

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 04 » сентября 2023 г. № 1787

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/ п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Рег. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система измерений количества и показателей качества газа в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата (установка извлечения и транспорта конденсата "Новопор-	Обозначение отсутствует	Е	89887-23	113/848	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ" (ООО "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ"), г. Уфа	Общество с ограниченной ответственностью "Газпромнефть-Ямал" (ООО "Газпромнефть-Ямал"), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард	ОС	МП 1476-13-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ" (ООО "Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ"), г. Уфа	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	21.12.2022

	товского нефтегазо-конденсатного месторождения" ООО "Газ-промнефть-Ямал")												
2.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продукту факельной линии УПСВ Горбатовская ЦППН-6 АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	89888-23	011222	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-3-2023	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	17.04.2023
3.	Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продукту факельной линии ПНН Северо-Флеровский ЦППН-6 АО "Самаранефтегаз"	Обозначение отсутствует	Е	89889-23	021222	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20-01653-5-2023	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самаранефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	17.04.2023
4.	Система измерений количества и параметров	Обозначение отсутствует	Е	89890-23	031222	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самара-	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самара-	ОС	МП 20-01653-2-2023	3 года	Акционерное общество "Самаранефтегаз" (АО "Самара-	ООО ИК "СИБИНТЕК", г. Москва	17.04.2023

	свободного нефтяного газа на про- дувку фа- кельной ли- нии УПСВ Софинско- Дзержинская ЦППН-6 АО "Самаранеф- тегаз"					нефтегаз"), г. Самара	нефтегаз"), г. Самара				нефтегаз"), г. Самара		
5.	Система из- мерений ко- личества и параметров свободного нефтяного газа на про- дувку фа- кельной ли- нии УПСВ Покровская ЦППН-6 АО "Самаранеф- тегаз"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	89891-23	041222	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20- 01653-4- 2023	3 года	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	17.04.2023
6.	Система из- мерений ко- личества и параметров свободного нефтяного газа на про- дувку фа- кельной ли- нии УПСВ Парфенов- ская ЦППН- 5 АО "Сама- ранефтегаз"	Обозна- чение отсут- ствует	Е	89892-23	11012023	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	ОС	МП 20- 01653-1- 2023	3 года	Акционерное общество "Са- маранефтегаз" (АО "Самара- нефтегаз"), г. Самара	ООО ИК "СИ- БИНТЕК", г. Москва	17.04.2023
7.	Система из- мерений ко-	Обозна- чение	Е	89893-23	3327-22	Закрытое акционерное	Общество с ограниченной	ОС	МП 1603/2- 311229-	2 года	Закрытое акционерное	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	16.03.2023

	личества свободного нефтяного газа СИКГ-1 на объекте "Энерго-центр на месторождении им. А. Жагрина. Западно-Зимний лицензионный участок"	отсутствует				общество Научно-инженерный центр "ИНКОМСИСТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИСТЕМ"), г. Казань	ответственно-стью "Березка-Газ Иртыш" (ООО "Березка-Газ Иртыш"), г. Ханты-Мансийск		2023		общество Научно-инженерный центр "ИНКОМСИСТЕМ" (ЗАО НИЦ "ИНКОМСИСТЕМ"), г. Казань		
8.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО "Мултон Партнерс" - х. Новоалександровка Ростовской области	Обозначение отсутствует	Е	89894-23	054ТНЭ	Общество с ограниченной ответственностью "Мултон Партнерс" (ООО "Мултон Партнерс"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Мултон Партнерс" (ООО "Мултон Партнерс"), г. Москва	ОС	МП ТНЭ-054-2023	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Транснефтьэнерго" (ООО "Транснефтьэнерго"), г. Москва	ООО "Транснефтьэнерго", г. Москва	21.04.2023
9.	Датчики виброскорости с токовым выходом	AP161X	С	89895-23	мод. AP1611-A0.08TD зав. № 23004, мод. AP1611-B0.16 зав. № 23002, мод. AP1612 C0.27 зав. № 23003, мод. AP1612-B0.40TD зав. № 23005, мод. AP1613-B0.64 зав. № 23007, мод.	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ОС	МП А3009.0488-2023	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "ГлобалТест" (ООО "ГлобалТест"), Нижегородская обл., г. Саров	ФГУП "РФЯЦ-ВНИИЭФ", Нижегородская обл., г. Саров	28.04.2023

					AP1613-A1.60 зав. № 23006								
10.	Тахографы многофункциональные (с функциями автомобильного компьютера и АСН)	"МАК-1"	С	89896-23	80000012/08 22/18/FA, 80000014/08 22/18/FA, 80000015/08 22/18/FA	Акционерное общество "ШТРИХ-М" (АО "ШТРИХ-М"), Московская обл., г.о. Красногорск; Общество с ограниченной ответственностью "Транспортный проект" (ООО "Транспортный проект"), г. Москва	Акционерное общество "ШТРИХ-М" (АО "ШТРИХ-М"), Московская обл., г.о. Красногорск	ОС	МП 8501-23-03	7 лет	Акционерное общество "ШТРИХ-М" (АО "ШТРИХ-М"), Московская обл., г.о. Красногорск	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	19.06.2023
11.	Установка акустическая поверочная	ПЗД-1	Е	89897-23	01	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП "ВНИИФТРИ"), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП "ВНИИФТРИ"), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	ОС	МП 340-01-23	1 год	Федеральное государственное унитарное предприятие "Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений" (ФГУП "ВНИИФТРИ"), Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	ФГУП "ВНИИФТРИ", Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево	17.05.2023
12.	Фурье-спектрометры инфра-	Инфра-ЛЮМ ФТ	С	89898-23	ИнфраЛЮМ ФТ-08, зав. №№ 221287, 221286;	Общество с ограниченной ответственностью	Общество с ограниченной ответственностью	ОС	МП-242-2549-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева",	05.07.2023

	красные				ИнфраЛЮМ ФТ-08М, зав. №№ 221295, 221294	стью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург; Общество с ограниченной ответственностью "Люмэкс-маркетинг" (ООО "Люмэкс-маркетинг"), г. Санкт-Петербург	стью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург				стью "Люмэкс" (ООО "Люмэкс"), г. Санкт-Петербург	г. Санкт-Петербург	
13.	Счетчики электрической энергии статические однофазные	Меркурий 150	С	89899-23	мод. Меркурий 150U 2-01 DOHWF04: зав. № 48375740-23 в комплекте с выносным дисплеем Меркурий 258 с зав. № 00089СЗВ; мод. Меркурий 150 2-02 DOHR: зав. № 48375742-23; мод. Меркурий 150М 2-02 DOHR.G8: зав. № 48375743-23	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Моссар" (ООО "НПФ "Моссар"), Саратовская обл., г. Маркс	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Моссар" (ООО "НПФ "Моссар"), Саратовская обл., г. Маркс	ОС	МП 26.51.63.13 0-073-75961757-2023	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Научно-производственная фирма "Моссар" (ООО "НПФ "Моссар"), Саратовская обл., г. Маркс	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	19.06.2023
14.	Счетчики электрической энергии статические однофазные	Меркурий 150	С	89900-23	мод. Меркурий 150U 2-01 DOHWF04: зав. № 48375741-23 в комплекте с выносным дисплеем Меркурий 258 с зав. № 00086844; мод. Меркурий 150 2-02 DOHR: зав. № 48375745-23; мод. Меркурий 150М 2-02 DOHR.G8: зав.	Общество с ограниченной ответственностью "Инкотекс-СК" (ООО "Инкотекс-СК"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Инкотекс-СК" (ООО "Инкотекс-СК"), г. Москва	ОС	МП 26.51.63.13 0-073-74537069-2023	16 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Инкотекс-СК" (ООО "Инкотекс-СК"), г. Москва	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО", г. Москва	19.06.2023

					№ 48375744-23								
15.	Счетчики воды комбинированные универсальные	Экомера ВК	С	89901-23	Экомера ВК-50/15, зав. №№ K230129677, K230129678, Экомера ВК-50/20, зав. № K230169315, Экомера ВК-65/20, зав. №№ K230129684, K230129685, Экомера ВК-80/20, зав. №№ K230129689, K230129690, Экомера ВК-100/20, зав. №№ K230129693, K230129694, Экомера ВК-150/40, зав. № 230169726	Общество с ограниченной ответственностью "Сантехническая Компания "ЭКОМЕРА" (ООО "СК "ЭКОМЕРА"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Сантехническая Компания "ЭКОМЕРА" (ООО "СК "ЭКОМЕРА"), г. Москва	ОС	МП 10-221-2023	6 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Сантехническая Компания "ЭКОМЕРА" (ООО "СК "ЭКОМЕРА"), г. Москва	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Екатеринбург	17.07.2023
16.	Трансформаторы тока трёхфазные развязывающие	НЕВА-Тест 6323А	С	89902-23	632201043, 632201047	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит - Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит - ИП"), г. Санкт-Петербург	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит - Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит - ИП"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП ТАСВ.4117 22.009	5 лет	Общество с ограниченной ответственностью "Тайпит - Измерительные Приборы" (ООО "Тайпит - ИП"), г. Санкт-Петербург	ФГБУ "ВНИИМС", г. Москва	05.07.2023
17.	Системы измерений количества и показателей качества нефти для Береговых сооружений Морского терминала	Обозначение отсутствует	Е	89903-23	№ 313/42-РК-А570, № 313/42-РК-А580, № 313/42-РК-А590	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Нефть и Газ Балтия" (ООО "Системы Нефть и Газ Балтия"), г. Калининград	Акционерное общество "Каспийский трубопроводный консорциум-Р" (АО "КТК-Р"), Краснодарский край, г. Новороссийск	ОС	МП 1523-14-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Системы Нефть и Газ Балтия" (ООО "Системы Нефть и Газ Балтия"), г. Калининград	ВНИИР - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Казань	30.06.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89894-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Мултон Партнерс» - х. Новоалександровка Ростовской области

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «Мултон Партнерс» - х. Новоалександровка Ростовской области (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), объединяющий в себе ИВК ООО «Мултон Партнерс» и ИВК энергосбытовой организации. В состав ИВК ООО «Мултон Партнерс» входят: каналообразующая аппаратура, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), устройство синхронизации времени УСВ-2 (далее – УСВ-2) и программное обеспечение ПК «Энергосфера» (далее - ПО). В состав ИВК энергосбытовой организации каналообразующая аппаратура, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, сервер опроса, сервер приложений, сервер резервного копирования, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), обеспечение ПК «Энергосфера» (далее - ПО). ИВК предназначен для автоматического сбора и хранения результатов измерений, автоматической диагностики состояния средств измерений, подготовки отчетов и передачи их различным пользователям.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности без учета коэффициента

трансформации. 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний, второй уровень системы, ИВК ООО «Мултон Партнерс» и ИВК энергосбытовой организации, на котором выполняется 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, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности через каналы связи.

Данные хранятся в сервере БД. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Система осуществляет обмен данными между АИИС КУЭ по каналам связи Internet в формате xml-файлов.

Данные по группам точек поставки в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и другим заинтересованным организациям, передаются с ИВК в виде XML-файлов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка, в том числе с использованием ЭЦП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы либо с АРМ энергосбытовой компании.

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

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-2, подключенным к серверу ИВК ООО «Мултон Партнерс», синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной системы ГЛОНАСС/GPS, получаемых от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сличение шкалы времени счетчиков и шкалы времени сервера ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера более чем на ± 2 с. (настраиваемый параметр, может быть изменен в порядке текущей эксплуатации).

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера ИВК 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 АИИС КУЭ не предусмотрено.

АИИС КУЭ присвоен заводской номер 054ТНЭ, он указывается типографским способом на формуляре АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ, приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение ПК «Энергосфера».

ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Метрологически значимой частью специализированного программного обеспечения АИИС КУЭ является библиотека `pso_metr.dll`. Данная библиотека выполняет функции

синхронизации, математической обработки информации, поступающей от приборов учета, и является неотъемлемой частью АИИС КУЭ.

Таблица 1 – Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПК «Энергосфера» не влияет на метрологические характеристики, указанные в таблицах 2-4.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК и их метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ.

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			УСВ	Сервер БД
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	2	3	4	5	6	7
1	ЗРУ-10 кВ Мултон, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 1	ARJP3 600/5 Кл.т. 0,5 Рег. № 40732-09	VRQ2n/S2 (10000/√3)/(100/√3) Кл.т. 0,5 Рег. № 47913-11	ЦЭ6850М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 20176-06	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP ProLiant
2	ЗРУ-10 кВ Мултон, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 14	ARJP3 600/5 кл.т. 0,5 Рег. № 40732-09	VRQ2n/S2 (10000/√3)/(100/√3) Кл.т. 0,5 Рег. № 47913-11	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20176-06		
3	ЗРУ-10 кВ Мултон, 1 с.ш. 10 кВ, яч. 16	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 51623-12	VRC2/S1F (10000/√3)/(100/√3) Кл.т. 0,5 Рег. № 18841-99	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20176-06		

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			УСВ	Сервер БД
		ТТ	ТН	Счётчик		
1	2	3	4	5	6	7
4	ЗРУ-10 кВ Мултон, 2 с.ш. 10 кВ, яч. 15	ТОЛ-СЭЩ-10 600/5 кл.т. 0,5S Рег. № 51623-12	VRC2/S1F (10000/ $\sqrt{3}$)/(100/ $\sqrt{3}$) Кл.т. 0,5 Рег. № 18841-99	ЦЭ6850М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20176-06		

Примечания:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера ИВК без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид Электроэнергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %
1	Активная	1,6	1,9
	Реактивная	2,4	2,8
2	Активная	1,7	2,3
	Реактивная	2,6	3,7
3-4	Активная	1,3	2,1
	Реактивная	2,1	3,4

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Погрешность в рабочих условиях указана $\cos\phi = 0,8$ инд $I=0,2 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1-4 от плюс 5 до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счетчиков ЭЭ, °С	98 до 102 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,8 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды в месте расположения счётчиков электрической энергии, °С - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -5 до +35 от -5 до +35
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счётчики электрической энергии ЦЭ6850М: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер БД: - HP ProLiant: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	160000 2 261163 0,5
Глубина хранения информации Счётчики электрической энергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	128 45 10 3,5
Погрешность СОЕВ, $\pm \Delta$, с	5

Надежность системных решений:

- 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;

журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения в счётчике электрической энергии;
- коррекции времени в счетчиках и сервере;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счётчике электрической энергии (функция автоматизирована);

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений приращений электроэнергии на интервалах 30 минут (функция автоматизирована);
- сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформатор тока	ARJP3	40732-09	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	51623-12	6
Трансформатор напряжения	VRQ2n/S2	47913-11	6
Трансформатор напряжения	VRC2/S1F	18841-99	4
Счётчик электрической энергии многофункциональный	ЦЭ6850М	20176-06	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Сервер базы данных	HP ProLiant	-	1
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	-	2
Формуляр	ТНЭ.ФО.054	-	1
Методика поверки	-	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе:

- «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ООО «Мултон Партнерс» - х. Новоалександровка Ростовской области, аттестованной ООО «Транснефтьэнерго», аттестат аккредитации № RA.RU.311308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «Мултон Партнерс» - х. Новоалександровка Ростовской области

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

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

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

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Мултон Партнерс»
(ООО «Мултон Партнерс»)

ИНН 7701215046

Юридический адрес: 119633, г. Москва, Новоорловская ул, д. 7

Тел.: +7 (86342) 5-99-99

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Мултон Партнерс»
(ООО «Мултон Партнерс»)

ИНН 7701215046

Юридический адрес: 119633, г. Москва, Новоорловская ул, д. 7

Тел.: +7 (86342) 5-99-99

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефтьэнерго»

(ООО «Транснефтьэнерго»)

ИНН 7703552167

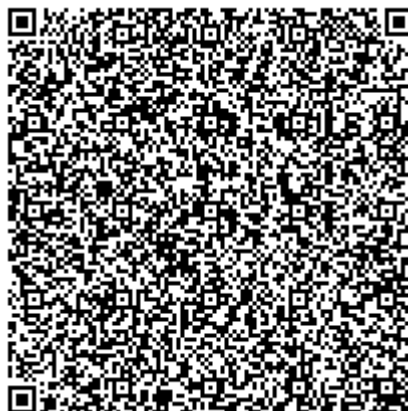
Адрес: 123112, г. Москва, наб. Пресненская, д. 4, стр. 2, помещ. 07.17.1

Телефон: +7(499) 799-86-88

Факс: +7(499) 799-86-91

E-mail: info@tne.transneft.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311308.



УТВЕРЖДЕНО
 приказом Федерального агентства
 по техническому регулированию
 и метрологии
 от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89895-23

Лист № 1
 Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Датчики виброскорости с токовым выходом AP161X

Назначение средства измерений

Датчики виброскорости с токовым выходом AP161X (далее – датчик) предназначены для измерений виброскорости.

Описание средства измерений

Датчик представляет собой устройство со встроенным пьезоэлектрическим акселерометром и электронным блоком, осуществляющим измерение, однократное интегрирование и преобразование СКЗ виброскорости в пропорциональный токовый сигнал 4-20 мА.

Принцип действия датчика основан на использовании прямого пьезоэффекта - генерации электрического сигнала, пропорционального воздействующему ускорению. Пьезокерамический чувствительный элемент, работающий по «сдвиговой» схеме, и электронный блок находятся в герметичном металлическом корпусе.

Модификации датчиков отличаются номинальным значением коэффициента преобразования, типом соединителя и способом крепления к объекту контроля.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер, состоящий из арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на корпус.

Внешний вид датчиков представлен на рисунке 1.

Конструктивные особенности датчиков приведены в таблице 1.

Структура обозначений датчиков (символы «X» могут отсутствовать):

AP161	X	X	X.XX	XX
TD – опция с расширенным температурным диапазоном обозначение коэффициента преобразования, мА/(мм·с ⁻¹): 0,08; 0,10; 0,16; 0,20; 0,27; 0,31; 0,32; 0,40; 0,53; 0,63; 0,64; 0,80; 1,26; 1,60 буквенное обозначение вывода: А – разъём 2-пин (AR0701 (5/8-24 UNF)); В – встроенный кабель; С – встроенный металлорукав индекс модификации (один символ – 1, 2, 3)				

Таблица 1

Наименование модификации	Номинальное значение коэффициента преобразования, мА/(мм·с ⁻¹)	Способ крепления
AP1611-XX.XX	0,08; 0,10; 0,16; 0,20; 0,27; 0,31; 0,32; 0,40; 0,53; 0,63; 0,64; 0,80; 1,26; 1,60	Шпилька М6×12
AP1612-XX.XX		Винт М6×55
AP1613-XX.XX		3 винта М4×14
AP1611-XX.XXTD	0,08; 0,20; 0,40; 0,80	Шпилька М6×12
AP1612-XX.XXTD		Винт М6×55
AP1613-XX.XXTD		3 винта М4×14



а) AP1611-AX.XXXX



б) AP1611-BX.XXXX



в) AP1611-CX.XXXX



г) AP1612-AX.XXXX



д) AP1612-BX.XXXX



е) AP1612-CX.XXXX



ж) AP1613-AX.XXXX



з) AP1613-BX.XXXX



и) AP1613-CX.XXXX

Рисунок 1 – Внешний вид датчиков

Пломбирование датчиков не предусмотрено.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измеряемой СКЗ виброскорости, мм/с: - для AP161X-X0.08, AP161X-X0.08TD - для AP161X-X0.10 - для AP161X-X0.16 - для AP161X-X0.20, AP161X-X0.20TD - для AP161X-X0.27 - для AP161X-X0.31 - для AP161X-X0.32 - для AP161X-X0.40, AP161X-X0.40TD - для AP161X-X0.53 - для AP161X-X0.63 - для AP161X-X0.64 - для AP161X-X0.80, AP161X-X0.80TD - для AP161X-X1.26 - для AP161X-X1.60	от 2,0 до 200 от 2,0 до 160 от 2,0 до 100 от 2,0 до 80,0 от 2,0 до 60,0 от 2,0 до 50,8 от 2,0 до 50,0 от 0,2 до 40,0 от 0,2 до 30,0 от 0,2 до 25,4 от 0,2 до 25,0 от 0,2 до 20,0 от 0,2 до 12,7 от 0,2 до 10,0
Номинальное значение коэффициента преобразования на базовой частоте 80 Гц, мА/(мм·с ⁻¹): - для AP161X-X0.08, AP161X-X0.08TD - для AP161X-X0.10 - для AP161X-X0.16 - для AP161X-X0.20, AP161X-X0.20TD - для AP161X-X0.27 - для AP161X-X0.31 - для AP161X-X0.32 - для AP161X-X0.40, AP161X-X0.40TD - для AP161X-X0.53 - для AP161X-X0.63 - для AP161X-X0.64 - для AP161X-X0.80, AP161X-X0.80TD - для AP161X-X1.26 - для AP161X-X1.60	0,08 0,10 0,16 0,20 0,27 0,31 0,32 0,40 0,53 0,63 0,64 0,80 1,26 1,60
Отклонение действительного значения коэффициента преобразования от номинального значения, %, в пределах	±10
Рабочий диапазон частот, Гц: - для AP161X-X0.08, AP161X-X0.10, AP161X-X0.16, AP161X-X0.20, AP161X-X0.27, AP161X-X0.31, AP161X-X0.32 - для AP161X-X0.40, AP161X-X0.53, AP161X-X0.63, AP161X-X0.64, AP161X-X0.80, AP161X-X1.26, AP161X-1.60, AP161X-X0.08TD, AP161X-X0.20TD, AP161X-X0.40TD, AP161X-X0.80TD	от 2 до 1000 от 10 до 1000
Относительный коэффициент поперечного преобразования, %, не более	5
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений СКЗ виброскорости на базовой частоте 80 Гц, %	$\pm(0,05+0,1/V_{\text{изм}}) \cdot 100^*$
Коэффициент влияния температуры окружающего воздуха, %/°C	±0,2
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха, %, не более	от +18 до +25 80
* - где $V_{\text{изм}}$ – измеренное значение СКЗ виброскорости, мм/с	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Напряжение питания постоянного тока	от 9 до 25
Масса датчика без кабеля, кг, не более	0,120
Габаритные размеры датчика (диаметр×высота), мм, не более: - для AP1611-XX.XX - для AP1612-XX.XX - для AP1613-XX.XX	36×85 36×75 38×65
Рабочие условия эксплуатации датчика: а) температура окружающего воздуха, °С: - для AP161X-XX.XX - для AP161X-XX.XXTD б) относительная влажность воздуха при температуре +35 °С, %	от -40 до +80 от -60 до +150 до 95

Знак утверждения типа

Нанесение знака утверждения типа на средство измерений не предусмотрено. Знак утверждения типа наносят на заглавный лист паспорта АБКЖ.433650ПС и руководства по эксплуатации АБКЖ.433650РЭ типографским способом в левом верхнем углу.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность датчиков

Наименование	Обозначение	Количество
Датчики виброскорости с токовым выходом	AP161X*	1 шт.
Датчики виброскорости с токовым выходом AP161X. Паспорт	АБКЖ.433650ПС	1 экз.
Датчики виброскорости с токовым выходом AP161X. Руководство по эксплуатации	АБКЖ.433650РЭ	1 экз. на партию
Комплект принадлежностей		по требованию
* – исполнение по заказу (индивидуальное обозначение по конструкторской документации)		

Сведения о методиках измерений

приведены в АБКЖ.433650РЭ, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2018 г. № 2772 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений виброперемещения, виброскорости, виброускорения и углового ускорения»;

АБКЖ.433650ТУ Датчик виброскорости с токовым выходом AP161X. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ГлобалТест» (ООО «ГлобалТест»)
ИНН 5254021532

Юридический адрес: 607185, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Павлика Морозова, д. 6
Телефон: (83130) 67777, Факс (83130) 67778

E-mail: mail@globaltest.ru

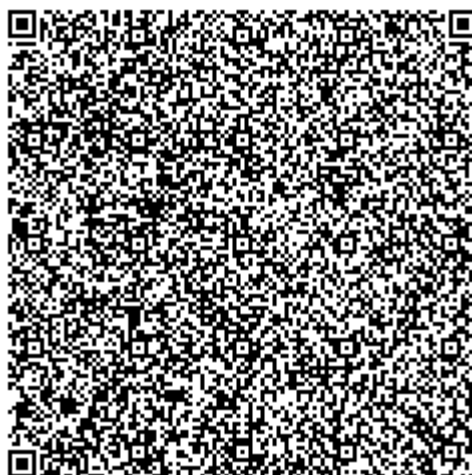
Web-site: www.globaltest.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ГлобалТест» (ООО «ГлобалТест»)
ИНН 5254021532
Адрес: 607185, Нижегородская обл., г. Саров, ул. Павлика Морозова, д. 6
Телефон: (83130) 67777
Факс: (83130) 67778
E-mail: mail@globaltest.ru
Web-site: www.globaltest.ru

Испытательный центр

Федеральное Государственное унитарное предприятие «Российский федеральный ядерный центр - Всероссийский научно-исследовательский институт экспериментальной физики» (ФГУП «РФЯЦ-ВНИИЭФ»)
607188, Нижегородская обл., г. Саров, пр-кт Мира, д. 37
Телефон: (83130) 22224, 23375
Факс: (83130) 22232
E-mail: nio30@olit.vniief.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311769.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89896-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тахографы многофункциональные (с функциями автомобильного компьютера и АСН) «МАК-1»

Назначение средства измерений

Тахографы многофункциональные (с функциями автомобильного компьютера и АСН) «МАК-1» (далее – тахографы) предназначены для измерений текущих навигационных параметров по сигналам навигационных космических аппаратов глобальных навигационных спутниковых систем (далее – ГНСС) ГЛОНАСС/GPS одновременно; измерений количества электрических импульсов от датчиков движения, определения на их основе координат потребителя, скорости, пройденного пути автотранспортных средств, интервала времени, синхронизации шкалы времени внутреннего опорного генератора тахографа со шкалой времени блока средства криптографической защиты информации (далее – СКЗИ) при работе по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS одновременно.

Описание средства измерений

Принцип действия тахографов основан на измерении псевдодальностей и доплеровских смещений частот по сигналам ГНСС ГЛОНАСС в частотном диапазоне L1 и GPS на частоте L1 навигационным модулем ГНСС, а также подсчете электрических импульсов от датчиков движения, количество которых пропорционально пройденному автотранспортным средством пути. Расчет характеристических коэффициентов тахографов при установке на этапе эксплуатации на колесных транспортных средствах, осуществляется в соответствии с руководством по эксплуатации.

Навигационный модуль ГНСС определяет координаты и скорость автотранспортного средства и синхронизирует внутреннюю шкалу времени блока СКЗИ с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) по сигналам ГНСС. Результаты измерений блока СКЗИ в неизменном виде выгружаются на внешние носители, отображаются в графическом виде и на чеке.

Электрические импульсы от датчиков движения поступают в электронный блок тахографов, где обрабатываются микропроцессором по заданным алгоритмам.

Результаты сохраняются в энергонезависимой памяти тахографов, выгружаются на внешние носители, подписанные электронной подписью, отображаются в графическом виде и на чеке.

Конструктивно тахографы состоят из моноблока с блоком СКЗИ и навигационной антенны. На лицевой панели тахографов расположены дисплей, органы управления, крышка термопринтера и слоты для установки электронных карт. Блок СКЗИ состоит из навигационного модуля ГНСС, криптографического сопроцессора, управляющего микроконтроллера, встроенного резервного источника электропитания и энергонезависимой памяти, совмещенных в одном корпусе.

Метрологические характеристики тахографов обеспечиваются при работе с импульсными датчиками движения, имеющими следующие параметры выходного сигнала:

- количество импульсов на один километр пройденного пути: от 1000 до 64255;
- амплитуда логической единицы не менее 3,8 В (максимальное значение указано в технических условиях);
- минимальная длительность импульса не менее 200 мкс;
- амплитуда логического нуля не более 3 В (минимальное значение указано в технических условиях);
- время нарастания (спада) фронта импульса (от 10 до 90 %) не более 40 мкс;

Метрологические характеристики тахографов обеспечиваются только при работе с блоками СКЗИ, соответствующими приказу Минтранса РФ от 20.10.2020 № 440, утвержденного типа, имеющими свидетельство о поверке с неистекшим сроком действия и обладающими метрологическими и техническими характеристиками, приведенными в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические и технические характеристики блоков СКЗИ

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения по каждой координатной оси при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) при геометрическом факторе PDOP не более 3, м	± 3
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения по каждой координатной оси при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) при геометрическом факторе PDOP не более 3, м	± 15
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения скорости* в диапазоне скоростей от 0 до 180 км/ч при работе по сигналам ГЛОНАСС (L1, код СТ) и GPS (L1, код C/A) при геометрическом факторе PDOP не более 3, км/ч	± 2
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) при работе по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS, с	± 2
Рабочие условия эксплуатации	не хуже рабочих условий эксплуатации тахографа
* – плановая составляющая	

После окончания срока действия ключей блока СКЗИ он выдает информацию тахографу о блокировке ключей, прекращая электронную подпись измеряемых данных. Для продолжения эксплуатации тахографа необходимо, согласно эксплуатационной документации, заменить блок СКЗИ на аналогичный активированный блок, имеющий свидетельство о поверке с не истекшими сроком действия.

Тахографы обеспечивают дискретности выдачи измеренных данных, приведенные в таблице 2.

Таблица 2 – Дискретности выдачи тахографом измеренных данных

Наименование источника информации	Дискретность выдачи
Файл блока СКЗИ	координаты (широта и долгота): 0,00000001 ° координаты (высота): 1 м скорость: 1 км/ч время: 1 с
Файл тахографа для выгрузки на внешние носители данных	пройденный путь: 1 км скорость: 1 км/ч интервал времени: 1 мин время: 1 с
Чек контрольный	пройденный путь: 1 км скорость: 1 км/ч интервал времени: 1 мин время: 1 мин координаты (широта и долгота): 0,00000001°
Дисплей	координаты (широта и долгота): 0,0001° скорость: 1 км/ч время блока СКЗИ: 1 с время тахографа: 1 мин пройденный путь: 0,1 км

Серийный номер в виде цифро-буквенного обозначения, состоящего из арабских цифр и букв латинского алфавита, наносится на информационную табличку корпуса тахографов в месте, указанном на рисунке 1.

Знак поверки на корпус тахографов не наносится.

Общий вид тахографов, обозначение мест нанесения знака утверждение типа, серийного номера, схема пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Общий вид тахографов, обозначение мест нанесения знака утверждение типа, серийного номера, схема пломбировки от несанкционированного доступа

Программное обеспечение

Тахографы работают под управлением специализированного программного обеспечения (далее – ПО).

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

Таблица 3 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	v.1376
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже v.1376

Метрологические и технические характеристики

Таблица 4 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерений интервала времени в диапазоне от 60 до 86400 с, с	± 4
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений скорости* в диапазоне от 20 до 180 км/ч по сигналам ГНСС при геометрическом факторе ухудшения точности $PDOP \leq 3$, км/ч	± 2
Доверительные границы абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерений скорости в диапазоне от 20 до 180 км/ч по импульсному сигналу датчика движения, км/ч	± 2
Доверительные границы абсолютной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения по каждой координатной оси при работе по сигналам ГНСС при геометрическом факторе ухудшения точности $PDOP \leq 3$, м	± 3
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) определения координат местоположения по каждой координатной оси при работе по сигналам ГНСС при геометрическом факторе ухудшения точности $PDOP \leq 3$, м	± 15
Доверительные границы относительной инструментальной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) измерений пройденного пути в диапазоне от 1 до 9 999 999,9 км, %	± 1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации внутренней шкалы времени с национальной шкалой координированного времени UTC(SU) при работе по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS, с	± 2
Доверительные границы абсолютной погрешности (при доверительной вероятности 0,95) синхронизации шкалы времени внутреннего опорного генератора тахографа со шкалой времени блока СКЗИ при работе по сигналам ГНСС ГЛОНАСС/GPS, с	± 2
* – плановая составляющая	

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Питание от источника питания постоянного тока, В	от 8 до 36
Масса, кг, не более	1
Габаритные размеры, мм, не более:	
- длина	185
- ширина	188
- высота	59
Рабочие условия эксплуатации:	
- температура окружающего воздуха, °С	от -40 до +70
- относительная влажность при температуре +20°С, %, не более	80

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы руководства по эксплуатации и паспорта типографским способом, и на информационную табличку корпуса тахографов.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тахограф	«МАК-1»	1 шт.
Антенна GSM/GPRS	—	1 шт.
Антенна ГЛОНАСС/GPS	—	1 шт.
Рулон термохимической бумаги	—	1 шт.
Комплект монтажный	—	1 комплект
Руководство по эксплуатации. Часть 1	SM21004.000.000-01РЭ	1 шт.
Руководство по эксплуатации. Часть 2	SM21004.000.000-02РЭ	1 шт.*
Руководство по эксплуатации. Часть 3	SM21004.000.000-03РЭ	1 шт.*
Руководство по эксплуатации. Часть 4	SM21004.000.000-04РЭ	1 шт.*
Паспорт	SM21004.000.000 ПС	1 шт.
* – доступно на сайте или по запросу у предприятия-изготовителя или его официального представителя		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в п. 3 «Режим эксплуатации» документа SM21004.000.000-01РЭ «Тахограф многофункциональный (с функциями автомобильного компьютера и АСН) «МАК-1». Руководство по эксплуатации. Часть 1».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Министерства транспорта Российской Федерации от 28 октября 2020 г. № 440 «Об утверждении требований к тахографам, устанавливаемым на транспортные средства, категорий и видов транспортных средств, оснащаемых тахографами, правил использования, обслуживания и контроля работы тахографов, установленных на транспортные средства»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

ТУ 26.51.20-126-56828934-2021. Тахограф многофункциональный (с функциями автомобильного компьютера и АСН) «МАК-1». Технические условия.

Правообладатель

Акционерное общество «ШТРИХ-М» (АО «ШТРИХ-М»)

ИНН 5024046846

Юридический адрес: 143403, Московская обл., г.о. Красногорск, ул. Речная, д. 8

Телефон: +7 (495) 787-60-90

<https://www.shtrih-m.ru/>

E-mail: info@shtrih-m.ru

Изготовители

Акционерное общество «ШТРИХ-М» (АО «ШТРИХ-М»)

ИНН 5024046846

Юридический адрес: 143403, Московская обл., г.о. Красногорск, ул. Речная, д. 8

Адрес места осуществления деятельности: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 19, стр. 4

Телефон: +7(495) 787-60-90

<https://www.shtrih-m.ru/>

E-mail: info@shtrih-m.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Транспортный проект»
(ООО «Транспортный проект»)

ИНН 7714391458

Юридический адрес: 125252, г. Москва, пр-д Березовой рощи, д. 10, эт 1, помещ. VI

Адрес места осуществления деятельности: 115280, г. Москва, ул. Ленинская Слобода, д. 19, стр. 6, оф. 612

Телефон: +7(495) 796-01-53

E-mail: auto@4transport.ru

Испытательный центр

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

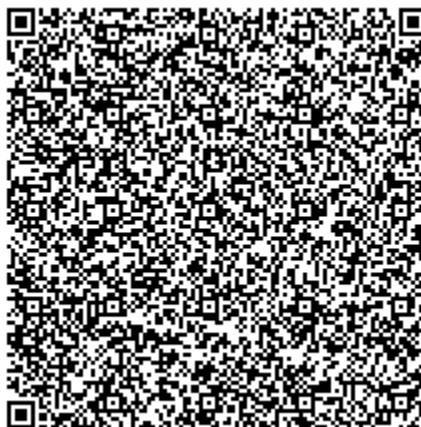
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): +7(495) 526-63-00

Web-сайт: vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89897-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Установка акустическая поверочная ПЗД-1

Назначение средства измерений

Установка акустическая поверочная ПЗД-1 (далее – установка) предназначена для измерений уровня, частоты и коэффициента гармоник синусоидального звукового давления, воспроизводимого акустическим калибратором. Установка соответствует требованиям к рабочим эталонам единицы звукового давления в воздушной среде, установленным в Приказе Росстандарта № 2537 от 30.11.2018 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений звукового давления в воздушной среде и аудиометрических шкал».

Описание средства измерений

Принцип действия установки основан на преобразовании звукового давления с помощью конденсаторного микрофона в электрический сигнал и его дальнейшей обработки специализированным микропроцессором измерительного блока. Сведения о режиме работы установки и измерительная информация отображаются на дисплее компьютера с установленным специальным программным обеспечением (далее – ПО).

Конструктивно установка состоит из приёмника звука (капсюль микрофонный конденсаторный ВМК-206 с предусилителем), измерительного блока (преобразователь напряжения измерительный цифровой ЭКОФИЗИКА-110А, рег. № 73243-18), блока питания микрофона (блок микрофонный ОКТАФОН-ЛАБ) и ПО.

Общий вид установки представлен на рисунке 1. Установке присвоен серийный номер 01. Серийный номер в формате цифрового обозначения указывается на информационной наклейке на корпусе измерительного блока в месте, указанном на рисунке 2. Пломбирование установки не предусмотрено. Нанесение знака поверки на установку не предусмотрено.

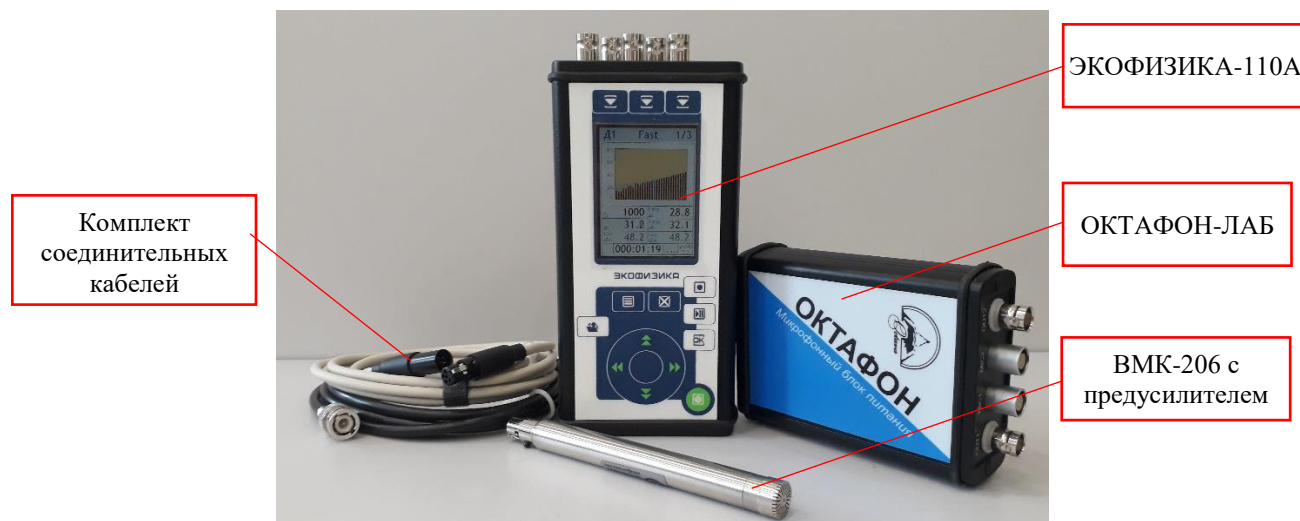


Рисунок 1 – Общий вид установки

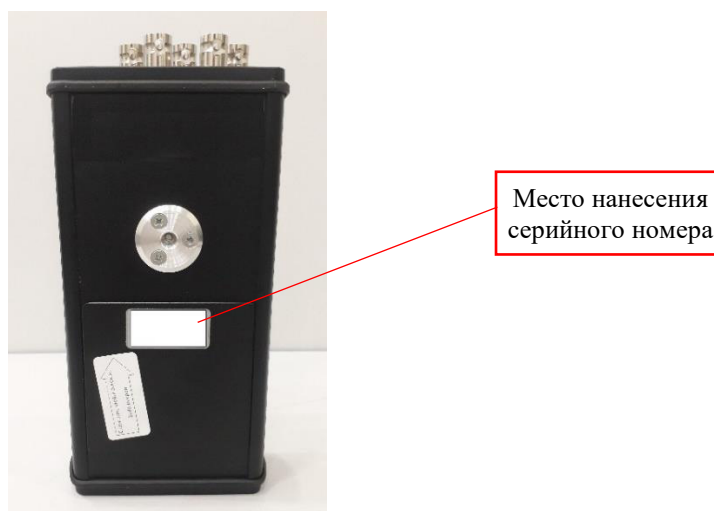


Рисунок 2 – Место нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Для управления режимами работы установки и обработки измерительных сигналов применяется ПО.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии, который доступен для просмотра в меню.

В соответствии с п. 4.3 рекомендации по метрологии Р 50.2.077-2014 конструкция установок исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию. ПО недоступно пользователю и не подлежит изменению на протяжении всего времени функционирования установки.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «низкий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Signal+CBL
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже v. 1.0
Цифровой идентификатор ПО	—

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений звукового давления, дБ (исх. 20 мкПа)	от 93 до 124
Доверительные границы (при доверительной вероятности 0,95) относительной погрешности измерений звукового давления в КМО* в диапазоне частот от 160 до 1250 Гц, дБ	$\pm 0,18$
Уровень собственных шумов при измерениях звукового давления в диапазоне частот от 160 до 1250 Гц, дБ (исх. 20 мкПа), не более	22
Диапазон измерений частоты, Гц	от 160 до 1250
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты	$\pm 0,003$
Диапазон измерений коэффициента гармоник при частоте первой гармоники от 160 до 1250 Гц, %	от 1 до 10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений коэффициента гармоник, %, не более	$\pm 0,3$
* КМО – камера малого объёма	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Габаритные размеры, мм, не более	
преобразователь напряжения измерительный цифровой ЭКОФИЗИКА-110А	
длина	175
ширина	86
высота	35
капсюль микрофонный конденсаторный ВМК-206	
диаметр (с сеткой)	13,2
высота (с сеткой)	13,0
блок микрофонный ОКТАФОН-ЛАБ	
длина	125
ширина	85
высота	35
Масса, г, не более	
преобразователь напряжения измерительный цифровой ЭКОФИЗИКА-110А	550
капсюль микрофонный конденсаторный ВМК-206	6,5
блок микрофонный ОКТАФОН-ЛАБ	500
Параметры электропитания:	
напряжение постоянного тока, В	5,0
сила тока, мА	500
Условия эксплуатации:	
температура окружающего воздуха, °С	от +20 до +26
относительная влажность окружающего воздуха, %, не более	от 30 до 60
атмосферное давление, кПа	от 87 до 107
уровень акустических помех, дБС, не более	40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность установки

Наименование	Обозначение	Количество
1 Установка акустическая поверочная в составе:	ПЗД-1	1 шт.
1.1 Преобразователь напряжения измерительный цифровой	ЭКОФИЗИКА-110А	1 шт.
1.2 Капсюль микрофонный конденсаторный с предусилителем	ВМК-206	1 шт.
1.3 Блок микрофонный	ОКТАФОН-ЛАБ	1 шт.
1.4 Специальное программное обеспечение	Signal+CBL	1 шт.
1.5 Комплект соединительных кабелей и принадлежностей	—	1 комп.
2 Руководство по эксплуатации	—	1 экз.
3 Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 6 «Применение установки» документа «Установка акустическая поверочная ПЗД-1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 30 ноября 2018 г. № 2537 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений звукового давления в воздушной среде и аудиометрических шкал».

Правообладатель

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

Юридический адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Изготовитель

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

Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

Испытательный центр

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

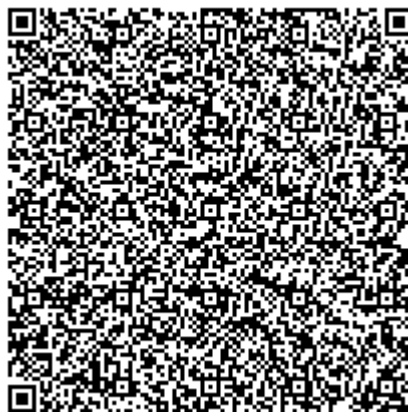
Адрес: 141570, Московская обл., г. Солнечногорск, рп. Менделеево, промзона ФГУП «ВНИИФТРИ»

Телефон (факс): (495) 526-63-00

Web-сайт: www.vniiftri.ru

E-mail: office@vniiftri.ru

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89898-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Фурье-спектрометры инфракрасные ИнфраЛЮМ ФТ

Назначение средства измерений

Фурье-спектрометры инфракрасные ИнфраЛЮМ ФТ (далее по тексту – спектрометры) предназначены для измерений содержания органических и неорганических веществ в твердых, жидких и газообразных образцах по спектрам поглощения в инфракрасной области электромагнитного излучения в соответствии с методами (методиками) измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия спектрометров основан на измерении интенсивности оптического излучения, прошедшего через кювету с исследуемым образцом, в инфракрасной области спектра. Конструкция спектрометров включает в себя следующие основные составные части: источник излучения в инфракрасной области, интерферометр, приемник излучения и систему обработки сигнала.

Основой спектрометров является интерферометр в котором при движении светоделителя происходит изменение разности хода между интерферирующими лучами. Регистрируемый световой поток на выходе интерферометра в зависимости от разности хода (интерферограмма) представляет собой Фурье-образ регистрируемого оптического спектра. Сам спектр в шкале волновых чисел получается после выполнения обратного преобразования Фурье интерферограммы.

Спектрометры конструктивно выполнены в виде настольных лабораторных приборов и выпускаются в следующих модификациях: ИнфраЛЮМ ФТ-08 с элементами оптической схемы из бромида калия (KBr), и ИнфраЛЮМ ФТ-08М с элементами оптической схемы из селенида цинка (ZnSe).

Нанесение знака поверки на спектрометры и пломбирование спектрометров не предусмотрено.

Заводской номер в формате цифрового обозначения, идентифицирующий каждый экземпляр спектрометра, наносится методом термотрансферной печати на информационную табличку (шильд), которая расположена на его задней панели.

Общий вид спектрометров приведен на рисунке 1. Вид шильда с наименованием спектрометра и его заводским номером приведен на рисунке 2.



Рисунок 1 – Общий вид спектрометра



Рисунок 2 – Вид шильда с наименованием спектрометра и его заводским номером

Программное обеспечение

Спектрометры оснащены автономным ПО СпектраЛЮМ и встроенным ПО, которое управляет работой спектрометра и отображает, обрабатывает и хранит полученные данные.

Таблица 1- Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
	Встроенное ПО	Автономное ПО
Идентификационное наименование ПО	---	SpLumMetroModule.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	49.06.23.05.04	2.0.1.326
Цифровой идентификатор ПО	---	fab75a7f2a0c49035994 915567e9aa6d
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	---	MD5
Примечание – Значения цифрового идентификатора ПО, указанные в таблице, относятся только к ПО указанной версии		

Встроенное ПО предназначено для сбора данных и передачи их в автономное ПО и для реализации аппаратных функций прибора.

К метрологически значимой части автономного ПО СпектраЛЮМ относится файл SpLumMetroModule.dll. Метрологически значимая часть ПО выполняет следующие функции:

- обработка данных, поступающих от встроенного ПО;
- создание и хранение файлов интерферограмм и файлов спектров;
- сохранение результатов измерений на жестком диске персонального компьютера;
- создание отчетов по результатам измерений.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» по Р 50.2.077-2014. Влияние ПО на метрологические характеристики учтено при нормировании последних.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 -Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон измерений по шкале волновых чисел, см^{-1}	от 537 до 3100
Пределы допускаемого значения абсолютной погрешности измерений по шкале волновых чисел, см^{-1}	$\pm 1,0$
Отношение сигнал/шум ¹⁾ для волнового числа 2175 см^{-1} , определяемое в интервале $\pm 25 \text{ см}^{-1}$ для разрешения 4 см^{-1} и времени накопления 60 с, не менее	18000
¹⁾ - при использовании для расчета отношения сигнал/шум размаха шума	

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон показаний по шкале волновых чисел, см^{-1} – модификация ИнфраЛЮМ ФТ-08 – модификация ИнфраЛЮМ ФТ-08М	от 350 до 8000 от 500 до 8000
Спектральное разрешение, см^{-1} , не более	0,7
Отношение сигнал/шум ¹⁾ для волнового числа 2175 см^{-1} , определяемое в интервале $\pm 25 \text{ см}^{-1}$ для разрешения 4 см^{-1} и времени накопления 60 с, не менее	60000
Уровень положительного и отрицательного псевдорассеянного света, вызванного нелинейностью фотоприемной системы, %	$\pm 0,25$
Габаритные размеры (ДхШхВ), мм, не более	580х550х340
Масса, кг, не более	32
Питание спектрометров от сети переменного тока: – напряжение питания переменного тока, В – частота, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Потребляемая мощность, В·А, не более	65
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	2500

Продолжение таблицы 3

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – атмосферное давление, кПа – относительная влажность, %, не более	от 17 до 28 от 84 до 106,7 75
¹⁾ - при использовании для расчета отношения сигнал шум среднеквадратичного значения шума	

Знак утверждения типа

наносится на шильд и титульный лист Руководства по эксплуатации методом компьютерной графики.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность спектрометра

Наименование	Обозначение	Количество
Фурье-спектрометр инфракрасный ИнфраЛЮМ ФТ	ИнфраЛЮМ ФТ-08 или ИнфраЛЮМ ФТ-08М	1 шт.
Электронный носитель с записанным программным обеспечением и руководством пользователя программным обеспечением	-	1 шт.
Комплект ЗИП	-	1 шт.
Аксессуары	-	По заказу
Формуляр	015.01-00-00-000 ФО	1 экз.
Руководство по эксплуатации ^{*)}	015.01-00-00-000 РЭ	1 экз.
^{*)} - может поставляться на электронном носителе		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в эксплуатационном документе 015.01-00-00-000 РЭ «Фурье-спектрометр инфракрасный ИнфраЛЮМ ФТ. Модификации ИнфраЛЮМ ФТ-08, ИнфраЛЮМ ФТ-08М. Руководство по эксплуатации», подраздел 2.7 «Проведение измерений».

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений спектрометры применяются в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ТУ 26.51.53-015-20506233-2022 «Фурье-спектрометры инфракрасные ИнфраЛЮМ ФТ. Технические условия».

Правообладатель

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

ИНН 7816033050

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 11, лит. И, к. 205, помещ. 1-Н, ком. 25

Телефон/Факс: +7 (812) 335-03-36

E-mail: lumex@lumex.ru

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс» (ООО «Люмэкс»).

ИНН 7816033050

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 11, лит. И, к. 205, помещ. 1-Н, ком. 25

Адрес места осуществления деятельности: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 11, лит. И, к. 205, помещ. 1-Н

Телефон/Факс: +7 (812) 335-03-36

E-mail: lumex@lumex.ru

Общество с ограниченной ответственностью «Люмэкс-маркетинг»

(ООО «Люмэкс-маркетинг»)

ИНН 7801472150

Юридический адрес: 195220, г. Санкт-Петербург, ул. Обручевых, д. 1, лит. Б, помещ. 1Н, ком. 84

Адрес места осуществления деятельности: 195220, г. Санкт-Петербург, ул. Обручевых, д. 1, лит. Б

Тел./Факс: (812)335-03-36

E-mail: lumex@lumex.ru

Испытательный центр

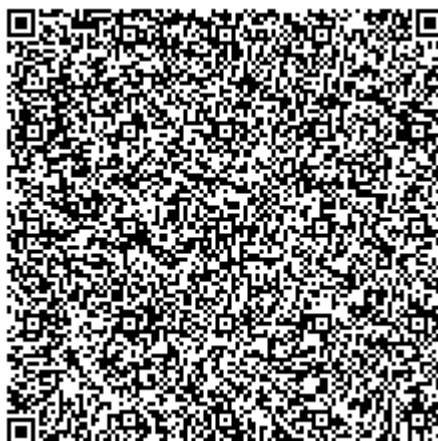
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

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

Телефон: +7(812) 251-76-01, факс: +7 (812) 713-01-14

E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89899-23

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические однофазные Меркурий 150

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические однофазные Меркурий 150 (далее – счетчики) предназначены для многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной, полной электрической мощности, частоты, напряжения, силы переменного тока, параметров качества электроэнергии в однофазных двухпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании электрических сигналов от датчиков тока и напряжения переменного тока из аналоговой формы в цифровую с последующим расчетом и обработкой данных с помощью микроконтроллера. Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), анализ и формирование событий, формирование профилей мощности и архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти. Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ), а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

Каналы учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каналы учета счетчиков

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
A+	A1+A4	A1+A2+A3+A4
A-	A2+A3	0
R+	R1+R2	R1+R3
R-	R3+R4	R2+R4
Примечания: 1 A+ (R+) – активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления. 2 A- (R-) – активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления. 3 A1, A2, A3, A4 (R1, R2, R3, R4) – активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно. 4 По каналам учета A+, A-, R+, R- возможно отображение учтенной электрической энергии на ЖКИ, ведение профилей мощности, формирование импульсов на испытательном выходе.		

Прямое направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной электрической энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной электрической энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.

Счетчики выпускаются в модификациях, отличающихся базовым и максимальным током, а также конструкцией и функциональными возможностями, связанными с метрологически незначимым (прикладным) программным обеспечением.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков приведена в таблице 2.

Счетчики модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке). Счетчики модификации Меркурий 150U предназначены для эксплуатации внутри и снаружи помещений, в том числе с установкой на опоры линий электропередач.

Таблица 2 – Структура условного обозначения модификаций счетчиков

Меркурий	150	M	U	2	-nn	DOKnHW	RLnGnesEFnC	.	RLnGnesEFnCQn
									Тип сменного модуля R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Qn – многофункциональный модуль, где n – номер модификации (от 1 до 9) . – разделитель кода
									Тип встроенного интерфейса R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 9) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN
									Функциональные возможности D – протокол СПОДЭС/DLMS O – встроенное силовое реле отключения нагрузки Kn – многофункциональные входы/выходы, где n – номер модификации (от 1 до 9) H – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали W – наличие выносного дисплея в комплекте поставки -nn – код базового, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности по таблице 3 2 – двунаправленный учет, при отсутствии цифры – однонаправленный учет U – сплит-исполнение M – наличие отсека для сменного модуля связи 150 – серия счетчика
Торговая марка									
Примечания: 1 Отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции 2 При наличии выносного дисплея в комплекте поставки символ «W» отсутствует на корпусе счетчика и наносится только на упаковку счетчика 3 В счетчиках с индексом «D» используется протокол передачи данных «СПОДЭС» на основе и в соответствии с IEC 62056 DLMS/COSEM с учетом требований стандарта ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными» (версия 4) (далее – «СПОДЭС»)									

Таблица 3 – Коды базового, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности

Код	Базовый/ максимальный ток $I_b/I_{\text{макс}}$, А	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, В	Постоянная счетчика в режиме телеметрия/поверка, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) [имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)]	Класс точности по активной/реактивно й электрической энергии
-01	5/60	230	500 / 32000	1/2
-02	5/100	230	250 / 16000	1/2
-08	5/80	230	250 / 16000	1/2
-09	10/100	230	250 / 16000	1/2

Счетчики по способу подключения к электросети являются счетчиками непосредственного включения по току. Схема включения счетчика – однофазная двухпроводная.

Счетчики обеспечивают измерение и расчет параметров:

- учтенная активная, реактивная электрическая энергия прямого и обратного направлений, в том числе по тарифам (не менее чем по четырем тарифным зонам), нарастающим итогом и на начало отчетных периодов, включая энергию потерь;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного напряжения;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного тока и тока нейтрали;
- расчет разности фазного тока и тока нейтрали (небаланс токов);
- активная, реактивная, полная электрическая мощности;
- коэффициент мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- соотношение реактивной и активной электрических мощностей (коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$) (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- максимумы электрической мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- частота питающей сети;
- температура внутри корпуса (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- текущее время и дата;
- время работы (наработка) счетчика.
- ПКЭ:
 - отклонение основной частоты напряжения электропитания от номинального значения;
 - длительность отклонения частоты от номинального значения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
 - положительное (контрольный, метрологически ненормированный параметр), отрицательное (контрольный, метрологически ненормированный параметр), установившееся отклонение напряжения;
 - глубина провала напряжения;
 - длительность провала напряжения;
 - максимальное значение напряжения при перенапряжении (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
 - длительность перенапряжения;
 - длительность прерывания напряжения;
 - коэффициент искажения синусоидальности напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр).

Счетчики модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 имеют встроенный ЖКИ для отображения измеряемых параметров.

Счетчики модификации Меркурий 150U не имеют встроенного ЖКИ и могут комплектоваться выносным дисплеем Меркурий 258, произведенным ООО «НПК «Инкотекс», ООО «НПФ «Моссар», для отображения измеряемых параметров.

Чтение измеряемых параметров со счетчиков возможно по любому из имеющихся интерфейсов связи.

Счетчики выполнены в пластиковом корпусе, не поддерживающем горение. Конструктивно счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодки и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами.

Счетчики имеют светодиодный индикатор функционирования с программируемыми функциями, являющийся одновременно индикатором импульсов учета электроэнергии.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку, расположенную на лицевой панели счетчиков, любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунках 1 и 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба со знаком поверки.

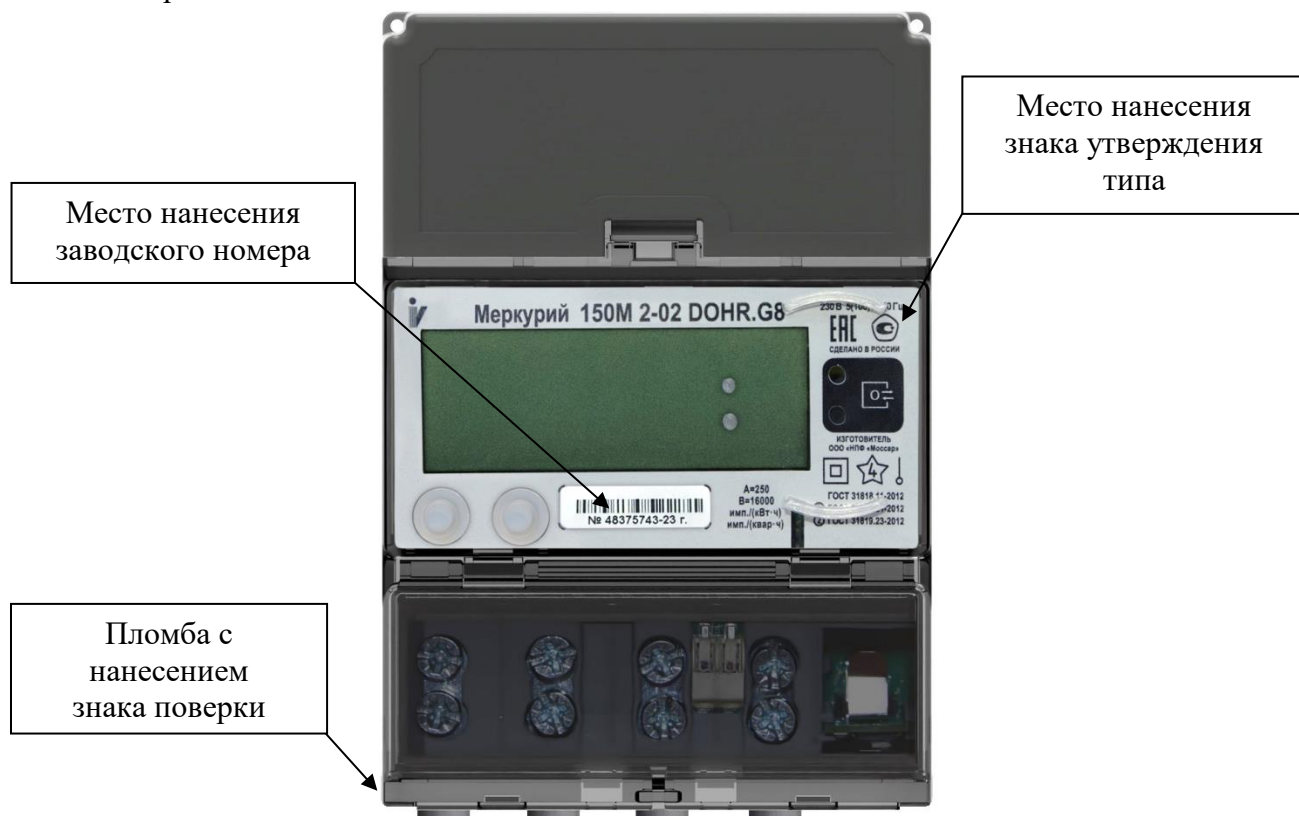


Рисунок 1 – Общий вид счетчиков модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

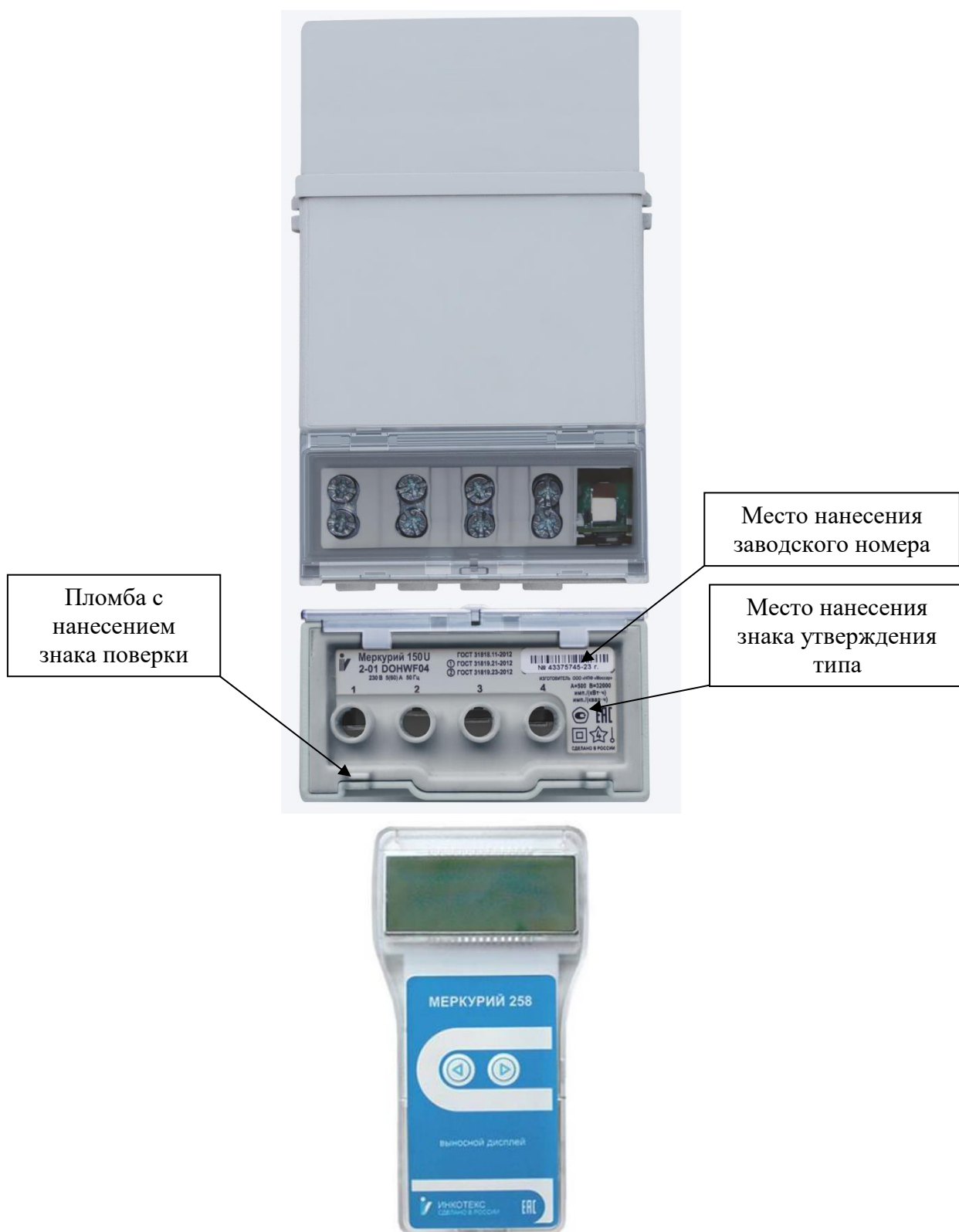


Рисунок 2 – Общий вид счетчиков модификации Меркурий 150U с выносным дисплеем с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В счетчиках используется встроенное в микроконтроллер ПО.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл, имеющий единый цифровой идентификатор (контрольную сумму CRC16). Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Встроенное ПО может быть установлено или переустановлено только на предприятии-изготовителе. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	M150_01_00_00_00_xx_xx_xx_xx
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически значимой части встроенного ПО	01.00.00.00
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО, не ниже: – для модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 – для модификации Меркурий 150U	06.58.01.01 06.52.01.01
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – xx_xx_xx_xx – версия метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО.	

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и накопленную измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип включения цепей напряжения/тока	Непосредственное
Класс точности при измерении активной электрической энергии прямого и обратного направлений по ГОСТ 31819.21-2012	1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений по ГОСТ 31819.23-2012	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230
Базовый ток $I_б$, А	5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	60; 80; 100
Номинальное значение частоты сети $f_{ном}$, Гц	50
Постоянная счетчика в режиме телеметрии/поверка, имп./(кВт·ч) [имп./(квар·ч)]	500 / 32000 250 / 16000
Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	от $0,7 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока, А	от $0,05 \cdot I_б$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока, %, в диапазоне: $- 0,05 \cdot I_б \leq I < I_б$	$\pm \left[1 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_б}{I_x} - 1 \right) \right]$

Наименование характеристики	Значение
$-I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm \left[0,6 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
Диапазон измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов), А	от $0,15 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов), %, в диапазоне: $-0,15 \cdot I_6 \leq I < I_6$ $-I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm \left[1 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ $\pm \left[0,6 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
Диапазон измерений активной электрической мощности, Вт	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$
Диапазон измерений полной электрической мощности, В·А	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной, полной электрической мощности, %	приведены в таблице 6
Диапазон измерений реактивной электрической мощности, вар	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической мощности, %	приведены в таблице 7
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	от -80 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 10 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания, с	от 0,02 до 60
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания, с	$\pm 0,04$
Значение точности хода часов, с/сутки: – в нормальных условиях	$\pm 0,5$

Наименование характеристики	Значение
– в диапазоне рабочих температур	$\pm 5,0$
– при отключенном питании	$\pm 5,0$
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 45 до 75
Примечание – I_x – измеренное значение силы переменного тока, А.	

Таблица 6 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной и полной электрической мощности

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	1,0	$\pm 1,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,5$
	0,8 (при емкостной нагрузке)	
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,0$
	0,8 (при емкостной нагрузке)	

Таблица 7 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической мощности

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	1,00	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 2,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	0,50	$\pm 2,5$
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 2,0$
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	$\pm 2,5$

Таблица 8 – Средний температурный коэффициент при измерении активной электрической энергии и мощности

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности 1
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,05
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,07

Таблица 9 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии и мощности

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности 2
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,10
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,15

Таблица 10 – Средний температурный коэффициент при измерении полной электрической мощности, напряжения, силы переменного тока

Значение тока, А	Средний температурный коэффициент %/К, для счетчиков класса точности 1
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,1

Таблица 11 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,7
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	1,0

Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.

Таблица 12 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	1,5

Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.

Таблица 13 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной энергии и мощности при изменении частоты электропитания

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,7

Таблица 14 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной энергии и мощности при изменении частоты электропитания

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	2,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	

Таблица 15 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой гармониками в цепях напряжения и тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,8$

Таблица 16 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной составляющей и четными гармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 17 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной составляющей в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 6,0$

Таблица 18 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой нечетными гармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 19 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой субгармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 20 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 21 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии, реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 22 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 23 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии, реактивной электрической мощности, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 24 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,7$
$I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,0$

Таблица 25 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$
$I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,5$

Таблица 26 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 27 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 28 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре +30 °C, %, не более	от -45 до +70 95
Стартовый ток, А, не менее: – для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 – для счетчиков класса точности 2 по ГОСТ 31819.23-2012	$0,004 \cdot I_b$ $0,005 \cdot I_b$
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепью напряжения переменного тока счетчиков, Вт ($B \cdot A$), не более	2 (10)
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепью напряжения переменного тока счетчика при наличии модема (наличие одного из индексов «RLnGnEFnQn» в названии счетчика), Вт ($B \cdot A$), не более	6 (30)
Полная электрическая мощность, потребляемая цепью переменного тока счетчика, $B \cdot A$, не более	0,1
Количество тарифов, не менее	4
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – модификации Меркурий 150M, Меркурий 150 – модификация Меркурий 150U – выносной дисплей	130×90×65 151×99×58 150,5×80,0×19,5
Масса, кг, не более – счетчик – выносной дисплей	0,55 0,2
Срок хранения данных в энергонезависимой памяти, лет, не менее: - данные измерений и журналы событий - параметры настройки и встроенное ПО	5 на весь срок службы
Средняя наработка на отказ, ч	320000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель счетчиков методом печати или лазерной маркировки или другим способом, не ухудшающим качества.

Комплектность средства измерений

Таблица 29 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический однофазный Меркурий 150	В соответствии с модификацией	1 шт.
Комплект гермовводов	В соответствии с модификацией	1 шт.
Формуляр	ФО 26.51.63.130-073-75961757-2023	1 экз.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	РЭ 26.51.63.130-073-75961757-2023	1 экз.
Методика поверки ²⁾	-	1 экз.
Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	В соответствии с модификацией	1 шт.
Скоба для установки на опоре (поставляется только с модификацией Меркурий 150U)	В соответствии с модификацией	1 шт.
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий»	—	1 шт.
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков «СПОДЭС»	—	1 шт.
Оптоадаптер «Меркурий 255.1» ³⁾	АВЛГ 699.00.00	1 шт.
¹⁾ В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru .		
²⁾ Размещается на сайте https://fgis.gost.ru .		
³⁾ Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63.130-073-75961757-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

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

ТУ 26.51.63.130-073-75961757-2023 «Счетчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 150». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма
«Моссар» (ООО «НПФ «Моссар»)
ИНН 6454073547

Адрес юридического лица: 413090, Саратовская обл., г. Маркс, пр-кт Ленина,
д. 111

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма
«Моссар» (ООО «НПФ «Моссар»)
ИНН 6454073547

Адрес: 413090, Саратовская обл., г. Маркс, пр-кт Ленина, д. 111

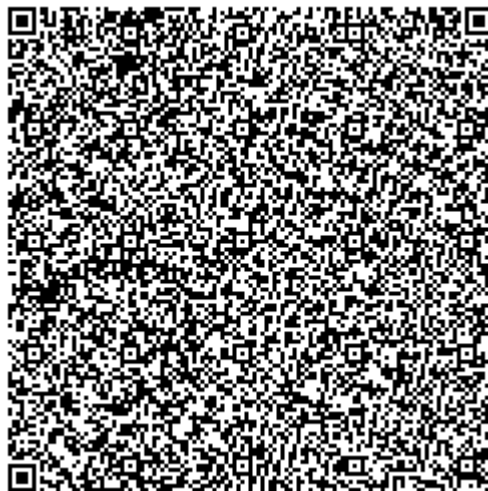
Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60,
помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89900-23

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счетчики электрической энергии статические однофазные Меркурий 150

Назначение средства измерений

Счетчики электрической энергии статические однофазные Меркурий 150 (далее – счетчики) предназначены для многотарифного измерения активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений, активной, реактивной, полной электрической мощности, частоты, напряжения, силы переменного тока, параметров качества электроэнергии в однофазных двухпроводных электрических сетях переменного тока частотой 50 Гц.

Описание средства измерений

Принцип действия счетчиков основан на преобразовании электрических сигналов от датчиков тока и напряжения переменного тока из аналоговой формы в цифровую с последующим расчетом и обработкой данных с помощью микроконтроллера. Микроконтроллер выполняет расчет мгновенных и усредненных значений параметров сети, производит подсчет количества активной и реактивной электроэнергии с учетом тарификатора, вычисление показателей качества электрической энергии (далее – ПКЭ), анализ и формирование событий, формирование профилей мощности и архивов показаний на начало периодов и сохранение всей информации в энергонезависимой памяти. Измеренные и накопленные данные и события могут быть просмотрены на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ), а также переданы на верхний уровень управления по интерфейсам связи.

Каналы учета активной и реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Каналы учета счетчиков

Наименование канала учета	Двухнаправленный учет	
	С учетом знака	По модулю
A+	A1+A4	A1+A2+A3+A4
A-	A2+A3	0
R+	R1+R2	R1+R3
R-	R3+R4	R2+R4
Примечания: 1 A+ (R+) – активная (реактивная) электрическая энергия прямого направления. 2 A- (R-) – активная (реактивная) электрическая энергия обратного направления. 3 A1, A2, A3, A4 (R1, R2, R3, R4) – активная (реактивная) составляющие вектора полной электрической энергии первого, второго, третьего и четвертого квадрантов соответственно. 4 По каналам учета A+, A-, R+, R- возможно отображение учтенной электрической энергии на ЖКИ, ведение профилей мощности, формирование импульсов на испытательном выходе.		

Прямое направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 0° до 90° и от 270° до 360° , реактивной электрической энергии – от 0° до 90° и от 90° до 180° .

Обратное направление передачи активной электрической энергии соответствует углам сдвига фаз между током и напряжением от 90° до 180° и от 180° до 270° , реактивной электрической энергии – от 180° до 270° и от 270° до 360° .

Счетчики могут эксплуатироваться как автономно, так и в составе автоматизированной системы сбора данных.

Счетчики выпускаются в модификациях, отличающихся базовым и максимальным током, а также конструкцией и функциональными возможностями, связанными с метрологически незначимым (прикладным) программным обеспечением.

Структура условного обозначения модификаций счетчиков приведена в таблице 2.

Счетчики модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 предназначены для эксплуатации внутри помещений, а также могут быть использованы в местах, имеющих дополнительную защиту от влияния окружающей среды (установлены в помещении, в шкафу, в щитке). Счетчики модификации Меркурий 150U предназначены для эксплуатации внутри и снаружи помещений, в том числе с установкой на опоры линий электропередач.

Таблица 2 – Структура условного обозначения модификаций счетчиков

Меркурий	150	M	U	2	-nn	DOKnHW	RLnGnesEFnC	.	RLnGnesEFnCQn
									Тип сменного модуля R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 99) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN Qn – многофункциональный модуль, где n – номер модификации (от 1 до 9) . – разделитель кода
									Тип встроенного интерфейса R – интерфейс RS485 Ln – PLC-модем, где n – стандарт/технология PLC связи (от 1 до 9) Gn – радиointерфейс, где n – стандарт/технология мобильной связи (от 1 до 9) e – eSIM s – SIMchip формата MFF2 E – Ethernet TX Fn – радиointерфейс RF, где n – стандарт/технология беспроводной связи (от 01 до 99) C – CAN
									Функциональные возможности D – протокол СПОДЭС/DLMS O – встроенное силовое реле отключения нагрузки Kn – многофункциональные входы/выходы, где n – номер модификации (от 1 до 9) H – наличие измерительного элемента в цепи нейтрали W – наличие выносного дисплея в комплекте поставки -nn – код базового, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности по таблице 3 2 – двунаправленный учет, при отсутствии цифры – однонаправленный учет U – сплит-исполнение M – наличие отсека для сменного модуля связи 150 – серия счетчика
Торговая марка									
Примечания: 1 Отсутствие буквы кода означает отсутствие соответствующей функции 2 При наличии выносного дисплея в комплекте поставки символ «W» отсутствует на корпусе счетчика и наносится только на упаковку счетчика 3 В счетчиках с индексом «D» используется протокол передачи данных «СПОДЭС» на основе и в соответствии с IEC 62056 DLMS/COSEM с учетом требований стандарта ПАО «Россети» «Приборы учета электрической энергии. Требования к информационной модели обмена данными» (версия 4) (далее – «СПОДЭС»)									

Таблица 3 – Коды базового, максимального тока, номинального напряжения, постоянной счетчика, класса точности

Код	Базовый/ максимальный ток $I_b/I_{\text{макс}}$, А	Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, В	Постоянная счетчика в режиме телеметрия/поверка, имп./($\text{кВт}\cdot\text{ч}$) [имп./($\text{квар}\cdot\text{ч}$)]	Класс точности по активной/реактивно й электрической энергии
-01	5/60	230	500 / 32000	1/2
-02	5/100	230	250 / 16000	1/2
-08	5/80	230	250 / 16000	1/2
-09	10/100	230	250 / 16000	1/2

Счетчики по способу подключения к электросети являются счетчиками непосредственного включения по току. Схема включения счетчика – однофазная двухпроводная.

Счетчики обеспечивают измерение и расчет параметров:

- учтенная активная, реактивная электрическая энергия прямого и обратного направлений, в том числе по тарифам (не менее чем по четырем тарифным зонам), нарастающим итогом и на начало отчетных периодов, включая энергию потерь;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного напряжения;
- мгновенные (за один период частоты сети) и усредненные значения фазного тока и тока нейтрали;
- расчет разности фазного тока и тока нейтрали (небаланс токов);
- активная, реактивная, полная электрическая мощности;
- коэффициент мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- соотношение реактивной и активной электрических мощностей (коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$) (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- максимумы электрической мощности (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- частота питающей сети;
- температура внутри корпуса (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
- текущее время и дата;
- время работы (наработка) счетчика.
- ПКЭ:
 - отклонение основной частоты напряжения электропитания от номинального значения;
 - длительность отклонения частоты от номинального значения (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
 - положительное (контрольный, метрологически ненормированный параметр), отрицательное (контрольный, метрологически ненормированный параметр), установившееся отклонение напряжения;
 - глубина провала напряжения;
 - длительность провала напряжения;
 - максимальное значение напряжения при перенапряжении (контрольный, метрологически ненормированный параметр);
 - длительность перенапряжения;
 - длительность прерывания напряжения;
 - коэффициент искажения синусоидальности напряжения (контрольный, метрологически ненормированный параметр).

Счетчики модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 имеют встроенный ЖКИ для отображения измеряемых параметров.

Счетчики модификации Меркурий 150U не имеют встроенного ЖКИ и могут комплектоваться выносным дисплеем Меркурий 258, произведенным ООО «НПК «Инкотекс», ООО «НПФ «Моссар», для отображения измеряемых параметров.

Чтение измеряемых параметров со счетчиков возможно по любому из имеющихся интерфейсов связи.

Счетчики выполнены в пластиковом корпусе, не поддерживающем горение. Конструктивно счетчики состоят из корпуса с крышками, клеммной колодки и установленными внутри печатными платами с радиоэлементами.

Счетчики имеют светодиодный индикатор функционирования с программируемыми функциями, являющийся одновременно индикатором импульсов учета электроэнергии.

Заводской номер наносится на маркировочную наклейку, расположенную на лицевой панели счетчиков, любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид счетчиков с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), мест нанесения знака утверждения типа и заводского номера представлен на рисунках 1 и 2. Способ ограничения доступа к местам настройки (регулировки) – пломба со знаком поверки.

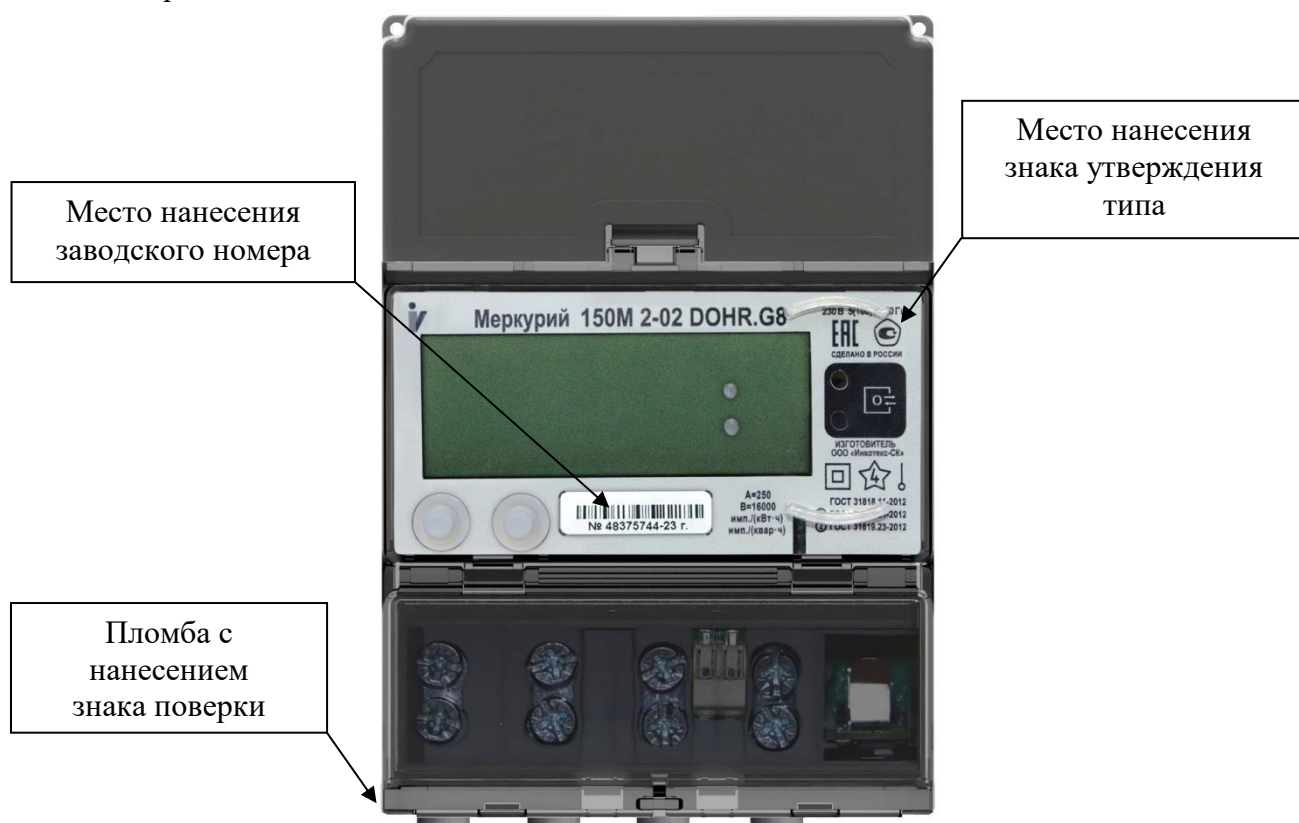


Рисунок 1 – Общий вид счетчиков модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

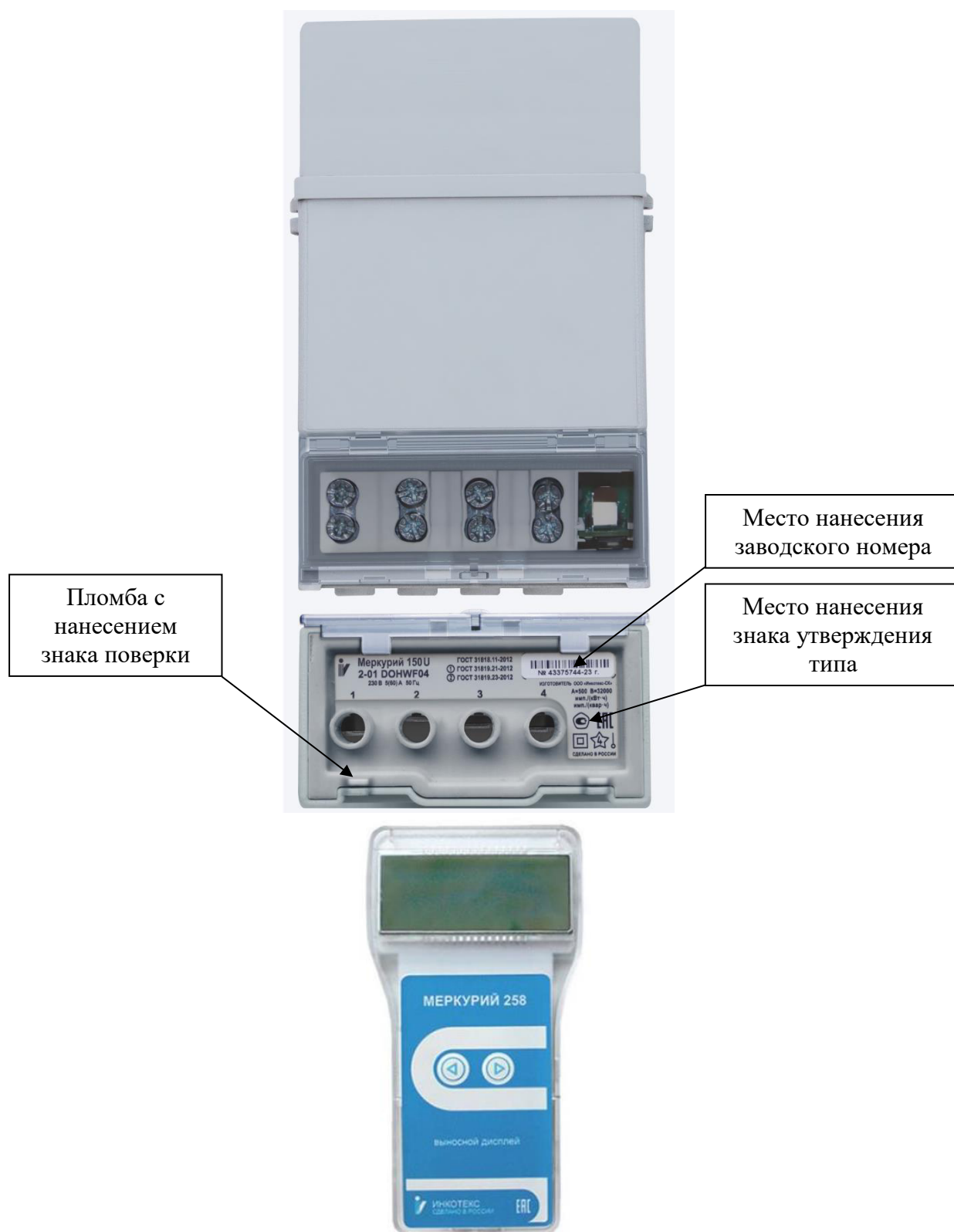


Рисунок 2 – Общий вид счетчиков модификации Меркурий 150U с выносным дисплеем с указанием места ограничения доступа к местам настройки (регулировки), места нанесения знака утверждения типа, места нанесения заводского номера

Программное обеспечение

В счетчиках используется встроенное в микроконтроллер ПО.

Встроенное ПО разделено на метрологически значимую и метрологически незначимую (прикладную) части, которые объединены в единый файл, имеющий единый цифровой идентификатор (контрольную сумму CRC16). Метрологические характеристики счетчиков нормированы с учетом влияния встроенного ПО.

Встроенное ПО может быть проверено, установлено или переустановлено только на предприятии-изготовителе и не может быть считано со счетчиков. Идентификационные данные встроенного ПО приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	M150_01_00_00_00_xx_xx_xx_xx
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически значимой части встроенного ПО	01.00.00.00
Номер версии (идентификационный номер ПО) метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО, не ниже: – для модификаций Меркурий 150М, Меркурий 150 – для модификации Меркурий 150U	06.58.01.01 06.52.01.01
Цифровой идентификатор ПО	-
Примечание – xx_xx_xx_xx – версия метрологически незначимой (прикладной) части встроенного ПО.	

Конструкция счетчиков исключает возможность несанкционированного влияния на встроенное ПО и накопленную измерительную информацию. Уровень защиты встроенного ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий», в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 5 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Тип включения цепей напряжения/тока	Непосредственное
Класс точности при измерении активной электрической энергии прямого и обратного направлений по ГОСТ 31819.21-2012	1
Класс точности при измерении реактивной электрической энергии прямого и обратного направлений по ГОСТ 31819.23-2012	2
Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	230
Базовый ток I_6 , А	5; 10
Максимальный ток $I_{макс}$, А	60; 80; 100
Номинальное значение частоты сети $f_{ном}$, Гц	50
Постоянная счетчика в режиме телеметрия/поверка, имп./кВт·ч [имп./квар·ч]	500 / 32000 250 / 16000
Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	от $0,7 \cdot U_{ном}$ до $1,2 \cdot U_{ном}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений напряжения переменного тока, %	$\pm 0,5$
Диапазон измерений силы переменного тока, А	от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{макс}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений силы переменного тока, %, в диапазоне: – $0,05 \cdot I_6 \leq I < I_6$	

Наименование характеристики	Значение
$-I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm \left[1 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ $\pm \left[0,6 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
Диапазон измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов), А	от $0,15 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений разности между током фазы и током нейтрали (небаланс токов), %, в диапазоне: $-0,15 \cdot I_6 \leq I < I_6$ $-I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	$\pm \left[1 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_6}{I_x} - 1 \right) \right]$ $\pm \left[0,6 + 0,01 \cdot \left(\frac{I_{\text{макс}}}{I_x} - 1 \right) \right]$
Диапазон измерений активной электрической мощности, Вт	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$ $0,5 \leq \cos \varphi \leq 1$
Диапазон измерений полной электрической мощности, В·А	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной, полной электрической мощности, %	приведены в таблице 6
Диапазон измерений реактивной электрической мощности, вар	$U_{\text{ном}}$ от $0,05 \cdot I_6$ до $I_{\text{макс}}$ $0,5 \leq \sin \varphi \leq 1$
Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической мощности, %	приведены в таблице 7
Диапазон измерений частоты переменного тока, Гц	от 42,5 до 57,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений отклонения частоты переменного тока Δf , Гц	от -7,5 до +7,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений отклонения частоты переменного тока, Гц	$\pm 0,05$
Диапазон измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	от -80 до +20
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений установившегося отклонения напряжения переменного тока, % от $U_{\text{ном}}$	$\pm 0,5$
Диапазон измерений перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	от 110 до 150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности перенапряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений глубины провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$, % от $U_{\text{ном}}$	от 10 до 90
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений глубины провала напряжения, % от $U_{\text{ном}}$	± 1
Диапазон измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания, с	от 0,02 до 60

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений длительности перенапряжения, провала и прерывания, с	$\pm 0,04$
Значение точности хода часов, с/сутки: – в нормальных условиях – в диапазоне рабочих температур – при отключенном питании	$\pm 0,5$ $\pm 5,0$ $\pm 5,0$
Нормальные условия измерений: – температура окружающего воздуха, °C – относительная влажность воздуха, %	от +15 до +25 от 45 до 75
Примечание – I_x – измеренное значение силы переменного тока, А.	

Таблица 6 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной и полной электрической мощности

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	1,0	$\pm 1,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,5$
	0,8 (при емкостной нагрузке)	
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	$\pm 1,0$
	0,8 (при емкостной нагрузке)	

Таблица 7 – Пределы допускаемой относительной основной погрешности измерений реактивной электрической мощности

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной основной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I < 0,10 \cdot I_6$	1,00	$\pm 2,5$
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 2,0$
$0,10 \cdot I_6 \leq I < 0,20 \cdot I_6$	0,50	$\pm 2,5$
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$		$\pm 2,0$
$0,20 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,25	$\pm 2,5$

Таблица 8 – Средний температурный коэффициент при измерении активной электрической энергии и мощности

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Средний температурный коэффициент, %/K, для счетчиков класса точности 1
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,05
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,07

Таблица 9 – Средний температурный коэффициент при измерении реактивной электрической энергии и мощности

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Средний температурный коэффициент, %/К, для счетчиков класса точности 2
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,10
$0,2 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	0,15

Таблица 10 – Средний температурный коэффициент при измерении полной электрической мощности, напряжения, силы переменного тока

Значение тока, А	Средний температурный коэффициент %/К, для счетчиков класса точности 1
$0,1 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,1

Таблица 11 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной электрической энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,7
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	1,0
Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.		

Таблица 12 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений реактивной электрической энергии и мощности, вызываемой изменением напряжения электропитания

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	1,0
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	1,5
Примечание – Для диапазонов напряжения от минус 20 % до минус 10 % и от плюс 10 % до плюс 15 % пределы дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии могут в три раза превышать пределы, приведенные в таблице. При напряжении ниже $0,8 \cdot U_{\text{ном}}$ погрешность счетчика может меняться в пределах от плюс 10 % до минус 100 %.		

Таблица 13 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности измерений активной энергии и мощности при изменении частоты электропитания

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 1
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	0,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5 (при индуктивной нагрузке)	0,7

Таблица 14 – Пределы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной энергии и мощности при изменении частоты электропитания

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной или емкостной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %, для счетчиков класса точности 2
$0,05 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	1,0	2,5
$0,10 \cdot I_6 \leq I \leq I_{\text{макс}}$	0,5	

Таблица 15 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности счетчиков при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой гармониками в цепях напряжения и тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,8$

Таблица 16 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной составляющей и четными гармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 17 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии и реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной составляющей в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}/\sqrt{2}$	1,0	$\pm 6,0$

Таблица 18 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой нечетными гармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 19 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой субгармониками в цепи тока

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$0,5 \cdot I_6$	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 20 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_6	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 21 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии, реактивной электрической мощности, вызываемой постоянной магнитной индукцией внешнего происхождения

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_6	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 22 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении активной электрической энергии, активной и полной электрической мощности, напряжения и силы переменного тока, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_6	1,0	$\pm 2,0$

Таблица 23 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности при измерении реактивной электрической энергии, реактивной электрической мощности, вызываемой магнитной индукцией внешнего происхождения 0,5 мТл

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_6	1,0	$\pm 3,0$

Таблица 24 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 0,7$
$I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,0$

Таблица 25 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой самонагревом счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$ (при индуктивной нагрузке)	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
$I_{\text{макс}}$	1,0	$\pm 1,0$
$I_{\text{макс}}$	0,5	$\pm 1,5$

Таблица 26 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счетчика, при измерении активной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 27 – Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, вызываемой перегрузкой входным током счетчика, при измерении реактивной электрической энергии

Значение тока, А	Коэффициент $\sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной дополнительной погрешности, %
I_b	1,0	$\pm 1,5$

Таблица 28 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °C - относительная влажность воздуха при температуре +30 °C, %, не более	от -45 до +70 95
Стартовый ток, А, не менее: – для счётчиков класса точности 1 по ГОСТ 31819.21-2012 – для счетчиков класса точности 2 по ГОСТ 31819.23-2012	0,004· I_b 0,005· I_b
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепью напряжения переменного тока счетчиков, Вт ($B \cdot A$), не более	2 (10)
Активная (полная) электрическая мощность, потребляемая цепью напряжения переменного тока счетчика при наличии модема (наличие одного из индексов «RLnGnEFnQn» в названии счетчика), Вт ($B \cdot A$), не более	6 (30)
Полная электрическая мощность, потребляемая цепью переменного тока счетчика, $B \cdot A$, не более	0,1
Количество тарифов, не менее	4
Габаритные размеры (высота×длина×ширина), мм, не более: – модификации Меркурий 150M, Меркурий 150 – модификация Меркурий 150U – выносной дисплей	130×90×65 151×99×58 150,5×80,0×19,5
Масса, кг, не более – счетчик – выносной дисплей	0,55 0,2
Срок хранения данных в энергонезависимой памяти, лет, не менее: - данные измерений и журналы событий - параметры настройки и встроенное ПО	5 на весь срок службы
Средняя наработка на отказ, ч	320000
Средний срок службы, лет	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации типографским способом и на лицевую панель счетчиков методом печати или лазерной маркировки или другим способом, не ухудшающим качества.

Комплектность средства измерений

Таблица 29 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии статический однофазный Меркурий 150	В соответствии с модификацией	1 шт.
Комплект гермовводов	В соответствии с модификацией	1 шт.
Формуляр	ФО 26.51.63.130-073-74537069-2023	1 экз.
Руководство по эксплуатации ¹⁾	РЭ 26.51.63.130-073-74537069-2023	1 экз.
Методика поверки ²⁾	-	1 экз.
Выносной дисплей (при наличии в комплекте со счетчиком)	В соответствии с модификацией	1 шт.
Скоба для установки на опоре (поставляется только с модификацией Меркурий 150U)	В соответствии с модификацией	1 шт.
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков Меркурий»	—	1 шт.
Программное обеспечение «Конфигуратор счетчиков «СПОДЭС»	—	1 шт.
Оптоадаптер «Меркурий 255.1» ³⁾	АВЛГ 699.00.00	1 шт.
¹⁾ В бумажном виде не поставляется. Размещается в электронном виде на сайте www.incotexcom.ru .		
²⁾ Размещается на сайте https://fgis.gost.ru .		
³⁾ Поставляется по отдельному заказу организациям, производящим поверку счетчиков.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 5 «Устройство и работа» руководства по эксплуатации РЭ 26.51.63.130-073-74537069-2023.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

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

Приказ Росстандарта от 23 июля 2021 г. № 1436 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений электроэнергетических величин в диапазоне частот от 1 до 2500 Гц»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

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

ТУ 26.51.63.130-073-74537069-2023 «Счетчики электрической энергии статические однофазные «Меркурий 150». Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Инкотекс-СК» (ООО «Инкотекс-СК»)
ИНН 7719532487

Адрес юридического лица: 105484, г. Москва, ул. 16-я Парковая, д. 26, к. 2, оф. 2301А

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Инкотекс-СК» (ООО «Инкотекс-СК»)
ИНН 7719532487

Адрес: 105484, г. Москва, ул. 16-я Парковая, д. 26, к. 2, оф. 2301А

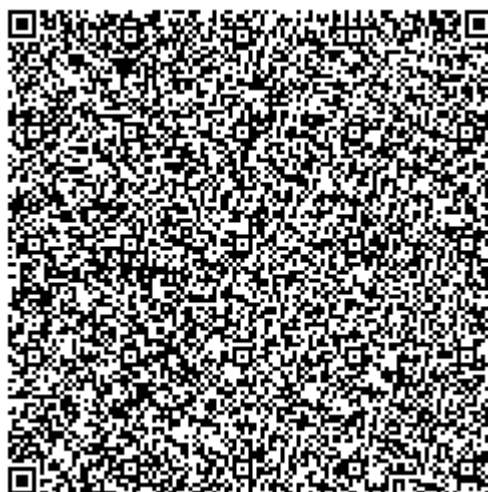
Испытательный центр

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

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

Адрес места осуществления деятельности: 117405, г. Москва, ул. Дорожная, д. 60,
помещ. № 1 (ком. №№ 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17), помещ. № 2 (ком. № 15)

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89901-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Счётчики воды комбинированные универсальные Экомера ВК

Назначение средства измерений

Счётчики воды комбинированные универсальные Экомера ВК (далее – счётчики) предназначены для измерений объёма воды в трубопроводах систем водоснабжения и тепловых сетей систем теплоснабжения.

Описание средства измерений

Счётчики состоят из сборного корпуса с двумя проточными частями разных диаметров, в которых установлены турбинный и крыльчатый счётчики воды, и переключающего пружинного клапана. Каждый счётчик имеет своё отсчётное устройство.

Принцип действия турбинного и крыльчатого счётчиков основан на измерении количества оборотов турбинки и крыльчатки соответственно, вращающихся под действием потока протекающей воды. Количество оборотов турбинки (крыльчатки) пропорционально объёму воды, прошедшему через счётчик. Масштабирующие редукторы счётных механизмов преобразуют количество оборотов турбинки (крыльчатки) в объём воды и отображают на индикаторном устройстве его значение, выраженное в единицах измерения объёма (м³).

При работе счётчика поток воды поступает в проточную часть, где одна часть воды проходит через турбинный счётчик, другая часть воды проходит через крыльчатый счётчик. При уменьшении расхода воды ниже порогового значения клапан закрывается и поток воды направляется только через крыльчатый счётчик; при увеличении расхода воды выше порогового значения клапан открывается и поток воды проходит через оба счётчика. Крыльчатый счётчик защищён от перегрузок грибовидным клапаном, который ограничивает расход воды в системе.

Объём воды, прошедшей через комбинированный счётчик, определяют путём суммирования показаний объёмов воды, измеренных крыльчатым и турбинным счётчиками.

Счётчики выпускают в следующих модификациях: Экомера ВК-50/15, Экомера ВК-50/20, Экомера ВК-65/20, Экомера ВК-80/20, Экомера ВК-100/20 и Экомера ВК-150/40, которые отличаются диаметром условного прохода, габаритными размерами и массой.

Счётчики имеют метрологический класс А или В по ГОСТ Р 50601-93.

Счётчики могут иметь импульсный выход с ценой импульса 1, 10, 100, 1000 дм³/имп. При оснащении счётчика импульсными датчиками в обозначении счётчика указывается буква «И».

Счётчики соответствуют климатическому исполнению В4 по ГОСТ 52931-2008.

Корпуса счётчиков окрашиваются в цвета, которые определяет изготовитель.

Счётчики пломбируются на регулировочном винте.

Заводской номер счётчиков имеет буквенно-цифровой формат, наносится на циферблат счётчика методом печати или на корпус методом гравировки. Знак поверки наносится на пломбу методом пломбировки и в паспорт типографским способом; знак утверждения типа – на лицевые панели счётного механизма крыльчатого и турбинного счётчиков, входящих в состав комбинированного счётчика, методом печати.

Общий вид средства измерений с указанием места пломбирования, места нанесения заводского номера, знака поверки, знака утверждения типа приведён на рисунках 1, 2.

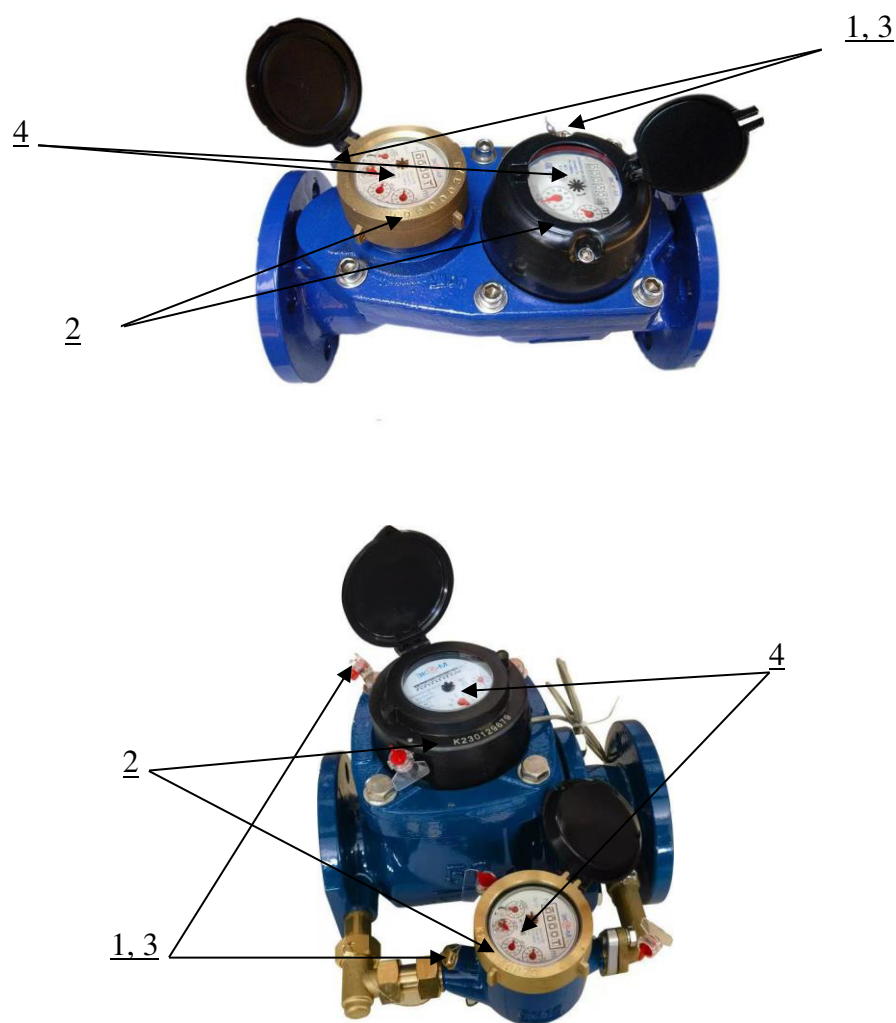


Рисунок 1 – Общий вид счётчика с указанием места пломбирования (1), заводского номера (2), знака поверки (3), знака утверждения типа (4)

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические и основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение					
Диаметр условного прохода (ДУ), мм	50/15	50/20	65/20	80/20	100/20	150/40
Минимальный расход $Q_{\min}$, м ³ /ч:						
– класс А	0,06	0,1	0,1	0,1	0,1	0,4
– класс В	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,2
Переходный расход Q_t , м ³ /ч:						
– класс А	0,15	0,25	0,25	0,25	0,25	1,0
– класс В	0,12	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8
Номинальный расход Q_n , м ³ /ч						
– класс А	15	15	25	40	60	100
– класс В	15	15	25	40	60	100
Максимальный расход $Q_{\max}$, м ³ /ч						
– класс А	30	30	50	80	120	200
– класс В	30	30	50	80	120	200
Порог чувствительности, м ³ /ч, не более	0,015	0,02				0,055
Пределы допускаемой относительной погрешности при измерении объёма, %, в поддиапазонах:						
от $Q_{\min}$ до Q_t	±5					
от Q_t (включ.) до $Q_{\max}$	±2					
Максимальное рабочее давление, МПа	1,6					
Диапазон срабатывания переключающего устройства (клапана), м ³ /ч:						
– при увеличении расхода	1,4	1,8	1,8	1,8	2,1	6,0
– при уменьшении расхода	0,7	0,8	0,8	0,8	1,2	4,2
Габаритные размеры, мм, не более						
– длина	320	320	420	420	420	550
– ширина	310	310	360	370	390	500
– высота	300	300	310	320	320	400
Масса, кг, не более	20,0	24,0	26,0	28,0	33,0	64,0
Условия эксплуатации:						
– температура окружающего воздуха, °С	от +5 до +50					
– относительная влажность при температуре 35 °С, %, не более	80					

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта типографским способом и на лицевые панели счётного механизма крыльчатого и турбинного счётчиков, входящих в состав комбинированного счётчика методом печати.

Комплектность средства измерений

Таблица 2 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счётчик воды комбинированный универсальный	Экомера ВК	1 шт.
Паспорт	—	1 экз.
Методика поверки	—	1 экз. ¹
Индивидуальная упаковка	—	1 шт.
Примечание: ¹ по требованию или в электронном виде		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделах 4 «Устройство и принцип действия» и 5 «Размещение, монтаж и подготовка к работе» паспорта.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений:

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

ТУ 4213-006-42847680-2022 Счётчики воды комбинированные универсальные Экомера ВК. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Сантехническая Компания «ЭКОМЕРА»
(ООО «СК «ЭКОМЕРА»)

ИНН 7724311892

Юридический адрес: 121471, г. Москва, ул. Рябиновая, д. 55, стр. 3, помещ. 2-3

Тел.: (495) 66-96-726, e-mail: d.stepanov@ekomera.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сантехническая Компания «ЭКОМЕРА»
(ООО «СК «ЭКОМЕРА»)

ИНН 7724311892

Адрес: 121471, г. Москва, ул. Рябиновая, д. 55, стр. 3, помещ. 2-3

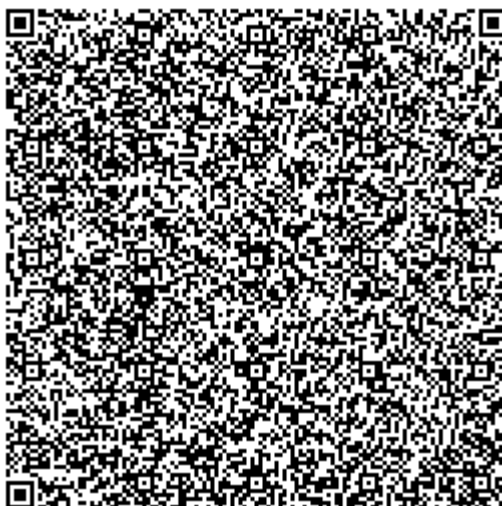
Тел.: (495) 66-96-726, e-mail: d.stepanov@ekomera.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89902-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Трансформаторы тока трёхфазные развязывающие НЕВА-Тест 6323А

Назначение средства измерений

Трансформаторы тока трёхфазные развязывающие НЕВА-Тест 6323А (далее – трансформаторы) предназначены для гальванической изоляции в цепях переменного тока с номинальным напряжением до 0,66 кВ и номинальной частотой 50Гц при электрических измерениях в составе установок при поверке и калибровке счетчиков электрической энергии.

Описание средства измерений

Трансформаторы осуществляют трансформацию первичного тока во вторичную цепь при обеспечении гальванической изоляции без изменения уровня и фазы тока.

Конструктивно трансформаторы содержат в себе три трансформатора тока (далее – ТТ), помещенные в металлический прямоугольный корпус. ТТ выполнены на тороидальных магнитопроводах.

На лицевой панели трансформаторов расположены органы управления и индикации состояния. Управление осуществляется с помощью кнопок, расположенных на лицевой панели трансформаторов или с помощью выносной панели.

Область применения: поверочные и испытательные лаборатории, а также предприятия, изготавливающие и ремонтирующие средства измерений электроэнергетических величин. Трансформаторы могут применяться для комплектации многоместных установок для поверки счётчиков электрической энергии, а также метрологических лабораторий (в том числе передвижных).

Общий вид трансформаторов с панелью управления и схемой пломбировки представлены на рисунке 1.

Имеется защита трансформаторов от несанкционированной настройки и вмешательства с помощью пломбировки крышки верхней панели специальными защитными наклейками, показана на рисунке 1.

Заводские номера наносятся в цифровом формате на лицевой панели трансформаторов с помощью лазерной гравировки или офсетной печати, показано на рисунке 1.

Знак поверки наносится на задний правый винт верхней панели трансформатора на мастичную пломбу методом давления и в формуляр трансформатора или в свидетельство о поверке в виде оттиска, показан на рисунке 1.



Рисунок 1. Внешний вид трансформаторов.
Места нанесения защитной наклейки (1),
место нанесения заводского номера (2), место нанесения знака поверки (3).

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики трансформаторов приведены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Метрологические характеристики трансформаторов

Наименование характеристики	Значение
Диапазон передачи действующего (среднеквадратического) значения силы переменного тока (I), А	от 0,005 до 120,000
Пределы допускаемой основной относительной амплитудной погрешности передачи действующего (среднеквадратического) значения силы переменного тока в диапазонах, %: 1 А < I ≤ 100 А 50 мА < I ≤ 1 А 20 мА < I ≤ 50 мА 10 мА < I ≤ 20 мА 5 мА ≤ I ≤ 10 мА	±0,02 ±0,05 ±0,05 ±0,30 ±1,00
Пределы допускаемой основной абсолютной угловой погрешности передачи действующего (среднеквадратического) значения силы переменного тока в диапазонах, мин; 1 А < I ≤ 100 А 50 мА < I ≤ 1 А 20 мА < I ≤ 50 мА 10 мА < I ≤ 20 мА 5 мА ≤ I ≤ 10 мА	±0,5 ±1,0 ±2,0 ±10,0 ±10,0
Температурный коэффициент для дополнительной температурной погрешности в диапазоне температур, %/°С: - от -10 до 0°С - от 0 до +40°С - от +40 до +50°С	±0,005 ±0,003 ±0,005

Таблица 2 – Технические характеристики трансформаторов

Наименование характеристики	Значение
Коэффициент трансформации (первичный ток : вторичный ток)	1:1
Мощность токовой цепи по каждой фазе при токе, В·А, не более: 120 А 100 А 50 А 10 А 1 А 0,1 А	120,0 100,0 50,0 10,0 1,0 0,1
Потери в первичной цепи по каждой фазе, В·А, не более: 120 А 100 А 50 А	6 5 3
Входная нагрузка по каждой фазе (для кабеля длиной 1 м с сечением 25 мм ²), мОм	0,7
Максимальная нагрузочная способность по каждой фазе при токе, мОм: 120 А 100 А 50 А 10 А 1 А 0,1 А	8,3 10,0 20,0 100,0 1000,0 10000,0

Продолжение таблицы 2

Наименование характеристики	Значение
Выходное напряжение нагрузки по каждой фазе, В	1
Полная мощность, потребляемая от сети питания, В·А, не более	40
Габаритные размеры (высота×ширина×глубина), мм, не более	370×165×200
Масса, кг, не более	17
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90 000
Средний срок службы, лет, не менее	8
Рабочие условия применения: температура окружающего воздуха, °С относительная влажность воздуха при +25°С, %, не более атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от -10 до +50 85 от 84,0 до 106,7 (от 630 до 800)

Знак утверждения типа

наносится на титульных листах руководства по эксплуатации ТАСВ.411722.009 РЭ и формуляра ТАСВ.411722.009 ФО типографским способом и на лицевой панели трансформаторов.

Комплектность средства измерений

Комплектность трансформаторов приведена в таблице 3.

Таблица 3— Комплектность трансформаторов

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока трёхфазный развязывающий	НЕВА-Тест 6323А	1
Кабель питания	-	1
Методика поверки (высылается по запросу)	-	1
Руководство по эксплуатации	ТАСВ.411722.009 РЭ	1
Формуляр	ТАСВ.411722.009 ФО	1
Дополнительные принадлежности*:		
Комплект кабелей	-	1
Выносная панель	-	1
* Дополнительные принадлежности поставляются в соответствии с договором		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ТАСВ.411722.009 РЭ в п.2.5 «Описание ТТТР».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 23 июня 2023 г. № 1491 «Государственная система обеспечения единства измерений. Государственная поверочная схема для средств измерений коэффициентов преобразования силы электрического тока»;

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

ТАСВ.411722.009 ТУ «Трансформаторы тока трёхфазные развязывающие НЕВА-Тест 6323А. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Тайпит - Измерительные Приборы»
(ООО «Тайпит - ИП»)

ИНН 7811472920

Юридический адрес: 191024, г. Санкт-Петербург, ул. Тележная, д. 3, лит. А,
помещ. 3-Н, оф. 6

Телефон: 8 (812) 326-10-90

Факс: 8 (812) 325-58-64

E-mail: meters@taipit.ru

Web-сайт: www.meters.taipit.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Тайпит - Измерительные Приборы»
(ООО «Тайпит - ИП»)

ИНН 7811472920

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 11, лит. И,
к. 205, помещ. 1-Н, ком. 25

Адрес места осуществления деятельности: 193318, г. Санкт – Петербург,
ул. Ворошилова, д. 2

Телефон: 8 (812) 326-10-90

Факс: 8 (812) 325-58-64

E-mail: meters@taipit.ru

Web-сайт: www.meters.taipit.ru

Испытательный центр

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

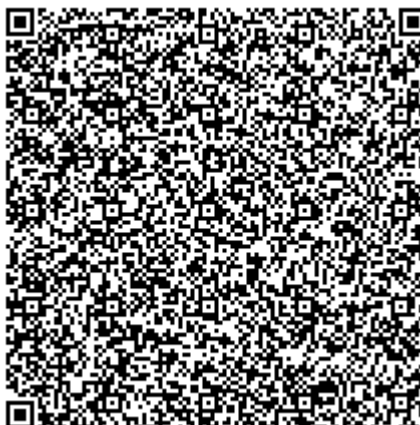
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон (факс): 8 (495) 655-30-87

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89903-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Системы измерений количества и показателей качества нефти для Береговых сооружений Морского терминала

Назначение средства измерений

Системы измерений количества и показателей качества нефти для Береговых сооружений Морского терминала (далее – СИКН) предназначены автоматизированных измерений массы нефти косвенным методом динамических измерений и показателей качества нефти по каждой СИКН при сдаче на экспорт морским транспортом через выносные причальные устройства.

Описание средства измерений

Принцип действия СИКН основан на использовании косвенного метода динамических измерений массы нефти с помощью преобразователей расхода турбинных. Выходные электрические сигналы преобразователей расхода турбинных, датчиков температуры, преобразователей давления, плотности поступают на соответствующие входы измерительно-вычислительного комплекса, который преобразует их и вычисляет массу нефти по реализованному в нем алгоритму.

Каждая СИКН представляет собой измерительную систему целевого назначения, спроектированную для конкретного объекта и состоящую из блока измерительных линий, блока измерений показателей качества нефти (далее – БИК), системы сбора, обработки информации и управления.

Блок измерительных линий каждой СИКН состоит из четырех рабочих и двух резервных измерительных линий.

Монтаж и наладка СИКН осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией на СИКН и эксплуатационными документами на ее измерительные компоненты.

В состав СИКН входят измерительные компоненты (средства измерений), приведенные в таблице 1. Измерительные компоненты могут быть заменены в процессе эксплуатации на измерительные компоненты утвержденного типа, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Измерительные компоненты

Наименование измерительного компонента	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Преобразователи расхода турбинные НТМ16 (далее – ТПР)	79393-20
Датчики температуры Rosemount 3144P	63889-16
Датчики температуры 3144P	39539-08
Преобразователи давления измерительные 3051	14061-99 14061-04 14061-10 14061-15
Преобразователи плотности измерительные модели 7835	15644-96
Преобразователи плотности жидкости измерительные модели 7835	15644-01 15644-06 52638-13
Преобразователи плотности и расхода CDM модификации CDM100P	63515-16
Влагомеры нефти поточные УДВН-2п	77816-20
Преобразователи плотности и вязкости FVM	62129-15
Расходомеры-счетчики ультразвуковые OPTISONIC 3400	57762-14
Комплексы измерительно-вычислительные ИМЦ-07 (далее – ИВК)	75139-19

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

СИКН обеспечивает выполнение следующих основных функций:

- автоматизированные измерения и вычисления массы нефти по каждому блоку измерительных линий косвенным методом динамических измерений в рабочем диапазоне расхода нефти за установленные интервалы времени;
- автоматические измерения плотности и вязкости нефти, содержания объемной доли воды нефти в каждом БИК;
- измерения давления и температуры нефти автоматические и с помощью показывающих средств измерений давления и температуры соответственно;
- проведение поверки и контроля метрологических характеристик ТПР с применением стационарной или передвижной поверочных установок;
- автоматический и ручной отбор проб нефти согласно ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб»;
- автоматические измерения объемного расхода нефти в каждом БИК;
- автоматический контроль основных показателей качества измеряемой среды (нефти) и технологических параметров работы СИКН, их индикация и сигнализация нарушений установленных границ, регистрация и хранение результатов измерений, формирование отчетов;
- защита информации от несанкционированного доступа установкой логина и паролей разного уровня доступа.

Единичные экземпляры СИКН имеют заводские № 313/42-РК-А570, № 313/42-РК-А580, № 313/42-РК-А590.

Заводские номера СИКН нанесены методом металлографии на маркировочные таблички, установленные на технологическом комплексе каждой СИКН. Возможность нанесения знака поверки на СИКН не предусмотрена.

Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа представлены на рисунке 1.



Рисунок 1 – Места нанесения заводского номера и знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) СИКН (ИБК, автоматизированные рабочие места (АРМ) оператора) обеспечивает реализацию функций СИКН. ПО ИБК и АРМ оператора настроено для работы и испытано при испытаниях СИКН в целях утверждения типа.

Наименование ПО и идентификационные данные указаны в таблице 2.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
	ПО АРМ оператора (основного и резервного)		ПО ИВК (основного и резервного)
Идентификационное наименование ПО	00000146.nmd	00000018.nmd	EMC07.Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер ПО)	-	-	PX.7000.01.09
Цифровой идентификатор ПО	0x8377D3DD*	0xEEC1954F*	1B8C4675
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC32		
*Префикс «0x» означает, что цифровой идентификатор ПО представлен в шестнадцатеричной системе счисления.			

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики каждой СИКН приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного (массового) расхода измеряемой среды (нефти), м ³ /ч (т/ч)	от 400 до 12700 (от 300 до 10795)*
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто измеряемой среды (нефти), %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто измеряемой среды (нефти), %	±0,35
*Указан максимальный диапазон измерений расхода. Фактический диапазон измерений расхода определяется при проведении поверки СИКН, фактический диапазон измерений расхода не может превышать максимальный диапазон измерений расхода.	

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Измеряемая среда	нефть
Количество измерительных линий СИКН, шт.	6 (4 рабочие, 2 резервные)
Избыточное давления измеряемой среды, МПа: - рабочий диапазон - минимальное - максимальное (расчетное) при температуре измеряемой среды 20 °С	от 1,0 до 2,0 0,3 5,1
Рабочий диапазон температуры измеряемой среды, °С	от +5 до +60
Диапазон вязкости кинематической измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, мм ² /с (сСт)	от 0,5 до 10,0
Диапазон плотности измеряемой среды в рабочем диапазоне температуры, кг/м ³	от 750 до 850
Массовая доля воды, %, не более	0,5
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05
Содержание свободного газа	не допускается
Режим работы СИКН	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 на открытой площадке СИКН, °С, не ниже - диапазон температуры окружающего воздуха в помещении БИК, °С - диапазон температуры окружающего воздуха в помещении операторной, °С	-24 от +5 до +25 от +18 до +25

Знак утверждения типа наносится

в нижней части титульного листа инструкции по эксплуатации СИКН типографским способом и на маркировочную табличку методом металлографии.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКН приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКН

Наименование	Обозначение	Количество
Системы измерений количества и показателей качества нефти для Береговых сооружений Морского терминала, заводские № 313/42-РК-А570, № 313/42-РК-А580, № 313/42-РК-А590	-	3 шт.
Инструкция по эксплуатации	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Масса нефти. Методика измерений с применением систем измерений количества и показателей качества нефти для Береговых сооружений Морского терминала» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.46214).

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».

Правообладатель

Акционерное общество «Каспийский трубопроводный консорциум-Р» (АО «КТК-Р»)
ИНН 2310040800
Юридический адрес: 353900, Краснодарский край,
г. Новороссийск, тер. Приморский округ Морской терминал
Телефон/факс: +7 (495) 966-5000, +7 (495) 966-5222, e-mail:
moscow.reception@cpcpipe.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Системы Нефть и Газ Балтия»
(ООО «Системы Нефть и Газ Балтия»)
ИНН 3908036487
Адрес: 236039, Калининградская обл., г. Калининград, ул. Портовая, д. 41
Телефон/факс: +7 (4012) 310-728, 310-729, e-mail: office@ogsb.ru

Испытательный центр

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

ИНН 7809022120

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

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

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

web-сайт: www.vniir.org

e-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89887-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и показателей качества газа в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата (установка извлечения и транспорта конденсата «Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Газпромнефть-Ямал»)

Назначение средства измерений

Система измерений количества и показателей качества газа в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата (установка извлечения и транспорта конденсата «Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Газпромнефть-Ямал») (далее – СИКГ) предназначена для выполнения измерений в автоматическом режиме количественных показателей газа, направляемого на внешний транспорт, вычисления расхода и количества газа, приведенного к стандартным условиям, определения в автоматическом режиме и режиме ручной фиксации качественных параметров газа, отображения (индикации) и регистрации результатов измерений, формирования отчетных документов.

Описание средства измерений

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы, спроектированной для конкретного объекта из компонентов серийного производства. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной документацией СИКГ и эксплуатационными документами ее компонентов. Заводской номер СИКГ 113/848.

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по измерительному каналу от средств измерений объемного расхода, давления и температуры. Компонентный состав газа определяют в аккредитованной лаборатории. Вычисление физических свойств газа проводится в соответствии с ГСССД МР 113-03. СОИ автоматически проводит вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям по ГОСТ 2939-63, по результатам измерений объемного расхода, давления и температуры газа и известному компонентному составу.

В состав СИКГ входят:

- Технологическая часть, состоящая из одной рабочей измерительной линии (далее – ИЛ) DN500 и одной резервной ИЛ DN500;
- СОИ.

Средства измерений (далее – СИ), входящие в состав СИКГ и участвующие в измерении объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – СИ, входящие в состав СИКГ

Наименование	Количество, шт.	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Блок измерительных трубопроводов		
Счетчик газа ультразвуковой КТМ600 РУС	2	62301-15
Датчик давления Метран-150	4	32854-13
Датчик температуры Rosemount 644	2	63889-16
СОИ		
Измерительно-вычислительный комплекс АБАК+	2	52866-13

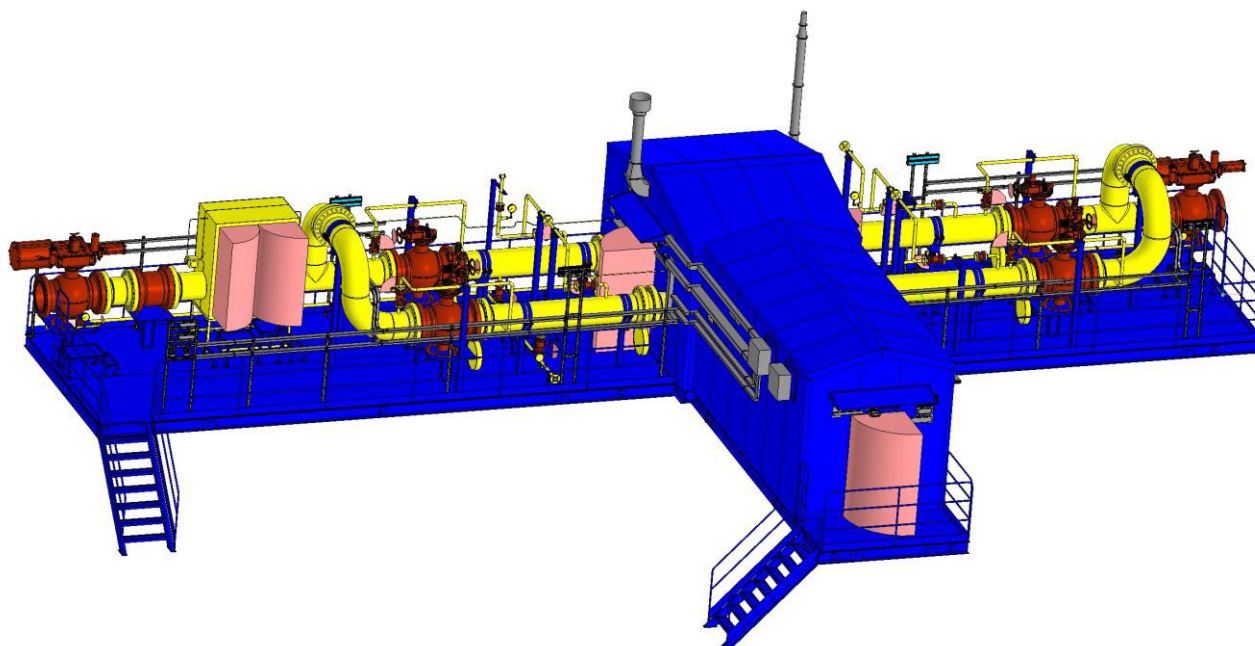


Рисунок 1 – Общий вид системы измерений количества и показателей качества газа в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата

Основные функции СИКГ:

СИКГ обеспечивает выполнение основных функций:

- автоматическое определение расхода и количества газа в рабочих условиях и приведенного к стандартным условиям, формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год);
- местное и дистанционное измерение значений давления и температуры в ИЛ;
- визуальное представление информации о значениях измеряемых параметров, состоянии СИ и технологического оборудования на средствах отображения в помещении операторной;
- передача на верхний уровень и, при необходимости, потребителю газа отчетов о расходе и количестве газа;
- дистанционное управление запорной арматурой, автоматизированное управление технологическим оборудованием;
- ввод в вычислитель компонентного состава газа, плотности газа при стандартных условиях, а также расчет теплотворной способности газа;

- определение в автоматическом режиме температуры точки росы по воде и по углеводородам;
- по заданию оперативного персонала выполнение контроля метрологических характеристик рабочей ИЛ по камере нулевого расхода имитационным методом, оформление и печать протоколов контроля метрологических характеристик;
- обеспечение 100 % резервирования ИК;
- резервирование ИЛ;
- пломбирование запорной арматуры, открытие которой приводит к изменению результатов измерений;
- отбор проб газа в соответствии с требованиями ГОСТ 31370-2008;
- возможность осмотра и очистки внутренней полости ИЛ;
- слив конденсата из трубопроводов ИЛ через дренажные трубопроводы, а также их промывка или пропарка;
- возможность подключения к свече сброса газа.

В СИКГ предусмотрена защита от несанкционированного доступа к системной информации, программным средствам, текущим данным и параметрам настройки (механические пломбы, индивидуальные пароли и программные средства для защиты файлов и баз данных, ведение журналов событий). Пломбировка элементов СИКГ проводится в соответствии с их эксплуатационной документацией. Должна быть обеспечена возможность пломбирования, нанесения оттисков клейм или наклеек на СИ, входящие в состав СИКГ. Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Заводской номер указан на табличке, представленной на рисунке 2. Табличка размещается на входе в блок-бокс СИКГ



Рисунок 2 – Табличка с обозначением СИКГ

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ базируется на ПО измерительно-вычислительного комплекса АБАК+ (далее – ИВК).

ПО СИКГ защищено от несанкционированного доступа, изменения алгоритмов и установленных параметров путем применения систем идентификации пользователя с помощью логина, пароля и пломбировки корпуса вычислителей. Метрологические характеристики СИКГ нормированы с учетом влияния ПО.

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

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО ИВК исполнения ИнКС

Идентификационные данные (признаки)	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (CRC32)
Значение	Abak.bex	1.0	4069091340
	ngas2015.bex	1.0	3133109068
	mivisc.bex	1.0	3354585224
	mi3548.bex	1.0	2333558944
	ttriso.bex	1.0	1686257056
	AbakC2.bex	1.0	2555287759

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики представлены в таблице 3, основные технические характеристики представлены в таблице 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, м ³ /ч	от 700 000 до 1 500 000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, %	± 1,5

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Избыточное давление газа, МПа	от 7,65 до 9,80
Температура газа, °С	от +2 до +15
Параметры электрического питания силового оборудования: - силового оборудования - вторичной аппаратуры - частота переменного тока, Гц	трехфазное 380 В ± 10% однофазное 230 В ± 10% 50±1
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды внутри блок-бокса, °С - относительная влажность, %, не более - атмосферное давления, кПа	от +10 до +32,8 80 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры рамного основания технологического оборудования, мм, не более - ширина - длина	4 300 23 350
Габаритные размеры блок-бокса для размещения средств измерений (расходомеры, датчики давления и температуры, манометры, термометры), мм, не более - высота - ширина - длина	3 750 3 400 5 000
Срок службы, лет, не менее	30

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ представлена в таблице 5

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и показателей качества газа в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата (установка извлечения и транспорта конденсата «Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Газпромнефть-Ямал»)		1
Руководство по эксплуатации	848.00.00.00.000 РЭ	1
Методика поверки		1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа системой измерений количества и показателей качества газа (СИКГ) в составе комплекса объектов по компримированию и подготовке газа и конденсата. Установка извлечения и транспорта конденсата «Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения ООО «Газпромнефть-Ямал», свидетельство об аттестации методики (метода) измерений № 01.00257-2013/122013-20, регистрационный номер в федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2020.38550.

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»;

ГОСТ Р 8.733-2011 «Национальный стандарт Российской Федерации. Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» (с изменением № 1 от 1 июля 2014 г. и поправкой от 26 февраля 2014 г.).

Правообладатель

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

ИНН 8901001822

Юридический адрес: 629002, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард, ул. Мира, д. 43а

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ» (ООО «Автоматизация-Метрология-ЭКСПЕРТ»)

ИНН 0276115746

Юридический адрес: 450104, г. Уфа, Уфимское ш., д. 13А.

Адрес места осуществления деятельности: 450076, г. Уфа, ул. Чернышевского, д. 82, оф. 614

Тел. (факс): +7 (347) 286-53-50

E-mail: info@ame-info.ru

Испытательный центр

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

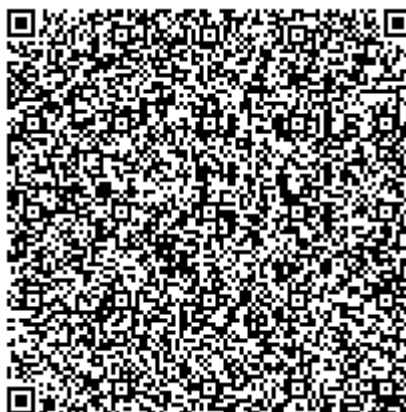
Юридический адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19

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

Факс (843) 272-00-32

E-mail: office@vniir.org

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



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89888-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Горбатовская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Горбатовская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляют по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислителе автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА2	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ex, мод. Метран-276-24 Exd	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1	1 (ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 011222 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

ПО СИКГ реализовано в вычислитель. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8A.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 979,3
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Горбатовская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Горбатовская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.45568.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

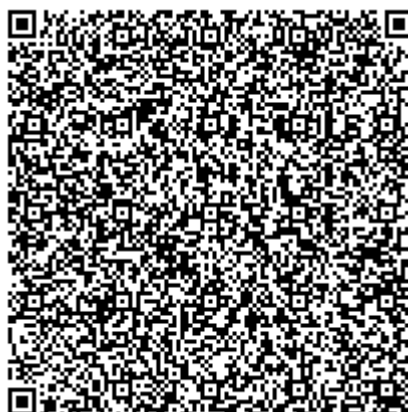
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск,
ул. Научная, д. 3, стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89889-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии ПНН Северо-Флеровский ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии ПНН Северо-Флеровский ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислителе автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА2	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ex, мод. Метран-276-24 Exd	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1	1 (ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 021222 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

ПО СИКГ реализовано в вычислителе. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8A.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 958,9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество , шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии ПНН Северо-Флеровский ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии ПНН Северо-Флеровский ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.45574.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

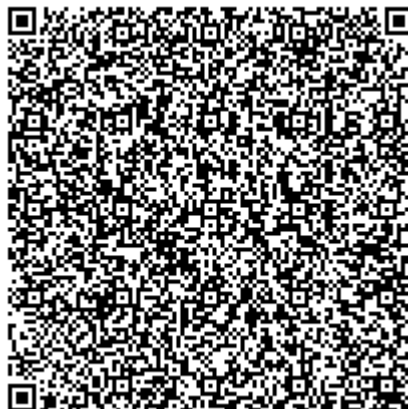
Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск,
ул. Научная, д. 3, стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89890-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Софинско-Дзержинская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Софинско-Дзержинская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляют по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислитель автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА2	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех, мод. Метран-276-24 Ехd	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8А, мод. DYMETIC-8А.1	1(ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 031222 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

ПО СИКГ реализовано в вычислителе. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

Конструкция вычислителя исключает возможность несанкционированного влияния на ПО вычислителя и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8А.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 962,2
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Софинско-Дзержинская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКГ	№П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефтегазоводяной смеси. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Софинско-Дзержинская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.45575.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89891-23

Лист № 1
Всего листов 4

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Покровская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Покровская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляют по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислителе автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА2	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех, мод. Метран-276-24 Ехd	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8А, мод. DYMETIC-8А.1	1 (ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 041222 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

ПО СИКГ реализовано в вычислитель. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8А.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 970,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметров измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Покровская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКГ	П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр на СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Покровская ЦППН-6 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.45573.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

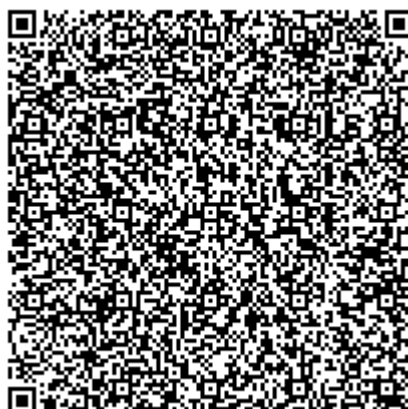
Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)
ИНН 6315229162
Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50
Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»
(ООО ИК «СИБИНТЕК»)
Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск,
ул. Научная, д. 3, стр. 6
Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Лист № 1
Всего листов 4

Регистрационный № 89892-23

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Парфеновская ЦППН-5 АО «Самаранефтегаз»

Назначение средства измерений

Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Парфеновская ЦППН-5 АО «Самаранефтегаз» (далее – СИКГ) предназначена для автоматизированных измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на использовании косвенного метода динамических измерений объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

При косвенном методе динамических измерений объемный расход и объем свободного нефтяного газа, приведенные к стандартным условиям, вычисляются по результатам измерений при рабочих условиях объемного расхода, температуры, давления и компонентного состава свободного нефтяного газа. При помощи вычислителя DYMETIC-8A, мод. DYMETIC-8A.1 (далее – вычислитель) автоматически рассчитывается коэффициент сжимаемости свободного нефтяного газа и плотность свободного нефтяного газа при стандартных условиях в соответствии с ГСССД МР 113-03. Далее в вычислитель автоматически выполняется расчет объемного расхода и объема свободного нефтяного газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ представляет собой единичный экземпляр измерительной системы целевого назначения, спроектированной для конкретного объекта и состоящей из компонентов серийного изготовления. Монтаж и наладка СИКГ осуществлены непосредственно на объекте эксплуатации в соответствии с проектной и эксплуатационной документацией на СИКГ и ее компоненты.

Конструктивно СИКГ состоит из одной измерительной линии (далее – ИЛ) и вычислителя. На ИЛ установлены измерительные компоненты, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Состав СИКГ

Наименование измерительного компонента	Количество измерительных компонентов (место установки)	Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений
Датчики расхода газа «DYMETIC-1223M»	1 (ИЛ)	77155-19
Датчики давления Метран-150, мод. Метран-150ТА2	1 (ИЛ)	32854-13
Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом Метран-270-Ех, мод. Метран-276-24 Ехd	1 (ИЛ)	21968-11
Вычислители DYMETIC-8А, мод. DYMETIC-8А.1	1(ИЛ)	84757-22

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

Пломбировка СИКГ не предусмотрена. С целью обеспечения идентификации заводской номер 11012023 в виде цифрового обозначения, состоящего из арабских цифр, наносится типографским способом на шильд-табличку шкафа вычислителя СИКГ, а также типографским способом в формуляре СИКГ.

Программное обеспечение

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

ПО СИКГ реализовано в вычислителе. ПО вычислителя настроено для работы и испытано при испытаниях СИКГ в целях утверждения типа.

Конструкция вычислителя исключает возможность несанкционированного влияния на ПО вычислителя и измерительную информацию.

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

Идентификационные данные метрологически значимой части вычислителя СИКГ приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные ПО СИКГ

Идентификационные данные (признаки)	DYMETIC-8А.1
Номер версии ПО	1.0-20

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики, включая показатели точности и показатели качества измеряемой среды, приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 1,8 до 963,9
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям, %	±4

Таблица 4 – Основные технические характеристики СИКГ и параметры измеряемой среды

Наименование характеристики	Значение
Температура окружающего воздуха в месте установки измерительной линии, °С:	от -45 до +50
Температура окружающего воздуха в помещении в месте установки вычислителя, °С:	от +15 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	от 18 до 28
Средний срок службы, лет, не менее	12
Измеряемая среда со следующими параметрами: - абсолютное давление измеряемой среды, МПа - избыточное давление измеряемой среды, МПа - температура измеряемой среды, °С	свободный нефтяной газ от 0,1 до 0,7 от 0 до 0,6 от -10 до +40

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность СИКГ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Парфеновская ЦППН-5 АО «Самаранефтегаз»	-	1
Технологическая инструкция СИКГ	№П4-04 И-010 ЮЛ-035	1
Формуляр СИКГ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений объема свободного нефтяного газа косвенным методом динамических измерений с применением системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа на продувку факельной линии УПСВ Парфеновская ЦППН-5 АО «Самаранефтегаз», аттестованная ООО ИК «СИБИНТЕК», регистрационный номер по Федеральному реестру методик измерений ФР.1.29.2023.45571.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений.

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

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа»;

ГОСТ 8.733-2011 «Государственная система обеспечения единства измерений. Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

Правообладатель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Изготовитель

Акционерное общество «Самаранефтегаз» (АО «Самаранефтегаз»)

ИНН 6315229162

Адрес: 443071, г. Самара, Волжский пр-кт, д. 50

Телефон: +7 (846) 333-02-32

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Сибирская интернет компания»

(ООО ИК «СИБИНТЕК»)

Место осуществления деятельности: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Научная, д. 3, стр. 6

Юридический адрес: 117152, г. Москва, Загородное ш., д. 1, стр. 1

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312187.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «04» сентября 2023 г. № 1787

Регистрационный № 89893-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений количества свободного нефтяного газа СИКГ-1 на объекте «Энергоцентр на месторождении им. А. Жагина. Западно-Зимний лицензионный участок»

Назначение средства измерений

Система измерений количества свободного нефтяного газа СИКГ-1 на объекте «Энергоцентр на месторождении им. А. Жагина. Западно-Зимний лицензионный участок» (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода (объема) свободного нефтяного газа (далее – газ), приведенного к стандартным условиям (температура плюс 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи системы обработки информации (далее – СОИ) входных сигналов, поступающих по линиям связи от средств измерений объемного расхода, давления, температуры.

СИКГ реализует косвенный метод динамических измерений объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям.

СИКГ состоит из:

- блока измерительных линий (далее – БИЛ): одна рабочая DN 250 и одна резервная DN 250 измерительные линии;
- СОИ.

Средства измерений, входящие в состав СИКГ:

- счетчики газа КТМ600 РУС (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – регистрационный номер) 62301-15);
- преобразователи давления измерительные АИР-20/М2 (регистрационный номер 63044-16);
- термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ (регистрационный номер 77963-20);
- комплексы измерительно-вычислительные расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (регистрационный номер 52866-13) (далее – АБАК+).

Автоматизированное рабочее место оператора входит в состав СОИ.

СИКГ выполняет следующие основные функции:

- автоматическое определение объемного расхода и объема газа, приведённых к стандартным условиям, по каждой измерительной линии и СИКГ-1 в целом;
- автоматическое отображение и регистрация измерительной и технологической информации;
- автоматический сбор и обработку сигналов, поступающих от всех измерительных преобразователей;

- автоматический контроль значений измеряемых величин, включение предупредительной сигнализации при выходе за допускаемые пределы;
 - автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств, нарушении измерительных каналов;
 - автоматический контроль и учет состояния технологического оборудования;
 - автоматическая регистрация отклонений от заданных режимов работы, распознавание аварийных ситуаций;
 - автоматический контроль достоверности информации, правильности выполнения вычислений;
 - автоматическое обнаружение отказов технических и программных средств;
 - многоуровневая парольная защита СОИ от несанкционированного доступа с разделением уровней доступа к просмотру и изменению настроек и конфигурации, а также изменению технологических параметров для различных пользователей;
 - ведение журнала аварийных и технологических сообщений;
 - ведение журнала регистрации действий операторного персонала;
 - ведение журнала событий безопасности;– контроль целостности и подлинности метрологически значимого ПО, в том числе встроенного;
 - регистрация в системном журнале аварийных событий, сообщений об ошибках, а также событиях доступа к метрологически значимым параметрам с указанием даты и времени доступа, нового и прежнего значения параметра;
 - формирование базы данных;
 - формирование и печать отчетных документов, протоколов нештатных ситуаций;
 - передача информации на более «высокий уровень» по согласованным протоколам обмена (порт RS-485, протокол Modbus RTU и порт Ethernet, протокол Modbus TCP).
- Пломбирование СИКГ не предусмотрено.
Нанесение знака поверки на СИКГ не предусмотрено.
Заводской номер 3327-22 СИКГ наносится на маркировочную табличку, установленную на раме БИЛ, и обеспечивает его идентификацию.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ обеспечивает реализацию функций СИКГ. ПО СИКГ реализовано на базе ПО АБАК+.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Abak.bex
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0
Цифровой идентификатор ПО (CRC32)	4069091340

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м ³ /ч	от 200 до 19999
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, %	±2,5
Пределы допускаемой абсолютной погрешности при измерении количества импульсов на каждые 10000 импульсов, импульс	±1
Пределы допускаемой приведенной к диапазону измерений погрешности измерений сигналов силы постоянного тока от 4 до 20 мА, %	±0,05

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,35 до 0,7
Избыточное давление газа, МПа	от 0,25 до 0,6
Температура газа, °С	от 3 до 40
Объемный расхода газа при рабочих условиях, м ³ /ч	от 50 до 6200
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды в месте установки БИЛ ¹ , °С – температура окружающей среды в месте установки СОИ, °С – относительная влажность, %, не более – атмосферное давление, кПа	от 5 до 35 от 10 до 35 90 от 84,0 до 106,7
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
¹ Обеспечивается за счет тепловой изоляции измерительных линий и размещения измерительных приборов в термо-чехлы и термо-боксы	

Знак утверждения типа наносится

на титульный лист паспорта СИКГ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений количества свободного нефтяного газа СИКГ-1 на объекте «Энергоцентр на месторождении им. А. Жагина. Западно-Зимний лицензионный участок», заводской № 3327-22	—	1 шт.
Инструкция по эксплуатации	—	1 экз.
Паспорт	—	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

Инструкция «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем свободного нефтяного газа. Методика измерений системой измерений количества и параметров газа СИКГ-1 на месторождении им. А.Жагрина», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений ФР.1.29.2023.45609.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «БерезкаГаз Иртыш» (ООО «БерезкаГаз Иртыш»)

ИНН 8601053322

Юридический адрес: 628011, г. Ханты-Мансийск, ул. Энгельса, д. 60

Тел.: (3467) 362-484

Факс: (3467) 327-326

E-mail: info@hmao.berezkagas.com

Изготовитель

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

ИНН 1660002574

Юридический адрес: 420029, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Пионерская, д. 17

Адрес места осуществления деятельности: 420095, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Восстания, зд. 104И

Тел.: (843) 212-50-10

Факс: (843) 212-50-20

E-mail: mail@incomsystem.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

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

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.

