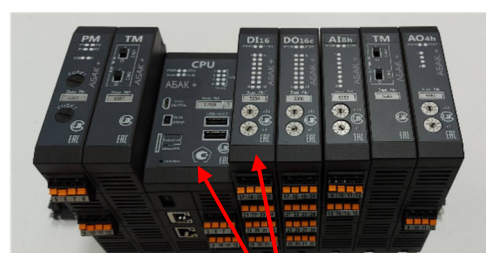
Место пломбировки

Рисунок 8 – ИВК исполнения К8

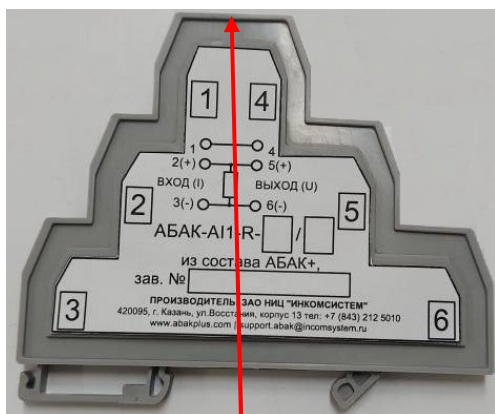


Место пломбировки

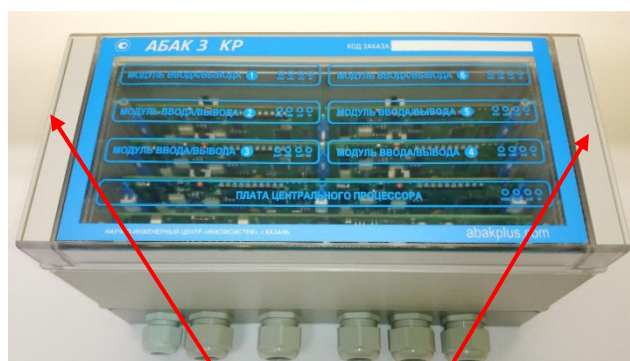
Рисунок 9 – ИВК исполнения К9



Место пломбировки



Место пломбировки
Рисунок 10 – Модуль АБАК-А11-Р



Место пломбировки
Рисунок 11 – Корзина расширения



Рисунок 12 – Дисплей, подключаемые к ИВК

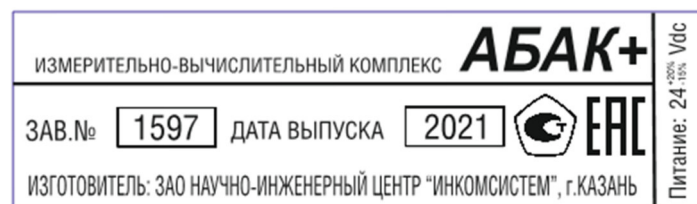
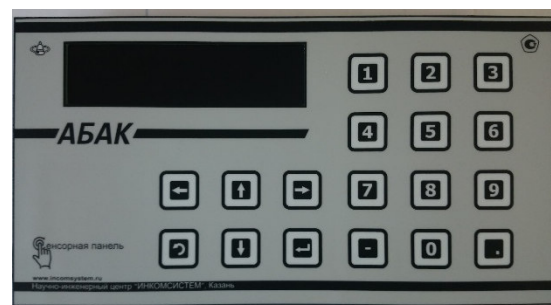


Рисунок 13 – Схема маркировочной таблички ИВК

Программное обеспечение

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

ПО ИВК защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем системы идентификации пользователя с помощью логина и пароля и пломбировки корпуса ИВК.

Соответствие ИВК утвержденному типу осуществляется путем контроля идентификационного наименования, номера версии (идентификационного номера) и цифрового идентификатора ПО, отображаемых на дисплее ИВК.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex	ngas2015.bex	mivisc.bex	mi3548.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340	3133109068	3354585224	2333558944

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
Идентификационное наименование ПО	AbakC2.bex	LNGmr273.bex	ttriso.bex	АВАКС3.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0	1.0	1.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	2555287759	362319064	1686257056	4090641921

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование	Значение
Диапазоны измерений входных сигналов: – напряжения, В – силы постоянного тока, мА – импульсный, Гц – частотный, Гц	от 1 до 5 от 4 до 20 от 0,2 до 10000 от 1 до 10000
Диапазоны воспроизведения выходных сигналов: – напряжения, В – силы постоянного тока, мА – частотный, Гц – импульсный, импульсы	от 1 до 5 от 4 до 20 от 40 до 10000 от 1 до 10 ⁷
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала напряжения, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной	±0,05 ±0,0002/°C

Наименование	Значение
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании входного аналогового сигнала силы постоянного тока, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной – дополнительной (по спецзаказу)	$\pm 0,05$ $\pm 0,0009/^{\circ}\text{C}$ $\pm 0,0003/^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой относительной погрешности при преобразовании входного частотного сигнала, %: – основной – основной (по спецзаказу) – дополнительной	$\pm 0,01$ $\pm 0,001$ $\pm 0,00003/^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при преобразовании входного импульсного сигнала, количество импульсов на 10000 импульсов	± 1
Пределы допускаемой приведенной погрешности при преобразовании значения физической величины в выходные аналоговые сигналы напряжения и силы постоянного тока, % от диапазона преобразований: – основной – дополнительной	$\pm 0,1$ $\pm 0,0033/^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой относительной погрешности воспроизведения частотного сигнала (при наличии в заказе), %: – основной – дополнительной	$\pm 0,01$ $\pm 0,00003/^{\circ}\text{C}$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности воспроизведения импульсного сигнала, импульсы	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении интервала времени, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности при формировании сигналов «Старт» и «Стоп» детекторов трубопоршневой установки за заданный интервал времени (от 100 до 100000 мс) (при наличии в заказе), %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении объемного расхода (объема) газа при стандартных условиях, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении объемного расхода (объема) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности при вычислении массового расхода (массы) нефти и нефтепродуктов, жидких углеводородных сред, однофазных и однородных по физическим свойствам жидкостей, %, в соответствии с: – МИ 2693–2001, МИ 3532–2015, СТО Газпром 5.9–2007 – ГОСТ Р 8.910–2016, ГОСТ Р 8.785–2012, ГОСТ 8.587–2019	$\pm 0,01$ $\pm 0,001$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений тепловой энергии и количества теплоносителя, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений физических свойств сред, %	$\pm 0,001$

Наименование	Значение
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений температуры точки росы по воде, абсолютной влажности газов, молярной и объемной долей воды в соответствии с МИ 3558–2016, %	$\pm 0,01$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислений коэффициентов преобразования преобразователей расхода, %	$\pm 0,01$
Примечание – Основные и дополнительные погрешности ИВК суммируются арифметически.	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование	Значение
Температура окружающей среды, °C	от -40 до +70
Нормальная температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Относительная влажность (без конденсации), %	от 5 до 95
Атмосферное давление, кПа	от 84,0 до 106,7
Напряжение питания (источник постоянного тока), В	$24^{+20\%}_{-15\%}$
Потребляемая мощность, Вт, не более	50
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	100000
Примечание – Зависимости пределов потребляемых мощностей ИВК от их исполнений приведены в эксплуатационной документации.	

Таблица 4 – Габаритные размеры и масса

Исполнение ИВК	Значение			
	Длина, мм	Ширина, мм	Высота, мм	Масса, кг
K1	180	330	175	4,1
K2	265	330	175	4,1
K3	170	350	190	4,1
K4	230	230	80	1,2
K5 ¹⁾	1000	550	460	130
K6 ¹⁾	595	714	333	70
K7	390	500	235	10
K8	390	500	235	13
K9 ²⁾	118	30	140	0,4
¹⁾ Указаны предельные значения геометрических размеров и массы. ²⁾ Указаны предельные значения геометрических размеров и массы отдельных модулей.				

Знак утверждения типа

наносится на паспорт и маркировочную табличку ИВК типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность ИВК

Наименование	Обозначение	Количество
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации	ИнКС.425210.003 РЭ	1 экз.
Паспорт	ИнКС.425210.003 ПС	1 экз.
Конфигурационное программное обеспечение	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.2 «Основные функции» руководства по эксплуатации.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

ИнКС.425210.003 ТУ Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+». Технические условия

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3457 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Приказ Росстандарта от 01.10.2018 г. № 2091 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы постоянного электрического тока в диапазоне от $1 \cdot 10^{-16}$ до 100 А»

Приказ Росстандарта от 30.12.2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»

Приказ Росстандарта от 31.07.2018 г. № 1621 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Изготовитель

Закрытое акционерное общество Научно-инженерный центр «ИНКОМСИСТЕМ» (ЗАО НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ»)

ИНН 1660002574

Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, 17

Телефон: (843) 212-50-10, факс: (843) 212-50-20

Web-сайт: <http://incomsystem.ru>

E-mail: marketing@incomsystem.ru

Испытательный центр

ГЦИ СИ ООО «СТП»

Республика Татарстан, 420034, г. Казань, ул. Декабристов, д.81

Телефон:(843) 214-20-98, Факс: (843) 227-40-10

E-mail: office@ooostp.ru, <http://www.ooostp.ru>

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ООО «СТП» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30138-09 от 06.11.2009

в части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП» (ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, корп. 5, офис 7

Телефон: (843) 214-20-98, факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311229 от 30.07.2015

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2022 г. № 1579

Регистрационный № 75468-19

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Ефремовской ТЭЦ, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

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

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

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

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

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

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется периодически (1 раз в 4 часа). При расхождении шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на $\pm 1,5$ с и более производится синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени УСПД, но не чаще одного раза в сутки.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-5 (6 кВ)	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03	активная
2	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-6 (10 кВ)	ТПШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		реактивная
3	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-7 (6 кВ)	ТПШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная
4	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 2	ТПШЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	реактивная
5	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 3	ТПШЛ-10с 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная
						реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
6	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 2	ТПФМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
7	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 12 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
8	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 5 Ввод 2	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
9	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 4	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
10	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 6 Ввод 2	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
11	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 45 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
12	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 3	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
13	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
14	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 1	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
15	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 12 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
16	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
17	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 6 Ввод 1	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
18	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 45 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
19	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 1	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
20	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 3	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
21	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 5 Ввод 1	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
22	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Элеватор 1	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
23	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Плотина Ввод 1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
24	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 9	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
25	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Ефремов	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
26	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 3	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
27	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Плотина Ввод 2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная
28	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 2	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
29	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
30	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС РСП	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
31	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Элеватор 2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
32	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №1	ТФЗМ-110Б 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
33	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №2	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
34	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №3	ТВН-110 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-3 Рег. № 64242-16; сервер АИИС КУЭ: ASUSTeK	активная реактивная активная реактивная
35	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Звезда с отпайкой на Глюкозную	ТАТ 300/1 Кл. т. 0,5S Рег. № 45806-10	TVBs 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 29693-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков, на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение, указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; счетчик 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
2; 3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
4 – 13; 25 – 32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
14 – 24 (ТТ 0,5; ТН 0,2; счетчик 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,8	3,0	5,4	2,2	3,3	5,6
33 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
34 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	1,1	1,8	2,9	1,7	2,4	3,3
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	2,0	3,0	5,4	2,5	3,3	5,6
35 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5

Примечания:

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

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

3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95 (\pm\delta)$, %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 (ТТ 0,5; ТН 0,2; счетчик 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,7	2,5	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,7	3,0	2,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,5	2,8	5,2	3,6
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,3	2,5	4,6	3,0
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,5	2,1	1,7
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4	2,6	4,6	2,8
4 – 13; 25 – 32 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,5	2,8	5,0	3,3
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	4,6	2,9	5,3	3,6
14 – 24 (ТТ 0,5; ТН 0,2; счетчик 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,7	2,5	2,3
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,7	3,0	2,3
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,4	2,7	4,9	3,2
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	4,5	2,8	5,2	3,6
33 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	4,6	2,9	5,3	3,6
34 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,6	2,7	2,2
	$0,1 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,7	1,9	3,4	2,6
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,1 I_{H1}$	2,9	2,1	3,8	3,0
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	5,4	3,2	7,0	4,4
35 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2 I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2 I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,05 I_{H1} \leq I_1 < 0,2 I_{H1}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,02 I_{H1} \leq I_1 < 0,05 I_{H1}$	4,4	2,7	4,7	3,1

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	35
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	90000 3 70000 2 100000 1 45000 2
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	113 10 45 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

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

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	1423-60	2
Трансформатор тока	ТШЛ 20	1837-63	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10с	29390-05	2

Окончание таблицы 6

1	2	3	4
Трансформатор тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформатор тока	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1261-59	16
Трансформатор тока	ТВЛ-10	1856-63	34
Трансформатор тока	ТФЗМ-110Б	2793-88	3
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-04	3
Трансформатор тока	ТВИ-110	30559-05	3
Трансформатор тока	ТАТ	45806-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10	11094-87	2
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	380-49	1
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	9
Трансформатор напряжения	TVBs	29693-05	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	30
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С1	15236-03	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	64242-16	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	—	1
Сервер АИИС КУЭ	ASUSTeK	—	1
Формуляр	-	—	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Ефремовской ТЭЦ (АИИС КУЭ Ефремовской ТЭЦ), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН: 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение. 27

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Место нахождения: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Адрес юридического лица: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение 27

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312308

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2022 г. № 1579

Регистрационный № 56739-14

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 545 в районе ЛПДС «Апрельская» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 545 в районе ЛПДС «Апрельская» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (далее – СИКН) предназначена для автоматических измерений массы брутто нефти показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Измерения массы брутто нефти выполняют прямым методом динамических измерений - с помощью расходомеров массовых.

Конструктивно СИКН состоит из блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (БИК), системы сбора и обработки информации (СОИ), узла подключения поверочной установки (УППУ).

БИЛ состоит из двух рабочих и одной резервной измерительных линий. В каждой измерительной линии установлены следующие средства измерений (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №)):

- расходомер массовый Promass 83F (рег. № 15201-05);
- преобразователь давления измерительный 40.4385 (рег. № 40494-09);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (рег. № 32460-06, 19422-03);
- 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 2517-85, установленное на выходном коллекторе БИЛ. В БИК установлены следующие средства измерений и технические средства:

- преобразователь плотности жидкости измерительный мод. 7835 (рег. № 15644-06);
- два влагомера нефти поточных УДВН-1пм (рег. № 14557-05);
- преобразователь давления измерительный 40.4385 (рег. № 40494-09);
- термопреобразователь с унифицированным выходным сигналом ТСПУ 902820 (рег. № 32460-06);
- два устройства пробозаборных щелевого типа по ГОСТ 2517-85;
- два автоматических пробоотборника «Стандарт А-50»;
- пробоотборник нефти ручной «Стандарт-Р-50» с диспергатором;
- манометры и термометры для местной индикации давления и температуры;
- расходомер массовый Promass 40E (рег. № 15201-05).

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: два контроллера измерительных FloBoss модели S600 (рег. № 38623-08), осуществляющих сбор измерительной информации и формирование отчетных данных, и два автоматизированных рабочих места оператора (основное и резервное) на базе персонального компьютера с программным комплексом «Cropos», оснащенных монитором, клавиатурой и печатающим устройством.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности (кг/м^3), содержания воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто (т) нефти с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверку и контроль метрологических характеристик расходомеров массовых по поверочной установке, подключаемой к УППУ, в комплекте с поточным преобразователем плотности;
- автоматический отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти.

Знак утверждения типа наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может влиять на показания СИ, входящие в состав СИКН, обеспечена возможность пломбирования в соответствии с 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

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализовано в ИВК и АРМ оператора.

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

Т а б л и ц а 1 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ИВК		АРМ оператора
	основной Floboss S600	резервный Floboss S600	Cropos
Идентификационное наименование ПО	545v9 290610	545v9 290610	metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	220	220	1.37
Цифровой идентификатор ПО	21de	bdfе	DCB7D88F

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Рабочий диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 100 до 900
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры нефти, °С	±0,2
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений давления нефти, %	±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

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

Наименование характеристики	Значение
Рабочая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2020
Рабочий диапазон температур нефти, °С	от +5 до +40
Рабочий диапазон давлений нефти, МПа	от 0,2 до 4
Рабочий диапазон плотности нефти, кг/м ³	от 800 до 910
Рабочий диапазон кинематической вязкости нефти, мм ² /с	от 1 до 25
Массовая доля воды в нефти, %, не более	0,5
Параметры электрического питания: - напряжение переменного тока, В - частота переменного тока, Гц	220±22/380±38 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - относительная влажность окружающего воздуха, при температуре 25°С, %, не более - атмосферное давление, кПа	от -40 до +50 98 от 96,0 до 104,0
Средний срок службы, лет, не менее	20
Средняя наработка на отказ, час	20000

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 545 в районе ЛПДС «Апрельская» ТПП Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», зав. № 01	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе МН 1197-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 545 в районе ЛПДС «Апрельская» ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», свидетельство об аттестации № RA.RU.310652-027/01-2022.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Приказ Росстандарта от 07.02.2018 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

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 450005, Республика Башкортостан, г. Уфа, 50-летия Октября ул., д. 24
ИНН: 0278005403

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика» (АО «Нефтеавтоматика»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 2а
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311366

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «28» июня 2022 г. № 1579

Лист № 1
Всего листов 9

Регистрационный № 63157-16

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Весы автомобильные тип ВТА

Назначение средства измерений

Весы автомобильные тип ВТА (далее – весы) предназначены для статических измерений массы автотранспортных средств.

Описание средства измерений

Принцип действия весов основан на преобразовании деформации упругого элемента весоизмерительного тензорезисторного датчика, возникающей под действием силы тяжести взвешиваемого автотранспортного средства, в дискретный или аналоговый электрический сигнал, пропорциональный его массе. Далее этот сигнал обрабатывается. Измеренное значение массы выводится на дисплей весоизмерительного прибора.

Весы представляют собой средство измерений массы неавтоматического действия по ГОСТ OIML R 76-1–2011 «Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания» и имеют модульную конструкцию.

Грузоприемное устройство (далее – ГПУ), в зависимости от модификации весов, может состоять от одной до шести секций. Каждая секция опирается на четыре весоизмерительных тензорезисторных датчика (далее – датчик). При этом соседние секции могут иметь две общие точки опоры (датчика).

Прибор весоизмерительный выполнен в отдельном корпусе и включает в себя: стабилизированный источник питания, устройство обработки аналоговых данных и/или разъем для подключения цифровых датчиков, микропроцессор для обработки измерительной информации, дисплей для отображения результатов взвешивания, клавиатура, а также цифровые интерфейсы для связи с периферийными устройствами (например, принтер, вторичный дисплей, ПК).

Сигнальные кабели датчиков в зависимости от исполнения весов подключены к весоизмерительному прибору через соединительную коробку и/или нормирующий преобразователь ЦНП, изготовитель – ООО «Завод весового оборудования», г. Белорецк или динамический преобразователь универсальный ДПУ-00Х-Ех, изготовитель ООО «ТД «ЗВО», Р. Башкортостан, г. Белорецк.

Пример общего вида ГПУ весов и весоизмерительных приборов представлены на рисунках 1 – 2.

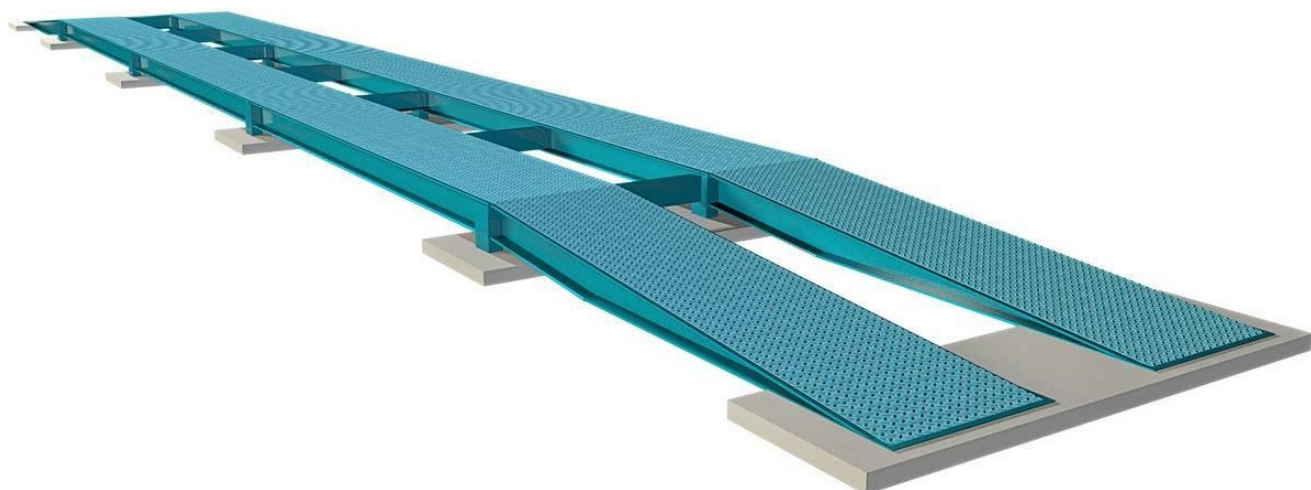


Рисунок 1 – Пример общего вида ГПУ весов



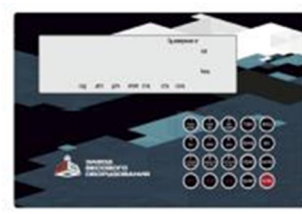
ТВ-003/05Н



ВКЦ



ВКЦ1



ВКА



WE2111



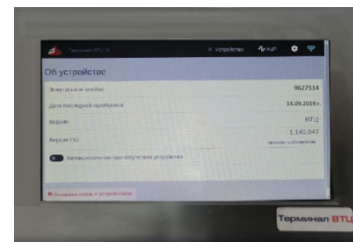
DIS2116



CI-6000A



ПК



ВТЦ

Рисунок 2 – Общий вид весоизмерительных приборов

Весоизмерительные тензорезисторные датчики, используемые в составе весов:

- датчики весоизмерительные тензорезисторные С, модификации С16А и С16i (регистрационный № 60480-15);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные WBK (регистрационный № 56685-14);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные QS, S, LS, D, PST, USB, модификации QS (регистрационный № 57673-14);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные QS, модификации QS, QS-D (регистрационный № 78206-20);
- датчики весоизмерительные MB 150 (регистрационный № 44780-10);
- датчики весоизмерительные тензорезисторные Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column, модификации HM9B (регистрационный № 55371-13);

- датчики весоизмерительные тензорезисторные Single shear beam, Dual shear beam, S beam, Column, модификации НМ9В (регистрационный № 55371-19).

При использовании в весах датчиков с цифровым выходным сигналом весоизмерительные приборы представляют собой терминал (Т.2.2.5 ГОСТ OIML R 76-1-2011). При использовании в весах аналоговых датчиков электронные весоизмерительные устройства представляют собой индикатор (Т.2.2.2 ГОСТ OIML R 76-1-2011).

В качестве индикатора используются:

- приборы весоизмерительные CI, BI, NT и PDI, модификация CI-6000A (регистрационный № 50968-12);

- преобразователь весоизмерительный ТВ-003/05Н, изготовитель – фирма АО «Весоизмерительная компания «Тензо-М», пос. Красково;

- электронный весовой терминал серии ВКА, изготовитель – ООО «Завод весового оборудования», г. Белорецк;

- приборы весоизмерительные WE, модификация WE2111 (регистрационный № 61808-15);

- динамический преобразователь универсальный ДПУ, модификации ДПУ-00Х-Ех (обозначение «00Х» указывает на количество аналого-цифровых каналов и принимает значения от 001 до 008), изготовитель ООО «ТД «ЗВО», Р. Башкортостан, г. Белорецк.

В качестве терминала используются:

- электронный цифровой весовой терминал ВКЦ и ВКЦ1, изготовитель – ООО «Завод весового оборудования», г. Белорецк, используется совместно с нормирующим преобразователем ЦНП, изготовитель – ООО «Завод весового оборудования», г. Белорецк;

- весовой терминал ВТЦ, изготовитель ООО «Торговый дом «Завод весового оборудования», г. Белорецк, используется совместно с динамическим преобразователем универсальным ДПУ-00Х-Ех, изготовитель ООО «ТД «ЗВО», Р. Башкортостан, г. Белорецк;

- приборы весоизмерительные DIS2116, DWS2103, модификации DIS2116 (регистрационный № 61809-15);

- персональный компьютер, используется совместно с нормирующим преобразователем ЦНП, изготовитель – ООО «Завод весового оборудования», г. Белорецк, или с динамическим преобразователем универсальным ДПУ-00Х-Ех, изготовитель ООО «ТД «ЗВО», Р. Башкортостан, г. Белорецк.

Весы снабжены следующими устройствами и функциями (в скобках указаны соответствующие пункты ГОСТ OIML R 76-1-2011):

- устройство автоматической и полуавтоматической установки на нуль (Т.2.7.2.2);

- устройство слежения за нулем (Т.2.7.3);

- устройство первоначальной установки на нуль (Т.2.7.2.4);

- устройство уравнивания тары – устройство выборки массы тары (Т.2.7.4.1);

- режим работы многодиапазонных весов (4.10).

Весы могут быть оснащены последовательными интерфейсами RS-232, RS422, RS-485, Ethernet или USB 2.0 для связи с периферийными устройствами (например: принтеры, электронные регистрирующие устройства, вторичный дисплей, ПК и т.д.).

Весы выпускаются в 16 (шестнадцати) модификациях с метрологическими и техническими характеристиками согласно таблицам 3 – 5, выпускаемых в различных исполнениях ГПУ и весоизмерительных приборов, имеют следующие обозначения:

ВТА - [М]-[Л]-[Д]-[Т]-[Ц]-[Ex]-[П]-[2], где:

М – Максимальная нагрузка (Max), т: 20; 25; 30; 40; 50; 60; 80; 100; 150; 200;

Л – длина грузоприёмного устройства, м: от 2 до 30;

Д – ширина грузоприёмного устройства, м: от 2 до 9;

Т – количество секций ГПУ: 1; 2; 3; 4; 5; 6;

Ц – условное обозначение для весов, использующих цифровые датчики (индекс отсутствует для весов с аналоговыми датчиками);

Ex – весы во взрывозащищенном исполнении (индекс отсутствует для весов, выполненных не во взрывозащищенном исполнении);

П – условное обозначение для весов без капитального фундамента (индекс отсутствует для весов с фундаментом);

2 – условное обозначение для многодиапазонных весов (индекс отсутствует для однодиапазонных весов).

Значения максимальной нагрузки Max (Max_i диапазонов взвешивания многодиапазонных весов), минимальной нагрузки Min (Min_i диапазонов взвешивания многодиапазонных весов), поверочного интервала e (e_i диапазонов взвешивания многодиапазонных весов), заводской номер (в цифровом формате) наносятся на маркировочную табличку, закрепляемую на ГПУ и/или весоизмерительном приборе весов.

Маркировочная табличка (обязательная маркировка) весов выполнена в виде металлической пластинки, крепится при помощи заклепок на боковую сторону рамы ГПУ и содержит следующие основные данные, нанесенные методом гравировки:

- наименование изготовителя;
- обозначение типа и модификации весов;
- знак утверждения типа;
- класс точности;
- максимальная нагрузка (Max);
- минимальная нагрузка (Min);
- поверочный интервал (e);
- диапазон температур;
- дата изготовления;
- заводской номер (в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр).

 ООО «Завод весового оборудования» ЗАВОД ВЕСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ		
Весы автомобильные тип ВТА рег.№ 63157-16		
Модификация ВТА-	Зав.№	
ГОСТ OIML R 76-1-2011	Класс точности (III)	
Max _____ т	Min _____ т	e _____ кг
Диапазон температур: _____ °C _____ °C		
-T= 100 % от Max ПО _____		
г. Белорецк, ул. Тюленина, д. 14, литер А комната 17 тел. +7(34792) 4-82-66 Дата изготовления _____ 20 ____ г.		

 ООО «Завод весового оборудования» ЗАВОД ВЕСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ		
Весы автомобильные тип ВТА рег.№ 63157-16		
Модификация ВТА-	Зав.№	
ГОСТ OIML R 76-1-2011	W1 W2	
Класс точности (III)	Max Min e =	
Диапазон температур: _____ °C _____ °C		
-T= 100 % от Max _i ПО _____		
г. Белорецк, ул. Тюленина, д. 14, литер А комната 17 тел. +7(34792) 4-82-66 Дата изготовления _____ 20 ____ г.		

Рисунок 3 – Общий вид маркировочной таблички однодиапазонных (слева) и многодиапазонных (справа) весов

Для предотвращения несанкционированного доступа к внутренним частям и изменений параметров настройки и регулировки на корпус весоизмерительного прибора и/или нормирующего преобразователя ЦНП, и/или динамического преобразователя универсального ДПУ, входящих в состав весов, наносится пломба. Схема пломбировки определяется исполнением весов и приведена на рисунках 4 – 5.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке средства измерений (при необходимости) в соответствии с действующим законодательством. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

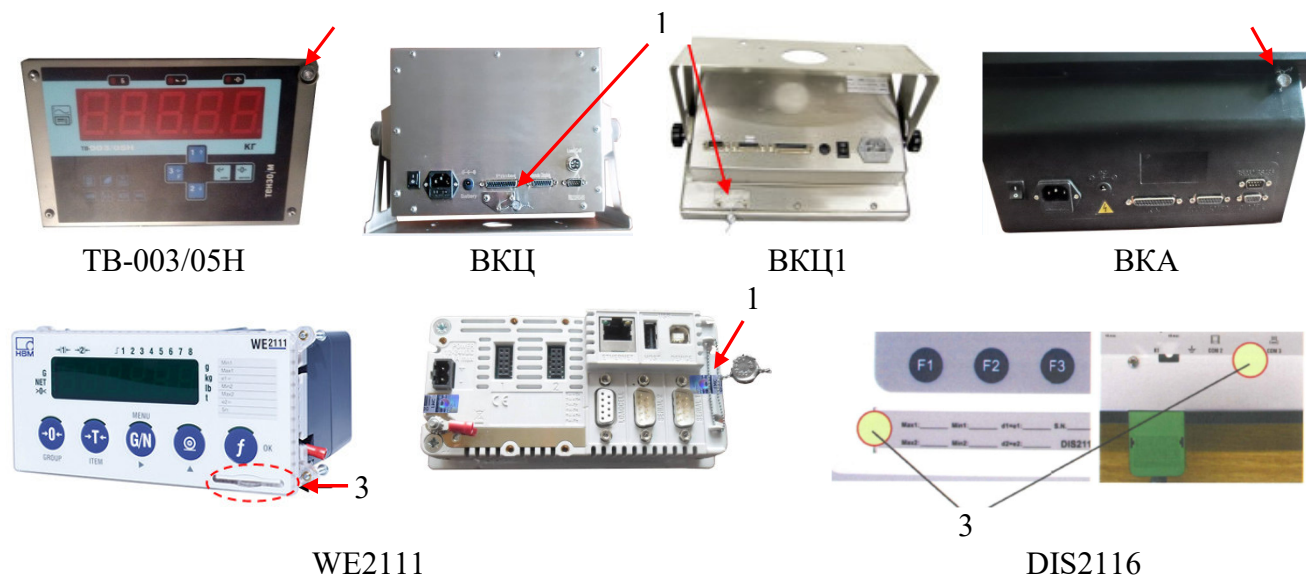


Рисунок 4 – Схема пломбировки приборов весоизмерительных (1 – свинцовая или пластиковая пломба; 2 – мастичная пломба; 3 – пломба в виде разрушаемой наклейки)

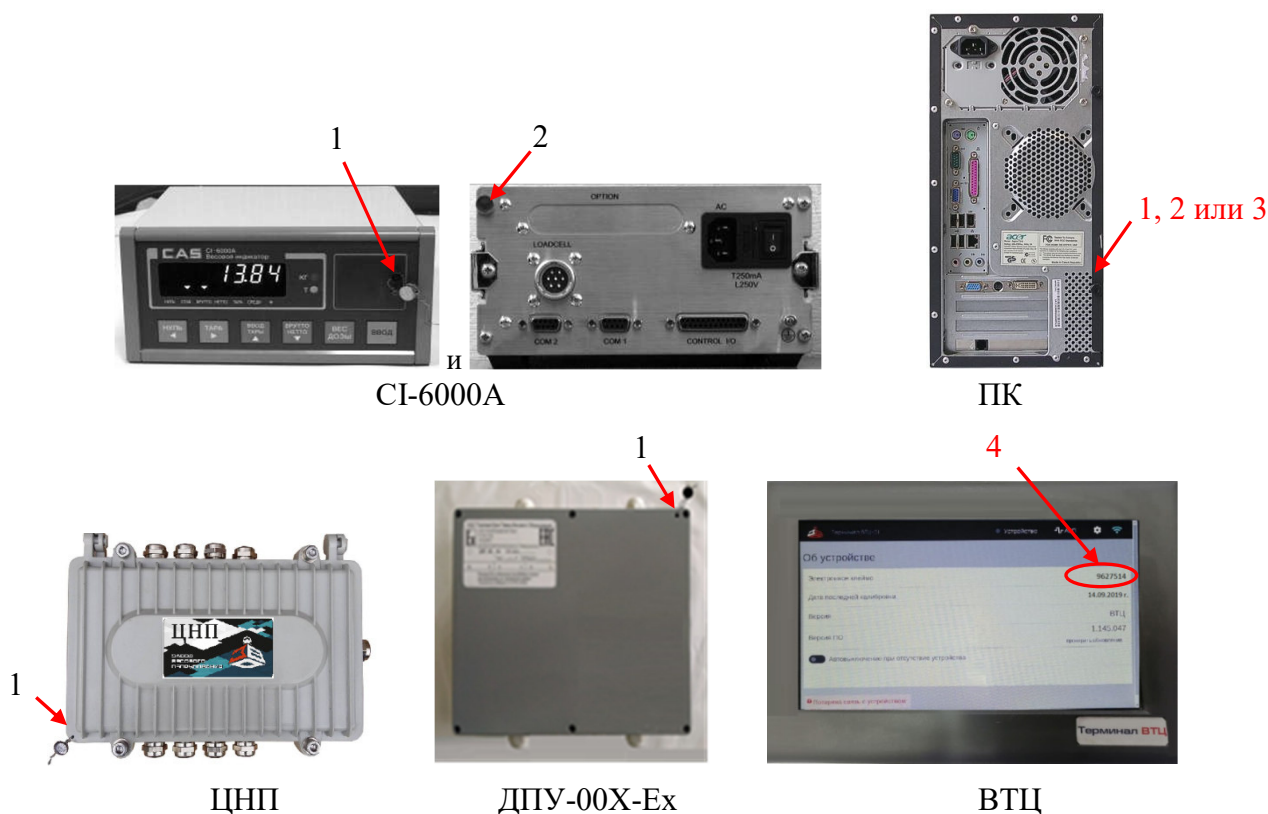


Рисунок 5 – Схема пломбировки приборов весоизмерительных (1 – свинцовая или пластиковая пломба; 2 – мастичная пломба; 3 – пломба в виде разрушаемой наклейки; 4 – электронное клеймо (случайное число), генерируется после настройки и регулировки)

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) весов является встроенным, используется в стационарной (закрепленной) аппаратной части. ПО весов с использованием ПК является автономным и состоит из метрологически значимой и метрологически незначимой части.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который отображается на дисплее индикатора (терминала) при включении весов, а также доступен для просмотра во время работы прибора при нажатии специальной комбинации клавиш (справедливо для СИ-6000А, DIS2116, WE2111, ВТЦ) или доступен для просмотра в рабочем окне программы (справедливо для ПК и ВТЦ).

Защита от несанкционированного доступа к настройкам и данным измерений обеспечивается защитной пломбой, которая ограничивает доступ к переключателю настройки и юстировки, находящемуся на печатной плате. Изменение метрологически значимых параметров, настройка и юстировка не могут быть осуществлены без нарушения защитной пломбы.

Для контроля изменений законодательно контролируемых параметров в приборах ВТЦ, WE2111, DIS2116 и ПК предусмотрен несбрасываемый счетчик, показания которого изменяются при изменении метрологически значимых параметров юстировки и настройки и могут быть выведены оператором на дисплей в соответствии с эксплуатационной документацией прибора.

ПО не может быть модифицировано или загружено через какой-либо интерфейс или с помощью других средств после принятия защитных мер.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных воздействий соответствует уровню «высокий» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1, 2.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
	СИ-6000А	ВТЦ	ТВ-003/05Н	ВКА	WE2111
Идентификационное наименование ПО	–	–	–	–	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.01, 1.02, 1.03	не ниже 2.01.xxx*	С.4.225	T4b0.3	не ниже v1.0x*
Цифровой идентификатор ПО	–	–	–	–	–
Примечание: * обозначение «х», «xx», «xxx» (где «х» принимает значения от 0 до 9) не относится к метрологически значимому ПО					

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение			
	DIS2116	ВКЦ, ВКЦ1	ПК	ДПУ-00Х-Ех
Идентификационное наименование ПО	–	–	Весы ВТА	–
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже P1xx*	A-17E	не ниже 1.1	1.04.xx *
Цифровой идентификатор ПО	–	–	–	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	–	–	MD5	–
Примечание: *обозначение «xx» (где «х» принимает значения от 0 до 9) не относится к метрологически значимой части ПО				

Метрологические и технические характеристики

Класс точности весов по ГОСТ OIML R 76-1–2011 III (средний)

Значения максимальной нагрузки ($M_{\max}$), поверочного интервала (e), числа поверочных интервалов (n) и действительной цены деления (d) приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики однодиапазонных весов

Обозначение модификации	Метрологическая характеристика		
	$M_{\max}$, т	$e = d$, кг	n
ВТА-20	20	10	2000
ВТА-30	30	10	3000
ВТА-40	40	20	2000
ВТА-50	50	20	2500
ВТА-60	60	20	3000
ВТА-80	80	50	1600
ВТА-100	100	50	2000
ВТА-150	150	50	3000
ВТА-200	200	100	2000

Таблица 4 – Метрологические характеристики многодиапазонных весов

Обозначение модификации	Метрологическая характеристика					
	Диапазон взвешивания W1			Диапазон взвешивания W2		
	$M_{\max 1}$, т	$e_1 = d_1$, кг	n	$M_{\max 2}$, т	$e_2 = d_2$, кг	n
ВТА-40	30	10	3000	40	20	2000
ВТА-50	30	10	3000	50	20	2500
ВТА-60	30	10	3000	60	20	3000
ВТА-80	60	20	3000	80	50	1600
ВТА-100	60	20	3000	100	50	2000
ВТА-150	60	20	3000	150	50	3000
ВТА-200	150	50	3000	200	100	2000

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон уравнивания тары	100 % $M_{\max}$ (100 % $M_{\max T}$)
Диапазон температуры для ГПУ с датчиками, °C: - C16A, C16i, MB-150 - WBK - QS, QS-D (рег. № 78206-20) - HM9B - QS	от -50 до +50 от -40 до +50 от -40 до +40 от -30 до +40 от -10 до +40
Диапазон температуры для приборов весоизмерительных, °C: - ТВ-003/05Н; ВТЦ - ВКЦ; ВКЦ1; ВКА; ПК - WE2111; DIS2116; CI-6000A - ДПУ-00X-Ex - ЦНП	от -30 до +40 от 0 до +40 от -10 до +40 от -40 до +40 от -50 до +50
Параметры электропитания от сети переменного тока: - напряжение, В - частота, Гц	220 ^{+10 %} _{-15 %} 50±1

Продолжение таблицы 5

Параметры электропитания от источника постоянного тока (аккумуляторной батареи): - напряжение, В	от 6 до 30
---	------------

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на весоизмерительном приборе и на корпусе ГПУ весов и типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Весы	—	1 шт.
Руководство по эксплуатации. Паспорт	РЭП 4274-ВО-001	1 экз.
Руководство по эксплуатации прибора весоизмерительного	—	1 экз.
Дополнительное оборудование и ЗИП согласно технической документации (по дополнительному заказу)	—	1 к-т.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Порядок работы» документа «Весы автомобильные тип ВТА. Руководство по эксплуатации. Паспорт».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к весам автомобильным тип ВТА

1 ГОСТ OIML R 76-1-2011 «ГСИ. Весы неавтоматического действия. Часть 1. Метрологические и технические требования. Испытания».

2 Приказ Росстандарта от 29 декабря 2018 г № 2818 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений массы»

3 ТУ 4274-001-34523086-2015 «Весы автомобильные тип ВТА. Технические условия».

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Завод весового оборудования» (ООО «ЗВО»)
ИНН 7456022405

Юридический адрес: 453510, Республика Башкортостан, г. Белорецк, ул. Тюленина, д. 14, литер А комната 17

Почтовый адрес: 453500, Республика Башкортостан, г. Белорецк, ул. Ленина, 41, а/я 3

Производственная площадка: 455026, Челябинская область, г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 136, корп.3, помещение 6

Телефон/факс: (34792) 4-82-66, 4-47-80

адрес в Интернет: uzvo.ru

адрес электронной почты: info@uzvo.ru, umi.info@yandex.ru

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, 46.

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

адрес в Интернет: www.vniims.ru;

адрес электронной почты: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013

в части вносимых изменений

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

Адрес: 119361, Российская Федерация, г. Москва, ул. Озерная, 46.

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

адрес в Интернет: www.vniims.ru;

адрес электронной почты: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц № 30004-13 от 29.03.2018