

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 91299-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 730.
Основная схема учета. ПСП «Козьмино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 730. Основная схема учета. ПСП «Козьмино» (далее – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователей объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления и объемной доли воды в нефти, определенной в лаборатории.

СИКН, заводской № 730, 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.

СИКН состоит из:

- блока измерительных линий, включающий в себя пять рабочих, одну резервную и одну контрольно-резервную измерительные линии;
- блока измерений показателей качества нефти;
- трубопоршневой поверочной установки, общей для СИКН № 730 и СИКН № 733;
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- узла подключения передвижной поверочной установки, общего для СИКН № 730 и СИКН № 733;
- системы промывки и эталонная поверочная установка (ЭПУ), общей для СИКН № 730 и СИКН № 733;
- межблочных технологических и дренажных трубопроводов с запорной арматурой;
- узла регулирования расхода и давления.

В составе СИКН применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости турбинные геликоидные серии НТМ модели НТМ 16 (далее – ТПР)	38725-08
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	32562-06
Расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Анализатор серы рентгеноабсорбционный «SPECTRO 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением	32215-06
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ)	37248-08
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- поверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) ТПР на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений с применением ТПУ;
- проведение КМХ ТПР с применением контрольно-резервного ТПР;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- защита информации от несанкционированного доступа.

Заводской номер СИКН нанесен типографским способом на информационную табличку, представленную на рисунке 1, установленную на площадке СИКН. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование СИКН не предусмотрено. Нанесение знака поверки на СИКН не предусмотрено.



Рисунок 1 – Информационная табличка СИКН

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН обеспечивает реализацию функций СИКН.

Защита ПО СИКН от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКН защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11

Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
---------------------------	----------

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app

Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Продолжение таблицы 2	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН*, м ³ /ч	от 400 до 14000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,6
Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и КМХ, не более	0,2 0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – температура перекачиваемой нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 2 до 36 от 830,0 до 860,0 от +2 до +40 1,0 900 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха внутри помещений в холодное время года, °С: а) помещение БИК (для стандартного исполнения преобразователя серосодержания, без подогрева); б) помещение для ЭПУ; в) помещения для размещения оборудования СОИ СИКН и системы распределения электроэнергии	от -26,5 до +37 не ниже 5 не ниже 10 от 22 до 24
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 730. Основная схема учета. ПСП «Козьмино»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 730 ООО «Транснефть – Порт Козьмино», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 375-RA.RU.312546-2023 от 22.08.2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Козьмино»
(ООО «Транснефть – Порт Козьмино»)

ИНН 2508081814

Юридический адрес: 692941, Приморский край, г. Находка, ул. Нижне-Набережная (поселок Врангель мкр.), д. 78

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Козьмино»
(ООО «Транснефть – Порт Козьмино»)

ИНН 2508081814

Адрес: 692941, Приморский край, г. Находка, ул. Нижне-Набережная (поселок Врангель мкр.), д. 78

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)

Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2

Телефон: (495) 950-87-00

Факс: (495) 950-85-97

E-mail: cmo@cmo.transneft.ru

Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 93260-24

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 730.
Резервная схема учета. ПСП «Козьмино»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 730. Резервная схема учета. ПСП «Козьмино» (далее – СИКН РСУ) предназначена для автоматизированных измерений массы и показателей качества нефти.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН РСУ основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти, основанного на измерениях объема нефти с применением преобразователя объемного расхода, плотности нефти с применением преобразователя плотности или определенной в лаборатории, температуры и давления нефти с применением датчиков температуры и преобразователей избыточного давления и объемной доли воды в нефти, определенной в лаборатории.

СИКН РСУ, заводской № 730, представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного отечественного и импортного изготовления. Монтаж и наладка СИКН РСУ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН РСУ и эксплуатационными документами на ее компоненты.

СИКН РСУ состоит из:

- одной измерительной линии узла резервной схемы учета (УРСУ);
- блока измерений показателей качества нефти и пробозаборного устройства (из состава СИКН № 730 ОСУ);
- трубопоршневой поверочной установки, (из состава СИКН № 730 ОСУ, общей для СИКН № 730 и СИКН № 733);
- системы сбора и обработки информации (далее – СОИ);
- узла подключения передвижной поверочной установки, (из состава СИКН № 730 ОСУ, общей для СИКН № 730 и СИКН № 733);
- системы промывки и эталонная поверочная установка (ЭПУ), (из состава СИКН № 730 ОСУ, общей для СИКН № 730 и СИКН № 733);
- межблочных технологических и дренажных трубопроводов с запорной арматурой.

В составе СИКН РСУ применены средства измерений утвержденных типов, которые указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКН РСУ

Наименование и тип средства измерений	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода жидкости ультразвуковые DFX-MM, DFX-LV, модификации DFX-MM типоразмера DFX28 (далее – УПР)	79419-20
Преобразователи плотности жидкости измерительные (мод. 7835)	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05
Расходомер ультразвуковой UFM 3030	32562-06
Расходомер-счётчик ультразвуковой OPTISONIC 3400	57762-14
Термопреобразователи сопротивления платиновые с унифицированным выходным сигналом ТСПУ модели 65-644	27129-04
Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ	77963-20
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04
Анализатор серы рентгеноабсорбционный «SPECTRO 682Т-НР» в потоке жидких углеводородов, находящихся под давлением	32215-06
Установка поверочная трубопоршневая двунаправленная (далее – ТПУ)	37248-08
Комплексы измерительно-вычислительные ТН-01 (далее – ИВК)	67527-17

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

СИКН РСУ обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- измерения массы брутто нефти косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода, температуры, давления, плотности и вязкости нефти;
- вычисление массы нетто нефти, как разности массы брутто нефти и массы балласта, используя результаты измерений массовых долей воды, механических примесей и массовой доли концентрации хлористых солей, полученных в аккредитованной испытательной лаборатории;
- измерение температуры и давления нефти с применением показывающих средств измерений температуры и давления соответственно;
- проверку и контроль метрологических характеристик (КМХ) УПР на месте эксплуатации без нарушения процесса измерений с применением ТПУ и преобразователей расхода БИЛ ОСУ, используемых в качестве компараторов;
- контроль параметров измеряемого потока, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ;
- автоматический и ручной отбор проб по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Метод отбора проб»;
- защита информации от несанкционированного доступа.

При использовании комплектного метода определения метрологических характеристик СИКН РСУ, для исключения возможности несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результат измерений, конструкцией УПР, входящего в состав СИКН РСУ,

предусмотрены места установки пломб. Пломбирование выполняется на месте эксплуатации в соответствии с методикой поверки. Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема пломбирования от несанкционированного доступа с местами установки пломб

Заводской номер СИКН РСУ нанесен типографским способом на информационную табличку, представленной на рисунке 2, закрепленную на площадке СИКН РСУ. Формат нанесения заводского номера – цифровой.

Пломбирование СИКН РСУ предусмотрено при определении метрологических характеристик объема и объемного расхода нефти. Нанесение знака поверки на СИКН РСУ не предусмотрено.



Рисунок 2 – Информационная табличка СИКН РСУ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН РСУ обеспечивает реализацию функций СИКН РСУ.

Защита ПО СИКН РСУ от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, защиты от несанкционированного доступа.

ПО СИКН РСУ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров системой идентификации пользователя.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014. Идентификационные данные ПО СИКН РСУ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКН

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	AnalogConverter.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.2.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9319307D
Идентификационное наименование ПО	SIKNCalc.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.7.14.3
Цифровой идентификатор ПО	17D43552
Идентификационное наименование ПО	Sarasota.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.18
Цифровой идентификатор ПО	5FD2677A
Идентификационное наименование ПО	PP_78xx.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.20
Цифровой идентификатор ПО	CB6B884C
Идентификационное наименование ПО	MI1974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.11
Цифровой идентификатор ПО	116E8FC5
Идентификационное наименование ПО	MI3233.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.28
Цифровой идентификатор ПО	3836BADF
Идентификационное наименование ПО	MI3265.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.3
Цифровой идентификатор ПО	4EF156E4
Идентификационное наименование ПО	MI3266.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.6
Цифровой идентификатор ПО	4D07BD66
Идентификационное наименование ПО	MI3267.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.5
Цифровой идентификатор ПО	D19D9225

Продолжение таблицы 2

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MI3287.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.4
Цифровой идентификатор ПО	3A4CE55B
Идентификационное наименование ПО	MI3312.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	E56EAB1E
Идентификационное наименование ПО	MI3380.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.6.14.12
Цифровой идентификатор ПО	23F21EA1
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.17
Цифровой идентификатор ПО	71C65879
Идентификационное наименование ПО	KMH_PP_AREOM.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.3.14.1
Цифровой идентификатор ПО	62C75A03
Идентификационное наименование ПО	MI2816.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.5
Цифровой идентификатор ПО	B8DF3368
Идентификационное наименование ПО	MI3151.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	F3B1C494
Идентификационное наименование ПО	KMH_MPR_MPR.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.4
Цифровой идентификатор ПО	6A8CF172
Идентификационное наименование ПО	MI3272.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.50
Цифровой идентификатор ПО	232DDC3F
Идентификационное наименование ПО	MI3288.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.14
Цифровой идентификатор ПО	32D8262B
Идентификационное наименование ПО	MI3155.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.30
Цифровой идентификатор ПО	F70067AC
Идентификационное наименование ПО	MI3189.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21

Цифровой идентификатор ПО	35DD379D
Продолжение таблицы 2	
Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	KMH_PV.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.1
Цифровой идентификатор ПО	9F5CD8E8
Идентификационное наименование ПО	KMH_PW.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.2
Цифровой идентификатор ПО	5C9E0FFE
Идентификационное наименование ПО	MI2974.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.21
Цифровой идентификатор ПО	AB567359
Идентификационное наименование ПО	MI3234.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.34
Цифровой идентификатор ПО	ED6637F5
Идентификационное наименование ПО	GOSTR8908.app
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.14.33
Цифровой идентификатор ПО	8D37552D
Примечания	
1. Допускается ограничивать количество программных модулей ИБК в зависимости от функционального назначения в применяемой измерительной системе.	
2. Цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления в виде буквенно-цифрового кода, регистр букв при этом может быть представлен в виде прописных или строчных букв, при этом значимым является номинал и последовательность расположения цифр или букв.	
3. Алгоритм вычисления цифрового идентификатора – CRC32	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений расхода нефти через СИКН РСУ*, м ³ /ч	от 1500 до 12000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35
*Указаны минимальное и максимальное значения диапазона измерений. Фактический диапазон измерений определяется при проведении поверки СИКН РСУ и не может выходить за пределы приведенного диапазона измерений.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКН РСУ

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»
Диапазон измерений давления нефти, МПа	от 0,3 до 1,6
Суммарные потери давления на СИКН РСУ при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки и КМХ, не более	0,2 0,4
Физико-химические свойства измеряемой среды: – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт) – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – температура перекачиваемой нефти, °С – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более	от 2 до 36 от 830,0 до 860,0 от +2 до +40 1,0 900 0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН РСУ	периодический, автоматизированный
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	380±38 (трехфазное); 220±22 (однофазное) 50±1
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – температура воздуха внутри помещений в холодное время года, °С: а) помещение БИК (для стандартного исполнения преобразователя серосодержания, без подогрева); б) помещение для ЭПУ; в) помещения для размещения оборудования СОИ СИКН РСУ и системы распределения электроэнергии	от -26,5 до +37 не ниже 5 не ниже 10 от 22 до 24
Срок службы, лет, не менее	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН РСУ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность СИКН РСУ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 730. Резервная схема учета. ПСП «Козьмино»	—	1 шт.
Комплект эксплуатационной документации	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Инструкция. Масса нефти. Методика измерений резервной схемой учета системы измерений количества и показателей качества нефти № 730 ООО «Транснефть – Порт Козьмино», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 436-RA.RU.312546-2024 от 16.05.2024.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» (пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Козьмино»
(ООО «Транснефть – Порт Козьмино»)
ИНН 2508081814
Юридический адрес: 692941, Приморский край, г. Находка, ул. Нижне-Набережная (поселок Врангель мкр.), д. 78

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Порт Козьмино»
(ООО «Транснефть – Порт Козьмино»)
ИНН 2508081814
Адрес: 692941, Приморский край, г. Находка, ул. Нижне-Набережная (поселок Врангель мкр.), д. 78

Испытательный центр

Акционерное общество «Транснефть – Автоматизация и Метрология»
(АО «Транснефть – Автоматизация и Метрология»)
Адрес: 123112, г. Москва, Пресненская наб., д. 4, стр. 2
Телефон: (495) 950-87-00
Факс: (495) 950-85-97
E-mail: cmo@cmo.transneft.ru
Web-сайт: <https://metrology.transneft.ru/>
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.313994.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 82938-21

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Троицкой ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Троицкой ГРЭС (далее по тексту – 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, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее по тексту – ИВК), включающий в себя основной сервер сбора и хранения данных (далее по тексту – сервер СХД), резервный сервер СХД, программные комплексы (далее по тексту – ПК) «Энергосфера», устройство синхронизации времени (далее по тексту – УСВ) УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (далее по тексту – АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные 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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet поступает на основной сервер СХД. В случае выхода из строя основного сервера СХД, сбор данных со счетчиков осуществляется резервным сервером СХД, при этом данные, накопленные основным сервером СХД, переносятся на резервный сервер СХД посредством восстановления резервной копии базы данных основного сервера СХД и доопроса приборов учета на глубину недостающего профиля.

На сервере СХД осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (далее по тексту – ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется от уровня ИВК посредством автоматической отправки по протоколу SMTP по каналу связи Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее по тексту – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение показаний часов сервера СХД с УСВ-2 осуществляется непрерывно, корректировка часов сервера СХД производится независимо от величины расхождения.

Сравнение показаний часов счетчика с часами сервера СХД осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка часов счетчика производится при расхождении с часами сервера СХД на величину более ± 2 с.

Передача информации от счетчика до сервера СХД реализована с помощью каналов связи, задержки в которых составляют 0,2 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Заводской номер АИИС КУЭ (№ 001) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте на АИИС КУЭ. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (далее по тексту – ИК) АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК указана в таблице 1. Влияние математической обработки на результаты измерений не превышает ± 1 единицы младшего разряда.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1.5.1030
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318BED976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Сервер/ УССВ	Вид электроэне ргии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик			Границы допускаемой основной относительной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Троицкая ГРЭС, ОРУ 500 кВ, ячейка №7, ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Сокол	SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07	CPB 550 Кл.т. 0,2 500000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	HP ProLiant DL380e	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
		SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07	CPB 550 Кл.т. 0,2 500000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
2	Троицкая ГРЭС, ОРУ 500 кВ, ячейка №5, ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС- Магнитогорская	SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07	CPB 550 Кл.т. 0,2 500000/ $\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12				

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Троицкая ГРЭС, ОРУ 500 кВ, ячейка №9, КВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС-Южноуральская ГРЭС-2	SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07 SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07	CPB 550 Кл.т. 0,2 500000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 CPB 550 Кл.т. 0,2 500000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	НР НР ProLiant DL380e	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
4	Троицкая ГРЭС, ОРУ 500 кВ, ячейка №1, ОВВ-500 кВ	SAS 550 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 25121-07		СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
5	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №12, ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-Приуральская	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 46527-11	CPB 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
6	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №1, ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-Южноуральская ГРЭС	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 46527-11	CPB 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
7	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №3, ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-ПС 90-1	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 46527-11		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
8	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №6, ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-ПС 90-2	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 46527-11	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
9	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №10, ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС-Каргалы	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 46527-11	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
10	Троицкая ГРЭС, ОРУ 220 кВ, ячейка №9, ОВВ-220 кВ	ТОГФ-220 Кл.т. 0,2S 2000/5 Рег. № 46527-11	СРВ 245 Кл.т. 0,2 220000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег. № 41681-10	Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Троицкая ГРЭС, ОРУ 110 кВ, ячейка №8, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС-Магнай	TG145 N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-05	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
12	Троицкая ГРЭС, ОРУ 110 кВ, ячейка №10, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС-Еманкино	ТФЗМ 110Б-III Кл.т. 0,5 1500/5 Рег. № 26421-04	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
13	Троицкая ГРЭС, ОРУ 110 кВ, ячейка №6, ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС-Станционная	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
14	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №17, ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС-Бобровская	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №18, ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС- Строительная	ТФНД-110М-II Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 70917-18	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
16	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №15, ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС-Троицкая районная -1	TG145 N Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30489-05	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,5 1,1	2,0 2,0
17	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №16, ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС-Троицкая районная-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
18	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №12 ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС- Дизельная-1	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег. № 41681-10	Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	Троицкая ГРЭС, ОРУ-110 кВ, яч. №13 ВЛ-110 кВ Троицкая ГРЭС- Дизельная-2	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71		СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
20	Троицкая ГРЭС, ОРУ 110 кВ, ячейка №2, ОВВ-110 кВ	ТФНД-110М Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17		Активная Реактивная	0,9 2,0	5,4 2,8
21	ПС «Строительная» 110 кВ, ОРУ-35 кВ, 1 СЩ, яч.3, ВЛ-35 кВ «Строительная- Багерная-2»	ТВ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8
22	ПС «Строительная» 110 кВ, ОРУ-35 кВ, 2 СЩ, яч.7, ВЛ-35 кВ «Строительная- Шубаркуль»	ТВ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 19720-06	ЗНОМ-35 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	1,1 2,3	4,8 2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС «Строительная» 110 кВ, РУ-6 кВ 1 СШ, яч.5, ВЛ-6 кВ «Строительная- Земснаряд»	ТВК-10 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 8913-82	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,9
24	ПС «Строительная» 110 кВ, РУ-6 кВ, 2 СШ, яч.21, КЛ-6 кВ «Строительная-База гидроцефа»	ТВДМ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,9
25	ПС «Бобровская» 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 СШ, яч. 12, КЛ-6 кВ «Бобровская- Гидроузел-1»	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-07	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	НР ProLiant DL380e УСВ-2 Рег.№ 41681-10	Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,9
26	ПС «Бобровская» 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 СШ, яч.16, КЛ-6 кВ «Бобровская- Гидроузел-2»	ТПЛ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 20186-05	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		Активная Реактивная	1,1 2,3	5,5 2,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ								
Примечания:								
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.								
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.								
3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 3-11, 16, 21, 22 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК – для тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,5_{инд}$.								
4 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденные типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ-2 на аналогичное утвержденное типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.								

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	26
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012	от 98 до 102 от 1(5) до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для ТТ и ТН - для электросчетчиков - для УСВ	от 90 до 110 от 1(5) до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -40 до +60 от -10 до +50
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Устройство синхронизации времени УСВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2 220000 2 35000 2 106100 0,5
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 10 3,5

Надежность системных решений:
 - защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	SAS 550	15
Трансформаторы тока	ТОГФ-220	18
Трансформаторы тока	TG145 N	6
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-III	3
Трансформаторы тока	ТФНД-110М-II	3
Трансформаторы тока	ТФНД-110М	18
Трансформаторы тока	ТВ-35	4
Трансформаторы тока	ТВК-10	2
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 550	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М.16	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	22
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер СХД	HP ProLiant DL380e	2
Формуляр	1962-13.Р 01.02 ЭСУ.Ф	1

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Троицкой ГРЭС, аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314868.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - Троицкая ГРЭС (Филиал ПАО «ОГК-2» - Троицкая ГРЭС)
ИНН 2607018122

Юридический адрес: 356126, Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск

Телефон: (35163) 3-49-05

E-mail: info@tro.ogk2.ru

Изготовитель

Филиал публичного акционерного общества «Вторая генерирующая компания оптового рынка электроэнергии» - Троицкая ГРЭС (Филиал ПАО «ОГК-2» - Троицкая ГРЭС)
ИНН 2607018122

Адрес: 457100, Челябинская обл., г. Троицк-5

Юридический адрес: 356126, Ставропольский край, Изобильненский р-н, п. Солнечнодольск

Телефон: (35163) 3-49-05

Факс: (35163) 3-35-10

E-mail: info@tro.ogk2.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)
ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2, помещ. 1, неж. помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 83021-21

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Саранской ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Саранской ТЭЦ-2 (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной энергии выработанной и переданной в транспортные сети на Саранской ТЭЦ-2, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплекс (далее – ИИК), который включает в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных RTU-327 (далее – УСПД), каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервера баз данных (БД), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (далее – УССВ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

– периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

– периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор данных о состоянии средств измерений во всех ИИК;

– хранение результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

– периодический (один раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор служебных параметров (изменения параметров базы данных, пропадание напряжения, коррекция даты и системного времени);

- передача результатов измерений в организации – участники оптового рынка электроэнергии в рамках согласованного регламента;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики и считывает 30-минутный профиль мощности. УСПД выступает в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер ИВК с периодичностью один раз в сутки считывает из УСПД 30-минутные профили мощности для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и самого УСПД. Считанные данные записываются в базу данных.

При помощи программного обеспечения (ПО) сервер ИВК осуществляет вычисление значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение, оформление справочных и отчетных документов (отчеты в формате XML – макеты электронного документа 80020).

С уровня ИВК АИИС КУЭ осуществляется передача XML макетов 80020 по протоколу ftp либо по электронной почте на АРМ ПАО «Т Плюс».

XML макеты 80020 обрабатываются АРМ ПАО «Т Плюс», шифруются, подписываются ЭЦП и передаются в АО «АТС», ЦСИ АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам ОРЭМ.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). СОЕВ включает в себя устройство синхронизации системного времени УССВ-2, часы сервера БД, УСПД и счётчиков.

УССВ-2 принимает сигналы даты, времени и шкалы времени от глобальных навигационных спутниковых систем (ГНСС) ГЛОНАСС/GPS. Сравнение показаний часов УСПД и УССВ-2 происходит с цикличностью один раз в час. Синхронизация часов УСПД и УССВ-2 осуществляется независимо от показаний часов УСПД и УССВ-2.

Периодичность сравнения показаний часов осуществляется не реже 1 раза в сутки.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД происходит при каждом обращении к УСПД, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 1 с.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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

Маркировка заводского номера и даты выпуска АИИС КУЭ наносится на этикетку, расположенную на корпусе сервера ИВК, типографическим способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте-формуляре.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 005

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Состав программного обеспечения АИИС КУЭ приведён в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные (признаки) программного обеспечения ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

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

Наличие специальных средств защиты – разграничение прав доступа, пароли, фиксация изменений в журнале событий исключают возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Классификация	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	УСПД/УССВ/Сервер/ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ОРУ-110кВ яч.2 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Юго-Западная 1 цепь с отпайкой на ПС Северная (Юго-Запад-1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛП Кл. т 0,2 Кнт 110000:√3/100:√3 Рег.№ 60353-15	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССВ-2, Рег. № 54074-13
2	ОРУ-110кВ яч.4 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Юго-Западная 2 цепь с отпайкой на ПС Северная (Юго-Запад-2)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
3	ОРУ-110кВ яч.6 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Саранская 1 цепь с отпайкой на ПС СМЗ (Светотехника-1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛП Кл. т 0,2 Кнт 110000:√3/100:√3 Рег.№ 24218-08	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
4	ОРУ-110кВ яч.8 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Саранская 2 цепь с отпайкой на ПС СМЗ (Светотехника-2)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ОРУ-110кВ яч.10 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Саранская 1 цепь с отпайками (Центролит-1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т 0,2 Кнт 110000:√3/100:√3 Рег.№ 60353-15	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССВ-2, Рег. № 54074-13
6	ОРУ-110кВ яч.11 ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Саранская 2 цепь с отпайками (Центролит-2)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
7	ОРУ-110кВ яч.7 ОМВ-110кВ	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
8	ОРУ-110кВ яч.17 КВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Восточная 1 цепь с отпайкой на ПС Рабочая (Восточная-1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т 0,2 Кнт 110000:√3/100:√3 Рег.№ 24218-08	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
9	ОРУ-110кВ яч.16 КВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Восточная 2 цепь с отпайкой на ПС Рабочая (Восточная-2)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
10	ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Восточная с отпайкой на ПС Резинотехника (Резинотехника 1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 3190-72	НАМИ-110 УХЛ1 Кл. т 0,2 Кнт 110000:√3/100:√3 Рег.№ 60353-15	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
11	ВЛ 110 кВ Саранская ТЭЦ-2 – Восточная с отпайками (Резинотехника 2)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт 1000/5 Рег. № 3190-72		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ОРУ-35 кВ яч.1 ВЛ-35кВ ТЭЦ-2 – Центральная котельная (Ц.котельная)	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 Кл. т 0,5 Кнт 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 84342-22	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССБ-2, Рег. № 54074-13
13	ОРУ-35 кВ яч.3 ВЛ-35кВ ТЭЦ-2 – Лямбиль (Лямбиль)	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3689-73		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
14	ОРУ-35 кВ яч.7 ВЛ-35кВ ТЭЦ-2 – Атемар (Атемар)	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3689-73	ЗНОМ-35 У1 Кл. т 0,5 Кнт 35000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 51200-12	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
15	ОРУ-35 кВ яч.5 ВЛ-35кВ ТЭЦ-2 – Хаджи (Хаджи)	ТФНД-35М Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 3689-73		A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег.№ 31857-11	
16	Турбогенератор ТГ-2	ТШВ15Б Кл.т. 0,5 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОЛ.06 Кл. т 0,5 Кнт 6000/ $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72	A1805RAL- P4GE- DW -4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
17	Турбогенератор ТГ-4	ТШВ15Б Кл.т. 0,5 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 Кл. т 0,5 Кнт 10000/ $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
18	Турбогенератор ТГ-5	ТШВ15Б Кл.т. 0,5 Ктт 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 Кл. т 0,5 Кнт 10000/ $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Рег. № 1593-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
19	ГРУ-6 кВ яч.1 КЛ-6кВ Мясокомбинат «А», КЛ-6кВ Мясокомбинат «Б» (Мясокомбинат)	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССБ-2, Рег. № 54074-13
20	ГРУ-6 кВ яч.2 КЛ-6кВ Химчистка, КЛ-6кВ Фек.насосная (Химчистка, Фек.насосная)	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
21	ГРУ-6 кВ яч.4 КЛ-6кВ МСК «А», КЛ-6кВ МСК «Б» (МСК «А», МСК «Б»)	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 750/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
22	ГРУ-6 кВ яч.6 КЛ-6кВ п.ТЭЦ- 2	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
23	ГРУ-6 кВ яч.8 КЛ-6кВ КТИ, КЛ-6кВ КПП	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
24	ГРУ-6 кВ яч.5 КЛ-6кВ Консервный завод	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
25	ГРУ-6 кВ яч.22 КЛ-6кВ Энерголин «А», КЛ-6кВ Энерголин «Б» (Энерголин «А», Энерголин «Б»)	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
26	ГРУ-6 кВ яч. 24 КЛ-6кВ ВРЗ «А», КЛ-6кВ ВРЗ «Б» (ВРЗ «А», ВРЗ «Б»)	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег.№ 41907-09 УССВ-2, Рег. № 54074-13
27	ГРУ-6 кВ яч.27 КЛ-6кВ Саранский элеватор	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL- P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
28	ГРУ-6 кВ яч.28 КЛ-6кВ п.ТЭЦ-2	ТПОФ Кл.т. 0,5 Ктт 600/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
29	ГРУ-6 кВ яч.20 КЛ-6кВ Саранский элеватор	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S Ктт 600/5 Рег. № 1261-02	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	A1805RAL-P4GE-DW-4 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 31857-11	
30	ГРУ-6 кВ яч. 16 КЛ-6 кВ ООО «Гипропромсервис»	ТПК-10 Кл.т. 0,2S Ктт 600/5 Рег. № 22944-07	НТМИ-6-66 Кл. т 0,5 Кнт 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	
Примечание					
1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на ТТ, ТН и счетчики 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 таблице 3 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).					
3 Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа.					
4 Допускается уменьшение количества ИК. Изменение наименования ИК, уменьшение количества ИК и замена средств измерений оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Таблица 5 Основные метрологические характеристики ИК			
Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1-23; 25; 26; 28; 29	Активная	1,2	5,7
	Реактивная	2,5	4,1
24, 27	Активная	1,2	5,1
	Реактивная	2,5	4,1
30	Активная	1,0	2,8
	Реактивная	1,8	3,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU), (.....с		± 5	
Примечания			
1 Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 минут).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95 для тока 100% от $I_{ном}$ и $\cos\varphi = 0,87_{инд.}$			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	30
Нормальные условия: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – частота, Гц – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – температура окружающей среды, °С	от 98 до 102 от 1(5) до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: – напряжение, % от $U_{ном}$ – ток, % от $I_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos\varphi$ – 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, УССВ, °С	от 90 до 110 от 1(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 +1 до +50

Продолжение таблицы 4

1	2
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики СЭТ-4ТМ.03М.09: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Счетчики A1805RAL-P4GE-DW-4: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее Устройство синхронизации времени УССВ-2: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер БД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	140000 2 120000 2 100000 74500 2 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут., не менее – при отключении питания, лет, не менее УСПД: – суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сут., не менее – при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	74 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и серверов с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - факты связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики;

- отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадаания и восстановления напряжения;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадаания и восстановления.

- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадаания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Знак утверждения типа
наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	33
Трансформаторы тока	ТФНД-35М	8
Трансформаторы тока	ТШВ15Б	8
Трансформаторы тока	ТПОФ	16
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	6
Трансформаторы тока	ТПК-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35 У1	3

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
<u>Счетчики электрической энергии</u>	<u>A1805RAL-P4GE-DW-4</u>	29
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Формуляр	ЭССО.411711.АИИС.346	1

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика измерений количества электроэнергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ Саранской ТЭЦ-2», аттестованном ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ», регистрационный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ Р 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».

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр. 3, оф. 506

Адрес: 430006, г. Саранск, Александровское ш., д. 13

Телефон: +7 (495) 980-59-00; (8342) 47 - 01 - 24

Факс: +7 (495) 980-59-08; (8342) 47 - 01 - 50

E-mail: info@tplusgroup.ru; mor-reception@tplusgroup.ru

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Т Плюс» (ПАО «Т Плюс»)
ИНН 6315376946

Юридический адрес: 143421, Московская обл., г.о. Красногорск, тер. автодорога Балтия, км 26-й, д. 5, стр.3, оф. 506

Адрес: 430006, г. Саранск, Александровское ш., д. 13

Телефон: +7 (495) 980-59-00; (8342) 47 - 01 - 24

Факс: +7 (495) 980-59-08; (8342) 47 - 01 - 50

E-mail: info@tplusgroup.ru; mor-reception@tplusgroup.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ» (ООО «ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, оф. 15

Адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр. 2

Телефон: +7 (982) 282-82-82

Факс: +7 (982) 282-82-82

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312601.

в части вносимых изменений

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, эт. 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: +7 (495) 410-28-81

E-mail: info@sepenergo.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312429.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 86113-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти и проведения учетно-расчетных операций между ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова и Удмуртским РНУ АО «Транснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании прямого метода динамических измерений массы брутто нефти с помощью расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР). Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, 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 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 измерительных линий (ИЛ): двух рабочих 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: контроллеры измерительные FloBoss S600 и S600+, 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	45115-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10, 14061-15
Датчики давления АМ-2000	35035-08 35035-14
Преобразователи измерительные 644	14683-04, 14683-09
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05, 22257-11
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7951	15645-96
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss (Мод. ROC 306, 312, 364, 809; FloBoss 103, 407, 503, 504, 553, S600)	14661-02
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-08, 26776-11
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16

В состав СИКН входят стационарная ПУ и показывающие СИ 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 измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) и объемной доли воды (%) в нефти, вычисление кинематической вязкости (сСт) и массовой доли воды (%);

- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;

- поверка и контроль метрологических характеристик МПР на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций по установке трубопоршневой «Сапфир М»-500-4,0 (рег.№ 86213-22) или по передвижной ПУ;

- 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 МИ 3002-2006.

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

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке 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 контроллерах измерительных FloBoss S600 и S600+ и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 2 и 3. 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 контроллеров измерительных

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	S600+	S600 (основной)	S600 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.30	05.42	05.42
Цифровой идентификатор ПО	e508	08d3	3e3d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—	—	—

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	“Cropos”
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	78EAA947
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	от 90 до 420
Диапазон измерений массового расхода через ИЛ, т/ч	от 90 до 210
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 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м³ – давление, МПа – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм²/с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³, не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более – содержание свободного газа, %	от +15 до +45 от 870 до 910 от 0,6 до 2,2 от 17,2 до 66,3 1,0 900 0,05 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %	от -50 до +50 до 100 при +25°С
Режим работы СИКН	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

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

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений
представлены в документе МН 1172-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 264 на ПСП «Мишкино» ПАО «Удмуртнефть» им В.И. Кудинова», ФР.1.29.2022.43684.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (перечень, пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН: 1841014518

Юридический адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН: 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

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

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 «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 86138-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 266 на ПСП «Малая Пурга» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 266 на ПСП «Малая Пурга» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова (далее по тексту – СИКН) предназначена для автоматизированных измерений массы нефти и проведения учетно-расчетных операций между ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова и Удмуртским РНУ АО «Транснефть-Прикамье».

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 контроллера измерительного, 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 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 четырех измерительных линий (ИЛ): двух рабочих ИЛ, одной резервной 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: контроллеры измерительные FloBoss S600 и S600+, 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. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	13425-01
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99, 14061-04, 14061-10, 14061-15
Преобразователи измерительные 244 к датчикам температуры	14684-00
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05, 22257-11
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10, 14557-15
Влагомеры нефти поточные модели LC	16308-02
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7827	15642-06
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7951	15645-96
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss (Мод. ROC 306, 312, 364, 809; FloBoss 103, 407, 503, 504, 553, S600)	14661-02
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Счетчики нефти турбинные МИГ	26776-08
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16

В состав СИКН входят стационарная ПУ и показывающие СИ 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 измерение массы брутто нефти в рабочем диапазоне расхода (т);
- автоматическое измерение температуры (°С), давления (МПа), плотности (кг/м³), вязкости (мм²/с) и объемной доли воды (%) в нефти, вычисление кинематической вязкости(сСт) и массовой доли воды (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- поверка и контроль метрологических характеристик МПР на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций по установке трубопоршневой поверочной стационарной «Прувер С-500-4,0» (рег.№ 85737-22) или по передвижной ПУ;
- 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 МИ 3002-2006.

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке 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 контроллерах измерительных FloBoss S600 и S600+ и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 2 и 3. 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 контроллеров измерительных

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	S600+	S600 (основной)	S600 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.30	05.42	05.42
Цифровой идентификатор ПО	e508	c69b	2c36
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—	—	—

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Cropos»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	78EAA947
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода через СИКН, т/ч	от 120 до 740
Диапазон измерений массового расхода через ИЛ, т/ч	от 120 до 370
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 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление, МПа – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более – содержание свободного газа, %	от 0 до +45 от 850 до 950 от 0,4 до 1,6 от 10 до 120 1,0 900,0 0,05 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 до 100 при +25°С 100±5
Режим работы СИКН	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

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

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № 266 на ПСП «Малая Пурга» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений
представлены в документе МН 1171-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 266 на ПСП «Малая Пурга» ПАО «Удмуртнефть» им В.И. Кудинова», ФР.1.29.2022.43683.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (перечень, пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН: 1841014518

Юридический адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН: 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

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

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 «05» июня 2025 г. №1135

Регистрационный № 86343-22

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова (далее по тексту – СИКН) предназначена для учетно-расчетных операций между ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова и Удмуртским РНУ АО «Транснефть-Прикамье».

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода жидкости турбинных MVTM (далее по тексту – ТПР) по блоку измерительных линий (БИЛ) №1 и прямого метода динамических измерений массы нефти с помощью счетчиков-расходомеров массовых Micro Motion (далее по тексту – МПР) по БИЛ №2. Выходные электрические сигналы измерительных преобразователей ТПР и МПР поступают на соответствующие входы контроллера измерительного, 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 БИЛ №1, БИЛ №2, 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 №1 состоит из двух резервных измерительных линий (ИЛ) и одной контрольно-резервной ИЛ.

БИЛ №2 состоит из двух рабочих 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: контроллеры измерительные FloBoss S600 и S600+, 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. №
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	13425-06
Счетчики-расходомеры массовые Micro Motion	45115-16
Преобразователи расхода жидкости турбинные MVTM	16128-97
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-04, 14061-10, 14061-15
Преобразователи измерительные 644	14683-04
Термопреобразователи сопротивления платиновые серии 65	22257-05
Датчики температуры 644	39539-08
Датчики температуры Rosemount 644	63889-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-1пм	14557-05, 14557-10, 14557-15
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-06
Преобразователи плотности и вязкости измерительные модели 7827	15642-96
Преобразователи плотности и вязкости жидкости измерительные модели 7829	15642-06
Устройства измерения параметров жидкости и газа 7951	15645-96
Контроллеры измерительные ROC/FloBoss (Мод. ROC 306, 312, 364, 809; FloBoss 103, 407, 503, 504, 553, S600)	14661-02
Контроллеры измерительные FloBoss S600+	64224-16
Счетчики жидкости турбинные МИГ	26776-04
Преобразователи расхода турбинные МИГ-М	65199-16

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих функций:

- автоматическое измерение объемного ($\text{м}^3/\text{ч}$) и массового ($\text{т}/\text{ч}$) расхода нефти в рабочем диапазоне;
- автоматическое измерение 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, вычисление кинематической вязкости (сСт) и массовой доли воды (%);
- вычисление массы нетто нефти (т) с использованием результатов измерений содержания воды, хлористых солей и механических примесей в нефти;
- проверка и контроль метрологических характеристик ТПР и МПР на месте эксплуатации без прекращения приемо-сдаточных операций по установке трубопоршневой «Сапфир МН-500-2,5» (рег. № 86746-22) или по передвижной ПУ;
- 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.

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

Заводской номер 01 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на информационную табличку, установленную на площадке 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 реализовано в контроллерах измерительных FloBoss S600 и S600+ и АРМ оператора. Идентификационные данные ПО СИКН приведены в таблицах 2 и 3. 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 контроллеров измерительных

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	S600+	S600 (основной)	S600 (резервный)
Идентификационное наименование ПО	—	—	—
Номер версии (идентификационный номер) ПО	06.30	05.42	05.42
Цифровой идентификатор ПО	e508	eaac	e48c
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	—	—	—

Т а б л и ц а 3 – Идентификационные данные ПО АРМ оператора

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	“Cropos”
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	78EAA947
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Т а б л и ц а 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода через СИКН по БИЛ №1, м³/ч	от 203 до 1166
Диапазон измерений массового расхода через СИКН по БИЛ №2, т/ч	от 150 до 1000
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 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть по ГОСТ Р 51858
Характеристики измеряемой среды: – температура, °С – плотность в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³ – давление, МПа - рабочее - минимальное - максимальное – вязкость кинематическая в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с – массовая доля воды, %, не более – массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более – массовая доля механических примесей, %, не более – давление насыщенных паров, кПа (мм рт.ст.), не более – содержание свободного газа, %	от +15 до +45 от 858 до 886 0,5 0,24 1,0 от 8 до 45 1,0 900 0,05 66,7 (500) не допускается
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220±22, 380±38 50±0,4
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -50 до +50 до 100 при +25 °С 100±5
Режим работы СИКН	непрерывный

Т а б л и ц а 6 – Показатели надежности

Наименование характеристики	Значение
Средний срок службы, не менее	10
Средняя наработка на отказ, час	20 000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом.

Комплектность средства измерений

Т а б л и ц а 7 – Комплектность СИ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества нефти № № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова	–	1
Инструкция по эксплуатации	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

представлены в документе МН 1173-2022 «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений системой измерений количества и показателей качества нефти № 263 на ПСП «Киенгоп» ПАО «Удмуртнефть» им В.И. Кудинова», ФР.1.29.2022.43722.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений (перечень, пункт 6.1.1);

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс»
(ООО «Итом-Прогресс»)

ИНН 1841014518

Юридический адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Итом-Прогресс» (ООО «Итом-Прогресс»)
ИНН 1841014518

Адрес: 426076, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Коммунаров, д. 175

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

E-mail: gnmc@nefteavtomatika.ru

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