

ПРИЛОЖЕНИЕ

к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

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	Регистра- ционный 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 измерений количества и показателей качества нефти №804 ООО «Геойлбент», Южно-Тарасовское месторождение	-	001-2002	34836-07	-	МП 34836-07	-	НА.ГНМИЦ.0694-22 МП	Территориально- производственное предприятие «Когалымнефтегаз» общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь» (ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»), Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Когалым	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

2.	Преобразователи термоэлектрические	Метран-2000	-	38549-13	-	-	СППК.5242.1 00.00 РЭ, подраздел 3.4	-	Акционерное общество «Промышленная группа «Метран» (АО «ПГ «Метран»)), г. Челябинск	ФБУ «Челябинский ЦСМ», г. Челябинск
3.	Термопреобразователи сопротивления	Метран-2000	-	38550-13	-	-	МИ 4211- 017-2013 с изменением № 1	-	Акционерное общество «Промышленная группа «Метран» (АО «ПГ «Метран»)), г. Челябинск	ФБУ «Челябинский ЦСМ», г. Челябинск
4.	Система автоматизированная информационно- измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС	-	359118.10 .2019	80896-21	Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети), Республика Татарстан, г. Чистополь	-	МП.359118.1 0.2019	-	Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети), Республика Татарстан, г. Чистополь	ФБУ «ЦСМ Татарстан», г. Казань
5.	Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения	-	203	84563-22	Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть- Заполярье» (ООО «Газпромнефть- Заполярье»)), г. Тюмень	НА.ГНМЦ.0 639-21 МП	-	НА.ГНМЦ.0639-21 МП с изменениями № 1	Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть- Заполярье» (ООО «Газпромнефть- Заполярье»)), г. Тюмень	АО «Нефтеавтоматика», г. Казань

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

Регистрационный № 34836-07

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

**Система измерений количества и показателей качества нефти №804
ООО «Геойлбент», Южно-Тарасовское месторождение**

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти №804 ООО «Геойлбент», Южно-Тарасовское месторождение (далее по тексту – СИКН) предназначена для измерений массы нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного ИМЦ-03, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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 фильтра, блока измерительных линий (БИЛ), блока измерений показателей качества нефти (далее по тексту – БИК), блока стационарной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из трех рабочих измерительных линий (ИЛ).

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03, осуществляющие сбор измерительной информации; автоматизированные рабочие места оператора (далее по тексту – АРМ оператора), формирующие отчетные данные и оснащенные средствами отображения, управления и печати.

В состав СИКН входят следующие средства измерений (СИ) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – рег. №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Рег. №
Расходомеры массовые Micro Motion	13425-99
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	13425-01
Датчики давления 1151 мод. DP	13849-04
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04
Преобразователи давления измерительные 3051S	24116-08
Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры	14684-00
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-01
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-03	19240-00

В состав СИКН входят показывающие СИ объема, давления и температуры, применяемые для контроля технологических режимов работы СИКН.

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°C), давления (МПа), плотности (кг/м³), и объемной доли воды (%) в нефти;
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик МПР по ПУ, КМХ рабочих и резервного МПР по контрольно-резервному МПР;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчетов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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

Заводской номер в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом в инструкции по эксплуатации СИКН.

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

Программное обеспечение

обеспечивает реализацию функций СИКН. Метрологически значимая часть программного обеспечения (ПО) СИКН реализована в комплексе измерительно-вычислительном ИМЦ-03 (далее по тексту – ИВК). Идентификационные данные ПО ИВК приведены в таблице 2. 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 2 – Идентификационные данные ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ИВК ИМЦ-03 Алгоритмы вычислений Нефть Массомеры
Номер версии (идентификационный номер) ПО	PX.311.02.01.00 АВ
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	–

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода по СИКН, т/ч	от 25 до 240
Диапазон измерений массового расхода по каждой ИЛ, т/ч	от 25 до 80
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений расхода нефти в БИК, %	±2,00
Пределы допускаемой относительной погрешности вычисления суммарной массы брутто и нетто нефти по СИКН, %	±0,02
Пределы допускаемой приведенной погрешности измерений, %	
- давления	±0,3
- перепада давления	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений	
- температуры, °С	±0,2
- плотности, кг/м ³	±0,36
- объемной доли воды нефти, %	±0,04

Т а б л и ц а 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды:	
- температура, °С	от +5 до +40
- плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 780 до 900
- давление, МПа	от 0,3 до 2,5
- объемная доля воды, %	от 0,01 до 0,5
Параметры электрического питания:	
- напряжение переменного тока, В	220±22, 380±38
- частота переменного тока, Гц	50±1

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – для первичных измерительных преобразователей – для устройств пункта направления – относительная влажность окружающего воздуха, % – для первичных измерительных преобразователей, не более – для устройств пункта направления, не более	от 0 до +40 от +15 до +35 98 85
Средний срок службы, лет, не менее	10
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти №804 ООО «Геоилбент», Южно-Тарасовское месторождение, зав. № 001-2002	–	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе «Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти (СИКН) № 804 ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ФР.1.29.2014.17121.

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

Закрытое акционерное общество «Инженерно-производственная фирма Вектор»
(ЗАО «ИПФ Вектор»)

ИНН 7203091101

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

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

Регистрационный № 84563-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированного учета транспортируемой нефти с насосной станции перекачки ЦПС Песцового месторождения.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Promass (модификации Promass 300) (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы комплекса измерительно-вычислительного расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее по тексту – ИВК), который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

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 по тексту – БИК), узла подключения передвижной поверочной установки (ПУ) и системы сбора и обработки информации (далее по тексту – СОИ). Технологическая обвязка и запорная арматура СИКН не допускает неконтролируемые пропуски и утечки нефти.

БИЛ состоит из одной рабочей измерительной линии (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИК выполняет функции определения текущих показателей качества нефти и автоматического отбора проб для лабораторного контроля показателей качества нефти. Отбор представительной пробы нефти в БИК осуществляется по ГОСТ 2517-2012 через пробозаборное устройство.

СОИ обеспечивает сбор, хранение и обработку измерительной информации. В состав СОИ входят: ИБК (основной и резервный), осуществляющие сбор измерительной информации и формирование отчетных данных; два автоматизированных рабочих места оператора на базе ПО ПК «CROPOS» (основное и резервное) (далее по тексту – АРМ оператора), оснащенные средствами отображения, управления и печати.

Узел подключения передвижной ПУ предназначен для проведения поверки и контроля метрологических характеристик (КМХ) МПР по передвижной ПУ.

В состав СИКН входят следующие СИ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее по тексту – регистрационный №)), приведенные в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Состав СИКН

Наименование СИ	Регистрационный №
Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300)	68358-17
Датчики давления серии АМ-2000	35035-14
Датчики давления Метран-150	32854-13
Преобразователи давления AUTROL мод. АРТ3100, АРТ3200	37667-13
Датчики температуры AUTROL модели АТТ2100	70157-18
Датчики температуры ТМТ142R	63821-16
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+»	52866-13
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Преобразователи плотности и расхода CDM	63515-16
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Преобразователи измерительные постоянного тока ПТН-E2H	42693-15

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение массового расхода нефти в рабочем диапазоне (т/ч);
- автоматическое измерение объемного расхода ($\text{м}^3/\text{ч}$) и объема (м^3) нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерений массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры ($^{\circ}\text{C}$), давления (МПа), плотности ($\text{кг}/\text{м}^3$), вязкости ($\text{мм}^2/\text{с}$) и объемной доли воды (%) в нефти;
- автоматическое вычисление массовой доли воды (%) в нефти по результатам измерений 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 КМХ МПР по стационарной или передвижной ПУ;
- КМХ МПР, установленного на рабочей ИЛ, по МПР на контрольно-резервной ИЛ;
- автоматический и ручной отбор объединенной пробы нефти;
- регистрацию и хранение результатов измерений, формирование интервальных отчётов, протоколов, актов приема-сдачи нефти, паспортов качества нефти;
- защита информации от несанкционированного доступа.

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.

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

Программное обеспечение

СИКН реализовано в ИВК и в АРМ оператора, оснащенные средствами отображения, управления и печати. Идентификационные данные программного обеспечения (ПО) СИКН приведены в таблице 2.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров, путем ввода логина и пароля, ведения журнала событий, доступного только для чтения.

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

Т а б л и ц а 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	АРМ оператора (основное и резервное)	ИВК (основной и резервный)
Идентификационное наименование ПО	metrology.dll	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.41.0.0	1.0
Цифровой идентификатор ПО	16BB1771	4069091340
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	CRC32	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода, т/ч	от 26,8 до 362,0
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 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Характеристики измеряемой среды:	
– плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 760 до 860
– давление, МПа	от 2,0 до 8,0
– температура, °С	от +5 до +45
– вязкость кинематическая, мм ² /с	от 1 до 10
– массовая доля воды, %, не более	0,5
– массовая доля механических примесей, %, не более	0,01
– массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	300,0

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38, 220±22 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при +25°С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -56 до +34 90 от 86,0 до 106,7
Средний срок службы, лет	20
Средняя наработка на отказ, ч	20000
Режим работы СИКН	непрерывный

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 5 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения, зав. № 203	–	1 шт.
Паспорт	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1063-2021 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 1526 на ЦПС Песцового месторождения», ФР.1.29.2022.41979.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть-Заполярье»
(ООО «Газпромнефть-Заполярье»)

ИНН: 7728720448

Адрес: 625048, Тюменская обл., г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 8Б

Изготовитель

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

ИНН: 0278005403

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

Телефон: +7(347)292-79-10, 292-79-11, 279-88-99, 8-800-700-78-68

Факс: +7 (347) 228-80-98, 228-44-11

E-mail: nefteavtomatika@nefteavtomatika.ru

Web-сайт: www.nefteavtomatika.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Нефтеавтоматика»

(АО «Нефтеавтоматика»)

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

Телефон: +7 (843) 567-20-10, 8-800-700-68-78

Факс: +7 (843) 567-20-10

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

Регистрационный № 38549-13

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Преобразователи термоэлектрические Метран-2000

Назначение средства измерений

Преобразователи термоэлектрические Метран-2000 (далее - ПТ) предназначены для измерений температуры различных сред, температуры поверхностей твердых тел и малогабаритных подшипников.

Описание средства измерений

Принцип действия преобразователей термоэлектрических основан на явлении возникновения термоэлектродвижущей силы (ТЭДС) в замкнутой цепи ПТ при разности температур между его рабочим и свободными концами. ПТ обеспечивают преобразование измеряемой температуры в изменение ТЭДС.

Основными узлами ПТ являются (в зависимости от конструктивного исполнения) чувствительный элемент (ЧЭ), защитная арматура, соединительная головка, клеммная колодка для крепления выводов.

В качестве чувствительного элемента используется (в зависимости от конструктивного исполнения) кабель термопарный с НСХ типа К, N, L или термоэлектрический чувствительный элемент, представляющий собой два электрода: для ПТ с НСХ типа S платинородиевый сплав ПР-10 (положительный термоэлектрод) и платина ПлТ (отрицательный термоэлектрод); для ПТ с НСХ типа В платинородиевый сплав ПР-30 (положительный термоэлектрод) и платинородиевый сплав ПР-6 (отрицательный термоэлектрод), выполненный в виде термопарного кабеля с минеральной изоляцией термоэлектродов.

Общий вид ПТ представлен на рисунке 1. Корпус соединительной головки ПТ может быть окрашен в любые цвета по заказу заказчика.



Рисунок 1 – Общий вид преобразователей термоэлектрических Метран-2000

Пломбирование ПТ не предусмотрено. Нанесение знака поверки на ПТ не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом, принятым на предприятии-изготовителе, в месте, указанном на рисунке 2.

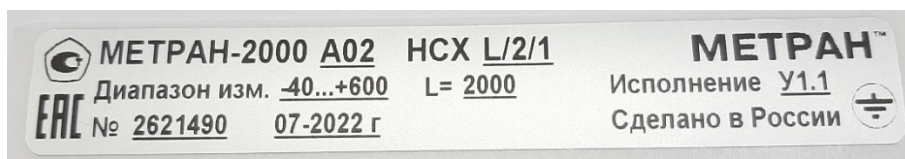
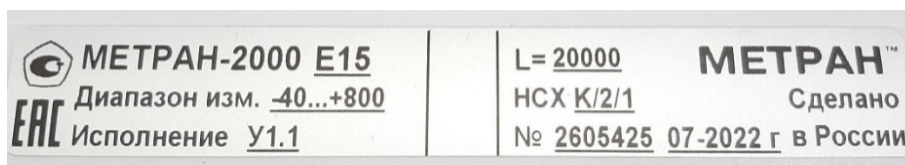
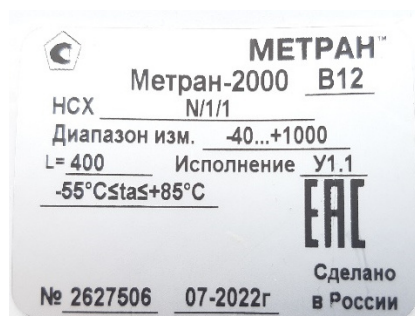


Рисунок 2 – Обозначение мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики

Наименование характеристик	Значение характеристик	
	для класса допуска 1	для класса допуска 2
Диапазон измеряемых температур для НСХ типа, °C ¹⁾ :	от -40 до +1000	
- К	от -40 до +1000	от -40 до +1200
- N	—	от -40 до 600
- L	—	от 0 до 1300
- S	—	от 600 до 1600
Пределы допускаемого отклонения от НСХ чувствительного элемента ПТ в диапазоне измерений, °C		
- К	±1,5 (от -40 до 375 °C) ±0,004t (свыше 375 до 1000 °C)	±2,5 (от -40 до 333 °C) ±0,0075t (свыше 333 до 1000 °C)
- N	±1,5 (от -40 до 375 °C) ±0,004t (свыше 375 до 1000 °C)	±2,5 (от -40 до 333 °C) ±0,0075t (свыше 333 до 1200 °C)
- L	—	±2,5 (от -40 до 300 °C) ±0,0075t (свыше 300 до 600 °C)
- S	—	±1,5 (от 0 до 600 °C) ±0,0025t (свыше 600 до 1300 °C)
- В	—	±0,0025t (от 600 до 1600 °C)
Пределы допускаемой основной погрешности ПТ с длиной монтажной части менее 250 мм в диапазоне измерений, °C		
- К	±1,95 (от -40 до 375 °C) ±0,0052t (свыше 375 до 1000 °C)	±3,25 (от -40 до 333 °C) ±0,00975t (свыше 333 до 1000 °C)

Продолжение таблицы 1

Наименование характеристик	Значение характеристик	
	для класса допуска 1	для класса допуска 2
- N	$\pm 1,95$ (от -40 до 375 °C) $\pm 0,0052t$ (свыше 375 до 1000 °C)	$\pm 3,25$ (от -40 до 333 °C) $\pm 0,00975t$ (свыше 333 до 1200 °C)
- L	—	$\pm 3,25$ (от -40 до 300 °C) $\pm 0,00975t$ (свыше 300 до 600 °C)
- S	—	$\pm 2,0$ (от 0 до 600 °C) $\pm 0,00325t$ (свыше 600 до 1300 °C)
- B	—	$\pm 0,00325t$ (от 600 до 1600 °C)
¹⁾ ПТ изготавливаются для работы в рабочем диапазоне измерений, находящемся внутри диапазона измерений температуры или равным ему. Примечание: t- измеряемая температура, °C		

Таблица 2 – Основные технические характеристики

Наименование характеристик	Значение характеристик
Температура окружающей среды, °C	от -55 до +85
Верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха при температуре 35C, %	100
Показатель тепловой инерции, с, не более ¹⁾	500
Электрическое сопротивление изоляции между термоэлектродами и металлической частью защитной арматуры при температуре окружающего воздуха (23±5) °C и относительной влажности от 30% до 80%, МОм, не менее	100
Устойчивость к воздействию синусоидальной вибрации ¹⁾	Группы G1, V1, V2, N2
Степень защиты от пыли и воды ¹⁾	IP68, IP 65, IP5X
Вид взрывозащиты	взрывонепроницаемая оболочка «d» искробезопасная электрическая цепь «i»

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристик	Значение характеристик
Габаритные размеры, мм, не более - габаритные размеры корпуса, ширина × высота, мм, - длина монтажной части - длина наружной части	125x135 20008 323
Масса, кг, не более	9
Вероятность безотказной работы за 1000 ч, не менее	0,8
Средний ресурс при номинальной температуре применения, ч, не менее: - ПТ с НСХ типа S, В - ПТ для измерения температуры расплавов алюминия ПТ для измерения температуры расплавов меди	6000 5000 3500
Средний срок службы при номинальной температуре применения, лет, не менее	20
1) В зависимости от исполнения ПТ.	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку способом, принятым на предприятии-изготовителе, а также типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Комплектность ПТ приведена в таблице 3

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Преобразователь термоэлектрический	Метран-2000	1 шт.	
Паспорт	СПГК.5242.100.00 ПС	1 шт.	
Руководство по эксплуатации	СПГК.5242.100.00 РЭ	1 экз.	На 10 штук и меньшее количество ПТ при поставке в один адрес

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации СПГК.5242.100.00РЭ

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

ГОСТ 6616-94 Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия;

ТУ 4211-016-51453097-2008 Преобразователи термоэлектрические Метран-2000. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран»
(АО «ПГ «Метран»)
ИНН 7448024720
Адрес: 454103, г. Челябинск, Новоградский проспект, д. 15
Телефон: +7 (351) 242-44-44
E-mail: info.metran@emerson.com
Web-сайт: www.metran.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области»
(ФБУ «Челябинский ЦСМ»)
Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 101
Телефон/факс: (351) 232-04-01
E-mail: stand@chelcsm.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Термопреобразователи сопротивления Метран-2000

Назначение средства измерений

Термопреобразователи сопротивления Метран-2000 (далее - ТС) предназначены для измерений температуры различных сред, температуры поверхностей твердых тел и малогабаритных подшипников, а также разности температур жидких и газообразных сред.

Описание средства измерений

Принцип измерений температуры ТС основан на зависимости сопротивления чувствительного элемента (далее - ЧЭ) от температуры измеряемой среды.

ТС состоят из следующих основных узлов в зависимости от конструктивного исполнения: ЧЭ, проводники, защитная арматура, соединительная головка, клеммная колодка. ЧЭ представляет собой либо намотку из платиновой или медной проволоки, либо тонкопленочный терморезистор. Выводы ЧЭ могут соединяться либо с отдельными проводниками, либо с жилами кабеля в минеральной изоляции. ТС кабельной конструкции может дополнительно помещаться в защитную арматуру.

ТС, заказанные с опцией «КТС» (далее - КТС), состоят из пары однотипных термопреобразователей сопротивления с номинальными статическими характеристиками преобразования (НСХ) согласно ГОСТ 6651-2009, подобранных по принципу схожести индивидуальных статических характеристик.

Общий вид ТС представлен на рисунке 1. Корпус соединительной головки ТС может быть окрашен в любые цвета по заказу заказчика.



Рисунок 1 - Общий вид термопреобразователей сопротивления Метран-2000

Пломбирование ТС не предусмотрено. Нанесение знака поверки на ТС не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения наносится на маркировочную табличку любым технологическим способом, принятым на предприятии-изготовителе, в месте, указанном на рисунке 2.

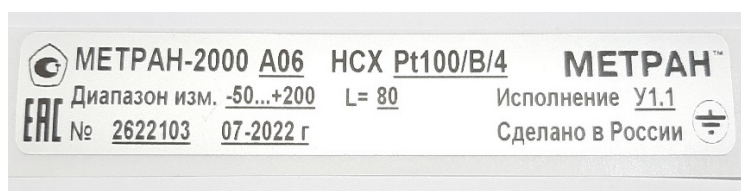
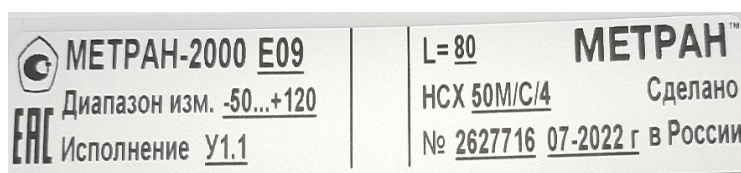


Рисунок 2 – Обозначение мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера

Метрологические и технические характеристики

Таблица 1 - Метрологические характеристики термопреобразователей сопротивления Метран-2000 с НСХ типа 100П, Pt100

Наименование характеристик	Значение характеристик	
	для НСХ 100П	для НСХ Pt100
Класс допуска	АА; А; В; С	
Диапазон измерений температуры, °С ¹⁾ - для класса допуска АА - для класса допуска А - для класса допуска В - для класса допуска С	от -50 до +250 от -50 до +450 от -196 до +500 от -50 до +120	от -50 до +250 от -30 до +300 от -70 до +400 ²⁾ ; от -50 до +600 ³⁾ от -50 до +120
Диапазон измерений разности температур, °С	от +2 до +180	
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	±(0,5+3Δt _{min} /Δt)	
Максимальное допустимое отклонение сопротивления ТС от НСХ (допуск), °С - для класса допуска АА - для класса допуска А - для класса допуска В - для класса допуска С	±(0,1+0,0017 t) ±(0,15+0,002 t) ±(0,3+0,005 t) ±(0,6+0,01 t)	
 		

Таблица 2 - Основные технические характеристики термопреобразователей сопротивления Метран-2000 с НСХ типа 100П, Pt100

Наименование характеристик	Значение характеристик
Электрическое сопротивление изоляции между цепью ЧЭ и металлической частью защитной арматуры при нормальных климатических условиях, МОм, не менее	100
Минимальная глубина погружения, мм	60
Время термической реакции, с, не более ¹⁾	80
Температура окружающей среды, °C	от -55 до +85
Верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха при температуре +35 °C, %	100
Устойчивость к воздействию синусоидальной вибрации ¹⁾	группы V1, V2, F2, F3, G1
Степень защиты от пыли и воды ¹⁾	IP68, IP65, IP5X

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристик	Значение характеристик
Вид взрывозащиты	взрывонепроницаемая оболочка «d» искробезопасная электрическая цепь «i»
Габаритные размеры, мм, не более	
- габаритные размеры корпуса, ширина × высота	125×135
- длина монтажной части	10008
- длина наружной части	323
Масса, кг, не более	6
Вероятность безотказной работы за 1000 ч, не менее	0,80
Средний срок службы при номинальной температуре применения, лет, не менее	20
¹⁾ В зависимости от исполнения ТС	

Таблица 3 – Метрологические характеристики термопреобразователей сопротивления
Метран-2000 с НСХ типа 50М, 100М

Наименование характеристик	Значение характеристик
Класс допуска	В; С
Диапазон измерений температуры, °C ¹⁾	
- для класса допуска В	от -50 до +150
- для класса допуска С	от -50 до +180
Диапазон измерений разности температур, °C	от +2 до +150
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений разности температур, %	$\pm(0,5+3\Delta t_{\min}/\Delta t)$
Максимальное допустимое отклонение сопротивления ТС от НСХ (допуск), °C	
- для класса допуска В	$\pm(0,3+0,005 t)$
- для класса допуска С	$\pm(0,6+0,01 t)$
¹⁾ ТС изготавливаются для работы в рабочем диапазоне измерений, находящемся внутри диапазона измерений температуры или равным ему. Примечания: t - измеряемая температура, °C; Δt - разность температур, °C; Δt_{min} - минимальная измеряемая разность температур, °C, Δt_{min}=2 °C	

Таблица 4 - Основные технические характеристики термопреобразователей сопротивления Метран-2000 с НСХ типа 50М, 100М

Наименование характеристик	Значение характеристик
Электрическое сопротивление изоляции между цепью ЧЭ и металлической частью защитной арматуры при нормальных климатических условиях, МОм, не менее	100
Минимальная глубина погружения, мм	60
Время термической реакции, с, не более ¹⁾	80
Температура окружающей среды, °С	от -55 до +85
Верхнее значение относительной влажности окружающего воздуха при температуре +35 °С, %	100
Устойчивость к воздействию синусоидальной вибрации ¹⁾	группы V1, V2, F2, F3, G1
Степень защиты от пыли и воды ¹⁾	IP68, IP65, IP5X
Вид взрывозащиты	взрывонепроницаемая оболочка «d» искробезопасная электрическая цепь «i»
Габаритные размеры, мм, не более	125×135 3158 323
- габаритные размеры корпуса, ширина × высота	
- длина монтажной части	
- длина наружной части	
Масса, кг, не более	6
Вероятность безотказной работы за 1000 ч, не менее	0,80
Средний срок службы при номинальной температуре применения, лет, не менее	20
¹⁾ В зависимости от исполнения ТС	

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку способом, принятым на предприятии-изготовителе, а также типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество	Примечание
Термопреобразователь сопротивления	Метран-2000	1 шт.	2 шт. при заказе КТС
Паспорт	СПГК.5242.200.00 ПС	1 шт.	
Руководство по эксплуатации	СПГК.5242.200.00 РЭ	1 шт.	На 10 шт. ТС или на пять КТС и меньшее количество при поставке в один адрес

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 1.4 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации СПГК.5242.200.00.РЭ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 8.558-2009 ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерений температуры;

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

ГОСТ 8.461-2009 ГСИ. Термопреобразователи сопротивления из платины, меди и никеля. Методика поверки;

ТУ 4211-017-51453097-2008 Термопреобразователи сопротивления Метран-2000. Технические условия.

Изготовитель

Акционерное общество «Промышленная группа «Метран»

(АО «ПГ «Метран»)

ИНН 7448024720

Адрес: 454103, г. Челябинск, Новоградский пр., д. 15

Телефон: +7 (351) 242-44-44

E-mail: info.Metran@emerson.com

Web-сайт: www.metran.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Челябинской области»

(ФБУ «Челябинский ЦСМ»)

Адрес: 454020, г. Челябинск, ул. Энгельса, д. 101

Телефон/факс: (351) 232-04-01

E-mail: stand@chelcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00234-2013.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» ноября 2022 г. № 2993

Регистрационный № 80896-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Сетевая компания» ЧЭС (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер сбора данных (СД), сервер баз данных (БД), устройства синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0»

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов без учета коэффициентов трансформации, преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы и напряжения переменного тока в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется преобразование измерительной информации с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление, хранение и передача накопленных данных по выбранному ИВК каналу связи (проводные линии, GSM канал, сеть Ethernet), на верхний уровень системы.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации во внешние программно-аппаратные комплексы потребителей, сбытовых организаций, АИИС КУЭ смежных субъектов на оптовом и розничном рынке электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с регламентом.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя УССВ на основе GPS/ГЛОНАСС-приемника сигналов точного времени типа УСВ-2 (Регистрационный № 41681-10), таймеры УСПД, сервера СД и счетчиков. Сравнение времени сервера СД ИВК с таймером приемника осуществляется 1 раз в час, синхронизация производится при расхождении показаний таймеров приемника и сервера СД на величину более ± 1 с. Сервер СД осуществляет синхронизацию времени УСПД, а УСПД, в свою очередь, счетчиков, подключенных к УСПД. Сличение времени таймера сервера СД с временем таймеров УСПД осуществляется при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки, корректировка времени сервером выполняется при достижении расхождения времени таймеров счетчиков и УСПД на величину ± 1 с. Сличение времени таймеров счетчиков с временем УСПД осуществляется один раз в сутки, корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения со временем таймера УСПД ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера СД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает возможность пломбировки и нанесения заводского номера. Заводской номер заносится в Паспорт-Формуляр типографским способом.

Конструкция АИИС КУЭ не предусматривает нанесение на нее знака поверки. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». 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 – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EB19 84E0 072A CFE1 C797 269B 9DB1 5476
Идентификационное наименование ПО	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	E021 CF9C 974D D7EA 9121 9B4D 4754 D5C7
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	BE77 C565 5C4F 19F8 9A1B 4126 3A16 CE27
Идентификационное наименование ПО	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	AB65 EF4B 617E 4F78 6CD8 7B4A 560F C917
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EC9A 8647 1F37 13E6 0C1D AD05 6CD6 E373
Идентификационное наименование ПО	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	D1C2 6A2F 55C7 FECF F5CA F8B1 C056 FA4D
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	B674 0D34 19A3 BC1A 4276 3860 BB6F C8AB
Идентификационное наименование ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	61C1 445B B04C 7F9B B424 4D4A 085C 6A39
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	EFCC 55E9 1291 DA6F 8059 7932 3644 30D5

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	-
Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма)	013E 6FE1 081A 4CF0 C2DE 95F1 BB6E E645
Алгоритм расчета цифрового идентификатора (контрольной суммы) ПО – MD5	

Метрологические и технические характеристики

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

Таблица 2 – Состав ИК

Номер и наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	ПС 110 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары-Матвеевка	TG 300/5 КТ 0,5 Рег.№30489-09	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
2	ПС 110 кВ Болгары, ВЛ 110 кВ Болгары-Матвеевка (резерв)	TG 300/5 КТ 0,5 Рег.№30489-09	ЗНГ 110000/100 КТ 0,5 Рег.№41794-09	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
3	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 105.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Рег.№25433-08	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
4	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 103.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№51623-12	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
5	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 204.	ТОЛ-СЭЩ 1000/5 КТ 0,5 Рег.№51623-12	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
6	ПС 110 кВ Каргали. Фидер 206.	ТЛО-10 3000/5 КТ 0,5S Рег.№25433-08	ТJP4 6000/100 КТ 0,5 Рег.№17083-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
7	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-08	СИКОН С70 Рег.№28822-05
8	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Кошки (Резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05
9	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат-Ч.Вершины	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822-05

Продолжение таблицы 2

10	ПС 110 кВ Нурлат, ВЛ 110 кВ Нурлат- Ч.Вершины (резервный)	TG 145-420 600/5 КТ 0,2S Рег.№30489-05	ЗНОГ-110 110000/100 КТ 0,2 Рег.№23894-12	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
11	ПС 35 кВ Иске.Рязап, ВЛ 35 кВ Иске-Рязап- Тиинск	ТФН-35М 150/5 КТ 0,5 Рег.№3690-73	ЗНОМ-35-65 35000/10 КТ 0,5 Рег.№912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-2803 Рег.№67864- 17
12	ПС 35 кВ Иске.Рязап, ВЛ 35 кВ Иске-Рязап- Тиинск(резерв)	ТФН-35М 150/5 КТ 0,5 Рег.№3690-73	ЗНОМ-35-65 35000/10 КТ 0,5 Рег.№912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	ARIS-2803 Рег.№67864- 17
13	ПС 35 кВ Синдряково , Фидер 06	ТПЛ-10-М 100/5 КТ 0,5 Рег.№22192-03	НАМИ-10 10000/100 КТ 0,2 Рег.№11094-87	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	СИКОН С70 Рег.№28822- 05
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 УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.. 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Предприятие-владелец АИИС КУЭ вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики	
		Границы основной погрешности, (δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (δ) %
7, 8, 9, 10	Активная реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,2$	$\pm 1,4$ $\pm 2,1$
13	Активная реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,5$	$\pm 3,1$ $\pm 4,6$
1, 2, 4, 5, 11, 12	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 3,2$ $\pm 4,7$
3, 6	Активная реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,8$	$\pm 2,9$ ± 3
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая). 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$. 3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2 % от $I_{ном} \cos \varphi = 0,8_{инд.}$, $W_{2\%}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	13
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности, $\cos\varphi$ – частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 70000 2 35000 2 100000 1
Глубина хранения информации: счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, лет, не менее сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 10 45 5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	TG 145-420	9
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	ЗНОГ-110	6
Трансформаторы напряжения элегазовые	ЗНГ	3
Трансформаторы напряжения	ТЛР 4	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9

Продолжение таблицы 5

Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Контроллеры многофункциональные	ARIS 28xx	1
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С70	4
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	Пирамида 2.0	1
Методика поверки	МП.359118.10.2019	1
Формуляр	ПФ.359118.10.2019	1
Руководство по эксплуатации	РЭ.359118.10.2019	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе РЭ.359118.10.2019. Часть 2. Раздел 4 «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием АИИС КУЭ».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети)
ИНН 1655049111
Адрес: 422980, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Чистополь,
ул. К. Маркса, д. 131

Изготовитель

Филиал Акционерного общества «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети (Филиал АО «Сетевая компания» Чистопольские электрические сети)
ИНН 1655049111
Адрес: 422980, Российская Федерация, Республика Татарстан, г. Чистополь,
ул. К. Маркса, д. 131

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Татарстан»
(ФБУ «ЦСМ Татарстан»)
Адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Журналистов, д. 24
Телефон (факс): (843) 291-08-33
E-mail: isp13@tatcsm.ru
Уникальный номер записи в Реестре аккредитованных лиц № RA.RU.310659.